



ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL EXPOST DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN CONFORMADO POR LAS L/T

MOLINO – PASCUALES, MOLINO – ZHORAY – MILAGRO, MOLINO – RIOBAMBA – TOTORAS, PASCUALES – TRINITARIA A 230 kV Y PASCUALES – CHONGÓN – (LAS JUNTAS) – POSORJA - (LAS JUNTAS) – SANTA ELENA, MOLINO – CUENCA Y MILAGRO – SAN IDELFONSO – MACHALA A 138 kV

INFORME BASE

CAPÍTULO IV

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO, OBRA O ACTIVIDAD



CHARLIEG
Ingeniería y Remediación

4. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	4-1
4.1 INTRODUCCIÓN	4-1
4.1.1 Situación del proyecto en el contexto nacional	4-1
4.1.2 Organismo a cargo del Servicio de Transmisión Eléctrica	4-2
4.1.2.1 Evolución histórica desde INECEL hasta CELEC EP – TRANSELECTRIC	4-2
4.1.2.2 Organigrama de CELEC EP-TRANSELECTRIC	4-4
4.1.2.3 Zonas Operativas CELEC EP-TRANSELECTRIC	4-6
4.1.3 Configuración del Sistema Nacional de Transmisión	4-7
4.1.4 Líneas de Transmisión sin regularización ambiental	4-10
4.2 EL PROYECTO ELÉCTRICO	4-12
4.3 COMPONENTES GENERALES DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA	4-13
4.3.1 Aisladores	4-13
4.3.2 Conductores	4-16
4.3.2.1 Tipos de conductores	4-17
4.3.2.2 Características principales	4-17
4.3.3 Cable de guarda	4-23
4.3.3.1 Tipos de cables de guarda	4-23
4.3.3.2 Cables de guarda convencionales	4-24
4.3.3.3 Características principales:	4-24
4.3.3.4 Cables de guarda convencional de acero recubierto de aluminio (alumoweld)	4-24
4.3.3.5 Cables compuestos tierra-óptico (OPGW: optical power ground wire)	4-25
4.3.3.6 OPGW con tubo de aluminio extruido	4-26
4.3.3.7 OPGW con tubo de acero inoxidable	4-26
4.3.3.8 Instalación de fibra óptica	4-27
4.3.4 Torres metálicas autosoportadas	4-28
4.3.4.1 Características principales	4-28
4.3.5 Herrajes y accesorios	4-34
4.3.5.1 Características principales	4-34
4.3.6 Cimentaciones	4-42
4.3.6.1 Cimentaciones Monobloque	4-43
4.3.6.2 Cimentaciones Fraccionadas	4-44
4.3.6.3 Cimentaciones profundas	4-45
4.3.7 Puesta a tierra	4-45
4.3.8 Servidumbres	4-46
4.3.9 Distancias de Seguridad	4-48
4.4 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LAS LÍNEAS QUE CONFORMAN EL SISTEMA	4-53
4.4.1 Línea de transmisión Molino – Pascuales a 230 kV	4-53
4.4.1.1 Recorrido de la Línea	4-53
4.4.1.2 Características Técnicas principales de la Línea de Transmisión	4-54
4.4.1.3 Características de los materiales utilizados	4-54
4.4.1.4 Características de los Accesorios	4-56
4.4.2 Línea de Transmisión Molino – Zhoray – Milagro a 230 kV	4-56
4.4.2.1 Recorrido de la Línea	4-56
4.4.2.2 Características Técnicas principales de la Línea de Transmisión	4-57
4.4.2.3 Características de los materiales utilizados	4-58
4.4.2.4 Características de los Accesorios	4-59
4.4.3 Línea de transmisión Molino – Riobamba – Totoras a 230 kV	4-60
4.4.3.1 Recorrido de la Línea	4-60
4.4.3.2 Características Técnicas principales de la Línea de Transmisión	4-61

4.4.3.3	Características de los materiales utilizados	4-61
4.4.3.4	Características de los Accesorios	4-63
4.4.4	Línea de transmisión Pascuales – Trinitaria a 230 kV	4-64
4.4.4.1	Recorrido de la Línea	4-64
4.4.4.2	Características Técnicas principales de la Línea de Transmisión	4-64
4.4.4.3	Características de los materiales utilizados	4-64
4.4.4.4	Características de los Accesorios	4-66
4.4.5	Línea de transmisión Pascuales – Chongón – (Las Juntas) – Posorja y (Las Juntas) – Santa Elena a 138 kV	4-67
4.4.5.1	Recorrido de las Líneas	4-67
4.4.5.2	Características Técnicas principales de la Línea de Transmisión	4-67
4.4.5.3	Características de los materiales utilizados	4-68
4.4.5.4	Características de los Accesorios	4-72
4.4.6	Línea de transmisión Molino – Cuenca a 138 kV	4-72
4.4.6.1	Recorrido de la Línea	4-72
4.4.6.2	Características Técnicas principales de la Línea de Transmisión	4-73
4.4.6.3	Características de los materiales utilizados	4-73
4.4.6.4	Características de los Accesorios	4-75
4.4.7	Línea de transmisión Milagro – San Idelfonso – Machala a 138 kV	4-75
4.4.7.1	Recorrido de la Línea	4-75
4.4.7.2	Características Técnicas principales de la Línea de Transmisión	4-76
4.4.7.3	Características de los Accesorios	4-78
4.5	CAMINOS DE ACCESO	4-79
4.6	MANTENIMIENTO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN	4-81
4.6.1	Mantenimiento preventivo	4-82
4.6.2	Mantenimiento Correctivo	4-86
4.6.3	Proceso de planificación del mantenimiento	4-87
4.6.4	Descripción General de los trabajos de operación y mantenimiento	4-102
4.6.5	Actividades de mantenimiento	4-103
4.6.5.5	Desbroce o Limpieza de Accesos existentes	4-103
4.6.5.6	Desbroce de Franja de Servidumbre y Corte de Árboles en Proyecciones	4-104
4.6.5.7	Limpieza de Bases, Sitio de Estructuras y Protecciones Viales	4-105
4.6.5.8	Limpieza de Cuentas de Coronación y Drenajes	4-106
4.6.5.9	Limpieza de Muro de Gaviones y Muro de Contención	4-106
4.6.5.10	Mantenimiento Estructura	4-106
4.6.5.10.1	Inspección electromecánica detallada	4-106
4.6.5.10.2	Mantenimiento Ensamblajes y Subensamblajes	4-116
4.6.5.10.3	Mantenimiento Aisladores	4-116
4.6.5.10.4	Cambio de aisladores en suspensión	4-117
4.6.5.10.5	Cambio de aisladores en retención	4-118
4.6.5.10.6	Limpieza de aisladores	4-120
4.6.5.10.7	Medición de campo eléctrico en aislador	4-121
4.6.5.11	Mantenimiento Conductores	4-121
4.6.5.11.1	Cambio o reparación de conductor	4-123
4.6.5.11.2	Mantenimiento de puestas a tierra	4-125
4.6.6	Seguridad y salud en los trabajos	4-126
4.6.7	Emergencias en los trabajos	4-128
4.7	CICLO DE VIDA DEL PROYECTO	4-134
4.8	MANO DE OBRA REQUERIDA	4-136
4.9	INSTALACIONES	4-136
4.10	MAQUINARIA	4-136
4.11	MATERIALES E INSUMOS	4-137

4.12 DESECHOS	4-137
4.12.1 Tipos de desechos	4-137

TABLAS

CONTENIDO	PAGINA
TABLA No. 4.1 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA DEL SISTEMA.....	4-12
TABLA No. 4.2 LÍNEA DE TRANSMISIÓN MOLINO – PASCUALES A 230 KV	4-53
TABLA No. 4.3 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA LT MOLINO-PASCUALES.....	4-54
TABLA No. 4.4 LÍNEA DE TRANSMISIÓN MOLINO-ZHORAY-MILAGRO A 230 KV	4-57
TABLA No. 4.5 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA LÍNEA MOLINO-ZHORAY-MILAGRO A 230 KV	4-58
TABLA No. 4.6 LÍNEA DE TRANSMISIÓN MOLINO-RIOBAMBA-TOTORAS A 230 KV.....	4-60
TABLA No. 4.7 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA LT MOLINO-RIOBAMBA-TOTORAS A 230 KV	4-62
TABLA No. 4.8 LÍNEA DE TRANSMISIÓN PASCUALES-TRINITARIA A 230 KV.....	4-64
TABLA No. 4.9 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA LT PASCUALES-TRINITARIA A 230 KV	4-65
TABLA No. 4.10 LÍNEA DE TRANSMISIÓN PASCUALES – CHONGÓN – (LAS JUNTAS) – POSORJA A 138 KV.....	4-67
TABLA No. 4.11 LÍNEA DE TRANSMISIÓN LAS JUNTAS – SANTA ELENA A 138 KV	4-67
TABLA No. 4.12 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA L/T PASCUALES – CHONGÓN – (LAS JUNTAS) – POSORJA Y LT (LAS JUNTAS) – SANTA ELENA A 230 KV	4-69
TABLA No. 4.13 LÍNEA DE TRANSMISIÓN MOLINO – CUENCA A 138 KV	4-73
TABLA No. 4.14 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA L/T MOLINO – CUENCA A 138 KV 4- 74	
TABLA No. 4.15 LÍNEA DE TRANSMISIÓN MILAGRO – SAN IDELFONSO – MACHALA A 138 KV	4-76
TABLA No. 4.16 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA LT MILAGRO – SAN IDELFONSO – MACHALA A 138 KV	4-77
TABLA No. 4.1 ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	4-102
TABLA No. 4.2 ENTRADAS Y SALIDAS CICLO DEL PROYECTO, ACTIVIDADES	4-134
TABLA No. 4.3 MAQUINARIA O EQUIPOS.....	4-136
TABLA No. 4.4 MATERIALES E INSUMOS	4-137
TABLA No. 4.5 DESECHOS COMUNES	4-137
TABLA No. 4.6 DESECHOS HIDROCARBUROS, ACEITES Y QUÍMICOS.....	4-138

FIGURAS

CONTENIDO	PAGINA
FIGURA No. 4.1. Estructura Orgánica Funcional CELEC EP - TRANSELECTRIC ...	4-5
FIGURA No. 4.2. Zonas Operativas Organización Espacial en Territorio.....	4-6
FIGURA No. 4.3. Subestaciones y Zonas Operativas	4-7

FIGURA No. 4.4.	Infraestructura del Sistema Nacional de Transmisión (2020).....	4-8
FIGURA No. 4.5.	Sistema Nacional de Transmisión (SNT)	4-9
FIGURA No. 4.6.	Red Nacional de Fibra Óptica	4-9
FIGURA No. 4.7.	Líneas de Transmisión eléctrica en proceso de regularización ambiental.....	4-11
FIGURA No. 4.8.	Líneas de Transmisión eléctrica en estudio	4-12
FIGURA No. 4.9.	Partes de una línea de transmisión.....	4-13
FIGURA No. 4.10.	Aislador Tipo suspensión Ball and Socket.....	4-14
FIGURA No. 4.11.	Tipos de Aislador Ball and Socket	4-15
FIGURA No. 4.12.	Características Aislador Tipo Standart Ball and Socket.....	4-15
FIGURA No. 4.13.	Características Aislador Tipo FOG Ball and Socket	4-16
FIGURA No. 4.1.	Distancias Mínimas del Conductor al Suelo para 138 kV	4-49
FIGURA No. 4.2.	Distancias Mínimas en cruces con otras líneas para voltaje de 138 kV	4-50
FIGURA No. 4.3.	Distancias Mínimas desde Línea energizada a parte más alta de vegetación.	4-50
FIGURA No. 4.4.	Distancias Mínimas de Seguridad verticales a vías y superficies navegables.	4-51
FIGURA No. 4.5.	Mantenimiento Preventivo y Correctivo	4-82
FIGURA No. 4.6.	Ancho de Franja de Servidumbre.	4-83
FIGURA No. 4.7.	Mantenimiento de la franja de servidumbre.	4-84
FIGURA No. 4.8.	Desbroce de Vegetación.	4-85
FIGURA No. 4.9.	Guía para desbroce de faja, sitios críticos y árboles con Proyección para Líneas de 138 y 230 kV	4-104

ANEXOS

- ANEXO 4.1 PLANOS TIPOS TORRES**
- ANEXO 4.2 IMPOSICIÓN DE SERVIDUMBRE**
- ANEXO 4.3 UBICACIÓN SISTEMA DE TRANSMISIÓN**
- ANEXO 4.4 PROGRAMA MANTENIMIENTO**

4. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

4.1 INTRODUCCIÓN

4.1.1 *Situación del proyecto en el contexto nacional*

Las líneas de transmisión que se analizan en el presente estudio fueron y son de vital importancia para el desarrollo eléctrico del País, pues nacen en la Subestación Molino, que es la subestación de elevación de la Central Paute, es decir de la mayor central Hidroeléctrica que tuvo el Ecuador por más de 30 años hasta que se construyera la central Coca Codo Sinclair. La línea Molino-Milagro 230 kV y que cabe indicar se enlaza también con la subestación Pascuales, fue la encargada de llevar la energía producida en Paute al mayor centro de consumo de electricidad del País, es decir la ciudad de Guayaquil.

La Línea Molino-Riobamba-Totoras a 230 kV permitió el cierre del anillo eléctrico a nivel de 230 kV alrededor del Ecuador y el reforzamiento del sistema eléctrico en el centro y centro norte del País y por consecuencia al segundo centro de consumo energético, es decir la ciudad de Quito.

Estas Líneas en la actualidad siguen siendo parte del anillo eléctrico a nivel de 230 kV que sostiene la operatividad del Sistema Nacional Interconectado por lo que su construcción marcó un hito trascendental en la forma de vivir de los ecuatorianos.

Una vez que se contó con la energía del Paute puesta en las Subestaciones Milagro y Pascuales se pudo extender las redes hacia la región Peninsular y hacia el sur de País a la Provincia de El Oro, con las Líneas Pascuales-Las Juntas-Posorja, Pascuales-Las Juntas-Sta. Elena y Milagro-Machala a 138 kV respectivamente; cubriendo con estas líneas toda la demanda eléctrica de las provincias de Santa Elena y El Oro. Cabe destacar el hecho de que las líneas antes mencionadas son de simple circuito por lo que una salida de servicio de alguna de ellas significaba apagón general para la provincia a la que servía.

Por temas de estabilidad del Sistema Nacional Interconectado ante una posible salida de una de las líneas del anillo y la cargabilidad de la Línea Molino-Milagro-Pascuales a 230 kV y la posibilidad de un colapso general y junto con la ejecución de la Fase C del Paute, fue necesario la construcción de las líneas Paute – Pascuales – Trinitaria a 230 kV que también fortaleció el sistema eléctrico al sur de la ciudad de Guayaquil donde se concentran los grandes puertos e industrias. La construcción de estas líneas permitió operar el Sistema Nacional Interconectado con el anillo cerrado, situación que no era posible en ciertas condiciones de demanda, lo que dificultaba la operación del mismo.

La Línea Molino- Cuenca a 138 kV atendió en su momento toda la demanda eléctrica de la ciudad de Cuenca y sus alrededores.

Con el pasar del tiempo y la entrada de proyectos de generación se fueron incluyendo subestaciones intermedias cerca del trazado de algunas líneas como es el caso de la Subestación San Idelfonso que seccionó la línea Milagro-Machala convirtiendo la línea en Milagro-San Idelfonso a 138 kV y San Idelfonso – Machala a 138 kV; la subestación Zhoray

que seccionó la Línea Molino-Milagro transformándola en Molino-Zhoray-Milagro a 230 kV.

También en el año 2014 se construyó la subestación Chongón, y que seccionó la Línea Pascuales – Las Juntas-Posorja a 138 kV y Pascuales-Las Juntas-Santa Elena a 138 kV.

Se debe mencionar que Las Juntas no representa ninguna subestación solo es un punto de la línea cercano al poblado con el mismo nombre donde se separan las líneas Pascuales- Las Juntas- Posorja y Pascuales-Las Juntas- Sta. Elena que comparten las mismas torres desde la Subestación Pascuales.

4.1.2 Organismo a cargo del Servicio de Transmisión Eléctrica

4.1.2.1 Evolución histórica desde INECEL hasta CELEC EP – TRANSELECTRIC

En vista de los años en que fueron construidas y entraron en operación las líneas de transmisión objeto de este Estudio, se hace necesario abordar la evolución histórica que ha tenido el sector eléctrico ecuatoriano y particularmente el Sistema Nacional de Transmisión (SNT).

La Ley Básica de Electrificación expedida mediante Decreto Ley de Emergencia No. 24, publicado en el Registro Oficial No. 227 de 23 de mayo de 1961, creó el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL) como entidad del estado adscrita al Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos, entidad con personería jurídica de derecho público, con patrimonio y recursos propios, como organismo rector encargado de llevar adelante el proceso de electrificación del Ecuador, asumiendo las funciones de planificación, ejecución y control. En 1996 el INECEL presenta el Primer Plan Anual de Electrificación estableciendo como premisas la creación del Sistema Nacional interconectado y la Integración eléctrica Regional. (*Fuente: José Emilio Luna Campaña, “La Electrificación Rural en el Ecuador”, Instituto de Altos Estudios Nacionales, XVI Curso Superior de seguridad Nacional y Desarrollo, Trabajo de Investigación Individual, 1986-1987*)

Mediante Decreto Supremo No. 1042 publicado en el Registro Oficial No. 387 de 10 de septiembre de 1973, se actualiza la Ley Básica de Electrificación para disponer que al INECEL le corresponda la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, le faculta a formar empresas eléctricas regionales para entregarles la responsabilidad de la distribución y comercialización de la energía eléctrica. En 1973, el INECEL publica el Plan Nacional de Electrificación, Programa 1973-1979.

Posteriormente, mediante la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, publicada en el Suplemento del Registro Oficial No. 43 de 10 de octubre de 1996, en su disposición transitoria primera se declara en proceso de liquidación al INECEL, que desde esta fecha se denominó INECEL EN PROCESO DE LIQUIDACIÓN y que conservará su personería jurídica hasta el 31 de marzo de 1999 improrrogable.

La Ley Orgánica de Empresas Públicas, publicada en el Suplemento del Registro Oficial No. 48 de 16 de octubre de 2009, en su disposición transitoria segunda dispone que las sociedades anónimas en las que el Estado a través de sus entidades y organismos sea el accionista único, se transformen en empresas públicas; sobre el sector eléctrico dispone que el Ministerio

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

Rector encargado del sector eléctrico ecuatoriano, en un plazo no mayor a 180 días podrá resolver la fusión, liquidación, escisión o disolución de las sociedades anónimas en las que es accionista. Esta misma ley dispone que entre los deberes y atribuciones del gerente general está resolver sobre la creación de agencias y unidades de negocio, mismas que son áreas administrativo - operativas de la empresa pública, dirigidas por un administrador con poder especial para el cumplimiento de las atribuciones que le sean conferidas por el representante legal de la referida empresa, que no gozan de personería jurídica propia y que se establecen para desarrollar actividades o prestar servicios de manera descentralizada y desconcentrada.

El 13 de enero de 2009 se fusionan mediante escritura pública, suscrita ante el Notario Décimo Séptimo del Cantón Quito, las empresas Hidropaute S. A., Hidroagoyán S. A., Electroguayas S. A., Termoesmeraldas S. A., Termopichincha S. A. y Transelectric S. A. y se constituye la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC S. A., siendo el único accionista en representación del Estado, el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.

Mediante decreto Ejecutivo 220 de 14 de enero de 2010, publicado en Registro oficial 128 de 11 de febrero de 2010, se crea la Empresa Pública Estratégica CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR, CELEC EP, como entidad de derecho público, con personería jurídica, patrimonio propio y dotada de autonomía presupuestaria, financiera, económica, administrativa y de gestión, que tiene entre sus objetos la generación, transmisión, distribución, comercialización, importación y exportación de energía eléctrica. Mediante este decreto, CELEC EP se subroga en los derechos y obligaciones de las compañías Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC S. A. e Hidroeléctrica Nacional Hidronación S.A., y se le transfieren en forma total los activos, pasivos, y todos los bienes, derechos y obligaciones de las sociedades anónimas extintas por disposición de la Ley Orgánica de Empresas Públicas.

A la fecha de este estudio, CELEC EP posee 14 unidades de negocio: COCA CODO SINCLAIR, ELECTROGUAYAS, ENERJUBONES, GENSUR, HIDROAGOYAN, HIDROAZOGUES, HIDRONACIÓN, HIDROPAUTE, HIDROTOAPI, TERMOESMERALDAS, TERMOGASMACHALA, TERMOMANABI, TERMOPICHINCHA, TRANSELECTRIC.

“La Unidad de Negocio TRANSELECTRIC es responsable de la transmisión de energía en todo el país, a través de una red eléctrica en forma de anillo denominada Sistema de Nacional de Transmisión SNT, que permite transportar la energía desde las centrales de generación hasta las empresas de distribución de todo el país.” ... “CELEC EP TRANSELECTRIC ejecuta y construye nuevos proyectos a lo largo del país, para ampliar y fortalecer la infraestructura existente. Estas nuevas obras mejoran la confiabilidad en la entrega del servicio eléctrico a la ciudadanía, contribuyen al cambio de la matriz energética y consecuentemente a los objetivos del Plan Nacional del Buen Vivir.” (Fuente: Pág. Web TRANSELECTRIC, enero 2020).

Por lo tanto, muchas líneas de transmisión de energía eléctrica, objeto del presente estudio fueron construidas y entraron en operación en los años en que INECEL era el ente rector y ejecutor de obras en el sector eléctrico ecuatoriano.

4.1.2.2 Organigrama de CELEC EP-TRANSELECTRIC

CELEC EP TRANSELECTRIC cuenta con una Gerencia de la Unidad de Negocio, áreas técnicas, administrativa, legal, de Tecnología e Información y varios departamentos de apoyo a la gestión. Como parte del apoyo a la gestión de la Gerencia de la Unidad de Negocio se incluyen la Gestión Social y Ambiental y la Seguridad y Salud Laboral

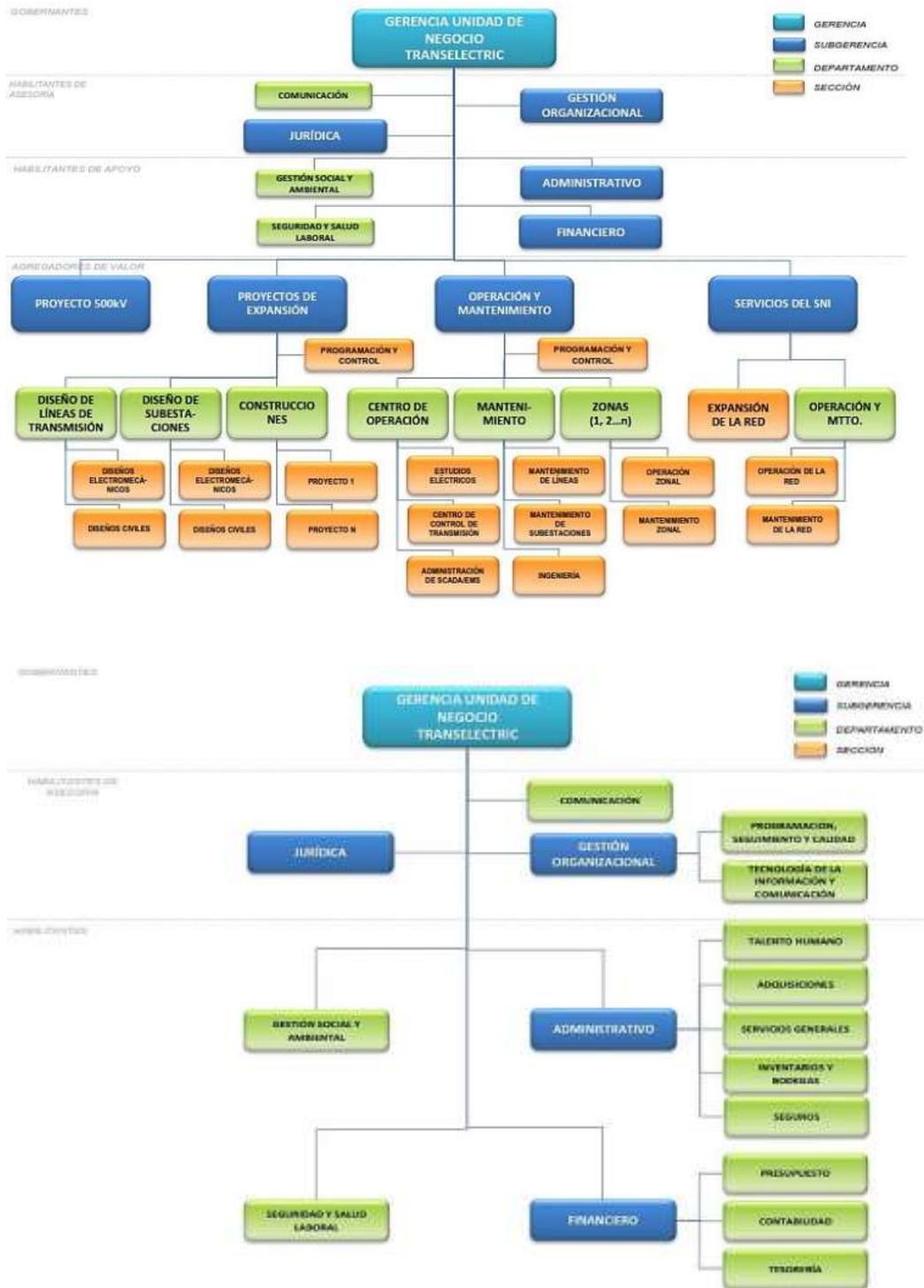
Dentro del área técnica se establecen cuatro Subgerencias, la de Proyectos de Expansión encargada de la planificación, diseño y construcción de nuevos proyectos (SPEX), la Subgerencia de Operación y mantenimiento (SOM), Subgerencia de 500 kV y Subgerencia de Telecomunicaciones.

El área administrativa se divide en la Subgerencia Financiera y Subgerencia Administrativa, existiendo además en la Unidad de Negocio, la Subgerencia Jurídica y de Gestión Organizacional. Tanto la Subgerencia de Proyectos de Expansión, como la de Operación y mantenimiento se manejan con una oficina central en Quito y con zonas de construcción y operativas respectivamente.

Cabe destacar el hecho que por orden Ministerial actualmente toda La Corporación Eléctrica del Ecuador se encuentra intervenida y se está trabajando en la reestructuración organizacional de La Matriz y de sus Unidades de Negocio como es el caso de TRANSELECTRIC.

A continuación, se presenta el organigrama actual de CELEC EP TRANSELECTRIC.

FIGURA No. 4.1. Estructura Orgánica Funcional CELEC EP - TRANSELECTRIC



Fuente: Estatuto Orgánico CELEC EP – TRANSELECTRIC, 2019

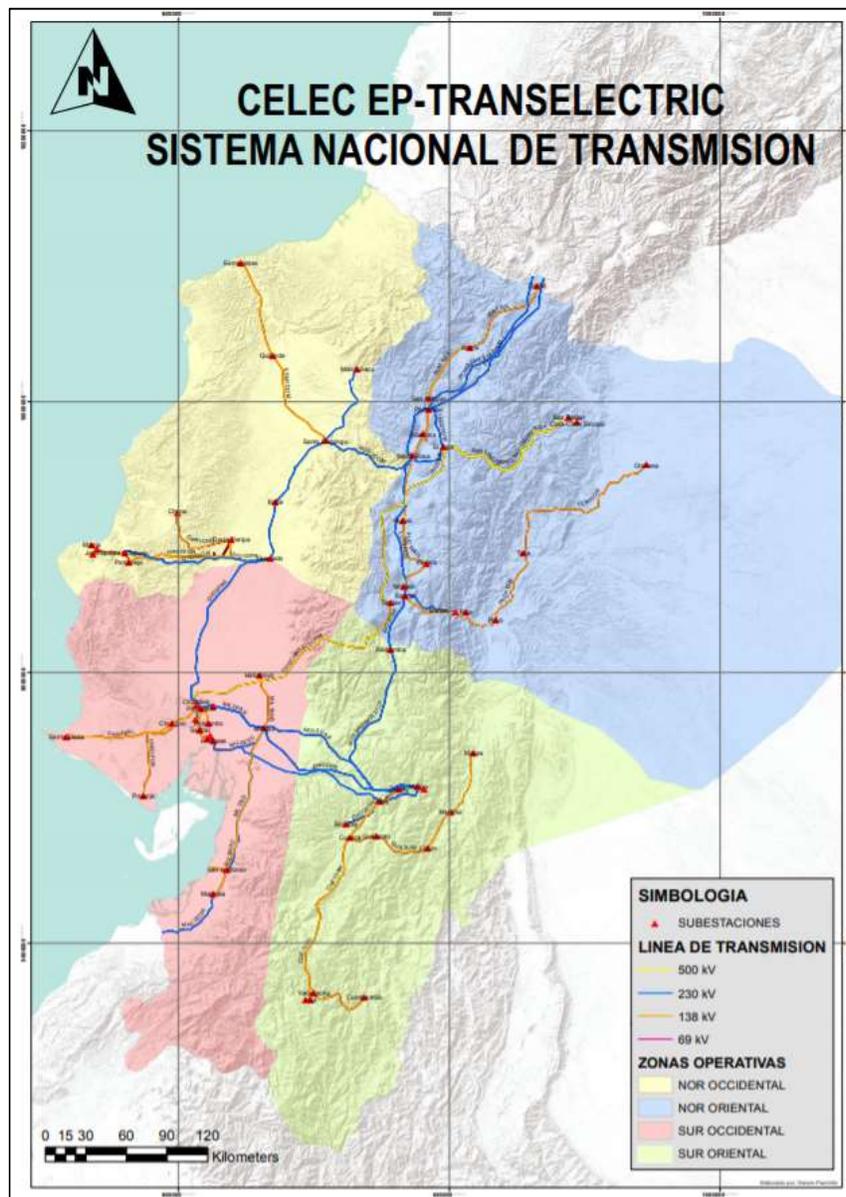
4.1.2.3 Zonas Operativas CELEC EP-TRANSELECTRIC

Operativa y administrativamente, CELEC EP – TRANSELECTRIC ha organizado la operación del Sistema Nacional de Transmisión, dividiendo al SNT en 4 zonas operativas:

- Zona Nor Occidental
- Zona Nor Oriental
- Zona Sur Occidental
- Zona Sur Oriental

La figura siguiente muestra espacialmente dicha organización:

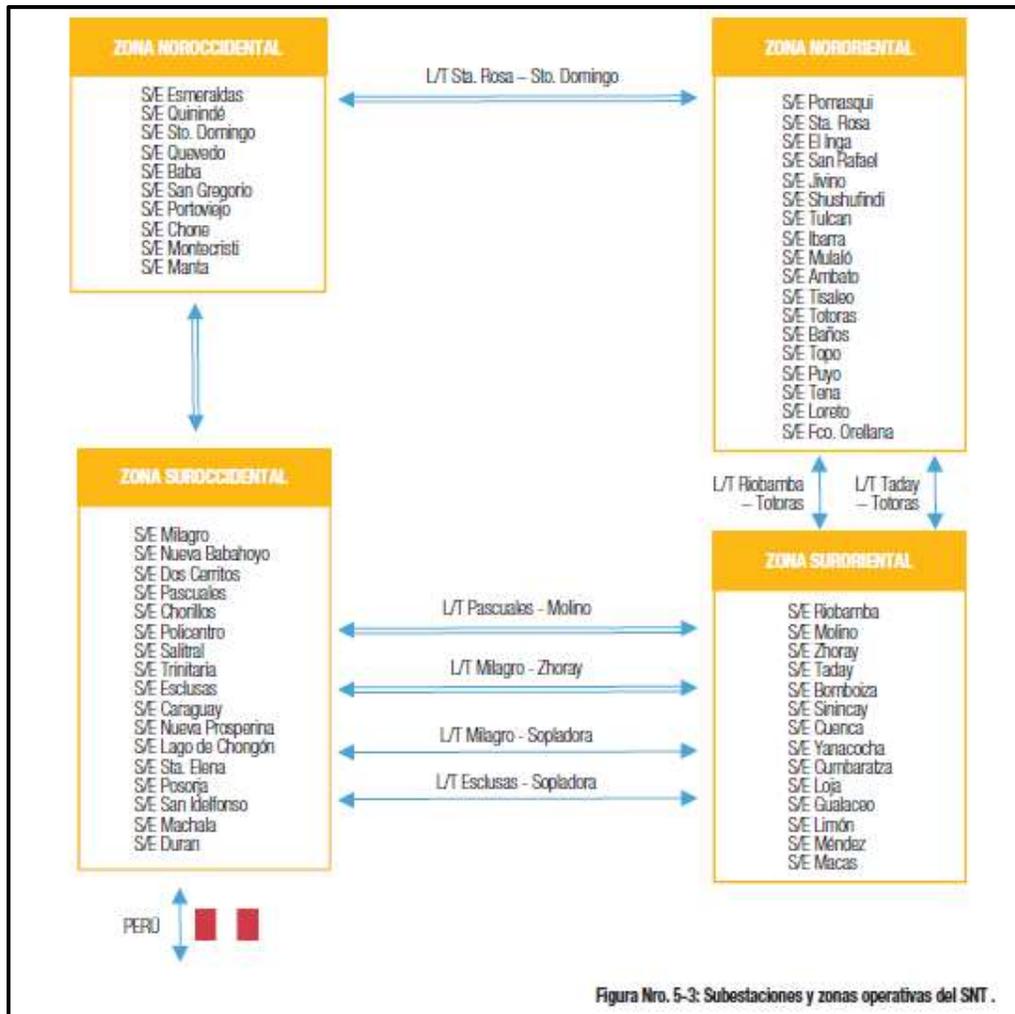
FIGURA No. 4.2. Zonas Operativas Organización Espacial en Territorio



Fuente: Pág. Web TRANSELECTRIC, enero 2020

Y las subestaciones que están asociadas a cada zona se muestran en la siguiente figura.

FIGURA No. 4.3. Subestaciones y Zonas Operativas



Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2018-2027

4.1.3 Configuración del Sistema Nacional de Transmisión

La ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, publicado en el Tercer Suplemento, Registro Oficial No 418 de 16 de enero de 2015, define el Sistema Nacional Interconectado (SNI) como: “*El sistema integrado por los elementos del sistema eléctrico conectados entre sí, el cual permite la producción y transferencia de energía eléctrica entre centros de generación, centros de consumo y nodos de interconexión internacional, dirigido a la prestación del servicio público de energía eléctrica, no incluye la distribución de electricidad.*”

El Reglamento a la citada Ley publicada en el Registro Oficial No 21 de 20 de agosto de 2019, establece que el Sistema Nacional de Transmisión (SNT) es: “*...el conjunto de instalaciones eléctricas que comprende las líneas de transmisión, las subestaciones principales de elevación y de reducción, las instalaciones y bienes en general, directamente relacionados con la transmisión de energía eléctrica; incluyendo los equipamientos de:*

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

compensación, transformación, protección, maniobra, conexión, medición, control y comunicaciones.”

El Art. 42 de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica establece que la actividad de transmisión de electricidad a nivel nacional será realizada por el Estado a través de la correspondiente Empresa Pública.

Desde la liquidación del ex INECEL, el sistema de transmisión eléctrica creció paulatinamente hasta el año 2008 en el que se emprendieron grandes proyectos de generación y se hizo necesaria la construcción de líneas de transmisión de 500 kV.

“El inicio de operación de varios proyectos de generación eléctrica, ha modificado de forma importante la configuración del sistema de transmisión, donde además del anillo de 230 kV, troncal conformado por líneas que interconectan las subestaciones: Molino - Zhoray - Milagro - Dos Cerritos - Pascuales - Quevedo - Santo Domingo - Santa Rosa - Totoras - Riobamba, se han formado en las zonas de Guayaquil y Quito topologías en anillo; y, se dispone además del sistema de transmisión San Rafael - El Inga de 500 kV, reforzando de esta manera la confiabilidad y la seguridad operativa del SNI...” (Plan Maestro de Electricidad 2019-2027, Ministerio de Energía y Recursos no Renovables, p. 60).

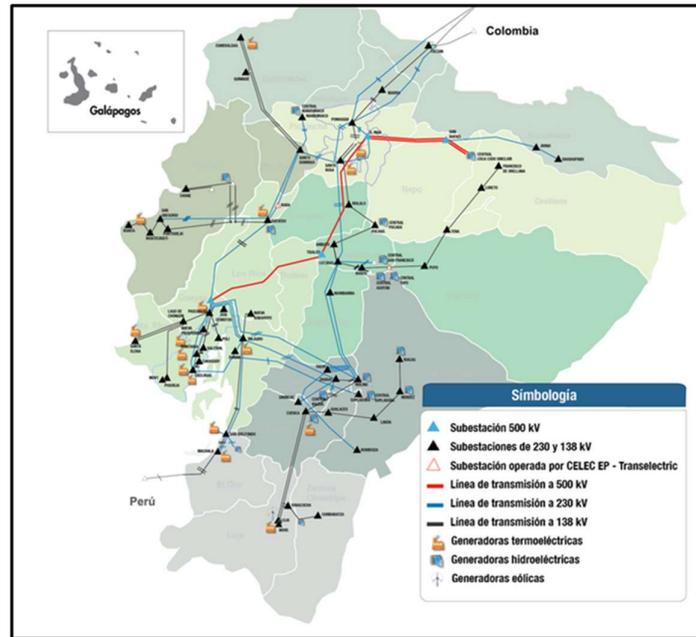
Para el año 2020, CELEC EP Unidad de Negocio TRANSELECTRIC, cuenta con la siguiente infraestructura distribuida a lo largo del país:

FIGURA No. 4.4. Infraestructura del Sistema Nacional de Transmisión (2020)



Fuente: (PÁG. WEB TRANSELECTRIC, 2020)

FIGURA No. 4.5. Sistema Nacional de Transmisión (SNT)



Fuente: (PÁG. WEB TRANSELECTRIC, 2020)

FIGURA No. 4.6. Red Nacional de Fibra Óptica



Fuente: (PÁG. WEB TRANSELECTRIC, 2020)

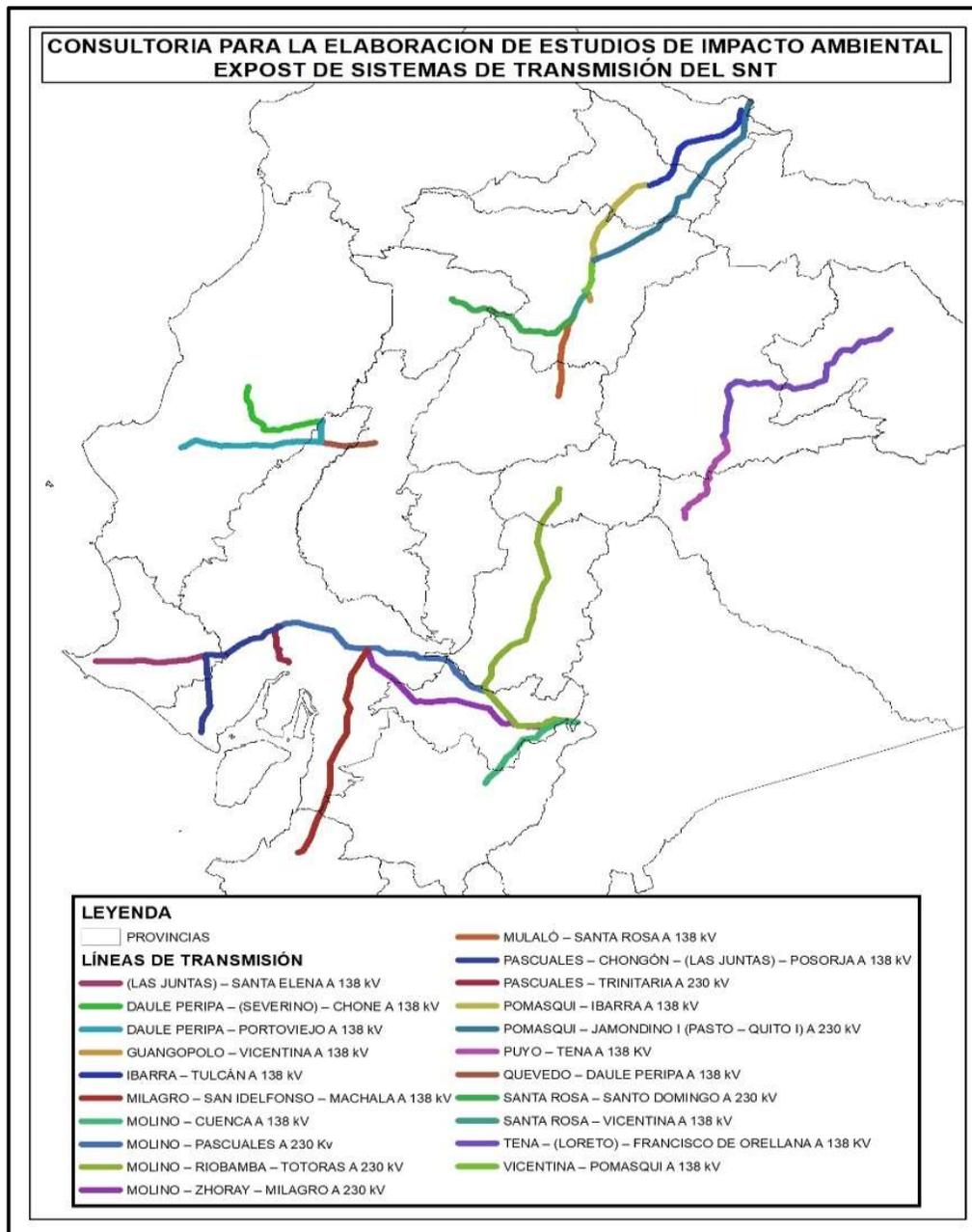
Parte del Sistema Nacional de Transmisión fue construido e ingresó en la fase de operación y mantenimiento antes de la normativa ambiental vigente en el Ecuador, por lo tanto, no cuenta con licencia ambiental, siendo este el objeto del presente estudio de impacto ambiental.

4.1.4 Líneas de Transmisión sin regularización ambiental

El Sistema Nacional de Transmisión (SNT), cuenta con aproximadamente 1759,16 km de líneas construidas antes de la vigencia de la normativa ambiental y por tanto no cuentan con licencia ambiental. CELEC EP-TRANSELECTRIC, empeñada en dar cumplimiento a la normativa vigente ha iniciado con los estudios ambientales, requisito previo para la regularización ambiental de estas las líneas.

Dicha regularización será gestionada en base a sistemas organizados según las zonas operativas y administrativas de CELEC EP – TRANSELECTRIC. En el cuadro siguiente se puede observar los sistemas y sus líneas que están siendo sujeto de regularización ambiental.

FIGURA No. 4.7. Líneas de Transmisión eléctrica en proceso de regularización ambiental



Elaborado: Charlieg Ingeniería y Remediación Cía. Ltda., 2020

El presente estudio de impacto ambiental está referido al Sistema de Transmisión Conformado por las L/T Molino – Pascuales, Molino – Zhoray – Milagro, Molino – Riobamba – Totoras, Pascuales – Trinitaria a 230 kV y Pascuales – Chongón – (Las Juntas) – Posorja - (Las Juntas) – Santa Elena, Molino – Cuenca y Milagro – San Idelfonso – Machala a 138 kV, sistema eléctrico que será descrito en el presente capítulo.

4.2 EL PROYECTO ELÉCTRICO

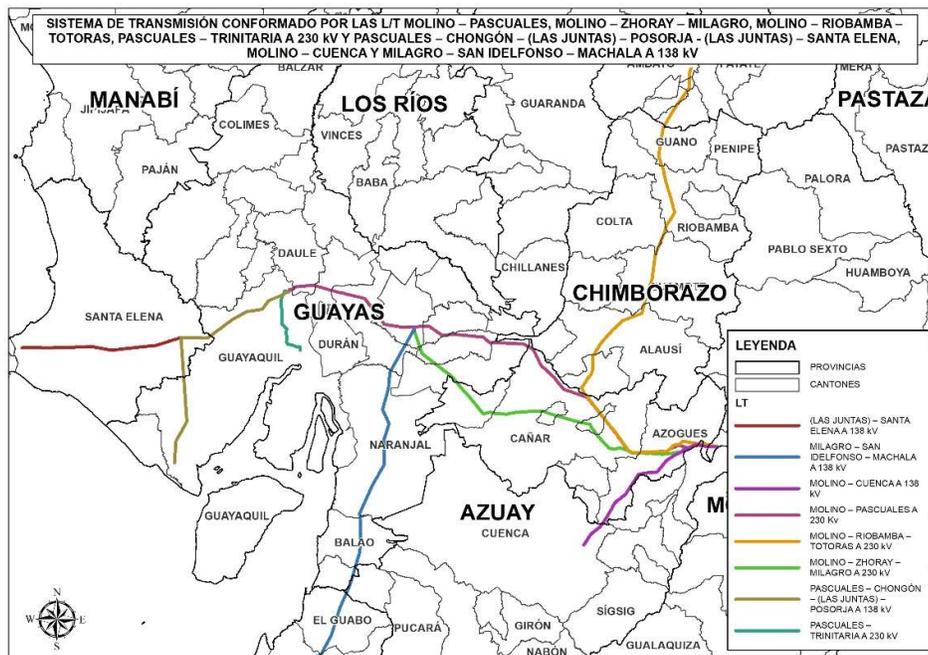
El proyecto eléctrico que es parte de este estudio de impacto ambiental se refiere al Sistema de Transmisión Conformado por las L/T Molino – Pascuales a 230 kV, Molino – Zhoray – Milagro a 230 kV, Molino – Riobamba – Totoras a 230 kV, Pascuales – Trinitaria a 230 kV y Pascuales – Chongón – (Las Juntas) – Posorja - (Las Juntas) – Santa Elena a 138 kV, Molino – Cuenca a 138 kV y Milagro – San Idelfonso – Machala a 138 kV, el cual se resume en la siguiente tabla:

TABLA No. 4.1 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA DEL SISTEMA

Línea de Transmisión Eléctrica L/T	Año de Energización	Años en operación al 2020	Longitud (km)
Molino – Pascuales	1997	23	188,59
Molino – Zhoray – Milagro	1983	37	136,25
Molino – Riobamba – Totoras	1989	31	200,35
Pascuales – Trinitaria a 230 kV	1997	23	28,53
Pascuales – Chongón – (Las Juntas) – Posorja	1987	33	93,71
Pascuales – Chongón – (Las Juntas) – Sta. Elena	1987	33	60,00
Molino – Cuenca a 138 kV	1983	37	67,38
Milagro – San Idelfonso – Machala a 138 kV	1986	34	133,69

Fuente: CELEC EP – TRANSELECTRIC, 2020.

FIGURA No. 4.8. Líneas de Transmisión eléctrica en estudio



Elaborado: Charlieg Ingeniería y Remediación Cía. Ltda., 2020

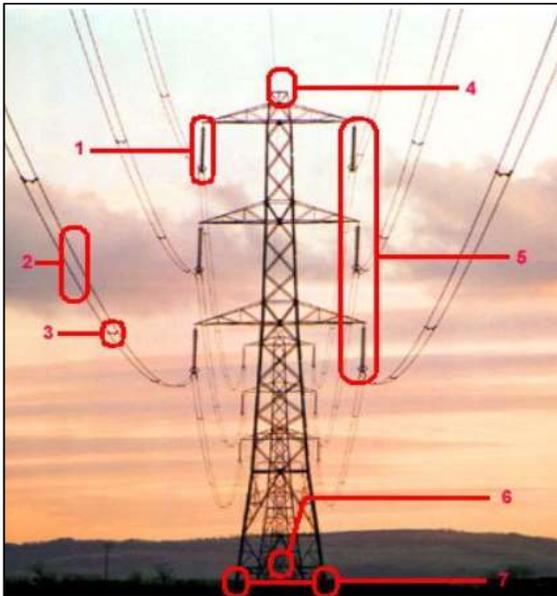
4.3 COMPONENTES GENERALES DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

Las Líneas de transmisión eléctrica son un conjunto de elementos (estructuras, conductores, aisladores, cables de guarda y la morsetería necesaria), que sirven para transportar grandes cantidades de energía que se generan en las centrales eléctricas, hasta los centros de consumo en forma eficiente, con la menor cantidad de pérdidas posible menor costo y menor impacto ambiental. En Ecuador, el sistema de transmisión está definido para líneas con un voltaje mayor o igual a 138 kV, y los niveles de tensión de las líneas que forman parte del SNT corresponden a 138 kV, 230 kV y 500 kV.

La figura siguiente muestra los elementos más importantes de una línea de transmisión eléctrica.

A continuación, se va a realizar una explicación detallada de los diferentes elementos que conforman una línea de transmisión de alta Tensión, se ha tomado como fuente el “Curso de Líneas Eléctricas de Alta Tensión” de im3 (Ingenieros emetres):

FIGURA No. 4.9. Partes de una línea de transmisión



1. Aislador.
2. Conductores que pueden ser solo uno o varios por cada fase.
3. Espaciador para mantener los dos o más conductores separados y evitar que se golpeen entre sí por acción del viento.
4. Soporte del cable de guarda y cable de guarda. Ubicado en la parte superior de la torre o poste y sirve para protección de descargas atmosféricas y para transmitir datos si se usa cable de fibra óptica OPGW.
5. Las tres fases de un lado de la torre constituyen un circuito eléctrico. La mayoría de las líneas tienen dos circuitos, uno para cada lado. (Doble Terna).
6. Placa de identidad indicando que línea es y quién es el dueño. También por lo general tiene un letrero de advertencia de

Fuente: Partes de una línea de transmisión, febrero 2020, extraído de <http://www.sectorelectricidad.com/11644/partes-de-una-linea-de-transmision/>

4.3.1 Aisladores

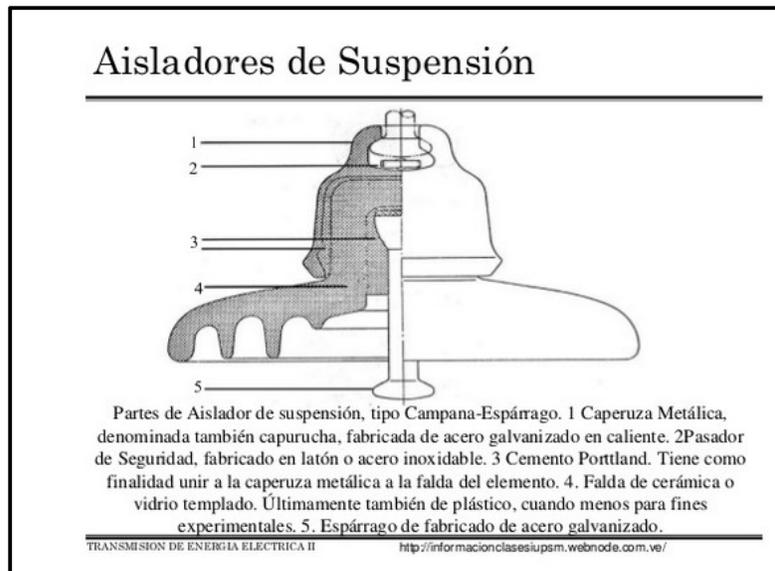
La cadena de aisladores está compuesta por varios discos aislantes que pueden ser de vidrio, porcelana, poliméricos o de otros materiales, que sirven como aislantes eléctricos lo que quiere decir que evitan el paso de la corriente eléctrica. Los aisladores son los elementos que cumplen la función de sujetar mecánicamente a los conductores que forman parte de la línea, manteniéndolos aislados de tierra, de otros conductores, y principalmente evitando que no se muevan en sentido longitudinal o transversal.

La continuidad del conductor en el punto de ensamble con los aisladores se logra por intermedio de las grapas, estos elementos están al final de la cadena de aisladores siendo fabricados por lo general en aluminio de alta resistencia mecánica y a la corrosión.

El Tipo y número de aisladores que se coloquen en una cadena sea de Suspensión o de retención proviene del estudio de coordinación de aislamiento que contempla que la cadena de aisladores deba ser capaz de soportar sobretensiones de origen atmosférico (caídas de rayos), de maniobra (Cierre y apertura de disyuntores dentro del sistema de Potencia), de frecuencia industrial (Sobretensiones normales y típicas de la operación de un sistema de potencia), y de contaminación (Disminución de la capacidad de aislamiento por acumulación de polvo, sal marina, contaminación de procesos industriales cercanos, etc.).

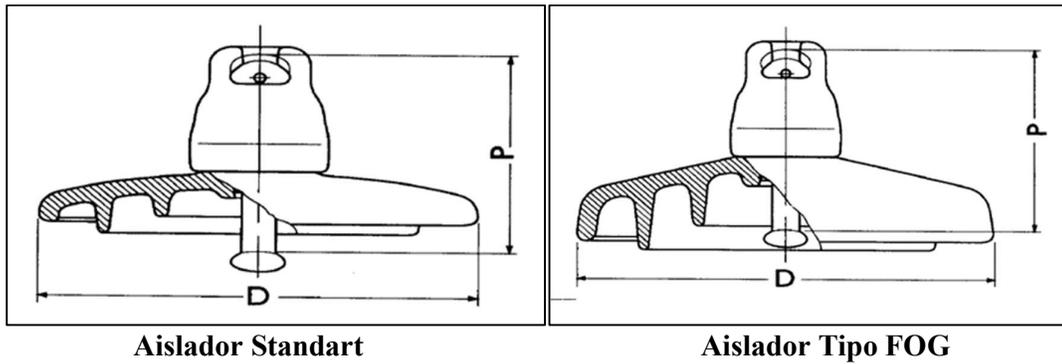
En el Ecuador, para las líneas de transmisión se ha generalizado el uso de aisladores de porcelana, existen pocas líneas construidas con aisladores de vidrio y poliméricos. En las líneas de transmisión se ha definido solo el uso de aisladores de porcelana tipo Ball and Socket cuyas dimensiones son normalizadas diferenciándose si son Standart o Tipo FOG (Usados para zonas con alta contaminación).

FIGURA No. 4.10. Aislador Tipo suspensión Ball and Socket



Fuente: CATALOGO NGK

FIGURA No. 4.11. Tipos de Aislador Ball and Socket



Fuente: CATALOGO NGK

FIGURA No. 4.12. Características Aislador Tipo Standart Ball and Socket

ANSI AC NORMAL TYPE

Ball & Socket

Suspension Insulators

D H

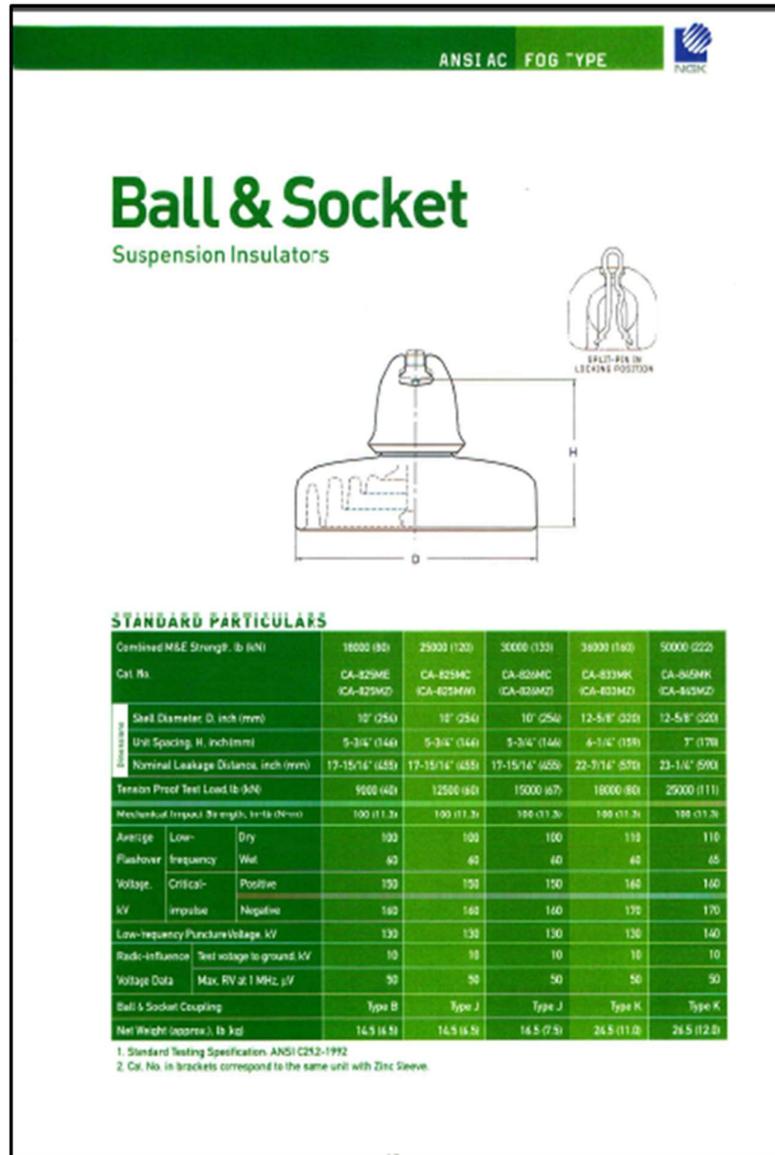
LOCKING POSITION

STANDARD PARTICULARS			19000 (70)	19000 (80)	25000 (120)	36000 (140)	50000 (220)	
Cat. No.			CA-511MC (CA-511M2)	CA-501MC (CA-501M2)	CA-501MR (CA-501MR)	CA-531MK (CA-531M2)	CA-580MK (CA-580M2)	CA-589MK (CA-589M2)
ANSI Class			52-3	52-3	52-5	52-8	52-11	
Shell Diameter, D, inch (mm)			10" (254)	10" (254)	10" (254)	10" (254)	11" (280)	11" (280)
Unit Spacing, H, inch (mm)			5-3/4" (146)	5-3/4" (146)	5-3/4" (146)	5-3/4" (146)	5-3/4" (146)	6-1/8" (156)
Nominal Leakage Distance, inch (mm)			12-5/8" (320)	12-5/8" (320)	12-5/8" (320)	12-5/8" (320)	15-15/16" (400)	15-15/16" (400)
Tension Proof Test Load, lb (kN)			7500 (35)	9000 (40)	12500 (60)	18000 (80)	18000 (80)	25000 (111)
Mechanical Impact Strength, in-lb (N-m)			55 (6.2)	93 (10.2)	100 (11.3)	100 (11.3)	100 (11.3)	100 (11.3)
Average Flashover Voltage, kV	Low-Frequency	Dry	80	80	80	80	80	80
		Wet	50	50	50	50	50	50
Critical Voltage, kV	Impulse	Positive	125	125	125	125	125	140
		Negative	120	120	120	120	140	140
Low-Frequency Puncture Voltage, kV			110	110	110	110	110	125
Radio-influence Voltage Data	Test voltage to ground, kV		10	10	10	10	10	10
	Max. IRV at 1 MHz, μ V		50	50	50	50	50	50
Ball & Socket Coupling			Type B	Type B	Type J	Type K	Type K	Type K
Net Weight (approx.), lb (kg)			10.0 (4.5)	10.0 (4.5)	12.8 (5.8)	15.5 (7.0)	15.5 (7.0)	20.0 (9.0)

1. Standard Testing Specification, ANSI C29.2-1992
 2. Cat. No. in brackets correspond to the same unit with Zinc Sleeve.

Fuente: CATALOGO NGK

FIGURA No. 4.13. Características Aislador Tipo FOG Ball and Socket



Fuente: CATALOGO NGK

4.3.2 Conductores

Son los elementos que transmiten o llevan el fluido eléctrico. En líneas de transmisión se utilizan conductores metálicos trenzados de varios hilos alrededor de un hilo núcleo (central), cumpliendo características de resistencia adecuadas que garantizan su funcionalidad y siendo estas características inalterables con el paso del tiempo además de presentar una alta resistencia a la corrosión atmosférica.

Los metales utilizados en la construcción de líneas aéreas deben poseer tres características principales: baja resistencia eléctrica, elevada resistencia mecánica, de manera de ofrecer resistencia a los esfuerzos permanentes o accidentales y bajo costo.

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

Hace algunos años ya, los conductores de las líneas eléctricas aéreas eran normalmente de cobre; como consecuencia de los elevados precios adquiridos por este metal, el cobre ha sido prácticamente desplazado por el aluminio, de menor conductividad eléctrica pero que, en las condiciones actuales lleva a soluciones más económicas.

Los materiales empleados comúnmente para los CONDUCTORES de fase son el aluminio puro, la aleación de aluminio y el aluminio con refuerzo central de alambres de acero.

La selección del material óptimo se determina por las condiciones específicas de cada instalación. Algunos de los elementos a considerar son:

- Capacidad de corriente requerida: conductividad eléctrica elevada por tanto mayor capacidad de corriente.
- Longitud de la línea, lo que determina las pérdidas eléctricas: resistencia eléctrica elevada por tanto mayores pérdidas eléctricas.
- Condiciones climáticas que prevalecen en la traza de la línea, como el viento o y hielo: diámetro grande por tanto mayores tenses.
- Posibilidad de corrosión, como en la proximidad al mar o en atmósferas con polución: oxidación alta por tanto mayor corrosión.
- Condiciones físicas, como el vano máximo y peso de las torres: sección pequeña por tanto vana más grande o pesos más bajos de torre.

4.3.2.1 Tipos de conductores

CONDUCTORES CONVENCIONALES (máxima temperatura de operación 75°-90°C)

En función del material utilizado y de su configuración, los principales tipos de CONDUCTORES CONVENCIONALES utilizados en la construcción de líneas eléctricas aéreas son:

Homogéneos

AAC (All Aluminum Conductors)

AAAC (All Aluminum Alloy Conductors)

Bi-Metálicos

ACSR (Aluminum Conductors Steel Reinforced)

ACSR/AW (Aluminum Conductors Aluminum Clad Steel Reinforced)

AACSR (Aluminum Alloy Conductors Steel Reinforced)

AACSR/AW (Aluminum Alloy Conductors Aluminum Clad Steel Reinforced)

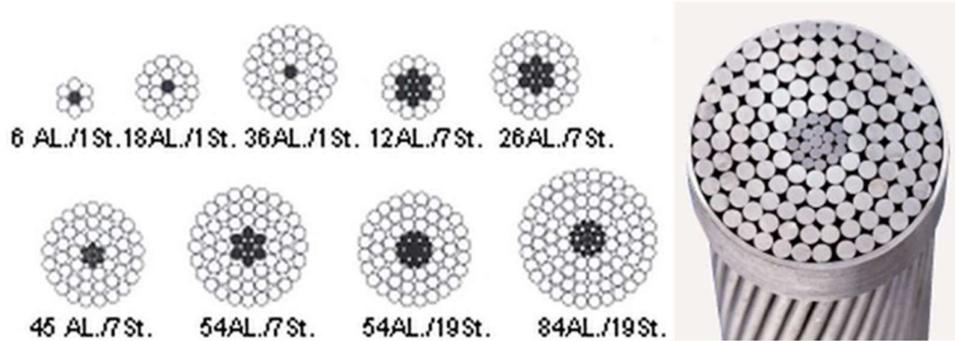
ACAR (Aluminum Conductors Aluminum Alloy Reinforced).

4.3.2.2 Características principales

Se expondrán únicamente los tres tipos de conductores que a lo largo de los años han sido utilizados por el Ex INECEL y ahora por CELEC EP TRANSELECTRIC: Tipo ACSR, ACAR, y conductores HTLS.

ACSR (Aluminum Conductors Steel Reinforced)

Composición: Están formados por varios alambres de aluminio y acero galvanizado cableados helicoidalmente en capas concéntricas. El alambre o alambres que forman el alma son de acero galvanizado y la capa o capas externas son de aluminio. El alma de acero consiste normalmente en 1, 7 o 19 alambres. Los diámetros de los alambres de aluminio y acero pueden ser idénticos o diferentes.



Fuente: “Curso de Líneas Eléctricas de Alta Tensión” de im3 (Ingenieros emetres)

Propiedades: Variando las proporciones de aluminio y acero se pueden conseguir las características requeridas para cualquier aplicación (↑ Acero -> ↑ Resist. Tracción; ↑ Alum. -> ↑ Cond. Eléctrica).

Inconvenientes: Menor resistencia a la corrosión (para aumentarla se recubre el núcleo con grasa).

Aplicaciones: Líneas aéreas de distribución y transporte en Media, Alta y Muy Alta tensión. Renovación de líneas existentes.

Estos conductores están estandarizados en los principales países por organizaciones como:

	International	Europe	UK	Germany	USA	Canada	France
Standard	CEI 61089	prEN50182	BS 215 Part 2	DIN 48204	ASTM B232	CSA 49.1M87	C 34-120

Fuente: “Curso de Líneas Eléctricas de Alta Tensión” de im3 (Ingenieros emetres)

A continuación, se muestran las características técnicas de algunos conductores comerciales ACSR (fuente Electrocables):

ACSR

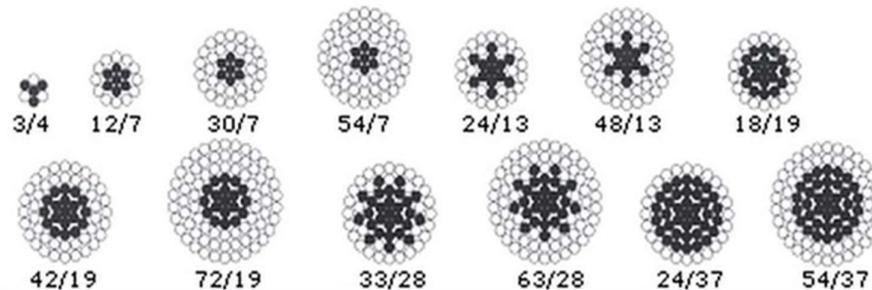
CÓDIGO	Calibre (AWG o kcmil)	Sección transversal (mm ²)	Construcción				Diámetro del conductor (mm)	Peso Total (kg / km)	Carga de Ruptura (kg)	Resistencia a C.C. a 20°C ohm/km	Capacidad de Corriente (Amp.)
			No. Hilos		Diámetros Hilos (mm)						
			Aluminio	Acero	Aluminio	Acero					
Turkey	6	13,3	6	1	1,680	1,680	5,04	53,74	530	2,154	105
Swan	4	21,15	6	1	2,120	2,120	6,36	85,49	830	1,353	140
Sparrow	2	33,62	6	1	2,672	2,672	8,02	136,21	1265	0,8507	184
Raven	1/0	53,49	6	1	3,370	3,370	10,11	216,86	1940	0,5351	242
Quail	2/0	67,43	6	1	3,783	3,783	11,35	273,34	2425	0,4245	276
Pigeon	3/0	85,01	6	1	4,250	4,250	12,75	344,72	3030	0,3367	315
Penguin	4/0	107,2	6	1	4,770	4,770	14,31	434,56	3820	0,2671	357
Waxwing	266,8	135,19	18	1	3,092	3,092	15,46	429,93	3210	0,2126	449
Partridge	266,8	135,19	26	7	2,573	2,000	16,28	543,73	5100	0,2117	457
Ostrich	300	152	26	7	2,730	2,120	17,28	611,22	5730	0,19	492
Piper	300	152	30	7	2,540	2,540	17,78	695,80	7000	0,1902	490
Martin	336,4	170,45	18	1	3,472	3,472	17,36	542,09	4060	0,1686	519
Linnet	336,4	170,45	26	7	2,890	2,250	18,31	686,39	6375	0,1671	529
Oriole	336,4	170,45	30	7	2,690	2,690	18,83	780,30	7735	0,1666	535
Chickadee	397,5	201,41	18	1	3,770	3,770	18,85	640,35	4717	0,1427	576
Bronx	397,5	201,41	24	7	3,270	2,180	19,61	757,94	6622	0,1418	584
Ibis	397,5	201,41	26	7	3,140	2,440	19,88	809,84	7340	0,1414	587
Lark	397,5	201,41	30	7	2,920	2,920	20,44	920,98	9060	0,1405	594
Pelican	477	241,70	18	1	4,135	4,135	20,68	768,69	5579	0,1189	646
Flicker	477	241,70	24	7	3,581	2,390	21,48	909,93	7802	0,1175	655
Hawk	477	241,70	26	7	3,440	2,680	21,80	973,45	8820	0,1175	659
Han	477	241,70	30	7	3,200	3,200	22,40	1105,54	10590	0,117	666
Heron	500	253,35	30	7	3,279	3,279	22,95	1159,63	11090	0,1141	694
Osprey	556,5	281,98	18	1	4,466	4,466	23,22	896,78	6215	0,1015	711
Parakeet	556,5	281,98	24	7	3,870	2,580	23,22	1061,25	9004	0,101	721
Dove	556,5	281,98	26	7	3,720	2,890	23,55	1134,51	10140	0,1007	726
Eagle	556,5	281,98	30	7	3,460	3,460	24,22	1290,87	12360	0,1001	794
Peacock	605	306,55	24	7	4,030	2,690	24,21	1153,73	9798	0,0942	760
Squab	605	306,55	26	7	3,870	3,010	24,54	1232,52	10954	0,0941	765
Towl	605	306,55	30	19	3,610	2,160	25,25	1388,20	13630	0,09402	773
Loon	636	322,26	24	7	4,140	2,760	24,82	1213,31	10274	0,08966	784
Groshack	636	322,26	26	7	3,970	3,090	25,15	1296,70	11340	0,08953	789
Egret	636	322,26	30	19	3,700	2,220	25,90	1462,12	14330	0,08948	798
Flamingo	666,6	337,77	24	7	4,234	2,822	25,40	1270,80	10773	0,0855	817
Starling	715,5	362,54	26	7	4,210	3,280	26,68	1459,52	12750	0,07966	849
Redwing	715,5	362,54	30	19	3,920	2,350	27,43	1642,31	15690	0,07958	859
Drake	795	402,83	26	7	4,440	3,450	28,11	1619,47	14290	0,07051	907
Mallard	795	402,83	30	19	4,140	2,480	28,96	1826,46	17440	0,06977	918

Capacidad de corriente basada en una temperatura del conductor de 75°C, temperatura ambiente de 25°C, velocidad del viento de 0,61 m/sag y con efecto del sol.

Fuente: Electrocables, 2019

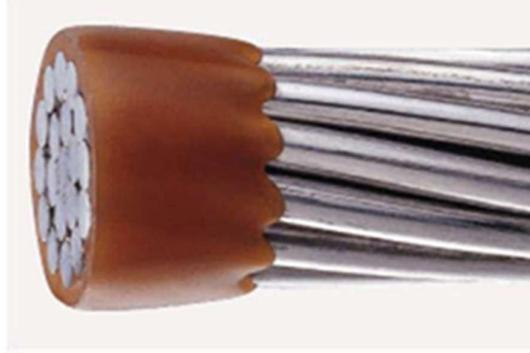
ACAR (Aluminum Conductors Aluminum Alloy Reinforced)

Composición: Están formados por varios alambres de aluminio y aleación de aluminio cableados helicoidalmente en capas concéntricas. El alambre o alambres que forman el alma son de aleación de aluminio y las capas externas son de aluminio. La composición consiste normalmente en un número total de 7, 19, 37, 61 y 91 alambres. Los diámetros de todos los alambres es el mismo. Los alambres de aluminio y de aleación de aluminio se pueden mezclar en la misma capa.



Fuente: "Curso de Líneas Eléctricas de Alta Tensión" de im3 (Ingenieros emetres)

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO



Fuente: “Curso de Líneas Eléctricas de Alta Tensión” de im3 (Ingenieros emetres)

Propiedades: Variando las proporciones de aluminio y de aleación de aluminio se pueden conseguir las características requeridas para cualquier aplicación (\uparrow Aleación de Al \rightarrow \uparrow Resistencia de Tracción;

\uparrow Al \rightarrow \uparrow Cond. Eléctrica). Alta relación conductividad/peso.

Excelente resistencia a la corrosión.

Para un mismo rango de capacidad de corriente, presenta menor peso/km que un conductor ACSR, lo que provoca disminución en cargas verticales en las estructuras de apoyo.

Aplicaciones: Líneas aéreas de distribución y transporte en Media, Alta y Muy Alta tensión. Renovación de líneas existentes. Embarrado de subestaciones. Ambientes muy contaminados.

Estos conductores están estandarizados en los principales países por organizaciones como:

	International	Europe	USA	Canada
Standard	CEI 61089	prEN50182	ASTM B524	CSA 49.1M87

Fuente: “Curso de Líneas Eléctricas de Alta Tensión” de im3 (Ingenieros emetres)

A continuación, se muestran las características técnicas de algunos conductores comerciales ACAR (Fuente Electrocables):

ACAR										
Calibre (AWG o kcmil)	Sección transversal (mm ²)	Construcción				Diámetro del conductor (mm)	Peso Total (kg / km)	Carga de Ruptura (kg)	Resistencia a C.C. a 20°C ohm/km	Capacidad de Corriente (Amp.)
		No. Hilos		Diámetros Hilos (mm)						
		Aluminio 1350 - H19	Aluminio 6201 - T81	Aluminio 1350 - H19	Aluminio 6201 - T81					
4	21,15	4	3	1,961	1,961	5,88	58,19	508	1,4481	130
2	33,62	4	3	2,474	2,474	7,42	92,62	794	0,9099	178
1/0	53,49	4	3	3,120	3,120	9,36	147,31	1220	0,5722	236
2/0	67,43	4	3	3,500	3,500	10,50	185,38	1501	0,4538	268
3/0	85,01	4	3	3,932	3,932	11,80	233,96	1860	0,3601	319
4/0	107,2	4	3	4,420	4,420	13,26	295,64	2350	0,2853	360
250	126,68	15	4	2,913	2,913	14,57	348,97	2485	0,2339	412
250	126,68	12	7	2,913	2,913	14,57	348,66	2812	0,2395	411
300	152,01	15	4	3,193	3,193	15,97	419,28	2948	0,1948	463
300	152,01	12	7	3,193	3,193	15,97	418,91	3347	0,1994	459
350	177,35	15	4	3,447	3,447	17,24	488,64	3388	0,1671	510
350	177,35	12	7	3,447	3,447	17,24	488,21	3814	0,1711	505
400	202,68	15	4	3,685	3,685	18,43	558,44	3823	0,1462	556
400	202,68	12	7	3,685	3,685	18,43	557,95	4318	0,1497	543
450	228,02	15	4	3,910	3,910	19,55	628,72	4240	0,1299	597
450	228,02	12	7	3,910	3,910	19,55	628,17	4807	0,133	583
500	253,35	12	7	4,120	4,120	20,60	697,46	5352	0,1198	633
500	253,35	30	7	2,950	2,950	21,48	697,02	4898	0,1167	650
500	253,35	18	19	2,950	2,950	21,80	695,77	5986	0,1225	619
550	278,69	12	7	4,320	4,320	20,24	766,82	5895	0,1089	685
550	278,69	30	7	3,10	3,10	21,70	769,71	5306	0,106	697
550	278,69	18	19	3,10	3,10	23,22	768,33	6215	0,1113	670
600	304,02	12	7	4,514	4,514	22,57	837,23	6395	0,0998	718
600	304,02	30	7	3,234	3,234	22,64	837,69	5805	0,0972	724
600	304,02	18	19	3,234	3,234	22,64	836,18	7166	0,1021	703
650	329,36	30	7	3,366	3,366	23,56	907,47	6260	0,0898	760
650	329,36	18	19	3,366	3,366	23,56	902,07	7755	0,0942	740
700	354,69	30	7	3,494	3,494	24,46	977,80	6666	0,0833	811
700	354,69	18	19	3,494	3,494	24,46	976,04	8118	0,0875	775
750	380,03	30	7	3,616	3,616	25,31	1047,28	7075	0,0777	840
750	380,03	18	19	3,616	3,616	25,31	1045,39	8617	0,0788	807
800	405,36	30	7	3,735	3,735	26,15	1117,34	7530	0,0729	857
800	405,36	18	19	3,735	3,735	26,15	1115,33	9206	0,0765	835
850	430,70	30	7	3,850	3,850	26,95	1187,20	7891	0,0686	910
850	430,70	18	19	3,850	3,850	26,95	1185,07	9705	0,072	869
900	456,03	30	7	3,961	3,961	27,73	1256,65	8345	0,0647	923
900	456,03	18	19	3,961	3,961	27,73	1254,39	10160	0,0679	919
950	481,37	30	7	4,070	4,070	28,49	1326,76	8800	0,0614	950
950	481,37	18	19	4,070	4,070	28,49	1324,37	10840	0,0679	927
1000	506,70	30	7	4,176	4,176	29,23	1396,77	9250	0,05829	983
1000	506,70	18	19	4,176	4,176	29,23	1394,26	11430	0,06119	956
1100	557,37	30	7	4,380	4,380	30,66	1536,57	10205	0,053	1065
1100	557,37	18	19	4,380	4,380	30,66	1533,80	12560	0,05564	1015
1200	608,04	30	7	4,574	4,574	32,02	1675,70	11110	0,04857	1100
1200	608,04	18	19	4,574	4,574	32,02	1672,68	13696	0,05099	1075
1250	633,38	30	7	4,670	4,670	32,69	1746,78	11610	0,04663	1146
1250	633,38	18	19	4,670	4,670	32,69	1743,63	14285	0,04896	1092
1300	658,71	30	7	4,761	4,761	33,33	1815,52	12060	0,04486	1169
1300	658,71	18	19	4,761	4,761	33,33	1812,25	14830	0,04709	1135

Fuente: Electrocables, 2019

Conductores de alta temperatura (máxima temperatura de operación 150°-210°C)

Durante los últimos años, en todos los países desarrollados se está produciendo una creciente necesidad de incrementar la capacidad de transporte de las redes eléctricas existentes. Al mismo tiempo, la fuerte oposición a la construcción de nuevas líneas y subestaciones no cesa, haciendo que se esté llegando a los límites máximos admisibles en las redes actuales.

Es por ello que se hace cada vez más necesaria la búsqueda de soluciones para el aumento de la capacidad de transporte de las actuales líneas aéreas. Una de estas soluciones consiste en el cambio de conductores de la línea existente por conductores de alta temperatura. Se pueden conseguir aumentos de capacidad considerables, dependiendo de la línea original, sin necesidad de refuerzo de las estructuras existentes. Debido a ello, no son necesarios trabajos tan prolongados ni complicados.

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

Los conductores de alta temperatura están todavía en desarrollo por lo que suponen una inversión económica importante. Cada tipo de conductor requiere un estudio en detalle en función de sus características, pudiéndose obtener incrementos de capacidad de transporte del orden del 60% para por ejemplo temperaturas de operación de 140-150° C.

En función del material utilizado y de su configuración, los principales tipos de CONDUCTORES DE ALTA TEMPERATURA utilizados en la construcción de líneas eléctricas aéreas son:

HTLS (High Temperature Low Sag)

ACSS-ACSS/TW (Aluminum Conductor Steel Supported/Trapezoidal Wire)

TACIR-ZTACIR (Zirconium alloy Aluminum Conductor Invar steel Reinforced)

GTACSR- GZTACSR (Gapped high-Temperature alloy Aluminum Conductor Steel Reinforced)

ACCR-ACCR/TW (Aluminum Conductor Composite Reinforced/Trapezoidal Wire)

ACCC/TW (Aluminum Conductor Composite Core/Trapezoidal Wire)

CELEC EP TRANSELECTRIC, en octubre del 2019 terminó el primer proyecto de repotenciación de una línea antigua (30 años de servicio) utilizando un conductor HTLS de núcleo de fibra de carbono de alta resistencia y capas trapezoidales de aluminio con lo cual duplicó la capacidad de transmisión de potencia a la zona Peninsular de la provincia del Guayas.

ACCC /TW (Aluminum Conductor Composite Core)

Composición: Núcleo de material compuesto formado por carbono de alta resistencia y fibra de vidrio, alrededor del cual se trenzan 2, 3 o 4 capas de alambres de aluminio recocido 1350-0 de sección trapezoidal.



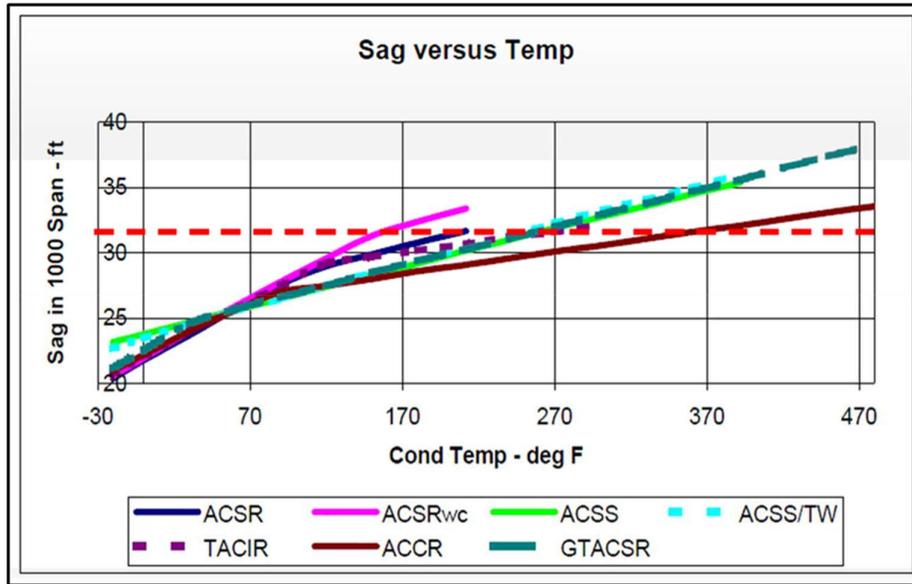
Fuente: "Curso de Líneas Eléctricas de Alta Tensión" de im3 (Ingenieros emetres)

Propiedades: Elevadas temperaturas de operación de hasta 200°C y baja flecha. Excelente resistencia a la corrosión y oxidación. Más liviano al no tener un núcleo metálico. Excelentes características de auto amortiguación. Mayor coeficiente de rugosidad de la superficie, reducción de pérdidas por efecto corona, ruido y nivel de interferencia.

Desventajas: Costo de hasta 5 a 10 veces mayor que el ACSR. Utilización en el mercado aún muy limitada (pocos kilómetros instalados). Degradación del núcleo por las altas temperaturas.

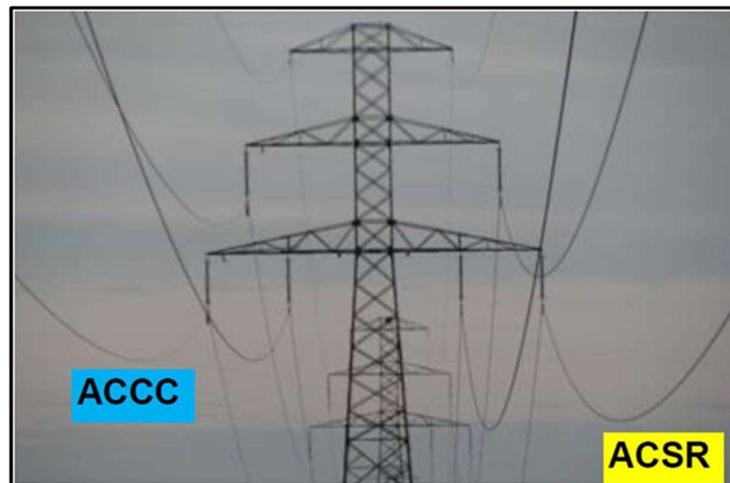
Aplicaciones: Líneas aéreas de transporte de media y alta tensión. Repotenciaciones de líneas existentes. Vanos de gran longitud (cruzamientos con ríos, desfiladeros, lagos). Ambientes corrosivos (zona costera, desierto).

Ejemplo de curva típica Flecha-Temperatura para diferentes conductores HTLS:



Fuente: "Curso de Líneas Eléctricas de Alta Tensión" de im3 (Ingenieros emetres)

Comparación de flechas entre conductor ACSR y un HTLS



Fuente: "Curso de Líneas Eléctricas de Alta Tensión" de im3 (Ingenieros emetres)

4.3.3 Cable de guarda

4.3.3.1 Tipos de cables de guarda

Los materiales empleados comúnmente para los CABLES DE GUARDA se emplean cuerdas de acero galvanizado o de allumoweld, pudiendo incluir un tubo central de aluminio con fibras ópticas en su interior.

La selección del material óptimo se determina por las condiciones específicas de cada instalación. Algunos de los elementos a considerar son:

Posibilidad de corrosión, por ejemplo, en la proximidad al mar o en atmósferas con polución.
Necesidad de transmitir señales de telecomunicación.

En función del material utilizado y de su configuración, los principales tipos de CABLES DE GUARDA utilizados en la construcción de líneas eléctricas aéreas son:

4.3.3.2 Cables de guarda convencionales

ACERO GALVANIZADO

ACERO RECUBIERTO DE ALUMINIO (Alumoweld)

CABLES COMPUESTOS TIERRA-ÓPTICO (OPGW: Optical Power Ground Wire),

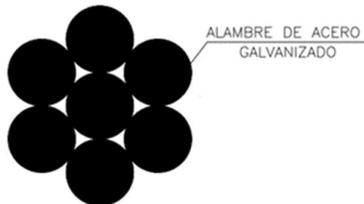
TUBO DE ALUMINIO EXTRUIDO

TUBOS DE ACERO INOXIDABLE

4.3.3.3 Características principales:

CABLES DE GUARDA CONVENCIONAL DE ACERO GALVANIZADO

Compuesto por alambres de acero del mismo diámetro y calidad recubiertos con zinc, trenzados de forma helicoidal.



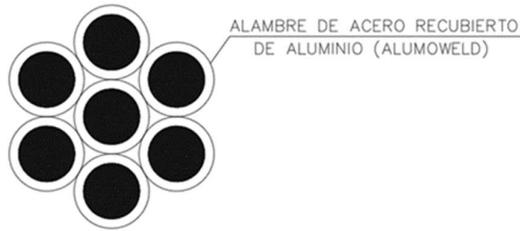
Baja resistencia a la corrosión.

Fuente: "Curso de Líneas Eléctricas de Alta Tensión" de im3 (Ingenieros emetres)

Se emplean en zonas sin contaminación o de contaminación ligera.

4.3.3.4 Cables de guarda convencional de acero recubierto de aluminio (alumoweld)

Compuesto por alambres de acero del mismo diámetro recubiertos de aluminio, trenzados de forma helicoidal.



Fuente: “Curso de Líneas Eléctricas de Alta Tensión” de im3 (Ingenieros emetres)

Mayor conductividad, alta resistencia a la corrosión y gran resistencia a la rotura.

Se emplean en zonas de fuerte contaminación.

4.3.3.5 Cables compuestos tierra-óptico (OPGW: optical power ground wire)

En los últimos años se ha extendido el uso de los cables OPGW, o cables compuestos tierra-óptico. Un OPGW combina las funciones de un cable de tierra convencional (proporcionar apantallamiento a la línea frente a descargas atmosféricas) y funciones para la transmisión de señales de comunicación.

Individualmente las fibras ópticas están protegidas por una cubierta de plástico que las protege de los daños ambientales y de los derivados del efecto de manipulación de las mismas. El núcleo de fibras ópticas se aloja en el interior de un tubo revestido que proporciona tanto protección mecánica al núcleo óptico como estanqueidad frente a la humedad. Este tubo es generalmente de aluminio, y proporciona a su vez alta conductividad eléctrica necesaria para la disipación de las descargas atmosféricas o cortocircuitos accidentales. Los cables pueden contener desde 12 hasta 288 fibras ópticas, aunque los más usuales son hasta 48 fibras ópticas.

Los parámetros más importantes a tener en cuenta en la selección de estos cables son:

- **Ópticos**
 - Determinación del número y tipo de fibras ópticas que debe albergar
- **Dimensionales**
 - Diámetro máximo admisible
- **Mecánicos**
 - Peso máximo admisible
 - Carga de rotura mínima
 - Coeficiente de dilatación térmica lineal máximo
 - Módulo de elasticidad mínimo
- **Eléctricos**
 - Energía de cortocircuito mínima
 - Resistencia óhmica máxima

Fuente: “Curso de Líneas Eléctricas de Alta Tensión” de im3 (Ingenieros emetres)

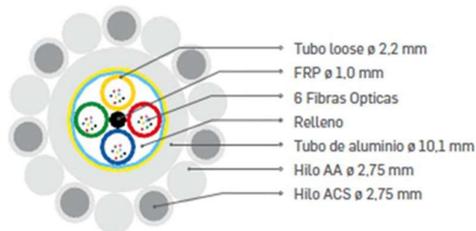
4.3.3.6 OPGW con tubo de aluminio extruido

Diseño con tubo central de aluminio extruido que contiene el núcleo óptico con estructura holgada de las fibras en 3, 4 o más tubos de material termoplástico. Alrededor de este tubo central se disponen una o más coronas de hilos de acero recubierto de aluminio y/o de aleación de aluminio (la doble corona proporciona mayor carga de rotura y/o intensidad de cortocircuito).

Son los más utilizados. Su diseño se adapta perfectamente a las necesidades más habituales de instalación consiguiendo una óptima relación calidad-precio.

AA/AS/A 42/42/52 AL – 24F:

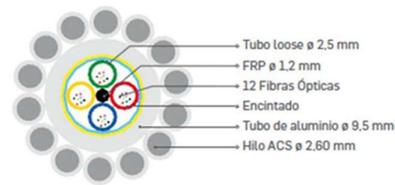
Diámetro exterior = 15,6 mm



$I_{cc} = 12 \text{ kA (0,5 seg)}$

AS/A 74/32 AL – 48F:

Diámetro exterior = 14,7 mm



$I_{cc} = 18 \text{ kA (0,5 seg)}$



Fuente: “Curso de Líneas Eléctricas de Alta Tensión” de im3 (Ingenieros emetres)

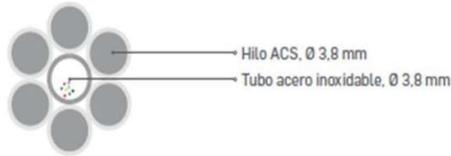
4.3.3.7 OPGW con tubo de acero inoxidable

Diseño con tubo de acero inoxidable taponados con gel antihumedad que contiene las fibras ópticas en su interior. Junto con los alambres de acero recubierto de aluminio y/o aleación de aluminio constituye un cable OPGW de características similares al cable de guarda/cable de fase tradicional. Se puede utilizar uno o más tubos de acero dependiendo del N° de fibras del cable.

Se utilizan cuando se requiere un diámetro de cable más reducido.

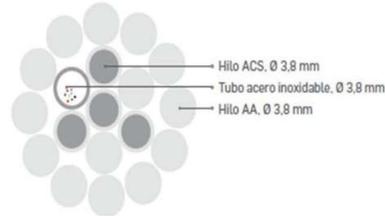
DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

OPGW AS 68 ST 1 x 48F:
Diámetro exterior = 11,4 mm



Icc = 6 kA (0,5 seg)

OPGW AS/AA 34/170 ST 1 x 24F:
Diámetro exterior = 19,0 mm



Icc = 25 kA (0,5 seg)



Fuente: “Curso de Líneas Eléctricas de Alta Tensión” de im3 (Ingenieros emetres)

4.3.3.8 Instalación de fibra óptica

En el caso de que se quiera instalar fibra óptica en líneas ya existentes hay cuatro posibilidades:

Cables de fibra óptica adosados al cable de guarda: solución válida si las estructuras aguantan el sobreesfuerzo. Se pueden presentar efectos de envejecimiento del cable debidos al “tracking”, (presencia de un campo eléctrico en la superficie de un material dieléctrico).

Cables de fibra óptica adosados a los conductores de fase: Esta solución sólo debe emplearse si no se dispone de cuernos de tierra ya que el efecto de “tracking” será mayor al estar más cerca de los conductores en tensión.

Cables de fibra óptica autoportado (ADSS): No necesitan de otro cable soporte para tenderse, por lo que puede elegirse la parte del apoyo donde irán instalados, lo que permite escoger zonas de menor campo eléctrico para disminuir el “tracking”.

Sustitución del cable de tierra convencional por un cable compuesto tierra-óptico (OPGW): Es la mejor solución desde el punto de vista técnico. Esta solución es la que se adoptaría también en el caso de una línea nueva.

4.3.4 Torres metálicas autosoportadas

Las Torres son los elementos destinados a soportar los conductores a lo largo de la línea, manteniéndolos a la distancia reglamentaria sobre el suelo o los diferentes cruzamientos (líneas eléctricas, carreteras, etc.). La tensión de transporte, el número de circuitos, el terreno y otros aspectos determinan el diseño del apoyo y sus materiales. Las torres son el principal elemento de fiabilidad de una línea eléctrica aérea, pues deben soportar con bastante margen de seguridad los esfuerzos que reciben de los conductores, así como otras cargas externas.



Fuente: “Curso de Líneas Eléctricas de Alta Tensión” de im3 (Ingenieros emetres)

4.3.4.1 Características principales

Torres metálicas de celosía:

Son torres tronco-piramidales de sección cuadrada o rectangular construidas generalmente con perfiles laminados, unidos mediante chapas y tornillería.

Los perfiles laminados se galvanizan en caliente para evitar la corrosión y es frecuente que posteriormente se cubran con pintura protectora para alargar su vida útil.

Diseño modular que facilita el transporte y permite la sustitución o el añadido de tramos (recrecido), así como el refuerzo de las barras de celosía.

Soportan grandes esfuerzos y se pueden obtener torres muy altas.

Permiten soportar uno o varios circuitos y todo tipo de configuraciones.

Es el más utilizado en líneas aéreas de transporte, sobre todo en alta y muy alta tensión.

Tipos de torres:

Según su función en la línea, los tipos de torre que se utilizan en la construcción de líneas eléctricas aéreas son:

Torre de alineación: se emplean básicamente para sostener los conductores y cables de guarda en tramos rectilíneos.

Torre de anclaje: se emplean en tramos rectilíneos para proporcionar puntos firmes en la línea que limiten la propagación en la misma de esfuerzos longitudinales de carácter excepcional (efecto cascada).

Torre de ángulo: se emplean en los vértices de los ángulos que forman dos alineaciones, orientadas en la bisectriz del ángulo.

Torre fin de línea: se emplean en los extremos de la línea, debiendo resistir la sollicitación de todos los conductores y cables de tierra en sentido longitudinal de la línea.

Torre especial: aquellas que tienen una función diferente a las definidas anteriormente (derivaciones de circuitos, entrada y salidas a las subestaciones, etc.)

Las torres pueden ser de un circuito, doble circuito o multicircuito dependiendo de cuantos juegos de tres fases lleven, pues cada tres fases conforman un circuito, y cada fase puede estar constituida de 1 a n conductores.

En el Ecuador, específicamente en el Sistema de Transmisión de energía eléctrica se ha codificado las torres de la siguiente manera:

SL. - Torres de suspensión liviana, pueden abarcar ángulos de línea de 0 a 1°.

SP.- Torres de suspensión pesada, pueden abarcar ángulos de línea de 0 a 1° pero con capacidad de cruzar vanos más largos que las SL.

SA.- Torres de suspensión angular, pueden abarcar ángulos de línea de 1 a 7° pero sin corte de cables.

AL. - Torres de anclaje liviano, estructura de amarre que puede soportar ángulos de línea de 7 a 25°.

AT. - Torres de Transposición, estructura de amarre que sirve para cambiar la secuencia de fases entre los conductores y compensar el efecto capacitivo a lo largo de la longitud de la línea de transmisión.

AR.- Torres de anclaje y Remate, estructura de amarre que puede trabajar en bisectriz para girar la línea en un ángulo de 25 a 55° o también puede trabajar como estructura de Remate (Fin de Línea).

Además, se debe integrar en el código de la torre la zona para la que fue diseñada, es decir Zona 1 o Zona 2.

ZONA 1.- Se refiere a las zonas geográficas del País que desde el nivel del mar hasta los 1000 m.s.n.m.

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

ZONA 2.- Se refiere a las zonas geográficas del País que están situadas a partir de los 1000 m.s.n.m.

Por lo que se tendrán estructuras:

ZONA 1.- SL1, SP1, SA1, AL1, AR1

ZONA 2.- SL2, SP2, SA2, AL2, AR2.

La zonificación determinará si las torres llevan 1 solo cable de guarda (Zona 1) o dos cables de guarda (Zona 2), esto debido al nivel será único de las regiones donde atraviese la línea de transmisión, en general se puede decir que habrá mayor densidad de descargas atmosféricas en las regiones que estén ubicadas a partir de los 1000 m.s.n.m.

La presión atmosférica juega un papel importante, pues incide en el dieléctrico que usan las líneas de transmisión como medio aislante natural, es decir el aire. Por esta razón las torres que estén ubicadas en regiones menores a 1000 m.s.n.m tendrán menores distancias horizontales y verticales entre los brazos de las torres que las que vayan a trabajar en zonas altas, lo cual incide directamente en el tamaño total de la estructura.

Lo mismo ocurre con el número de aisladores por cadena para un mismo voltaje, en las regiones bajas la línea de transmisión necesitará menos aisladores que en la zona alta.

En la época del EX INECEL, se fabricaron e instalaron algunas torres que tienen por ejemplo la siguiente codificación y refiriéndose a líneas de 138 kV:

SL1-2 lo que indica que es una torre suspensión liviana de zona 1 y que tiene 2 circuitos. Esta aclaración se la hacía pues en ese tiempo la mayor parte de las líneas a 138 kV eran de un solo circuito.

Ahora bien, en los sistemas en estudio también se consideró la utilización de postes rectangulares de hormigón como es el caso de las Líneas Las Juntas – Posorja a 138 kV, Las Juntas – Sta. Elena a 138 kV, Milagro – Machala a 138 kV que incluyen tensores además de configuraciones en H, y la utilización de postes metálicos auto soportantes dentro de la ciudad de Guayaquil como parte de la Línea Pascuales – Trinitaria a 230 kV.

Las estructuras utilizadas cumplen las siguientes características:

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

L/T MOLINO – PASCUALES A 230 KV

Torre Tipo	N° de Torres	Zona	Vano Máximo	Angulo Máximo	Observaciones
SL2	73	2	650 m	1°	Suspensión Liviana
SP2	14	2	900 m	2°	Suspensión Pesada
SA2	8	2	1500 m	7°	Suspensión Angular
AL2	25	2	450 m	30°	Anclaje Liviano
AR2	5	2	1400 m	60°	Anclaje y Remate
AP2-E	8	2	1000 m	17°	Anclaje Pesado <u>Espec.</u>
AR2-E	5	2	1000 m	90°	<u>Ancl y Remate Espec.</u>
SL1	205	1	550 m	1°	Suspensión Liviana
SP1	13	1	800 m	7°	Suspensión Pesada
SA1	4	1	800 m	12°	Suspensión Angular
AL1	5	1	1000 m	25°	Anclaje Liviano
AR1	11	1	1000 m	50°	Anclaje y Remate
SL1-S2	3	1	750 m	0°	Suspensión Liviana

L/T MOLINO – ZHORAY - MILAGRO A 230 KV

Torre Tipo	N° de Torres	Zona	Vano Máximo	Angulo Máximo	Observaciones
SL2	91	2	600 m	2°	Suspensión Liviana
SP2	36	2	700 m	2°	Suspensión Pesada
SA2	7	2	700 m	7°	Suspensión Angular
AL2	23	2	600 m	30°	Anclaje Liviano
AR2	14	2	900 m	90°	Anclaje y Remate
AP2	5	2	1230 m	45°	Anclaje Pesado
AU2	5	2	600 m	10°	Anclaje Liviano
AP2-E	8	2	1000 m	12°	Anclaje Pesado Esp.
AR2-E	1	2	1175 m	90°	Anclaje y Remate Esp.
SL1	78	1	500 m	2°	Suspensión Liviana
SP1	4	1	700 m	2°	Suspensión Pesada
SA1	1	1	600 m	7°	Suspensión Angular
AL1	1	1	500 m	30°	Anclaje Liviano
AR1	3	1	500 m	90°	Anclaje y Remate

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

L/T MOLINO – RIOBAMBA – TOTORAS A 230 KV

Torre Tipo	Nº de Torres	Zona	Vano Máximo	Angulo Máximo	Observaciones
SL2	224	2	600 m	2°	Suspensión Liviana
SP2	65	2	700 m	2°	Suspensión Pesada
SA2	43	2	700 m	7°	Suspensión Angular
AL2	31	2	600 m	30°	Anclaje Liviano
AR2	20	2	900 m	90°	Anclaje y Remate
AP2-E	6	2	1000 m	12°	Anclaje Pesado Esp.
AR2-E	2	2	1175 m	90°	Anclaje y Remate Esp.

L/T PASCUALES – TRINITARIA A 230 KV

Torre Tipo	Nº de Torres	Zona	Vano Máximo	Angulo Máximo	Observaciones
AR2	1	2	1400 m	60°	Anclaje y Remate
SL1	29	1	550 m	1°	Suspensión Liviana
SP1	9	1	800 m	7°	Suspensión Pesada
AL1	4	1	1000 m	30°	Anclaje Liviano
AR1	8	1	1000 m	60°	Anclaje y Remate
SL1-S2	1	1	750 m	0°	Suspensión Liviana
PS-230	21	1	180 m	2°	Poste Suspensión Liviano
PR-230	22	1	180 m	12°	Poste Suspensión Angular
TR1	1	1	165 m	45°	Anclaje Terminal

L/T PASCUALES – CHONGÓN – (LAS JUNTAS) A 138 KV

Torre Tipo	Nº de Torres	Zona	Vano Máximo	Angulo Máximo	Observaciones
SL1-2	84	1	700 m	1°	Suspensión Liviana
SP1-2	13	1	800 m	2°	Suspensión Pesada
AL1-2	3	1	900 m	8°	Anclaje Liviano
AR1-2	8	1	900 m	30°	Anclaje y Remate

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

L/T LAS JUNTAS - POSORJA A 138 KV

Torre Tipo	N° de Torres	Zona	Vano Máximo	Angulo Máximo	Observaciones
SL1-1	8	1	550 m	1°	Suspensión Liviana
SP2-1	6	1	750 m	9°	Suspensión Pesada
AL2-1	2	1	800 m	25°	Anclaje Liviano
AR2-1	6	1	750 m	50°	Anclaje y Remate
Poste P2	124	1	350 m	1°	Suspensión Liviana
Poste P2-E	14	1	400 m	1°	Suspensión Liviana
Poste P2-21	21	1	400 m	1°	Suspensión Liviana

L/T LAS JUNTAS – STA. ELENA A 138 KV

Torre Tipo	N° de Torres	Zona	Vano Máximo	Angulo Máximo	Observaciones
SL1-1	4	1	550 m	1°	Suspensión liviana
SP2-1	8	1	750 m	9°	Suspensión pesada
AL2-1	2	1	800 m	25°	Anclaje liviano
AR2-1	4	1	750 m	50°	Anclaje y Remate
Poste P2	159	1	350 m	1°	
Poste P2-E	35	1	350 m	1°	
Poste P2-21	13	1			

L/T MOLINO – CUENCA A 138 KV

Torre Tipo	N° de Torres	Zona	Vano Máximo	Angulo Máximo	Observaciones
SL2	4	2	600 m	2°	Suspensión Liviana (2)
SP2	1	2	700 m	2°	Suspensión Pesada (2)
SA2	2	2	700 m	7°	Suspensión de ángulo (2)
AL2	3	2	600 m	30°	Anclaje Liviano (2)
AU2	1	2	600 m	10°	Anclaje Liviano (2)
SL2-2	99	2	650 m	1°	Suspensión Liviana (1)
SP2-2	26	2	1000 m	9°	Suspensión Pesada (1)
AL2-2	12	2	850 m	25°	Anclaje Liviano (1)
AR2-2	5	2	700 m	50°	Anclaje y Remate (1)
AP2-E2	1	2	800 m	12°	Anclaje pesado Especial (1)
P	3	2	400 m	0°	Suspensión Liviana (1)

L/T MILAGRO – SAN IDELFONSO – MACHALA A 138 KV

Torre Tipo	N° de Torres	Zona	Vano Máximo	Angulo Máximo	Observaciones
SL1-2	28	1	700 m	1°	Suspensión Liviana
SP1-2	4	1	800 m	2°	Suspensión Pesada
AL1-2	7	1	900 m	8°	Anclaje Liviano
AR1-2	12	1	900 m	30°	Anclaje y Remate
Poste P1	458	1	350 m	1°	Suspensión Liviana
Poste P1-A	89	1	350 m	1°	Suspensión Liviana
Torre P	3	1	400 m	0°	Suspensión Liviana

Fuente: CELEC EP TRANSELECTRIC, 2020

En el **Anexo 4.1 Planos Tipo Torres**, se muestra ejemplos de planos tipo de las torres utilizadas en este Sistema.

4.3.5 Herrajes y accesorios

En esta sección se encuentra todo lo que es morsetería y que sirven para el correcto ensamblaje de la cadena de aisladores, como, por ejemplo: Grapas de suspensión, grapas de retención tipo pistola, grapas de retención tipo compresión, grilletes, acoples Ojo-bola, acoples Y – bola, acoples rótula – ojo, yugos, y los accesorios como amortiguadores, varillas de armar, separadores, balizas.

4.3.5.1 Características principales

Grapa de amarre: Se utilizan para amarrar los conductores o cables de tierra a la cadena de amarre.

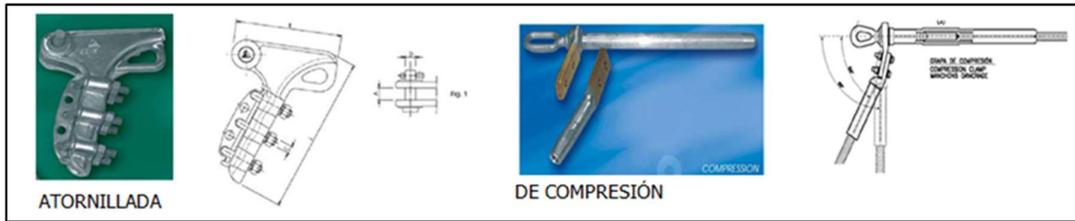
Deben asegurar que la carga de fallo es siempre superior al 95% de la carga de rotura del conductor y minimizar los esfuerzos de compresión sobre el conductor a unos límites aceptables. También deben garantizar la continuidad eléctrica de la línea.

Pueden ser atornilladas o de compresión (piezas tubulares comprimidas hexagonalmente).

Cuerpo: aleación de aluminio. Tornillos y bulones: acero galvanizado en caliente. Pasadores: acero inoxidable o latón (ATORNILLADA).

Cuerpo: aluminio 1050. Émbolo: acero forjado galvanizado en caliente. Derivación: aluminio 1050. Tornillería: acero galvanizado en caliente. Pasador: acero inoxidable (DE COMPRESIÓN).

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO



Fuente: “Curso de Líneas Eléctricas de Alta Tensión” de im3 (Ingenieros emetres)

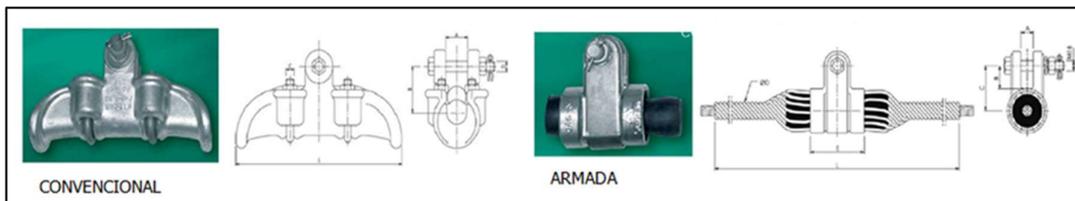
Grapa de suspensión: Se utilizan para amarrar los conductores o cables de tierra a las cadenas de suspensión.

Soportan el peso del cable y se utilizan en apoyos de alineación o ángulo pequeño.

No deben permitir deslizar al conductor con los esfuerzos longitudinales previstos y deben tener una curvatura suficiente que permita adaptarse a la catenaria sin dañar el conductor.

Pueden ser convencionales o armadas (se utilizan unas varillas de aleación de aluminio sobre las que va montada la grapa que reducen daños sobre el cable producidos por compresión, flexión y abrasión).

Cuerpo: aleación de aluminio. Brida: acero inoxidable. Tornillería: acero galvanizado en caliente. Pasadores: acero inoxidable. Manguito: neopreno. Varillas de protección: aleación de aluminio.



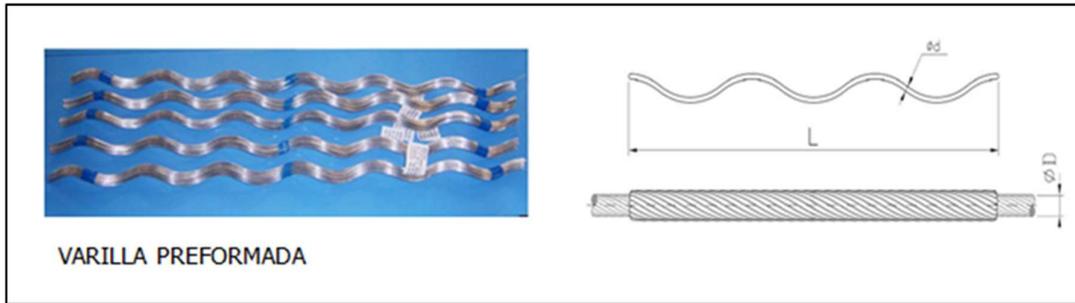
Fuente: “Curso de Líneas Eléctricas de Alta Tensión” de im3 (Ingenieros emetres)

Varilla prefabricada de protección: Se utilizan principalmente para evitar daños (tanto estáticos como dinámicos), por compresión flexión, abrasión y por arcos eléctricos, al cable sobre el cual van instaladas. Además, son capaces de reparar daños producidos en las capas exteriores del conductor. Son utilizadas conjuntamente con las grapas de suspensión para conductores de aluminio, aleación de aluminio y aluminio-acero.

Están diseñadas para proporcionar plena conductividad eléctrica y continuidad mecánica en conductores que hayan sufrido roturas de venas en el vano cuyo número sea de hasta el 25% del número de las que forman la capa exterior del conductor.

Cuerpo: aleación de aluminio.

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

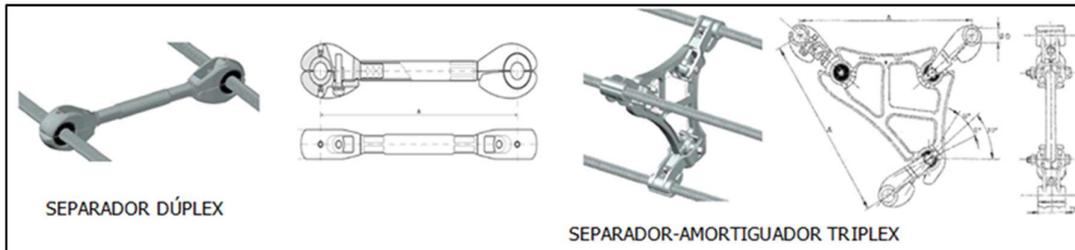


Fuente: "Curso de Líneas Eléctricas de Alta Tensión" de im3 (Ingenieros emetres)

Separador: Se utilizan en líneas que tienen varios conductores por fase (conductores en haz) para mantener la distancia entre ellos a lo largo del vano y evitar el contacto entre los subconductores. Al mismo tiempo, se protege a los mismos del posible enredamiento debido al galope, descargas de hielo y fallos de corriente.

Existen separadores-amortiguadores capaces de disipar energía de vibración de los subconductores por el movimiento de deformación de unas piezas de elastómero interpuestas entre el brazo de la grapa y el cuerpo del separador, y que constituyen un mecanismo de rótula que permite el movimiento relativo entre ambas partes del separador.

Cuerpo: aleación de aluminio. Inserto elastomérico: neopreno. Tornillería: acero inoxidable.



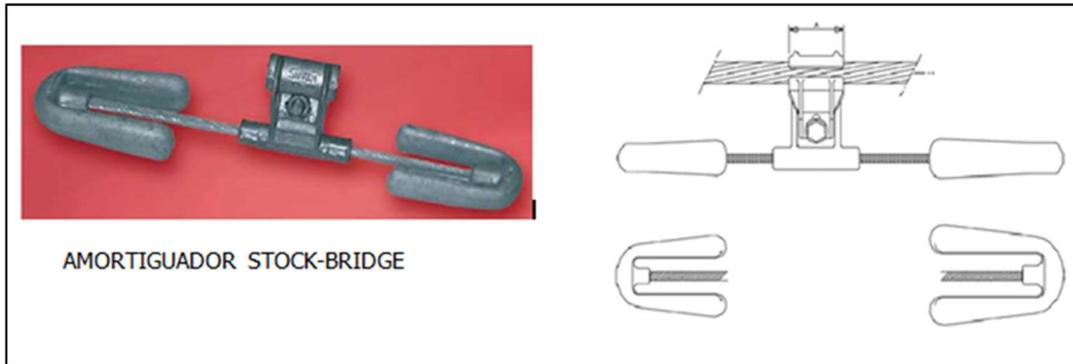
Fuente: "Curso de Líneas Eléctricas de Alta Tensión" de im3 (Ingenieros emetres)

Amortiguador: Los más comunes son los amortiguadores Stock-Bridge. Consisten en dos masas oscilantes, cuyas oscilaciones amortiguan las del conductor.

En general, se recomienda que la tracción a temperatura de 15 °C sin sobrecarga (EDS) no supere el 22% de la carga de rotura si se realiza el estudio de amortiguamiento y se instalan dichos dispositivos, o que bien no supere el 15% de la carga de rotura si no se instalan amortiguadores.

Grapa: aleación de aluminio. Contrapesos: acero forjado galvanizado en caliente. Cable portor: acero galvanizado en caliente. Tornillería: acero galvanizado en caliente o acero inoxidable.

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

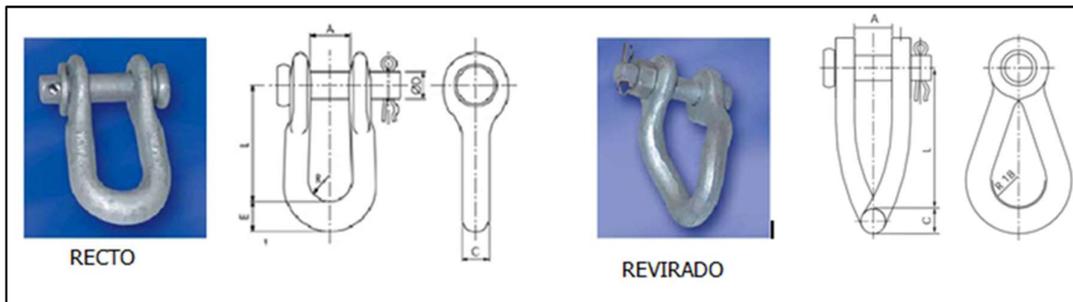


Fuente: "Curso de Líneas Eléctricas de Alta Tensión" de im3 (Ingenieros emetres)

Grillete: Normalmente se utilizan como pieza de enganche de la cadena a la torre.

Pueden ser rectos o revirados

Cuerpo: acero forjado galvanizado en caliente. Tornillos y bulones: acero galvanizado en caliente. Pasadores: acero inoxidable o latón.

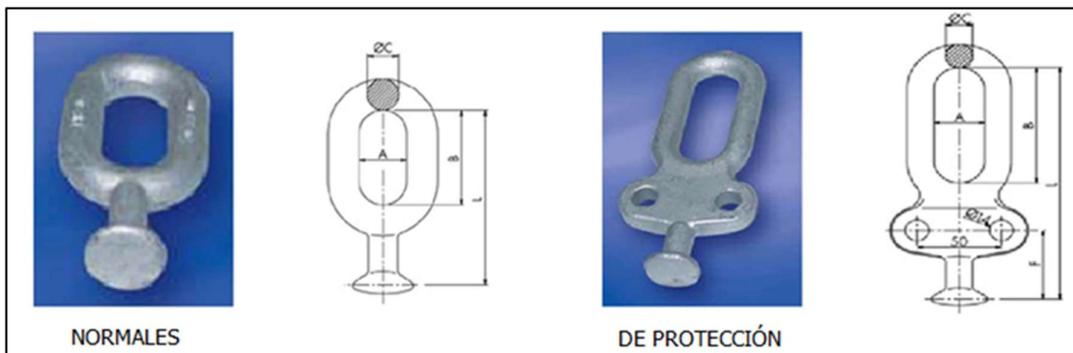


Fuente: "Curso de Líneas Eléctricas de Alta Tensión" de im3 (Ingenieros emetres)

Acople anilla bola: Se utilizan para conectar las cadenas de aisladores tipo caperuza-vástago.

Pueden ser normales o de protección (están preparadas para acoplar el descargador).

Cuerpo: acero forjado galvanizado en caliente.



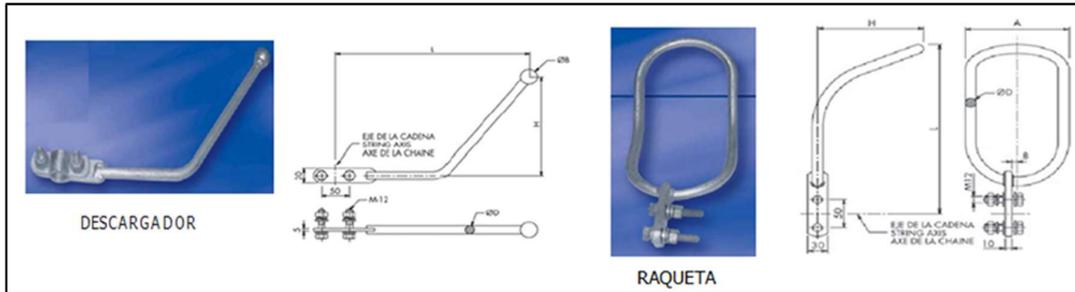
Fuente: "Curso de Líneas Eléctricas de Alta Tensión" de im3 (Ingenieros emetres)

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

Descargador: Se utilizan en la parte superior e inferior como protección de las cadenas de aisladores: soportan sin daños graves los arcos de potencia reducen al máximo el efecto corona y los niveles de radio interferencia.

Puede ser cerrados (tipo raqueta, tipo anillo).

Cuerpo: acero forjado galvanizado en caliente. Tornillería: acero galvanizado en caliente.

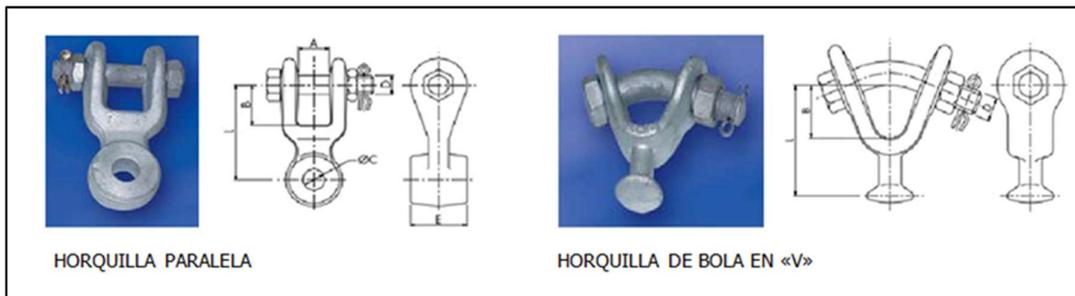


Fuente: “Curso de Líneas Eléctricas de Alta Tensión” de im3 (Ingenieros emetres)

Acople horquilla – ojo, horquilla - bola: Se utilizan para conectar los herrajes finales de la cadena de aisladores con las grapas de amarre y suspensión, o para conectar las cadenas de aisladores tipo caperuza-vástago con los herrajes asociados.

Puede ser paralela, revirada, de bola en «V», etc. Las hay normales y de protección.

Cuerpo: acero forjado galvanizado en caliente. Tornillería: acero galvanizado en caliente. Pasadores: acero inoxidable o latón.



Fuente: “Curso de Líneas Eléctricas de Alta Tensión” de im3 (Ingenieros emetres)

Acople rótula - ojo: Se utilizan para conectar las cadenas de aisladores tipo caperuza-vástago con las grapas de amarre y suspensión.

Puede ser normales o de protección (están preparadas para acoplar el descargador).

Cuerpo: acero forjado galvanizado en caliente. Pasador: acero inoxidable o latón.

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

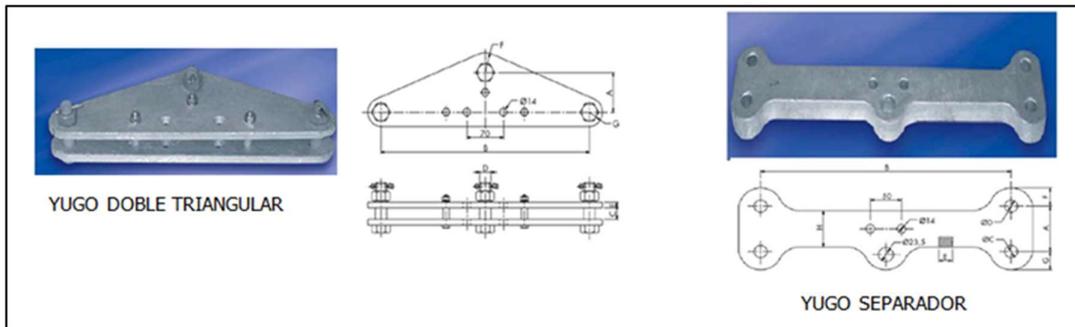


Fuente: "Curso de Líneas Eléctricas de Alta Tensión" de im3 (Ingenieros emetres)

Yugo: Se utilizan para crear configuraciones de cadenas con doble fila de aisladores y/o varios conductores por fase.

Puede ser triangular, separador, de suspensión, etc. para cadenas sencillas o dobles con conductor doble, triple o cuádruple.

Cuerpo: acero galvanizado en caliente.

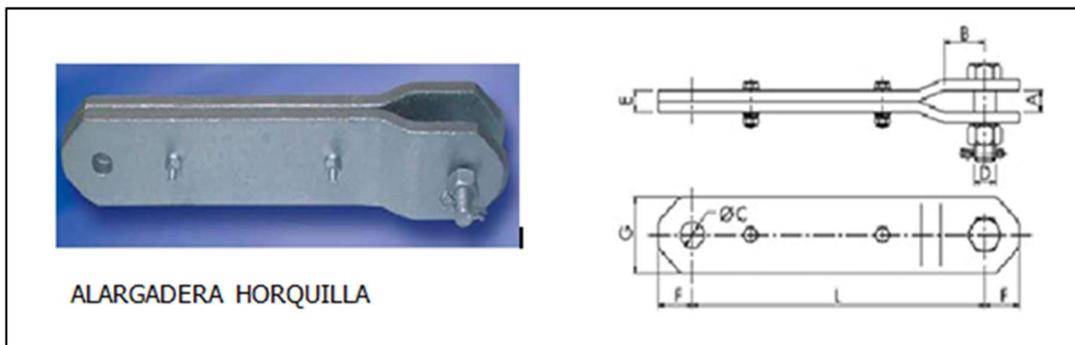


Fuente: "Curso de Líneas Eléctricas de Alta Tensión" de im3 (Ingenieros emetres)

Alargadera: Se utilizan para alargar la cadena y, de este modo, adecuar la distancia de la cadena a la torre.

Puede ser planas o de horquilla.

Cuerpo: acero galvanizado en caliente. Tornillería: acero galvanizado en caliente. Pasadores: acero inoxidable.



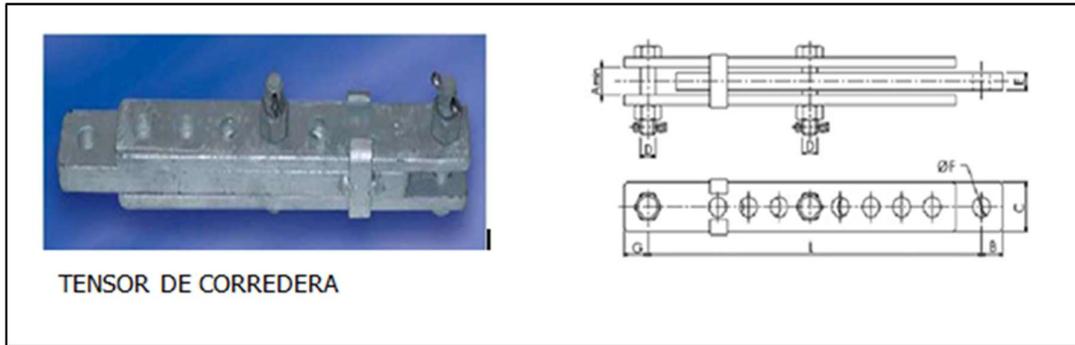
Fuente: "Curso de Líneas Eléctricas de Alta Tensión" de im3 (Ingenieros emetres)

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

Tensor: Se utilizan además de para alargar la cadena, para regular de modo controlado la flecha del vano.

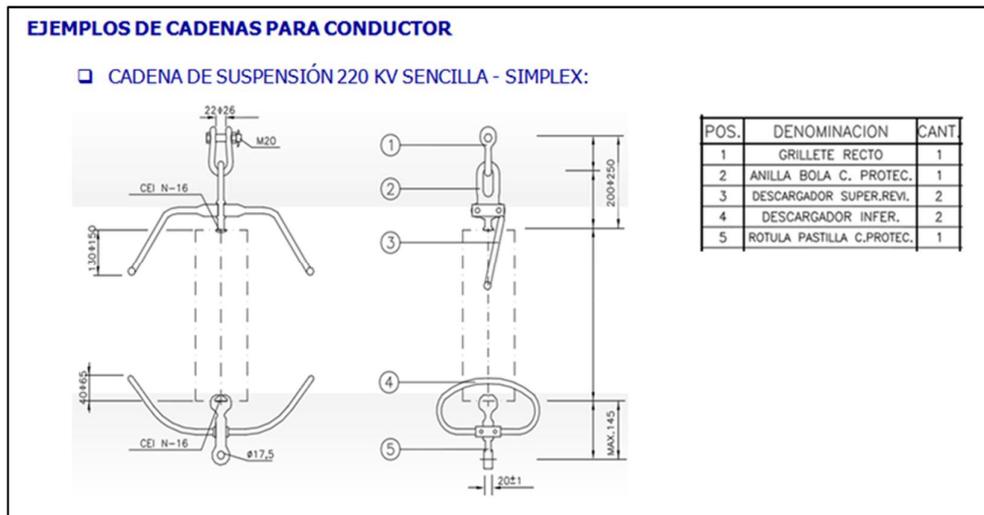
Puede ser de corredera o de rosca.

Cuerpo: acero galvanizado en caliente. Tornillería: acero galvanizado en caliente. Pasadores: acero inoxidable.



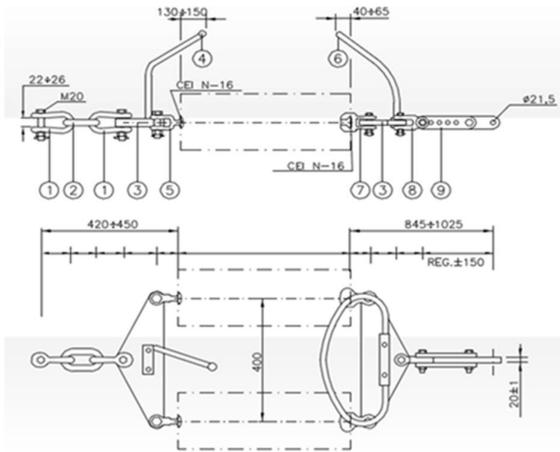
Fuente: "Curso de Líneas Eléctricas de Alta Tensión" de im3 (Ingenieros emetres)

A continuación, se presentan algunos ejemplos de esquemas de armados de cadenas donde se puede apreciar el uso de los distintos herrajes y accesorios:



Fuente: "Curso de Líneas Eléctricas de Alta Tensión" de im3 (Ingenieros emetres)

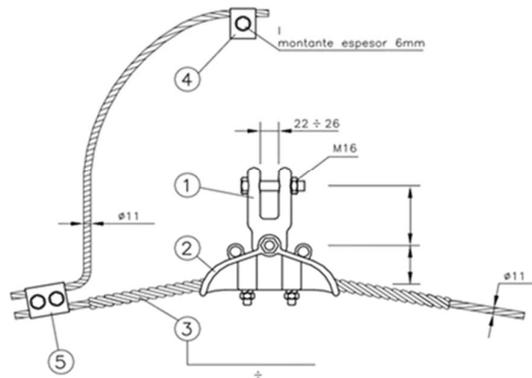
❑ CADENA DE AMARE 220 KV DOBLE - SIMPLEX:



POS.	DENOMINACION	CANT.
1	GRILLETE RECTO	2
2	ESLABON	1
3	YUGO SENCILLO DUPLEX	2
4	DESCARGADOR SUPER. REV.	1
5	HORQUILLA BOLA	2
6	DESCARGADOR INFER.	1
7	ROTULA HORQUILLA	2
8	HORQUILLA PASTI. REVI.	2
9	ALARGADERA REGULABLE	2

Fuente: "Curso de Líneas Eléctricas de Alta Tensión" de im3 (Ingenieros emetres)

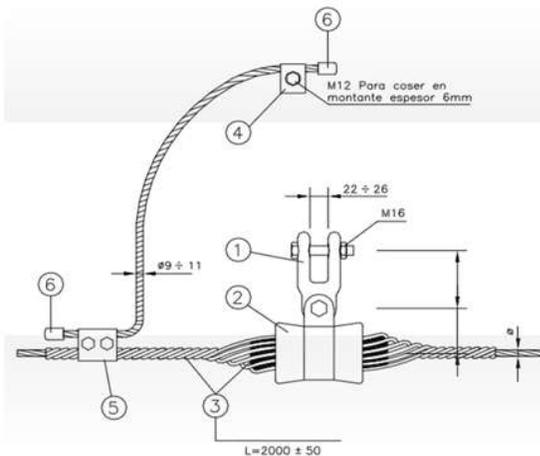
❑ CONJUNTO DE SUSPENSIÓN CABLE DE TIERRA CONVENCIONAL:



POS.	DENOMINACION	CANT.
1	HORQUILLA PAST.REVI.	1
2	GRAPA SUSPENSION	1
3	VARILLAS PROTECCIÓN	1
4	CONEXION SENCILLA	1
5	GRAPA PARAL.SIMETRICA	1

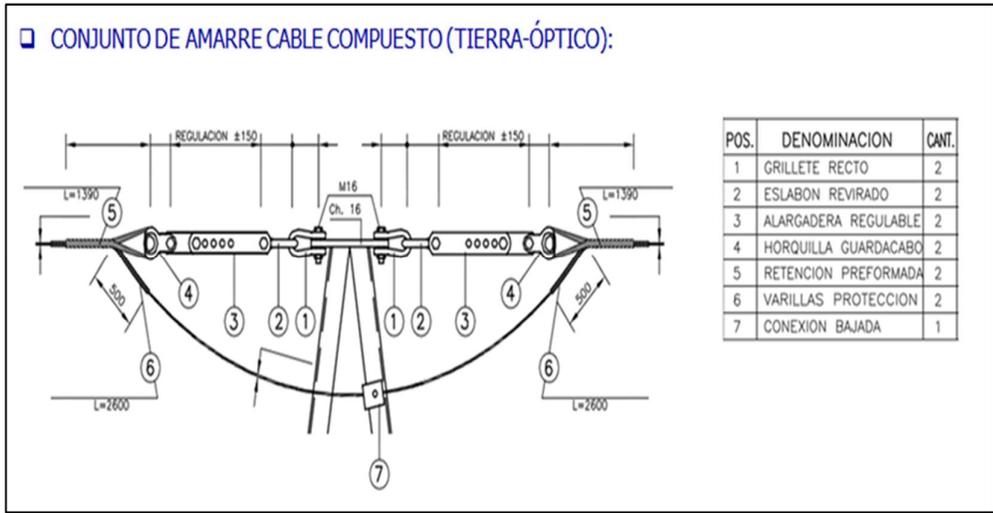
Fuente: "Curso de Líneas Eléctricas de Alta Tensión" de im3 (Ingenieros emetres)

❑ CONJUNTO DE SUSPENSIÓN CABLE COMPUESTO (TIERRA-ÓPTICO):

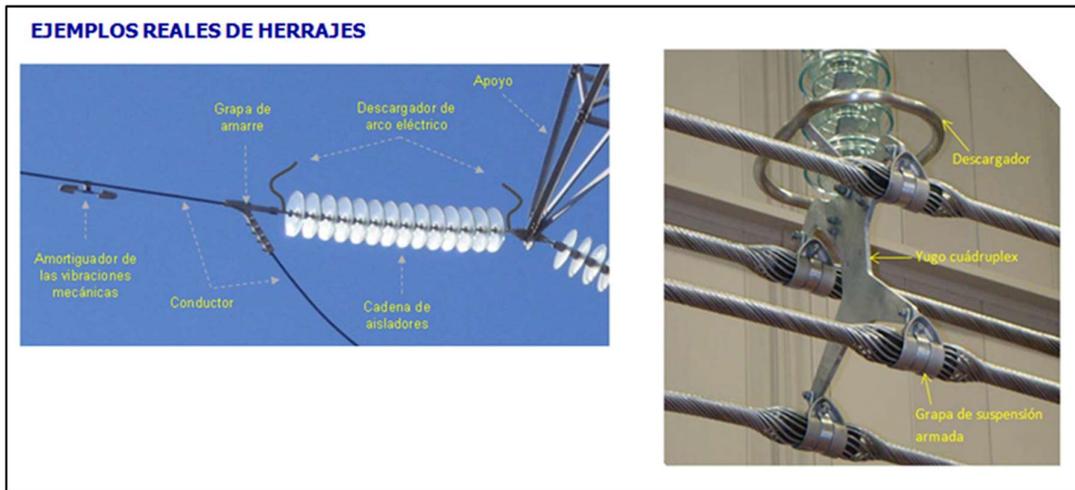


POS.	DENOMINACION	CANT.
1	HORQUILLA PAST.REVI.	1
2	GRAPA SUSP. ARMADA	1
3	MANGUITO/VARILLA	1
4	CONEXION SENCILLA	1
5	GRAPA PARAL.ASIMETRICA	1
6	TAPON TERMINAL	2

Fuente: "Curso de Líneas Eléctricas de Alta Tensión" de im3 (Ingenieros emetres)



Fuente: “Curso de Líneas Eléctricas de Alta Tensión” de im3 (Ingenieros emetres)



Fuente: “Curso de Líneas Eléctricas de Alta Tensión” de im3 (Ingenieros emetres)

4.3.6 Cimentaciones

Las cimentaciones son los elementos destinados a fijar las torres al suelo, transmitiendo al terreno todas las solicitaciones que existen en su base como consecuencia de la actuación de los diferentes esfuerzos a los que está sometida. La manera más habitual es mediante macizos de hormigón en masa fabricados en el propio terreno, cuyas dimensiones deben garantizar que la torre permanezca estable ante las diferentes solicitaciones.

Según las dimensiones de la torre y las características del terreno, los principales tipos de cimentaciones que se utilizan en la construcción de líneas eléctricas aéreas son:

- Cimentaciones Monobloque: un solo macizo para toda la torre.
- Cimentaciones fraccionadas: macizos independientes para cada pata de la torre.
- Cimentaciones micropilotadas: pilotes profundos.
- Cimentaciones armadas: armadura interior formada por barras corrugadas de acero.

4.3.6.1 Cimentaciones Monobloque

Están formadas por un solo cimiento de hormigón en masa para toda la torre.

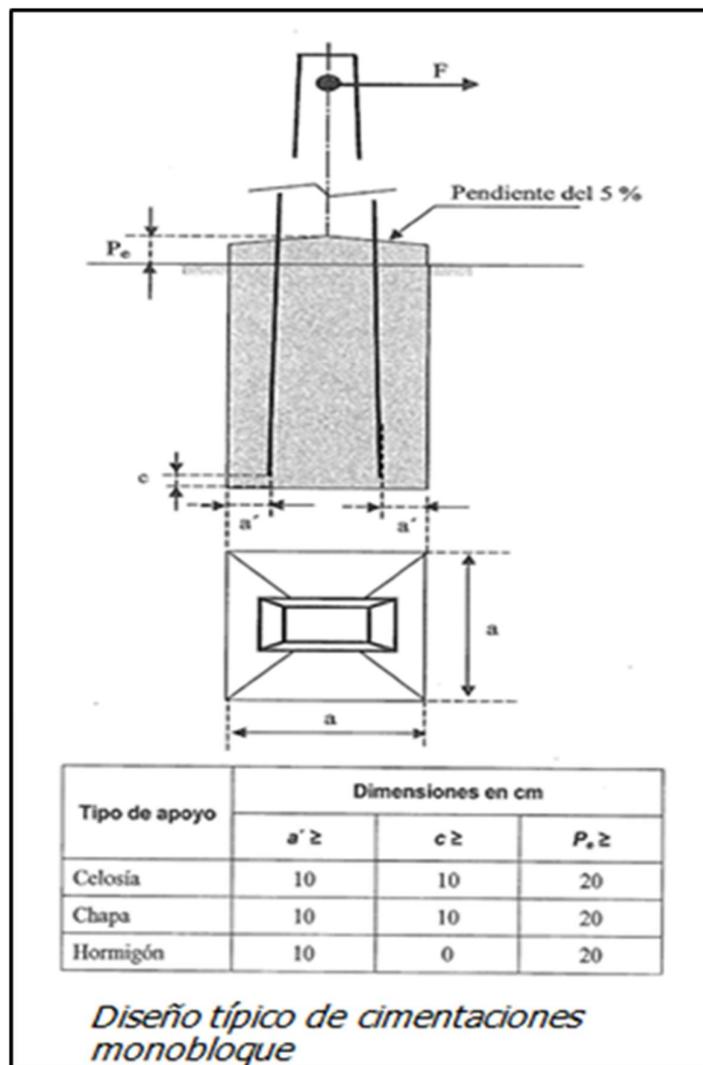
Su geometría suele ser prismática recta, cuadrada o rectangular.

El dimensionamiento está condicionado por los momentos, es decir, por el vuelco.

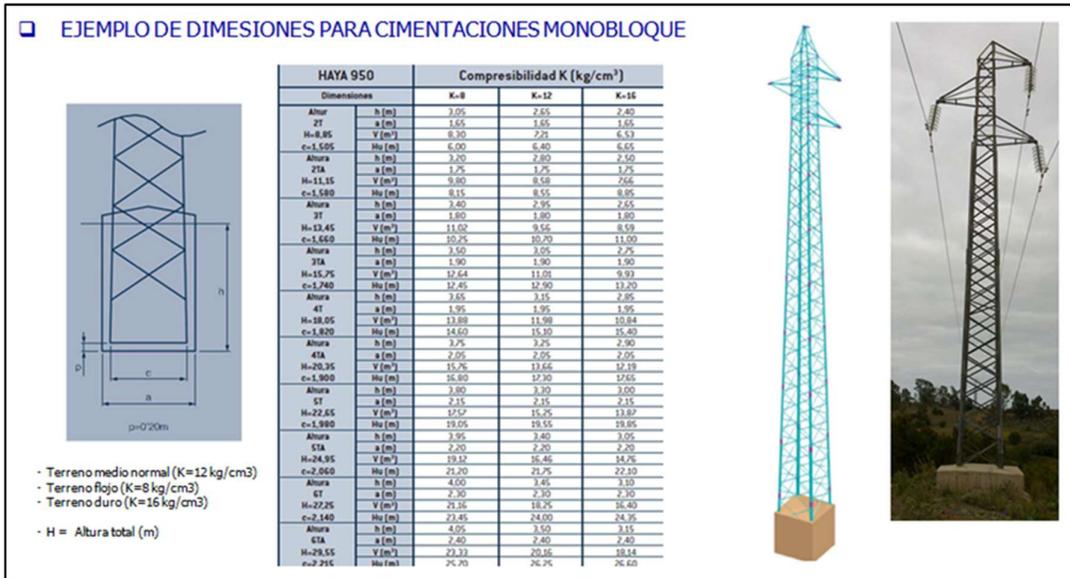
Necesitan un volumen de hormigón mayor que las cimentaciones de patas separadas porque no utilizan tan favorablemente la acción estabilizadora del terreno.

Deben evitarse en terrenos sueltos, arcillas plásticas, pantanos, etc.

Sobre el macizo se suele construir una peana de forma piramidal en su parte superior, para facilitar que las aguas de lluvia escurran hacia el terreno.



Fuente: "Curso de Líneas Eléctricas de Alta Tensión" de im3 (Ingenieros emetres)



Fuente: “Curso de Líneas Eléctricas de Alta Tensión” de im3 (Ingenieros emetres)

4.3.6.2 Cimentaciones Fraccionadas

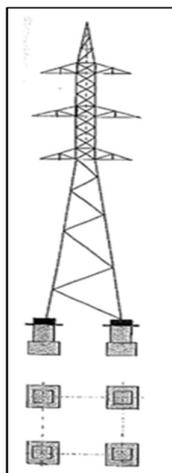
Están formadas por varios macizos independientes, uno para cada pata de la torre.

Se emplean cuando las dimensiones de la base de la torre abarcan mucha superficie de terreno.

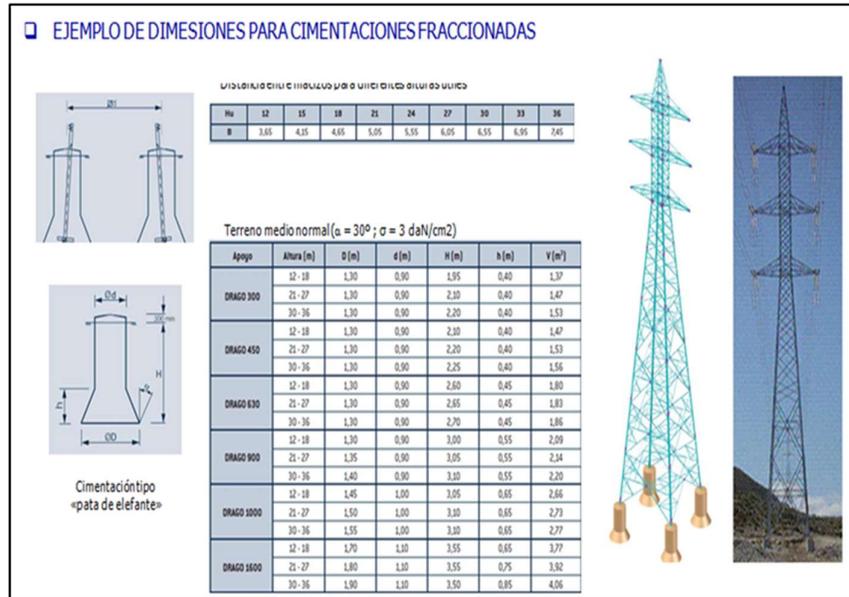
Su geometría puede ser escalonada, prismática recta, «pata de elefante», etc...

El dimensionamiento está condicionado por las cargas de compresión y arranque que el apoyo transmite al suelo y que deben absorber la cimentación.

Representan actualmente casi la totalidad de las torres de las grandes líneas.



Fuente: “Curso de Líneas Eléctricas de Alta Tensión” de im3 (Ingenieros emetres)



Fuente: “Curso de Líneas Eléctricas de Alta Tensión” de im3 (Ingenieros emetres)

4.3.6.3 Cimentaciones profundas

Pueden ser de dos tipos Pilotes Prebarrenados, o Pilotes hincados sean de hormigón armado o de tubos de acero.

Se emplean cuando las condiciones de capacidad portante del terreno son demasiado deficientes. Se ha alcanzado profundidades de pilote de hasta 30 m.

El número de pilotes por cada Pata de la torre dependerá de las cargas mecánicas a la que está expuesta la estructura y cuánto está descargando al suelo por cada una de ellas.



Fuente: “Curso de Líneas Eléctricas de Alta Tensión” de im3 (Ingenieros emetres)

4.3.7 Puesta a tierra

El sistema de Puesta a tierra lo constituyen los elementos que van conectados a las patas de la torre y que enterrados tienen la función de constituirse en el camino con menor resistencia eléctrica para el paso de la corriente en el evento de una descarga atmosférica (Rayo), de una

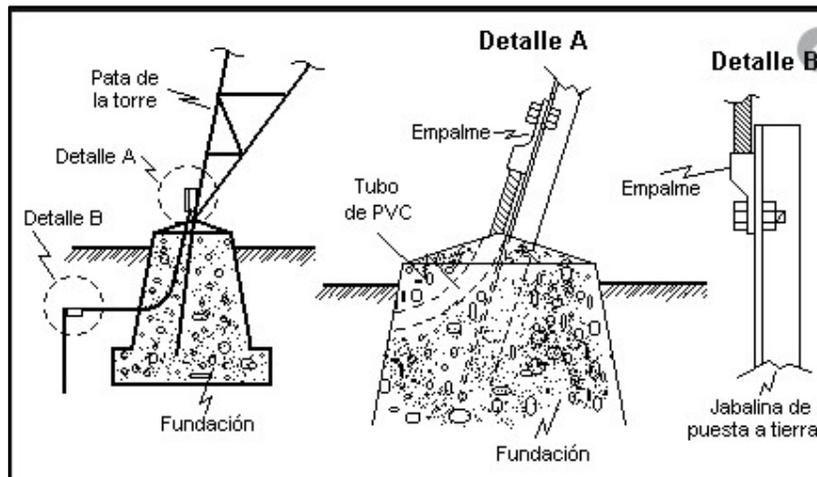
DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

falla (cortocircuito) en el sistema de Potencia o de sobretensiones (Cierre y apertura de Disyuntores).

A través de este sistema la sobre corriente se descarga a lo largo de la línea de transmisión hacia el suelo, evitando que se produzcan daños en los equipos de las subestaciones, que haya una desconexión de servicio y que se atente contra la vida de las personas que de una u otra manera pudieran estar cerca de esta infraestructura.

El sistema de puesta a tierra depende del valor de resistividad del terreno donde se vaya a implantar la estructura, del valor máximo de Resistencia a pie de estructura que se haya definido para el nivel de Tensión de operación de la línea y de la Zona geográfica en que este ubicado el proyecto, por ejemplo para líneas de 138 kV en Zona 1, es decir en territorio que no sobre pase los 1000 m.s.n.m el valor de la resistencia a pie de estructura no podrá sobrepasar los 10 ohmios, mientras que para las líneas de 230 kV se ha establecido un valor máximo de 5 ohmios. Cabe destacar el hecho de que este valor máximo de Resistencia a Pie de estructura es parte de los datos con los cuales se realiza la coordinación de aislamiento y por ende el número de aisladores que va a tener la línea.

Dependiendo del valor de resistividad del terreno, el sistema de puesta a tierra puede variar desde una simple varilla copperweld hasta contrapesos (cables copperweld dispuestos de forma horizontal saliendo en ángulo de 45° desde las patas de las torres) de 30 m de longitud enterrados, mallas y electrodos de alto rendimiento Tipo Parres.



Fuente: "Curso de Líneas Eléctricas de Alta Tensión" de im3 (Ingenieros emetres)

4.3.8 Servidumbres

El marco legal específico para el establecimiento de las franjas de servidumbre eléctricas viene dado por:

- Ley para la Constitución de Gravámenes y Derechos por Electrificación, normativa que entró en vigencia mediante Decreto Supremo 1969, publicado en el Registro Oficial 472 de 28 de noviembre de 1977.
- Reglamento a la Ley de Constitución de Gravámenes por Electrificación, Decreto Ejecutivo 831, publicado en el Registro Oficial 201 de 01-jun-1993.

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

Entre las principales disposiciones de estos cuerpos legales se tiene:

- Los operadores de líneas de transmisión deberán gestionar la constitución de las servidumbres eléctricas necesarias sobre la faja de terreno a lo largo de todo el trazado de dichas líneas, sea por áreas urbanas o rurales.
- La servidumbre comprenderá el derecho de paso o acceso, la ocupación temporal de terrenos y otros bienes necesarios para la construcción, conservación, reparación y vigilancia de las instalaciones eléctricas; así como el ingreso de inspectores, empleados y obreros debidamente identificados, materiales y más elementos necesarios para la operación y mantenimiento de dichas instalaciones.
- Los derechos que conforme a la Ley se declaran como tales por parte del Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL) tendrán el carácter de forzoso. El derecho del dueño del respectivo predio se limita a la reclamación y cobro de las correspondientes indemnizaciones.
- El dueño del predio afectado por la declaratoria de uno o varios de los derechos de que trata esta Ley, no podrá oponerse a ella.
- La resolución que declare en vigencia estos derechos y disponga la ocupación del área correspondiente no será susceptible de recurso alguno y será inscrita, sin más trámite, en el Registro de Gravámenes de la correspondiente Oficina de Registro de la Propiedad.

Por tanto, la aplicación de la Ley y su Reglamento conlleva el determinar el estado de tenencia de tierras de los predios por donde atraviesan las líneas de transmisión, efectuar un peritaje técnico de los daños, cancelar al propietario o tenedor del predio por los daños e, imponer una servidumbre forzosa en la franja de servidumbre inscribiendo la misma en el Registrador de la Propiedad del cantón donde se ubique el predio afectado. La imposición de dicha servidumbre, conforme la normativa tiene el carácter de forzoso.

La servidumbre forzosa implica también una restricción en el uso de suelo dentro de la franja de servidumbre, que se plasma de manera práctica en la restricción a mantener dentro de la franja de servidumbre estructuras en general y vegetación que pudieran afectar la normal operación de la línea de transmisión. La indemnización es por una sola vez al propietario del predio afectado y la restricción de uso de uso de suelo dentro de la franja pasa de propietario a propietario.

Es importante notar las fechas en que la mencionada normativa entró en vigencia, habiéndose constituido en el marco a cumplirse para efectivizar la servidumbre forzosa eléctrica aplicable a la construcción de las líneas objeto del presente Estudio.

Este trabajo lo realizó en oportunidad el INECEL, conforme consta en el documento EXPERIENCIA EN LA CONSTRUCCIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN, Sistema Nacional Interconectado, Elaborado por la Dirección Ejecutiva de Ingeniería y Construcción del INECEL (fecha de publicación del documento no disponible, documento recuperable en https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/6087/1/INECEL%20sn5_3411.pdf).

En el documento citado, aplicable a la temporalidad en que fueron construidas las líneas objeto de este estudio, los procesos asociados a las servidumbres implicaban lo siguiente:

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

El levantamiento catastral: de los predios que cruza la línea de transmisión se realiza con una amplitud de trocha de entre 20 y 40 m dependiendo del tipo de terreno, la existencia de cultivos, bosques y construcciones dentro de esta faja.

La imposición de derechos de paso: Comprende entrevistar al propietario, informarle las disposiciones de la Ley para Constitución de Gravámenes y Derechos Tendientes a Obras de Electrificación y, obtener información sobre ubicación de la propiedad, linderos y tenencia del predio. Se completan los trámites y se inscribe en el Registro de la Propiedad la limitación de dominio impuesta quedando legalizada la utilización del terreno para la construcción y operación de la línea.

La evaluación de daños: a través de los costos de producción establecidos por el ministerio de Agricultura y Ganadería y el Banco Nacional de Fomento, para reconocer los costos de producción de los diferentes cultivos. Los costos de terreno se consideran únicamente en los casos de expropiación.

La Franja de Servidumbre: Que implica las actividades de desbroce de árboles, la eliminación y control de vegetación, el desbroce de cultivos con métodos que minimicen los daños permitiendo la siembra en la faja de servidumbre de cultivos que no sobrepasen los 3m de altura; y en caso de construcciones existentes el INECEL reconoce los costos de expropiación, previo avalúo respectivo.

A lo largo de los años, la designación de las líneas de transmisión ha sufrido cambios en términos de Subestaciones y derivaciones que se han implementado dentro de la ruta original.

Para este sistema CELEC EP-TRANSELECTRIC, ha proporcionado las copias las Resoluciones de Imposición de Servidumbre de algunas LT (**Anexo 4.2 Imposición de servidumbre**), no obstante, durante la etapa precontractual de esta consultoría, indicó que todas las líneas objeto del presente estudio, fueron construidas al amparo de la Ley para la Constitución de Gravámenes y Derechos por Electrificación, normativa que entró en vigencia mediante Decreto Supremo 1969, publicado en el Registro Oficial 472 de 28 de noviembre de 1977. Lo que implica que el ex INECEL, en su momento cumplió con lo prescrito en esta Ley, su Reglamento y con los procedimientos internos de la institución que han sido mencionados en párrafos precedentes.

4.3.9 Distancias de Seguridad

Las líneas de transmisión que constan en este estudio fueron diseñadas siguiendo las recomendaciones o normas del EX INECEL, que con respecto a distancias de seguridad al suelo a nivel de 138 kV y establecen lo siguiente:

FIGURA No. 4.1. Distancias Mínimas del Conductor al Suelo para 138 kV

2.3.4.- Distancias mínimas del conductor al suelo.-

Las distancias mínimas admisibles serán las indicadas a continuación:

	<u>Zona 1</u>		<u>Zona 2</u>	
	<u>Condición 1</u>	<u>Condición 2</u>	<u>Condición 1</u>	<u>Condición 2</u>
Terrero normal	6,80 m	5,50 m	6,80 m	5,50 m
Terrero transitado y caminos de segunda importancia	7,80 m	6,50 m	8,30 m	7,00 m
Caminos de primera importancia	9,00 m	7,70 m	9,50 m	8,20 m
Ferrocarriles distancia al riel	9,00 m	7,70 m	9,50 m	8,20 m

En la condición 1 estas distancias mínimas se deberán verificar considerando la flecha máxima final correspondiente a la condición de transmisión de la potencia nominal máxima de la línea, definida en B3.2 y para desviación de los conductores por efecto del viento en ángulos comprendidos entre 0° y 10°

Fuente: Normas de Diseño 138 kV EX INECEL

Y para cruces con otras líneas las Normas del EX INECEL determinan:

FIGURA No. 4.2. Distancias Mínimas en cruces con otras líneas para voltaje de 138 kV

2.3.5.- Distancias mínimas en cruces con líneas de comunicación o de potencia.-

Las distancias verticales mínimas admisibles en cruces con líneas de comunicación o de potencia serán las indicadas a continuación:

<u>Tipo de cruce</u>	<u>Distancia vertical mínima</u>
Con líneas de potencia hasta 15Kv (1)	2.50 m
Con líneas de potencia mayores de 15 kv y hasta 138 kv (1)	3.20 m
Con líneas de 230 kv (2)	3,70 m
Con líneas de comunicaciones (1)	3,30 m + 0,003 m por cada metro sobre 50m en la distancia desde el punto de cruce a la estructura más próxima de la línea de 138 Kv.

Fuente: Normas de Diseño 138 kV EX INECEL

En la actualidad a pesar de que se considera las recomendaciones del EX INECEL como distancias mínimas, existe la Resolución Nro. Arconel -018/18 emitido por la Agencia de Regulación y Control de electricidad que indica.

FIGURA No. 4.3. Distancias Mínimas desde Línea energizada a parte más alta de vegetación.

6.1 Distancias mínimas de la línea a la vegetación

La siembra de especies dentro de las franjas de servidumbre (banano u otros cultivos) se puede realizar, siempre que se mantenga una distancia mínima (d) desde el conductor más bajo hacia la parte superior de la vegetación o cultivo en edad adulta, aplicando los siguientes valores:

- Voltajes iguales o inferiores a 69 kV, d= 4 m;
- Voltaje superior a 69 kV hasta 230 kV, d= 6 m; y,
- Voltajes mayores a 230 kV, d= 9 m.

Fuente: Resolución Nro. ARCONEL -018/18

FIGURA No. 4.4. Distancias Mínimas de Seguridad verticales a vías y superficies navegables.

Tabla 7. Distancias mínimas de seguridad verticales de conductores a vías de tránsito, vías férreas y superficies navegables

Vías y superficies bajo los conductores		Nivel de voltaje	
		0 ≤ V ≤ 750 V	750 < V ≤ 22 kV
Vías férreas		7,5	8,1
Vías de tránsito de vehículos		5,0	5,6
Aceras o caminos accesibles sólo a peatones		3,8	4,4
Aguas donde no está permitida la navegación		4,6	5,2
Aguas navegables con una superficie de:	a) Menores a 0,08 km ²	5,6	6,2
	b) Mayor a 0,08 hasta 0,8 km ²	8,1	8,7
	c) Mayor a 0,8 hasta 8 km ²	9,9	10,5
	d) Sobre 8 km ²	11,7	12,3

Fuente: National Electric Safety Code.

Las distancias se aplican bajo las siguientes condiciones:

La condición que ocasione la mayor flecha final: temperatura en los conductores de hasta 50°C, sin desplazamiento de viento, o la temperatura máxima del conductor para la cual fue diseñada la operación de la línea sin desplazamiento de viento, cuando esta temperatura es mayor de 50° C.

Para voltajes mayores a 22 kV, las distancias de seguridad especificadas en la Tabla 7 se deberán incrementar 0,01 m por cada kV en exceso de 22 kV, y realizar una corrección de 3% por cada 300 m de altura, a partir de los 1 000 m sobre el nivel del mar. Para tal efecto se aplicará la siguiente formula:

Sesión de Directorio de 13 de abril de 2018
Página 10 de 13

$$D_v = D_0 + (0,01 * (V_n - 22)) \times (1 + 0,01 \times f_c)$$

Donde:

D_v = Distancia vertical
 D_0 = Distancia de seguridad indicada en la Tabla 7
 V_n = Voltaje fase-fase nominal del conductor
 f_c = Factor de corrección a partir de los 1000 m sobre el nivel del mar

Donde $f_c = 0$ si es menor a 1000 msnm; $f_c = 3$ desde 1000 msnm hasta 1300 msnm, $f_c = 6$ desde 1300 msnm hasta 1600 msnm y, así sucesivamente, por cada 300 m.

Fuente: Resolución Nro. ARCONEL -018/18

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

Sin embargo y solo como ejemplo si tomamos la Regulación Arconel 018/18 para conocer la distancia vertical mínima para una línea de 138 kV en Zona 1 es decir en regiones ubicadas bajo los 1000 m.s.n.m y para vías de tránsito de vehículos según la tabla No. 7 se tendría:

Distancia Mínima Vertical para 22 kV = 5.6 m

Entonces la distancia adicional se calcularía usando la fórmula que consta en la misma regulación, así:

$$Dv = 5.6 + (0.01 \times (138 - 22)) \times (1 + 0.01 \times 0) = 6.76 \text{ m}$$

Sin embargo, en las normas del Ex INECEL se establece que la distancia vertical mínima desde el conductor de una línea de 138 kV al suelo en Zona 1 para caminos de primera importancia es de 9 m y para caminos transitados y de segundo orden es de 7.8 m, por lo tanto, las normas del EX INECEL son más conservadoras.

4.4 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LAS LÍNEAS QUE CONFORMAN EL SISTEMA

En el presente numeral se describe las características técnicas de cada una de las líneas de transmisión eléctrica del Sistema conformado por las líneas: L/T Molino – Pascuales a 230 kV, Molino – Zhoray – Milagro a 230 kV, Molino – Riobamba – Totoras a 230 kV, Pascuales – Trinitaria a 230 kV y Pascuales – Chongón – (Las Juntas) – Posorja - (Las Juntas) – Santa Elena a 138 kV, Molino – Cuenca a 138 kV y Milagro – San Idelfonso – Machala a 138.

4.4.1 Línea de transmisión Molino – Pascuales a 230 kV

4.4.1.1 Recorrido de la Línea

La Línea de transmisión recorre las Provincias de Morona Santiago, Azuay, Cañar y Guayas y los cantones: Santiago, Sevilla de oro, Azogues, El Tambo, Cañar, El Triunfo, Coronel Marcelino Maridueña, Naranjito, Milagro, San Jacinto de Yaguachi, Samborondón, Daule y Guayaquil.

TABLA No. 4.2 LÍNEA DE TRANSMISIÓN MOLINO – PASCUALES A 230 kV

Longitud (km)	Voltaje (kV)	Año Inicio Operación
188,59	230	1997
Provincia	Cantón	Parroquia
Morona Santiago	Santiago	Santiago De Méndez
Azuay	Sevilla De Oro	Amaluza
Cañar	Azogues	Rivera
Cañar	Azogues	Pindilig
Cañar	El Tambo	El Tambo
Cañar	Cañar	Ingapirca
Cañar	Cañar	Juncal
Cañar	Cañar	Zhud
Cañar	Cañar	General Morales
Cañar	Cañar	Ventura
Guayas	El Triunfo	El Triunfo
Guayas	Coronel Marcelino Maridueña	Coronel Marcelino Maridueña
Guayas	Naranjito	Naranjito
Guayas	Milagro	Roberto Astudillo
Guayas	Milagro	Milagro
Guayas	Milagro	Chobo
Guayas	San Jacinto De Yaguachi	San Jacinto De Yaguachi
Guayas	Samborondón	Samborondón
Guayas	Samborondón	Tarifa
Guayas	Daule	Daule
Guayas	Guayaquil	Guayaquil

Fuente: Términos de Referencia (TdR) Estudio de Impacto Ambiental Expost (EsIA Expost), mayo 2019

Las coordenadas de esta línea de transmisión se adjuntan en el **Anexo 4.3 Ubicación Sistema de Transmisión**.

4.4.1.2 Características Técnicas principales de la Línea de Transmisión

Es una línea doble circuito aislada a 230 kV, con una longitud total de 188,59 km, desarrollándose el 43,93% de su longitud en Zona 2 y 56,06% en Zona 1, por lo que existen torres con dos y un hilo de guarda, distintas distancias entre crucetas, diferente cantidad de aisladores para un determinado tipo de torre.

La línea parte de la central Paute y en sus inicios recorre terrenos muy agrestes, en una zona geológicamente muy inestable por lo que las primeras torres fueron ubicadas en su mayoría en cúspides de montañas teniendo vanos muy grandes incluso que superan el kilómetro de longitud y la utilización de torres especiales; además de dos tipos de conductor: tipo Bluejay para el común del trayecto y Finch para cruzar los vanos grandes. Las cotas mínimas, promedio y máxima en que se sitúa la línea son: 1.5, 1134, 3983 m.s.n.m.

La construcción de esta línea fue muy importante para la confiabilidad eléctrica del País ya que permitió operar el Sistema Nacional Interconectado con el anillo de 230 kV cerrado, lo cual era imposible para algunas condiciones de demanda al tener la posibilidad de un colapso general por sobrecarga de la Línea Molino – Milagro -Pascuales a 230 kV ante la salida de alguna línea del anillo.

N° de Torres	N° de Hilos de Guarda	Aislad por Cadena		Zona
		Susp.	Retenc.	
138	2	20	21	2
241	1	14	15	1

4.4.1.3 Características de los materiales utilizados

A continuación, se presenta la siguiente tabla con las características principales de la línea de transmisión, así como de los elementos que la conforman:

TABLA No. 4.3 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA LT MOLINO-PASCUALES

L/T MOLINO – PASCUALES A 230 kV																	
CARACTERÍSTICAS	DESCRIPCIÓN																
ZONA	2 y 1																
VOLTAJE DE OPERACIÓN	230 kV																
LONGITUD DE LA LÍNEA	188.59 km																
CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN	342 MVA																
ANCHO DE FRANJA DE SERVIDUMBRE	30 m																
# DE ESTRUCTURAS	379 Torres Doble circuito: 138 torres de zona 2 y 241 torres de zona 1																
# DE CIRCUITOS	2																
# DE CABLES DE GUARDA	2 en zona 2 y 1 en zona 1																
TIPO DE ESTRUCTURAS	Torres Metálicas Auto soportantes: SL2, SP2, SA2, AL2, AR2, AP2-E, AR2-E, SL1, SP1, SA1, AL1, AR1, SL1-S2																
TIPO DE CONDUCTOR	<table> <tr> <td>Conductor ACSR</td> <td>BLUEJAY</td> </tr> <tr> <td>Calibre</td> <td>1113 MCM</td> </tr> <tr> <td>Hilos de Aluminio</td> <td>45</td> </tr> <tr> <td>Hilos de Acero</td> <td>7</td> </tr> <tr> <td>Diámetro Exterior (mm)</td> <td>31,96</td> </tr> <tr> <td>Área de Aluminio (mm²)</td> <td>564,07</td> </tr> <tr> <td>Área de Acero (mm²)</td> <td>38,9</td> </tr> <tr> <td>Área total (mm²)</td> <td>602,97</td> </tr> </table>	Conductor ACSR	BLUEJAY	Calibre	1113 MCM	Hilos de Aluminio	45	Hilos de Acero	7	Diámetro Exterior (mm)	31,96	Área de Aluminio (mm ²)	564,07	Área de Acero (mm ²)	38,9	Área total (mm ²)	602,97
Conductor ACSR	BLUEJAY																
Calibre	1113 MCM																
Hilos de Aluminio	45																
Hilos de Acero	7																
Diámetro Exterior (mm)	31,96																
Área de Aluminio (mm ²)	564,07																
Área de Acero (mm ²)	38,9																
Área total (mm ²)	602,97																

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

L/T MOLINO – PASCUALES A 230 kV						
CARACTERÍSTICAS		DESCRIPCIÓN				
		Peso Unitario (kg/m)		1,867		
		Tensión de Rotura (kg)		13.531,00		
		Resistencia eléctrica a 20°C (ohm/km)		0,05136		
		Conductor ACSR		FINCH		
		Calibre		1113 MCM		
		Hilos de Aluminio		54		
		Hilos de Acero		19		
		Diámetro Exterior (mm)		32,85		
		Área de Aluminio (mm ²)		565,03		
		Área de Acero (mm ²)		71,57		
		Área total (mm ²)		636,6		
		Peso Unitario (kg/m)		2,125		
		Tensión de Rotura (kg)		17.734,60		
		Resistencia eléctrica a 20°C (ohm/km)		0,0509		
TIPO DE CABLE DE GUARDA		OPGW 48 FIBRAS				
NUMERO DE AISLADORES EN CADENAS DE SUSPENSIÓN		14 (Zona 1) y 20 (Zona 2)				
NUMERO DE AISLADORES EN CADENAS DE RETENCIÓN		15 (Zona 1) y 21 (Zona 2)				
TIPO DE AISLADORES			ZONA 1		ZONA 2	
			15000	25000	15000	25000
			LB	LB	LB	LB
		Datos mecánicos				
		Fabricante	NGK	NGK	NGK	NGK
		Catalogo del aislador	CA-825	CA-825	CA-515	CA-501
			MZ	MW	MC	MR
		Tipo	B&S(FOG)	B&S(FOG)	B&S	B&S
		Clase			52-3	52-5
		Normas que cumplen	ANSI C29-2	Pub 383	ANSI C29-2	
		Tipo de Acoplamiento	B	B	B	B
		Diámetro del disco	mm 254	254	254	254
		Espaciamiento (altura)	mm 146	146	146	146
		Distancia de fuga	mm 432	432	292	292
		Resistencia electromecánica	lb 15000	25000	15000	25000
		Tensión mecánica de prueba	lb 7500	12500	7500	12500
		Valores eléctricos				
		Voltaje de descarga para onda de impulso				
		- Onda positiva	Kv 150	150	125	125
		- Onda negativa	Kv 160	160	130	130
	Voltaje de descarga a baja frecuencia 60 Hz					
	- En seco	Kv 100	100	80	80	
	- En Húmedo	Kv 60	60	50	50	
	Voltaje de perforación	Kv 130	130	110	110	

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

L/T MOLINO – PASCUALES A 230 kV	
CARACTERÍSTICAS	DESCRIPCIÓN
	Voltaje máximo de radio- Interferencia Valor a 1000 kHz mV 50 50 50 50 Voltaje de prueba a tierra Kv 10 10 10 10
MÁXIMA ALTURA DE PUNTO DE AMARRE (APA)	57.2 m
ALTURA TOTAL PROMEDIO TORRE	50 m
MÁXIMO VANO CONSTRUIDO	1951.63 m
ACCESORIOS	Grapas de suspensión fabricadas de aluminio, grapas de retención Tipo pistola de acero galvanizado con capacidad de carga máxima del 95% de la Tensión de Ruptura del conductor; Grilletes, acople bola-ojo, acople rótula-ojo fabricadas de acero galvanizado.

Fuente: CELEC EP-TRANSELECTRIC, 2020

4.4.1.4 Características de los Accesorios

Los accesorios para los ensamblajes tanto de suspensión como de retención para el conductor y cable de guardia respectivamente, están fabricados con aceros de alta resistencia y/o aleaciones que cumplen con todas las características de dimensiones y galvanizado requeridas por las normas ANSI y ASTM para este tipo de materiales.

El conjunto de accesorios que conforman los sub ensamblajes de suspensión del conductor tienen una resistencia mecánica mínima de 15000 lb, esto es, la resistencia mecánica de los aisladores empleados. Los empalmes (uniones) tanto para el conductor como para el cable de guardia garantizan mínimo el 95 % de la tensión de rotura de los mismos, y a su vez, tienen una conductividad no menor a la de los conductores.

4.4.2 Línea de Transmisión Molino – Zhoray – Milagro a 230 kV

4.4.2.1 Recorrido de la Línea

La Línea de transmisión recorre las Provincias de Morona Santiago, Azuay, Cañar, Guayas y los cantones: Santiago, Sevilla de Oro, Azogues, El Tambo, Cañar, Suscal, La Troncal, El Triunfo, Coronel Marcelino Maridueña, Milagro.

TABLA No. 4.4 LÍNEA DE TRANSMISIÓN MOLINO-ZHORAY-MILAGRO A 230 kV

Longitud (km)	Voltaje (kV)	Año Inicio Operación
136.25	230	1983
Provincia	Cantón	Parroquia
Morona Santiago	Santiago	Santiago De Méndez
Azuay	Sevilla De Oro	Amaluza
Cañar	Azogues	Rivera
Cañar	Azogues	Pindilig
Cañar	Cañar	Ingapirca
Cañar	Cañar	Honorato Vásquez
Cañar	El Tambo	El Tambo
Cañar	Cañar	Juncal
Cañar	Cañar	Zhud
Cañar	Suscal	Suscal
Cañar	Cañar	Chontamarca
Cañar	Cañar	Ducur
Cañar	La Troncal	La Troncal
Cañar	La Troncal	Manuel J. Calle
Guayas	El Triunfo	El Triunfo
Guayas	Coronel Marcelino Maridueña	Coronel Marcelino Maridueña
Guayas	Milagro	Roberto Astudillo

Fuente: Términos de Referencia (TdR) Estudio de Impacto Ambiental Expost (EsIA Expost), mayo 2019

Las coordenadas de esta línea de transmisión se adjuntan en el **Anexo 4.3 Ubicación Sistema de Transmisión**.

4.4.2.2 Características Técnicas principales de la Línea de Transmisión

Es una línea doble circuito aislada a 230 kV, con una longitud total de 136.25 km, desarrollándose el 67.29% de su longitud en Zona 2 y 32.70% en Zona 1, por lo que existen torres con dos y un hilo de guarda, distintas distancias entre crucetas, diferente cantidad de aisladores para un determinado tipo de torre.

La línea parte de la central Paute y en sus inicios recorre terrenos muy agrestes, en una zona geológicamente muy inestable por lo que las primeras torres fueron ubicadas en su mayoría en cúspides de montañas teniendo vanos muy grandes incluso que superan el kilómetro de longitud y la utilización de torres especiales; además de dos tipos de conductor: tipo Bluejay para el común del trayecto y Finch para cruzar los vanos grandes. Las cotas mínimas, promedio y máxima en que se sitúa la línea son: 20, 1607.90, 3434.30 m.s.n.m.

La construcción de esta línea fue muy importante, ya que permitió que la energía producida en la Central Paute, llegue hasta el mayor centro de consumo de electricidad del país, es decir la ciudad de Guayaquil y tener un nodo estratégico para los planes futuros de electrificación como fue la subestación Milagro.

N° de Torres	N° de Hilos de Guarda	Aislada por Cadena		Zona
		Susp.	Retenc.	
174	2	20	21	2
103	1	14	15	1

4.4.2.3 Características de los materiales utilizados

A continuación, se presenta la siguiente tabla con las características principales de la línea de transmisión, así como de los elementos que la conforman:

TABLA No. 4.5 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA LÍNEA MOLINO-ZHORAY-MILAGRO A 230 KV

L/T MOLINO-ZHORAY-MILAGRO A 230 kV																																													
CARACTERÍSTICAS	DESCRIPCIÓN																																												
ZONA	2 y 1																																												
VOLTAJE DE OPERACIÓN	230 kV																																												
LONGITUD DE LA LÍNEA	136.25 km																																												
CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN	342 MVA																																												
ANCHO DE FRANJA DE SERVIDUMBRE	30 m																																												
# DE ESTRUCTURAS	277 Torres Doble circuito: 174 torres de zona 2 y 103 torres de zona 1																																												
# DE CIRCUITOS	2																																												
# DE CABLES DE GUARDA	2 en zona 2 y 1 en zona 1																																												
TIPO DE ESTRUCTURAS (mismas que se describen en el Apéndice 3.6.5,	SL2, SP2, SA2, AL2, AR2, AP2, AU2, AP2-E, AR2-E, SL1, SP1, SA1, AL1, AR1																																												
TIPO DE CONDUCTOR	<table border="0"> <tr> <td>Conductor ACSR</td> <td>BLUEJAY</td> </tr> <tr> <td>Calibre</td> <td>1113 MCM</td> </tr> <tr> <td>Hilos de Aluminio</td> <td>45</td> </tr> <tr> <td>Hilos de Acero</td> <td>7</td> </tr> <tr> <td>Diámetro Exterior (mm)</td> <td>31,96</td> </tr> <tr> <td>Área de Aluminio (mm²)</td> <td>564,07</td> </tr> <tr> <td>Área de Acero (mm²)</td> <td>38,9</td> </tr> <tr> <td>Área total (mm²)</td> <td>602,97</td> </tr> <tr> <td>Peso Unitario (kg/m)</td> <td>1,867</td> </tr> <tr> <td>Tensión de Rotura (kg)</td> <td>13.531,00</td> </tr> <tr> <td>Resistencia eléctrica a 20°C (ohm/km)</td> <td>0,05136</td> </tr> <tr> <td>Conductor ACSR</td> <td>FINCH</td> </tr> <tr> <td>Calibre</td> <td>1113 MCM</td> </tr> <tr> <td>Hilos de Aluminio</td> <td>54</td> </tr> <tr> <td>Hilos de Acero</td> <td>19</td> </tr> <tr> <td>Diámetro Exterior (mm)</td> <td>32,85</td> </tr> <tr> <td>Área de Aluminio (mm²)</td> <td>565,03</td> </tr> <tr> <td>Área de Acero (mm²)</td> <td>71,57</td> </tr> <tr> <td>Área total (mm²)</td> <td>636,6</td> </tr> <tr> <td>Peso Unitario (kg/m)</td> <td>2,125</td> </tr> <tr> <td>Tensión de Rotura (kg)</td> <td>17.734,60</td> </tr> <tr> <td>Resistencia eléctrica a 20°C (ohm/km)</td> <td>0,0509</td> </tr> </table>	Conductor ACSR	BLUEJAY	Calibre	1113 MCM	Hilos de Aluminio	45	Hilos de Acero	7	Diámetro Exterior (mm)	31,96	Área de Aluminio (mm ²)	564,07	Área de Acero (mm ²)	38,9	Área total (mm ²)	602,97	Peso Unitario (kg/m)	1,867	Tensión de Rotura (kg)	13.531,00	Resistencia eléctrica a 20°C (ohm/km)	0,05136	Conductor ACSR	FINCH	Calibre	1113 MCM	Hilos de Aluminio	54	Hilos de Acero	19	Diámetro Exterior (mm)	32,85	Área de Aluminio (mm ²)	565,03	Área de Acero (mm ²)	71,57	Área total (mm ²)	636,6	Peso Unitario (kg/m)	2,125	Tensión de Rotura (kg)	17.734,60	Resistencia eléctrica a 20°C (ohm/km)	0,0509
Conductor ACSR	BLUEJAY																																												
Calibre	1113 MCM																																												
Hilos de Aluminio	45																																												
Hilos de Acero	7																																												
Diámetro Exterior (mm)	31,96																																												
Área de Aluminio (mm ²)	564,07																																												
Área de Acero (mm ²)	38,9																																												
Área total (mm ²)	602,97																																												
Peso Unitario (kg/m)	1,867																																												
Tensión de Rotura (kg)	13.531,00																																												
Resistencia eléctrica a 20°C (ohm/km)	0,05136																																												
Conductor ACSR	FINCH																																												
Calibre	1113 MCM																																												
Hilos de Aluminio	54																																												
Hilos de Acero	19																																												
Diámetro Exterior (mm)	32,85																																												
Área de Aluminio (mm ²)	565,03																																												
Área de Acero (mm ²)	71,57																																												
Área total (mm ²)	636,6																																												
Peso Unitario (kg/m)	2,125																																												
Tensión de Rotura (kg)	17.734,60																																												
Resistencia eléctrica a 20°C (ohm/km)	0,0509																																												
TIPO DE CABLE DE GUARDA	OPGW 48 FIBRAS																																												
NUMERO DE AISLADORES EN CADENAS DE SUSPENSIÓN	14 (Zona 1) y 20 (Zona 2)																																												
NUMERO DE AISLADORES EN CADENAS DE RETENCIÓN	15 (Zona 1) y 21 (Zona 2)																																												
TIPO DE AISLADORES	15000 lb 30000 lb																																												

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

L/T MOLINO-ZHORAY-MILAGRO A 230 kV			
Datos mecánicos			
Fabricante		CERAVER	CERAVER
Catalogo del aislador		N70	N70
Tipo		Ball & Socket	Ball & Socket
Clase		52-3	52-3
Normas que cumplen		ANSI C29-2-77	ANSI C29-2-77
Tipo de Acoplamiento		B	B
Diámetro del disco	mm	255	255
Espaciamiento (altura)	mm	146	146
Distancia de fuga	mm	320	292
Resistencia electromecánica	kN	70	140
Tensión mecánica de prueba	kN	35	70
Valores eléctricos			
Voltaje de descarga para onda de impulso			
- Onda positiva	Kv	125	125
- Onda negativa	Kv	130	130
Voltaje de descarga a baja frecuencia 60 Hz			
- En seco	Kv	80	80
- En Húmedo	Kv	50	50
Voltaje de perforación	Kv	130	130
Voltaje máximo de radio-Interferencia			
Valor a 1000 kHz	mV	50	50
Voltaje de prueba a tierra	Kv	10	10
MÁXIMA ALTURA DE PUNTO DE AMARRE (APA)	57.5 m		
ALTURA TOTAL PROMEDIO TORRE	50 m		
MÁXIMO VANO CONSTRUIDO	1772.56 m		
ACCESORIOS	Grapas de suspensión fabricadas de aluminio, grapas de retención Tipo pistola de acero galvanizado con capacidad de carga máxima del 95% de la Tensión de Ruptura del conductor; Grilletes, acople bola-ojo, acople rótula-ojo fabricadas de acero galvanizado.		

Fuente: CELEC EP-TRANSELECTRIC, 2020

4.4.2.4 Características de los Accesorios

Los accesorios para los ensamblajes tanto de suspensión como de retención para el conductor y cable de guardia respectivamente, están fabricados con aceros de alta resistencia y/o aleaciones que cumplen con todas las características de dimensiones y galvanizado requeridas por las normas ANSI y ASTM para este tipo de materiales.

El conjunto de accesorios que conforman los sub ensamblajes de suspensión del conductor tienen una resistencia mecánica mínima de 15000 lb, esto es, la resistencia mecánica de los aisladores empleados.

Los empalmes (uniones) tanto para el conductor como para el cable de guardia garantizan mínimo el 95 % de la tensión de rotura de los mismos, y a su vez, tienen una conductividad no menor a la de los conductores.

4.4.3 Línea de transmisión Molino – Riobamba – Totoras a 230 kV

4.4.3.1 Recorrido de la Línea

La línea de transmisión recorre las Provincias de Morona Santiago, Azuay, Cañar, Chimborazo, Tungurahua y los cantones: Santiago, Sevilla de Oro, Azogues, Cañar, El Tambo, Cañar, Chunchi, Alausí, Guamote, Colta, Riobamba, Guano, Quero, Mocha, Cevallos, Ambato.

TABLA No. 4.6 LÍNEA DE TRANSMISIÓN MOLINO-RIOBAMBA-TOTORAS A 230 kV

Longitud (km)	Voltaje (kV)	Año Inicio Operación
200.35	230	1991 (tramo Molino – Riobamba); 1989 (tramo Riobamba – Totoras)
Provincia	Cantón	Parroquia
Morona Santiago	Santiago	Santiago De Méndez
Azuay	Sevilla De Oro	Amaluza
Cañar	Azogues	Rivera
Cañar	Azogues	Pindilig
Cañar	Cañar	Ingapirca
Cañar	El Tambo	El Tambo
Cañar	Cañar	Juncal
Cañar	Cañar	Zhud
Chimborazo	Chunchi	Llagos
Chimborazo	Chunchi	Compud
Chimborazo	Chunchi	Capzol
Chimborazo	Chunchi	Chunchi
Chimborazo	Alausí	Sibambe
Chimborazo	Alausí	Alausí
Chimborazo	Alausí	Tixán
Chimborazo	Guamote	Palmira
Chimborazo	Guamote	Guamote
Chimborazo	Colta	Columbe
Chimborazo	Riobamba	Flores
Chimborazo	Riobamba	Punín
Chimborazo	Riobamba	San Luis
Chimborazo	Riobamba	Riobamba
Chimborazo	Riobamba	Licán
Chimborazo	Guano	San Andrés
Chimborazo	Guano	San Isidro De Patulú
Tungurahua	Quero	Yanayacu Mochapata
Tungurahua	Mocha	Mocha
Tungurahua	Quero	Rumipamba
Tungurahua	Mocha	Pinguilí
Tungurahua	Cevallos	Cevallos
Tungurahua	Ambato	Montalvo
Tungurahua	Ambato	Totoras

Fuente: Términos de Referencia (TdR) Estudio de Impacto Ambiental Expost (EsIA Expost), mayo 2019

Las coordenadas de esta línea de transmisión se adjuntan en el **Anexo 4.3 Ubicación Sistema de Transmisión**.

4.4.3.2 Características Técnicas principales de la Línea de Transmisión

Es una línea doble circuito aislada a 230 kV, con una longitud total de 200.35 km, desarrollándose el 100% de su longitud en Zona 2, por lo que existe un solo tipo de torre para cada solicitación de ángulo de línea y longitud de vano, las torres tienen dos hilos de guarda, presentan separación vertical y horizontal entre crucetas para una correcta coordinación de aislamiento en terrenos con cotas superiores a los 1000 m.s.n.m y lo correspondiente a la cantidad de aisladores en estructuras de suspensión y retención para zonas altas.

La línea parte de la central Paute y en sus inicios recorre terrenos muy agrestes, en una zona geológicamente muy inestable por lo que las primeras torres fueron ubicadas en su mayoría en cúspides de montañas teniendo vanos muy grandes incluso que superan el kilómetro de longitud y la utilización de torres especiales; además de dos tipos de conductor: tipo Bluejay para el común del trayecto y Finch para cruzar los vanos grandes. Las cotas mínimas, promedio y máxima en que se sitúa la línea son: 1750.11, 3102.93, 4395.80 m.s.n.m.

La construcción de esta línea fue muy importante, ya que permitió completar el anillo eléctrico a 230 kV alrededor del País, lo que facilitó enormemente la operación del Sistema Nacional Interconectado.

N° de Torres	N° de Hilos de Guarda	Aislad por Cadena		Zona
		Susp.	Retenc.	
391	2	20	21	2

4.4.3.3 Características de los materiales utilizados

A continuación, se presenta la siguiente tabla con las características principales de la línea de transmisión, así como de los elementos que la conforman:

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

TABLA No. 4.7 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA LT MOLINO-RIOBAMBA-TOTORAS A 230 kV

L/T MOLINO-RIOBAMBA-TOTORAS A 230 kV																																																																																															
CARACTERÍSTICAS	DESCRIPCIÓN																																																																																														
ZONA	2																																																																																														
VOLTAJE DE OPERACIÓN	230 kV																																																																																														
LONGITUD DE LA LÍNEA	200.35 km																																																																																														
CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN	342 MVA																																																																																														
ANCHO DE FRANJA DE SERVIDUMBRE	30 m																																																																																														
# DE ESTRUCTURAS	391 Torres doble circuito																																																																																														
# DE CIRCUITOS	2																																																																																														
# DE CABLES DE GUARDA	2																																																																																														
TIPO DE ESTRUCTURAS (mismas que se describen en el Apéndice 3.6.5,	SL2, SP2, SA2, AL2, AR2, AP2-E, AR2-E																																																																																														
TIPO DE CONDUCTOR	<table border="0"> <tr> <td>Conductor ACSR</td> <td>BLUEJAY</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Calibre</td> <td>1113 MCM</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Hilos de Aluminio</td> <td>45</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Hilos de Acero</td> <td>7</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Diámetro Exterior (mm)</td> <td>31,96</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Área de Aluminio (mm²)</td> <td>564,07</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Área de Acero (mm²)</td> <td>38,9</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Área total (mm²)</td> <td>602,97</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Peso Unitario (kg/m)</td> <td>1,867</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Tensión de Rotura (kg)</td> <td>13.531,00</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Resistencia eléctrica a 20°C (ohm/km)</td> <td>0,05136</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td> </td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Conductor ACSR</td> <td>FINCH</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Calibre</td> <td>1113 MCM</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Hilos de Aluminio</td> <td>54</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Hilos de Acero</td> <td>19</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Diámetro Exterior (mm)</td> <td>32,85</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Área de Aluminio (mm²)</td> <td>565,03</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Área de Acero (mm²)</td> <td>71,57</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Área total (mm²)</td> <td>636,6</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Peso Unitario (kg/m)</td> <td>2,125</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Tensión de Rotura (kg)</td> <td>17.734,60</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Resistencia eléctrica a 20°C (ohm/km)</td> <td>0,0509</td> <td></td> <td></td> </tr> </table>			Conductor ACSR	BLUEJAY			Calibre	1113 MCM			Hilos de Aluminio	45			Hilos de Acero	7			Diámetro Exterior (mm)	31,96			Área de Aluminio (mm ²)	564,07			Área de Acero (mm ²)	38,9			Área total (mm ²)	602,97			Peso Unitario (kg/m)	1,867			Tensión de Rotura (kg)	13.531,00			Resistencia eléctrica a 20°C (ohm/km)	0,05136			 				Conductor ACSR	FINCH			Calibre	1113 MCM			Hilos de Aluminio	54			Hilos de Acero	19			Diámetro Exterior (mm)	32,85			Área de Aluminio (mm ²)	565,03			Área de Acero (mm ²)	71,57			Área total (mm ²)	636,6			Peso Unitario (kg/m)	2,125			Tensión de Rotura (kg)	17.734,60			Resistencia eléctrica a 20°C (ohm/km)	0,0509		
Conductor ACSR	BLUEJAY																																																																																														
Calibre	1113 MCM																																																																																														
Hilos de Aluminio	45																																																																																														
Hilos de Acero	7																																																																																														
Diámetro Exterior (mm)	31,96																																																																																														
Área de Aluminio (mm ²)	564,07																																																																																														
Área de Acero (mm ²)	38,9																																																																																														
Área total (mm ²)	602,97																																																																																														
Peso Unitario (kg/m)	1,867																																																																																														
Tensión de Rotura (kg)	13.531,00																																																																																														
Resistencia eléctrica a 20°C (ohm/km)	0,05136																																																																																														
Conductor ACSR	FINCH																																																																																														
Calibre	1113 MCM																																																																																														
Hilos de Aluminio	54																																																																																														
Hilos de Acero	19																																																																																														
Diámetro Exterior (mm)	32,85																																																																																														
Área de Aluminio (mm ²)	565,03																																																																																														
Área de Acero (mm ²)	71,57																																																																																														
Área total (mm ²)	636,6																																																																																														
Peso Unitario (kg/m)	2,125																																																																																														
Tensión de Rotura (kg)	17.734,60																																																																																														
Resistencia eléctrica a 20°C (ohm/km)	0,0509																																																																																														
TIPO DE CABLE DE GUARDA	OPGW 24 FIBRAS																																																																																														
NUMERO DE AISLADORES EN CADENAS DE SUSPENSIÓN	20																																																																																														
NUMERO DE AISLADORES EN CADENAS DE RETENCIÓN	21																																																																																														
TIPO DE AISLADORES	<table border="0"> <thead> <tr> <th></th> <th>15000 lb</th> <th>30000 lb</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Datos mecánicos</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Fabricante</td> <td>NGK</td> <td>NGK</td> </tr> <tr> <td>Catálogo del aislador</td> <td>CA-515</td> <td>CA-500</td> </tr> <tr> <td>Tipo</td> <td>MC</td> <td>MQ</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Ball & Socket</td> <td>Ball & Socket</td> </tr> <tr> <td>Normas que cumplen</td> <td>ANSI C29-2-71</td> <td>ANSI C29-2-71</td> </tr> <tr> <td>Tipo de Acoplamiento</td> <td>B</td> <td>B</td> </tr> <tr> <td>Diámetro del disco</td> <td>10"</td> <td>10"</td> </tr> </tbody> </table>				15000 lb	30000 lb	Datos mecánicos			Fabricante	NGK	NGK	Catálogo del aislador	CA-515	CA-500	Tipo	MC	MQ		Ball & Socket	Ball & Socket	Normas que cumplen	ANSI C29-2-71	ANSI C29-2-71	Tipo de Acoplamiento	B	B	Diámetro del disco	10"	10"																																																																	
	15000 lb	30000 lb																																																																																													
Datos mecánicos																																																																																															
Fabricante	NGK	NGK																																																																																													
Catálogo del aislador	CA-515	CA-500																																																																																													
Tipo	MC	MQ																																																																																													
	Ball & Socket	Ball & Socket																																																																																													
Normas que cumplen	ANSI C29-2-71	ANSI C29-2-71																																																																																													
Tipo de Acoplamiento	B	B																																																																																													
Diámetro del disco	10"	10"																																																																																													

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

L/T MOLINO-RIOBAMBA-TOTORAS A 230 kV				
	Espaciamiento (altura)	pul g	5-3/4"	5-3/4"
	Distancia de fuga	pul g	11-1/2"	11-1/2"
	Resistencia electromecánica	lb	15000	30000
	Tensión mecánica de prueba	lb	7500	15000
	Valores eléctricos			
	Voltaje de descarga para onda de impulso			
	- Onda positiva	Kv	125	125
	- Onda negativa	Kv	130	130
	Voltaje de descarga a baja frecuencia 60 Hz			
	- En seco	Kv	80	80
	- En Húmedo	Kv	50	50
	Voltaje de perforación	Kv	110	110
	Voltaje máximo de radio-Interferencia			
	Valor a 1000 kHz	mV	50	50
	Voltaje de prueba a tierra	Kv	10	10
MÁXIMA ALTURA DE PUNTO DE AMARRE (APA)	56.5 m			
ALTURA TOTAL PROMEDIO TORRE	50 m			
MÁXIMO VANO CONSTRUIDO	1783.4 m			
ACCESORIOS	Grapas de suspensión fabricadas de aluminio, grapas de retención Tipo pistola de acero galvanizado con capacidad de carga máxima del 95% de la Tensión de Ruptura del conductor; Grilletes, acople bola-ojo, acople rótula-ojo fabricadas de acero galvanizado.			

Fuente: CELEC EP-TRANSELECTRIC, 2020

4.4.3.4 Características de los Accesorios

Los accesorios para los ensamblajes tanto de suspensión como de retención para el conductor y cable de guardia respectivamente, están fabricados con aceros de alta resistencia y/o aleaciones que cumplen con todas las características de dimensiones y galvanizado requeridas por las normas ANSI y ASTM para este tipo de materiales.

El conjunto de accesorios que conforman los sub ensamblajes de suspensión del conductor tienen una resistencia mecánica mínima de 15000 lb, esto es, la resistencia mecánica de los aisladores empleados.

Los empalmes (uniones) tanto para el conductor como para el cable de guardia garantizan mínimo el 95 % de la tensión de rotura de los mismos, y a su vez, tienen una conductividad no menor a la de los conductores.

4.4.4 Línea de transmisión Pascuales – Trinitaria a 230 kV

4.4.4.1 Recorrido de la Línea

La línea de transmisión recorre la Provincia del Guayas y el cantón Guayaquil.

TABLA No. 4.8 LÍNEA DE TRANSMISIÓN PASCUALES-TRINITARIA A 230 kV

Longitud (km)	Voltaje (kV)	Año Inicio Operación
28.53	230	1997
Provincia	Cantón	Parroquia
Guayas	Guayaquil	Guayaquil

Fuente: Términos de Referencia (TdR) Estudio de Impacto Ambiental Expost (EsIA Expost), mayo 2019

Las coordenadas de esta línea de transmisión se adjuntan en el **Anexo 4.3 Ubicación Sistema de Transmisión**.

4.4.4.2 Características Técnicas principales de la Línea de Transmisión

Es una línea doble circuito aislada a 230 kV, constituida por torres y postes metálicos auto soportantes con distancia de aislamiento para zona 1, lleva un solo hilo de guarda y los postes utilizan aisladores tipo Line post de cerámica. Su trazado está completamente en la ciudad de Guayaquil, y en la actualidad por el desarrollo de la densidad poblacional, la línea es prácticamente urbana. Las cotas mínimas, promedio y máxima en que se sitúa la línea son: 0.69, 47.86, 282 m.s.n.m. Por las características culturales en esta zona del País, algunos sectores de la franja de servidumbre de la línea de transmisión han sido invadidos e incluso existen viviendas dentro de ella.

Nº de Torres	Nº de Hilos de Guarda	Aislad por Cadena		Zona
		Susp.	Retenc.	
96	1	13	14	1

4.4.4.3 Características de los materiales utilizados

A continuación, se presenta la siguiente tabla con las características principales de la línea de transmisión, así como de los elementos que la conforman:

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

TABLA No. 4.9 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA LT PASCUALES-TRINITARIA A 230 kV

L/T PASCUALES - TRINITARIA A 230 kV				
CARACTERÍSTICAS	DESCRIPCIÓN			
ZONA	1			
VOLTAJE DE OPERACIÓN	230 kV			
LONGITUD DE LA LÍNEA	28.53 km			
CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN	353 MVA			
ANCHO DE FRANJA DE SERVIDUMBRE	30 m			
# DE ESTRUCTURAS	96 estructuras doble circuito: 43 postes metálicos auto soportantes, y 53 torres metálicas auto soportantes			
# DE CIRCUITOS	2			
# DE CABLES DE GUARDA	1			
TIPO DE ESTRUCTURAS (mismas que se describen en el Apéndice 3.6.5,	Estructuras Metálicas Auto soportantes: AR2, SL1, SP1, AL1, AR1, SL1-S2, PS-230, PR-230, TR1			
TIPO DE CONDUCTOR	Conductor ACSR	BLUEJAY		
	Calibre	1113 MCM		
	Hilos de Aluminio	45		
	Hilos de Acero	7		
	Diámetro Exterior (mm)	31,96		
	Área de Aluminio (mm ²)	564,07		
	Área de Acero (mm ²)	38,9		
	Área total (mm ²)	602,97		
	Peso Unitario (kg/m)	1,867		
	Tensión de Rotura (kg)	13.531,00		
	Resistencia eléctrica a 20°C (ohm/km)	0,05136		
TIPO DE CABLE DE GUARDA	OPGW 24 FIBRAS			
NUMERO DE AISLADORES EN CADENAS DE SUSPENSIÓN	13 en torres metálicas y un aislador tipo Line Post para postes metálicos / fase			
NUMERO DE AISLADORES EN CADENAS DE RETENCIÓN	14			
TIPO DE AISLADORES		15000 lb	30000 lb	LINE POST
	Datos mecánicos			
	Fabricante	NGK	NGK	NGK
	Catalogo del aislador	CA-515 MC	CA-500 MQ	8A- 69062A
	Tipo	Ball & Socket	Ball & Socket	Line post
	Normas que cumplen	ANSI C29- 2-71	1971	
	Tipo de Acoplamiento	B	B	
	Diámetro del disco	pulg 10"	10"	9-1/4"
	Espaciamiento (altura)	pulg 5-3/4"	5-3/4"	
	Distancia de fuga	pulg 11-1/2"	11-1/2"	167"
	Resistencia electromecánica	lb 15000	30000	5000
	Tensión mecánica de prueba	lb 7500	15000	4200
	Valores eléctricos			

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

L/T PASCUALES - TRINITARIA A 230 kV				
	Voltaje de descarga para onda de impulso - Onda positiva Kv 125 125 1025 - Onda negativa Kv 130 130 1300			
	Voltaje de descarga a baja frecuencia 60 Hz - En seco Kv 80 80 640 - En Húmedo Kv 50 50 575			
	Voltaje de perforación Kv 110 110			
	Voltaje máximo de radio- Interferencia Valor a 1000 kHz mV 50 50 500			
	Voltaje de prueba a tierra Kv 10 10 125			
MÁXIMA ALTURA DE PUNTO DE AMARRE (APA)	57.2 m			
ALTURA TOTAL PROMEDIO TORRE	45 m			
MÁXIMO VANO CONSTRUIDO	887.39 m			
ACCESORIOS	Grapas de suspensión fabricadas de aluminio, grapas de retención Tipo pistola de acero galvanizado con capacidad de carga máxima del 95% de la Tensión de Ruptura del conductor; Grilletes, acople bola-ojo, acople rótula-ojo fabricadas de acero galvanizado.			

Fuente: CELEC EP-TRANSELECTRIC, 2020

4.4.4.4 Características de los Accesorios

Los accesorios para los ensamblajes tanto de suspensión como de retención para el conductor y cable de guardia respectivamente, están fabricados con aceros de alta resistencia y/o aleaciones que cumplen con todas las características de dimensiones y galvanizado requeridas por las normas ANSI y ASTM para este tipo de materiales.

El conjunto de accesorios que conforman los sub ensamblajes de suspensión del conductor tienen una resistencia mecánica mínima de 15000 lb, esto es, la resistencia mecánica de los aisladores empleados.

Los empalmes (uniones) tanto para el conductor como para el cable de guardia garantizan mínimo el 95 % de la tensión de rotura de los mismos, y a su vez, tienen una conductividad no menor a la de los conductores.

4.4.5 Línea de transmisión Pascuales – Chongón – (Las Juntas) – Posorja y (Las Juntas) – Santa Elena a 138 kV

4.4.5.1 Recorrido de las Líneas

Las líneas de transmisión Pascuales – Chongón – (Las Juntas) – Posorja a 138 kV y Las Juntas – Santa Elena a 138 kV, se construyeron al mismo tiempo, para servir a los cantones de Guayaquil y Santa Elena.

La línea de transmisión Pascuales – Chongón – (Las Juntas) – Posorja a 138 kV recorre las Provincias de Guayas y Sta. Elena y los cantones: Guayaquil y Sta. Elena.

TABLA No. 4.10 LÍNEA DE TRANSMISIÓN PASCUALES – CHONGÓN – (LAS JUNTAS) – POSORJA A 138 kV

Longitud (km)	Voltaje (kV)	Año Inicio Operación
93,71	138	1987
Provincia	Cantón	Parroquia
Guayas	Guayaquil	Guayaquil
Santa Elena	Santa Elena	Simón Bolívar
Santa Elena	Santa Elena	Chanduy
Guayas	Guayaquil	Juan Gómez Rendón
Guayas	Guayaquil	Morro

Fuente: Términos de Referencia (TdR) Estudio de Impacto Ambiental Expost (EsIA Expost), mayo 2019
Elaboración: Charlieg Ingeniería y Remediación Cía. Ltda., 2020

La línea de transmisión Las Juntas – Santa Elena a 138 kV recorre la Provincia de Santa Elena y el cantón: Santa. Elena.

TABLA No. 4.11 LÍNEA DE TRANSMISIÓN LAS JUNTAS – SANTA ELENA A 138 kV

Longitud (km)	Voltaje (kV)	Año Inicio Operación
60.0	138	1987
Provincia	Cantón	Parroquia
Santa Elena	Santa Elena	Simón Bolívar
Santa Elena	Santa Elena	Colonche
Santa Elena	Santa Elena	Santa Elena

Fuente: Términos de Referencia (TdR) Estudio de Impacto Ambiental Expost (EsIA Expost), mayo 2019
Elaboración: Charlieg Ingeniería y Remediación Cía. Ltda., 2020

Las coordenadas de esta línea de transmisión se adjuntan en el **Anexo 4.3 Ubicación Sistema de Transmisión**.

4.4.5.2 Características Técnicas principales de la Línea de Transmisión

Son dos líneas simple circuito aisladas a 138 kV para trabajo en Zona 1, con aisladores de cerámica Tipo FOG con ánodo de sacrificio debido a los sectores de alta contaminación salina por los cuales están ubicadas. Comparten las mismas estructuras en el tramo Pascuales – Las Juntas en donde se podría decir que las estructuras son de doble circuito a pesar de que cada uno de ellos sirve a diferentes subestaciones. En el año 2014, se construyó la Subestación Chongón y se cambió la configuración de las líneas teniendo ahora la secuencia Pascuales-Chongón-Las Juntas-Posorja a 138 kV y Las Juntas-Sta. Elena. Originalmente el

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

conductor con el que fueron construidas las líneas fue 397.5 MCM Tipo Brant, sin embargo en el año 2019, CELEC EP repotenció el tramo Pascuales – Chongón reemplazando el conductor Brant que tiene una capacidad de corriente de un poco más de 500 A por un conductor HTLS (High Temperature Low Sag) que es un conductor especial con el núcleo hecho de fibra de carbono y una corona trapezoidal de aluminio lo que provoca que sea térmicamente estable reduciendo la flecha al aumentar la temperatura y se pueda aumentar la capacidad de corriente por lo que este tipo de conductor en operación normal puede alcanzar los 180°C de temperatura y transportar 1278 A, es decir casi el doble de capacidad de corriente que el cable original pero con las características del mismo peso y mismo diámetro con lo cual no fue necesario ni reforzar ni cambiar las torres metálicas. Para el tramo Chongón-Las Juntas-Posorja y Chongón-Las Juntas-Sta. Elena el conductor sigue siendo tipo Brant.

Las Juntas solo es un punto de la línea cerca del pueblo con el mismo nombre en donde termina la configuración doble circuito que venía desde Pascuales y se abren e independizan prácticamente en 90 grados las líneas simple circuito que van hacia Posorja y Sta. Elena respectivamente. Para ambos casos desde el sector de las Juntas las líneas se hacen mixtas, es decir se utilizan torres para metálicas auto soportantes, simple circuito para los vértices y postes rectangulares de hormigón para los sitios en tangencia, las líneas tienen un solo hilo de guarda. El alto grado de salinidad y la expansividad del terreno son factores claves para el mantenimiento de las líneas. Las cotas mínima, promedio y máxima en que se sitúa la línea son: 1.53, 75.61, 387.54 m.s.n.m para la L/T Pascuales-Chongón-Las Juntas-Posorja y 9.6, 95.63, 387.54 m.s.n.m para la L/T Las Juntas-Sta. Elena y las longitudes totales son de 93,71 km y 60,0 km respectivamente.

Tramo	N° de Estructuras	N° Circuitos	N° de Hilos de Guarda	Aislado por Cadena		Zona	Observ
				Susp.	Retenc.		
Pascuales-Las Juntas	108	2	1	8	9	1	Se comparte estructura con línea Pascuales-Las Juntas – Sta. Elena
Las Juntas - Posorja	181	1	1	8	9	1	
Total:	289						

Tramo	N° de Estructuras	N° Circuitos	N° de Hilos de Guarda	Aislado por Cadena		Zona	Observ
				Susp.	Retenc.		
Pascuales-Las Juntas	108	2	1	8	9	1	Se comparte estructura con línea Pascuales-Las Juntas – Posorja
Las Juntas – Sta. Elena	237	1	1	8	9	1	
Total:	345						

4.4.5.3 Características de los materiales utilizados

A continuación, se presenta la siguiente tabla con las características principales de la línea de transmisión, así como de los elementos que la conforman:

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

TABLA No. 4.12 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA L/T PASCUALES – CHONGÓN – (LAS JUNTAS) – POSORJA Y LT (LAS JUNTAS) – SANTA ELENA A 230 kV

L/T PASCUALES – CHONGÓN – (LAS JUNTAS) – POSORJA - (LAS JUNTAS) – SANTA ELENA A 230 kV																							
CARACTERÍSTICAS	DESCRIPCIÓN																						
ZONA	1																						
VOLTAJE DE OPERACIÓN	138 kV																						
LONGITUD DE LA LÍNEA	93,71 km (L/T Pascuales-Las Juntas-Posorja), 60.0 km (L/T Pascuales-Las Juntas-Sta. Elena).																						
CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN	113 MVA cada Línea																						
ANCHO DE FRANJA DE SERVIDUMBRE	20 m																						
# DE ESTRUCTURAS	289 estructuras en L/T Pascuales-Las Juntas-Posorja: 108 torres doble circuito en tramo Pascuales- Las Juntas, 181 estructuras simple circuito en tramo Las Juntas – Posorja [22 torres y 159 postes de Hormigón] 345 estructuras en L/T Pascuales-Las Juntas-Sta. Elena: 108 torres doble circuito en tramo Pascuales- Las Juntas, 237 estructuras simple circuito en tramo Las Juntas – Sta. Elena [30 torres y 207 postes de Hormigón] Nota: La Línea Pascuales-Las Juntas-Posorja y la línea Pascuales-Las Juntas-Sta. Elena, comparten la misma estructura en el tramo Pascuales-Las Juntas.																						
# DE CIRCUITOS	2 circuitos en tramo Pascuales-Las Juntas y 1 circuito en los tramos Las Juntas-Posorja y Las Juntas-Sta. Elena																						
# DE CABLES DE GUARDA	1																						
TIPO DE ESTRUCTURAS (mismas que se describen en el Apéndice 3.6.5,	Torres Metálicas Auto soportantes: Tramo Pascuales – Las Juntas: SL1-2, SP1-2, AL1-2, AR1-2; Tramo Las Juntas – Posorja y Tramo Las Juntas – Sta. Elena: SL1-1, SP2-1, AL2-1, AR2-1, Poste P2, Poste P2-E, Poste P2-21.																						
TIPO DE CONDUCTOR	Para los tramos Las Juntas–Posorja y Las Juntas- Sta. Elena <table border="0"> <tr> <td>Conductor ACSR</td> <td>BRANT</td> </tr> <tr> <td>Calibre</td> <td>397,5 MCM</td> </tr> <tr> <td>Hilos de Aluminio</td> <td>24</td> </tr> <tr> <td>Hilos de Acero</td> <td>7</td> </tr> <tr> <td>Diámetro Exterior (mm)</td> <td>19,61</td> </tr> <tr> <td>Área de Aluminio (mm²)</td> <td>201,42</td> </tr> <tr> <td>Área de Acero (mm²)</td> <td>26,13</td> </tr> <tr> <td>Área total (mm²)</td> <td>227,55</td> </tr> <tr> <td>Peso Unitario (kg/m)</td> <td>0,762</td> </tr> <tr> <td>Tensión de Rotura (kg)</td> <td>6.622,00</td> </tr> <tr> <td>Resistencia eléctrica a 20°C (ohm/km)</td> <td>0,1418</td> </tr> </table> Para el tramo Pascuales – Chongón Nota: La subestación Chongón fue construida en año 2014 para seccionar las Línea Pascuales-Las Juntas; su presencia no es parte de este estudio sin embargo se la debe mencionar ya que TRANSELECTRIC en el año	Conductor ACSR	BRANT	Calibre	397,5 MCM	Hilos de Aluminio	24	Hilos de Acero	7	Diámetro Exterior (mm)	19,61	Área de Aluminio (mm ²)	201,42	Área de Acero (mm ²)	26,13	Área total (mm ²)	227,55	Peso Unitario (kg/m)	0,762	Tensión de Rotura (kg)	6.622,00	Resistencia eléctrica a 20°C (ohm/km)	0,1418
Conductor ACSR	BRANT																						
Calibre	397,5 MCM																						
Hilos de Aluminio	24																						
Hilos de Acero	7																						
Diámetro Exterior (mm)	19,61																						
Área de Aluminio (mm ²)	201,42																						
Área de Acero (mm ²)	26,13																						
Área total (mm ²)	227,55																						
Peso Unitario (kg/m)	0,762																						
Tensión de Rotura (kg)	6.622,00																						
Resistencia eléctrica a 20°C (ohm/km)	0,1418																						

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

L/T PASCUALES – CHONGÓN – (LAS JUNTAS) – POSORJA - (LAS JUNTAS) – SANTA ELENA A 230 kV																																																															
<p>2019 repotenció la línea Pascuales – Chongón cambiando el conductor antiguo que iba desde Pascuales hasta Chongón y sus características son las siguientes:</p> <p>Conductor HTLS</p>																																																															
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Description</th> <th>Unit</th> <th>Guaranteed value</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Conductor size</td> <td>mm²</td> <td>240/40</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">Structure</td> <td>Equivalent round aluminum wire</td> <td>No./mm</td> <td>16/4.37</td> </tr> <tr> <td>Composite core</td> <td>No./mm</td> <td>1/7.00</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">Calculated area</td> <td>Total</td> <td>mm²</td> <td>278.5</td> </tr> <tr> <td>Aluminum wire</td> <td>mm²</td> <td>240.0</td> </tr> <tr> <td>Composite core</td> <td>mm²</td> <td>38.5</td> </tr> <tr> <td>Overall diameter</td> <td>mm</td> <td>19.52±1%</td> </tr> <tr> <td>Approx. mass of conductor</td> <td>kg/km</td> <td>734.8±2%</td> </tr> <tr> <td>DC resistance at 20 °C, Max.</td> <td>Ω/km</td> <td>0.1163</td> </tr> <tr> <td>Rated strength, Min.</td> <td>kN</td> <td>96.86</td> </tr> <tr> <td>Max. allowable continuous operation temperature</td> <td>°C</td> <td>180</td> </tr> <tr> <td>Max. allowable emergency temperature</td> <td>°C</td> <td>200</td> </tr> <tr> <td>Coefficient of linear expansion above thermal kneepoint</td> <td>/°C</td> <td>1.61 E-06</td> </tr> <tr> <td>Coefficient of linear expansion below thermal kneepoint</td> <td>/°C</td> <td>1.86 E-05</td> </tr> <tr> <td>Final modulus of elasticity above thermal kneepoint</td> <td>GPa</td> <td>112.3</td> </tr> <tr> <td>Final modulus of elasticity below thermal kneepoint</td> <td>GPa</td> <td>62.9</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">Lay ratio</td> <td>Inner aluminum layer</td> <td>-</td> <td>10 ~ 16</td> </tr> <tr> <td>Outer aluminum layer</td> <td>-</td> <td>10 ~ 14</td> </tr> </tbody> </table>				Description	Unit	Guaranteed value	Conductor size	mm ²	240/40	Structure	Equivalent round aluminum wire	No./mm	16/4.37	Composite core	No./mm	1/7.00	Calculated area	Total	mm ²	278.5	Aluminum wire	mm ²	240.0	Composite core	mm ²	38.5	Overall diameter	mm	19.52±1%	Approx. mass of conductor	kg/km	734.8±2%	DC resistance at 20 °C, Max.	Ω/km	0.1163	Rated strength, Min.	kN	96.86	Max. allowable continuous operation temperature	°C	180	Max. allowable emergency temperature	°C	200	Coefficient of linear expansion above thermal kneepoint	/°C	1.61 E-06	Coefficient of linear expansion below thermal kneepoint	/°C	1.86 E-05	Final modulus of elasticity above thermal kneepoint	GPa	112.3	Final modulus of elasticity below thermal kneepoint	GPa	62.9	Lay ratio	Inner aluminum layer	-	10 ~ 16	Outer aluminum layer	-	10 ~ 14
Description	Unit	Guaranteed value																																																													
Conductor size	mm ²	240/40																																																													
Structure	Equivalent round aluminum wire	No./mm	16/4.37																																																												
	Composite core	No./mm	1/7.00																																																												
Calculated area	Total	mm ²	278.5																																																												
	Aluminum wire	mm ²	240.0																																																												
	Composite core	mm ²	38.5																																																												
Overall diameter	mm	19.52±1%																																																													
Approx. mass of conductor	kg/km	734.8±2%																																																													
DC resistance at 20 °C, Max.	Ω/km	0.1163																																																													
Rated strength, Min.	kN	96.86																																																													
Max. allowable continuous operation temperature	°C	180																																																													
Max. allowable emergency temperature	°C	200																																																													
Coefficient of linear expansion above thermal kneepoint	/°C	1.61 E-06																																																													
Coefficient of linear expansion below thermal kneepoint	/°C	1.86 E-05																																																													
Final modulus of elasticity above thermal kneepoint	GPa	112.3																																																													
Final modulus of elasticity below thermal kneepoint	GPa	62.9																																																													
Lay ratio	Inner aluminum layer	-	10 ~ 16																																																												
	Outer aluminum layer	-	10 ~ 14																																																												

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

L/T PASCUALES – CHONGÓN – (LAS JUNTAS) – POSORJA - (LAS JUNTAS) – SANTA ELENA A 230 kV																																																											
	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>Description</th> <th>Unit</th> <th>Guaranteed value</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Equivalent round aluminum wire</td> <td>mm</td> <td>4.37</td> </tr> <tr> <td>Area tolerance</td> <td>mm²</td> <td>240±2%</td> </tr> <tr> <td>Resistivity at 20°C, Max.</td> <td>mΩ·m</td> <td>27.37</td> </tr> <tr> <td>Tensile strength</td> <td>MPa</td> <td>60-95</td> </tr> </tbody> </table> <p align="center">Table 3-Technical Data Schedule for Carbon Fiber Core</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>Description</th> <th>Unit</th> <th>Guaranteed value</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Diameter</td> <td>mm</td> <td>7.00</td> </tr> <tr> <td>Diameter tolerance</td> <td>mm</td> <td>±0.03</td> </tr> <tr> <td>Value f. Max.</td> <td>mm</td> <td>0.03</td> </tr> <tr> <td>Tensile strength, Min.</td> <td>MPa</td> <td>2158</td> </tr> <tr> <td>Wrapping Test</td> <td>-</td> <td>55D* ,1turn, no fracture</td> </tr> <tr> <td>Torsion test</td> <td>-</td> <td>170D* ,1turn, no fracture</td> </tr> <tr> <td>Allowable continuous operation temp, Max.</td> <td>°C</td> <td>180</td> </tr> <tr> <td>Glass transition temperature test(DMA), Min</td> <td>°C</td> <td>205</td> </tr> </tbody> </table> <p>Note : 'D' represents the diameter of carbon fiber core.</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; margin-top: 10px;"> <thead> <tr> <th>Operation temperature, °C</th> <th>60</th> <th>80</th> <th>100</th> <th>120</th> <th>140</th> <th>160</th> <th>180</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>*Current carrying capacity, A</td> <td>651</td> <td>840</td> <td>971</td> <td>1072</td> <td>1153</td> <td>1220</td> <td>1278</td> </tr> </tbody> </table>	Description	Unit	Guaranteed value	Equivalent round aluminum wire	mm	4.37	Area tolerance	mm ²	240±2%	Resistivity at 20°C, Max.	mΩ·m	27.37	Tensile strength	MPa	60-95	Description	Unit	Guaranteed value	Diameter	mm	7.00	Diameter tolerance	mm	±0.03	Value f. Max.	mm	0.03	Tensile strength, Min.	MPa	2158	Wrapping Test	-	55D* ,1turn, no fracture	Torsion test	-	170D* ,1turn, no fracture	Allowable continuous operation temp, Max.	°C	180	Glass transition temperature test(DMA), Min	°C	205	Operation temperature, °C	60	80	100	120	140	160	180	*Current carrying capacity, A	651	840	971	1072	1153	1220	1278
Description	Unit	Guaranteed value																																																									
Equivalent round aluminum wire	mm	4.37																																																									
Area tolerance	mm ²	240±2%																																																									
Resistivity at 20°C, Max.	mΩ·m	27.37																																																									
Tensile strength	MPa	60-95																																																									
Description	Unit	Guaranteed value																																																									
Diameter	mm	7.00																																																									
Diameter tolerance	mm	±0.03																																																									
Value f. Max.	mm	0.03																																																									
Tensile strength, Min.	MPa	2158																																																									
Wrapping Test	-	55D* ,1turn, no fracture																																																									
Torsion test	-	170D* ,1turn, no fracture																																																									
Allowable continuous operation temp, Max.	°C	180																																																									
Glass transition temperature test(DMA), Min	°C	205																																																									
Operation temperature, °C	60	80	100	120	140	160	180																																																				
*Current carrying capacity, A	651	840	971	1072	1153	1220	1278																																																				
TIPO DE CABLE DE GUARDA	OPGW 48 FIBRAS																																																										
NUMERO DE AISLADORES EN CADENAS DE SUSPENSIÓN	8																																																										
NUMERO DE AISLADORES EN CADENAS DE RETENCIÓN	9																																																										
TIPO DE AISLADORES	<p>Datos mecánicos</p> <table style="width: 100%;"> <tr> <td>Fabricante</td> <td align="right">NGK</td> </tr> <tr> <td>Catalogo del aislador</td> <td align="right">CA-515 MC</td> </tr> <tr> <td>Tipo</td> <td align="right">Ball & Socket</td> </tr> <tr> <td>Normas que cumplen</td> <td align="right">ANSI C29-2-71</td> </tr> <tr> <td>Tipo de Acoplamiento</td> <td align="right">B</td> </tr> <tr> <td>Diámetro del disco</td> <td align="right">pulg 10"</td> </tr> <tr> <td>Espaciamiento (altura)</td> <td align="right">pulg 5-3/4"</td> </tr> <tr> <td>Distancia de fuga</td> <td align="right">pulg 11-1/2"</td> </tr> <tr> <td>Resistencia electromecánica</td> <td align="right">lb 15000</td> </tr> <tr> <td>Tensión mecánica de prueba</td> <td align="right">lb 7500</td> </tr> </table> <p>Valores eléctricos</p> <table style="width: 100%;"> <tr> <td>Voltaje de descarga para onda de impulso</td> <td></td> </tr> <tr> <td>- Onda positiva</td> <td align="right">Kv 125</td> </tr> </table>	Fabricante	NGK	Catalogo del aislador	CA-515 MC	Tipo	Ball & Socket	Normas que cumplen	ANSI C29-2-71	Tipo de Acoplamiento	B	Diámetro del disco	pulg 10"	Espaciamiento (altura)	pulg 5-3/4"	Distancia de fuga	pulg 11-1/2"	Resistencia electromecánica	lb 15000	Tensión mecánica de prueba	lb 7500	Voltaje de descarga para onda de impulso		- Onda positiva	Kv 125																																		
Fabricante	NGK																																																										
Catalogo del aislador	CA-515 MC																																																										
Tipo	Ball & Socket																																																										
Normas que cumplen	ANSI C29-2-71																																																										
Tipo de Acoplamiento	B																																																										
Diámetro del disco	pulg 10"																																																										
Espaciamiento (altura)	pulg 5-3/4"																																																										
Distancia de fuga	pulg 11-1/2"																																																										
Resistencia electromecánica	lb 15000																																																										
Tensión mecánica de prueba	lb 7500																																																										
Voltaje de descarga para onda de impulso																																																											
- Onda positiva	Kv 125																																																										

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

L/T PASCUALES – CHONGÓN – (LAS JUNTAS) – POSORJA - (LAS JUNTAS) – SANTA ELENA A 230 kV																															
	<table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 60%;">- Onda negativa</td> <td style="width: 10%; text-align: right;">Kv</td> <td style="width: 30%; text-align: right;">130</td> </tr> <tr> <td colspan="3">Voltaje de descarga a baja frecuencia 60 Hz</td> </tr> <tr> <td>- En seco</td> <td style="text-align: right;">Kv</td> <td style="text-align: right;">80</td> </tr> <tr> <td>- En Húmedo</td> <td style="text-align: right;">Kv</td> <td style="text-align: right;">50</td> </tr> <tr> <td colspan="3"> </td> </tr> <tr> <td>Voltaje de perforación</td> <td style="text-align: right;">Kv</td> <td style="text-align: right;">110</td> </tr> <tr> <td colspan="3"> </td> </tr> <tr> <td colspan="3">Voltaje máximo de radio-Interferencia</td> </tr> <tr> <td>Valor a 1000 kHz</td> <td style="text-align: right;">mV</td> <td style="text-align: right;">50</td> </tr> <tr> <td>Voltaje de prueba a tierra</td> <td style="text-align: right;">Kv</td> <td style="text-align: right;">10</td> </tr> </table>	- Onda negativa	Kv	130	Voltaje de descarga a baja frecuencia 60 Hz			- En seco	Kv	80	- En Húmedo	Kv	50				Voltaje de perforación	Kv	110				Voltaje máximo de radio-Interferencia			Valor a 1000 kHz	mV	50	Voltaje de prueba a tierra	Kv	10
- Onda negativa	Kv	130																													
Voltaje de descarga a baja frecuencia 60 Hz																															
- En seco	Kv	80																													
- En Húmedo	Kv	50																													
Voltaje de perforación	Kv	110																													
Voltaje máximo de radio-Interferencia																															
Valor a 1000 kHz	mV	50																													
Voltaje de prueba a tierra	Kv	10																													
MÁXIMA ALTURA DE PUNTO DE AMARRE (APA)	24.5 m, los postes tienen un APA de 11.2 m																														
ALTURA TOTAL PROMEDIO TORRE	35 m																														
MÁXIMO VANO CONSTRUIDO	858 m																														
ACCESORIOS	Grapas de suspensión fabricadas de aluminio, grapas de retención Tipo pistola de acero galvanizado con capacidad de carga máxima del 95% de la Tensión de Ruptura del conductor; Grilletes, acople bola-ojo, acople rótula-ojo fabricadas de acero galvanizado.																														

Fuente: CELEC EP-TRANSELECTRIC

4.4.5.4 Características de los Accesorios

Los accesorios para los ensamblajes tanto de suspensión como de retención para el conductor y cable de guardia respectivamente, están fabricados con aceros de alta resistencia y/o aleaciones que cumplen con todas las características de dimensiones y galvanizado requeridas por las normas ANSI y ASTM para este tipo de materiales.

El conjunto de accesorios que conforman los sub ensamblajes de suspensión del conductor tienen una resistencia mecánica mínima de 15000 lb, esto es, la resistencia mecánica de los aisladores empleados. Los empalmes (uniones) tanto para el conductor como para el cable de guardia garantizan mínimo el 95 % de la tensión de rotura de los mismos, y a su vez, tienen una conductividad no menor a la de los conductores.

4.4.6 Línea de transmisión Molino – Cuenca a 138 kV

4.4.6.1 Recorrido de la Línea

La Línea de transmisión recorre las Provincias de Morona Santiago, Azuay, Cañar y los cantones: Santiago, Sevilla de Oro, Azogues y Cuenca.

TABLA No. 4.13 LÍNEA DE TRANSMISIÓN MOLINO – CUENCA A 138 kV

Longitud (km)	Voltaje (kV)	Año Inicio Operación
67.38	138	1983
Provincia	Cantón	Parroquia
Morona Santiago	Santiago	Santiago De Méndez
Azuay	Sevilla De Oro	Amaluza
Cañar	Azogues	Rivera
Cañar	Azogues	Pindilig
Cañar	Azogues	Taday
Cañar	Azogues	Azogues
Cañar	Azogues	Luis Cordero
Cañar	Azogues	Javier Loyola
Azuay	Cuenca	Llacao
Azuay	Cuenca	Nulti
Azuay	Cuenca	Paccha
Azuay	Cuenca	Valle
Azuay	Cuenca	Cuenca

Fuente: Términos de Referencia (TdR) Estudio de Impacto Ambiental Expost (EsIA Expost), mayo 2019

Las coordenadas de esta línea de transmisión se adjuntan en el **Anexo 4.3 Ubicación Sistema de Transmisión**.

4.4.6.2 Características Técnicas principales de la Línea de Transmisión

Es una línea doble circuito aislada a 230 kV, con una longitud total de 67.38 km, desarrollándose el 100% de su longitud en Zona 2, por lo que existe un solo tipo de torre para cada solicitación de ángulo de línea y longitud de vano, las torres tienen dos hilos de guarda, presentan separación vertical y horizontal entre crucetas para una correcta coordinación de aislamiento en terrenos con cotas superiores a los 1000 msnm y lo correspondiente a la cantidad de aisladores en estructuras de suspensión y retención para zonas altas.

La línea parte de la central Paute y en sus inicios recorre terrenos muy agrestes, en una zona geológicamente muy inestable por lo que las primeras torres fueron ubicadas en su mayoría en cúspides de montañas teniendo vanos muy grandes incluso que superan el kilómetro de longitud y la utilización de torres especiales; por ser una línea de 138 kV utiliza conductor 397.5 Tipo Brant. Las cotas mínimas, promedio y máxima en que se sitúa la línea son: 1627, 2729.64, 3459.09 msnm.

N° de Torres	N° de Hilos de Guarda	Aislad por Cadena		Zona
		Susp.	Retenc.	
157	2	13	14	2

4.4.6.3 Características de los materiales utilizados

A continuación, se presenta la siguiente tabla con las características principales de la línea de transmisión, así como de los elementos que la conforman:

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

TABLA No. 4.14 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA L/T MOLINO – CUENCA A 138 kV

L/T MOLINO – CUENCA A 138 kV																																	
CARACTERÍSTICAS	DESCRIPCIÓN																																
ZONA	2																																
VOLTAJE DE OPERACIÓN	138 kV																																
LONGITUD DE LA LÍNEA	67.38 km																																
CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN	100 MVA / circ																																
ANCHO DE FRANJA DE SERVIDUMBRE	20 m																																
# DE ESTRUCTURAS	157 Torres doble circuito																																
# DE CIRCUITOS	2																																
# DE CABLES DE GUARDA	2																																
TIPO DE ESTRUCTURAS (mismas que se describen en el Apéndice 3.6.5,	Torres Metálicas Auto soportantes: SL2, SP2, SA2, AL2, AU2, SL2-2, SP2-2, AL2-2, AR2-2, AP2-E2, P																																
TIPO DE CONDUCTOR	<table border="0"> <tr> <td>Conductor ACSR</td> <td>BRANT</td> </tr> <tr> <td>Calibre</td> <td>397,5 MCM</td> </tr> <tr> <td>Hilos de Aluminio</td> <td>24</td> </tr> <tr> <td>Hilos de Acero</td> <td>7</td> </tr> <tr> <td>Diámetro Exterior (mm)</td> <td>19,61</td> </tr> <tr> <td>Área de Aluminio (mm²)</td> <td>201,42</td> </tr> <tr> <td>Área de Acero (mm²)</td> <td>26,13</td> </tr> <tr> <td>Área total (mm²)</td> <td>227,55</td> </tr> <tr> <td>Peso Unitario (kg/m)</td> <td>0,762</td> </tr> <tr> <td>Tensión de Rotura (kg)</td> <td>6.622,00</td> </tr> <tr> <td>Resistencia eléctrica a 20°C (ohm/km)</td> <td>0,1418</td> </tr> </table>	Conductor ACSR	BRANT	Calibre	397,5 MCM	Hilos de Aluminio	24	Hilos de Acero	7	Diámetro Exterior (mm)	19,61	Área de Aluminio (mm ²)	201,42	Área de Acero (mm ²)	26,13	Área total (mm ²)	227,55	Peso Unitario (kg/m)	0,762	Tensión de Rotura (kg)	6.622,00	Resistencia eléctrica a 20°C (ohm/km)	0,1418										
Conductor ACSR	BRANT																																
Calibre	397,5 MCM																																
Hilos de Aluminio	24																																
Hilos de Acero	7																																
Diámetro Exterior (mm)	19,61																																
Área de Aluminio (mm ²)	201,42																																
Área de Acero (mm ²)	26,13																																
Área total (mm ²)	227,55																																
Peso Unitario (kg/m)	0,762																																
Tensión de Rotura (kg)	6.622,00																																
Resistencia eléctrica a 20°C (ohm/km)	0,1418																																
TIPO DE CABLE DE GUARDA	OPGW 48 FIBRAS																																
NUMERO DE AISLADORES EN CADENAS DE SUSPENSIÓN	13																																
NUMERO DE AISLADORES EN CADENAS DE RETENCIÓN	14																																
TIPO DE AISLADORES	<p>Datos mecánicos</p> <table border="0"> <tr> <td>Fabricante</td> <td>CERAVER</td> </tr> <tr> <td>Catalogo del aislador</td> <td>N70</td> </tr> <tr> <td>Tipo</td> <td>Ball & Socket</td> </tr> <tr> <td>Clase</td> <td>52-3</td> </tr> <tr> <td>Normas que cumplen</td> <td>ANSI C29-2-77</td> </tr> <tr> <td>Tipo de Acoplamiento</td> <td>B</td> </tr> <tr> <td>Diámetro del disco</td> <td>mm 255</td> </tr> <tr> <td>Espaciamiento (altura)</td> <td>mm 146</td> </tr> <tr> <td>Distancia de fuga</td> <td>mm 320</td> </tr> <tr> <td>Resistencia electromecánica</td> <td>kN 70</td> </tr> <tr> <td>Tensión mecánica de prueba</td> <td>kN 35</td> </tr> </table> <p>Valores eléctricos</p> <table border="0"> <tr> <td colspan="2">Voltaje de descarga para onda de impulso</td> </tr> <tr> <td>- Onda positiva</td> <td>Kv 125</td> </tr> <tr> <td>- Onda negativa</td> <td>Kv 130</td> </tr> <tr> <td colspan="2">Voltaje de descarga a baja frecuencia 60 Hz</td> </tr> <tr> <td>- En seco</td> <td>Kv 80</td> </tr> </table>	Fabricante	CERAVER	Catalogo del aislador	N70	Tipo	Ball & Socket	Clase	52-3	Normas que cumplen	ANSI C29-2-77	Tipo de Acoplamiento	B	Diámetro del disco	mm 255	Espaciamiento (altura)	mm 146	Distancia de fuga	mm 320	Resistencia electromecánica	kN 70	Tensión mecánica de prueba	kN 35	Voltaje de descarga para onda de impulso		- Onda positiva	Kv 125	- Onda negativa	Kv 130	Voltaje de descarga a baja frecuencia 60 Hz		- En seco	Kv 80
Fabricante	CERAVER																																
Catalogo del aislador	N70																																
Tipo	Ball & Socket																																
Clase	52-3																																
Normas que cumplen	ANSI C29-2-77																																
Tipo de Acoplamiento	B																																
Diámetro del disco	mm 255																																
Espaciamiento (altura)	mm 146																																
Distancia de fuga	mm 320																																
Resistencia electromecánica	kN 70																																
Tensión mecánica de prueba	kN 35																																
Voltaje de descarga para onda de impulso																																	
- Onda positiva	Kv 125																																
- Onda negativa	Kv 130																																
Voltaje de descarga a baja frecuencia 60 Hz																																	
- En seco	Kv 80																																

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

L/T MOLINO – CUENCA A 138 kV	
	- En Húmedo Kv 50
	Voltaje de perforación Kv 130
	Voltaje máximo de radio-Interferencia
	Valor a 1000 kHz mV 50
	Voltaje de prueba a tierra Kv 10
MÁXIMA ALTURA DE PUNTO DE AMARRE (APA)	48.5 m
ALTURA TOTAL PROMEDIO TORRE	35 m
MÁXIMO VANO CONSTRUIDO	1910.6 m
ACCESORIOS	Grapas de suspensión fabricadas de aluminio, grapas de retención Tipo pistola de acero galvanizado con capacidad de carga máxima del 95% de la Tensión de Ruptura del conductor; Grilletes, acople bola-ojo, acople rótula-ojo fabricadas de acero galvanizado.

Fuente: CELEC EP-TRANSELECTRIC, 2020

4.4.6.4 Características de los Accesorios

Los accesorios para los ensamblajes tanto de suspensión como de retención para el conductor y cable de guardia respectivamente, están fabricados con aceros de alta resistencia y/o aleaciones que cumplen con todas las características de dimensiones y galvanizado requeridas por las normas ANSI y ASTM para este tipo de materiales.

El conjunto de accesorios que conforman los sub ensamblajes de suspensión del conductor tienen una resistencia mecánica mínima de 15000 lb, esto es, la resistencia mecánica de los aisladores empleados.

Los empalmes (uniones) tanto para el conductor como para el cable de guardia garantizan mínimo el 95 % de la tensión de rotura de los mismos, y a su vez, tienen una conductividad no menor a la de los conductores.

4.4.7 Línea de transmisión Milagro – San Idelfonso – Machala a 138 kV

4.4.7.1 Recorrido de la Línea

La línea de transmisión recorre las Provincias de Guayas, Azuay, El Oro y los cantones: Milagro, San Jacinto de Yaguachi, Naranjal, Balao, Guayaquil, Camilo Ponce Enríquez, El Guabo, Pasaje, Machala.

TABLA No. 4.15 LÍNEA DE TRANSMISIÓN MILAGRO – SAN IDELFONSO – MACHALA A 138 kV

Longitud (km)	Voltaje (kV)	Año Inicio Operación
133.69	138	1987 (tramo Milagro – San Idelfonso); 1986 (tramo San Idelfonso – Machala)
Provincia	Cantón	Parroquia
Guayas	Milagro	Roberto Astudillo
Guayas	Milagro	Milagro
Guayas	San Jacinto De Yaguachi	General Pedro J. Montero
Guayas	Naranjal	Taura
Guayas	Naranjal	Santa Rosa De Flandes
Guayas	Naranjal	Naranjal
Guayas	Balao	Balao
Guayas	Guayaquil	Tenguel
Azuay	Camilo Ponce Enríquez	Camilo Ponce Enríquez
El Oro	El Guabo	Río Bonito
El Oro	El Guabo	Tendales
El Oro	El Guabo	El Guabo
El Oro	Pasaje	Cañaquemada
El Oro	Pasaje	La Peaña
El Oro	Machala	Machala

Fuente: Términos de Referencia (TdR) Estudio de Impacto Ambiental Expost (EsIA Expost), mayo 2019

Las coordenadas de esta línea de transmisión se adjuntan en el **Anexo 4.3 Ubicación Sistema de Transmisión**.

4.4.7.2 Características Técnicas principales de la Línea de Transmisión

Línea doble circuito aislada a 138 kV para trabajo en Zona 1, con un solo cable de guarda y conductor 397.5 Tipo Brant. Tiene una configuración mixta, es decir utiliza torres metálicas autosoportantes para los vértices utilizando cadenas estándar de aisladores y postes rectangulares de hormigón para los sitios en tangencia utilizando aisladores tipo Line Post. Tiene una longitud total de 133.69 km y las cotas mínimas, promedio y máxima en que se sitúa la línea son: 9, 17.36, 94.5 m.s.n.m.

Al pasar el tiempo se construyó la Subestación San Idelfonso que seccionó la Línea Milagro – Machala a 138 kV y que permitió el aporte energético de la central a gas de Machala Power

N° de Torres	N° de Hilos de Guarda	Aislad por Cadena		Zona
		Susp.	Retenc.	
601	1	8	9	1

Características de los materiales utilizados

A continuación, se presenta la siguiente tabla con las características principales de la línea de transmisión, así como de los elementos que la conforman:

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

**TABLA No. 4.16 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA LT MILAGRO – SAN IDELFONSO
– MACHALA A 138 KV**

L/T MILAGRO – SAN IDELFONSO - MILAGRO A 138 kV			
CARACTERÍSTICAS	DESCRIPCIÓN		
ZONA	1		
VOLTAJE DE OPERACIÓN	138 kV		
LONGITUD DE LA LÍNEA	133.69 Km		
CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN	113 MVA/ circ		
ANCHO DE FRANJA DE SERVIDUMBRE	20 m		
# DE ESTRUCTURAS	601 estructuras doble circuito: 547 postes de hormigón y 54 torres metálicas auto soportantes		
# DE CIRCUITOS	2		
# DE CABLES DE GUARDA	1		
TIPO DE ESTRUCTURAS (mismas que se describen en el Apéndice 3.6.5,	Torres Metálicas Auto soportantes: SL1-2, SP1-2, AL1-2, AR1-2, Poste P1, Poste P1-A, Torre P		
TIPO DE CONDUCTOR	Conductor ACSR	BRANT	
	Calibre	397,5	
	Hilos de Aluminio	MCM	
	Hilos de Acero	24	
	Diámetro Exterior (mm)	7	
	Área de Aluminio (mm ²)	19,61	
	Área de Acero (mm ²)	201,42	
	Área total (mm ²)	26,13	
	Peso Unitario (kg/m)	227,55	
	Tensión de Rotura (kg)	0,762	
	Resistencia eléctrica a 20°C (ohm/km)	6.622,00	
		0,1418	
TIPO DE CABLE DE GUARDA	OPGW 24 FIBRAS		
NUMERO DE AISLADORES EN CADENAS DE SUSPENSIÓN	8		
NUMERO DE AISLADORES EN CADENAS DE RETENCIÓN	9		
TIPO DE AISLADORES		15000 lb	LINE POST
	Datos mecánicos		
	Fabricante	NGK	NGK
	Catalogo del aislador	CA-515 MC	DA-85205G
	Tipo	Ball & Socket	Line post
	Normas que cumplen	ANSI C29-2-71	ANSI C29-1-61
	Tipo de Acoplamiento	B	
	Diámetro del disco	pulg 10"	8-1/2"
	Espaciamiento (altura)	pulg 5-3/4"	59"
	Distancia de fuga	pulg 11-1/2"	130
	Resistencia electromecánica	lb 15000	5000
	Tensión mecánica de prueba	lb 7500	2800
	Valores eléctricos		

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

L/T MILAGRO – SAN IDELFONSO - MILAGRO A 138 kV			
	Voltaje de descarga para onda de impulso - Onda positiva - Onda negativa	Kv Kv	125 780 130 1000
	Voltaje de descarga a baja frecuencia 60 Hz - En seco - En Húmedo	Kv Kv	80 485 50 435
	Voltaje de perforación	Kv	110
	Voltaje máximo de radio-Interferencia		
	Valor a 1000 kHz	mV	50 88
	Voltaje de prueba a tierra	Kv	10 200
MÁXIMA ALTURA DE PUNTO DE AMARRE (APA)	25.9 m		
ALTURA TOTAL PROMEDIO TORRE	35 m		
MÁXIMO VANO CONSTRUIDO	729 m		
ACCESORIOS	Grapas de suspensión fabricadas de aluminio, grapas de retención Tipo pistola de acero galvanizado con capacidad de carga máxima del 95% de la Tensión de Ruptura del conductor; Grilletes, acople bola-ojo, acople rótula-ojo fabricadas de acero galvanizado.		

Fuente: CELEC EP-TRANSELECTRIC, 2020

4.4.7.3 Características de los Accesorios

Los accesorios para los ensamblajes tanto de suspensión como de retención para el conductor y cable de guardia respectivamente, están fabricados con aceros de alta resistencia y/o aleaciones que cumplen con todas las características de dimensiones y galvanizado requeridas por las normas ANSI y ASTM para este tipo de materiales.

El conjunto de accesorios que conforman los sub ensamblajes de suspensión del conductor tienen una resistencia mecánica mínima de 15000 lb, esto es, la resistencia mecánica de los aisladores empleados.

Los empalmes (uniones) tanto para el conductor como para el cable de guardia garantizan mínimo el 95 % de la tensión de rotura de los mismos, y a su vez, tienen una conductividad no menor a la de los conductores.

4.5 CAMINOS DE ACCESO

Para la operación de las LT, se utiliza los caminos o rutas existentes públicos o privados (ninguno pertenece a CELEC EP TRANSELECTRIC), no se realiza la apertura de nuevos caminos y accesos. Eventualmente para mantenimientos correctivos relacionados básicamente con un daño grave en la estructura (torre o poste) podría necesitarse la mejora de un camino existente, sin embargo, estos eventos son poco probables.

En el Complejo Hidroeléctrico Paute, sector de Molino inician varias de las L/T que si dirigen hacia varias zonas del país. Por el costado derecho del río Paute se tiene la denominada Troncal Austral (E40), desde la cual se deriva la vía asfaltada que cruza sobre la presa Mazar e inicia la E547, vía Matrama – Mazar, que pasa por Pindilig, Rivera, Tady hasta llegar a Azogues.

La L/T Molino - Cuenca, tiene como principal vía de acceso a la denominada vía Matrama Mazar, desde la represa Mazar hasta Azogues, luego las vías Av. Luis Monsalve Pozo y Panamericana (E35) entre Azogues y Cuenca, luego por el costado oriental de la Autopista entre Azogues y Cuenca hasta la vía Monay – Paccha.

Las L/T Molino – Riobamba – Totoras, Molino - Zhoray – Milagro y Molino Pascuales, también tienen acceso desde la vía Matrama Mazar, pero desde Rivera toma vías de segundo orden como la Cachimbubaliche a Dudas que pasa por los sectores de Dudas, Verde Llano, Chico Río, Queseras y Huayrapungo. La L/T Molino - Zhoray – Milagro continúa hacia el occidente en forma paralela a la vía asfaltada Transversal Austral (E40) entre Cañar, Ingapirca, El Tambo, Chunchún, Zhud, Suscal, Ducur, Cochancay, La Troncal, El Triunfo (Manuel J. Calle), desde donde cambia de rumbo hacia el noroccidente hasta Roberto Astudillo (subestación eléctrica Milagro).

Desde Huayrapungo, las L/T Molino – Riobamba – Totoras y Molino - Pascuales, toman rumbo hacia el noroccidente, acompañadas por vías de segundo orden que pasan por los sectores de Silante y San José de Culebrillas hasta llegar cerca a la población de Joyagshi en la Av. Panamericana (E35). La L/T Molino – Riobamba – Totoras se desvía hacia el norte y pasa cerca de la población de Chunchi, luego hacia la vía asfaltada Alausí – El Triunfo pasa cerca de las poblaciones de Sbambe y Alausí, desde donde la vía principal de acceso es nuevamente la Panamericana (E35) y la L/T pasa cerca de las poblaciones de Tixán, Palmira Dávaos, Guamote y Columbe, desde donde sigue paralelo a la vía Colectora Guamote – Macas que pasas por la poblaciones de Flores y el sector occidental de Riobamba, desde donde nuevamente va paralela a la Panamericana E35 hasta llegar al sector sur de la ciudad de Ambato (sector de Totoras).

La L/T Molino – Pascuales, desde el sector de la población de Joyagshi, toma rumbo hacia el occidente siguiendo paralelo a la vía de primer orden Colectora El Triunfo – Alausí (E47) y luego a la Colectora Bucay – Milagro (E488) pasando al norte de las poblaciones de Naranito y Roberto Astudillo, y al sur de Milagro. Luego cruza sobre la Vía Colectora Aurora – Salitre (E486) y la vía Colectora Guayaquil – El Empalme (E48) hasta llegar a Pascuales.

La L/T Pascuales Trinitaria, parte de Pascuales y toma rumbo hacia el sur, cruzando por sectores producto de invasiones como Flor de Bastión y Monte Sinaí, hasta llegar a la

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

intersección de la Vía a la Costa y La Perimetral, siguiendo al costado occidental de la vía Perimetral hasta la Avenida 20 Suroeste donde cruza el estero hacia la subestación eléctrica Isla Trinitaria.

La L/T Pascuales – Chongón – (Las Juntas) – Posorja, inicia en Pascuales y toma rumbo hacia el occidente cruzando varios caminos secundarios y terciarios que se conectan con la Vía a la Costa y luego sigue paralela a la vía Limoncito – Junta del Pacífico hasta la subestación eléctrica Las Juntas, desde donde continúa hacia el sur cruzando transversal a la Vía a la Costa (E40) y una serie de vías secundarias hasta llegar al sector de la población de El Morro (subestación eléctrica Posorja).

La L/T (Las Juntas) – Santa Elena, parte desde la subestación eléctrica Las Juntas con dirección hacia el occidente hasta llegar al sector sur occidental de la ciudad de Santa Elena y subestación eléctrica del mismo nombre. A la L/T se accede mediante caminos secundarios que conectan con la Vía a la Costa (E40).

La L/T Milagro – San Idelfonso – Machala, parte de la subestación eléctrica Milagro, con dirección hacia el suroccidente y va paralela a la vía de primer orden Troncal de la Costa (E25) pasando cerca de la población de El Naranjal, Balao, Buena Vista, Camilo Ponce Enríquez y El Guabo donde toma dirección hacia el sector de El Cambio hasta llegar a la subestación eléctrica Machala.

Para este sistema de transmisión, los ingresos de personal para las actividades de mantenimiento se los realiza generalmente desde la vía principal, solicitando permiso a los propietarios y utilizando sus senderos o caminos secundarios.

4.6 MANTENIMIENTO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

La operación de la línea eléctrica se realiza de acuerdo a lineamientos dados por las entidades responsables de cada país, para nuestro caso es CELEC EP TRANSELECTRIC, estas actividades se realizan para garantizar la continuidad en el suministro de energía eléctrica y la conservación adecuada de los elementos que conforman la línea de transmisión eléctrica. De manera general se puede decir que el mantenimiento puede ser preventivos o correctivos

El mantenimiento Preventivo, está basado en la determinación del estado del equipo en operación, con el fin de dar un tipo de aviso antes que éste falle. El mantenimiento percibe los síntomas que le permitan tomar acciones a posterior. Identificar puntos calientes a través del uso de cámaras térmicas, y aisladores fallados, para lo cual se deben realizar recorridos periódicos.

El mantenimiento correctivo, es aquel que se realiza después de ocurrida una falla, novedad o emergencia y contempla ejecutar actividades que están fuera del control del mantenimiento preventivo, con el fin de lograr el menor tiempo de interrupción. Este mantenimiento no es deseable, puesto que afecta los índices de disponibilidad de la línea. El Mantenimiento Correctivo puede ser: Emergente, Urgente (no programado) y Normal (programado)

Los mantenimientos preventivos y correctivos pueden ser programados o no programados, y que según el procedimiento PRO-MAN-01 de la Subgerencia de Operación y Mantenimiento de TRANSELECTRIC significan:

Mantenimiento Programado. - Es el mantenimiento de un equipo o instalación, considerado por el CENACE en el programa anual de mantenimiento global del SNT o por necesidad de un proyecto específico.

Mantenimiento No Programado. - Se considera mantenimiento no programado aquel que, por ser de carácter emergente, sea este mediato o inmediato, no consta en la declaración hebdomadaria debiendo para este caso cumplirse lo establecido en el procedimiento correspondiente a la atención de eventos de emergencia.

FIGURA No. 4.5. Mantenimiento Preventivo y Correctivo



Fuente: Presentación IFS Mantenimiento, CELEC EP TRANSELECTRIC

En el **Anexo 4.4 Programa Mantenimiento**, se adjunta procedimiento del proceso planificar el mantenimiento del sistema de transmisión.

4.6.1 *Mantenimiento preventivo*

El mantenimiento preventivo está reflejado en la ejecución del plan anual de mantenimiento, que es revisado mensualmente y ajustado dentro de cada mes a través de la planificación de los trabajos en la semana hebdomadaria.

Declaración Hebdomadaria. - Programa semanal de los trabajos de mantenimiento planificados para su ejecución de jueves a miércoles de la siguiente semana; este lapso también se lo identifica como semana operativa.

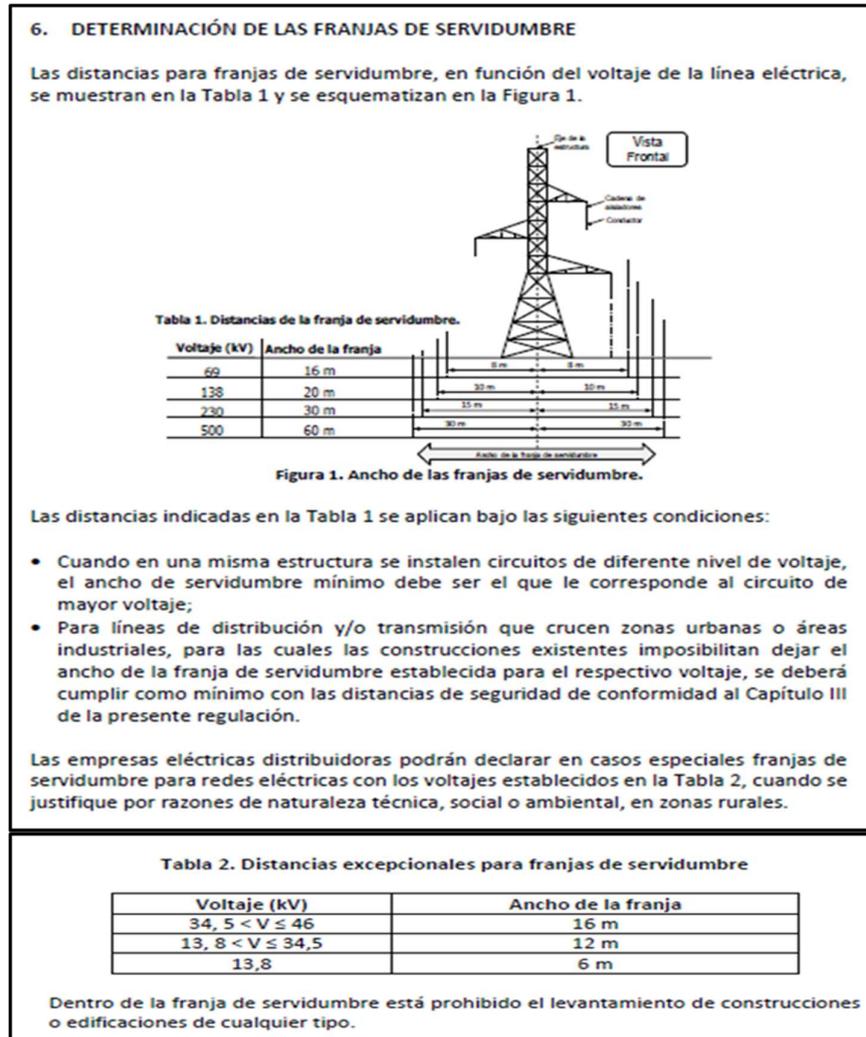
Las principales actividades realizadas en el mantenimiento preventivo son: mantenimiento electromecánico, control de estabilidad de sitios de torre, mantenimiento de la zona de servidumbre.

El mantenimiento electromecánico, Comprende las obras de recuperación y conservación de la infraestructura eléctrica tales como: cambio o refuerzo de estructuras, o de algunos de sus elementos; pintura, señalización de estructuras (nomenclatura y de salud y seguridad); cambio de aisladores en mal estado y accesorios de las cadenas de aisladores; reparación de conductores, corrección de flecha y distancias de seguridad al suelo, de accesorios del cable de guarda y de puestas a tierra.

El control de estabilidad. Tiene en cuenta la existencia de procesos erosivos de los sitios de torre, riesgos de movimientos en masa (avalancha o derrumbe), deforestación o cualquier tipo de anomalía que atente contra la estabilidad de la torre o las zonas circundantes. Una vez identificadas estas amenazas se deberán realizar obras de protección: trincheras, cunetas de coronación, muros de contención, gaviones.

Mantenimiento de la zona de servidumbre. Se trata de restringir o evitar actividades no adecuadas bajo la franja, impedir edificaciones bajo la línea incluye además el despeje de servidumbres, por medio de poda o tala de árboles, de acuerdo con las recomendaciones establecidas por la reglamentación vigente.

FIGURA No. 4.6. Ancho de Franja de Servidumbre.



Fuente: Resolución Nro. ARCONEL -018/18

FIGURA No. 4.7. Mantenimiento de la franja de servidumbre.

6.1 Distancias mínimas de la línea a la vegetación

La siembra de especies dentro de las franjas de servidumbre (banano u otros cultivos) se puede realizar, siempre que se mantenga una distancia mínima (d) desde el conductor más bajo hacia la parte superior de la vegetación o cultivo en edad adulta, aplicando los siguientes valores:

- Voltajes iguales o inferiores a 69 kV, d= 4 m;
- Voltaje superior a 69 kV hasta 230 kV, d= 6 m; y,
- Voltajes mayores a 230 kV, d= 9 m.

7. MANTENIMIENTO DE LA FRANJA DE SERVIDUMBRE

Las empresas eléctricas de transmisión y de distribución son responsables de operar y mantener todas sus instalaciones eléctricas, con el fin de garantizar la calidad y continuidad del servicio eléctrico, así como prevenir riesgos por accidentes con las líneas de distribución y transmisión eléctrica, durante la operación de las instalaciones.

Para el mantenimiento de las franjas de servidumbre y garantizar la confiabilidad de las líneas eléctricas del servicio público, las empresas eléctricas de generación, de distribución, el transmisor, y los grandes consumidores propietarios de una línea, deberán realizar las siguientes actividades:

7.1 Monitoreo de construcciones

Los propietarios de redes eléctricas, deberán identificar que no se desarrollen construcciones de bienes inmuebles u otras instalaciones, dentro de las franjas de servidumbre de las líneas eléctricas del servicio público. En caso de identificar la construcción de algún inmueble, notificarán al GAD respectivo, al propietario o constructor, el riesgo potencial al que se encuentra expuesto y procederá con las acciones legales que correspondan en cada caso.

La empresa eléctrica distribuidora deberá negar las solicitudes para la instalación de nuevos suministros del servicio eléctrico, a aquellas personas naturales o jurídicas que estén ubicadas total o parcialmente en la franja de servidumbre.

Fuente: Resolución Nro. ARCONEL -018/18

FIGURA No. 4.8. Desbroce de Vegetación.

7.2 Desbroce de Vegetación

Corresponde a los operadores de las redes eléctricas, como parte de sus actividades de mantenimiento, realizar el desbroce de la vegetación con el fin de garantizar que en la franja de servidumbre se mantenga controlado el crecimiento de la vegetación de tal forma que no se comprometan las distancias de seguridad ni la confiabilidad de la línea. Si las plantaciones o cultivos existentes en un predio afectan las redes del servicio eléctrico, la empresa eléctrica remediará esta perturbación a costo del propietario del predio.

En el caso que sea necesario, la empresa eléctrica deberá gestionar ante el Ministerio del Ambiente –MAE– la autorización correspondiente para la tala de árboles que representen riesgos para la continuidad del servicio eléctrico.

Los árboles que estén fuera de la franja de servidumbre, pero que se encuentren dentro de la proyección de 45° desde cada extremo de la franja, con el fin de evitar una eventual caída que pudiera afectar las líneas de distribución o transmisión alcanzando los conductores serán cortados o podados, según técnicamente convenga, de modo que se respete las distancias indicadas en la Figura 2.

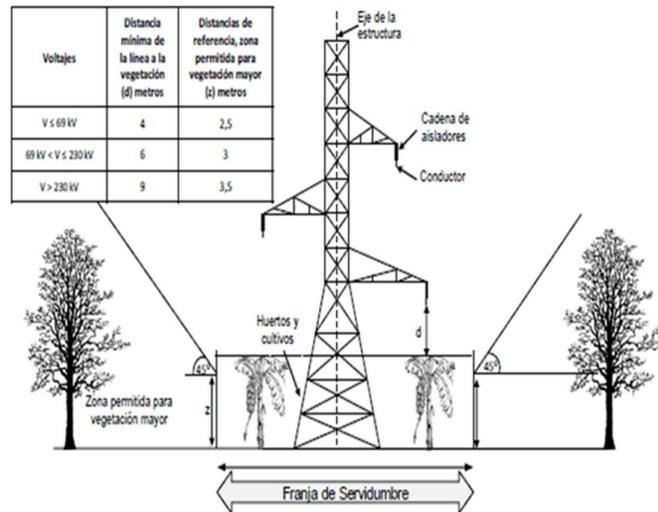


Figura 2. Desbroce de vegetación

Fuente: Resolución Nro. ARCONEL -018/18

De la información que se ha levantado en las zonas operativas se puede apreciar que en los reportes de mantenimiento en las líneas de transmisión las intervenciones se pueden clasificar en:

Mantenimiento preventivo programado

Desbroce franja de Servidumbre y limpieza de bases y cunetas (des-faj-000).

Inspección electromecánica - Inspección general visual.

Medición de resistencia pie de torre med-rpt-000.

Limpieza de aisladores (lim-ais-000).

Pintura de señalización de estructuras (pin-pns-000).

Lavado aislación con L/T energizada suspensión lim-ais-000.

Reajuste grapas paralelas (rea-her-000).

Inspección electromecánica detallada 84 ítems.

Tareas comunes de mantenimiento preventivo y que dependiendo de la criticidad de la línea, es decir si está en la Costa, Sierra u Oriente, si está en sectores con alta contaminación o no, si la vegetación crece muy rápido o pasa por páramos, se harán el número de intervenciones que hagan falta, por eso es que en algunas líneas se puede registrar desde 2 hasta 4 Inspecciones electromecánica detalladas por año, que es el origen de reporte de novedades a ser levantadas generalmente en verano por el tema de accesibilidad y de optimización de costos, El lavado de aisladores y reemplazo de los mismos se lo realiza antes de que empiece la temporada de lluvias, por ejemplo en la Costa en el mes de Diciembre.

Mantenimiento preventivo no programado

Mantenimiento OPGW

Las Zonas operativas clasifican el mantenimiento anual del sistema de fibra óptica como un mantenimiento preventivo no programado únicamente porque no es planificado y ejecutado por ellos sino por la Subgerencia del S.N.I. (Telecomunicaciones) y que es ejecutado por personal de esa subgerencia. Cabe destacar el hecho de que estos trabajos son programados con anticipación.

4.6.2 Mantenimiento Correctivo

El mantenimiento correctivo también está reflejado en la ejecución del plan anual de mantenimiento, cuando hay que intervenir un equipo pero que su estado de operación permite planificar los trabajos como trabajos normales o través de la implementación de un proyecto específico.

Mantenimiento correctivo programado

Corrección de galvanizado de cúpula.

Corrección de resistencia de pie de torre.

Cambio de aislación en energizado.

Se lo ejecuta por las condiciones operativas de algunos elementos que conforman la línea de transmisión cuyo estado fue alertado mediante las inspecciones electromecánicas detalladas pero que pueden ser intervenidos en un mediano plazo, es decir no son emergentes.

Mantenimiento correctivo no programado

Se lo ejecuta porque durante la inspección electromecánica detallada se encontraron elementos de la línea que deben ser intervenidos inmediatamente para evitar una posible desconexión.

Cambio de cuellos.

Reajuste de conectores en energizado

Mantenimiento correctivo emergente

Falla por descargas atmosféricas.

Inspección electromecánica detallada por falla.

Se lo ejecuta por la salida de una línea de transmisión ante una falla.

Dentro de la información levantada en las diferentes zonas operativas se encontró además la siguiente clasificación:

Mantenimiento proyecto programado

Se refiere a mantenimientos que por su magnitud de intervención se requiere la implementación de un proyecto, que se ejecuta a través de un contrato que fue resultado de un proceso previo licitatorio en el portal de compras públicas sea de la Subgerencia de Operación y Mantenimiento o gestionados por la Subgerencia de proyectos de Expansión.

Mantenimiento proyecto no programado

Se refiere a mantenimientos que por su magnitud de intervención se requiere la implementación de un proyecto, que se ejecuta a través de la Subgerencia del S.N.I. por lo general a través de administración directa.

4.6.3 *Proceso de planificación del mantenimiento*

De manera general dentro del procedimiento para planificar y programar los trabajos de mantenimiento (PRO-MAN-01) del 2014, de la Subgerencia de Operación y Mantenimiento de TRANSELECTRIC se describen las siguientes políticas que se las transcribe textualmente para una mayor comprensión del lector de este estudio.

PLANIFICAR Y PROGRAMAR LOS TRABAJOS DE MANTENIMIENTO (PRO-MAN-01)

“... ”

Políticas

6.1 Políticas Generales

6.1.1 Registro de la información estadística y comportamiento de los activos.

La planificación del mantenimiento se realizará en función del análisis de desempeño y del ciclo de vida de los activos, buscando optimizar los costos de mantenimiento y priorizando los trabajos y proyectos según el nivel de riesgo e impacto en el Sistema Nacional de Transmisión. Para este fin, la Subgerencia de Operación y Mantenimiento asegurará que se lleve un adecuado registro de la información de los activos y el comportamiento de éstos en el sistema IFS.

6.1.2 Procedimientos estandarizados para trabajos de mantenimiento.

Semestralmente, la Subgerencia de Operación y Mantenimiento coordinará una reunión con los Jefes Departamentales para evaluar los procedimientos de los trabajos de mantenimiento de Subestaciones, Líneas de Transmisión y rutinas del servicio operativo en base a los análisis de órdenes de trabajo ejecutadas, información estadística y comportamiento de los activos con la finalidad de realizar ajustes enfocados en mejorar la calidad de las rutinas de mantenimiento. Estas rutinas deberán ser registradas o actualizadas en el sistema IFS a más tardar hasta el día 15 de julio y 15 de enero de cada año y siempre que se generen modificaciones en los procedimientos de trabajos de mantenimiento.

6.1.3 Obligatoriedad en el cumplimiento de las políticas y procedimientos

La Subgerencia de Operación y Mantenimiento velará por el cumplimiento de lo enunciado en las políticas y procedimientos establecidos en el presente documento para lo cual observará lo señalado en el Reglamento Interno de Trabajo de CELEC EP, Título II, “De las Sanciones Disciplinarias”.

6.2 Planificar el mantenimiento

6.2.1 Planificación de la gestión de mantenimiento de largo plazo

De acuerdo al Plan Estratégico aprobado de la Unidad de Negocio y considerando las metas establecidas para los objetivos estratégicos definidos, el Subgerente de Operación y Mantenimiento, en conjunto con los titulares de cada departamento, definirán el plan de sustitución de los activos a largo plazo y otros proyectos enfocados en mejorar el servicio de transmisión, esta definición se realizará en base al análisis de la siguiente información:

- *Estadística de los mantenimientos y comportamiento de los activos en servicio.*
- *El período de reemplazo óptimo de los activos en base a los datos del tiempo total de vida útil de los mismos.*

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

- *Valor contable actual del activo y valor del mismo en base al tiempo de vida restante.*
- *Evaluación del riesgo de aplazar las inversiones para el remplazo de los activos próximos a cumplir con el tiempo total de vida útil.*
- *Recomendaciones de remediación en caso de no proceder con la sustitución sugerida.*

Este plan de largo plazo deberá ser remitido al Gerente de la Unidad de Negocio y a la Subgerencia de Gestión Organizacional hasta el 31 de junio de cada año, en el caso que se hayan realizado ajustes al mismo, caso contrario, este plan se definirá por una sola vez luego de aprobado el Plan Estratégico.

6.2.2 **Entrega y publicación de los planes de mantenimiento con restricción**

La Subgerencia de Operación y Mantenimiento entregará al Gerente de la Unidad de Negocio el plan de mantenimiento con restricción y el plan de nuevas instalaciones para los siguientes doce (12) meses (enero a diciembre). A su vez, el Gerente de la Unidad de Negocio entregará esta información al CENACE, según el siguiente calendario:

Plan anual de mantenimiento con restricciones	Hasta el día 10 de septiembre.
Publicación del Plan Anual de Mantenimiento con restricciones	Hasta el día 15 de septiembre.
Plan trimestral de mantenimiento actualizado con restricciones	Hasta 30 días antes de iniciar el trimestre: <ul style="list-style-type: none">- 30 de Noviembre- 28 de Febrero- 31 de Mayo- 31 de Octubre
Programa mensual de mantenimiento actualizado con restricciones	Hasta el día 15 del mes anterior al que se programa
Programa semanal de mantenimiento actualizado con restricciones	Hasta las 15:00 del día viernes antes de la declaración de la semana hebdomadaria.

Fuente: CELEC EP TRANSELECTRIC 2020

El plan de mantenimiento deberá ser publicado en el sitio web de la Unidad de Negocio por el Responsable de la Sección de Programación y Control.

6.2.3 **Programación mensual de mantenimiento**

El responsable designado por la Subgerencia de Operación y Mantenimiento, convocará hasta el día siete (7) del mes anterior al que se programa para la reunión de coordinación de programación de los trabajos de mantenimiento a ejecutarse en el mes siguiente, así como de la definición del ingreso a operación de las nuevas instalaciones del SNT. Los asistentes a esta reunión corresponderán a los titulares o delegados por parte de las Subgerencias de Proyectos de Expansión y Servicios del S.N.I y de la subgerencia de 500 kV.

6.2.4 Fechas límites para el cambio de estado en las órdenes de trabajo

Las órdenes de trabajo, permisos y solicitudes de aislamiento programadas, se ingresarán en el sistema informático IFS como plazo máximo hasta las fechas detalladas en el siguiente cuadro:

Estado de la OT	Fecha límite para registrar el cambio de estado
Preparación de la OT	
En petición de trabajo	Hasta el viernes antes de la declaración hebdomadaria
Observada	Hasta el lunes antes de la declaración hebdomadaria
En Preparación	Hasta el martes antes de la declaración hebdomadaria.
Preparada	Hasta el miércoles antes de la declaración hebdomadaria
Lanzado	48 horas antes de la ejecución de los trabajos
Creación de Permisos (Consignaciones)	
Nuevo	24 horas después de la declaración hebdomadaria
Iniciar preparación	
Preparar/Revisar	
Aprobar preparación	48 horas después de la declaración hebdomadaria
Creación de Órdenes de aislamiento (Maniobras)	
Nuevo	24 horas después de la declaración hebdomadaria
Iniciar preparación	
Preparar / Revisar	
Aprobar preparación	48 horas después de la declaración hebdomadaria

Fuente: "CELEC EP TRANSELECTRIC 2020

6.2.5 Inclusión de proyectos a los planes y programas de mantenimiento.

Para la ejecución de los proyectos de las Subgerencias de Proyectos de Expansión, Operación y Mantenimiento y de Servicios del S.N.I se deberá considerar las fechas establecidas en los planes y programas de mantenimiento aprobados por la Gerencia de la Unidad de Negocio

7. Procedimiento

7.1 Planificar y programar los trabajos de mantenimiento

Involucrados:

Subgerente de Operación y Mantenimiento, Subgerencia de Servicios del S.N.I Jefe de la Sección de Programación y Control, Jefe de Mantenimiento y Operación de cada Zona, Jefes de las Secciones de Mantenimiento de Líneas de Transmisión, Subestaciones e Ingeniería, Jefe del Centro de Operación, Responsable del Sección de Programación y Control.

7.1.1 Revisar y remitir información de nuevas instalaciones y otros planes de mantenimiento:

La Subgerencia de Proyectos de Expansión y la Subgerencia de Servicios del S.N.I, remiten a la Subgerencia de Operación y Mantenimiento la planificación para el ingreso de nuevas instalaciones y los planes de mantenimiento de Telecomunicaciones e Instalaciones, respectivamente, cinco (5) días laborables previos a la finalización del mes de julio con el

fin de incorporar la información dentro del plan de mantenimiento de la Subgerencia de Operación y Mantenimiento.

7.1.2 Analizar información de mantenimiento:

Hasta el último día laborable del mes de julio, los Jefes de cada Sección de la Subgerencia de Operación y Mantenimiento (Jefes de Mantenimiento y Operación de cada Zona, Jefes de las Secciones de Mantenimiento de Líneas de Transmisión, Subestaciones e Ingeniería y Jefe del Centro de Operación), realizan el análisis tanto de la planificación de largo plazo como de las condiciones de los equipos considerando al menos los siguientes aspectos:

- *Ciclo de vida de los activos*
- *Condición de equipos (mediciones de temperatura, parámetros eléctricos, etc.)*
- *Criticidad de los equipos*
- *Riesgos de posibles eventos de indisponibilidad de las instalaciones de transmisión.*
- *Información estadística de los mantenimientos y comportamiento de los activos en servicio.*

A partir de este análisis elaboran el plan de mantenimiento para los siguientes doce (12) meses (enero a diciembre).

7.1.3 Crear acciones preventivas de mantenimiento:

Los Jefes de Sección de la Subgerencia de Operación y Mantenimiento, dentro de los siguientes diez (10) días laborables de analizada la información, registran en el sistema IFS las acciones preventivas de mantenimiento por medio de la asociación de los procedimientos estandarizados o rutinas de mantenimiento al activo u objeto de mantenimiento (equipos / instalaciones del SNT). De igual forma determinan las fechas estimadas de ejecución, duración de los trabajos, recursos necesarios y tiempos de restricción del servicio.

Una vez asignadas las fechas y recursos, las acciones preventivas de mantenimiento pasan a conformar el plan de mantenimiento para los siguientes doce (12) meses.

7.1.4 Validar y ajustar el plan de mantenimiento preventivo:

Los Jefes Departamentales (Centro de Operación, Mantenimiento y Zonas) validan el plan de mantenimiento elaborado por los Jefes de Sección, de ser el caso, coordinan la aplicación de los ajustes necesarios en un plazo de cinco (5) días laborables a partir de la entrega de dicho plan.

Posteriormente, el Jefe de cada Departamento (Centro de Operación, Mantenimiento y Zonas) notifica al Jefe de la Sección de Programación y Control que el plan de mantenimiento preventivo ha sido validado y se encuentra registrado en el sistema informático IFS.

7.1.5 Analizar y generar el plan de mantenimiento preventivo:

El Responsable de la Sección de Programación y Control, en conjunto con los Jefes de los Departamentos respectivos (Centro de Operación, Mantenimiento y Zonas) analizan el plan de mantenimiento preventivo comparando si los trabajos a ejecutar por zonas pueden ser unificados, en función de la similitud de las actividades o de las restricciones del servicio requeridas y aplican las observaciones identificadas.

Una vez aplicados los ajustes, el Jefe de la Sección de Programación y Control extrae del sistema informático IFS el plan de mantenimiento preventivo y lo presenta al Subgerente de Operación y Mantenimiento para su análisis y aprobación dentro de los cinco (5) días laborables posteriores a la actividad 7.1.4 Validar y ajustar el plan de mantenimiento preventivo.

7.1.6 Analizar y aprobar el plan de mantenimiento preventivo:

El Subgerente de Operación y Mantenimiento en conjunto con el Jefe de la Sección de Programación y Control revisan y aplican los ajustes necesarios al plan de mantenimiento dentro de los siguientes tres (3) días laborables de entregado el mismo.

Una vez obtenido el plan de mantenimiento definitivo el Subgerente de Operación y Mantenimiento remite a la Gerencia de la Unidad de Negocio el Plan Anual de Mantenimiento (con y sin restricciones) a más tardar cinco (5) días laborables previos a la entrega del plan al CENACE.

7.1.7 Aprobar y comunicar el plan anual de mantenimiento preventivo:

Una vez emitido el plan de mantenimiento definitivo, el Gerente de la Unidad de Negocio revisa el plan y, de ser necesario, solicita la aplicación de los ajustes requeridos a la Subgerencia de Operación y Mantenimiento, dentro de los siguientes tres (3) días laborables; quienes, a su vez, realizan la aplicación de los ajustes identificados en máximo dos (2) días laborables. De estar conforme, comunica la aprobación del Plan de Mantenimiento para los siguientes doce (12) meses al Subgerente de Operación y Mantenimiento y a las Subgerencias involucradas.

De igual manera el Gerente de la Unidad de Negocio remite el plan de mantenimiento con restricciones al CENACE hasta el día diez (10) de septiembre sea este día hábil o no. Dicho organismo analizará y, de ser el caso, coordinará las reuniones necesarias con los actores y/o usuarios del área de influencia del SNT para la validación del plan.

7.1.8 Publicar el plan de mantenimiento definitivo:

Si no existen observaciones por parte del CENACE, el Jefe de la Sección de Programación y Control publica en la página web de la Unidad de Negocio el plan anual de mantenimiento (con restricciones) hasta el día 15 de septiembre sea este día hábil o no, según lo establecido en la política 6.2.2 de este documento. En el caso de existir observaciones que deban ser validadas con los actores y/o usuarios del SNT se procederá con la publicación del plan según las fechas acordadas con el CENACE.

7.1.9 Generar el plan trimestral de mantenimiento:

El Jefe de Sección de Programación y Control genera el plan trimestral de mantenimiento basado en el plan anual aprobado, desde el sistema informático IFS, hasta la tercera semana de los meses de noviembre, febrero, mayo y octubre (ver política 6.2.2 de este documento), de ser necesario se incluirán nuevas acciones preventivas de mantenimiento validadas previamente por los Jefes del Departamento respectivo.

Una vez generado el plan trimestral, el Jefe de la Sección de Programación y Control envía el plan trimestral a la Subgerencia de Operación y Mantenimiento para su revisión, quien, a su vez, remite el plan trimestral a la Gerencia de la Unidad de Negocio para su y aprobación, con tres (3) días laborables de anticipación a la fecha de entrega definida por el CENACE en la política 6.2.2 de este documento.

7.1.10 Aprobar y comunicar el plan trimestral de mantenimiento preventivo:

El Gerente de la Unidad de Negocio revisa el plan y, de ser necesario, solicita la aplicación de los ajustes requeridos a la Subgerencia de Operación y Mantenimiento, dentro de los siguientes tres (3) días laborables; quienes, a su vez, realizan la aplicación de los ajustes identificados en máximo dos (2) días laborables. De estar conforme, aprueba el plan trimestral de mantenimiento y lo envía al CENACE hasta las fechas establecidas en la política 6.2.2 de este documento. De igual forma, comunica a la Subgerencia de Operación y Mantenimiento y a las Subgerencias involucradas la aprobación del plan trimestral.

Publicar plan trimestral de mantenimiento: Una vez aprobado el plan trimestral, el Responsable de la Sección de Programación y Control publica el plan trimestral de mantenimiento en la página web de la Unidad de Negocio hasta las fechas establecidas en la política 6.2.2 de este documento.

7.1.11 Generar la orden de trabajo:

Previo a la reunión mensual, el Jefe de Trabajo genera la orden de trabajo con al menos treinta (30) días de anticipación al inicio de la programación mensual (por ejemplo: hasta el 30 de noviembre se generan las órdenes de trabajo que se ejecutarán en el mes de enero), señalando si la orden de trabajo implica o no restricción y, detallando en este último caso, el nivel de afectación del trabajo a ejecutar. En esta acción la OT se crea con el estado “En petición de trabajo”. De igual forma se ajustan las fechas de ejecución, duración de los trabajos, recursos necesarios y tiempos de restricción del servicio.

7.1.12 Consolidar las órdenes de trabajo de mantenimiento:

Hasta tres (3) días laborables posteriores a la generación de las órdenes de trabajo, el Responsable de la Sección de Programación y Control, consolida las órdenes de trabajo verificando que la información haya sido correctamente registrada y comparando si los trabajos a ejecutar por zonas pueden ser unificados en función de la similitud de las actividades o de las restricciones del servicio requeridas.

7.1.13 Validar y ajustar la programación mensual de mantenimiento:

En la reunión se validan los trabajos programados y se realizan los ajustes necesarios para la generación del programa mensual, incluyendo los trabajos a ejecutar relacionados a las nuevas instalaciones del SNT. El Jefe de la Sección de Programación y control documentará mediante un acta de reunión los compromisos y actividades a ejecutar.

7.1.14 Generar el programa mensual de mantenimiento preventivo:

Una vez consolidadas y ajustadas las órdenes de trabajo, el Responsable de la Sección de Programación y Control genera el programa mensual, incluyendo los trabajos de mantenimiento de las Subgerencias de Expansión y Servicios del S.N.I. u otras áreas requirentes y lo remite al Gerente de la Unidad de Negocio, a través del Subgerente de Operación y Mantenimiento, a más tardar hasta el día diez (10) del mes anterior al que se programa, sea este día hábil o no.

7.1.15 Aprobar y comunicar el programa mensual de mantenimiento:

El Gerente de la Unidad de Negocio revisa el programa y, de ser necesario, solicita la aplicación de los ajustes requeridos a la Subgerencia de Operación y Mantenimiento, hasta el día trece (13), sea este día hábil o no, del mes anterior al que se programa; quienes, a su vez, realizan la aplicación de los ajustes identificados a más tardar hasta el día (15), sea este día hábil o no. En caso de no tener observaciones, aprueba el programa mensual de mantenimiento y lo remite al CENACE y a la Subgerencia de Operación y Mantenimiento para su publicación hasta el día quince (15) del mes anterior al que se programa, sea este día hábil o no.

7.1.16 Publicar el programa mensual de mantenimiento:

Una vez que el programa mensual ha sido aprobado, el Jefe de la Sección de Programación y Control publica el programa mensual en la página web de la Unidad de Negocio hasta el día quince (15) del mes anterior al que se programa.

7.1.17 Validar la orden de trabajo:

Cada una de las órdenes de trabajo generadas son revisadas por el Jefe de la Sección de Mantenimiento, verificando que la solicitud de trabajo esté en concordancia con dicho programa y que se hayan asignado los recursos necesarios para la ejecución de los trabajos; de ser necesario el Jefe de Sección solicita al Jefe de Trabajo la aplicación de las correcciones o ajustes pertinentes según las observaciones realizadas. Esta revisión y ajustes los realiza dentro de los siguientes cinco (5) días laborables posteriores a la aprobación del programa de mantenimiento. En esta acción la orden de trabajo (OT) pasa al estado "Observada".

En el caso que la OT ha sido generada por parte de la Subgerencia de Proyectos de Expansión o Servicios del S.N.I, estas deben ser igualmente aprobadas por el Jefe de la Sección de Construcciones u Operación y Mantenimiento de Servicios del S.N.I respectivamente, dentro de los siguientes cinco (5) días laborables luego de aprobado el programa mensual de mantenimiento.

7.1.18 Programar las requisiciones de materiales o herramientas:

El Jefe de la Sección de Mantenimiento Zonal conjuntamente con el Administrador de Bodega, programan las entregas de materiales, herramientas o la gestión de adquisiciones necesarias para los trabajos establecidos en el programa aprobado para el siguiente mes. Esta programación es registrada a través del sistema informático IFS y enviada al Jefe Zonal para su validación y aprobación, dentro de los siguientes tres (3) días laborables posteriores a la aprobación del programa mensual de mantenimiento. Ver actividad 7.1.15 Aprobar y comunicar el programa mensual de mantenimiento.

7.1.19 Aprobar los requerimientos de materiales o herramientas:

El Jefe Zonal valida el programa de requisiciones; de requerirse ajustes o correcciones solicita la incorporación de las observaciones realizadas dentro de los siguientes tres (3) días laborables de remitido dicho programa. Posteriormente dispone la generación de las solicitudes de materiales desde el sistema IFS o proceder con las adquisiciones correspondientes.

7.1.20 Completar la orden de trabajo:

El Jefe de Trabajo completa la orden de trabajo señalando los datos específicos de las personas que ejecutarán los trabajos de mantenimiento dentro de los siguientes dos (2) días laborables luego de validada la orden de trabajo (Ver actividad 7.1.17 Validar la orden de trabajo). En esta acción la orden de trabajo se actualiza al estado “En preparación”.

7.1.21 Validar información registrada en la orden de trabajo:

Una vez completada la orden de trabajo, el Responsable de la Sección de Programación y Control verifica los datos básicos de las órdenes de trabajo; de requerir ajustes o correcciones, coordina con el Jefe de Trabajo la aplicación de las observaciones realizadas y las registra en el sistema informático IFS máximo dentro de las siguientes dos (2) días laborables luego de completada la orden de trabajo. En esta acción la orden de trabajo se actualiza al estado “Preparado”.

7.1.22 Consolidar las órdenes de trabajo de mantenimiento para el programa semanal:

El Responsable de la Sección de Programación y Control, consolida las órdenes de trabajo de mantenimiento que se encuentran en estado preparado y genera el programa semanal, hasta el viernes antes de la declaración de la primera semana semanal del siguiente mes, verificando que la información haya sido correctamente registrada y comparando si los trabajos a ejecutar por zonas pueden ser unificados en función de la similitud de las actividades o de las restricciones del servicio requeridas, para lo cual en caso de ser necesario se reprogramarán las fechas de inicio de los trabajos previstos.

El programa semanal consolidado es enviado a la Gerencia de la Unidad de Negocio para su conocimiento el mismo día de generada la programación semanal de la siguiente semana operativa.

7.1.23 Generar y declarar la programación hebdomadaria de mantenimiento:

Una vez que se haya puesto en conocimiento del Gerente de la Unidad de Negocio el programa hebdomadario, el Responsable de la Sección de Programación y Control genera desde el sistema informático IFS el programa hebdomadario y lo envía al CENACE hasta las 15:00 del día viernes para la autorización de los trabajos que requieren consignación de equipos o instalaciones del S.N.I. De igual forma este programa es publicado en la página web de la Unidad de Negocio; en caso de que existan correcciones señaladas por CENACE, el programa debe ser actualizado inmediatamente y ser publicado en la página web de la Unidad de Negocio.

En caso de que la orden de trabajo requiera de la aprobación de consignación de equipos por parte de CENACE o Empresas Eléctricas, continuar con la actividad 7.1.24. Crear permiso de intervención, de lo contrario continuar con la actividad 7.1.29. Aprobar la orden de trabajo.

7.1.24 Crear permiso de intervención:

En caso de que los trabajos de mantenimiento requieran del permiso de intervención o consignación, el Responsable de Programación y Control crea el permiso desde el sistema informático IFS previo a la declaración hebdomadaria; en esta acción el permiso se crea con el estado “Nuevo”. Si la ejecución del trabajo requiere la realización de maniobras, seguir con las actividades 7.1.25 Crear y preparar orden de aislamiento a 7.1.26, Revisar y aprobar orden de aislamiento; de lo contrario el Responsable del Centro de Operación revisa el permiso en máximo 24 horas posteriores a la declaración hebdomadaria. Con esta acción el estado del permiso pasa al estado “Preparar/Revisar” y se debe continuar con la actividad 7.1.27 Revisar y aprobar permiso de intervención.

7.1.25 Crear y preparar orden de aislamiento:

Una vez preparado el permiso y en caso de que los trabajos de mantenimiento requieran de la ejecución de maniobras, el Responsable del Centro de Operación crea en el sistema informático IFS la orden de aislamiento. En esta acción la orden se crea con el estado “Nuevo”, luego registra en la orden de aislamiento las fechas de establecimiento y restablecimiento de los equipos según lo definido en la ficha de maniobras, máximo dentro de las siguientes 24 horas después de la declaración hebdomadaria. En esta acción la orden de aislamiento pasa al estado “Iniciar Preparación”.

7.1.26 Revisar y aprobar orden de aislamiento:

El Jefe de la Sección de Operación revisa que la orden de aislamiento registrada en el sistema informático IFS cuente con la información necesaria como rutinas de establecimiento y restablecimiento de equipos, condiciones de los mismos y responsables de las maniobras, máximo dentro de las siguientes 48 horas después de la declaración hebdomadaria. En esta acción la orden de aislamiento pasa al estado “Preparar/Revisar”. Una vez revisada la orden de aislamiento, el Jefe de la Sección de Operación aprueba la ficha de maniobras y la orden de aislamiento. En esta acción la orden de aislamiento pasa al estado “Aprobar preparación”.

7.1.27 Revisar y aprobar permiso de intervención:

El Responsable de la Sección de Programación y Control válida la información y aprueba el permiso, máximo 48 horas después de la declaración hebdomadaria. En esta acción, el permiso se actualiza al estado “Aprobar preparación”.

El Responsable del Centro de Operación remite las solicitudes de consignación y/o fichas de maniobras, a las empresas conectadas al SNT y afectadas por el trabajo de mantenimiento (llámese generadoras, distribuidoras o grandes consumidores) para la autorización de los trabajos.

7.1.28 Remitir consignaciones y/o fichas de maniobras:

Una vez obtenidas las autorizaciones de las empresas afectadas por los trabajos de mantenimiento, el Responsable del Centro de Operación remite las consignaciones y/o fichas al CENACE hasta las 15:00 del día martes anterior al inicio de la semana operativa.

Si existen observaciones por parte de CENACE en cuanto a las fechas u horarios de ejecución de los trabajos, se procede con la reprogramación de las órdenes de trabajo o en última instancia con la cancelación de las mismas. En este caso, si la reprogramación se realiza dentro de la misma semana hebdomadaria ya declarada al CENACE, la coordinación la realiza el Responsable del Centro de Operación con el Jefe de Trabajo, modificando las fechas solicitadas por CENACE y verificando que no se afecte a otros trabajos programados, estos ajustes se los realiza dentro de las siguientes 24 horas de notificadas las observaciones por parte de CENACE.

7.1.29 Aprobar orden de trabajo:

Una vez que se ha validado la orden de trabajo o que se ha autorizado por parte de CENACE la ejecución de los trabajos de mantenimiento en las fechas establecidas, el Responsable del Centro de Operación aprueba la ejecución de la OT y actualiza el estado de la misma a “Lanzado” a través del sistema informático. Esta acción se ejecuta 48 horas antes del inicio de la OT.

7.1.30 Gestionar movilización y comisiones:

En caso de requerirse y conforme las fechas establecidas en las órdenes de trabajo de mantenimiento, el Responsable designado en cada sección de la Subgerencia de Operación y Mantenimiento gestiona los requerimientos de movilización o comisiones del personal de mantenimiento con al menos cinco (5) días de anticipación a la fecha establecida para la ejecución de los trabajos de mantenimiento.

7.2 Planificar proyectos para mejorar la calidad del servicio

Involucrados:

Subgerente de Operación y Mantenimiento, Jefe de la Sección de Programación y Control, Responsable de la Sección de Programación y Control, Jefe de Mantenimiento y Operación de cada zona, Jefes de las Secciones de Mantenimiento de Líneas de

Transmisión, Subestaciones e Ingeniería, Jefe del Centro de Operación de la Transmisión e Ingeniería.

7.2.1 Definir proyectos:

Dentro de los primeros ocho (8) días laborables del mes de mayo, los Jefes Departamentales y de Sección de la Subgerencia de Operación y Mantenimiento analizan el plan de largo plazo y plan anual de mantenimiento con el fin de identificar los proyectos relacionados con la sustitución de los activos y otros proyectos enfocados en el mejoramiento del servicio de transmisión.

Los proyectos a definir serán aquellos que inician el siguiente año para el que se planifica como los que continuarán su ejecución durante el siguiente período (plurianuales) y por lo tanto deben ser actualizados.

7.2.2 Validar los proyectos:

Dentro de los siguientes dos (2) días laborables de reportados los proyectos, el Jefe de la Sección de Programación y Control conjuntamente con el Subgerente de Operación y Mantenimiento, analizan los proyectos verificando la viabilidad de ejecución y la prioridad de los mismos. De requerirse ajustes o correcciones el Jefe de la Sección de Programación y Control solicita a los responsables correspondientes realizar la aplicación de las observaciones dentro de los siguientes dos (2) días laborables de notificadas las observaciones.

Una vez validados los proyectos, el Subgerente de Operación y Mantenimiento remite la propuesta de los proyectos a la Gerencia de la Unidad de Negocio para su revisión y aprobación.

7.2.3 Analizar y aprobar los proyectos presentados:

Dentro de los siguientes dos (2) días laborables de remitidos los proyectos validados anteriormente, el Gerente de la Unidad de Negocio conjuntamente con el Subgerente de Operación y Mantenimiento y el Jefe de la Sección de Programación y Control analizan los proyectos propuestos, así como los proyectos que continúan su ejecución en el año para el cual se planifica. De requerirse ajustes, el Jefe de la Sección de Programación y Control coordina la realización de las correcciones necesarias para ser presentadas dentro de los siguientes dos (2) días laborables de notificadas las observaciones.

7.2.4 Diseñar y/o actualizar los proyectos de mantenimiento:

Una vez aprobados los proyectos por el Gerente de la Unidad de Negocio, el Responsable designado como Líder del Proyecto elabora el perfil del mismo dentro de los siguientes cuatro (4) días laborables luego de aprobados los proyectos, el perfil del proyecto deberá detallar los valores proyectados referentes a los procesos de adquisición necesarios (contratos de consultorías, compra de equipos, suministros, herramientas) o a la contratación de personal fijo o eventual para el desarrollo de los proyectos; de igual manera se actualiza la información referente a la programación de los proyectos cuya ejecución

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

continúa durante el año para el que se planifica. Esta información será registrada en el sistema informático dispuesto para el efecto por la Subgerencia de Gestión Organizacional.

7.2.5 Validar el perfil de proyectos:

Una vez reportados los proyectos el Responsable de la Sección de Programación y Control revisa los mismos dentro de los siguientes tres días (3) laborables y válida la información referente a línea base, metas cuatrimestrales de ejecución física y afectación a los índices de calidad del servicio en cuanto al cálculo de las metas para el siguiente año; esta revisión aplica tanto para los nuevos proyectos, así como para aquellos que continúan su ejecución durante el año para el cual se planifica. De requerirse ajustes o correcciones, solicita a los responsables correspondientes la aplicación de las observaciones realizadas dentro del siguiente día hábil de notificadas las observaciones.

Una vez corregidos y validados los proyectos el Jefe de la Sección de Programación y Control remite esta información a la Subgerencia de Operación y Mantenimiento para su revisión y aprobación.

7.2.6 Analizar y aprobar el perfil de proyectos:

El Subgerente de Operación y Mantenimiento revisa el registro de proyectos dentro de los siguientes dos (2) días laborables de reportado el mismo y de requerirse ajustes o correcciones, solicita a los responsables correspondientes la aplicación de las observaciones realizadas dentro del siguiente día laborable de notificadas las mismas.

7.2.7 Comunicar proyectos a ser considerados en el Plan Operativo Anual:

Una vez aprobados los proyectos, la Subgerencia de Operación y Mantenimiento dispone la inclusión de los proyectos diseñados y/o actualizados en el Plan Operativo Anual de la Unidad de Negocio, dentro de los diez (10) primeros días del mes de junio, considerando el cronograma establecido por la Subgerencia de Gestión Organizacional. Referirse al procedimiento PRO-ORG-02 Planificación Operativa de la Unidad de Negocio. ... “

A continuación, se profundiza en la planificación del mantenimiento y para eso se transcribe el documento de CELEC EP TRANSELECTRIC denominado PDR-SOM-001 “Procedimiento del Proceso Planificar el Mantenimiento del SNT”, de 11 de diciembre del 2018.

DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

FILTRAR NOVEDADES

Las novedades reportadas por Operación, grupos de mantenimiento de subestaciones y líneas de transmisión Zonal, serán analizadas y filtradas por el Supervisor de Mantenimiento Zonal, únicamente las que fueron recibidas hasta finales del mes de julio del año anterior al que se realiza la planificación del mantenimiento de las instalaciones.

INCLUIR NOVEDADES EN EL PLAN ANUAL

De las novedades filtradas y de aquellas consideradas como proyectos, con base a un análisis de la información y prioridad de su solución, el supervisor de mantenimiento define el periodo en el cual serán atendidas.

INCLUIR EL PLAN DE NUEVAS INSTALACIONES DENTRO DEL PLAN DE MANTENIMIENTO.

Con base a la información establecida en el Plan Maestro de Electrificación, al programa de expansión que ejecuta la Subgerencia de Proyectos de Expansión, en el cual, se prevé una fecha tentativa para poner en operación una nueva instalación, y con la declaratoria de disponibilidad por parte de la Subgerencia de Operación y Mantenimiento, se toma la decisión de incorporar en el plan de mantenimiento las actividades en el periodo en el cual se ejecutarán, de la misma manera que se establece en el numeral que sigue.

ELABORAR ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO POR EQUIPO O SUBSISTEMA

El Supervisor de Mantenimiento Zonal, encasillará dentro de uno de los procedimientos o rutinas de mantenimiento que ya tiene establecido la Subgerencia de Operación y Mantenimiento, las actividades a ser ejecutadas en equipos o subsistemas, incluidas las instalaciones que se prevén entren en servicio en el periodo de tiempo para el cual se está planificando.

ELABORAR PLAN DE MANTENIMIENTO POR ZONAS SEGÚN REQUERIMIENTOS DE CADA EQUIPO

Las actividades definidas que serán ejecutadas en equipos y subsistemas, se registrarán en el formulario definido para presentar el plan de mantenimiento, aprobado por la Subgerencia de Operación y Mantenimiento. Este plan por cada zona se entregará a Programación y Control hasta el último día laborable de los meses de enero, abril, julio y octubre.

CONSOLIDAR TRABAJOS DEFINIDOS EN EL PLAN (DE TODAS LAS ZONAS)-

El ingeniero responsable de la Sección de Programación y Control consolida los planes de mantenimiento remitidos por las cuatro zonas operativas de la Subgerencia de Operación y Mantenimiento, realiza el análisis de posibles unificaciones en función de la similitud de actividades, restricciones de equipos, o afectaciones de servicio.

El responsable de la Sección de Programación y Control actualizará esta consolidación de forma trimestral hasta el último día laborable de los meses de febrero, mayo agosto y noviembre, con la información entregada por las Zonas Operativas.

FILTRAR NOVEDADES DEL SNT (MANTENIMIENTO ESPECIALIZADO)

Sobre la base de los avisos de fallo registrados en el sistema IFS y de las novedades reportadas por actores externos como son las Empresas Eléctricas y CENACE, se procede a clasificar en novedades en equipamiento primario, protecciones, control y líneas de transmisión, por las respectivas Jefaturas de Sección, únicamente las que fueron recibidas hasta finales del mes de julio del año anterior al que se realiza la planificación del mantenimiento de las instalaciones.

El análisis de la novedad determina si se requiere una intervención emergente, no programada, programada o la ejecución de un proyecto, lo que permite establecer un orden de prioridad.

ELABORAR PLAN DE MANTENIMIENTO ESPECIALIZADO

Con el orden de prioridad establecido, todas aquellas consideradas como proyecto serán incluidas en el plan de mantenimiento, incluyendo las novedades registradas en las nuevas instalaciones, en el formato estandarizado para el efecto. Este plan de mantenimiento especializado se entregará a Programación y Control hasta el último día laborable de los meses de enero, abril, julio y octubre.

CONSOLIDAR PLAN DE MANTENIMIENTO ESPECIALIZADO.

El ingeniero responsable de la Sección de Programación y Control consolida los planes de mantenimiento remitidos por el Departamento de Mantenimiento de la Subgerencia de Operación y Mantenimiento, realiza el análisis de posibles unificaciones en función de la similitud de actividades, restricciones de equipos, o afectaciones de servicio.

El responsable de la Sección de Programación y Control actualizara esta consolidación de forma trimestral hasta el último día laborable de los meses de febrero, mayo agosto y noviembre, con la información entregada por el Departamento de Mantenimiento.

ELABORAR PLAN DE MANTENIMIENTO CONSOLIDADO

El ingeniero responsable de la Sección de Programación y Control unifica los Planes de Mantenimiento Consolidados de las Zonas Operativas y del Departamento de Mantenimiento de la Subgerencia de Operación y Mantenimiento, realiza el análisis de posibles unificaciones en función de la similitud de actividades, restricciones de equipos y afectaciones de servicio. Si es el caso realimenta las observaciones identificadas, solicita modificaciones, realiza ajustes en coordinación con las jefaturas de áreas involucradas y posteriormente obtiene el plan de mantenimiento con y sin restricciones de la Subgerencia de Operación y Mantenimiento de la Unidad de Negocios CELEC EP — Transelectric.

INFORMAR MODIFICACIONES

El responsable de Programación y Control coordina con las Áreas involucradas en las modificaciones, para actualizar el Plan de Mantenimiento.

GESTIONAR LA APROBACIÓN DEL PLAN DE MANTENIMIENTO CON RESTRICCIONES POR PARTE DEL OPERADOR DEL SNI (CENACE)

El ingeniero responsable de la Sección de Programación y Control, extrae del Plan de Mantenimientos consolidado, el Plan de Mantenimientos en subestaciones y líneas de transmisión que tienen restricción de equipos, el cual será enviado al Operador del SIN (CENACE) para su aprobación.

PUBLICAR EL PLAN DE MANTENIMIENTO CONSOLIDADO

El Plan de Mantenimiento Consolidado, se publica en el módulo de gestión documental del sistema IFS — Aurora y se actualizará conforme se realicen modificaciones.

Como se pudo apreciar en los numerales anteriores, la planificación de los mantenimientos arranca con las novedades reportadas por lo grupos de mantenimiento y que son filtradas, analizadas y programadas por el Supervisor de mantenimiento de cada zona, el cual encasilla

las actividades a realizar dentro de los trabajos Standart que están homologados para toda la Subgerencia de Operación y Mantenimiento.

Las inspecciones que se realizan para poder reportar las novedades encontradas en las inspecciones de rutina se las puede clasificar en:

- Inspección electromecánica detallada (INP-ELM-000)
- Inspección termográfica. (INP-TER-000)
- Inspección de Construcciones civiles (INP-COC-000)

Cada uno de estos trabajos estándar tiene un procedimiento establecido, formularios que son llenados en campo como resultado de la inspección y los respectivos informes.

4.6.4 Descripción General de los trabajos de operación y mantenimiento

El supervisor de Mantenimiento encasilla las novedades reportadas en las inspecciones rutinarias en la serie de trabajos normalizados y planifica el mantenimiento. Cada uno de los trabajos normalizados (estándar) tiene un procedimiento específico, establece cantidad de personal, equipos e insumos a ser utilizados. A continuación, se presenta el listado de las actividades que son realizadas para el mantenimiento de las líneas de transmisión a nivel nacional:

TABLA No. 4.1 ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO LÍNEAS DE TRANSMISIÓN
ACTIVIDADES
FAJA DE SERVIDUMBRE
DESBRUCE DE LA FAJA DE SERVIDUMBRE, LIMPIEZA DE BASES Y CUNETAS
DESBRUCE DE SITIOS CRÍTICOS Y ARBOLES CON PROYECCIÓN
ESTRUCTURA
INSPECCIÓN ELECTROMECAÁNICA DETALLADA
INSPECCIÓN GENERAL VISUAL
CAMBIO O REPOSICIÓN PERFILES, PLATINAS, CHAPAS
CAMBIO O REPOSICIÓN DE PERNOS, ESCALAS Y ANTIESCALAS
PINTURA PPM, PN°, SEÑALIZACIÓN
CORRECCIÓN DE GALVANIZADO DE 8TUB%
MEDICIÓN DE ESPESOR DE GALVANIZADO
CORRECCIÓN DEL GALVANIZADO TOTAL DE ESTRUCTURA
MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE PIE DE TORRE
CORRECCIÓN DE RESISTENCIA DE PIE DE TORRE
ENSAMBLAJE Y SUBENSAMBLAJES
CAMBIO O REPOSICIÓN DE HERRAJES Y/O COMPONENTES
AISLADORES
CAMBIO DE AISLADORES
CAMBIO DE AISLADORES DE SUSPENSIÓN MÉTODO DE ENLACE TCT - 138KV ZONA 1
CAMBIO DE AISLADORES DE SUSPENSIÓN MÉTODO YUGO TCT - 138KV, 230KV ZONA 1, 138KV ZONA 2
CAMBIO DE AISLADORES DE SUSPENSIÓN MÉTODO YUGO-2 TCT -230KV ZONA 2
CAMBIO DE AISLADORES DE RETENCIÓN MÉTODO YUGO TCT - 138KV, 230KV ZONA 1, 138KV ZONA 2

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO LÍNEAS DE TRANSMISIÓN
ACTIVIDADES
CAMBIO DE AISLADORES DE RETENCIÓN MÉTODO YUGO-2 TCT -230KV ZONA 2
CAMBIO DE AISLADORES DE SUSPENSIÓN MÉTODO TST -138KV, 230KV ZONA 1 ZONA 2
CAMBIO DE AISLADORES DE RETENCIÓN MÉTODO TST -138KV, 230KV ZONA 1, 138KV ZONA 2
LIMPIEZA DE AISLADORES
MEDICIÓN DE CONDUCTIVIDAD DEL AISLADOR
MEDICIÓN DE CAMPO ELÉCTRICO DEL AISLADOR
CONDUCTORES / HG
CAMBIO O REPARACIÓN DE CONDUCTOR
MEDICIÓN DE FLECHA DE CONDUCTOR
INSPECCIÓN TERMOGRÁFICA
MEDICIÓN DE EFECTO CORONA
MEDICIÓN DE DISTANCIA DE SEGURIDAD
ELEVAR CONDUCTOR
CAMBIO O REMPLAZO DE AMORTIGUADORES
CAMBIO O REMPLAZO DE BALIZAS DE SEÑALIZACIÓN
OBRAS CIVILES
INSPECCIÓN DE CONSTRUCCIONES CIVILES
REPARACIÓN Y/O CONSTRUCCIÓN OBRAS CIVILES
PINTURA DE PROTECCIONES VIALES
SEÑALIZACIÓN VIAL PARA INGRESO A ESTRUCTURAS
RECONSTRUCCIÓN Y/O LIMPIEZA DE CAMINOS DE ACCESO

Fuente: Comité de Líneas Julio 2013, CELEC EP TRANSELECTRIC

4.6.5 Actividades de mantenimiento

4.6.5.5 Desbroce o Limpieza de Accesos existentes

Para la actividad de desbroce o limpieza de caminos de acceso, el personal deberá cortar a ras de piso la maleza para que permita el normal acceso a las estructuras. El ancho de camino a ser limpiado será de 2 y 3 metros dependiendo si el acceso es peatonal o vehicular respectivamente.

Si en el trayecto de las áreas a intervenir se detectaren fisuras, grietas o huecos, el personal deberá rellenar estos espacios con material orgánico del sector, sin causar daños a terceros.

Los caminos de acceso a las estructuras, deben ser mantenidas de tal forma que se pueda transitar sin mayor dificultad, eliminando la presencia de vegetación a los costados que impidan el tránsito del personal de mantenimiento, esta actividad puede ser realizada al momento que el personal de la contratista ingresa o accede al sitio de la estructura.

Los accesos a las estructuras de la línea de transmisión deben ser identificados adecuadamente, utilizando señalización con pintura resistente, árboles, rocas, pavimento de las vías y también letreros para identificar el número de las estructuras a las que se accede.

Antes del ingreso a los terrenos que van a ser desbrozados, CELEC EP-TRANSELECTRIC notificará e informará por escrito a los propietarios sobre los trabajos que se van a realizar por lo que la contratista no podrá ingresar a estos sitios, si no se dispone de la autorización de CELEC EP.

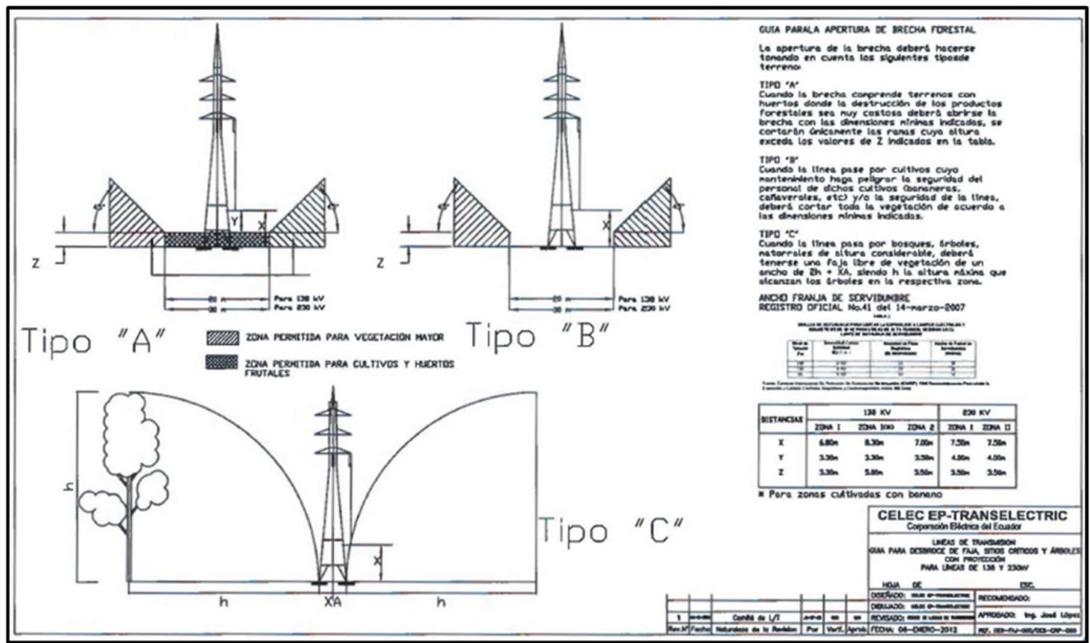
Cabe aclarar que este mantenimiento no se refiere ni a caminos principales ni caminos secundarios, ya que el mantenimiento de los mismos es competencia de las Prefecturas, Municipios o Propietarios particulares. Además, se aclara que durante la fase de mantenimiento de una línea de transmisión no se apertura nuevos caminos de acceso.

4.6.5.6 Desbroce de Franja de Servidumbre y Corte de Árboles en Proyecciones

Los procedimientos de mantenimiento de la Franja de servidumbre se los realizan dependiendo de la complejidad del mantenimiento¹, es decir para:

- Líneas de Transmisión Tipo A: Vegetación escasa.
- Líneas de Transmisión Tipo B: Vegetación moderada.
- Líneas de Transmisión Tipo C: Vegetación espesa.

FIGURA No. 4.9. Guía para desbroce de faja, sitios críticos y árboles con Proyección para Líneas de 138 y 230 kV



Fuente: CELEC EP TRANSELECTRIC, 2020

CELEC EP-TRANSELECTRIC realiza el adecuado mantenimiento de la franja de servidumbre de las líneas de transmisión de 138 kV y 230 kV del SNT.

La ejecución del desbroce y limpieza de la franja de servidumbre para líneas de 230 kV en un ancho de 30 metros, para líneas de 138 kV un ancho de 20 metros, se realiza de acuerdo a la regulación Nro. ARCONEL-018/18. El desbroce de la faja de servidumbre incluye el corte de vegetación (árboles, maleza y rastrojal) a una altura promedio entre 10 a 30 cm del nivel del piso.

¹ REGISTRO OFICIAL No. 41 del 14 marzo 2007

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

Para realizar esta actividad el Contratista deberá proveer todos los materiales y equipos, mano de obra, así como la supervisión necesaria para la ejecución del servicio.

El corte o tala de proyecciones, es de árboles que se encuentran fuera de la faja de servidumbre con la inclinación a la línea de transmisión, que deberán ser podados, cortados o talados si el caso amerita.

El trabajo consiste en eliminar toda la vegetación cuya presencia y crecimiento ponga en peligro la distancia de seguridad de los conductores inferiores al suelo.

En las zonas de cultivo de banano, café, cacao, frutales u otros árboles valiosos, CELEC EP - TRANSELECTRIC determinará los tramos de línea que deben desbrozarse y dentro de éstos, los árboles que se deben eliminar, podar o quedar dentro de la zona de desbroce, de manera general las plantaciones que no se cortarán son las que siempre sean inferiores a 3 metros de altura en cualquier época del año.

El desbroce debe ejecutarse utilizando métodos que minimicen los daños en las zonas aledañas y al resto de la vegetación. Los retoños de árboles dentro de la faja deben cortarse a menos de 30 cm. del suelo, los residuos deberán manejarse, conforme a las normas indicadas para el efecto.

Toda la madera y productos vegetales son de propiedad del dueño del predio y serán picados y apilados en sitios que no estorben a las instalaciones.

CELEC EP – TRANSELECTRIC notificará oportunamente, dentro del período de ejecución de los trabajos de cada línea, los días en los cuáles se realizarán los cortes de árboles con proyección, que normalmente serán los fines de semana.

4.6.5.7 Limpieza de Bases, Sitio de Estructuras y Protecciones Viales

Comprende la limpieza total de las bases y sitios donde se encuentra instalada la torre de transmisión, la cual implica cortar la maleza a ras del piso alrededor de la estructura, en un retiro exterior comprendido entre dos a tres metros de cada una de las bases de hormigón y/o protecciones viales.

La cimentación de las torres deberá ser liberada de hongos y demás contaminantes que deterioren al concreto.

Las actividades en el sitio de trabajo comprenden la inspección de:

- Bases de hormigón Agrietadas/Fisuradas
- Existencia de cuneta de coronación de tierra o revestida
- Existencia de cuneta de drenaje de tierra o revestida
- Existencia del Muro de gaviones, hormigón, malla cerramiento, protección vial
- Estado de Puntas de diamante
- Limpieza cunetas
- Requiere obra de protección

4.6.5.8 Limpieza de Cuentas de Coronación y Drenajes

Comprende la limpieza y retiro de escombros y maleza del área circundante a la estructura. La ubicación de las estructuras y sus bases, deben mantenerse limpias de vegetación y escombros, en un área de 30 metros por 30 metros, incluyendo sin costo adicional para CELEC EP – TRANSELECTRIC, la restauración de las gradientes naturales del terreno, debiendo para ello tener un especial cuidado para no disturbar el drenaje de los terrenos inclinados o su estabilidad natural. Los signos de erosión existentes deben protegerse para evitar su crecimiento. Las cunetas de coronación y drenajes controlan el flujo de agua que pudiera acumularse en el sitio de la torre y que podría afectar la estabilidad de la misma por efectos erosivos.

Efectuar la limpieza y/o reconstrucción de drenajes y cunetas de coronación de las estructuras de la Línea de Transmisión.

4.6.5.9 Limpieza de Muro de Gaviones y Muro de Contención

Comprende la limpieza de maleza y escombros que se encuentra en el contorno del muro de gaviones y de contención. Estas obras fueron diseñadas y construidas para garantizar la estabilidad del suelo donde está construida la torre incluyendo taludes o laderas cercanas que al erosionarse podrían provocar el colapso de la infraestructura. Por tal motivo si el mantenimiento que se debe realizar es menor se lo hace directamente trasladando cemento, arena, agregados y agua en pocas cantidades hacia los sitios donde se va a intervenir y se procede a la corrección del elemento, resane, limpieza, perfilado, rehabilitación; en cambio sí por temas de erosión, o intervención humana la corrección que se debe hacer es de gran escala, la construcción de las obras de protección se lo realiza a través de concurso público.

4.6.5.10 Mantenimiento Estructura

Están involucrados algunos trabajos: Inspección Visual de la torre para la identificación de perfiles, placas, pernos, peldaños y antiescalantes a ser cambiados, medición del galvanizado y corrección del mismo, reajuste de pernos, mantenimiento o cambio de placas de numeración, peligro y pintura de señalización, eliminación de avisperos.

4.6.5.10.1 Inspección electromecánica detallada

La cual tiene como objetivo la verificación del estado de los componentes de las estructuras, registro de los resultados de la inspección y la elaboración de informe resumen de novedades identificadas. Se enlistan a continuación las actividades que se realizan:

- Acceso a la estructura
 - Suspensión/retención
 - Acceso Vehicular (bueno/Malo)
 - Distancia de acceso peatonal
 - Acceso (Bloqueo, cerramiento, portería)

- Obras civiles y/ o protección:
 - Estado de las bases de hormigón (agrietadas/fisuradas)
 - Existencia de cuneta de coronación de tierra o revestida
 - Existencia de cuneta de drenaje de tierra o revestida

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

- Existencia de muro de gaviones, hormigón, malla cerramiento, protección vial
- Estado de las Puntas de diamante
- Estado cunetas (limpias o no)
- Requiere o no obras de protección

- Sitio de torre y estabilidad
 - Sitio de torre limpiar, Inundado, bien
 - Bases limpiar, inundado, bien
 - Existencia de Erosión, Corte, Asentamientos o Deslizamientos
 - Existe hormigoneros cerca de la torre
 - Existen depósitos de residuos cerca de la torre

- Franja de servidumbre
 - Ancho de la torre que permiten desbrozar
 - Vegetación Silvestre, Pastoreo, Pajonales, Desértico, Agrícola
 - Cacao, banano, Frutas, Palmito, Retoños de Eucalipto
 - Cultivos, plantaciones inferiores a 3m
 - Cultivos dentro de la torre
 - Árboles con proyección cantidad
 - Hondonadas, quebradas
 - Caña de azúcar dentro de la faja
 - Caña guadua, matorrales altos, sitio crítico
 - Área desbrozable

- Cruces
 - Líneas eléctricas
 - Ductos y Canales
 - Ríos, lagunas, acuíferos
 - Carreteras, Ferrovías, Caminos vecinales
 - Proximidad de aeródromos, aeropuertos

- Anomalías o riesgos a lo largo de los vanos
 - Zona de fumigación
 - Construcciones no permitidas
 - Depósitos de materiales con aproximación a conductores
 - Explotación de canteras con riesgos para los conductores

- Estructura metálica y /o postes
 - Estructura fuera de verticalidad
 - Stubs oxidados
 - Presencia de avisperos
 - Placas señalizadas dañadas, incorrectas, legibles, faltantes, bien
 - Piezas faltantes
 - Pernos flojos
 - Piezas torcidas
 - Piezas oxidadas
 - Pintura de señalización bien, mal, ampliar
 - Uso indebido de las instalaciones

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

- Poste fisurado
- Oxidados Varilla de anclaje, Cable tensor, herrajes
- Tensor flojo o suelto

- Aisladores
 - Aislador de Vidrio, Porcelana, Polimérico
 - Aisladores Rotos, Flameados, Picados, Bien
 - Aisladores contaminados
 - Pines de los aisladores torcidos o descentrados
 - Pines oxidados, desgastados, bien
 - Socket, grilletes oxidados, Bien
 - Bincha de seguridad Falta, Oxidada o mal colocada

- Ensamblaje y subensamblajes
 - Grapas y conectores Flojas, Fisuradas
 - Pasador Corrido, Mal colocado, Doblado
 - Sin Binchas, Oxidadas o Mal Colocadas
 - Grapas o conectores inadecuados
 - Señales de descarga (por campo eléctrico o punto caliente)

- Conductores de fase, Hg, OPGW/ADDS Y ACCESORIOS
 - Existen empalmes, manguitos, pesas
 - Amortiguadores en H/G Cantidad (Entrada/salida)
 - Amortiguadores en OPGW Cantidad (Entrada/salida)
 - Amortiguadores en Balizas de OPGW Cantidad
 - Amortiguadores por Fase Cantidad (Entrada/salida)
 - Existe separadores poliméricos entre conductores Cantidad
 - Existe separadores en haz de conductores por vano Cantidad
 - Existe separadores en hazde conductores Flojos, Corridos,
 - Deteriorados
 - Existe Balizas instaladas cantidad
 - Balizas de señalización Corridas, Dañadas, Opacas (C/D/O) cantidad
 - Amortiguadores de CO. Corridos, Oxidados o Agotados (C/O/A) cantidad
 - Verificar flechado (conductor bajo)
 - Acercamientos por conductor bajo (distancia)
 - Hilos rotos en el conductor
 - Cuellos deformados, canasteados (D/C)
 - Conectores o Grapas flojos
 - Objetos extraños en los cables
 - Ruido anormal por efecto corona

- Puesta a Tierra
 - Conectores Flojos, Oxidados
 - Contrapesos y varillas
 - Desconectados, Cortados, Desenterrados, Faltantes

- OPGW o ADDS
 - Existe caja de empalme
 - Aterrizaje defectuoso

- Partes Sueltas o Faltantes
- Herrajes o Grapas Oxidadas en OPGW

Inspección visual², tiene por objeto realizar un reporte de las observaciones encontradas en:

- Caminos de acceso
- Franja de servidumbre
- Zona de torres y drenajes
- Stubs y columnas (contrapesos)
- Placas
- Estructuras (faltantes)
- Aislación
- Amortiguadores
- Conductores
- Puesta a tierra (aterrizaje)
- Balizas
- Distancia a tierra y cruces
- Señalización de estructuras y accesos

Cambio o reposición de perfiles platinas y chapas³, tiene por objetivo cambiar, reponer y asegurar perfiles, platinas y chapas en las estructuras, las actividades preparatorias y la secuencia del trabajo se detallan a continuación:

- Preparación de herramientas necesarias (Prefabricación de elementos faltantes en taller) del sitio de trabajo.
- Charla técnica sobre el objeto, el alcance y los riesgos asociados al trabajo a ejecutarse.
- Identificación de estructura a intervenir.
- Ingreso a la estructura.
- Identificación de la posición a instalar.
- Instalación o montaje.
- Verificación de ajuste o torque.
- Punzonar o soldar los conjuntos tuercas/pernos.
- Cepillar y/o retirar escoria de los puntos de soldadura.
- Pintar con galvanizante en fría en zonas soldadas.
- Verificación de levantamiento de las medidas de seguridad que se hayan adoptado previo a la ejecución del trabajo.
- Retiro del sitio de trabajo.

Cambio o reposición de pernos, escalas y antiescalas⁴, en caso de necesitar cambio o reponer un elemento faltante en las estructuras se realiza el procedimiento similar al establecido en el cambio o reposición de perfiles platinas y chapas.

² CELEC EP-TRANSELECTRIC, "Procedimiento de Ejecución de trabajos sobre instalaciones del SNT", Gerencia de Explotación, Área de Mantenimiento, archivo digital. INP-ELM-000 de fecha 7 de enero de 2012, Pág. 1-2

³ CELEC EP-TRANSELECTRIC, "Procedimiento de Ejecución de trabajos sobre instalaciones del SNT", Gerencia de Explotación, Área de Mantenimiento, archivo digital. CAM-PPC-000 de fecha 23 agosto de 2011, Pág. 1-2

⁴ CELEC EP-TRANSELECTRIC, "Procedimiento de Ejecución de trabajos sobre instalaciones del SNT", Gerencia de Explotación, Área de Mantenimiento, archivo digital. CAM-PEA-000 de fecha 23 agosto de 2011, Pág. 1-2

Pintura, señalización⁵, este procedimiento de mantenimiento tiene por objeto pintar o repintar placas de peligro de muerte, placas de numeración y señalización en estructuras terminadas en 0 y 5, Pintura de señalización Color Naranja Intenso en el cuerpo de la cruceta Inferior en estructuras cuya numeración termina en 0 (Cero), Pintura de señalización Color Naranja Intenso en el cuerpo de la cruceta Media en estructuras cuya numeración termina en 5 (Cinco) y en estructuras cuando ambos circuitos se encuentran distribuidos en la misma cara, se respetará el criterio en el Circuito Superior, después de realizar la limpieza del área y pintar se realiza el desalojo y limpieza del sitio de la torre de todos los desechos de pintura y materiales usados. Todos los galones de pintura vacíos serán dispuestos en las zonas de acopio autorizados en el sector y/o por Seguridad Industrial.

Corrección del galvanizado de STUBS⁶, la ejecución del trabajo para pintar o repintar STUBS de estructuras son:

- Limpieza del(los) STUBS.
- Colocación del transformador de óxido.
- Dejar en reposo el tiempo descrito por el proveedor del transformador de óxido.
- Pintar el área con la pintura BATE PIEDRA.
- Desalojo y limpieza del sitio de la torre de todos los desechos de pintura y materiales usados. Todos los galones de pintura vacíos serán dispuestos en las zonas de acopio autorizados en el sector.

Medición de espesor del galvanizado⁷, tiene como fin valorar pérdidas de espesor de galvanizado en estructuras metálicas, se realiza un promedio de 90 mediciones, Dos (2) muestras en la cúpula (9 mediciones por muestra), Dos (2) muestras en las crucetas con mayor cambio de coloración (9 mediciones por muestra), Dos (2) muestras en el cuerpo recto (9 mediciones por muestra), Dos (2) muestras en el cuerpo principal (9 mediciones por muestra) y Dos (2) muestras en extensiones de ladera (9 mediciones por muestra). Para la medición del espesor del galvanizado se realiza el siguiente procedimiento:

Identificar dos muestras en cada una de las siguientes partes de la torre (partes de la estructura metálica): cúpula, crucetas, cuerpo recto, cuerpo principal y extensiones de ladera, si la altura punto de amarre de la estructura supera los 12 metros, identificar dos muestras adicionales en el cuerpo principal para realizar la medición.

Las muestras seleccionadas deberán ser montantes, opuestas en la diagonal y las que visualmente se encuentren mayormente deterioradas o presentan mayor cambio en su coloración.

- Identificar las patas de la torre de acuerdo a la normalización que se indica en los planos de las estructuras. Las mediciones se realizarán empezando por la cúpula y se terminará en las extensiones de ladera.

⁵ CELEC EP-TRANSELECTRIC, "Procedimiento de Ejecución de trabajos sobre instalaciones del SNT", Gerencia de Explotación, Área de Mantenimiento, archivo digital. PIN-PNS-000 de fecha 23 agosto de 2011, Pág. 1-2

⁶ CELEC EP-TRANSELECTRIC, "Procedimiento de Ejecución de trabajos sobre instalaciones del SNT", Gerencia de Explotación, Área de Mantenimiento, archivo digital. COR-GLS-000 de fecha 23 agosto de 2011, Pág. 1-3

⁷ CELEC EP-TRANSELECTRIC, "Procedimiento de Ejecución de trabajos sobre instalaciones del SNT", Gerencia de Explotación, Área de Mantenimiento, archivo digital. MED-GAL-000 de fecha 7 enero de 2012, Pág. 1-3

Ascenso a la estructura

- El liniero debidamente equipado con elementos de seguridad personal y llevando en el bolso de herramientas el equipo de medición, la cinta de papel, las lijas, el guaípe, un lápiz, los formularios, el calibrador y el galvanizante en frío, subirá a la estructura, llegando hasta la cúpula donde identificará los montantes para proceder a la medición.

Medición antes de limpieza

- Registrar en el formulario la posición del montante a medirse y la pata correspondiente.
- Definir un área de medición a media altura sobre la cara externa del ala del montante mediante dos pedazos de cinta adhesiva paralelas horizontalmente y separadas aproximadamente 4cm.
- Utilizar el equipo de medición de acuerdo a lo indicado anteriormente y sin realizar ningún tipo de limpieza en el área definida, realice 3 mediciones de espesor, registre los valores en la casilla correspondiente del formulario identificado como “antes de limpieza”.

Medición después de limpieza

- Dentro del área definida, limpiar la superficie del galvanizado utilizando la lija fina o de agua, si la película de contaminantes existente es fina y fácil de remover; en caso contrario si la película de contaminantes es gruesa y difícil de remover utilice inicialmente la lija gruesa y termine con la lija fina o de agua.
- Limpiar con cuidado evitando dañar el galvanizado hasta que se observe el brillo característico del zinc, utilice el guaípe o franela para terminar la limpieza.

Medición cara contraria

- Repetir el proceso de limpieza en la cara posterior del ala del montante a la misma altura que está definida el área para medición. - Utilizar el equipo de medición de acuerdo a lo indicado, en el área limpia exterior, realizar 3 mediciones de espesor de galvanizado, registrar los valores en la casilla correspondiente del formulario identificado como “después de limpieza”.
- En el área limpia interior, realizar 3 mediciones de espesor de galvanizado, registrar los valores en la casilla correspondiente del formulario identificado como “cara contraria”.

Medición de grosor de la muestra

- Medir el grosor del ala del montante o de la muestra en estudio utilizando el calibrador pie de rey y registrar el valor en el formulario.

Aplicación de galvanizante

- Aplicar galvanizante en frío en las áreas medidas, parte exterior e interior del ala del montante.

- Continuar con la medición en el montante ubicado al frente en diagonal del montante anterior y repetir los ítems anteriores.

Continuando con la medición

- Repetir los ítems anteriores para las muestras seleccionadas en las crucetas, cuerpo recto, cuerpo principal y extensiones de ladera.

Medición en columnas de pórticos de subestaciones

- Seleccionar dos columnas del pórtico de salida o llegada de una Línea de Transmisión que sea de fácil acceso y se evite posibles acercamientos al subir a la columna.
- Las muestras que se seleccionen para la medición se tomarán en diferentes alturas de la columna, parte alta, media y baja.
- Para la medición se aplica el mismo procedimiento descrito para torres de transmisión, utilizando los formularios para este propósito.

Desalojo y limpieza del sitio de la torre de todos los desechos de pintura y materiales usados. Todos los galones de pintura vacíos serán dispuestos en las zonas de acopio autorizados en el sector.

Corrección del Galvanizado total de estructura⁸, recuperación del espesor del galvanizado en estructuras metálicas, se emplean Dos (2) grupos de trabajo; uno para limpieza/preparación y otro para pintura. El proceso de aplicación de pintura comprende 3 etapas fundamentales:

1. Preparación de las superficies de la estructura
2. Lavado de la Estructura y Análisis Químico de las Superficies
3. Aplicación de la Pintura

Preparación de las superficies

- Medición Inicial del espesor de la capa de galvanizado de la estructura metálica con un instrumento de precisión magnético.
- Preparación de Superficie, la cual debe ser realizada por personal previamente seleccionado y capacitado. En lo posible, debe ser personal diferente al que realiza el trabajo de aplicación de pintura.
- La preparación de la superficie deberá ceñirse a los procedimientos estandarizados por la Steel Structures Painting Council – SSPC

Con este proceso se busca retirar materiales contaminantes, depósitos de sales y crear rugosidad superficial, necesaria para aumentar la adherencia de la pintura sobre el metal base utilizando el sistema SSPC-SP2 o el sistema SSPC-SP3.

Lavado de la torre y análisis químico de las superficies Comprende las siguientes actividades:

⁸ CELEC EP-TRANSELECTRIC, "Procedimiento de Ejecución de trabajos sobre instalaciones del SNT", Gerencia de Explotación, Área de Mantenimiento, archivo digital. COR-GLE-000 de fecha 23 de agosto de 2011, Pág. 1-4

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

- Lavado a mano de la torre con un removedor para sales, el objetivo es reducir el nivel de salinidad de la superficie de los perfiles y material a pintar a fin que se encuentre dentro del rango recomendado por el fabricante de pinturas para garantizar una correcta adherencia y maximizar su vida útil.
- Efectuar el análisis químico de la estructura, mediante la verificación de la concentración de sales solubles en la superficie mediante el Método de Campo “Parche Bresle”. - La concentración máxima de sal para garantizar la aplicación del recubrimiento alquídico no será mayor de 80 mg/m². De obtenerse un valor mayor al descrito, se procederá a realizar nuevamente la prueba. De mantenerse un resultado negativo, se verificarán los procedimientos ejecutados y se realizarán nuevamente el Tratamiento de Superficie y Lavado de la Torre hasta que se consiga el valor objetivo.
- Esta actividad debe realizarse durante las primeras horas del día, de tal forma que se evite un intervalo significativo de tiempo entre las actividades de limpieza y pintado, que podría incrementar la posibilidad de contaminación en la superficie.

Aplicación de la pintura

Consideraciones Previas

Almacenamiento y Manipuleo

- La pintura a aplicar deberá almacenarse siguiendo estrictamente las recomendaciones y procedimientos establecidos por el fabricante.
- La pintura deberá estar contenida en recipientes lo suficientemente herméticos para evitar contaminación y/o volatilización de sus componentes.

Controles Ambientales previos al Pintado. - Previo al pintado de cada una de las torres, se requiere monitorear los siguientes parámetros con instrumentos de medición de comprobada precisión:

Humedad relativa < 85%,

Punto de rocío > 3°C

Velocidad de los vientos < 35 Km / h.

Temperatura Ambiental < 40° C

Temperatura Superficie del Metal De 0 a 40° C

Prueba de Sales < 80 mg/m² (Después del Lavado)

Espesor de película seca:

- El espesor final, de película seca, del esquema de pintura deberá ser de 10mils (milésima de pulgada) o su equivalente como mínimo. Los procedimientos y ambientes óptimos de aplicación y el tiempo de curado deberán ser los recomendados por el fabricante de la pintura a aplicar.
Es indispensable que la pintura antes de usarse sea bien mezclada y queden totalmente homogéneas, se deben usar adecuadamente las técnicas de agitación. Igualmente, se debe usar la cantidad correcta de solvente cuando sea recomendado por el fabricante.

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

- Revisar que todos los integrantes de la cuadrilla tengan la indumentaria adecuada y estén equipados con sus accesorios de protección.
- Verificado este punto, se da la orden para el ascenso a la torre • La pintura se aplica mediante el uso de brocha o guante (mitón).
- El trabajo se realiza de arriba hacia abajo. Los linieros se ubican en las crucetas o brazos superiores, colocan cobertores ligeros para evitar salpicaduras de pintura a las cadenas de aisladores (en caso de las torres del tipo suspensión) e inician los trabajos.
- Estos linieros deben ser asistidos desde el suelo con cuerdas y poleas de servicio instaladas en el cuerpo medio de la torre. Los equipos en mención deben ser operados por un liniero que abastece pintura y equipos. Todos los linieros que ejecutan los trabajos deberán llevar arnés de seguridad completo y desarrollar su trabajo debidamente estrobados.
- Los linieros deberán mantener una posición de trabajo pre - establecida en cada parte de la torre y conservar las distancias mínimas de seguridad respecto a la línea energizada

Los trabajos se efectuarán con la línea energizada

- La aplicación es suave y uniforme. Cada liniero evalúa permanentemente el espesor de pintura requerido. Para el control de esta gestión, utilizan un calibrador metálico de espesor húmedo o “peine” que forma parte del equipo personal del liniero.
- Terminadas las crucetas y retirados los cobertores, los linieros descienden pintando el cuello y cuerpo de la torre, desplazándose por las esquinas en forma ordenada hasta recubrir la base.
- Todo el proceso deberá ser verificado por supervisores especialistas ubicados en la torre y en el suelo.
- Los procedimientos y ambientes óptimos de aplicación y los tiempos de curado entre capas deberán ser los recomendados por el fabricante de la pintura a aplicar.

Desalojo y limpieza del sitio de la torre de todos los desechos de pintura y materiales usados. Todos los galones de pintura vacíos serán dispuestos en las zonas de acopio autorizados en el sector.

Medición de resistencia de pie de torre⁹, el objetivo es medir y evaluar el valor de resistencia de pie de torre, si los valores obtenidos son mayores a 10ohmios (SIN OPGW) o mayores a 5ohmios (CON OPGW) se medirán la resistividad del suelo.

- Identificar tramo a intervenir
- Identificar estructura
- Ingresar a la estructura y limpiar zona de medición de ser necesario
- Ubicar equipo de prueba en el CENTRO de la base de la estructura
- Tendido de cables del equipo de prueba de forma transversal al eje de la Línea y conexión de la siguiente manera:
 - Borne C1 del equipo de prueba conectarlo a la PATA de la estructura
 - Borne P1 puenteado con C1 en el equipo de prueba

⁹ CELEC EP-TRANSELECTRIC, “Procedimiento de Ejecución de trabajos sobre instalaciones del SNT”, Gerencia de Explotación, Área de Mantenimiento, archivo digital. MED-RPT-000 de fecha 23 de agosto de 2011, Pág. 1-3

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

- Hincar las picas o electrodo a 10 cm de profundidad aproximadamente de la siguiente manera:
 - Borne P2 del equipo de prueba conectado a la SONDA (más cercana al equipo) ubicada a 20 metros del equipo
 - Borne C2 del equipo de prueba conectado al ELECTRODO AUXILIAR (más alejada del equipo) ubicada a 20 metros de la SONDA conectada a P2
- Conectar transformador de corriente tipo TOROIDE alrededor de la pata de la estructura a medir
 - Se inicia por la pata A
 - La relación del transformador de corriente tipo TOROIDE deberá ser 1000:5
 - Se deberá respetar la polaridad del transformador de corriente tipo Toroide
- Colocar selector de modo de prueba en 4 Polos y verificar mensajes de error en pantalla de equipo
- En caso de no existir novedades, INICIAR prueba pulsando botón START y registrar la lectura el valor de resistencia en el formulario adjunto
- Colocar selector de modo de prueba en posición OFF
- Repetir las mediciones y registros cambiando SOLO de posición el transformador de corriente tipo TOROIDE en las patas restantes
- Si los valores registrados son MAYORES a los límites establecidos, se deberá realizar la medición de resistividad del suelo
- (Método Wenner)
- Retirar equipo de prueba, transformador de corriente tipo TOROIDE, cables, sonda y electrodo auxiliar.

Aclaración:

Cuando la medición se realiza en estructuras con patas independientes se debe realizar el Equivalente Paralelo entre los valores de resistencias obtenidos

- Solo si la medición se realiza en estructuras Monobloques se realizará un Promedio matemático de los cuatro valores obtenidos.
- Cuando la medición se realiza en Postes, se puede realizar la medición Desconectando el cable de aterrizaje del apantallamiento (HG/OPGW) (si NO se posee el transformador de corriente tipo CINTA) o SIN DESCONECTAR el cable de aterrizaje del apantallamiento (HG/OPGW) (si se posee el transformador de corriente tipo CINTA)

Corrección de resistencia de pie de torre¹⁰, el objetivo de este mantenimiento es mejorar la resistencia de pie de torre hasta alcanzar los siguientes valores:

- Menor o Igual a 10ohmios (SIN OPGW)
- Menor o Igual a 5ohmios (CON OPGW)

Y comprobar mejoramiento de resistencia de pie de torre siguiendo el procedimiento MED-RPT-001

¹⁰ CELEC EP-TRANSELECTRIC, "Procedimiento de Ejecución de trabajos sobre instalaciones del SNT", Gerencia de Explotación, Área de Mantenimiento, archivo digital. COR-RPT-000 de fecha 23 de agosto de 2011, Pág. 1-3

La secuencia de trabajo y su ejecución es la siguiente:

- Ingresar a la estructura y limpiar el área donde se registró el mayor valor de resistencia de pie de torre en base al resultado de las mediciones ejecutadas
- Con el análisis de los datos obtenidos se procederá a la aplicación de la metodología para el mejoramiento de resistencia de pie de torre; tales como: selección de tipo de instalación de puesta a tierra de acuerdo al valor de resistividad del terreno (Referencia plano 2000-E-2101-3) con los siguientes cambios: Valores máximos de resistencia de pie de torre (10 y 5ohmios), montaje de todos los conectores con compresión y la orientación de la instalación de los electrodos (varillas, contrapesos, etc.) a utilizar dependerá de las facilidades del terreno.
- Selección de algún método actualizado que considere el uso de químicos amigables al medio ambiente de acuerdo al procedimiento señalado por el fabricante.

4.6.5.10.2 Mantenimiento Ensamblajes y Subensamblajes

El mantenimiento se lo realiza con la finalidad de cambiar o reponer herrajes y/o componentes faltantes y deteriorados, en las Líneas de Transmisión eléctrica del SNT, identificando el tramo a intervenir y la estructura. Si el trabajo es con tensión se emplea el juego de pértigas tomando como referencia el procedimiento establecido en TCT-001-CELEC EP –TRANSELECTRIC. Entre los herrajes y/o componentes típicos que se cambian o reponen se encuentran: Binchas, pasadores, tuercas, grapas de suspensión, grapas de retención, prolongas, grilletes, socket, varillas de blindaje.

El cambio o reposición de herrajes y componentes esta detallado en el Procedimiento de Ejecución de trabajos sobre instalaciones del SNT (CAM-HER-000¹¹), cuya ejecución consiste en:

- Identificar tramo a intervenir
- Identificar estructura
- Ascender a estructura
- Identificar herraje y/o componente faltante o deteriorado a intervenir
- Reemplazar herraje y/o componente faltante deteriorado
- Retiro de equipos y herramientas empleados para el/los cambios y/o reposiciones
- Descenso de la estructura

4.6.5.10.3 Mantenimiento Aisladores

En una infraestructura eléctrica de alta tensión, los aisladores son los elementos que cumplen la función de sujetar mecánicamente a los conductores que forman parte de la línea, manteniéndolos aislados de tierra y de otros conductores, evitando que estos se muevan en sentido longitudinal o transversal, un aislador defectuoso acarrearía pérdidas de energía y pérdidas económicas.

El mantenimiento de los aisladores tiene como objetivo cambiar o reponer aisladores rotos, flameados, fisurados, contaminados en estructuras de suspensión, retención de 230 y 138kV,

¹¹ CELEC EP-TRANSELECTRIC, "Procedimiento de Ejecución de trabajos sobre instalaciones del SNT", Gerencia de Explotación, Área de Mantenimiento, archivo digital. CAM-HER-000 de fecha 23 de agosto de 2011, Pág. 1-3

esta actividad se ejecuta con Tensión y Sin Tensión, las actividades de mantenimiento de los aisladores son las siguientes:

- Cambio de aisladores en suspensión
- Cambio de aisladores en retención
- Limpieza de aisladores
- Medición de la conductividad del aislador
- Medición de campo eléctrico en aislador

Existen diferentes procedimientos establecidos por CELEC-TRANSELECTRIC¹² para el cambio de aisladores en suspensión y retención:

- Cambio de Aisladores en Suspensión Método de Enlace TCT- 138kV Zona 1
- Cambio de Aisladores en Suspensión Método Yugo TCT - 138kV, 230 kV Zona1, 138kV Zona 2
- Cambio de Aisladores en Suspensión Método Yugo-2 TCT- 230kV Zona 2
- Cambio De Aisladores en Retención Método Yugo TCT - 138kV, 230kV Zona1, 138kV Zona 2
- Cambio de Aisladores en Retención Método Yugo-2 TCT - 230kV Zona 2
- Cambio de Aisladores en Suspensión TST - 138kV, 230kV Zona 1 Zona 2
- Cambio de Aisladores en Retención TST - 138kV, 230kV Zona 1, 138kV Zona 2

4.6.5.10.4 Cambio de aisladores en suspensión

La secuencia de ejecución del trabajo es la siguiente según el CAM-AIS-000¹³:

Cambio de aisladores sin tensión: En estructuras de suspensión

- Identificar el circuito y la fase desenergizada en la que se intervendrá y distribuirá al personal
- Se requiere la confirmación de la salida de servicio y aterrizamiento en ambos extremos, por parte del Jefe de Consignación
- Ubicar poleas y cabos de servicio
- Aterrizar localmente la fase a intervenir
- Colocar tecele o polipasto para suspender la línea y liberar la cadena de aisladores
- Asegurar, retirar y descender la cadena de aisladores con sus componentes
- El descenso se realizará siempre manteniendo las distancias de seguridad con las instalaciones próximas energizadas
- Izar, colocar y asegurar en su posición la NUEVA cadena de aisladores
- Liberar lentamente el conductor mediante la operación del tecele o polipasto hasta cuando se cargue la cadena de aisladores
- Retirar y descender tecele, polipasto y todas las herramientas empleadas
- Retirar puesta a tierra local colocada
- Descender polea y cabo de servicio junto con el personal

¹² CELEC EP-TRANSELECTRIC, "Procedimiento de Ejecución de trabajos sobre instalaciones del SNT", Subgerencia de Explotación, Área de Mantenimiento, archivo digital. CAM-AIS-TCT-001, CAM-AIS-TCT-002, CAM-AIS-TCT-003, CAM-AIS-TCT-004, CAM-AIS-TCT-005, CAM-AIS-TST-001, CAM-AIS-TST-002CAM-HER-000 de fecha 12 noviembre de 2015, Pág. 1-4

¹³ CELEC EP-TRANSELECTRIC, "Procedimiento de Ejecución de trabajos sobre instalaciones del SNT", Gerencia de Explotación, Área de Mantenimiento, archivo digital. CAM--AIS-000 de fecha 6 enero de 2012, Pág. 1-8

Cambio de aisladores con tensión: En estructuras de suspensión

- Identificar el circuito y la fase en la que se intervendrá y distribución del personal
- Ubicar poleas y cabos de servicio
- Colocar silla en la estructura a la altura del conductor a intervenir
- Colocar tecele de faja o polipasto en la parte superior de la cruceta de la fase a intervenir
- Colocar pértiga de enlace o separadora entre la silla y el conductor
- Colocar pértiga tensora tipo espiral entre el tecele tipo faja o polipasto y el conductor formándose un triángulo
- Suspender ligeramente la cadena de aisladores mediante la operación del tecele de faja o polipasto (5mm aproximadamente)
- Liberar la bincha, sin sacarla completamente, entre la cabeza del socket y el pin del aislador
- Sujetar la cadena de aisladores con el accesorio tipo tenaza acoplado a la pértiga universal para liberar el socket separar el socket del pin del aislador
- Separar ligeramente el conductor empleado el conjunto pértiga de enlace o separadora y tensora para mantener distancias de seguridad previo a la salida del liniero para el retiro de la cadena de aisladores (asegurar, retirar y descender la cadena de aisladores con sus componentes)
- El descenso se realizará siempre manteniendo las distancias de seguridad con las instalaciones próximas energizadas
- Izar, colocar y asegurar en su posición la NUEVA cadena de aisladores
- Aproximar nuevamente el conductor empleado el conjunto pértiga de enlace o separadora y tensora hasta su posición original para acoplar el socket con el pin del aislador
- Se utilizarán las pértigas universales con los accesorios tipo tenaza y horquilla para el acople del pin del aislador con el socket (una vez acoplada la NUEVA cadena, se libera el conductor mediante la operación del tecele tipo faja o polipasto hasta que se cargue la cadena
- Verificar el correcto acople entre el socket y pin del aislador
- Empujar la bincha del socket a su posición original
- Retiro y descenso de juego de pértigas, accesorios y herramientas mediante el empleo de los cabos de servicio y poleas
- Descenso de las poleas y cabos de servicio junto con el personal

4.6.5.10.5 Cambio de aisladores en retención

Cambio de aisladores sin tensión en estructuras de retención

- Identificar el circuito y la fase desenergizada en la que se intervendrá y distribución del personal
- Se requiere la confirmación de la salida de servicio y aterrizamiento en ambos extremos, por parte del Jefe de Consignación
- Ubicar poleas y cabos de servicio
- Aterrizar localmente la fase a intervenir

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

- Colocar tecle o polipasto para retener la línea por medio de un comelón montado a 1mt aproximado de la grapa pistola y
- liberar la cadena de aisladores
- Asegurar, retirar y descender la cadena de aisladores con sus componentes
- El descenso se realizará siempre manteniendo las distancias de seguridad con las instalaciones próximas energizadas
- Izar, colocar y asegurar en su posición la NUEVA cadena de aisladores
- Liberar lentamente el conductor mediante la operación del tecle o polipasto hasta cuando se cargue la cadena de aisladores
- Retirar y descender tecle, polipasto, comelón y todas las herramientas empleadas
- Retirar puesta a tierra local colocada en el ítem
- Descender polea y cabo de servicio junto con el personal

Cambio de aisladores con tensión: En estructuras de retención

- Identificar el circuito y la fase en la que se intervendrá y distribución del personal
- Ubicar poleas y cabos de servicio
- Colocar yugo frío en punta de cruceta
- Colocar soporte y armar escalera en el cuerpo de la estructura de la cruceta de la fase a intervenir
- La escalera debe poseer grapa giratoria en extremo inferior
- Colocar polipasto entre la escalera en la parte superior de la cruceta a intervenir
- Levantar la escalera de su posición vertical a horizontal por medio de la operación del polipasto, ligeramente superior al nivel del conductor a intervenir.
- Para el proceso de elevar se emplearán pértigas universales como guías para mantener la distancia de seguridad durante todo el ascenso
- Ingreso de liniero a la punta de la escalera para colocar la pértiga separadora entre el conductor y la grapa giratoria ubicada en la escalera manteniendo la distancia de seguridad.
- Colocar yugo caliente en el conductor mediante el empleo de la pértiga tensora que va acoplada a un extremo al yugo caliente con la ayuda de la pértiga universal manipulada por el liniero que se encuentra en la escalera
- Colocar seguro de yugo caliente al conductor por medio de la pértiga universal operada por el liniero que se encuentra en la escalera. Colocar el perno de la pértiga tensora en el extremo del yugo frío
- Colocar otra pértiga tensora entre el yugo caliente y frío en paralelo a la pértiga existente mediante el empleo de la pértiga universal por parte del liniero que se encuentra en la escalera
- Tensionar ligeramente el conjunto pértigas tensoras mediante el giro del conjunto pernos-tuerca ubicados en las pértigas mencionas
- Colocar camilla de aisladores por debajo de la cadena sujetándose un extremo a los aros del yugo caliente y el otro asegurado en la punta de la cruceta por medio de estrobos y manilas
- El liniero ubicado en la escalera, retira la bincha del socket empleando la pértiga universal con el accesorio saca bincha. Cargar las pértigas tensoras mediante el ajuste del conjunto perno-tuerca de las mismas ubicadas en el yugo frío hasta que la cadena de aisladores pierda ligeramente la carga

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

- Mediante el empleo de dos (2) pértigas universales con accesorio sujeta aislador y ajustador de rótula, el liniero ubicado en la escalera liberará el pin de la cadena del socket
- Sujetar, retirar cadena de aisladores de la camilla y descender
- Izar y colocar NUEVA cadena de aisladores en la camilla
- Mediante el empleo de dos (2) pértigas universales con accesorio sujeta aislador y ajustador de rótula, el liniero ubicado en la escalera acoplará el pin de la cadena del socket
- Liberar la tensión de las pértigas tensoras mediante el ajuste del conjunto perno-tuerca de las mismas ubicadas en el yugo frío hasta que la cadena de aisladores se cargue
- El liniero ubicado en la escalera, coloca la bincha del socket empleando la pértiga universal con el accesorio saca bincha.
- Retirar camilla de aisladores por debajo de la cadena liberando un extremo a los aros del yugo caliente y el otro liberar en la punta de la cruceta por medio de estrobos y manilas y descenderla
- Retirar segunda pértiga tensora entre el yugo caliente y frío en paralelo a la pértiga existente mediante el empleo de la pértiga universal por parte del liniero que se encuentra en la escalera y descenderla
- Retirar el perno de la pértiga tensora en el extremo del yugo frío
- Retirar seguro de yugo caliente al conductor por medio de la pértiga universal operada por el liniero que se encuentra en la escalera
- Retirar yugo caliente en el conductor mediante el empleo de la pértiga tensora que va acoplada a un extremo al yugo caliente con la ayuda de la pértiga universal manipulada por el liniero que se encuentra en la escalera
- Retirar pértigas tensoras y descenderlas
- Retirar la pértiga separadora entre el conductor y la grapa giratoria ubicada en la escalera que mantenga la distancia de seguridad y salida del liniero.
- Mientras sale el liniero de la escalera, el resto de personal con el empleo de pértigas universales mantendrá estable la escalera para mantener distancias de seguridad
- Liberar y descender escalera
- Descenso de personal

4.6.5.10.6 Limpieza de aisladores

La limpieza de los aisladores se realiza con y sin tensión. En la primera se realiza la identificación del circuito y la fase desenergizada en la que se intervendrá y distribución del personal, se requiere la confirmación de la salida de servicio y aterrizamiento en ambos extremos, por parte del Jefe de Consignación, colocar tierras locales en la estructura a intervenir (para limpieza de estructuras determinadas) y en la mitad de la longitud total de la línea de transmisión (para limpieza de todos los aisladores de la línea de transmisión), ubicar poleas y cabos de servicio, de ser necesario, ascender recipiente plástico con agua, de ser necesario, limpiar los aisladores de la cadena empleando la tela pañal húmeda o el equipo de lavado con alta presión de agua. Descender polea, materiales, herramientas y cabo de servicio y retirar puesta a tierra local para descender el personal. La limpieza con tensión se realiza con el mismo procedimiento desarrollado en el CAM-AIS-000, lavar en piso la cadena de aisladores retirada empleando agua y detergente, para dejarla lista para su reutilización.

4.6.5.10.7 Medición de campo eléctrico en aislador¹⁴

El objetivo es detectar los aisladores de porcelana o vidrio defectuosos en cadenas, con el fin de planificar el mantenimiento correctivo. Los trabajos para su ejecución son los siguientes:

- Identificación e ingreso a la estructura a intervenir
- Preparar el equipo (perfilador de aisladores) con todos los valores de ajuste previo a la inspección
- Registro de humedad relativa
- Ascender a la estructura con el equipo
- Realizar las mediciones en cada aislador de la cadena, grabar en el equipo y registrar en el formato respectivo para la posterior elaboración del informe completo y análisis de los resultados de acuerdo al manual de operación del equipo perfilador.
- Descender de la estructura
- Verificación de levantamiento de las medidas de seguridad que se hayan adoptado previo a la ejecución del trabajo.
- Retiro del sitio de trabajo.

4.6.5.11 Mantenimiento Conductores¹⁵

Consiste en el mantenimiento preventivo o correctivo de los conductores y los accesorios que van colocados en ellos como amortiguadores y balizas. Si se trata de un mantenimiento preventivo y se quiere intervenir en un amortiguador se lo puede realizar sin Tensión y con Tensión; en el trabajo sin tensión se utilizará tierras locales antes de que el liniero se desplace por el conductor y proceda a reajustar los amortiguadores o a cambiarlos si ya están deteriorados; si el trabajo es con tensión se utilizarán pértigas y el ajuste del amortiguador será desde la parte más cercana de la torre manteniendo las distancias de seguridad mínimas para este tipo de intervención. En el caso de un ajuste de los pernos de las balizas o reemplazo de las mismas y que van colocadas sobre el hilo de guarda, el trabajo se lo hará con al menos un circuito desenergizado y el liniero intervendrá directamente en el cable de guarda.

En esta sección también se contempla los trabajos para corrección de anomalías en el conductor por ejemplo hilos rotos en donde se colocará un manguito de reparación en la parte afectada para lo cual se bajará el conductor al suelo temporalmente hasta repararlo y luego será llevado a su posición original, es decir el grupo de linieros tendrán que descargar el conductor de las torres aledañas entre las cuales se encuentra el daño. También en este tipo de mantenimiento se realiza la corrección de la flecha en algún vano determinado en donde el creep del conductor y las modificaciones que se podrían dar en el terreno por causa de los propietarios hagan que las distancias de seguridad al suelo estén en el límite o fuera de normativa; para este tipo eventualidad se buscará primero la posibilidad de cambiar el tipo de ensamblaje en las torres que delimitan el vano a intervenir con la finalidad de ganar altura en el punto de amarre del conductor y así ganar distancia vertical en el punto crítico. Si lo anterior no es posible se tenderá que poner en poleas toda la sección entre retención y

¹⁴ CELEC EP-TRANSELECTRIC, "Procedimiento de Ejecución de trabajos sobre instalaciones del SNT", Subgerencia de Operación y mantenimiento, archivo digital. MED-CEA-000

¹⁵ CELEC EP-TRANSELECTRIC, "Procedimiento de Ejecución de trabajos sobre instalaciones del SNT", Gerencia de Operación y mantenimiento, archivo digital. CAM-CON-000

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

retención más próxima para retemplar el conductor, pero en toda la sección y así ganar altura en el punto crítico.

El mantenimiento de conductores comprende el cambio o reparación del conductor, medición de flecha de conductor, inspección termográfica, medición de efecto corona, medición de distancia de seguridad, estado de elevación del conductor, cambio o reemplazo de amortiguadores y cambio o reemplazo de balizas de señalización.

- Cambio o reparación de conductor
 - Medición de flecha de conductor
 - Inspección termográfica
 - Medición de efecto corona
 - Medición de distancia de seguridad
 - Elevar conductor
 - Cambio o reemplazo de amortiguadores
 - Cambio o reemplazo de balizas de señalización
- **Inspección termográfica.** - Esta actividad de mantenimiento consiste en la detección de los denominados puntos calientes, que no son más que cierta parte de los equipos eléctricos o mecánicos donde la temperatura se ve afectada por la circulación de corrientes parásitas producidas por un mal acople entre elementos sea por falta de ajuste de sus uniones, por desgaste de sus componentes por corrosión, sobrecarga, calentamiento por contactos deficientes, falta de aislación. Para tal detección se usa una cámara termográfica con la cual se van revisando todos los equipos de subestación y los ensamblajes de las líneas de transmisión.
- **Medición de efecto corona.** - El efecto corona consiste en la ionización del aire que rodea a los conductores de Alta Tensión. Este fenómeno tiene lugar cuando el gradiente eléctrico supera la rigidez dieléctrica del aire y se manifiesta en forma de pequeñas chispas o descargas a escasos centímetros de los cables.

Las líneas eléctricas se diseñan para que el efecto corona sea mínimo, puesto que también suponen una pérdida en su capacidad de transporte de energía; en su aparición e intensidad influyen los siguientes condicionantes:

Tensión de la línea: cuanto mayor sea la tensión de funcionamiento de la línea, mayor será el gradiente eléctrico en la superficie de los cables y, por tanto, mayor el efecto corona.

En realidad, sólo se produce en líneas de tensión superior a 80 kV. La humedad relativa del aire: una mayor humedad, especialmente en caso de lluvia o niebla, incrementa de forma importante el efecto corona. El estado de la superficie del conductor: las rugosidades, irregularidades, defectos, impurezas adheridas, etc., incrementan el efecto corona. Número de subconductores: el efecto corona será menor cuanto más subconductores tenga cada fase de la línea.

Como consecuencia del efecto corona se produce una emisión de energía acústica y energía electromagnética en el rango de las radiofrecuencias, de forma que los

conductores pueden generar ruido e interferencias en la radio y la televisión; otra consecuencia es la producción de ozono y óxidos de nitrógeno.

Por año se hace una medición de efecto corona y se encuentra algún sitio donde existe alguna novedad se procede a cambiar los aisladores o el anillo equipotencial.

4.6.5.11.1 Cambio o reparación de conductor

El objetivo es el reemplazo o reparación de conductor averiado, para conductores hasta 3 hilos rotos, se empleará manguito de reparación o preformado y se ejecuta un proceso de reparación aéreo. En caso de conductores con más de 3 hilos rotos, se empleará empalme de compresión y se ejecuta un proceso de reparación en piso. Se toma en cuenta dos métodos para la reparación del conductor:

Método Aéreo

- Confirmar la desenergización y aterrizamiento de la línea de transmisión con el Jefe de Consignación.
- Ascenso a la estructura más próxima a la avería del conductor y colocar tierras locales
- Ingreso de los linieros al conductor a intervenir con polea y cabo de servicio.
- Para averías del conductor cercanas a las estructuras del vano, el liniero ingresara por sus propios medios al sitio de la reparación
- Para averías del conductor lejanas a las estructuras del vano, el liniero seguirá la siguiente metodología:
 - Ascenso del liniero a la cruceta para la ubicación de la polea de aluminio y cabo de servicio y bicicleta/góndola o escalera de aluminio
 - Ascenso de 2 linieros a la cruceta para maniobrar el cabo de servicio
 - Ascender y colocar bicicleta/góndola o escalera de aluminio al conductor, suspendida por 2 poleas de aluminio e ingresar a la misma
 - Iniciar el desplazamiento de la bicicleta/góndola o escalera de aluminio lentamente, controlado en el extremo del cabo que sujeta a la misma por los linieros y ayudantes ubicados en la cruceta; hasta llegar al sitio de la reparación
 - Conforme el avance de la bicicleta/góndola o escalera de aluminio, el cabo de servicio puede hacer seno; por lo que es necesario que el liniero ubicado en la bicicleta/góndola o escalera de aluminio realice amarras con pedazos de cabo a una distancia adecuada entre el cabo que sujeta su herramienta de transporte y el conductor
- Realizar limpieza con el lustre del sitio de la reparación
- Ascender la empalmadora manual a la escalera y proceder a comprimir el manguito de reparación.
- También se podrá emplear un preformado o varillas de armar para reparar la avería del conductor.
- Realizada la reparación, descender los equipos e iniciar el retorno del liniero a la estructura.
- Para averías del conductor cercanas a las estructuras del vano, el liniero retornará por sus propios medios del sitio de la reparación a la estructura

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

- Para averías del conductor lejanas a las estructuras del vano, el liniero seguirá la siguiente metodología:
 - Retirar el freno y seguro colocado entre la bicicleta/góndola o escalera de aluminio y el conductor; solicitar la colaboración del personal que se encuentra en la cruceta para el retorno lentamente hacia la estructura
 - El liniero retirará las amarras del cabo asegurado con el conductor uno a uno conforme vaya avanzando hasta que la bicicleta/góndola o escalera de aluminio llegue hasta la estructura
 - Descenso del liniero y retiro de la bicicleta/góndola o escalera de aluminio, herramientas y accesorios del conductor
- Retirar tierras locales del conductor
- Descenso del personal con las herramientas, equipos y materiales

Método Bajando Al Piso

Confirmar la desenergización y aterrizamiento de la línea de transmisión con el Jefe de Consignación.

- Ascender a la estructura más próxima a la avería del conductor y colocar tierras locales
- Limpiar el área circundante al sitio de instalación del empalme
- Ingresar a las estructuras con polea y cabo de servicio.
- Bajar conductor o hilo de guarda al suelo con polipasto o con la ayuda de 1 vehículo en las dos estructuras adyacentes en las que se realizara el trabajo.
- Con el conductor en el suelo colocar el tirfor y los morsétos a 10 metros del corte a realizar
- Si el conductor no llega al suelo se utilizará la escalera de línea, ascender 2 linieros con el equipo para realizar el empalme.
- Cortar el conductor y colocar el empalme de compresión y con la máquina o empalmadora manual proceder a empalmar.
- Colocar la pluma en la cúpula y proceder a subir el conductor a su sitio original, verificando la verticalidad de los aisladores que soportan al conductor
- Retirar tierras locales, descender herramientas, materiales y personal

Los procedimientos empleados para el cambio de conductor son los siguientes:

Método de Empoleado (Por Tramos)

- Realizar la construcción de pórticos para protección de líneas de B.T. y caminos días antes de la consignación. Tomando en consideración cantidad de vanos
- Confirmar la desenergización y aterrizamiento de la línea de transmisión con el Jefe de Consignación.
- Ascenso para colocar tierras locales en estructuras finales del tramo consignado.
- Realizar cambio total de grapas de suspensión por poleas en el tramo consignado.
- Retener la línea en los dos extremos a trabajar, con estrobos de acero, morseto y la ayuda de un polipasto; luego desconectar grapas de retención.

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

- Colocar fundas de conductor, reenvío y giró-bulo con el cable pescante (guaya) en los extremos y preparar el equipo de freno y malacate para proceder a retirar el conductor averiado o a reemplazar
- Con el malacate recuperar y rebobinar el conductor reemplazado lentamente hasta que llega el pescante al tambor.
- Colocar bobina de conductor nuevo en el freno y con el malacate proceder a recuperar hasta que llegue el conductor a la estructura de retención final.
- Encabezar en estructura final y proceder a subir la línea con ayuda del freno.
- Una vez subida la línea, con ayuda de un polipasto o tecele regular la flecha del conductor
- Encabezar conductor en estructura inicial.
- Retirar poleas y colocar blindajes y grapas de suspensión.
- Colocar cuellos en estructura inicial y final.
- Retirar tierras locales y descender herramientas, equipos, materiales y personal.

El trabajo a realizarse no presenta riesgos a la naturaleza, debido a que se reutilizan las estructuras existentes en la línea de transmisión, adicionalmente se utilizarán los caminos de acceso actuales realizados en construcción y la misma franja de servidumbre existente. El mantenimiento a realizarse es exclusivamente el cambio de conductor por un nuevo conductor de mejores características mecánicas; ya que el conductor existente de la línea de transmisión está más de 40 años en operación continua y a perdió sus características mecánicas disminuyendo las distancias del conductor al piso.

El conductor retirado ingresará a las bodegas de CELEC EP TRANSELECTRIC.

Actividades a ejecutar por plaza de tendido

- **Empleado en estructuras de conductor existente.** - Consiste en colocar una polea en el conductor existente en la Línea de transmisión
- **Transportar el conductor nuevo de bodega al sitio de la plaza de tendido, por caminos existentes.** - Transporte del conductor de la bodega al lugar de trabajo.
- **Colocación de equipos de tendido.** - Colocar el pulling (winche) y el freno en los extremos de la plaza de tendido
- **Cambio de conductor nuevo por el existente con equipo de tendido.** - Envío del conductor nuevo utilizando como guía el conductor existente hasta cambiar todo el tramo.
- **Flechado de nuevo conductor.** - Mediante tecles tensar el conductor hasta una altura calculada.
- **Grapado de conductor.** - Retirar las poleas y colocar herrajes de sujeción en suspensión y retención en el conductor.
- **Entrega a bodega de conductor retirado.** - Llevar el conductor retirado a bodega.

Nota: La plaza de tendido es el tramo de aproximadamente 5 Km donde en los extremos se coloca el equipo de tendido.

4.6.5.11.2 *Mantenimiento de puestas a tierra*

Para que exista una adecuada coordinación de aislamiento, en la etapa de diseño de una línea de transmisión se define la Probabilidad de caídas de rayos de acuerdo al nivel cera único de

la zona donde se vaya a construir la línea, se establece los componentes del sistema de puesta a tierra, es decir varillas, contrapesos, mallas, etc. Principalmente se establece un valor máximo de resistencia a pie de estructura que puede ser de 5ohmios para líneas de 230 kV o de 10 ohmios para líneas de 138 kV. Por lo que cuando ya la línea está en operación se realizan mediciones periódicas de la resistencia a pie de estructura para garantizar que el valor máximo con la cual fue diseñada la línea se mantenga en todas las torres. Este valor podría verse afectado por contactos sulfatados, por cables de puesta a tierra deteriorados o por contrapesos rotos o robados, y como consecuencia podría afectar a los equipos de las subestaciones el momento de un sobrevoltaje por caída de rayos y probablemente en el valor del voltaje de paso o de toque que debería garantizar que ninguna persona o animal sufra un accidente cuando este caminando cerca o tocando los perfiles de una torre en el momento de que se produzca una descarga atmosférica o una falla en la línea. Los grupos de mantenimiento deben desconectar temporalmente el guarda para realizar las mediciones de estos parámetros o usar meggers con desacoplador de guarda. Los linieros hacen la medición de resistencia a pie de estructura, limpian los contactos entre la torre – contrapesos-varilla de puesta a tierra y revisan la integridad total del sistema de puesta a tierra.

4.6.6 Seguridad y salud en los trabajos

CELEC EP y todos sus Unidades de Negocio, entre ellas TRANSELECTRIC cuenta con política de Seguridad y Salud en el Trabajo en la cual considera que la *“Seguridad y Salud en el Trabajo es parte integral en sus procesos, a fin de brindar condiciones de trabajo seguras y saludables para sus servidores y partes interesadas (practicantes, pasantes, tesistas, visitantes, proveedores, contratistas, entre otros) por lo que el Gerente General se compromete a:*

- *Asignar los recursos: humanos, tecnológicos, económicos y materiales, necesarios para garantizar las mejores condiciones de seguridad y salud ocupacional;*
- *Cumplir con la legislación técnico-legal vigente y dotar de condiciones de trabajo seguras y saludables basadas en la prevención de riesgos laborales para todo el personal;*
- *Cumplir y hacer cumplir los planes, programas y procedimientos en materia de Seguridad y Salud en el Trabajo.”*¹⁶

CELEC EP Matriz y cada una de sus Unidades de Negocio implementará Unidades/Departamentos de Seguridad y Salud Ocupacional, los cuales tendrán como finalidad el reconocimiento, evaluación y control de riesgos profesionales. Específicamente las funciones del Departamento de Seguridad y Salud Ocupacional de CELEC EP – TRASELECTRIC son:¹⁷

“a) Preparar en coordinación con las áreas administrativas de la Unidad de Negocio, el plan de seguridad y salud laboral, de acuerdo a las directrices impartidas por CELEC EP Matriz.

b) Coordinar, con las áreas administrativas de la Unidad de Negocio, la implementación de medidas de seguridad y salud laboral, en la Unidad de Negocio.

c) Identificar riesgos de trabajo y efectuar las acciones necesarias para prevenir accidentes y enfermedades profesionales.

¹⁶ CELEC EP, Reglamento Interno de Higiene y Seguridad 2019 - 2021

¹⁷ CELEC EP, Estructura Organizacional y Funciones, 2012

d) Coordinar las acciones del Comité de Seguridad y Salud del trabajo.”

En cumplimiento del marco normativo, CELEC EP cuenta también con el Reglamento Interno de Higiene y Seguridad suscrito por su máxima autoridad y Registrado en el Ministerio del Trabajo, al respecto, este documento cuenta entre otras con disposiciones referentes a:

- Obligaciones generales del empleador.
- Obligaciones generales y derechos de los servidores.
- Prohibiciones del empleador y servidores.
- Responsabilidades de los gerentes, jefes y supervisores.
- Obligaciones y responsabilidades de los técnicos, responsables o asesores de los servicios en materia de seguridad y salud en el trabajo. Dentro de estas se incluyen las disposiciones para la conformación y funciones de la Unidad de Seguridad y Salud en el Trabajo, así mismo, la conformación y funciones del Servicio Médico de la empresa.
- Obligaciones de contratistas, subcontratistas, fiscalizadores y otros.
- Responsabilidades y obligaciones en espacios compartidos entre empresas o instituciones.
- Organismos paritarios, conformación y funciones (comité, subcomités y/o delegados), donde se brinda todas las obligaciones que tienen que ver con su conformación, organización y funcionamiento.
- Gestión de riesgos laborales propios de la empresa, que da las disposiciones para gestión de riesgos disgregándola en:
 - Identificación
 - Medición
 - Evaluación de riesgos físicos, mecánicos, químicos, biológicos, ergonómicos y psicosociales.
 - Control.
 - Planificación.
 - Ejecución.
 - Seguimiento y mejora continua.
- Trabajos de alto riesgo y/o especiales, entre los que se describen las obligaciones para:
 - Trabajos en caliente
 - Trabajos en instalaciones eléctricas con o sin voltaje que abarca las medidas de seguridad, requisitos mínimos para ejecutar los trabajos y las competencias que debe tener el personal que realiza los trabajos.
 - Trabajos sin voltaje, que contiene las disposiciones de seguridad generales, específicas y adicionales para la conexión y reposición del voltaje.
 - Trabajos con voltaje.
- Señalización de seguridad que incluye clasificación de las señales, rótulos y etiquetas de seguridad.
- Prevención de amenazas naturales y riesgos antrópicos.
- Documentos técnicos de higiene y seguridad
- Gestión de salud en el trabajo.
- Programa de prevención y uso de drogas en espacios laborales.
- Programa de prevención de riesgos psicosociales.

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

- Registro y estadística de accidentes de trabajo, enfermedades profesionales e incidentes
- Procedimientos en caso de accidentes de trabajo y enfermedades profesionales.
- Investigación de accidentes.
- Notificación de accidentes.
- Re – adecuación, re – ubicación y re – inserción de servidores.
- Información, capacitación, certificación de competencias y entrenamiento en prevención de riesgos laborales.
- Incumplimientos y sanciones.

CELEC EP – TRANSELECTRIC en el cumplimiento de la normativa y del Reglamento Interno de Higiene y Seguridad exige a todos sus supervisores y trabajadores que los trabajos se realicen cumpliendo las normas de seguridad impartidas por el Departamento de Seguridad y Salud Laboral. A su vez se dispondrá a las empresas contratistas para que instruyan a su personal sobre el cumplimiento de estas normas.

CELEC EP – TRANSELECTRIC asegurará que sus empleados y los de sus contratistas, estén saludables, física y psicológicamente; hábiles para la ejecución de los trabajos relacionados con la operación y mantenimiento de las L/T.

Dentro del Art. 5 del Reglamento Interno de Higiene y Seguridad de CELEC EP y sus Unidades de Negocio cita el requerimiento legal de que cuando una empresa tuviere más de cien servidores, se debe establecer servicios médicos en la empresa que funciones conforme la normativa técnica legal. Sobre esta obligación se indica que CELEC EP – TRANSELECTRIC cuenta con Departamento Médico y con los recursos humanos materiales para su funcionamiento.

4.6.7 Emergencias en los trabajos

CELEC EP TRANSELECTRIC dispone del Reglamento Interno de Seguridad e Higiene del Trabajo de la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP, actualizado 2019-2021, mismo en su artículo 12 dispone que se elabore los planes de emergencia para cada centro de trabajo en los que se desarrollen actividades, conforme a las disposiciones emitidas por la Secretaría de Gestión de Riesgos y la legislación nacional vigente.

CELEC EP TRANSELECTRIC dispone para las líneas del sistema de transmisión del Plan de Emergencias, elaborado en junio de 2017, por ser actualizado el año 2019. El Plan de Emergencias que contiene:

Identificación de Amenazas

Las amenazas analizadas son las siguientes:

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

Antropogénicas	Naturales
Incendios Forestales	Sismos – Movimientos Telúricos.
Amenazas de Bombas o de artefactos explosivos	Erupciones Volcánicas
Amenaza por contaminación al ambiente laboral (gases tóxicos, humo, elementos químicos, radioactividad, etc.)	Afectación por Ceniza Volcánica
Presencia de Artefactos Sospechosos.	Remociones en Masa (deslizamientos, aluviones, derrumbes, etc.)
Manifestaciones – Violencia Civil	Inundaciones
Delincuencia	Eventos Eólicos
Otros (Invasiones/Asentamientos Humanos)	Otros:

Identificación de vulnerabilidades

- Vulnerabilidad por entorno (geografía, clima y ecosistema exigente), se tiene listado de estructuras vulnerables por línea de transmisión eléctrica
- Vulnerabilidad del personal por:
Ejecución De Actividades Sin: Orden De Trabajo, Permiso De Trabajo-AST,
Además De: Equipamiento, Materiales, Herramientas, Etc.
Personal No Idóneo Para La Ejecución Del Trabajo.
Desconocimiento De Interactuación Por Emergencia En La Línea De Transmisión

Factores de Riesgo

Físicos: Radiación UV, Humedad, Atmosférica, (Lluvia- Descargas Atmosféricas), Contacto con Electricidad (Directo e Indirecto)

Mecánicos: Orden y Limpieza del Entorno del Trabajo, Piso Irregular/Resbaloso, Caída de Objetos, Desplome – Derrumbe, Herramientas sin Guardas, Trabajo a Distinto Nivel, Trabajo en Alturas, Desplazamiento en Transporte Terrestre, Utilización de Herramientas cortantes/punzantes o inadecuadas

Biológicos: Presencia de Vectores, Mordeduras de Animales, Picadura de Insectos, Plantas Urticantes

Ergonómicos: Posiciones Forzadas, Sobre Esfuerzo Físico

Psicosociales: Planificación – Organización ejecución y cierre de trabajo inadecuado, Trabajo a Presión, Jornada de Trabajo Extendida

Accidentes mayores: Movimientos Sísmicos, Movimiento de Tierra (deslizamientos) provocados por exceso de lluvia, Hundimientos, Caída de Ceniza, Inundación, Incendios, Forestales

Preparación del personal

Todo trabajador debe:

- Conocer los tramos, rutas de acceso/salida y distancias.
- Características físicas, sociales, climatológicas, ambientales de la zona, etc.
- Disponibilidad de Cobertura Telefónica, radio u otro mecanismo de comunicación.

- Conocer los organismos de socorro/asistencia cercanos a la Línea de Transmisión.
- Entrenamiento Teórico/Práctico en Atención/Respuesta de Emergencias.

Recursos para atención de la emergencia

Todo soporte para la atención emergente debe coordinarse con el ECU 9-1-1. Se pone a disposición del trabajador, según tramos de la LT, un esquema de ubicación y los números telefónicos de los centros de salud más cercanos como organismos de socorro para atención de emergencias

Organigrama para actuación ante una emergencia

Se dispone del siguiente organigrama:

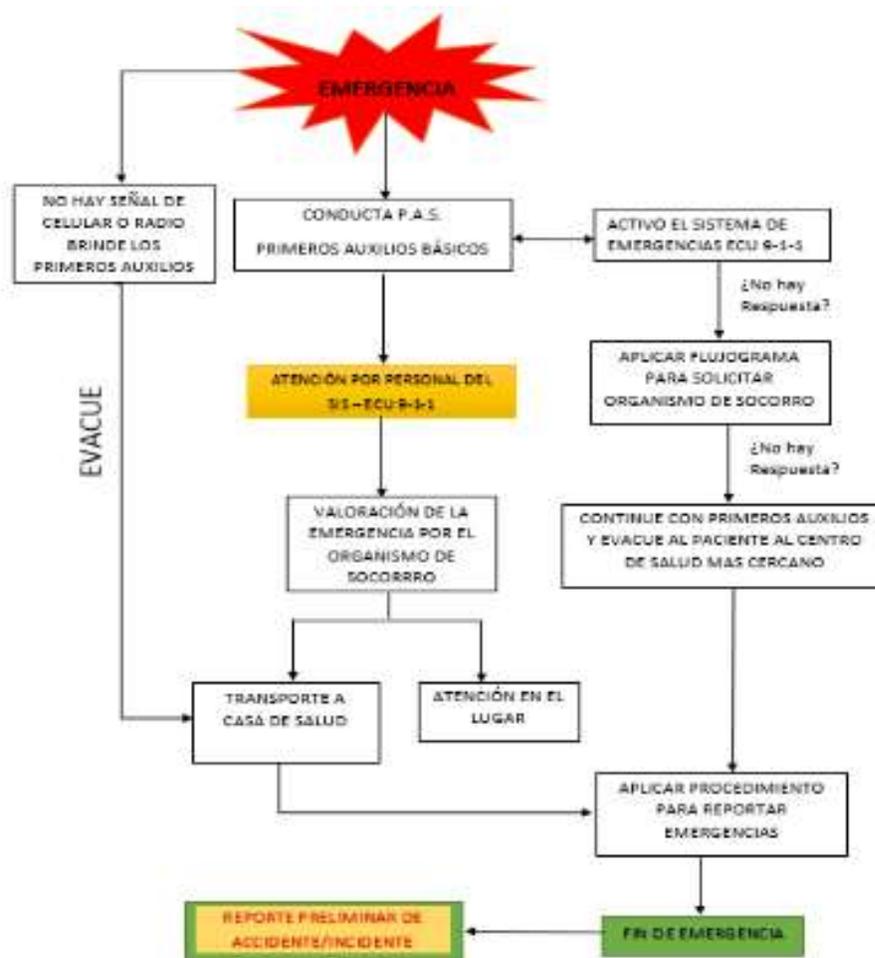


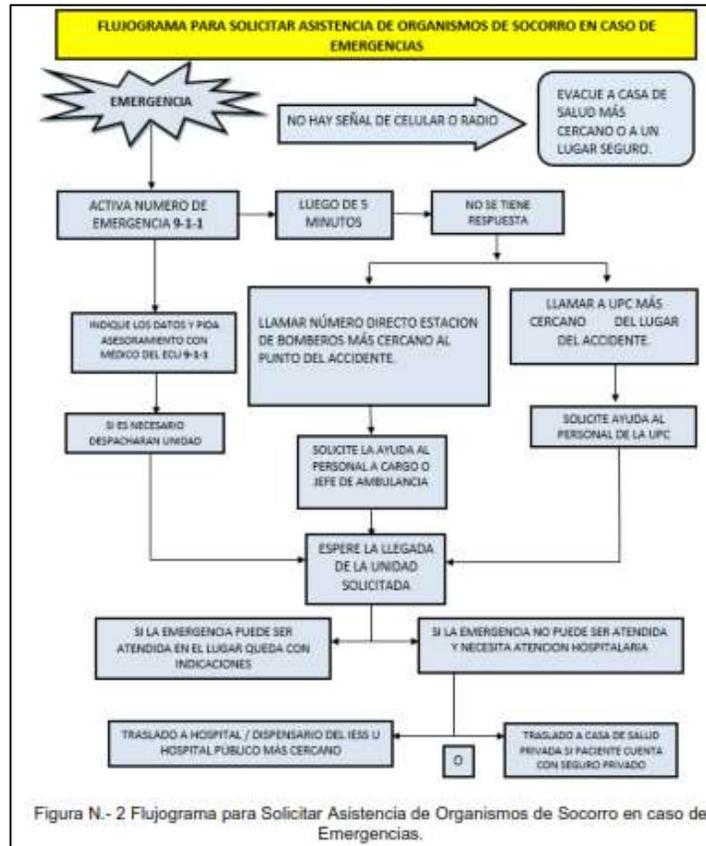
Figura N.- 1 Organigrama para Actuación ante una Emergencia por Accidente de Trabajo.

Procedimiento para reportar una emergencia

PASOS	¿QUÉ HACER?	RESPONSABLE	¿CÓMO HACERLO?	RECURSOS
1	FASE 1 Notificación Interna	Persona testigo de la emergencia / Primer Respondedor	Quién detecta la emergencia deberá inmediatamente Notificar de lo sucedido a su Inmediato Superior. De ser necesario se comunicará con el servicio de Emergencia más cercano de acuerdo al sector que se encuentre.	Teléfono/Radio u otro medio de comunicación funcional.
2	FASE 2 Notificación Interna	Jefe de Grupo, Inmediato Superior o Responsable de Trabajo	Verificará, evaluará la emergencia y brindará atención de primeros auxilios básicos;	Teléfono/Radio u otro medio de comunicación funcional. Verbal.
	comunicará de ser posible al Jefe de Grupo / Supervisor y al Departamento de Seguridad y Salud Laboral vía verbal, telefónica y por escrito (vía mail) especificando el tipo de emergencia, lugar, existencia de víctimas o afectaciones materiales y/o ambientales, otros, etc.		Lenguaje gestual. Formato reporte preliminar de Accidente/Incidente. Equipo de Trabajo de Inspección de la Línea.	
	FASE 1 Notificación Externa		Se comunicará a los organismos de socorro o asistencia de emergencia a fin de contar con el soporte para mitigar, controlar y eliminar la emergencia.	Teléfono/Radio u otro medio de comunicación funcional. Flujograma para solicitar Organismos de Socorro.
3	FASE 3 Notificación Interna	Supervisor / Jefe de Tramo de Línea.	Se mantiene enterado y en constante comunicación con el Técnico de la Línea sobre la emergencia, e informará a sus inmediatos superiores de la empresa (Subgerente de Área y Gerente de TRANSELECTRIC).	Teléfono/Radio u otro medio de comunicación funcional. Verbal, escrito (vía mail)
4	FASE 4 Notificación Interna	Departamento de Seguridad y Salud	En el lugar él/ los Profesionales de Seguridad y Salud Laboral brindarán la asistencia de primeros auxilios y agilizará la obtención de asistencia de organismos de socorro externos.	Teléfono/Radio u otro medio de comunicación funcional.
			Ejecutará la investigación del evento a fin de determinar las causas desencadenantes, medidas de prevención y corrección a aplicar y además recomendaciones para conocimiento de la autoridad de la empresa.	Verbal y escrito (vía mail reporte preliminar de accidente/incidente).
5	FASE 5 Notificación interna	Subgerente de Área CELEC EP TRANSELECTRIC	Se mantiene enterado y en constante comunicación con el Jefe de Grupo / Tramo de Línea, sobre la emergencia suscitada.	Correo electrónico. Documentos escritos.
	FASE 2 Notificación Externa		De ser necesario informa a organismos externos de la emergencia suscitada.	Correo electrónico. Documentos escritos.

Tabla No. 5 Procedimiento para reportar la emergencia

Coordinación con organismos de socorro



Plan de Actuación Durante la emergencia

Describe los pasos a seguir para:

Accidentes Laborales: Cortes Superficiales y / o Picaduras de Insectos, Mordeduras de Serpientes (Venenosas y No Venenosas), Mordeduras de Animales, Hemorragias, Fracturas Cerradas / Abiertas, Lesión/ Quemadura Eléctrica, Inconsciente, Agotamiento por Calor / Insolación, Hipotermia, Convulsiones

Afectación por Terceros: Robo, Asalto y Secuestros,

Afectaciones por la Naturaleza: Caída de Ceniza, Sismos, Deslizamientos, Lluvia /Tormentas Eléctricas/ Niebla / Neblina, Inundaciones, Incendios Forestales

Recuperación

Comité de Operaciones en Emergencias Institucional: funciones y responsabilidades

Integrantes del Comité de Operaciones de Emergencias: Nombre, posición y número telefónico de cada integrante

Lugar de reunión: Instalación designada para reunión de emergencia en caso de contingencia

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

Equipo responsable de la recuperación: responsable de ejecutar la Evaluación, Mantenimiento y Restablecimiento de la operatividad de la Línea de Transmisión, consta el nombre, posición y número telefónico, así como los grupos de trabajo asignados

Equipo de coordinación logística: Para rehabilitar el normal funcionamiento de la LT, consta el nombre, posición y número telefónico

Equipo de Relaciones Públicas: canalizar la información relacionada con el evento, es el Departamento de Comunicación Organizacional de CELEC-EP TRANSELECTRIC

Fases de Activación del Plan de Continuidad

- Fase de Alerta
 - Procedimiento de Notificación del Desastre
 - Procedimiento de Ejecución del Plan
 - Procedimiento de Notificación de Ejecución del Plan
- Fase de Transición
 - Procedimiento de Concentración, Traslado de Material y Personas
 - Procedimiento de Puesta en Marcha de la Línea de Transmisión
- Fase de Recuperación
 - Procedimiento de Restauración
 - Procedimiento de Soporte y Gestión
 - Adquisición de Nuevo Material
- Fase de Vuelta a la Normalidad
- Fin de la Contingencia
- Análisis del Impacto

Programa de socialización del plan

Responsables: Gerencia -Jefatura Zonal - Departamento De Seguridad Y Salud Laboral

Dirigido a: Supervisores De Mantenimiento - Grupos De mantenimiento L/T - Grupos De Mantenimiento De Telecomunicaciones - Personal De Expansión.

- Preparación, recursos, respuesta (organigrama, procedimiento de reporte, coordinación con organismos de socorro, plan de acción durante la emergencia, accidentes laborales, afectación por terceros)
- Recuperación (plan, de continuidad, Comité de Operaciones en emergencias Institucional, equipos responsables de recuperación, coordinación logística, relaciones públicas; fase de activación del plan de continuidad, fin de la contingencia, análisis de impacto)
- Programa de socialización del plan.

4.7 CICLO DE VIDA DEL PROYECTO

El ciclo de vida para el Sistema de Líneas de Transmisión son los productos que ingresan y salen del sistema en las actividades de operación y mantenimiento y; finalmente las actividades necesarias para el cierre del Sistema. Debido a que el inicio del ciclo de vida de las Líneas de Transmisión empezó con la construcción de las Líneas hace aproximadamente 40 años. No se analiza estas fases de planeación y construcción pues las líneas objeto del estudio se hallan en operación.

A continuación, se enlistan las entradas y salidas relevantes del Sistema:

TABLA No. 4.2 ENTRADAS Y SALIDAS CICLO DEL PROYECTO, ACTIVIDADES

Actividades	Entradas	Salidas
Mantenimiento Franja de servidumbre	Tijeras, sierras, serruchos de poda, motosierras, diésel para motosierras Combustible y aceite para motosierra (pequeña cantidad) Tela pañal Cadena de motosierra Machete	Desechos sólidos orgánicos (vegetación) Desechos sólidos comunes Desechos peligrosos (aceite y combustible e pequeña cantidad)
Mantenimiento Estructura	Rasquetas, escobillas de cerda metálica, lijas, trapos, esmeriles, amoladoras, grupo electrógeno portátil, brochas, peine (calibrador metálico de espesor húmedo), removedor de sales, pintura anticorrosiva, resina laca, diésel para el grupo electrógeno	Paños absorbentes, guaipes Frascos o recipientes de productos combustibles y químicos
Mantenimiento Ensamblajes y Subensamblajes	Polea de Servicio, Juego de pértigas, Binchas, pasadores, Tuercas, grapas de suspensión, Grapas de retención, Prolongas, Grilletes, Socket, Varillas de blindaje	Paños absorbentes, guaipes Frascos o recipientes de productos combustibles y químicos
Mantenimiento Aisladores	Caja de herramientas de liniero Juego de pértigas y accesorios según método de trabajo a utilizar GPS Equipos de comunicación Estrobos de acero Poleas y cabos de servicio Bolso de liniero	Paños absorbentes, guaipes

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

Actividades	Entradas	Salidas
Mantenimiento Conductores	Cabo de servicio Cabo nylon aislante Juego de destornilladores Juego de llaves de boca/corona Polea de servicio de aluminio Bicicleta/góndola o escalera soporte de aluminio Gps, Juego de pértigas y accesorios, Radios para comunicación.	Paños absorbentes, guaipes
Mantenimiento de puestas a tierra	Varillas, Contrapesos, Mallas	Paños absorbentes, guaipes
Obras civiles	Pintura Disolvente Cemento Arena Piedra Sacos de yute Fundas para basura Letreros de Identificación. Palas. Bailejo. Llana. Barreta Carretilla Excavador manual	Frascos o recipientes de productos combustibles y químicos

Elaborado: Charlieg Ingeniería y Remediación Cía. Ltda., 2020

Norma ISO 14040:2006 “el Análisis de Ciclo de Vida es una técnica para determinar los aspectos ambientales e impactos potenciales asociados a un producto: compilando un inventario de las entradas y salidas relevantes del sistema, evaluando los impactos ambientales potenciales asociados a esas entradas y salidas, e interpretando los resultados de las fases de inventario e impacto en relación con los objetivos del estudio”

4.8 MANO DE OBRA REQUERIDA

Actualmente para el mantenimiento de la franja de servidumbre y caminos de acceso, CELEC EP TRANSELECTRIC está contratando a través de concurso público este servicio en donde intervienen un Ingeniero responsable, un ingeniero de seguridad industrial, choferes y entre 10 a 15 macheteros y motosierristas.

Para las demás actividades el mantenimiento se lo realiza con la cuadrilla de linieros de cada zona operativa y de existir la necesidad se contratan temporalmente linieros si la línea es larga, claro bajo el control del supervisor de mantenimiento y la colaboración del ingeniero de seguridad industrial asignado para esos trabajos.

4.9 INSTALACIONES

En lo que se refiere a las líneas de transmisión no existen instalaciones adicionales a las torres, por lo que no se hace ningún tipo de análisis adicional al respecto.

4.10 MAQUINARIA

Comprende el uso de camionetas institucionales o alquiladas a través del Portal de Compras Públicas de características 4 x4, camiones de 5 Ton, grúas de 10 Ton.

TABLA No. 4.3 MAQUINARIA O EQUIPOS

Maquinaria o Equipos	Descripción
Camioneta	4x4
Camiones	5 ton
Grúas	10 ton

Elaborado: Charlieg Ingeniería y Remediación Cía. Ltda., 2020

En lo que se refiere exclusivamente a las líneas de transmisión, las camionetas 4 x 4 son usadas en todo tipo de mantenimiento, mientras que los camiones y las grúas solo son usados cuando existe una contingencia emergente, por ejemplo, cuando una torre ha colapsado y se necesita instalar torres de emergencia para reponer el servicio; es decir están embodegadas hasta cuando se requiera su servicio.

4.11 MATERIALES E INSUMOS

A continuación, se lista de manera general los materiales e insumos más utilizados en el mantenimiento de las Líneas de Transmisión.

TABLA No. 4.4 MATERIALES E INSUMOS

Materiales e Insumos	Descripción
Tijeras, sierras, serruchos de poda, motosierras, Tordon 101, Potrerón 101, diésel para motosierras	Mantenimiento Franja de Servidumbre
Rasquetas, escobillas de cerda metálica, lijas, trapos, esmeriles, amoladoras, grupo electrógeno portátil, brochas, peine (calibrador metálico de espesor húmedo), removedor de sales, pintura anticorrosiva, resina laca, diésel para el grupo electrógeno.	Mantenimiento de elementos que presentan corrosión
Llaves de ajuste	Mantenimiento de pernos, tuercas y arandelas
Picos, palas, machetes	Mantenimiento de bases de torres
Bastones de soporte, silletas para bastones, pértigas, crucetas, silletas elevadoras, tensores, blindajes, tijeras y tenazas aisladas	Mantenimiento en líneas vivas

Fuente: (TESIS, MANUAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, CARPIO CHRISTIAN, LARREATEGUI JORGE, ESCUELA DE FORMACIÓN DE TECNÓLOGOS, ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL, NOVIEMBRE 2008CELEC EP TRANSELECTRIC 2020).

4.12 DESECHOS

4.12.1 Tipos de desechos

TABLA No. 4.5 DESECHOS COMUNES

DESECHOS COMUNES		
TIPO	UBICACIÓN	ORIGEN
Papel	Sitio de Trabajo	Envolturas de alimentos, envolturas de repuestos, herramientas, basura por acción de viento
Cartón	Sitio de Trabajo	Cajas de repuestos, equipos, herramientas, envolturas de medicamentos, elementos de limpieza, alimentos, etc.
Plástico	Sitio de Trabajo	Envolturas de repuestos, herramientas, EPP, medicinas, alimentos, elementos de limpieza, tarrinas, botellas de bebidas, esferos, fundas, basura por acción de viento, etc.

Fuente: (Estudio de Impacto Ambiental Definitivo Expost, EIAD Expost del Sistema Nacional de Transmisión que Incluye 16 Líneas de Transmisión Noviembre, 2013).

Se pueden apreciar los desechos con Hidrocarburos, aceites y químicos

TABLA No. 4.6 DESECHOS HIDROCARBUROS, ACEITES Y QUÍMICOS

DESECHOS CON HIDROCARBUROS, ACEITES Y QUÍMICOS		
TIPO	UBICACIÓN	ORIGEN
Frascos o recipientes de productos combustibles y químicos	Sitio de Trabajo	Utilización de recipientes de lubricantes y combustibles, medicinas, líquidos de limpieza, pintura, pintura anticorrosiva, removedores de sales, aerosoles, plaguicidas, productos para control de maleza, etc.
Paños absorbentes, guaipes	Sitio de Trabajo	Limpieza de equipos, recarga de combustible o cambio de lubricante

Fuente: (Estudio de Impacto Ambiental Definitivo Expost, EIAD Expost del Sistema Nacional de Transmisión que Incluye 16 Líneas de Transmisión Noviembre, 2013).