



Universidad Nacional Mayor de San Marcos

Universidad del Perú. Decana de América

Facultad de Ingeniería Electrónica y Eléctrica

Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica

**Diseño de la línea de transmisión eléctrica de 220 kV
del proyecto Parque Eólico Shougang de 300 MW para
su interconexión con el SEIN**

TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL

Para optar el Título Profesional de Ingeniero Electricista

AUTOR

Edwin Nelso MENOR PRINCIPE

ASESOR

Dr. Walter Alejandro GUZMÁN ESTREMADOYRO

Lima, Perú

2025



Reconocimiento - No Comercial - Compartir Igual - Sin restricciones adicionales

<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/>

Usted puede distribuir, remezclar, retocar, y crear a partir del documento original de modo no comercial, siempre y cuando se dé crédito al autor del documento y se licencien las nuevas creaciones bajo las mismas condiciones. No se permite aplicar términos legales o medidas tecnológicas que restrinjan legalmente a otros a hacer cualquier cosa que permita esta licencia.

Referencia bibliográfica

Menor, E. (2025). *Diseño de la línea de transmisión eléctrica de 220 kV del proyecto Parque Eólico Shougang de 300 MW para su interconexión con el SEIN*. [Trabajo de suficiencia profesional de pregrado, Universidad Nacional Mayor de San Marcos, Facultad de Ingeniería Electrónica y Eléctrica, Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica]. Repositorio institucional Cybertesis UNMSM.

Metadatos complementarios

Datos de autor	
Nombres y apellidos	Edwin Nelso Menor Principe
Tipo de documento de identidad	DNI
Número de documento de identidad	41210518
URL de ORCID	No Aplica
Datos de asesor	
Nombres y apellidos	Walter Alejandro Guzmán Estremadoyro
Tipo de documento de identidad	DNI
Número de documento de identidad	21143307
URL de ORCID	https://orcid.org/0000-0002-7550-0371
Datos del jurado	
Presidente del jurado	
Nombres y apellidos	Teresa Esther Nuñez Zuñiga
Tipo de documento	DNI
Número de documento de identidad	08006778
Miembro del jurado 1	
Nombres y apellidos	Víctor Edmundo Alva Saldaña
Tipo de documento	DNI
Número de documento de identidad	07299248
Miembro del jurado 2	
Nombres y apellidos	Edy Alberto Roman Ccorahua
Tipo de documento	DNI
Número de documento de identidad	06767696
Datos de investigación	
Línea de investigación	C.0.3.12 Líneas de transmisión de alta tensión
Grupo de investigación	No Aplica

Agencia de financiamiento	No Aplica
Ubicación geográfica de la investigación	País: Perú Departamento: Ica Provincia: Nazca Distrito: Marcona Latitud: -15.314064 Longitud: -75.134430
Año o rango de años en que se realizó la investigación	2024
URL de disciplinas OCDE	Ingeniería eléctrica, Ingeniería electrónica https://purl.org/pe-repo/ocde/ford#2.02.01



UNIVERSIDAD NACIONAL MAYOR DE SAN MARCOS
(Universidad del Perú, DECANA DE AMÉRICA)
FACULTAD DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA Y ELÉCTRICA
Teléfono 619-7000 Anexo 4226
Calle Germán Amezaga 375 – Lima 1 – Perú



ACTA DE SUSTENTACIÓN
TRABAJO DE
SUFICIENCIA PROFESIONAL
ACTA N°50/FIEE-PPP/2025

Los suscritos Miembros del Jurado, docentes permanentes de las Escuelas Profesionales de la Facultad de Ingeniería Electrónica y Eléctrica, reunidos en la fecha 03 de diciembre del 2025, como presidente de Jurado la **DRA. TERESA ESTHER NUÑEZ ZUÑIGA**, integrado por el Miembro de Jurado el **ING. VICTOR EDMUNDO ALVA SALDAÑA**, el Miembro de Jurado el **MG. EDY ALBERTO ROMAN CCORAHUA** y Miembro Asesor el **DR. WALTER ALEJANDRO GUZMÁN ESTREMADOYRO**.

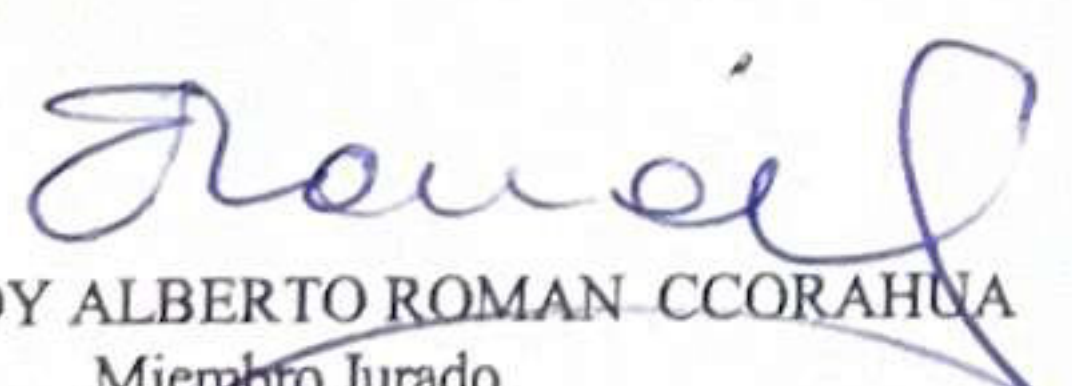
Después de escuchar la Sustentación Presencial del Trabajo de Suficiencia Profesional del Bachiller **EDWIN NELSO MENOR PRINCIPE** con código 03190128 que para optar el Título Profesional de Ingeniero Electricista sustentó el Trabajo de Suficiencia Profesional titulado **DISEÑO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA DE 220 kV DEL PROYECTO PARQUE EÓLICO SHOUGANG DE 300 MW PARA SU INTERCONEXIÓN CON EL SEIN**.

El jurado examinador procedió a formular las preguntas reglamentarias y, luego de una deliberación en privado, decidió otorgarle el calificativo de 18 (Diegocho).

Ciudad Universitaria, 03 de diciembre del 2025


DRA. TERESA ESTHER NUÑEZ ZUÑIGA
Presidente Jurado


ING. VICTOR EDMUNDO ALVA SALDAÑA
Miembro Jurado


MG. EDY ALBERTO ROMAN CCORAHUA
Miembro Jurado


DR. WALTER ALEJANDRO GUZMÁN ESTREMADOYRO
Miembro Asesor



UNIVERSIDAD NACIONAL MAYOR DE
SAN MARCOS
Universidad del Perú, Decana de América

CERTIFICADO DE SIMILITUD

Yo , **WALTER ALEJANDRO GUZMÁN ESTREMADOYRO** en mi condición de asesor acreditado con el Dictamen N°25/FIEE-PPP/2025 del trabajo de suficiencia profesional titulado **DISEÑO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA DE 220 kV DEL PROYECTO PARQUE EÓLICO SHOUGANG DE 300 MW PARA SU INTERCONEXIÓN CON EL SEIN** presentado por el bachiller **EDWIN NELSO MENOR PRINCIPE**, para optar al título profesional de Ingeniero Electricista. CERTIFICO que se ha cumplido con lo establecido en la Directiva de Originalidad y de Similitud de Trabajos Académicos, de Investigación y Producción Intelectual. Según la revisión, análisis y evaluación mediante la plataforma PIDS, el documento evaluado cuenta con el 20% de similitud, nivel PERMITIDO para continuar con los trámites correspondientes y para su publicación en el repositorio institucional.

Se emite el presente certificado en cumplimiento de lo establecido en las normas vigentes, como uno de los requisitos para la obtención del título de Ingeniero Electricista.

Lima, 24 de Noviembre del 2025

Firma del Asesor

DNI: 21143307

Nombres y apellidos del asesor:

WALTER ALEJANDRO GUZMÁN ESTREMADOYRO

DEDICATORIA

Este trabajo está dedicado con todo mi amor a mi madre, que con mucho esfuerzo y sacrificio me apoyó desde niño para tener una carrera profesional. A mi hermana, a mi esposa y a mis hijos Emily y Eduardo que son mi mayor tesoro y motivo para seguir adelante.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por la vida, por su infinito amor y ser mi guía; a mi madre, por su amor incondicional y ejemplo; a mi amada esposa, por su valioso apoyo y ser mi compañera de vida; a mis hijos, por llenar mi vida de amor y alegría; a mi alma mater UNMSM, por contribuir a mi desarrollo profesional; a los docentes de la Facultad de Ingeniería Electrónica y Eléctrica por las enseñanzas brindadas durante mi etapa universitaria y a mi asesor, el Dr. Walter Guzmán Estremadoyro por haberme brindado su apoyo, conocimiento y consejos para la elaboración del presente trabajo.

RESUMEN

El presente trabajo muestra el desarrollo de la ingeniería a nivel de factibilidad de la línea eléctrica aérea de 220 kV del proyecto Parque Eólico Shougang de 300 MW, localizado en el departamento de Ica. Este diseño le permitirá al cliente presentar el Estudio de Impacto Ambiental semidetallado (EIA-sd) al Ministerio de Energía y Minas (MINEM) y con posterioridad tramitar la obtención de la concesión definitiva.

En el informe se muestra el detalle de las principales consideraciones y criterios de diseño eléctrico y mecánico que fueron tomados en cuenta teniendo como base las normativas técnicas vigentes en el Perú, así como las principales normativas técnicas vigentes a nivel internacional. El diseño abarca desde la definición del trazo de la línea, la selección del conductor, del cable de guarda, la selección de los aisladores, la definición de las torres, sistema de puesta a tierra, cimentación típica de las torres y se muestra algunas vistas de perfil y planimetría de la línea obtenidas con un software de diseño.

Como resultado de aplicar la metodología de diseño, se obtuvo un diseño adecuado de la línea que cumple con las normativas técnica y medioambientales vigentes.

Se concluyó que el diseño de la línea permitió que el cliente presente al MINEM el EIA-sd completo y bien fundamentado, que es crucial para la obtención del certificado ambiental. Se tiene previsto contar con la certificación ambiental en el corto plazo.

Palabras clave: Conductor, línea de transmisión, torre, distancias mínimas de seguridad, aislamiento.

ABSTRACT

This report presents the the engineering feasibility study for the 220 kV overhead power line of the 300 MW Shougang Wind Farm project, located in the department of Ica. This design will allow the client to process the semi-detailed Environmental Impact Study (EIS-sd) with the Ministry of Energy and Mines (MINEM) and subsequently the process for obtaining the definitive concession.

The report details the main electrical and mechanical design considerations and criteria, which were taken into account based on current Peruvian and international technical regulations. The design encompasses the definition of the line layout, conductor and ground wire selection, insulator selection, tower design, grounding system, and typical tower foundations. It also includes profile and planimetry views of the line obtained using design software.

As a result of applying the design methodology, the line was designed to comply with current technical and environmental regulations.

It was concluded that the power line design enabled the client to submit a complete and well-founded EIA-sd to the Ministry of Energy and Mines (MINEM), which is crucial for obtaining the environmental certification. Environmental certification is expected to be available soon.

Keywords: Conductor, transmission line, tower, minimum safety distances, insulation.

INDICE GENERAL

DEDICATORIA	ii
AGRADECIMIENTOS	iii
RESUMEN	iv
ABSTRACT	v
INDICE GENERAL	vi
LISTA DE FIGURAS	viii
LISTA DE TABLAS	x
CAPITULO I	1
INTRODUCCIÓN	1
1.1 Objetivo del Informe	2
1.2 Estructura del Informe	2
CAPITULO II	3
INFORMACIÓN DEL LUGAR DONDE SE DESARROLLÓ LA ACTIVIDAD	3
2.1 Institución donde se desarrolló la actividad	3
2.2 Periodo de duración de la actividad	3
2.3 Finalidad y objetivos de la entidad	3
2.4 Razón social	4
2.5 Dirección postal	4
2.6 Nombre y correo electrónico del profesional a cargo	4
CAPITULO III	5
DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD	5
3.1 Organización de la actividad	5
3.2 Finalidad y objetivos de la Actividad	6
3.2.1 Finalidad	6
3.2.2 Objetivos	6
3.3 Problemática	7
3.3.1 Problema General	7

3.3.2	Problemas Específicos	7
3.3.3	Justificación e importancia de la investigación	8
3.4	Metodología	9
3.4.1	Bases teóricas	9
3.4.2	Marco conceptual	10
3.5	Procedimiento	13
3.5.1	Descripción general de la línea	13
3.5.2	Definición del trazo de la línea	14
3.5.3	Levantamiento topográfico	24
3.5.4	Inicio del diseño de la línea	25
3.5.5	Definición de las condiciones ambientales	25
3.5.6	Criterios de diseño y cálculos eléctricos	28
3.5.7	Criterios de diseño y cálculos mecánicos	78
3.5.8	Selección del tipo de cimentación	85
3.5.9	Diseño con el software PLSCADD	87
3.6	Resultado de la actividad	92
	CAPITULO IV	93
	CONCLUSIONES	93
	CAPITULO V	94
	RECOMENDACIONES	94
	CAPITULO VI	95
	BIBLIOGRAFÍA	95
	CAPITULO VII	97
	ANEXOS	97
7.1	Anexo 1: CIRAS del trazo de ruta de la línea de transmisión	98
7.2	Anexo 2: Catálogo utilizado de aisladores Sediver	99
7.3	Anexo 3: Planos de las cadenas de aisladores	101
7.4	Anexo 4: Planos de las estructuras	103
7.5	Anexo 5: Cimentación tipo de las estructuras	105
7.6	Anexo 6: Oficio del MINEM de admisibilidad a trámite del EIA	106

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Organigrama del diseño de la línea	5
Figura 2 Flujograma del trazado de la línea	15
Figura 3 Trazo de ruta preliminar de la línea	17
Figura 4 Instalaciones subterráneas en la zona del trazado de línea	20
Figura 5 Vista total del trazo preliminar y las Instalaciones subterráneas	20
Figura 6 Líneas eléctricas existentes de 220 kV	22
Figura 7 Quebrada donde fue planteado el trazo preliminar de la línea	22
Figura 8 Línea existe de 60 kV y montaje de nueva línea de MT	23
Figura 9 Trazo replanteado de la línea	23
Figura 10 Vista de un tramo del levantamiento topográfico de la línea	24
Figura 11 Nivel cerámico en la zona del proyecto	27
Figura 12 Flujograma de la selección de aislamiento	33
Figura 13 Humedad absoluta – Humedad relativa del aire	36
Figura 14 Humedad absoluta - Factor de corrección por humedad	36
Figura 15 Factor de corrección por tasa de precipitación	37
Figura 16 Factor de corrección por resistividad del agua de lluvia	38
Figura 17 Curvas de sobretensión a frecuencia industrial	39
Figura 18 Curvas de sobretensión de impulso atmosférico	40
Figura 19 Curvas de sobretensión de maniobra	42
Figura 20 RUSCD en función del nivel SPS	44
Figura 21 Cadena de aisladores de suspensión	48
Figura 22 Cadena de aisladores de anclaje	48
Figura 23 Geometría superior de la torre de suspensión	57
Figura 24 Flujograma de la verificación del conductor	58
Figura 25 Características del conductor ingresado al DIgSILENT	61
Figura 26 Características del cable de guarda ingresado al DIgSILENT	62
Figura 27 Altura media de los conductores ingresado al DIgSILENT	62

Figura 28	Matriz de impedancias de secuencia positiva y cero	63
Figura 29	Matriz de admitancias de secuencia positiva y cero	63
Figura 30	Cálculo del límite térmico con PLSCADD	66
Figura 31	Corriente máxima por límite térmico	67
Figura 32	Intensidad de campo magnético de la línea	70
Figura 33	Intensidad de campo eléctrico de la línea	73
Figura 34	Datos ingresados al applet EPRI CC-1	74
Figura 35	Resultados del applet EPRI CC-1	75
Figura 36	Cimentación tipo de las estructuras	86
Figura 37	Vista de perfil en el cruce con líneas existentes de 220 kV	89
Figura 38	Cruce con gasoducto y tubería de agua de mar	90

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Datos generales de la línea	14
Tabla 2 Coordenadas del punto de inicio y final de la línea	16
Tabla 3 Coordenadas de los vértices preliminares de la línea	18
Tabla 4 Viento y temperatura para el área 0	26
Tabla 5 Condiciones ambientales utilizadas en el diseño	27
Tabla 6 Características técnicas del conductor	28
Tabla 7 Características principales del cable de guarda	30
Tabla 8 Características técnicas de los aisladores	31
Tabla 9 Niveles de aislamiento normalizados	32
Tabla 10 Aislamiento por contaminación	45
Tabla 11 Distancias mínimas a masa	45
Tabla 12 Número de aisladores requeridos	47
Tabla 13 Longitud total de la cadena de aisladores	47
Tabla 14 Distancias mínimas de seguridad horizontal entre conductores	50
Tabla 15 Distancias mínimas de seguridad vertical sobre el piso	51
Tabla 16 Distancias de seguridad vertical en el cruce de conductores	52
Tabla 17 Ancho mínimo de la franja de servidumbre	54
Tabla 18 Resistencia máxima de puesta a tierra	55
Tabla 19 Posición de sujeción de los conductores en la estructura	60
Tabla 20 Altura media de los conductores en la estructura	60
Tabla 21 Parámetros eléctricos por km de línea	64
Tabla 22 Parámetros eléctricos totales de la línea	64
Tabla 23 Impedancia característica de la línea	64
Tabla 24 Valores máximos de campo magnético	69
Tabla 25 Valores máximos de campo eléctrico	71
Tabla 26 Capacidad de diseño de la línea	77
Tabla 27 Condiciones de carga en las estructuras	80

Tabla 28 Tipos de estructuras utilizadas en el diseño de la línea	82
Tabla 29 Cuadro de coordenadas de los vértices de la línea	88
Tabla 30 Características principales de la línea eléctrica	90

CAPITULO I INTRODUCCIÓN

Las líneas eléctricas son elementos esenciales en el sistema de energía, a través de ellas se transporta la electricidad a los centros de consumo desde las centrales generadoras, permitiendo que la energía llegue a los hogares, medios de transporte, plantas industriales y servicios, lo cual ha dado lugar a un aumento de la demanda de electricidad y al desarrollo de nuevas tecnologías de generación eléctrica como las fuentes de energías renovables. La expansión de las energías renovables en el Perú, como los parques eólicos y las centrales solares fotovoltaicas, requiere de nuevas líneas eléctricas para conectar las zonas de generación con las zonas de consumo. Su diseño y operación eficientes son fundamentales para asegurar que el suministro de energía sea confiable y económico.

En el Perú, para que una línea eléctrica pase a la fase de construcción, se requiere previamente, entre otros, contar con una certificación ambiental y la obtención de la concesión definitiva otorgadas por el Estado. El nivel de ingeniería de la línea que se requiere para posibilitar estos trámites ante el Estado es una ingeniería a nivel de factibilidad.

El presente trabajo se centra en el diseño de una línea eléctrica aérea que permitirá evacuar la energía eléctrica que generará un proyecto eólico de 300 MW que actualmente cuenta con la aprobación del Estudio de Pre Operatividad (EPO) por parte del Comité de Operación Económica del Sistema (COES) para que pueda conectarse al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

1.1 Objetivo del Informe

El objetivo del presente trabajo de suficiencia profesional es desarrollar, teniendo en cuenta la normativa nacional e internacional, el diseño de ingeniería de la línea eléctrica aérea de 220 kV, a nivel de factibilidad, que permitirá la evacuación de la energía eléctrica al SEIN que generará el futuro Parque Eólico Shougang de 300 MW. Este diseño a nivel de factibilidad permitirá al cliente iniciar el trámite ante el Estado para obtener el certificado ambiental, así como la concesión definitiva de la línea eléctrica del proyecto.

1.2 Estructura del Informe

El presente trabajo se encuentra dividido en siete capítulos:

- En el capítulo uno se presenta el contenido del presente trabajo.
- En el capítulo dos se describe la información general del centro laboral donde se desarrolló el trabajo.
- En el capítulo tres se detalla la finalidad, el objetivo general y los objetivos específicos de la actividad, el problema general y los problemas específicos de la actividad, así como las justificaciones e importancia de la investigación. También se presenta la metodología para resolver el problema mediante la recopilación e interpretación de datos de investigación y marco conceptual utilizados para respaldar el presente trabajo. Al final se detalla el procedimiento para abordar el problema y se presenta el resultado del trabajo.
- En el capítulo cuatro se muestra las conclusiones obtenidas luego del desarrollo del trabajo.
- En el capítulo cinco se presenta las recomendaciones que se pudieron identificar al finalizar el trabajo.
- En el capítulo seis se presenta las diversas fuentes bibliográficas que fueron utilizadas en el desarrollo de este trabajo.
- En el séptimo y último capítulo se presenta los anexos del trabajo.

CAPITULO II INFORMACIÓN DEL LUGAR DONDE SE DESARROLLÓ LA ACTIVIDAD

2.1 Institución donde se desarrolló la actividad

El trabajo profesional se desarrolló en la compañía SISENER INGENIEROS S.A. por encargo de la empresa SHOUGANG GENERACIÓN ELÉCTRICA S.A.A. (SHOUGESA).

2.2 Periodo de duración de la actividad

El trabajo profesional fue desarrollado en el año 2024, con una duración aproximada de cuatro meses, inició en el mes de mayo y finalizó en el mes de agosto.

2.3 Finalidad y objetivos de la entidad

La empresa SISENER INGENIEROS se dedica a realizar ingeniería y consultoría de proyectos relacionados con la energía eléctrica, en las áreas de generación y transmisión de electricidad, especializados en el campo de las energías renovables, estudios eléctricos y el mercado de electricidad peruano.

SISENER INGENIEROS cuenta con la certificación internacional de calidad ISO 9001:2015 y tiene como finalidad principal brindar un servicio de ingeniería y consultoría especializada de la más alta calidad, cumpliendo

rigurosamente con las normas y estándares de calidad nacional e internacional.

SISENER INGENIEROS tiene como objetivos principales posicionarse como empresa líder en el servicio que ofrece de ingeniería y consultoría, ampliar su cartera de clientes y asimismo obtener las certificaciones internacionales en Sistema de Gestión Ambiental (SGA - ISO 14001:2015) y Sistema de Gestión de la Seguridad y Salud en el Trabajo (SST - ISO 45001:2018).

2.4 Razón social

SISENER INGENIEROS S.A.

2.5 Dirección postal

- Dirección legal: Calle Monte Rosa Nro. 271, piso 7, oficina 702.
- Urbanización: Chacarilla del Estanque.
- Distrito: Santiago de Surco.
- Departamento: Lima.

2.6 Nombre y correo electrónico del profesional a cargo

Nombre: Oscar Pacheco Cueva.

Cargo: Gerente general.

Correo: opacheco@sisener.com

CAPITULO III

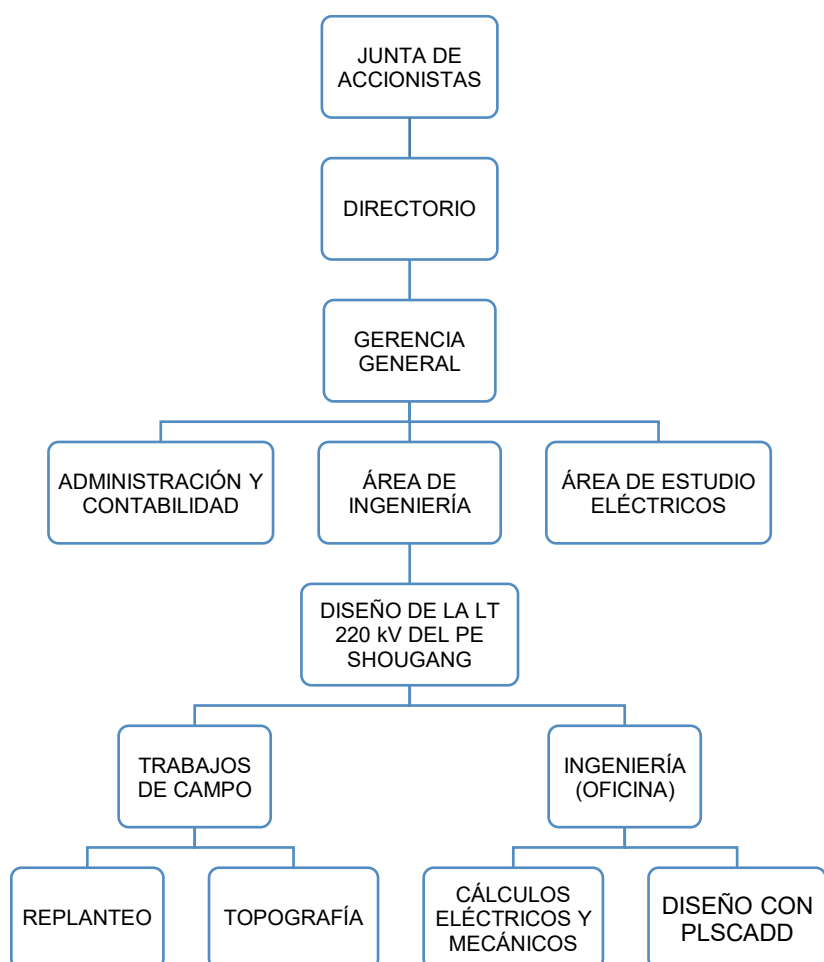
DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD

3.1 Organización de la actividad

En la Figura 1 se muestra la organización de la actividad desarrollada en la empresa SISENER INGENIEROS.

Figura 1

Organigrama del diseño de la línea



3.2 Finalidad y objetivos de la Actividad

3.2.1 Finalidad

Desarrollar el diseño de ingeniería a nivel de factibilidad de la línea de transmisión eléctrica del proyecto Parque Eólico Shougang, para que pueda ser utilizado en el trámite del Estudio de Impacto Ambiental semidetallado y seguidamente en el trámite para la obtención de la concesión definitiva, el cual otorgará a la empresa SHOUGESA, titular del proyecto, el derecho legal para construir, operar y mantener la línea de transmisión eléctrica mencionada.

3.2.2 Objetivos

3.2.2.1 Objetivo General

Desarrollar el diseño de ingeniería a nivel de factibilidad de la línea de transmisión eléctrica de 220 kV que permitirá evacuar al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional la energía eléctrica que generará el Parque Eólico Shougang de 300 MW.

3.2.2.2 Objetivos Específicos

- a) Posibilitar la tramitación ante el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) el Estudio de Impacto Ambiental semidetallado (EIA-sd) de la línea de transmisión eléctrica del proyecto.
- b) Viabilizar el otorgamiento de la concesión definitiva de la línea de transmisión eléctrica del proyecto.
- c) Posibilitar la construcción de la línea de transmisión eléctrica del proyecto.

3.3 Problemática

3.3.1 Problema General

Carencia de un diseño de ingeniería de la línea eléctrica de 220 kV, a nivel de factibilidad, que permitirá la evacuación de la energía eléctrica al SEIN que generará el Parque Eólico Shougang de 300 MW.

Planteamiento del problema general:

¿En qué medida completar la información de las restricciones ambientales y de las instalaciones subterráneas existentes en la zona del proyecto para ser considerados en el trazado óptimo de la línea; y contar con el estudio del levantamiento topográfico de la zona prevista para el trazado de la línea, serán factores determinantes para desarrollar el diseño de ingeniería de la línea eléctrica de 220 kV, a nivel de factibilidad, que permitirá la evacuación de la energía eléctrica al SEIN que generará el Parque Eólico Shougang de 300 MW?

3.3.2 Problemas Específicos

- a) ¿En qué medida desarrollar el diseño de ingeniería de la línea eléctrica, a nivel de factibilidad, será factor determinante para posibilitar la tramitación ante el MINEM el Estudio de Impacto Ambiental semidetallado (EIA-sd) de la línea?
- b) ¿En qué medida desarrollar el diseño de ingeniería de la línea eléctrica, a nivel de factibilidad, será factor determinante para viabilizar el otorgamiento de la concesión definitiva de la línea?
- c) ¿En qué medida desarrollar el diseño de ingeniería de la línea eléctrica, a nivel de factibilidad, será factor determinante para posibilitar la construcción de la línea?

3.3.3 Justificación e importancia de la investigación

Justificación practica

Implementar una metodología que se pueda usar como guía para elaborar el diseño de ingeniería de una línea eléctrica de 220 kV, a nivel de factibilidad, cumpliendo con las disposiciones del Código Nacional de Electricidad – Suministro 2011 y demás normas técnicas peruanas e internacionales aplicables.

Justificación social

El proyecto de la línea eléctrica tiene una justificación social significativa, ya que permitirá transmitir la energía eléctrica generada a partir de un recurso renovable no convencional como es el recurso eólico, desde el Parque Eólico Shougang hacia el SEIN, posibilitando la llegada de energía eléctrica a nuevas zonas y el suministro a mayor cantidad de usuarios.

El proyecto de la línea eléctrica forma parte de un proyecto de energía eólica, por lo que contribuirá a diversificar y transformar la matriz energética del Perú y, por consiguiente, a reducir las emisiones procedentes de los combustibles fósiles. Esto disminuirá los impactos perjudiciales al medio ambiente en el contexto del cambio climático y seguirá la senda de la descarbonización del medio ambiente, deseada tanto a nivel nacional como internacional.

La línea eléctrica es un proyecto que generará oportunidades de empleo local durante las etapas de construcción, operación, mantenimiento y abandono del proyecto, debido a que será necesario contratar mano de obra calificada y no calificada de los centros poblados más cercanos, principalmente el de San Juan de Marcona.

Justificación económica

El proyecto de la línea eléctrica permitirá aumentar la confiabilidad y eficiencia del suministro eléctrico, contribuyendo así al desarrollo económico del país.

3.4 Metodología

3.4.1 Bases teóricas

- a) Guillen (2025), elaboró un estudio para proponer una variante en un tramo del trazado de la línea eléctrica de 220 kV del proyecto San Gaban III, debido a incumplimientos técnicos y ambientales en ese tramo de la línea. El estudio tuvo como objetivo principal la propuesta de una variante en el tramo de la línea cumpliendo las normativas técnicas y ambientales vigentes, para ello desarrolló una metodología para proponer variantes en un tramo de una línea de 220 kV, cuando hay incumplimiento de los criterios técnicos y ambientales según la normativa peruana. Como conclusión del estudio, luego de aplicar la metodología propuesta, se obtuvo que la variante de la línea del proyecto San Gaban III, comprendida entre los tramos de las estructuras 107 y 114, cumple la normativa técnica y ambiental vigente. Con el trazado final de la línea se pudo tramitar el Estudio de Impacto Ambiental detallado (EIAd), que finalmente fue aprobado por el Servicio Nacional de Certificación Ambiental para las Inversiones Sostenibles (SENACE).
- b) Dejo (2019), realizó un estudio con el objetivo principal de definir una metodología a seguir en el diseño de una línea eléctrica de 220 kV en el Perú, teniendo en cuenta la normativa nacional e internacional. En el estudio se desarrolla una metodología para diseñar una línea eléctrica de 220 kV, detallando las consideraciones y criterios técnicos principales en la fase de evaluación del trazado óptimo de la línea, la correcta selección de los cables de guarda, del conductor, del aislamiento, de las torres, del sistema de puesta a tierra, las distancias de seguridad, así como los criterios de diseño mecánico. Las principales normativas peruanas que toma como referencia son el

Código Nacional de Electricidad – Suministro 2011, el Código Nacional de Electricidad – Utilización 2006 y el Reglamento Nacional de Edificaciones 2006, también se tiene en cuenta las normas principales de la IEC. Se presenta un ejemplo aplicativo para diseñar una línea eléctrica de 220 kV utilizando la metodología elaborada. Como conclusión del estudio se obtuvo una metodología que servirá como guía en el diseño de una línea de transmisión eléctrica de 220 kV en el Perú.

3.4.2 Marco conceptual

3.4.2.1 Marco normativo

Para el diseño de la línea de transmisión se tomó como base las normativas técnicas peruanas e internacionales vigentes, las cuales se mencionan a continuación:

- Código Nacional de Electricidad (CNE) – Suministro 2011.
- Procedimiento Técnico N° 20 del COES (PR-20) “Ingreso, Modificación y Retiros de Instalaciones del SEIN”.
- Ministerio de Energía y Minas (2003). Norma de la Dirección General de Electricidad (DGE) “Especificaciones Técnicas para Levantamientos Topográficos para Electrificación Rural”
- IEC 60071-1:2006: Coordinación de aislamiento. Parte 1: Definiciones, principios y reglas.
- IEC 60071-2:1996: Coordinación de aislamiento. Parte 2: Guía de aplicación.
- IEC/TS 60815-2:2013: Selección y dimensionamiento de aisladores de alta tensión destinados para su utilización en condiciones de contaminación.
- UNE 21-159: Elementos de Fijación y Empalme para Conductores y Cables de Tierra de Líneas Eléctricas Aéreas de Alta Tensión.
- UNE-EN 61897:2000: Líneas eléctricas aéreas. Requisitos y ensayos para amortiguadores de vibraciones eólicas tipo "Stockbridge".

- IEEE 1138-1994: Standard Construction of Composite Fiber Optic Overhead Ground Wire (OPGW) for Use on Electric Utility Power Lines.
- IEEE Standard 738 - Standard for Calculating the Current – Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors.
- Norma Técnica de Edificación NTE 030 – Diseño Sismorresistente.
- Norma Técnica de Edificación NTE 050 – Suelos y Cimentaciones.
- Norma Técnica de Edificación NTE 060 – Concreto Armado.
- American Concrete Institute ACI-318/99.
- American Institute of Steel Construction – AISC.
- American Society for Testing and Materials – ASTM.
- EPRI Transmission Line Reference Book - 200 kV and Above (LIBRO ROJO).
- Ley General del Ambiente – Ley N° 28611.

3.4.2.2 Definiciones

Aislador: Es un material aislante destinado tanto a sostener físicamente un conductor como a proporcionar separación eléctrica entre este y cualquier otro conductor u objeto con el que pueda entrar en contacto.

Cable de guarda: “Conductor de protección de conductores aéreos contra descargas atmosféricas” (Código Nacional de Electricidad, 2011, p. 9).

Cable de fibra óptica – comunicaciones: Es un cable situado en una zona de comunicaciones para instalaciones tanto aéreas como subterráneas y que cumple con los requisitos de una línea de comunicaciones.

Conductor de línea: “Alambre o cable diseñado para transmitir la corriente eléctrica, extendiéndose a lo largo de la ruta de la línea, y soportado por postes, torres u otras estructuras pero que no incluye conductores verticales o laterales” (Código Nacional de Electricidad, 2011, p. 11).

Conductor de puesta a tierra: Es un conductor eléctrico que se utiliza para establecer conexiones a tierra los equipos y sistemas de cableado, para

garantizar la seguridad de las personas y proteger las instalaciones ante fallas a tierra o descargas.

Capacidad de corriente: Corriente expresada en amperes, que un conductor eléctrico puede conducir de manera segura bajo ciertas condiciones ambientales.

Torres o estructuras de transmisión: Suelen ser fabricadas con celosía de acero, sirven para sostener los cables de guarda, conductores eléctricos y cadenas de aisladores. Además, están diseñadas para soportar las fuerzas transversales, verticales y longitudinales que ejercen los conductores, el viento y los cables de guarda.

Flecha de un conductor: Esta definición se aplica al vano de una línea eléctrica aérea y es la mayor distancia vertical presente. Se mide desde la línea recta imaginaria que conecta los puntos de dos apoyos contiguos de la línea hasta el conductor.

Línea de transmisión: Es un sistema de conductores eléctricos, elementos aislantes, estructuras y accesorios que trabajan juntos para transportar energía eléctrica entre dos lugares de un sistema eléctrico.

Subestación eléctrica: Conjunto de instalaciones, que incluye todos los edificios que sean necesarios para albergarlas, con el objeto ya sea de transformar la tensión eléctrica y seccionar y proteger circuitos o únicamente de seccionar y proteger circuitos, y que se encuentran bajo la supervisión de profesionales capacitados.

Levantamiento topográfico: Es la representación de la morfología del terreno lo más exacto posible, donde se crean modelos digitales del terreno y planos topográficos, que muestran la altimetría, planimetría y los elementos existentes del terreno. Entre otros, se utiliza para la planificación y construcción de las obras de infraestructura eléctrica.

Estudio de Pre Operatividad (EPO): Es un estudio que se elabora para evaluar e identificar el efecto de una nueva instalación ya sea de generación, transmisión o de demanda en la operación del SEIN, la confiabilidad y calidad de las operaciones, así como la capacidad del Sistema. Quien determina el horizonte de análisis según el tamaño de la instalación propuesta, es el COES.

3.5 Procedimiento

En este apartado se presenta el procedimiento mediante criterios, cálculos y consideraciones que se deben tener en cuenta en el diseño de la línea.

3.5.1 Descripción general de la línea

El proyecto de la línea, materia del presente trabajo está ubicado en la costa peruana, en el departamento de Ica, provincia de Nazca, distrito de Marcona. La línea forma parte del proyecto eólico “Parque Eólico Shougang de 300 MW” y permitirá interconectar el parque con el SEIN.

La línea será aérea en el nivel de 220 kV, preliminarmente con una longitud de 22.24 km y enlazará la subestación elevadora del proyecto eólico denominada “SE. Shougang” con la subestación existente “SE. El Hierro” en el nivel de 220 kV. El recorrido de esta línea será por un terreno casi llano, poco transitable por vehículos en gran parte de su recorrido.

Actualmente el proyecto eólico Parque Eólico Shougang cuenta con el certificado de conformidad del Estudio de Pre Operatividad (EPO) emitido por el COES para que pueda conectarse al SEIN.

Los datos generales de la línea que fueron utilizados como información de partida en el diseño de la línea a nivel de factibilidad, se presenta en la Tabla 1.

Tabla 1*Datos generales de la línea*

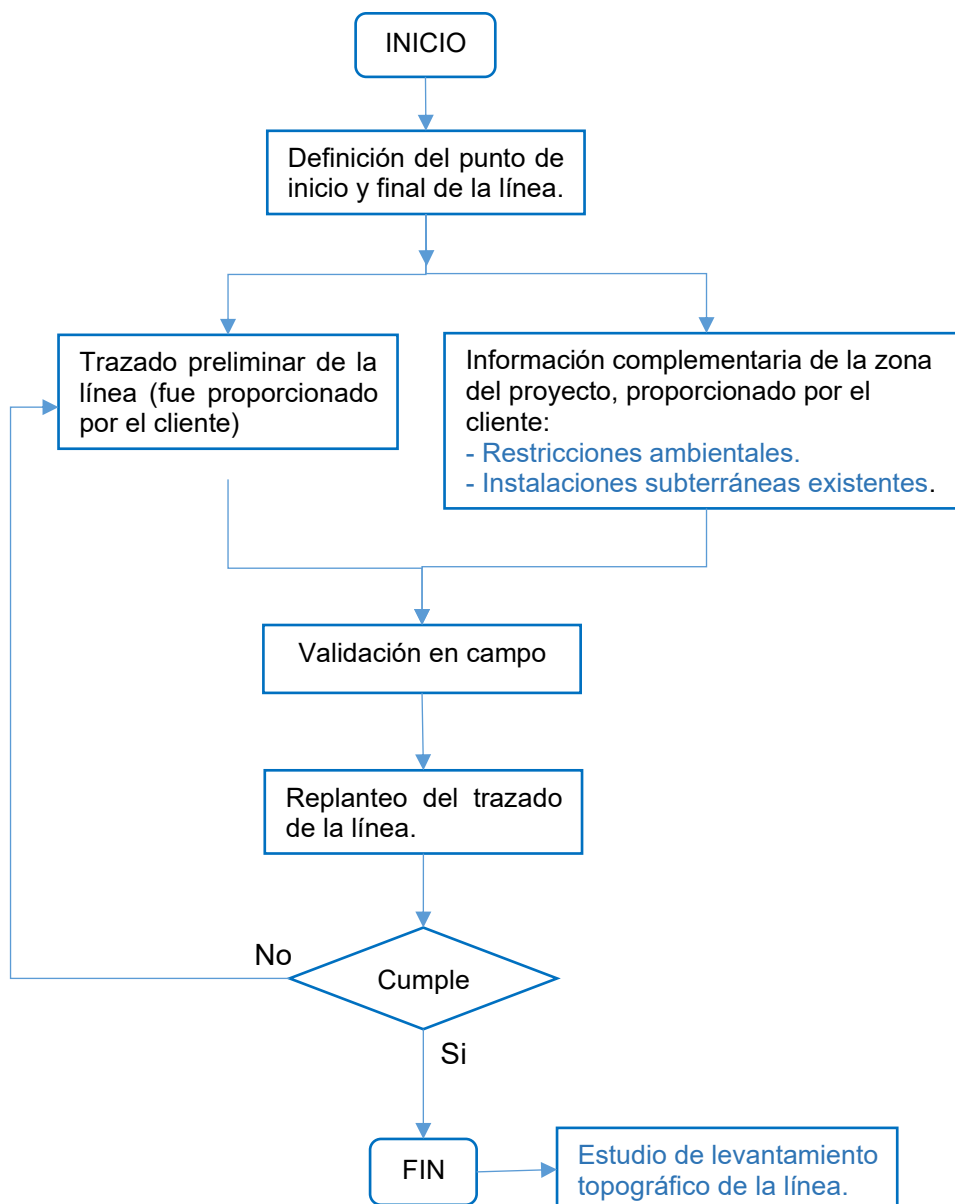
Descripción	Características
Tensión nominal entre fases	220 kV
Tensión máxima entre fases	245 kV
Longitud preliminar	22.24 km
Tipo de circuito	Doble terna
Potencia a transportar	300 MW
Capacidad de transmisión	355 MVA
Tipo de conductor	ACAR 900 MCM
Cantidad de conductores por fase	2
Cantidad de cables de guarda (OPGW)	2
Altura sobre el nivel del mar	<1000 msnm
Nivel cerámico	0

Nota. Datos obtenidos de SHOUGESA del EPO aprobado por el COES del proyecto Parque Eólico Shougang.

3.5.2 Definición del trazo de la línea

Uno de los puntos principales e importantes que se tiene que definir inicialmente en el diseño de una línea eléctrica, es el trazado de la línea, que servirá como dato de entrada para dar inicio al estudio de levantamiento topográfico.

En la Figura 2 se muestra los pasos que se siguieron para definir el trazo de la línea.

Figura 2*Flujograma del trazado de la línea***3.5.2.1 Definición del punto de inicio y final de la línea**

Para definir el trazado de la línea, primeramente, se tiene que tener definido el punto de inicio y el punto final de la línea, es decir, las subestaciones eléctricas que enlazarán la línea, en este caso el punto de inicio corresponde

al pórtico de línea de la futura subestación elevadora “SE. Shougang” y el punto final corresponde al pórtico de línea de la ampliación de la subestación existente “SE. El Hierro”, ambos puntos ubicados aproximadamente a 14 km de la ciudad de San Juan de Marcona.

Los puntos de inicio y final que se consideraron en el diseño de la línea son los puntos que se definieron en el estudio de factibilidad de las subestaciones, información que fue proporcionada por SHOUGESA. El punto de inicio difiere de lo considerado en el EPO debido a que fue reubicado unos metros en el estudio de factibilidad de las subestaciones. Las coordenadas del punto de inicio y final de la línea se presentan en la Tabla 2.

Tabla 2

Coordenadas del punto de inicio y final de la línea

Descripción	Este (m)	Norte (m)
Pórtico SE. Shougang (P1)	495,622.56	8,307,257.30
Pórtico Ampl. SE. El Hierro (P2)	476,083.98	8,311,967.23

Nota. Esta tabla muestra las coordenadas UTM - WGS84, zona 18L del punto de inicio y final de la línea de 220 kV “SE. Shougang – Ampliación SE. El Hierro”. Datos obtenidos de SHOUGESA, Ingeniería de Subestaciones del PE Shougang.

3.5.2.2 Trazo de ruta preliminar

Para seleccionar el mejor trazado posible, se recomienda plantear dos o más rutas alternativas de la línea usando la plataforma geoespacial gratuita Google Earth. En la evaluación de las alternativas se debe tener en cuenta el aspecto técnico, económico, sociocultural y ambiental.

En el presente trabajo, el trazo de ruta preliminar fue proporcionado por el cliente (SHOUGESA) y es el mismo trazo que fue considerado en el EPO. Este trazo atraviesa el área de concesión minera de la empresa SHOUGANG HIERRO PERÚ (SHP).

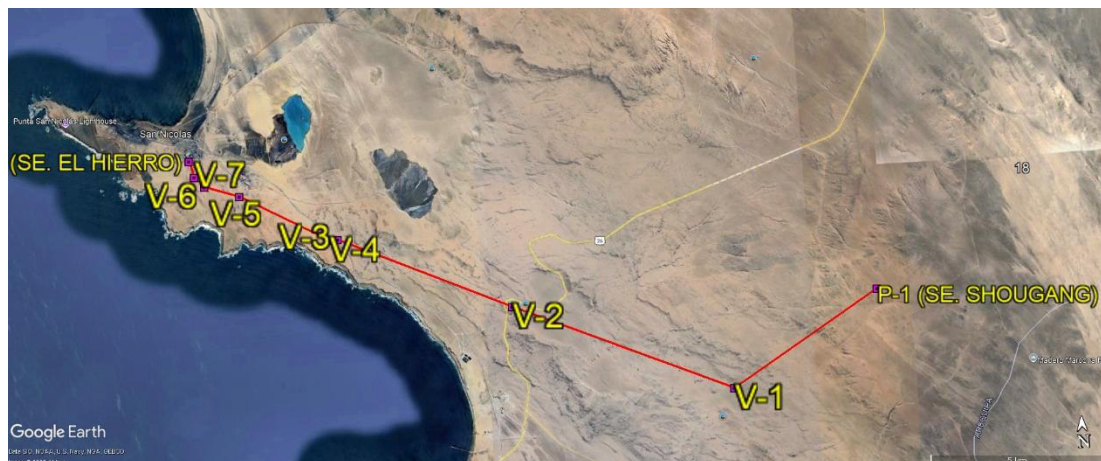
A solicitud del cliente, en el diseño de la línea eléctrica a nivel de factibilidad, se debe considerar como base el trazo de ruta preliminar y las modificaciones en el trazo deben ser lo menos posible por las siguientes razones:

- El tramo inicial del trazado preliminar fue definido teniendo en cuenta las futuras ubicaciones de los aerogeneradores del proyecto PE Shougang.
- El trazado preliminar fue definido en un acuerdo interno entre el cliente y SHP.
- Con el trazado preliminar el cliente inició el trámite del CIRAS (Certificado de Inexistencia de Restos Arqueológicos en Superficie).

En la Figura 3 se presenta el trazo y en la Tabla 3 se presenta las coordenadas UTM WGS84 de los vértices del trazado preliminar de la línea. La ubicación de estos vértices fue validada en campo en la actividad del replanteo del trazo de la línea.

Figura 3

Trazo de ruta preliminar de la línea



Nota: Se muestra la vista de planta en Google Earth del trazado preliminar de la línea.

Tabla 3*Coordenadas de los vértices preliminares de la línea*

Vértices	Este(m)	Norte(m)
V-1	491,337.76	8,304,440.14
V-2	485,109.83	8,307,189.61
V-3	480,215.43	8,309,445.68
V-4	479,975.49	8,309,445.48
V-5	477,468.77	8,310,867.05
V-6	476,478.97	8,311,210.64
V-7	476,204.52	8,311,503.68

Nota. Datos obtenidos de SHOUGESA del Estudio de Preoperatividad aprobado del proyecto Parque Eólico Shougang.

3.5.2.3 Replanteo del trazado de la línea

3.5.2.3.1 Criterio para la verificación del trazado de la línea

En la verificación del trazado de la línea se ha tenido en consideración los siguientes criterios:

- Escoger el trazo más corto, con la menor cantidad de ángulos posibles y que los ángulos de desviación no sean fuertes.
- Cercanía a trochas y caminos existentes, para facilitar el transporte de materiales, así como el montaje de la línea en la etapa de ejecución de la obra. Asimismo, para la etapa de mantenimiento.
- Evitar que el trazado cruce o se aproxime a zonas protegidas por el Instituto Nacional de Cultura (INC), tales como lugares arqueológicos y zonas reserva ecológica.
- Evitar que el trazado cruce zonas pobladas y de futura expansión urbana.
- Evitar que el trazo se realice por suelos geológicamente inestables.
- Recopilar información de líneas eléctricas y de comunicaciones existentes, el cual se recomienda gestionarlas con el concesionario de

electricidad de la zona. Se debe considerar las distancias mínimas de seguridad a estas instalaciones.

- Tener en cuenta las instalaciones subterráneas existentes como líneas eléctricas y gasoductos.
- Se debe tener en cuenta los anchos mínimos de la faja de servidumbre según el CNE- Suministro 2011.

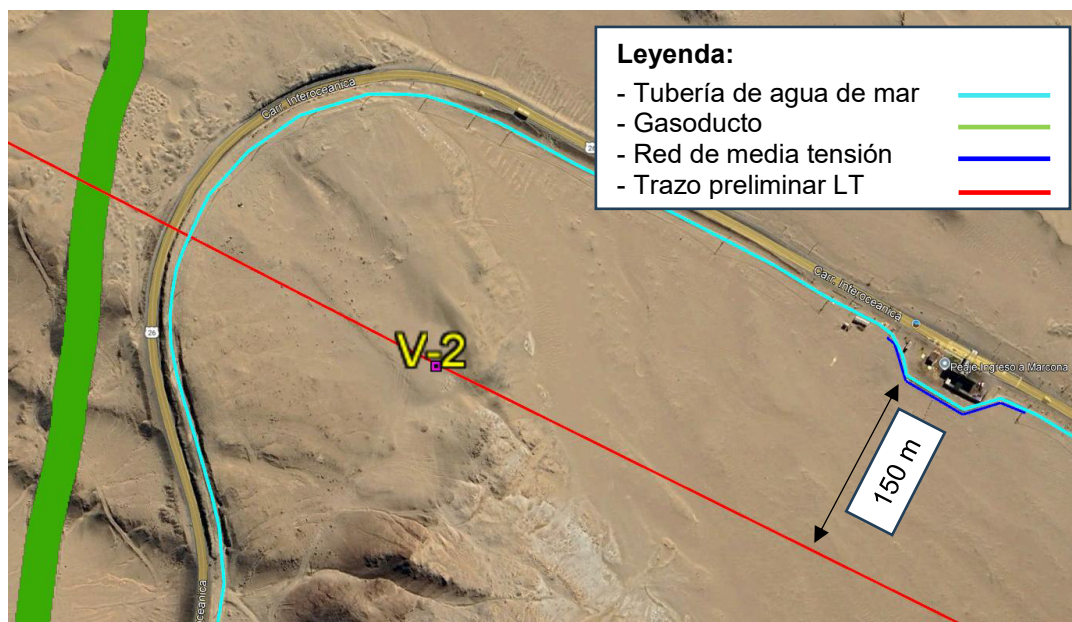
3.5.2.3.2 Información complementaria de la zona del trazado

Adicionalmente a lo mencionado, para definir el trazado óptimo de la línea, se procedió a solicitar al cliente la siguiente información complementaria de la zona del trazado:

- a) Información de restricciones ambientales: Debido a que el trazado preliminar de la línea atraviesa el área de concesión minera de la empresa SHOUGANG HIERRO PERÚ (SHP), se solicitó al cliente (SHOUGESA) que confirme si en la zona del trazado no existe ninguna restricción ambiental. Luego de un tiempo de espera, finalmente el cliente confirmó que no hay ninguna restricción ambiental superficial, indicando que obtuvieron el CIRAS por parte del Ministerio de Cultura. En el “Anexo 1” se muestra un extracto del CIRAS.
- b) Información de las instalaciones subterráneas existentes: Se solicitó al cliente gestionar ante la empresa minera MARCOBRE el envío de los trazados de las instalaciones existentes de la tubería de agua de mar subterránea y de la red subterránea de media tensión, principalmente, ambas de titularidad de MARCOBRE. Asimismo, se solicitó al cliente gestionar ante la empresa de gas natural CONTUGÁS el envío del trazo del gasoducto existente. El cliente envió la información requerida que fue tomado en cuenta en el diseño, principalmente el trazo de la tubería de agua de mar y el gasoducto, ya que el único tramo de red subterránea de media tensión se encuentra alejado del trazado preliminar de la línea, aproximadamente a 150 m del eje y no impacta en el diseño. En las Figuras 4 y 5 se presenta los trazos mencionados.

Figura 4

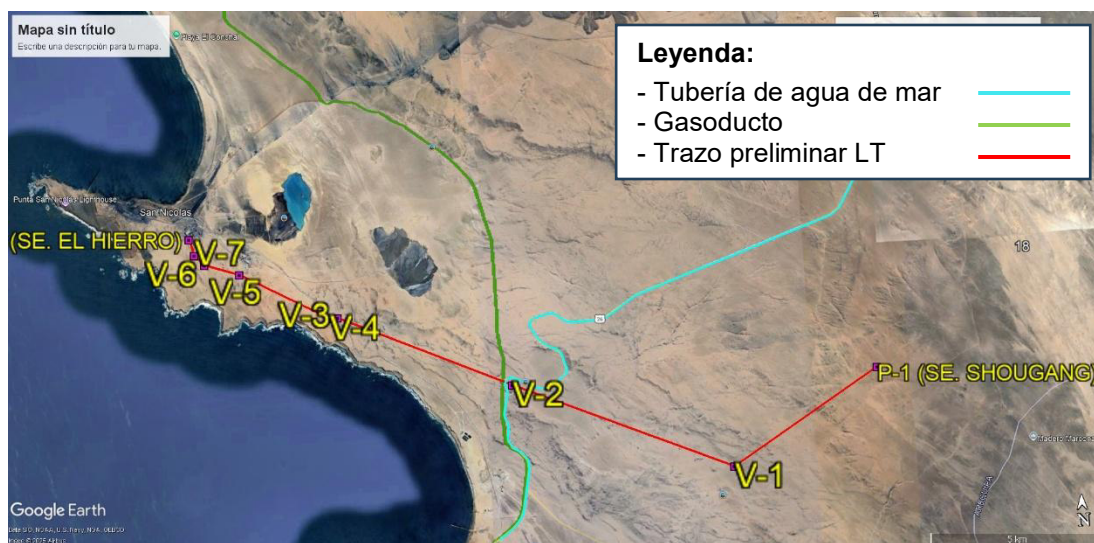
Instalaciones subterráneas en la zona del trazado de línea



Nota: Se muestra la vista en Google Earth del trazado preliminar de la línea y las instalaciones subterráneas existentes en la zona del trazado.

Figura 5

Vista total del trazado preliminar y las Instalaciones subterráneas



Nota: Se muestra la vista de planta en Google Earth del trazado preliminar total de la línea y las instalaciones subterráneas existentes en la zona del trazado.

Se puede observar que el trazado preliminar de la línea cruza prácticamente de manera perpendicular las instalaciones subterráneas existentes de la tubería de agua de mar y el gasoducto, por lo que en el diseño de factibilidad de la línea se tendrá en cuenta estos cruces durante la ubicación de las torres de transmisión, manteniendo una distancia de seguridad para no afectar a estas instalaciones existentes.

Respecto a los cables subterráneos de media tensión existente, es un tramo menor, tal como se puede observar en la Figura 4 y se encuentra alejado (aproximadamente 150 m) del trazado de ruta preliminar de la línea, por lo que no representa ningún inconveniente para el diseño de factibilidad de la línea.

3.5.2.3.3 Validación en campo

Con la información recopilada se procedió a validar en sitio (campo) con un grupo multidisciplinario de profesionales, a lo largo de todo el trazo de la ruta preliminar de la línea, identificando los vértices y verificando los cruces con instalaciones existentes.

- En el tramo inicial del trazado preliminar de la línea, comprendido entre el punto de inicio P1 y el vértice V1, se pudo verificar que hay cruces con líneas aéreas existentes de 220 kV que corresponden a las centrales eólicas “Parque Eólico Tres Hermanas” y “Parque Eólico San Juan”, que actualmente se encuentran operando y cuyos trazados son de manera paralela en casi todo su recorrido. La fotografía de las líneas existentes mencionadas se muestra en la Figura 6.
- En el tramo comprendido entre los vértices V4 y V5 del trazado preliminar de la línea, aproximadamente de 3 km de longitud, se pudo verificar en la visita a campo que el trazo estaba ubicado justo en una quebrada, por lo que se tuvo que replantear este tramo de la línea reubicando el vértice V4 de tal manera que el recorrido de la línea no sea por la quebrada. En la Figura 7 se muestra la fotografía de la quebrada.
- Entre los vértices V6 y V8 del trazado preliminar de la línea, se pudo verificar que hay un cruce con la línea eléctrica aérea existente de 60 kV de la central térmica San Nicolás, asimismo se pudo constatar que

estaban realizando el montaje de una nueva línea eléctrica aérea de media tensión, luego de evaluarlo se tuvo que replantear el trazo en ese tramo para cumplir con las mínimas distancias de seguridad con la red de media tensión. En la Figura 8 se muestra la fotografía.

Figura 6

Líneas eléctricas existentes de 220 kV



Nota: Se muestra las líneas eléctricas existentes de 220 kV de los parques eólicos Tres Hermanas y San Juan.

Figura 7

Quebrada donde fue planteado el trazo preliminar de la línea

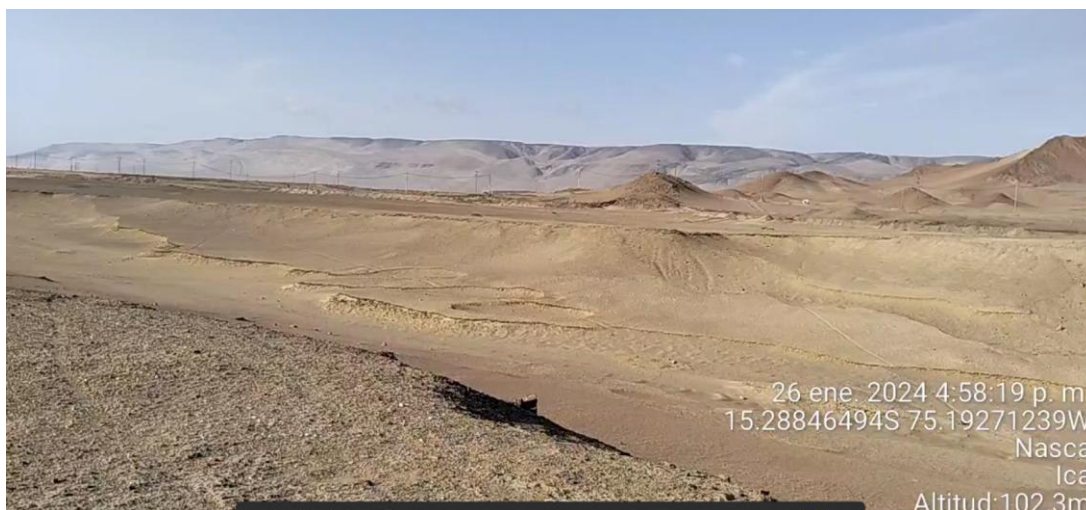


Figura 8

Línea existe de 60 kV y montaje de nueva línea de MT



3.5.2.3.4 Replanteo del trazo

Con la validación realizada en campo, se propuso el replanteo del trazado de la línea. El trazado replanteado (línea de color azul) se muestra en la Figura 9.

Figura 9

Trazo replanteado de la línea



3.5.3 Levantamiento topográfico

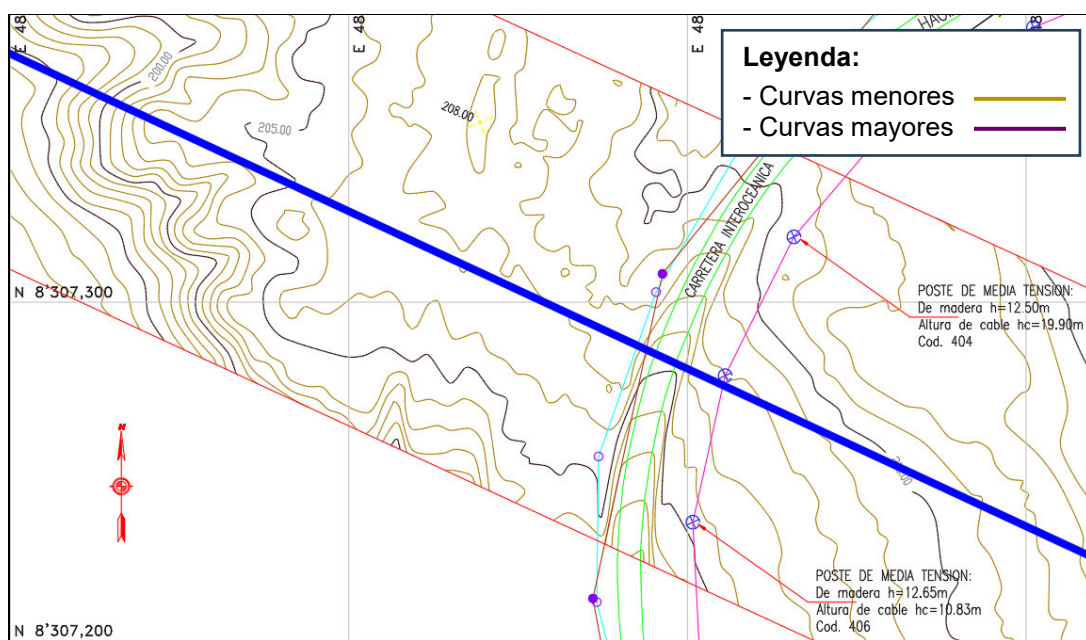
Definido el trazado de la línea, se procedió con la actividad del levantamiento topográfico, para ello se tuvo en consideración los requisitos indicados en la Norma DGE del MINEM “Especificaciones Técnicas para Levantamientos Topográficos para Electrificación Rural”.

El levantamiento topográfico es una actividad sumamente importante en el diseño de la línea, debido a que se tiene que representar lo más exacto posible la morfología del terreno que será utilizado como dato de entrada en el diseño. Se recomienda que en el levantamiento topográfico se considere un ancho de franja como mínimo de 50 m a cada lado del eje de la línea, con el propósito de tener mayor margen en caso surja la necesidad de realizar alguna variante en el trazado de la línea.

El estudio de topografía se realizó estableciendo una superficie tridimensional, representada por curvas de nivel cada 1m (curvas menores) y cada 5 m (curvas mayores), tal como se muestra en la Figura 10, de un tramo del levantamiento topográfico.

Figura 10

Vista de un tramo del levantamiento topográfico de la línea



3.5.4 Inicio del diseño de la línea

Completado la información de entrada que se resume a continuación:

- Confirmación de parte del cliente de que no hay restricciones ambientales en la zona del proyecto.
- Envío de parte del cliente de la información de las instalaciones subterráneas existentes (gasoducto, tubería de agua de mar y red eléctrica de media tensión) en la zona del trazo de ruta de la línea.
- Estudio del levantamiento topográfico del trazo de ruta de la línea replanteada.

Se pudo dar inicio a la siguiente fase del proyecto, que consiste en desarrollar el diseño de la línea a nivel de factibilidad, los cuales se detallan en los siguientes numerales.

3.5.5 Definición de las condiciones ambientales

En el diseño mecánico y eléctrico de la línea, primero se tiene que definir las condiciones climatológicas de la zona del recorrido la línea, principalmente la temperatura, la humedad relativa, la máxima velocidad del viento y el nivel ceráunico, que son obtenidos del Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Perú (SENAMHI), del CNE – Suministro 2011 y del mapa de los niveles ceráunicos del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN).

Para el presente trabajo los datos de temperatura y humedad relativa fueron proporcionados por el cliente como dato de entrada, debido a que es una información que disponía el cliente y que lo han venido utilizando en otros proyectos.

Se debe tener en cuenta que el CNE-Suministro 2011 divide el mapa del Perú dependiendo de la altitud, en cuatro áreas de carga, como se muestra a continuación:

- Área 0, para altitudes menores de 3000 msnm.
- Área 1, para altitudes entre 3000 a 4000 msnm.
- Área 2, para altitudes entre 4001 a 4500 msnm.

- Área 3, para altitudes sobre los 4500 msnm.

Como la ubicación de la línea es en zona costera a menos de 1000 m.s.n.m., le corresponde la zona de carga del Área 0, por lo que, para fines de diseño se consideró que el viento tendrá una velocidad máxima de 26 m/s, que es la velocidad horizontal a 10 °C, tal como se muestra en la Tabla 4.

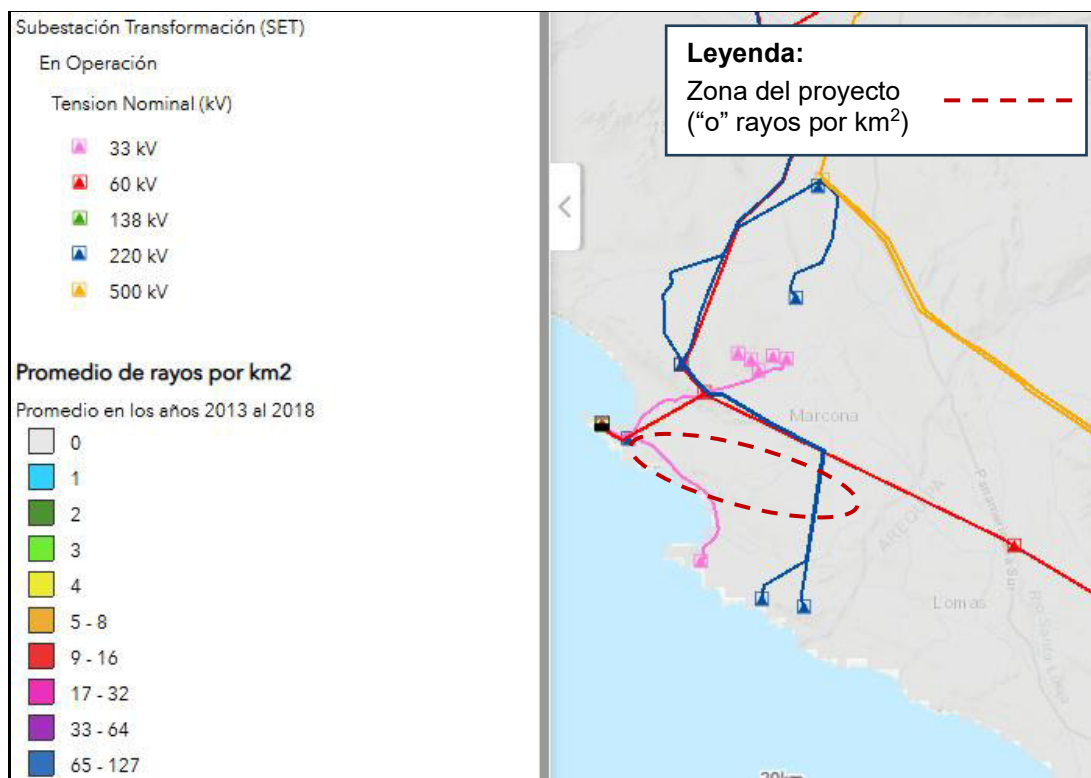
Tabla 4

Viento y temperatura para el área 0

Zona de carga	Área 0
	Altitudes menor a 3000 m.s.n.m
Sólo viento	
Velocidad horizontal	26 m/s
del viento	(94 km/h)
Temperatura	10 °C

Nota: Datos obtenidos de la Tabla 250-1-B, por el Ministerio de Energía y Minas, 2011, Código Nacional de Electricidad Suministro.

También se debe tener en cuenta el mapa elaborado y publicado por OSINERGMIN, de la densidad de rayos a tierra (rayos/km²/año). Según este mapa la zona del proyecto presenta un promedio de cero “0” rayos por km², tal como puede observarse en la Figura 11.

Figura 11*Nivel ceráunico en la zona del proyecto*

Nota: Datos obtenidos del Mapa Ceráunico del Perú, por OSINERGMIN, 2018.

Rastreador. https://gisem.osinergmin.gob.pe/Descargas_Atmosfericas/

En la Tabla 5 se muestra las condiciones ambientales consideradas en el diseño de la línea.

Tabla 5*Condiciones ambientales utilizadas en el diseño*

Descripción	Características
Temperatura máxima (*)	40 °C
Temperatura media (*)	22 °C
Temperatura mínima (*)	5 °C
Máxima velocidad del viento	26 m/s (94 km/h)
Humedad relativa media (*)	85%
Altura del Proyecto	<1000 msnm

Descripción	Características
Nivel cerámico	Nulo

Nota. (*) Datos obtenidos de SHOUGESA.

3.5.6 Criterios de diseño y cálculos eléctricos

3.5.6.1 Selección del conductor

- Selección del material

Por requerimiento del cliente (SHOUGESA) se consideró el mismo conductor ACAR (conductor de aluminio reforzado con aleación de aluminio) de 900 MCM que fue aprobado en el estudio de preoperatividad del PE Shougang, por lo que se realizaron los cálculos de verificación del conductor.

El conductor ACAR es un conductor resistente a la corrosión y a la abrasión, por lo que es recomendable para la zona costera. Este conductor también se está utilizando en las líneas eléctricas existentes de 220 kV cercanas al proyecto.

- Selección de la mínima sección.

La mínima sección se define por los siguientes parámetros:

- Capacidad térmica del conductor.
- Máxima caída de tensión.
- Pérdidas de potencia y energía.
- Efecto corona.

Las características técnicas del conductor se presentan en la Tabla 6.

Tabla 6

Características técnicas del conductor

Descripción	Características
Denominación	ACAR-900 MCM
Sección Nominal	455.70 mm ²
Tipo	Aluminio-Aleación de Aluminio

Descripción	Características
Sección transversal total	455.70 mm ²
Sección transversal del Aluminio	221.70 mm ²
Sección transversal Aleación de Aluminio	234.00 mm ²
Configuración:	
Aluminio	18 x 3.96 mm
Aleación de Aluminio	19 x 3.96 mm
Diámetro exterior	27.73 mm
Masa unitaria	1 255 kg/m
Carga de rotura	10 285 kg
Coeficiente térmico de dilatación	0.000023 1/°C
Módulo de elasticidad final	6 338 kg/mm ²
Resistencia eléctrica a 20°C	0.0680 Ohm/km

3.5.6.2 Selección del cable de guarda

En el PR-20 del COES del año 2021, se indicaba que todas las líneas eléctricas deben tener al menos un cable de guarda del tipo Optical Ground Wire (OPGW), asimismo se menciona que en sistemas locales de 220 kV no es necesario instalar un sistema de comunicación doble (principal y respaldo), un solo sistema de comunicación es suficiente utilizando cable tipo OPGW conformado por fibra óptica monomodo de 24 hilos.

Para el diseño de la línea, a solicitud del cliente, por la envergadura del proyecto, se consideró dos sistemas de comunicaciones, principal y respaldo, mediante dos cables de guarda del tipo OPGW de 24 hilos.

Teniendo en cuenta que en la zona del recorrido de la línea el nivel cerámico es cero "0", para definir la ubicación de los cables de guarda no es necesario realizar el cálculo de apantallamiento, la función que tendrán los cables de guarda será básicamente para telecomunicaciones.

En la Tabla 7 se muestra las características principales del cable de guarda aprobadas en el EPO del Parque Eólico Shougang, las mismas que fueron consideradas en el diseño de la línea a nivel de factibilidad.

Tabla 7*Características principales del cable de guarda*

Descripción	Características
Tipo	OPGW
Sección nominal (mm ²)	106.6
Número de hilos	24
Diámetro exterior (mm)	14
Peso unitario (kg/km)	611
Carga de rotura (kg)	9 590
Capacidad de corriente de cortocircuito	81 kA ² s

Nota. Datos obtenidos de SHOUGESA, del Estudio de Preoperatividad del proyecto Parque Eólico Shougang.

3.5.6.3 Selección del aislamiento

Se elabora teniendo en cuenta lo descrito en las normas internacionales IEC 60071-1, IEC 60071-2, IEC 60815-2 y el EPRI. Asimismo, se considera tanto la experiencia como la práctica en líneas eléctricas construidas en similares zonas a la línea eléctrica a diseñar y que actualmente vienen operando en el SEIN.

Teniendo en cuenta que el trazo de la línea es en una zona costera, que recorre altitudes menores a los 1000 msnm con cercanía al mar y que atraviesa zonas desérticas con escasa presencia de lluvia durante el año, se consideró un nivel de contaminación muy alto para el diseño, según la norma IEC 60815-2.

Para el proyecto se consideró aisladores de vidrio tipo fog para cumplir los requerimientos de distancia de fuga con la menor cantidad de aisladores. Además, se tuvieron en cuenta las cargas de rotura de los aisladores conforme a los esfuerzos mecánicos que se generan en líneas eléctricas de 220 kV de características similares.

3.5.6.3.1 Características técnicas del aislador

Las características técnicas de los aisladores, que será un dato de entrada para el cálculo de aislamiento, se obtienen del catálogo de un fabricante reconocido de aisladores. Para el proyecto se utilizó el catálogo de SEDIVER. Las principales características técnicas de los aisladores que se utilizaron en el diseño de la línea se presentan en la Tabla 8 y el catálogo de los aisladores utilizados muestran en el Anexo 2.

Tabla 8

Características técnicas de los aisladores

Descripción	Características	
Tensión Nominal	220 kV	
Material aislante	Vidrio Templado	
Tipo	Antineblina	
Uso	Suspensión	Anclaje
Clase	U120BP	U160BSP
Diámetro del disco	280 mm	330 mm
Espaciamiento	146 mm	146 mm
Línea de fuga	445 mm	545 mm
Carga de rotura	120 kN	160 kN
Sostenimiento a frecuencia industrial		
En seco	80 kV	90 kV
En lluvia	50 kV	55 kV
Sostenimiento a Impulso		
Positiva	125 kV	140 kV
Negativa	125 kV	140 kV
Peso neto aproximado	5.5 kg	8.2 kg

Nota. Datos adaptados de SEDIVER (2025). TOUGHENED GLASS INSULATORS FOR HVAC APPLICATIONS [Archivo PDF]. <https://www.sediver.com/wp-content/uploads/2025-HVDC-Catalog-Wolrdwide.pdf>

3.5.6.3.2 Niveles de aislamiento normalizados

Teniendo en cuenta la máxima tensión del sistema (245 kV), en base a la norma IEC se establecen los niveles de aislamiento, conforme se presenta en la Tabla 9.

Tabla 9

Niveles de aislamiento normalizados

Tensión más elevada del material (Um) kV (valor eficaz)	Tensión soportada asignada normalizada a frecuencia industrial de corta duración kV (valor eficaz)	Tensión soportada asignada normalizada a impulso tipo rayo kV (valor de cresta)
245	460	1050

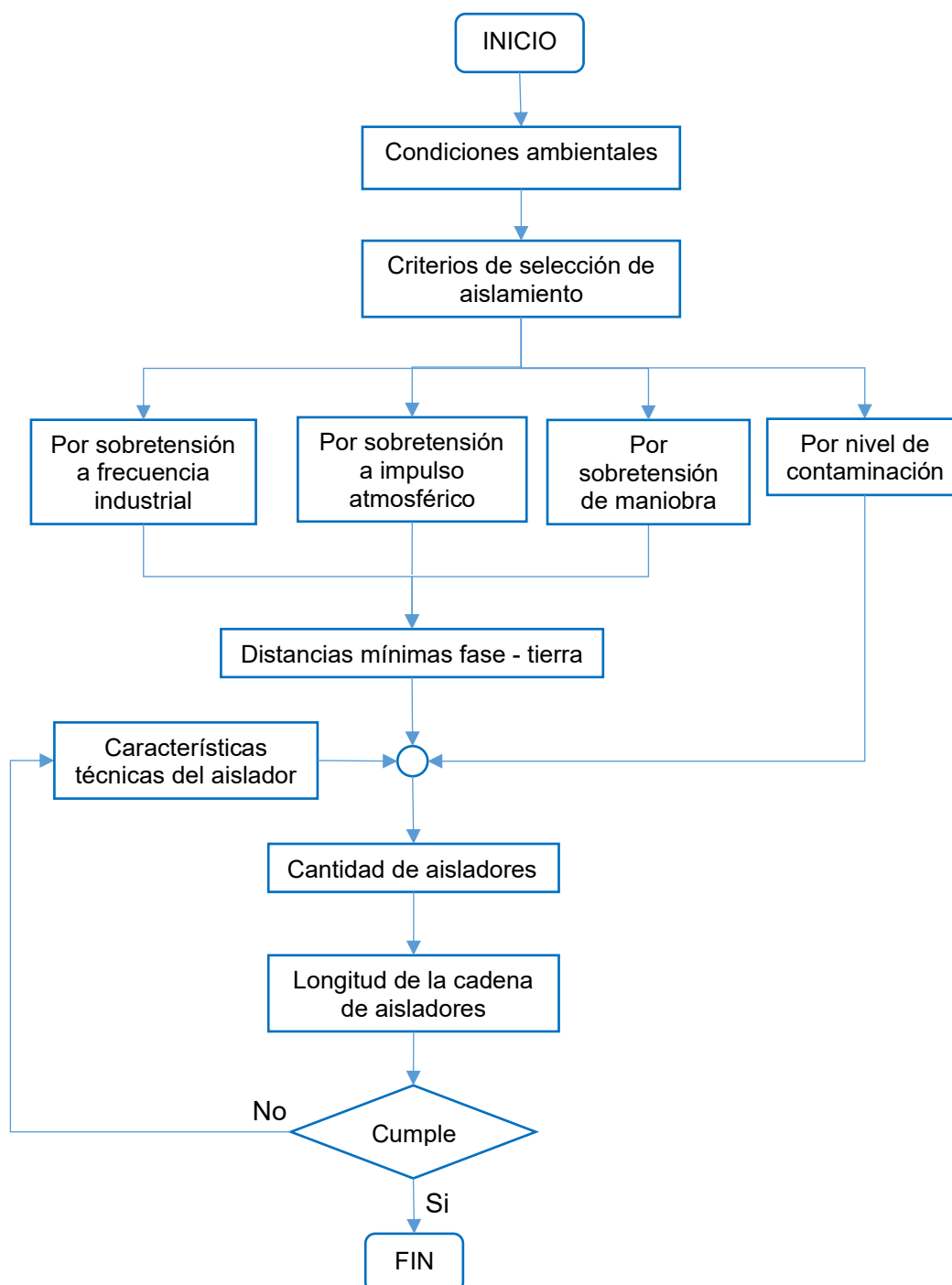
Nota. Datos adaptados de Tabla 2 - Niveles de aislamiento normalizados para la gama 1 ($1 \text{ kV} < U_m \leq 245 \text{ kV}$), por Norma IEC 60071-1, 2006.

3.5.6.3.3 Criterios y cálculos de la selección del nivel de aislamiento

Con los criterios que se indican a continuación, se selecciona el nivel de aislamiento:

- Por sobretensión a frecuencia industrial.
- Por sobretensión a impulso atmosférico.
- Por sobretensión de maniobra.
- Por nivel de contaminación.

De acuerdo a las sobretensiones obtenidas se determina las distancias eléctricas mínimas fase-tierra. Seguidamente, junto con la selección por nivel de contaminación se determina la cantidad de aisladores, así como la longitud de la cadena de aisladores, tanto para las estructuras de suspensión como para las estructuras de anclaje. En la Figura 12 se muestra los pasos que se siguieron para determinar el aislamiento de la línea eléctrica.

Figura 12*Flujograma de la selección de aislamiento*

Nota: Se muestra el diagrama de flujo para seleccionar el aislamiento de la línea eléctrica.

3.5.6.3.4 Cálculo del aislamiento por sobretensión a frecuencia industrial

Primero se tiene que calcular el voltaje crítico disruptivo y luego el valor obtenido se corrige por factores ambientales.

a) Cálculo del voltaje crítico disruptivo

- Se calcula la sobretensión línea a tierra a frecuencia industrial (VF)

$$VF = \frac{V_{ll}}{\sqrt{3}} \cdot K_{sv} \cdot K_f (\text{kV})$$

Donde:

- V_{LL} = Valor de la tensión de línea fase a fase (kV).
- K_{sv} = Factor de sobretensión permitida en operación normal, generalmente es el 5% ($K_{sv} = 1.05$).
- K_f = Factor de incremento de la tensión en las fases sanas durante una falla monofásica a tierra ($K_f = 1.3$).

Reemplazando:

$$VF = 173.38 \text{ kV}$$

- Mediante expresión de la IEC se calcula el voltaje crítico disruptivo

$$(V_{CFO}), V_{CFO} = \frac{VF}{(1-3\sigma)} \cdot (\text{kV})$$

Donde:

- $\sigma = 2\%$ para voltaje de impulso debido a sobretensiones de maniobra seco o húmedo y voltaje a frecuencia industrial húmedo.

Reemplazando:

$$V_{CFO} = 184.44 \text{ kV}$$

b) Voltaje crítico disruptivo corregido por factores ambientales

- Para la frecuencia industrial se calcula el voltaje crítico disruptivo corregido por factores ambientales.

$$V_{CFOC} = V_{CFO} \cdot \frac{H_v}{DRA^{n1}} \cdot \frac{1}{K_1} \cdot \frac{1}{K_r} (\text{kV})$$

Donde:

- DRA = Densidad Relativa del aire
- H_v = Factor de corrección del voltaje por humedad
- n^1 = Exponente que es función de la distancia a masa, es igual a 1, según EPRI.
- K_1 = Factor de corrección por tasa de precipitación.
- K_r = Factor de corrección por resistividad del agua de lluvia.

Hallando el DRA

Se obtiene a partir de la siguiente fórmula:

$$DRA = \frac{3.92}{(273 + \theta)} \cdot 10^{(\text{Log}76 - \frac{h}{18336})}$$

Donde:

- θ = Temperatura media (22°C)
- h = Altitud máxima (1000 m.s.n.m.)

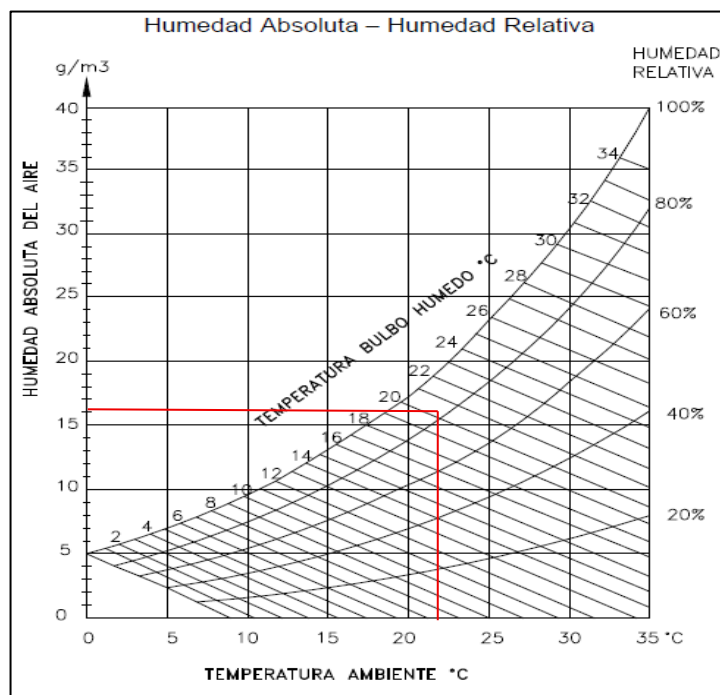
Reemplazando:

$$DRA = 0.89$$

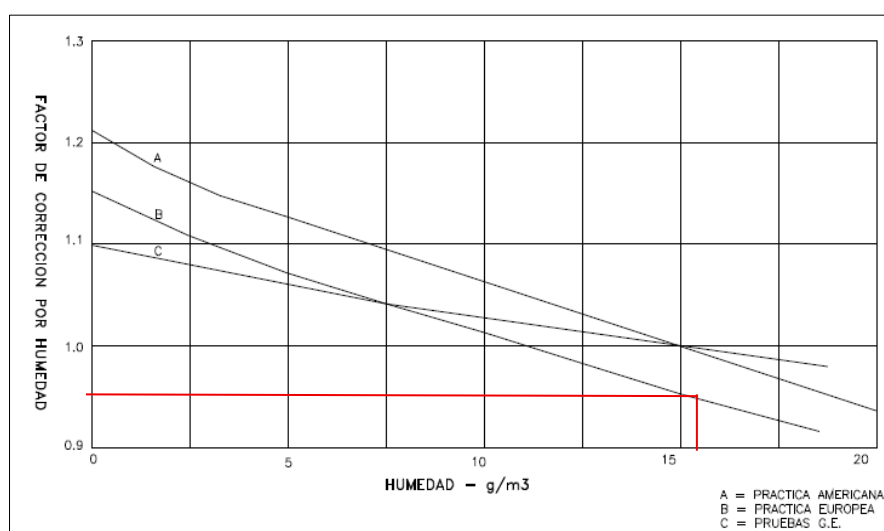
Hallando el H_v

Se obtiene de la siguiente manera:

- El primer valor a obtener es la humedad absoluta del aire y se obtiene a partir del gráfico de la “Humedad absoluta – Humedad relativa del aire” considerando la temperatura media de 22°C y una humedad relativa del 85%, entonces el valor de la humedad absoluta del aire resultante sería 16.5 g/m³, tal como se muestra en la Figura 13.
- Con el valor de la humedad absoluta del aire (16.5 g/m³) se obtiene el “ H_v ” a partir del gráfico de “Humedad - Factor de corrección por humedad”, resultando un valor de **0.97**, tal como se muestra en la Figura 14.

Figura 13*Humedad absoluta – Humedad relativa del aire*

Nota: Adaptado de EPRI Transmission Line Reference Book - 200 kV and Above (Red Book), Third Edition. EPRI, Palo Alto, CA: 2005. 1011974.

Figura 14*Humedad absoluta - Factor de corrección por humedad*

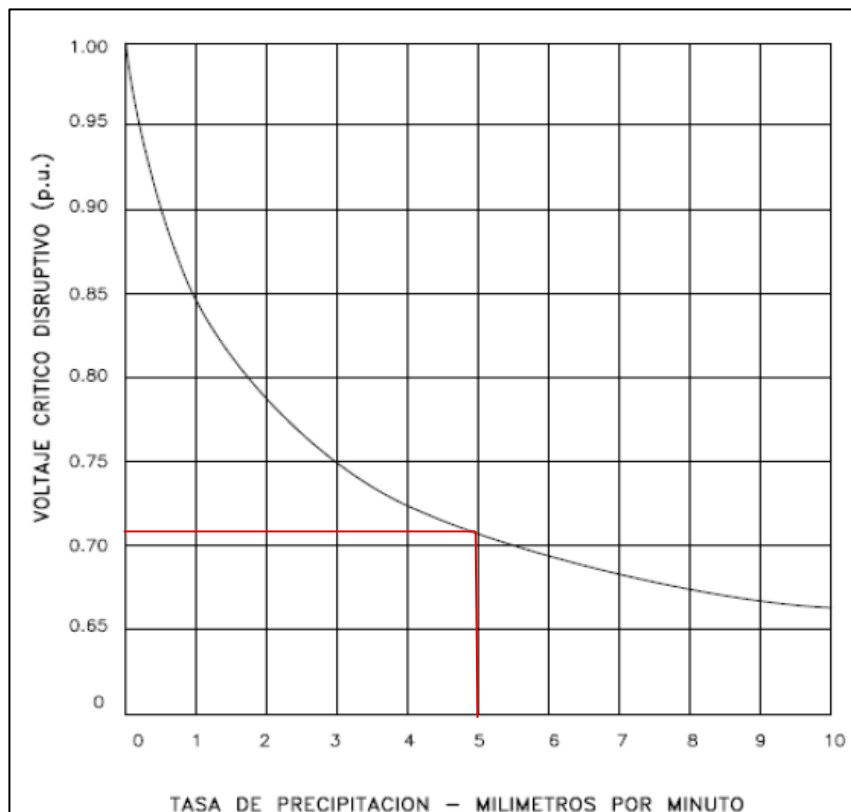
Nota: Adaptado de EPRI Transmission Line Reference Book - 200 kV and Above (Red Book), Third Edition. EPRI, Palo Alto, CA: 2005. 1011974.

Hallando el K_1

El K_1 se obtiene del gráfico de la Figura 15 considerando una tasa de precipitación de 5mm/min según el EPRI, por tanto, el valor del K_1 sería **0.71**.

Figura 15

Factor de corrección por tasa de precipitación



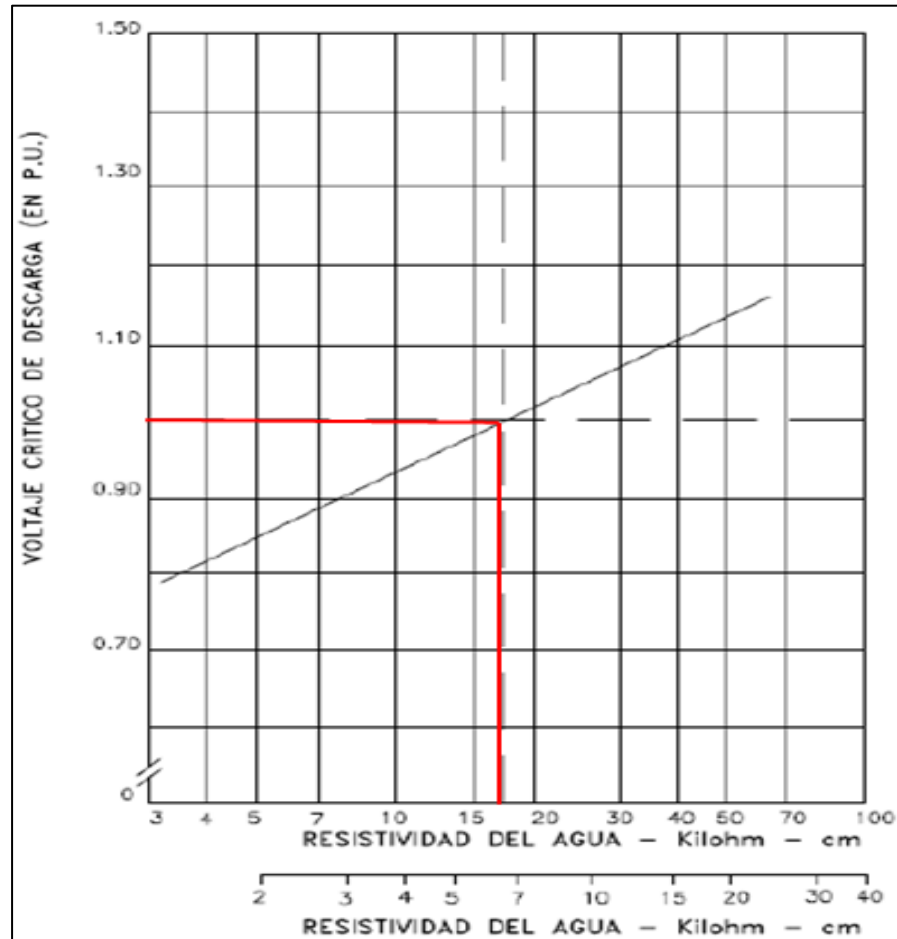
Nota: Adaptado de EPRI Transmission Line Reference Book - 200 kV and Above (Red Book), Third Edition. EPRI, Palo Alto, CA: 2005. 1011974.

Hallando el K_r

El K_r se obtiene del gráfico de la Figura 16 considerando 17.8 kV/cm según EPRI para el caso de lluvias, por tanto, el valor del K_r sería 1.

Figura 16

Factor de corrección por resistividad del agua de lluvia



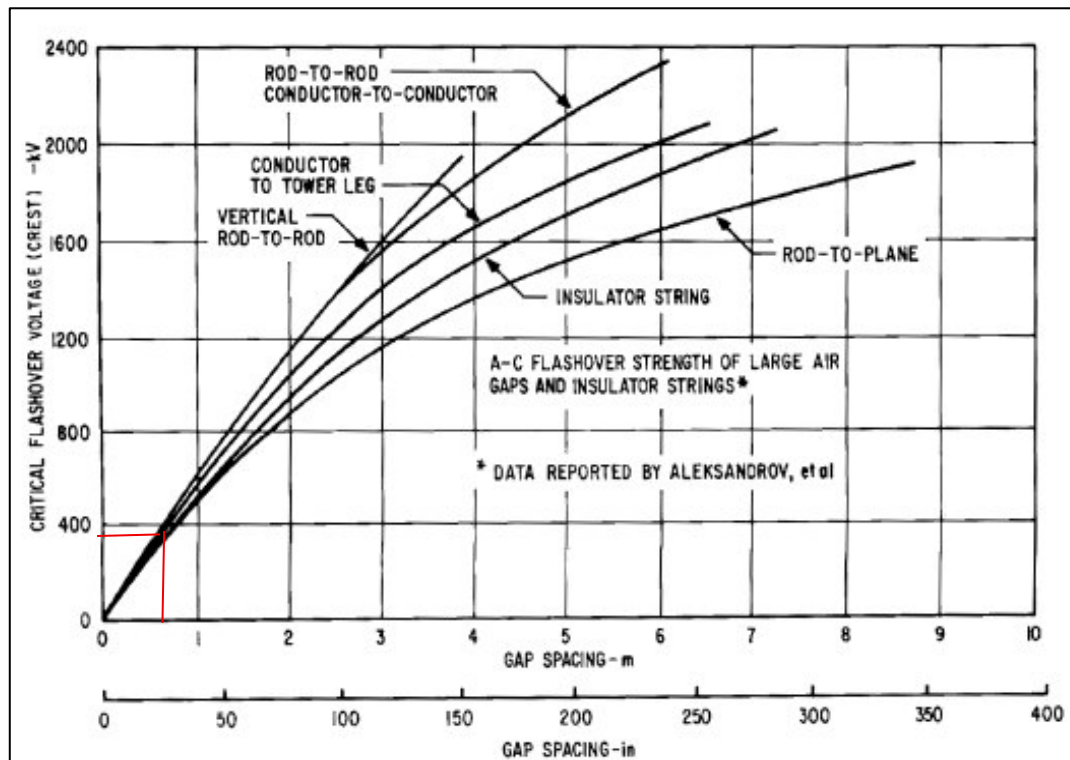
Nota: Adaptado de EPRI Transmission Line Reference Book - 200 kV and Above (Red Book), Third Edition. EPRI, Palo Alto, CA: 2005. 1011974.

Reemplazando los factores hallados anteriormente se obtiene la corrección por factores ambientales del voltaje crítico disruptivo:

$$V_{CFOC} = 282.90 \text{ kV}$$

La distancia mínima a masa se obtiene de la gráfica del EPRI de las curvas de sobretensión a frecuencia industrial para el espaciamiento en aire entre conductor y estructura. En el gráfico de la Figura 17 se muestra la distancia mínima a masa a partir del voltaje crítico disruptivo a frecuencia industrial, por lo tanto, la distancia será:

$$D_{mincfo} = 750 \text{ mm.}$$

Figura 17*Curvas de sobretensión a frecuencia industrial*

Nota: Adaptado de EPRI Transmission Line Reference Book - 200 kV and Above (Red Book), Third Edition. EPRI, Palo Alto, CA: 2005. 1011974.

3.5.6.3.5 Cálculo del aislamiento por sobretensión de impulso atmosférico

Teniendo en cuenta las recomendaciones de la IEC, mediante la siguiente fórmula se calcula el voltaje crítico disruptivo corregido para las condiciones promedio de la zona del trazado de la línea:

$$V_{CFO} = \frac{BIL}{(1 - 1.3 \cdot \sigma) \cdot DRA} \text{ (kV)}$$

Donde:

- DRA = Densidad Relativa del aire (0.89)
- BIL = Nivel básico de aislamiento (1050 kV)
- σ = Desviación estándar (3%)

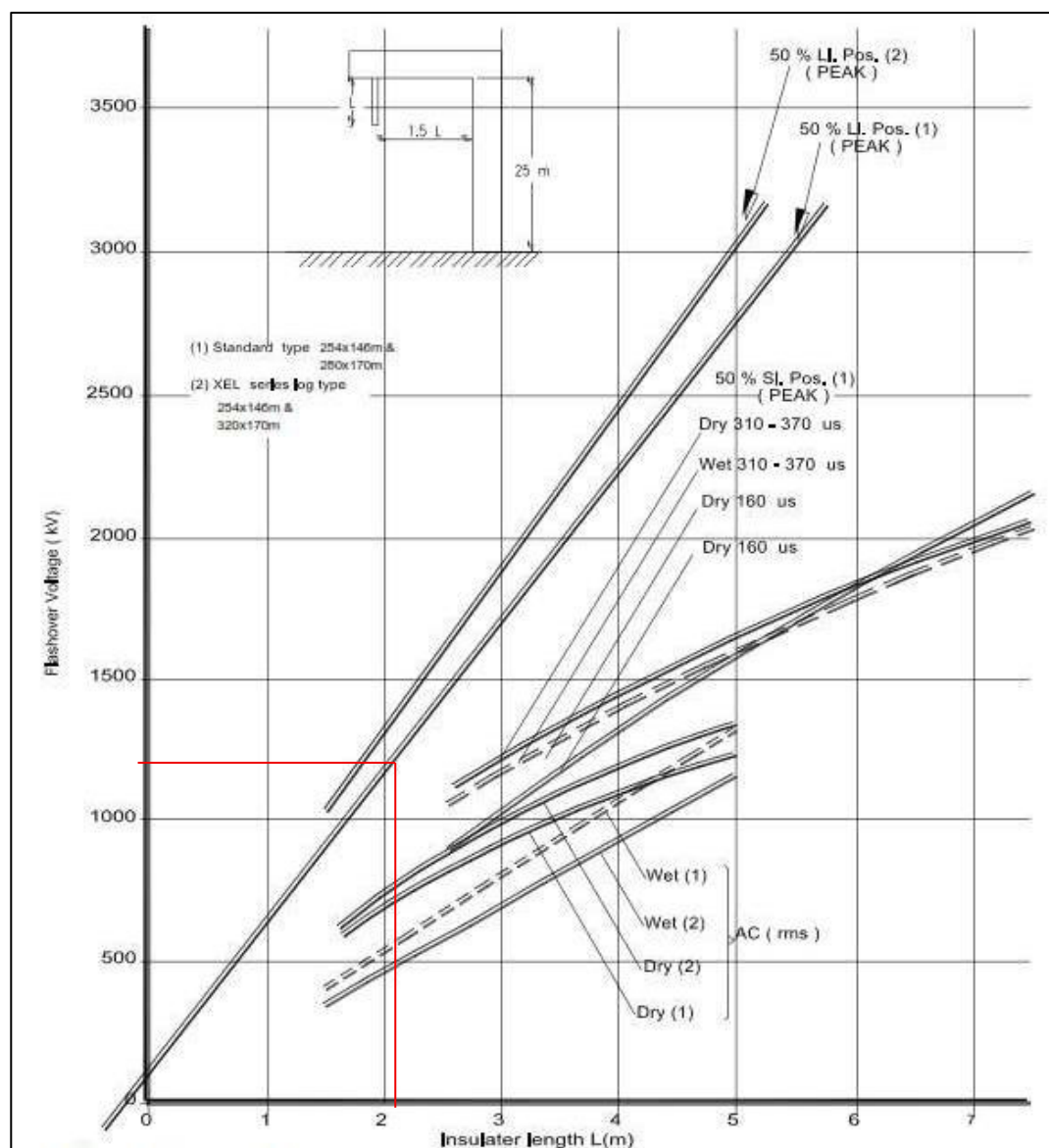
Reemplazando se obtiene: $V_{CFO} = 1,226.66 \text{ kV}$

La distancia mínima a masa se obtiene de las curvas de sobretensión de impulso atmosférico para el espaciamiento en aire entre conductor y estructura. En el gráfico de la Figura 18 se muestra la distancia mínima a masa a partir del voltaje crítico disruptivo, por lo tanto, la distancia será:

$$D_{minCFO} = 2100 \text{ mm.}$$

Figura 18

Curvas de sobretensión de impulso atmosférico



Nota: Adaptado de EPRI Transmission Line Reference Book - 200 kV and Above (Red Book), Third Edition. EPRI, Palo Alto, CA: 2005. 1011974.

3.5.6.3.6 Cálculo del aislamiento por sobretensión de maniobra

Primero se calcula la tensión de sostenimiento con la siguiente fórmula:

$$V_{CO} = V_{\max} \cdot \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \cdot f_s (kV)$$

Donde:

- $V_{\max}$ = Tensión máxima del sistema (245 kV)
- f_s = Factor de sobretensión de maniobra (2.5)

Reemplazando se obtiene:

$$V_{CO} = 500.10 \text{ kV}$$

Seguidamente, teniendo en cuenta las condiciones de la zona, se corrige la tensión de sostenimiento, según la siguiente fórmula:

$$V_{CFO} = \frac{V_{CO}}{(1 - \sigma \cdot ND)} \cdot \frac{1}{DRA} (kV)$$

Donde:

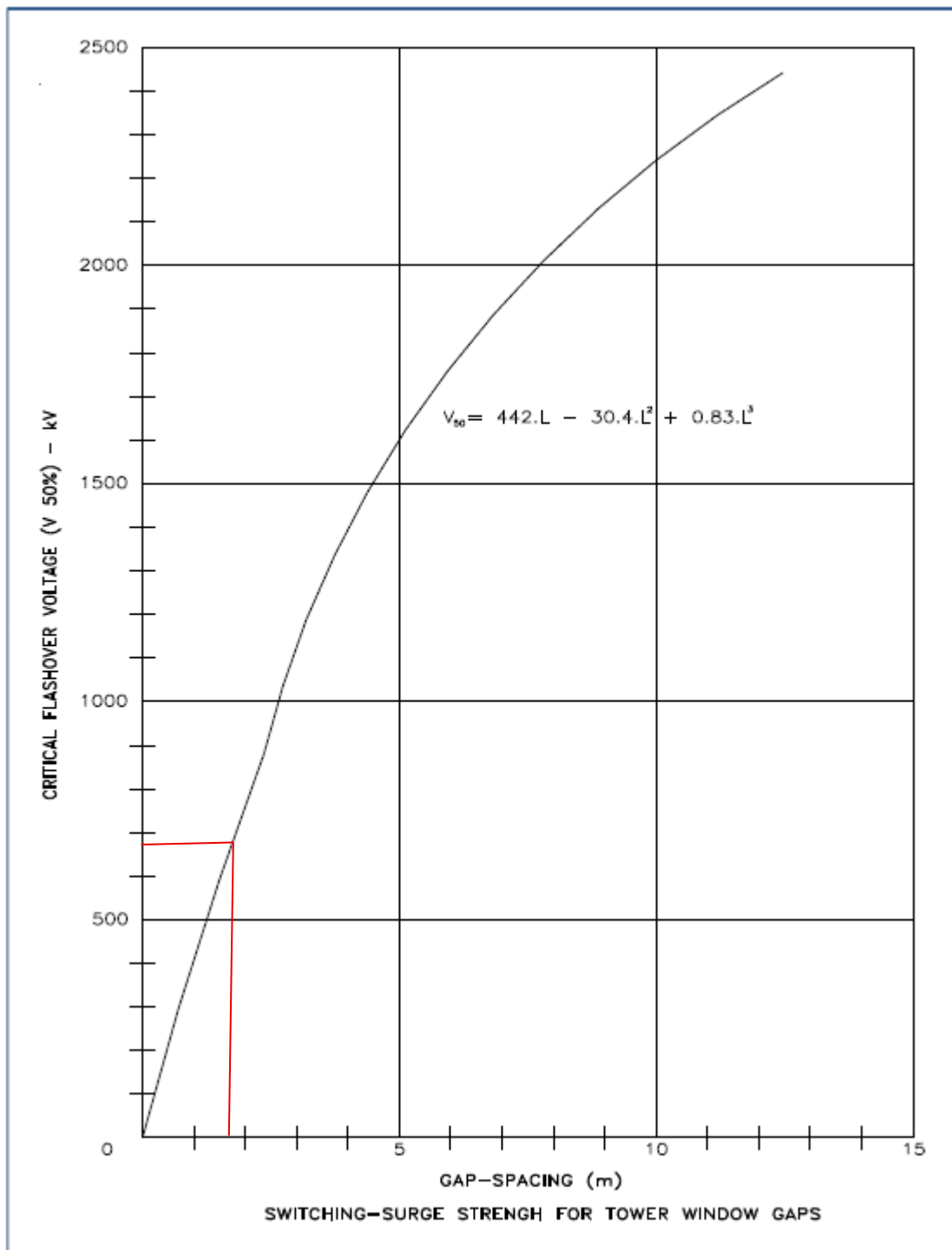
- σ = Desviación estándar de acuerdo a las normas IEC 60071-1 y 60071-2 (6%)
- ND = Número de desviaciones estándar alrededor de la media (3)

Reemplazando se obtiene:

$$V_{CFO} = 684.71 \text{ kV}$$

La distancia mínima a masa se obtiene de la gráfica del EPRI de la curva de sobretensión de maniobra para el espaciamiento en aire entre conductor y estructura. En el gráfico de la Figura 19 se muestra la distancia mínima a masa considerando el voltaje disruptivo, por lo tanto, la distancia será:

$$D_{\min_{CFO}} = 1650 \text{ mm.}$$

Figura 19*Curvas de sobretensión de maniobra*

Nota: Adaptado de EPRI Transmission Line Reference Book - 200 kV and Above (Red Book), Third Edition. EPRI, Palo Alto, CA: 2005. 1011974.

3.5.6.3.7 Cálculo de aislamiento por contaminación

De acuerdo a la norma IEC TS 60815-2, la distancia de fuga mínima requerida fase tierra se determina de acuerdo al nivel de contaminación según la siguiente expresión:

$$\text{Distancia de fuga mínima (fase-tierra)} = \text{USCD} \times \frac{U_m}{\sqrt{3}}$$

Dónde:

- U_m : Tensión máxima del sistema (kV).
- USCD: Distancia de Fuga Específica Unificada = $\text{RUSCD} \times K_a \times K_{ad}$
- RUSCD: Distancia de Fuga Específica Unificada de Referencia.
- K_a : Factor de Corrección por altura.
- K_{ad} : Factor de Corrección diámetro promedio del aislador.

• Determinación del RUSCD

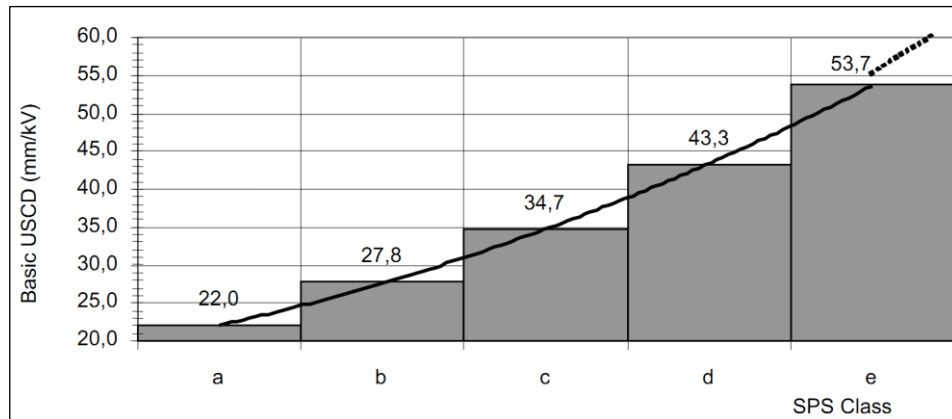
Para calcular la distancia de fuga mínima, primero se debe determinar la distancia de fuga específica unificada de referencia (RUSCD).

El parámetro RUSCD se obtiene a partir de la figura 1 de la norma IEC/TS 60815-2, donde se indica la relación existente entre el nivel de severidad de la contaminación de sitio "Site pollution Severity" (SPS) y el RUSCD.

En la IEC/TS 60815-1, se determina de manera cualitativa cinco clases de contaminación que caracterizan la severidad de un determinado lugar, desde la contaminación muy leve hasta la contaminación muy fuerte, según se muestra a continuación:

- a – Contaminación muy leve;
- b – Contaminación leve;
- c – Contaminación media;
- d – Contaminación intensa;
- e – Contaminación muy intensa.

En la Figura 20 se muestra el RUSCD en función del nivel de severidad de la contaminación de sitio (SPS).

Figura 20*RUSCD en función del nivel SPS*

Nota. Datos obtenidos de la Norma IEC 60815-2, “Figura 1 – RUSCD en función de la clase SPS.

Por el entorno de la línea se considera un nivel de contaminación muy alta, correspondiente a una clase “e” de SPS, definiendo como adecuada un RUSCD de:

$$\text{RUSCD} = 53.7 \frac{\text{mm}}{\text{kV}}$$

- **Determinación del K_a**

Según indica la IEC TS 60815-2 el factor de corrección por altura, para alturas menores a 1500 m.s.n.m., es igual a 1, lo cual aplica para este caso puesto que la línea discurre por altitudes que no superan los 1000 m.s.n.m. Por lo tanto, el valor de K_a es:

$$K_a = 1.0$$

- **Determinación del K_{ad}**

Según la IEC TS 60815-2 la corrección por diámetro promedio del aislador no aplica para aisladores de vidrio, por lo tanto:

$$K_{ad} = 1.0$$

- **Distancia de fuga mínima**

Luego de obtenidos los parámetros RUSCD, K_a y K_{ad} , la distancia de fuga mínima requerida para los aisladores es:

$$\text{Distancia de fuga mínima}_{(\text{fase-tierra})} = 53.7 \times 1 \times 1 \times \frac{245}{\sqrt{3}} = 7,595.91 \text{ mm}$$

De acuerdo al valor obtenido, la distancia de fuga mínima requerida de la cadena de aisladores tiene que ser igual o mayor a 7,595.91 mm, tal como se muestra en la Tabla 10.

Tabla 10

Aislamiento por contaminación

Altitud	Línea de fuga unitaria (mm/kVf-t)	V _{máx} (kV)	Distancia de fuga mínima requerida (mm)
Entre 0 – 1000 msnm	53.7	245	7595.91

3.5.6.3.8 Resumen de distancias mínimas requeridas por sobretensión

El resumen de las distancias mínimas a masa (fase – tierra) calculadas por tipo sobretensión, se muestra en la Tabla 11. Se observa que la distancia por sobretensiones atmosféricas es la mayor distancia eléctrica que corresponde a la distancia de arco seco y es la distancia mínima a cumplir entre las partes metálicas de los extremos de la cadena (parte energizada y tierra).

Tabla 11

Distancias mínimas a masa

Tipo de sobretensión	Distancias mínimas fase - tierra (mm)
Sobretensión a frecuencia Industrial	750
Sobretensión a impulso atmosférico	2100
Sobretensión de maniobra	1650

3.5.6.3.9 Cálculo del número de aisladores

El número de aisladores requeridos se calcula tanto por el criterio de sobretensiones como por el criterio de contaminación. Para las cadenas de anclaje, se considera un aislador adicional debido a que el peso de la cadena origina una disminución de la distancia de aislamiento.

La cantidad de aisladores se determina con las siguientes expresiones:

- Cantidad de aisladores de suspensión/anclaje “N” por sobretensiones:

$$N = \frac{\text{Distancia de arco seco}}{\text{Paso del aislador}}$$

- Para aisladores de suspensión:

$$N = \frac{2100 \text{ mm}}{146 \text{ mm}} = 14.38 \cong 15$$

- Para aisladores de anclaje:

$$N = \frac{2100 \text{ mm}}{146 \text{ mm}} + 1 = 15.38 \cong 16$$

- Cantidad de aisladores de suspensión/anclaje “N” por contaminación:

$$N = \frac{\text{Línea de fuga total}}{\text{Distancia de fuga del aislador de suspensión/anclaje}}$$

- Para aisladores de suspensión:

$$N = \frac{7595.91 \text{ mm}}{445 \text{ mm}} = 17.07 \cong 18$$

- Para aisladores de anclaje:

$$N = \frac{7595.91 \text{ mm}}{545 \text{ mm}} + 1 = 14.94 \cong 15$$

De los resultados obtenidos, se elige el de mayor cantidad de aisladores para asegurar el cumplimiento de las distancias mínimas a masa (fase – tierra) y de la distancia mínima de fuga requerida. En la Tabla 12 se muestra la cantidad de aisladores requeridos que se consideró en el proyecto:

Tabla 12*Número de aisladores requeridos*

Descripción	N° Aisladores para cadena de suspensión (U120BP)	N° Aisladores para cadena de anclaje (U160BSP)
LT 220 kV "SE. Shougang - SE. El Hierro"	18	16

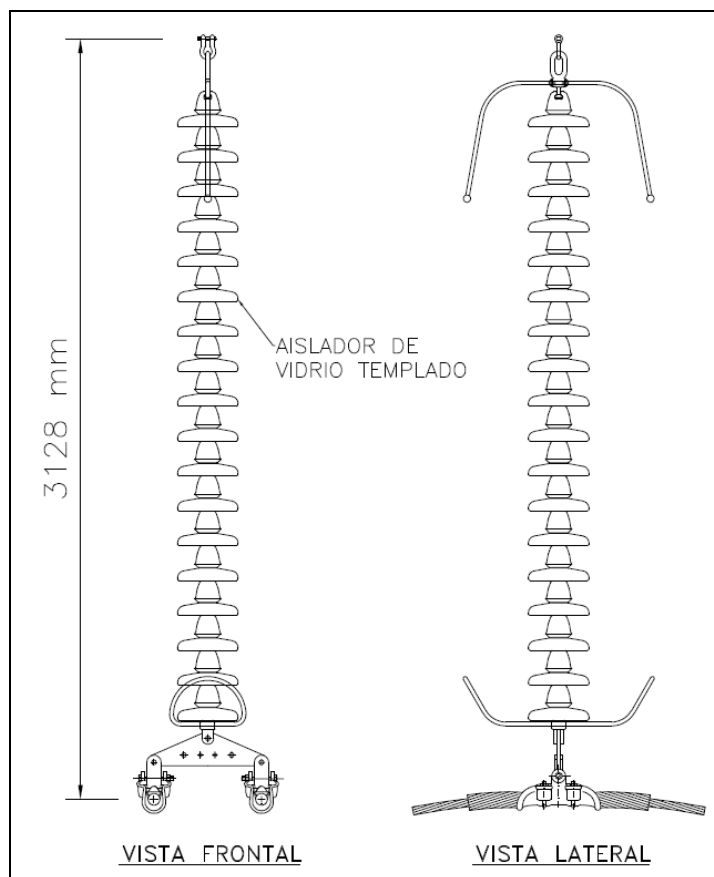
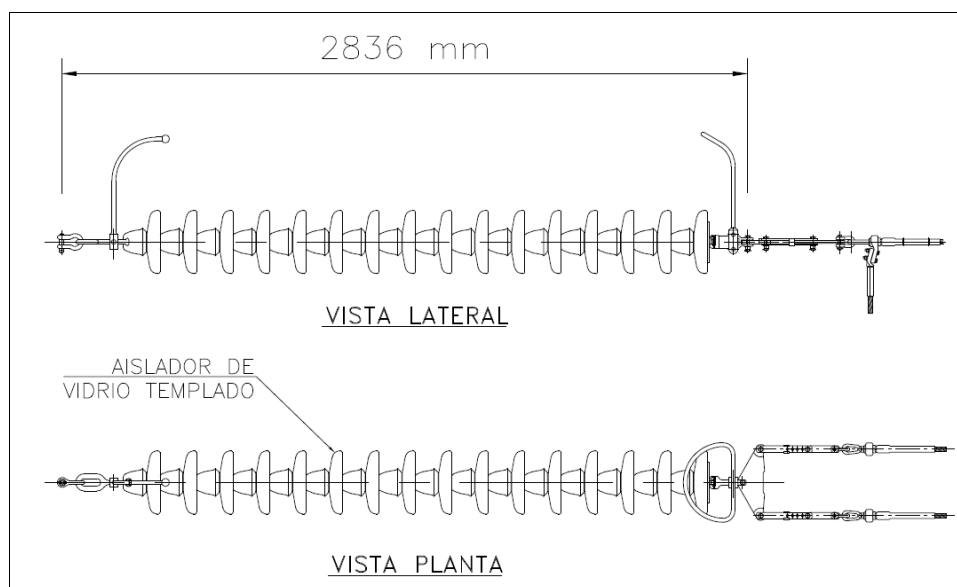
3.5.6.3.10 Longitud de la cadena de aisladores

Para determinar la longitud total de la cadena de aisladores de suspensión y anclaje se debe adicionar la longitud de los herrajes de aproximadamente 0.50 m, adoptándose para fines de diseño una longitud total de 3128 mm para la cadena de suspensión y 2836 mm para la cadena de anclaje, medido desde el enganche de la torre hasta el perno del enganche de la grapa de compresión.

Las longitudes de las cadenas de aisladores se muestran en la Tabla 13 y en las Figuras 21 y 22 se muestran una vista de las cadenas de aisladores. En el Anexo 3 se pueden observar mayores detalles.

Tabla 13*Longitud total de la cadena de aisladores*

Descripción	Suspensión (U120BP)	Anclaje (U160BSP)
Longitud total de la cadena de aisladores	3128 mm	2836 mm

Figura 21*Cadena de aisladores de suspensión***Figura 22***Cadena de aisladores de anclaje*

3.5.6.4 Distancia mínima de seguridad horizontal entre conductores en la misma estructura

3.5.6.4.1 Para soportes fijos

Para los conductores mayores de 35 mm² unidos a soportes fijos, en la misma estructura, la mínima distancia de seguridad horizontal, se determina teniendo en cuenta lo indicado en el CNE - Suministro 2011, regla 235.B.1.b, mediante la siguiente expresión:

$$DS_h = [7,6 \cdot V_{\text{máx}} + 8 \cdot \sqrt{2,12 \cdot S}] \cdot fh$$

Donde:

DS_h: Distancia mínima horizontal entre conductores (mm).

V_{máx}: Máxima tensión de servicio

S: Flecha del conductor para Temperatura=25°C y Presión de viento=0 Pa.

fh: Factor de corrección por altura.

$$fh = 1 + 3\% \cdot \left(\frac{h - 1000}{300} \right)$$

h: Altura sobre el nivel del mar.

Debido a que el trazado de la línea está a una altitud inferior a los 1000 msnm, se considera que el valor del “fh” es igual a uno.

Por experiencia y teniendo en cuenta instalaciones similares, se consideró una flecha del conductor igual a 15 m.

Reemplazando:

$$DS_h = 3288.6 \text{ mm}$$

3.5.6.4.2 En soportes con aisladores de suspensión

En los apoyos con aisladores de suspensión se debe considerar lo indicado en el CNE-Suministro 2011, regla 235.B.2, que señala que, para el diseño el ángulo máximo de balanceo es debido a que el conductor se desplaza por efecto de la presión del viento a 290 Pa en la flecha final a una temperatura de 25°C. Este balanceo se tendrá en cuenta a la hora de determinar las distancias entre conductores.

$$DS_h = [7,6 \cdot V_{\text{máx}} + 8 \cdot \sqrt{2,12 \cdot S}] \cdot fh + L \cdot \text{sen}(\varphi_{\text{máx}})$$

Donde:

L: Longitud de la cadena de aisladores (mm) = 3128 mm

$\phi_{\text{máx}}$: Angulo de balanceo = 27.33 °

Reemplazando:

$$DS_h = 4724.65 \text{ mm}$$

Las distancias mínimas de seguridad horizontal entre conductores en la misma estructura, se puede observar en la Tabla 14.

Tabla 14

Distancias mínimas de seguridad horizontal entre conductores

Descripción	En soportes fijos	En soportes con aisladores de suspensión
Distancias mínimas de seguridad horizontal entre conductores en la misma estructura	3288.6 mm	4724.65 mm

3.5.6.5 Distancias mínimas de seguridad vertical

Con la finalidad de proteger y garantizar las instalaciones existentes y principalmente la integridad física de las personas en los cruces de la línea, en el diseño se tiene que tener en cuenta las distancias mínimas de seguridad vertical de los conductores, para limitar la proximidad de las personas y de las instalaciones a la línea eléctrica.

3.5.6.5.1 Distancias de seguridad vertical de conductores sobre el piso

Se toma en cuenta lo indicado en el CNE – Suministro 2011, Regla 232.B.1 en el que se menciona que en líneas aéreas de alta tensión, las distancias mínimas de seguridad vertical sobre el nivel del piso se deben determinar aplicando los valores indicados en las Tablas 232-1 y 232-1a. Asimismo, se debe considerar la Regla 232.C.1.a que indica que los valores indicados en la Tabla 232-1 se debe corregir por tensión, incrementando su valor a razón de

10 mm por kilovoltio que sobrepase los 23 kV, considerando en el cálculo la tensión máxima de operación en las líneas mayores a 33 kV. Los valores corregidos por tensión se comparan con la tabla 232-1a y se utiliza el de mayor valor.

También se tiene en cuenta la recomendación del PR-20 del COES, Anexo 1 “Criterios mínimos de diseño de instalaciones eléctricas”, numeral 3.3.6 del Capítulo 3, donde se indica que en el diseño también se debe tener en cuenta un margen de reserva igual a 30 cm para garantizar el cumplimiento de las distancias de seguridad. Las distancias de seguridad vertical consideradas en el diseño se muestran en la Tabla 15.

Tabla 15

Distancias mínimas de seguridad vertical sobre el piso

Item	Naturaleza de la superficie que se encuentra debajo de los conductores de 220 kV	Según CNE-Suministro 2011 (m)	Con margen de reserva según PR20 del COES (m)
1	Vías férreas de ferrocarriles	11	11.3
2	Avenidas y carreteras con circulación de camiones	9.3	9.6
3	Calles y caminos con circulación de camiones	8.8	9.1
4	Callejones, zonas de parqueo y calzadas	8.8	9.1
5	Otros terrenos recorridos por vehículos.	8.8	9.1
6	Áreas no transitables por vehículos	7.3	7.6
7	Caminos y calles en zonas rurales	8.8	9.1

3.5.6.5.2 Distancias de seguridad vertical en el cruce de conductores

Se toma en cuenta las siguientes reglas indicadas en el CNE – Suministro 2011:

- **Regla 233.C.1;** en el que se indica que las distancias de seguridad vertical en el cruce de conductores tendidos en diferentes estructuras se deben determinar con los valores establecidos en la Tabla 233-1.
- **Regla 232.C.2.a;** en el que se indica que los valores establecidos en la Tabla 233-1 deben ser incrementados por la adición de lo siguiente: Para los conductores del nivel inferior y superior que sobrepasen los 23 kV, se deben corregir por tensión los valores de la Tabla 233-1, incrementando su valor a razón de 10 mm/kV que sobrepasen los 23 kV. En el cálculo se debe considerar la tensión máxima de operación en los conductores mayores a 50 kV.

Similar al numeral anterior, también se tiene en cuenta la recomendación del PR-20 del COES por lo que se consideró un margen de reserva de 30 cm para garantizar que se cumpla con las distancias mínimas de seguridad, tal como se muestra en la Tabla 16.

Tabla 16

Distancias de seguridad vertical en el cruce de conductores

Item	Descripción	Según CNE-Suministro 2011 (m)	Con margen de reserva según PR20 del COES (m)
1	A líneas eléctricas de 34.5 kV	3.6	3.9
2	A líneas eléctricas de 60 kV	4	4.3
3	A líneas eléctricas de 138 kV	4.7	5
4	A líneas eléctricas de 220 kV	5.7	6
5	Entre cable de guarda y conductor de 220 kV	4.1	4.4

3.5.6.6 Distancias mínimas a masa

Se toma en cuenta las Reglas 235.E.1. y 235.E.2, así como la Tabla 235-6. del CNE-Suministro 2011, que establecen que las distancias mínimas de

seguridad desde los conductores de la línea a las estructuras deben ser mayores a los valores indicados en la tabla mencionada.

- Distancia mínima de seguridad a superficie de los brazos de soporte.

$$D_{min\ masa} = [280 + 6x(V_{m\acute{a}x} - 50)]$$

$$D_{min\ masa} = 1450\ mm$$

- Distancia mínima de seguridad a conductor lateral o vertical de otros circuitos.

$$D_{min\ masa} = [580 + 10x(V_{m\acute{a}x} - 50)]$$

$$D_{min\ masa} = 2530\ mm$$

- Distancia mínima de seguridad a superficie de estructuras.

$$D_{min\ masa} = [330 + 5x(V_{m\acute{a}x} - 50)]$$

$$D_{min\ masa} = 1305\ mm$$

3.5.6.7 Ángulo de balanceo

Como parte del proceso de distribución de estructuras, el ángulo de balanceo de las cadenas de aisladores de suspensión debe ser verificado para las condiciones de sobretensión a frecuencia industrial y de maniobra, se calcula teniendo en cuenta las dimensiones de la torre, la distancia en aire y la longitud de la cadena.

- Para la sobretensión a frecuencia industrial, se toma en cuenta el máximo viento absoluto transversal al eje de la línea, por criterio de diseño se considera como ángulo máximo de balanceo el valor de 60°.
- Para la sobretensión de maniobra, se toma en cuenta el máximo viento promedio, por criterio se adopta el ángulo de 40° como el ángulo de balanceo promedio de la cadena.

3.5.6.8 Franja de servidumbre

Se considera el CNE - Suministro 2011, Regla 219.B. donde se indica que, para una línea eléctrica aérea de transmisión, se debe considerar como ancho mínimo de la franja de servidumbre los valores indicados en la Tabla 219 de la norma, en esta tabla se indica el valor de 25 m como el ancho mínimo de la faja de servidumbre para las líneas de 220 kV, el cual fue tomado en cuenta en el diseño de la línea desde la etapa del replanteo del trazo de ruta. A cada nivel de tensión le corresponde un ancho mínimo de la franja de servidumbre, tal como puede observarse en la Tabla 17.

Tabla 17

Ancho mínimo de la franja de servidumbre

Tensión nominal de la línea (kV)	Ancho (m)
10 -15	6
20 - 36	11
50 - 70	16
115 - 145	20
220	25
500	64

Nota: Datos obtenidos de la Tabla 219, por el Ministerio de Energía y Minas, 2011, Código Nacional de Electricidad Suministro.

3.5.6.9 Sistema de puesta a tierra

Este sistema es diseñado con la finalidad de proteger a las personas de las elevaciones peligrosas de tensión en el caso de fallas a tierra. Debe cumplir con lo establecido en el CNE-Suministro 2011, en la sección 3 “Métodos de Puesta a Tierra para Instalaciones de Suministro Eléctrico y Comunicaciones”. La resistividad eléctrica del terreno medidas en campo, así como los materiales a ser utilizados, serán la base para el cálculo de la puesta a tierra.

Cada estructura metálica tendrá una puesta a tierra formada por pletinas de acero galvanizado y picas de difusión vertical.

A continuación, se muestra los principales elementos que conforman el sistema de puesta a tierra:

- Varilla de cobre 5/8" x 8'
- Cable de cobre 2 AWG
- Conector conductor – estructura.
- Conectores de cobre
- Conector doble vía
- Tubo de PVC de 3/4"

En la Tabla 18 se muestra las resistencias máximas de puesta a tierra de las torres.

Tabla 18

Resistencia máxima de puesta a tierra

Tipo de Zona	Máximos valores de la resistencia
Tránsito frecuente	Menor o igual a 10 Ohm
Tránsito no frecuente	Menor o igual a 25 Ohm

3.5.6.10 Definición de la geometría de las estructuras

Con la definición en los numerales anteriores de los siguientes puntos:

- Línea de doble terna.
- Línea de dos conductores por fase.
- Línea con dos cables de guarda.
- Longitud de la cadena de aisladores.
- Distancias mínimas fase - tierra.
- Distancias mínimas de seguridad horizontal y vertical.
- Ángulo de balanceo de la cadena de aisladores.

Se procede a definir la geometría de las estructuras que cumplan con los requerimientos establecidos, para ello también se tiene en cuenta que en la

zona del recorrido de la línea actualmente existen líneas eléctricas de estructuras metálicas que vienen operando adecuadamente.

Para el diseño de la línea se consideró estructuras metálicas de celosía autoportadas, con perfiles angulares de acero galvanizado, unidos por planchas metálicas, pernos y tuercas.

Las estructuras fueron diseñadas para dos cables de guarda, para línea de doble terna, con disposición de ménsulas horizontales. Soportarán las cargas transversales, longitudinales y verticales determinados en el cálculo mecánico, teniendo en cuenta los factores de sobrecarga indicados en el CNE-Suministro 2011.

En el diseño de la geometría de la parte superior de la torre también se tiene en cuenta la recomendación del PR-20 del COES, Anexo 1, numeral 3.3.7 del Capítulo 3, donde se indica que en las distancias de seguridad también se debe tener en cuenta lo siguiente:

- La distancia de los travesaños para el escalamiento: 0.25 m y
- El espesor de los perfiles de acero: 0.05 m

Dando un total de 0.30 m de margen de seguridad adicional que se debe considerar en el diseño de la geometría de la torre.

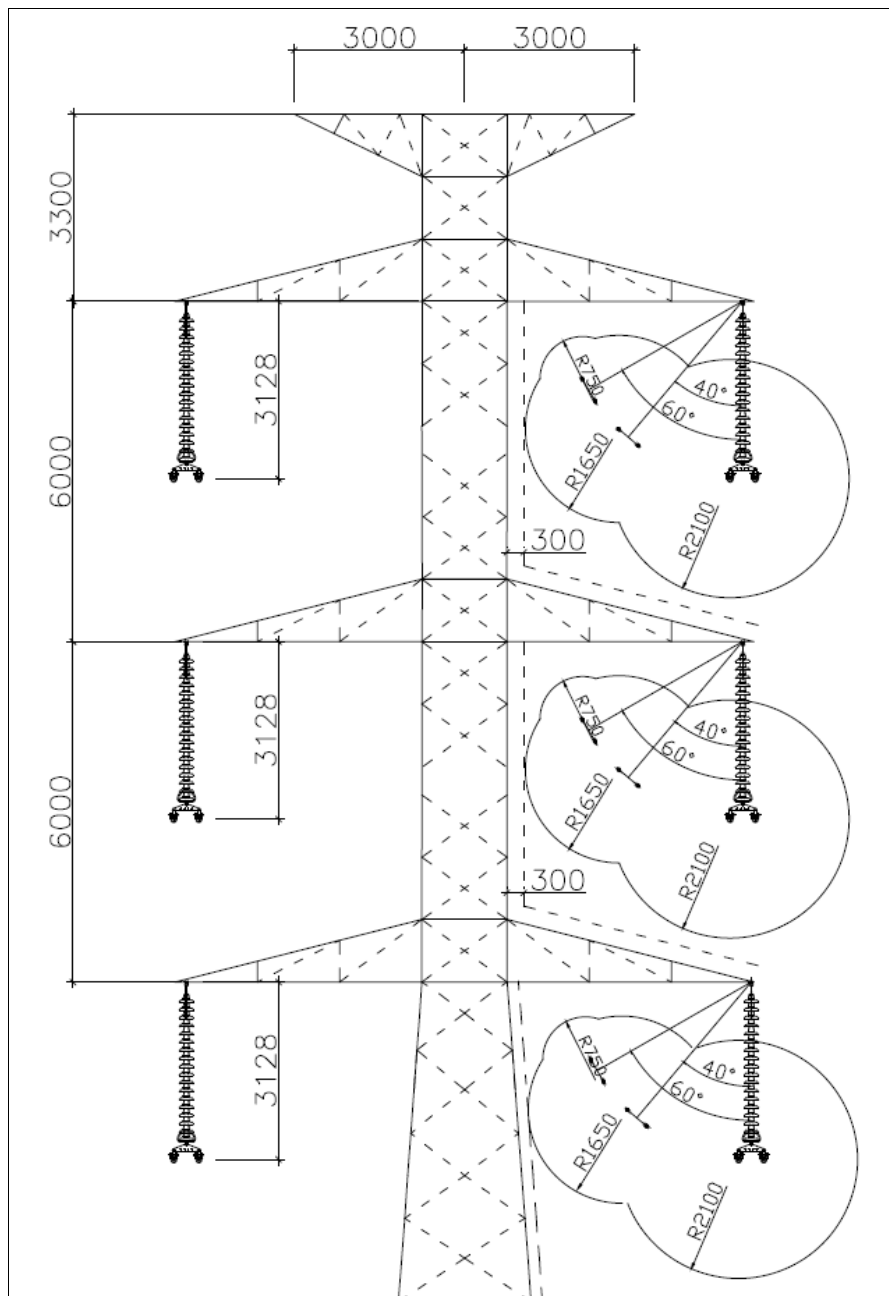
Las torres fueron diseñadas para que el punto de sujeción del conductor inferior se encuentre a una altura que normalmente se utiliza en una zona similar, con las siguientes dimensiones:

- Altura básica de la torre: 35 m.
- Altura básica de la torre en los cruces de líneas de 220 kV: 53.5 m.

Los tipos de torres que se utilizaron en el diseño son:

- Torres de suspensión.
- Torres de anclaje – alineamiento.
- Torres de anclaje – angular.
- Torre terminal.

En la Figura 23 se muestra la geometría de la torre de suspensión (la parte superior) y en el Anexo 4 se muestra el detalle de las estructuras utilizadas en el diseño.

Figura 23*Geometría superior de la torre de suspensión***3.5.6.11 Verificación de la sección del conductor**

Para verificar la sección del conductor se tiene que evaluar si el conductor de fase seleccionado (ACAR – 900 MCM) cumple con los siguientes criterios:

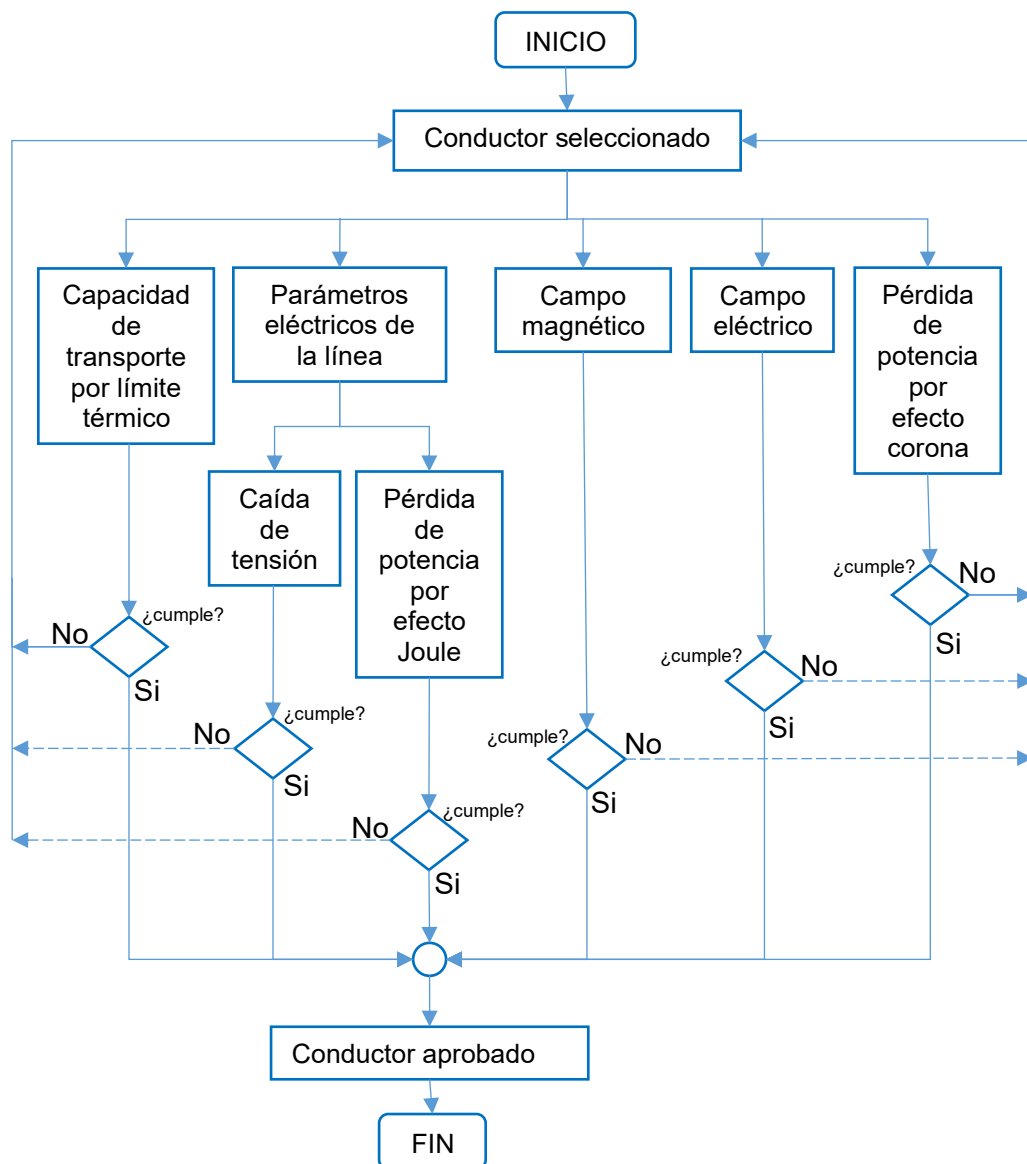
- Capacidad por límite térmico.
- Caída de tensión.

- Pérdidas de potencia por efecto Joule.
- Campo magnético.
- Campo eléctrico.
- Pérdidas de potencia por efecto corona.

Previo a la verificación de las pérdidas de potencia y caída de tensión, se tiene que calcular los parámetros eléctricos de la línea, los cuales serán utilizados como dato de entrada. En la Figura 24 se presenta el flujograma a seguir para la verificación del conductor.

Figura 24

Flujograma de la verificación del conductor



3.5.6.11.1 Cálculo de los parámetros eléctricos de la línea

Para el cálculo de los parámetros eléctricos de la línea se empleó el programa computacional DIgSILENT, siguiendo el siguiente criterio:

- Se debe considerar la disposición de los conductores de la estructura más representativa, que vendría ser la estructura de suspensión, y se determina la altura media de los cables de guarda y de los conductores.
- Se ingresan las características eléctricas del cable de guarda.
- Se ingresan las características eléctricas del conductor de fase.
- Se ingresan las dimensiones geométricas de la torre representativa de la línea (suspensión) considerando las alturas medias de los cables de guarda y de los conductores.
- Se ingresa la resistividad eléctrica del terreno. Para el estudio se consideró una resistencia de 601.1 ohm·m.

a) Determinación de la altura media de los cables de guarda y de los conductores

- A partir de la silueta de la torre de suspensión y la longitud total de la cadena de aisladores (3.128 m), se obtienen las posiciones de sujeción de los cables de guarda y de los conductores, conforme puede observarse en la Tabla 19.
- Seguidamente, se calcula la altura media de los cables de guarda y de los conductores considerando una flecha de 15 m para los conductores de línea y 10 m para el cable de guarda. Bajo el criterio que el conductor adopta una forma parabólica simétrica entre dos apoyos de igual altura, la altura media se estima mediante la siguiente expresión:

$$\text{Altura media} = h - \frac{2}{3}f$$

Donde:

- h: Altura de sujeción
- f: Flecha del conductor

En la Tabla 20 se muestra las alturas medias obtenidas para los conductores de línea y el cable de guarda, correspondiente a la estructura más representativa.

Tabla 19*Posición de sujeción de los conductores en la estructura*

Circuito/Cable de guarda	Fase	Eje "X" [m]	Eje "Y" [m]
Circuito 1	R	-4.897	43.872
Circuito 1	S	-4.897	37.872
Circuito 1	T	-4.897	31.872
Circuito 2	R	4.897	43.872
Circuito 2	S	4.897	37.872
Circuito 2	T	4.897	31.872
Cable de guarda 1	CG1	-3	50.3
Cable de guarda 2	CG2	3	50.3

Tabla 20*Altura media de los conductores en la estructura*

Circuito/Cable de guarda	Fase	Eje "X" [m]	Eje "Y" [m]
Circuito 1	R	-4.897	33.872
Circuito 1	S	-4.897	27.872
Circuito 1	T	-4.897	21.872
Circuito 2	R	4.897	33.872
Circuito 2	S	4.897	27.872
Circuito 2	T	4.897	21.872
Cable de guarda 1	CG1	-3	43.633
Cable de guarda 2	CG2	3	43.633

Nota: Se muestra las alturas medias de los cables de guarda y de los conductores de línea en la estructura más representativa.

b) Ingreso de datos al software DIgSILENT

Como siguiente paso, se procede a ingresar al software DIgSILENT los datos mencionados en el criterio de cálculo.

En la Figura 25 se muestra las características eléctricas del conductor ingresados en el DIgSILENT, en la Figura 26 se muestra las características

eléctricas del cable de guarda ingresados en el DIgSILENT y en la Figura 27 se muestra la altura media de los cables de guarda y de los conductores de línea de la estructura más representativa (suspensión) ingresados al software.

Figura 25

Características del conductor ingresado al DIgSILENT

Conductor Type - Equipment Type Library\ACAR 2X900MCM.TypeCon

Basic Data	Name	ACAR 2X900MCM
Description	Rated Voltage	220. kV
Version	Rated Current	0.93163 kA
Load Flow	Number of Subconductors	2
Short-Circuit VDE/IEC	Bundle Spacing	0.45 m
Short-Circuit Complete	Conductor Model	☒ Solid Conductor ☐ Tubular Conductor
Short-Circuit ANSI	(Sub-)Conductor	DC-Resistance (20°C) 0.068 Ohm/km GMR (Equivalent Radius) 12.62 mm Outer Diameter 27.73 mm
Short-Circuit IEC 61363		☒ Skin effect
Short-Circuit DC		
Simulation RMS		
Simulation EMT		
Power Quality/Harmonics		
Reliability		
Hosting Capacity Analysis		
Power Park Energy Analysis		
Optimal Power Flow		

OK Cancel

Nota: Se muestra las características eléctricas del conductor de fase ingresados al software DIgSILENT.

Figura 26

Características del cable de guarda ingresado al DlgSILENT

Conductor Type - Equipment Type Library\OPGW 106MM2.TypCon

Basic Data

Name: OPGW 106MM2

Rated Voltage: 220. kV

Rated Current: 1. kA

Number of Subconductors: 1

Conductor Model

☐ Solid Conductor

☒ Tubular Conductor

(Sub-)Conductor

DC-Resistance (20°C): 0.46 Ohm/km

GMR (Equivalent Radius): 5.856 mm

Outer Diameter: 14. mm

Inner Diameter: 6.1 mm

☒ Skin effect

Buttons: OK, Cancel

Figura 27

Altura media de los conductores ingresado al DlgSILENT

Tower Type - Equipment Type Library\Tower Type.TypTow

General **Geometry**

Coordinate of Line Circuits [m]:

	X1	X2	X3	Y1	Y2	Y3
Circuit 1	4.897	4.897	4.897	21.872	27.872	33.872
Circuit 2	-4.897	-4.897	-4.897	21.872	27.872	33.872

Coordinate of Earth Conductors [m]:

	X	Y
Earth Conductor 1	3.	43.6333
Earth Conductor 2	-3.	43.6333

Buttons: OK, Cancel, Calculate

c) Resultados

Con el programa DlgSILENT se obtienen las matrices de impedancia y admitancia y de secuencia positiva (1) y cero (0).

La matriz de impedancia se muestra en la Figura 28 y la matriz de admitancia de secuencia positiva y cero se muestra en la Figura 29.

Figura 28

Matriz de impedancias de secuencia positiva y cero

The screenshot shows the 'Impedances' tab in the software. It contains four matrices for 0 and 1 sequence resistances and reactances.

Matrix of 0-Sequence-Resistances $R_{ij,0}$ [Ohm/km]:

	1	2
1	0.2501815	0.2157703
2	0.2157703	0.2501815

Matrix of 0-Sequence-Reactances $X_{ij,0}$ [Ohm/km]:

	1	2
1	1.076623	0.631859
2	0.631859	1.076623

Matrix of 1-Sequence-Resistances $R_{ij,1}$ [Ohm/km]:

	1	2
1	0.03450896	0.0003416
2	0.0003416	0.03450896

Matrix of 1-Sequence-Reactances $X_{ij,1}$ [Ohm/km]:

	1	2
1	0.3465654	0.01869439
2	0.01869439	0.3465654

Figura 29

Matriz de admitancias de secuencia positiva y cero

The screenshot shows the 'Admittances' tab in the software. It contains four matrices for 0 and 1 sequence conductances and susceptances.

Matrix of 0-Sequence-Conductances $G_{ij,0}$ [μ S/km]:

	1	2
1	0.	0.
2	0.	0.

Matrix of 0-Sequence-Susceptances $B_{ij,0}$ [μ S/km]:

	1	2
1	2.617485	-1.003151
2	-1.003151	2.617485

Matrix of 1-Sequence-Conductances $G_{ij,1}$ [μ S/km]:

	1	2
1	0.	0.
2	-0.	-0.

Matrix of 1-Sequence-Susceptances $B_{ij,1}$ [μ S/km]:

	1	2
1	4.703981	-0.1954822
2	-0.1954822	4.703981

El resultado de los parámetros eléctricos obtenidos por kilómetro de línea se muestra en la Tabla 21 y los parámetros eléctricos de la longitud total de la línea (22.66 km) se muestra en la Tabla 22.

Tabla 21

Parámetros eléctricos por km de línea

Resistencia (Ohm/km)		Reactancia (Ohm/km)		Susceptancia ($\mu\text{S}/\text{km}$)	
R0	R1	X0	X1	B0	B1
0.25018	0.03451	1.07662	0.34657	2.61749	4.70398

Tabla 22

Parámetros eléctricos totales de la línea

Resistencia (Ohm)		Reactancia (Ohm)		Susceptancia (μS)	
R0	R1	X0	X1	B0	B1
5.6691	0.782	24.3962	7.8533	5.93E+01	1.07E+02

3.5.6.11.2 Impedancia y potencia característica de la línea

En la Tabla 23 se muestra la impedancia característica de la línea que fue calculada a partir de los parámetros eléctricos de la línea.

Tabla 23

Impedancia característica de la línea

Secuencia	Módulo $ Z_c $	Valor complejo
Positiva	272.10 Ω	271.77 – 13.49j Ω
Cero	649.83 Ω	645.60 – 74.02j Ω

La potencia característica de la línea para la secuencia directa se obtiene de la siguiente expresión:

$$S_d = \frac{U^2}{Z_d} \text{ MVA} \quad S_d = 177.87 \text{ MVA}$$

3.5.6.11.3 Capacidad de transporte por límite térmico

En el diseño se tiene que verificar la capacidad de transporte en función del límite térmico del conductor seleccionado (ACAR 900 MCM), con la finalidad de garantizar de que el conductor no se caliente al punto que origine la disminución de sus propiedades mecánicas.

La capacidad del conductor en función de su límite térmico se determina por la intensidad máxima que dicho conductor puede transmitir en régimen permanente para las condiciones climáticas del lugar del trazado de la línea.

El procedimiento para determinar la capacidad térmica del conductor en condiciones normales se basa en la norma IEEE Standard 738 para el cálculo de la relación corriente – temperatura de conductores desnudos (International Electrical and Electronical Engineers – Standard for Calculating the Current – Temperature Relationship of Bare Conductors).

En el cálculo se considera que la intensidad máxima que puede transportar el conductor es a una temperatura de 75 °C bajo las siguientes condiciones ambientales:

- Temperatura ambiente: 40 °C
- Velocidad del viento: 0.61 m/s (perpendicular al conductor).
- Atmósfera limpia
- Coeficiente de absorción solar: 0.9
- Coeficiente de emisividad: 0.7

Para el cálculo se empleó el programa computacional PLSCADD. Los resultados obtenidos con el software se muestran en la Figura 30, del que se puede observar que las pérdidas y ganancia de calor son las siguientes:

- Pérdida de calor por convección (qc): 44.758 W/m
- Pérdida de calor por radiación (qr): 17.541 W/m
- Ganancia de calor solar (qs): 28.591 W/m

Asimismo, se muestra como resultado que la intensidad máxima por límite térmico que puede transportar el conductor a una temperatura de 75 °C es de 640.551 A.

Figura 30

Cálculo del límite térmico con PLSCADD

```

IEEE Standard 738-2012 method of calculation

Weather Conditions
-----
Air temperature:          40.000 (deg C)
Wind speed:              0.610 (m/s)
Wind to conductor angle:  90.000 (deg)
Atmosphere type:         Clear

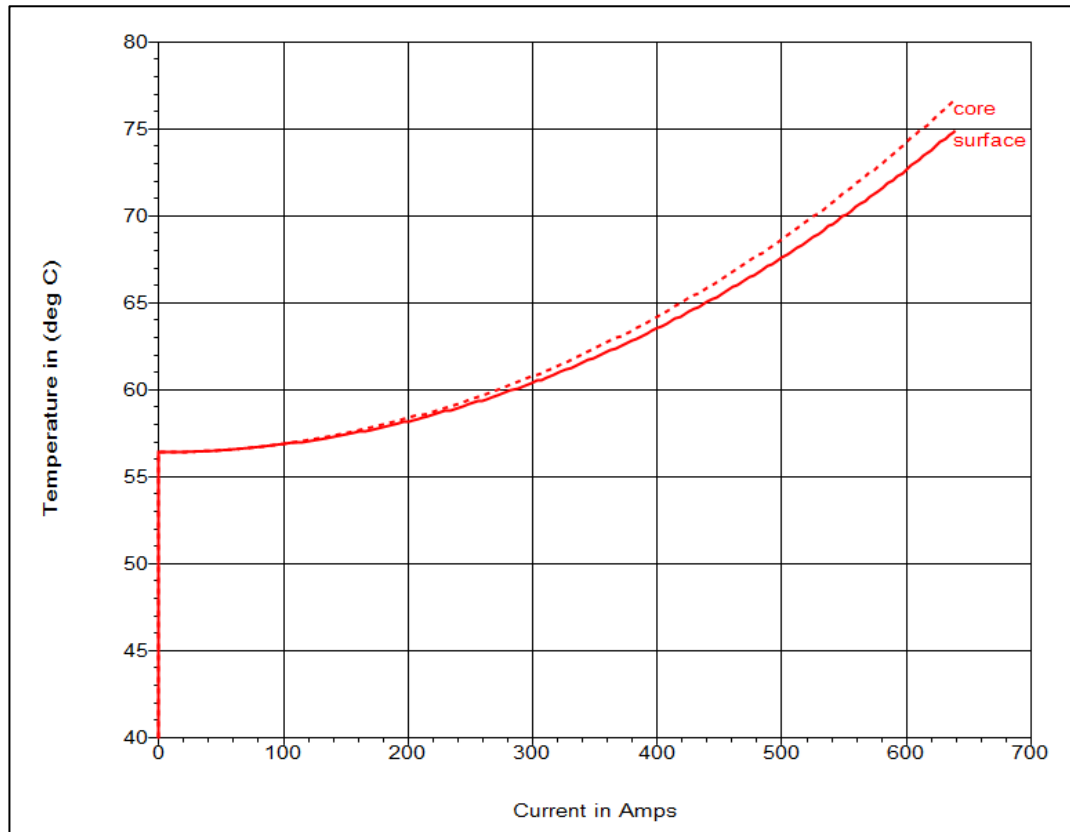
Solar Conditions
-----
Date:  noviembre 1 (day of the year with most solar heating)
Day of year:              305
Sun time:                 12.000 (hours)
Altitude:                 89.941 (deg)
Azimuth:                 180.000 (deg)

Conductor Properties
-----
Description: 900 kcmil 18/19 Strands ACAR - Adapted from 1970's Publicly Available Data
Azimuth:          90.000 (deg)
AC resistance at 20.0 (deg C): 0.0694 (Ohm/km)
AC resistance at 75.0 (deg C): 0.0820 (Ohm/km)
Solar absorptivity: 0.900
Emissivity:        0.700
Outer diameter:    27.737 (mm)
Outer strand diameter: 3.960 (mm)
Outer strand layers: 0
Outer surface finish: Rough
Cable is thermal bimetallic: False
Heat capacity:      0.000 (Watt-s/m-deg C)
Latitude:           -15.310 (deg)
Elevation above sea level: 1000.000 (m)

Analysis Results
-----
Current:          640.551 (Amps)
Conductor surface temperature: 75.000 (deg C)
Conductor core temperature: 76.341 (deg C)
Convective cooling: 44.758 (Watt/m)
Radiative cooling: 17.541 (Watt/m)
Solar heating:    28.591 (Watt/m)
Equivalent global solar radiation: 1145.317 (Watt/m^2)
Final conductor azimuth: 90.000 (deg)
Final solar absorptivity: 0.900
Final emissivity: 0.700
Final wind to conductor angle: 90.000 (deg)

```

En la Figura 31 se muestra el gráfico obtenido con el software PLSCADD de la corriente máxima por límite térmico que puede transportar el conductor a una temperatura de 75°C.

Figura 31*Corriente máxima por límite térmico*

Al ser la línea de dos conductores por fase, la intensidad máxima total por límite térmico que podrá transportar es de:

$$I_{\text{máx}} = 2 \times 640.551 \text{ A} = 1281.102 \text{ A.}$$

La potencia máxima que podrá transportar la línea será:

$$P = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_{\text{máx}}$$

$$P = \sqrt{3} \cdot 220 \text{ kV} \cdot 1281.102 \text{ A} = 488.16 \text{ MVA}$$

Por lo tanto, se concluye que el conductor seleccionado (ACAR 900 MCM) podrá transportar la potencia máxima que generará el Parque Eólico Shougang (300 MW).

3.5.6.11.4 Caída de tensión

Mediante la siguiente expresión se calcula la caída de tensión de la línea sin considerar el efecto capacitivo por tratarse de una línea corta:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_n \cdot (R_1 \cos \varphi + X_1 \sin \varphi) = 6252.97 \text{ V}$$

y en tanto por ciento:

$$\Delta U (\%) = 100 \cdot \Delta U / U_n = 2.84 \%$$

Inferior al límite de 5% tomado habitualmente.

Como factor de potencia ($\cos \varphi$) se ha tomado un valor extremo de 0.9, cuyo valor no es limitación en la caída de tensión.

Del resultado obtenido el conductor cumple el criterio de caída de tensión.

3.5.6.11.5 Pérdida de potencia

Mediante la siguiente expresión se calcula la pérdida de potencia por efecto Joule:

$$\Delta P(\%) = 100 \cdot \frac{R_1 \cdot P}{U_n^2 \cdot \cos^2 \phi}$$

$$\Delta P(\%) = 100 \cdot \frac{0.782 \cdot 300}{220^2 \cdot 0.9^2} = 0.598 \%$$

Siguiendo los mismos criterios que en la fórmula anterior, la pérdida de potencia resulta 0.598 %, lo que se corresponde con 1795.22 kW. El valor tomado habitualmente para determinar las pérdidas es que sea inferior al 3%, por lo que el criterio de pérdida de potencia se cumple.

3.5.6.11.6 Campo Magnético

Para la verificación del campo magnético se debe tener en cuenta la Regla 212 del CNE – Suministro 2011, en el que se establece valores máximos de la densidad de flujo magnético en lugares públicos (exposición poblacional),

así como en zonas de trabajo (exposición ocupacional), los cuales se muestran en la Tabla 24.

Tabla 24

Valores máximos de campo magnético

Tipo de Exposición	Densidad de Flujo Magnético (μT)
Poblacional	83.3
Ocupacional	416.7

Nota: Datos obtenidos de la Regla 212, por el Ministerio de Energía y Minas, 2011, Código Nacional de Electricidad Suministro.

Mediante la ley de Biot-Savart se puede calcular el campo magnético generado por un tendido de conductor. Para simplificar el problema, se asume que la línea eléctrica es un hilo rectilíneo infinito. En este caso, la aplicación de la ley de Biot-Savart da la siguiente fórmula:

$$\vec{B} = \frac{\mu_0 I}{2\pi d} \hat{l} \times \hat{r}$$

Donde:

B = Vector del campo magnético, medido en Teslas (T)

I = Corriente que transporta la línea, en Amperios (A).

μ₀ = Permeabilidad magnética en el vacío, constante con valor 4π·10⁻⁷ T·m·A⁻¹

d = Distancia del punto de cálculo a la línea, en metros (m)

$\hat{l}$ = Vector unitario de dirección de la línea y sentido de flujo de la corriente

$\hat{r}$ = Vector unitario de dirección de punto de medida medido desde la línea

Aplicando el principio de superposición para cada conductor de la línea, se obtiene el campo magnético en cada punto a calcular.

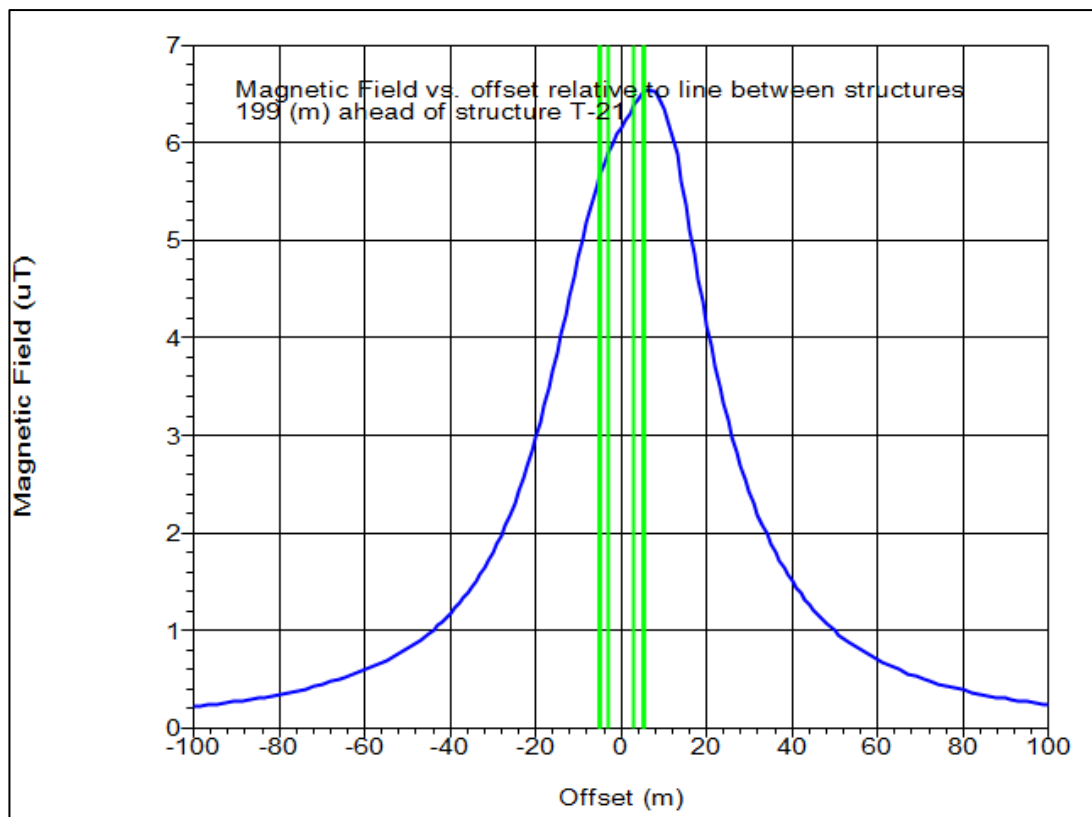
Debido a que el cálculo es complejo, se hace uso de programas informáticos.

Para el cálculo se empleó el programa computacional PLSCADD con el que se ha calculado el campo magnético del tendido para la intensidad máxima de evacuación (1281.102 A), a un metro sobre el terreno y en el punto de máxima flecha.

En la Figura 32 se muestra el gráfico del campo magnético obtenido con el PLSCADD, en el que se puede observar que el valor máximo para la intensidad de 1281.102 A es de $6.5 \mu\text{T}$, valor muy inferior al límite de $83.3 \mu\text{T}$ establecido en el CNE, por lo que se concluye que la línea cumple el criterio de diseño por campo magnético.

Figura 32

Intensidad de campo magnético de la línea



3.5.6.11.7 Campo Eléctrico

Para verificar el campo eléctrico se debe tener en cuenta la Regla 212 del CNE – Suministro 2011, en el que se establece los máximos valores de campo

eléctrico en lugares públicos (exposición poblacional), así como en zonas de trabajo (exposición ocupacional), los cuales se muestran en la Tabla 25.

Tabla 25

Valores máximos de campo eléctrico

Tipo de Exposición	Intensidad de Campo Eléctrico (kV/m)
Poblacional	4.2
Ocupacional	8.3

Nota: Datos obtenidos de la Regla 212, por el Ministerio de Energía y Minas, 2011, Código Nacional de Electricidad Suministro.

Para determinar la intensidad del campo eléctrico que genera una línea aérea se hace uso del teorema de Gauss y la ley de Coulomb mediante la siguiente relación:

$$\vec{E} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \frac{q}{d} \hat{r}$$

Donde:

$\vec{E}$ = Vector de intensidad del campo eléctrico, medido en Voltios/m (V/m)

q = Carga eléctrica que adquiere la línea, en Culombios/m (C/m).

d = Distancia del punto de cálculo a la línea, en metros (m)

ϵ_0 = Permitividad del vacío, constante con valor $8.8541878 \times 10^{-12}$ F/m

$\hat{r}$ = Vector unitario de dirección de punto de medida medido desde la línea

Para calcular el campo eléctrico en un punto, se aplica el principio de superposición para cada conductor que constituye la línea eléctrica aérea.

Por otro lado, la carga que adquiere cada conductor depende no sólo del valor de tensión de la línea y su fase, sino que tiene influencia la presencia de otros conductores con tensión (pertenecientes a otras fases o circuitos), o sin ella (como en el caso de los cables de guarda), así como la distancia a la que se

encuentra el plano de tierra. El plano de tierra se sustituye por cargas imágenes, situadas a la misma distancia que las cargas originales respecto a éste, pero de carga inversa.

Con la resolución de la siguiente ecuación matricial se obtiene la carga de cada conductor:

$$[q] = [C][V]$$

Donde:

$[q]$ = Matriz columna de carga de conductores, medido en Culombios/m (C/m)

$[C]$ = Matriz cuadrada de capacitancia entre conductores, medido en Faradios/m (F/m)

$[V]$ = Matriz columna de tensión de conductores, medido en Voltios (V)

En lugar de calcular la matriz $[C]$ se resuelve en su lugar la denominada matriz de potenciales, que se define como su inversa:

$$[C] = [\lambda]^{-1}$$

La matriz $[\lambda]$ es cuadrada y simétrica. Cada elemento de la matriz se calcula:

$$\lambda_{ij} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \frac{H_{ij}}{D_{ij}} \quad \text{si } i \neq j$$

$$\lambda_{ii} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \frac{H_i}{r_i} \quad \text{si } i = j$$

Donde:

D_{ij} = Distancia del conductor i al conductor j, en metros (m)

H_{ij} = Distancia del conductor imagen i' al conductor j, en metros (m)

r_i = Radio del conductor i, en metros (m)

H_i = Distancia del conductor imagen i' al conductor i, en metros (m)

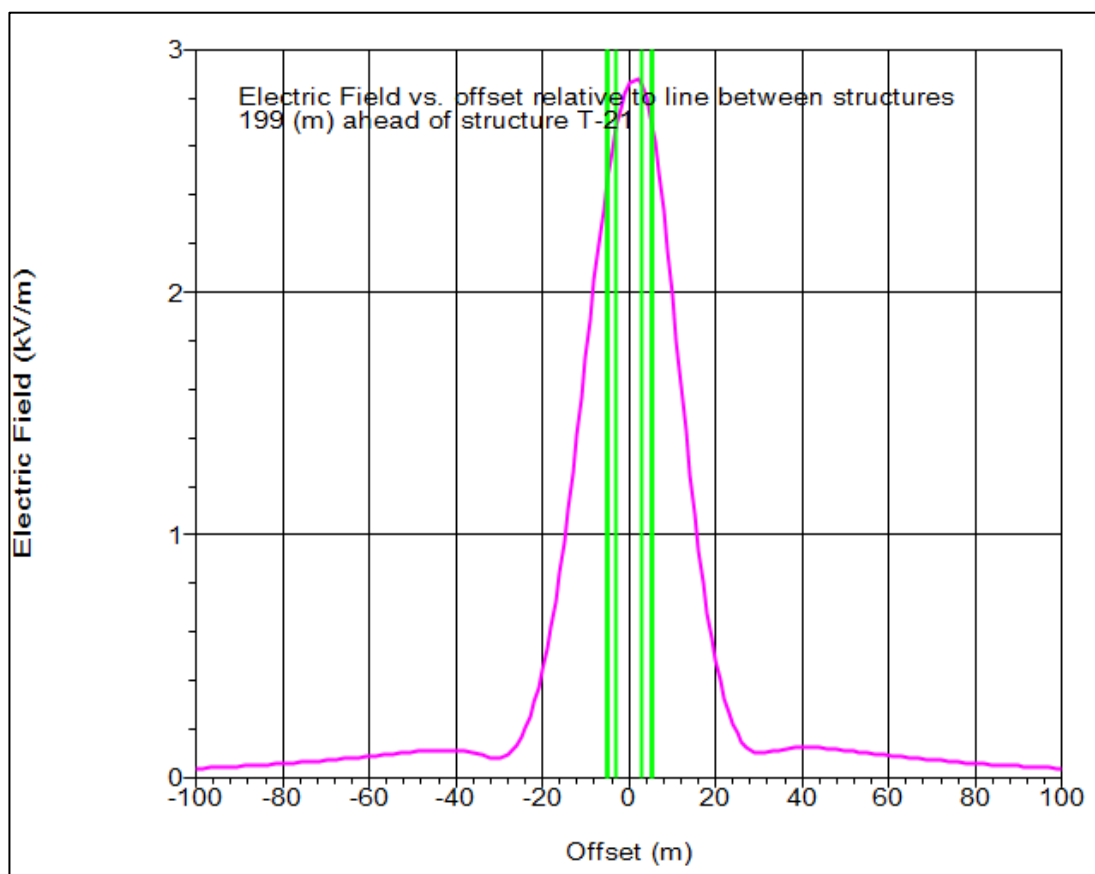
Debido a la complejidad y los requerimientos de computación del campo eléctrico, se hace uso de programas informáticos para obtener el cálculo.

Para el cálculo se empleó el programa computacional PLSCADD con el que se ha calculado el campo eléctrico del tendido a un metro de la superficie del terreno y en el punto de máxima flecha

El gráfico del campo eléctrico obtenido con el PLSCADD se muestra en la Figura 33, en el que se puede observar que el valor máximo del campo eléctrico es de 2.9 kV/m, valor muy inferior al límite de 4.2 kV/m establecido en el CNE – Suministro 2011, por lo que se concluye que la línea cumple con el criterio de diseño por campo eléctrico.

Figura 33

Intensidad de campo eléctrico de la línea



3.5.6.11.8 Pérdida por efecto corona

Para verificar si con el conductor seleccionado habrá pérdidas por efecto corona, se debe verificar que el máximo valor del gradiente de potencial en la superficie de los conductores sea menor que el gradiente de potencial crítico disruptivo.

a) Cálculo del gradiente de potencial superficial en los conductores

El cálculo de los gradientes de potencial superficial en los conductores se realizará con el programa computacional Applet de EPRI CC-1 “Conductor Surface Gradient 2-D” y se realizará sobre la estructura tipo “Suspensión” la cual es la más representativa de la línea.

Los datos ingresados en el programa se muestran en la Figura 34 y los resultados que se obtuvieron con el programa se muestran en la Figura 35, en el que se puede observar que el valor máximo del gradiente de potencial en la superficie de los conductores es: 11.45 kV/cm.

Figura 34

Datos ingresados al applet EPRI CC-1

Type of Input Data
Choose Input Type

----- List of Conductors -----

Bundle ID (#)	Conductor ID (#)	Diameter (cm)	Voltage (kV)	Phase Angle (degree)	Horizontal Coordinate X (m)	Height Above Ground H (m)
1A	1	2.77	127.0	0.0	-4.90	28.90
1A	2	2.77	127.0	0.0	-4.90	29.36
1B	1	2.77	127.0	-120.0	-4.90	22.90
1B	2	2.77	127.0	-120.0	-4.90	23.36
1C	1	2.77	127.0	120.0	-4.90	16.90
1C	2	2.77	127.0	120.0	-4.90	17.36
2A	1	2.77	127.0	0.0	4.90	28.90

Buttons: Load Conductors, View Conductors, Delete Conductors, Save Conductors

----- Surface Gradient -----

Conductor or Bundle	Bundle ID (#)	Conductor ID (#)	Average (kV/cm)	Maximum (kV/cm) *
C	1A	1	9.84	10.53
C	1A	2	9.49	10.04
C	1B	1	10.75	11.45
C	1B	2	10.75	11.43
C	1C	1	9.40	9.95
C	1C	2	9.78	10.46
C	2A	1	9.84	10.53
C	2A	2	9.49	10.04
C	2B	1	10.75	11.45
C	2B	2	10.75	11.43

Buttons: Calculate, Graph, Tabular Output, Clear, Demo

(*) For a Bundle the Average of Maximum Gradients

Nota: Se muestra los datos ingresados al applet EPRI a partir de la posición de los conductores en la silueta de la torre de suspensión.

Figura 35*Resultados del applet EPRI CC-1*

---- List of Conductors ----						
Bundle ID(#)	Conductor ID(#)	Diameter (cm)	Voltage (kV)	Phase Angle (degree)	Horizontal Coordinate X(m)	Height above Ground H(m)
1A	1	2.77	127.0	0.0	-4.90	28.90
1A	2	2.77	127.0	0.0	-4.90	29.36
1B	1	2.77	127.0	-120.0	-4.90	22.90
1B	2	2.77	127.0	-120.0	-4.90	23.36
1C	1	2.77	127.0	120.0	-4.90	16.90
1C	2	2.77	127.0	120.0	-4.90	17.36
2A	1	2.77	127.0	0.0	4.90	28.90
2A	2	2.77	127.0	0.0	4.90	29.36
2B	1	2.77	127.0	-120.0	4.90	22.90
2B	2	2.77	127.0	-120.0	4.90	23.36
2C	1	2.77	127.0	120.0	4.90	16.90
2C	2	2.77	127.0	120.0	4.90	17.36
3	1	1.40	0.0	0.0	3.00	35.56
4	1	1.40	0.0	0.0	-3.00	35.56
----- Results -----						
Conductor or Bundle	Bundle ID(#)	Conductor ID(#)	Average (kV/cm)	Maximum (kV/cm)		
C	1A	1	9.84	10.53		
C	1A	2	9.49	10.04		
C	1B	1	10.75	11.45		
C	1B	2	10.75	11.43		
C	1C	1	9.40	9.95		
C	1C	2	9.78	10.46		
C	2A	1	9.84	10.53		
C	2A	2	9.49	10.04		
C	2B	1	10.75	11.45		
C	2B	2	10.75	11.43		
C	2C	1	9.40	9.95		
C	2C	2	9.78	10.46		
C	3	1	5.69	5.75		
C	4	1	5.69	5.75		
B	1A		9.67	10.28		
B	1B		10.75	11.44		
B	1C		9.59	10.20		
B	2A		9.67	10.28		
B	2B		10.75	11.44		
B	2C		9.59	10.20		
B	3		5.69	5.75		
B	4		5.69	5.75		

Nota: Se muestra los resultados obtenidos con el applet EPRI, de los gradientes de potencial superficial en los conductores.

b) Gradiente de potencial crítico disruptivo

Con la fórmula de Peek se calcula la tensión crítica disruptiva:

$$E_c = 21.1 \cdot \delta \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0.301}{\sqrt{\delta \cdot r_{eq}}} \right) \frac{kV}{cm}$$

Donde:

- E_c = gradiente de potencial crítico disruptivo.
- $m = (mc) \times (mt)$
- mc = coeficiente de rugosidad del conductor.
- mt = coeficiente meteorológico
- r = radio del conductor
- δ = factor de corrección de la densidad del aire en función de la altura.

Se consideran los siguientes valores:

- $mc = 0.85$ (para cables)
- $mt = 0.8$ (tiempo húmedo) ó 1 (tiempo seco)
- $r = 1.39$ cm (conductor ACAR 455.7 mm²)

Para el cálculo de la densidad relativa del aire se usarán la siguiente fórmula:

$$\delta = \frac{P}{P_0} \cdot \frac{273 + T_0}{273 + T}$$

$$P = 10^{\log 760 - \frac{H}{18336}}$$

Donde:

- T : Temperatura máxima (40 °C)
- P : presión atmosférica (mmHg)
- T_0 : Temperatura referencial (25°C)
- P_0 : Presión atmosférica referencial (760 mmHg)
- H : Altura de diseño (1000 msnm)

Reemplazando valores obtenemos:

Presión atmosférica: $P = 670.31$ mmHg

Densidad relativa del aire: $\delta = 0.840$

Sustituyendo en la fórmula de peek obtenemos:

- Ec-húmedo = 15.689 kV/cm
- Ec-seco = 19.612 kV/cm

c) Pérdidas de potencia debido al efecto corona

Como el gradiente crítico tanto en tiempo seco (19.612 kV/cm) como en tiempo húmedo (15.689 kV/cm) es mayor que el gradiente de potencial máximo en la superficie de los conductores (11.45 kV/cm), no habrá efecto corona. En conclusión, no habrá pérdidas por efecto corona.

3.5.6.12 Capacidad de transmisión

Para seleccionar el conductor también se tiene que tener en cuenta el cumplimiento del PR-20 del COES, Anexo 1, Capítulo 3, numeral 3.2.1, donde se indica que las líneas del Sistema de Transmisión Local (STL) de 220 kV deben tener una capacidad mínima de transmisión por terna igual a 250 MVA, asimismo, que la línea debe estar diseñada para soportar una sobrecarga mínima del 30% en condiciones de emergencia.

El resumen de la capacidad de diseño por terna de la línea puede observarse en la Tabla 26, donde se observa que el diseño eléctrico de la línea cumple con los requerimientos del PR-20 del COES.

Tabla 26

Capacidad de diseño de la línea

Potencia nominal de la central (MW)	Capacidad de diseño en estado estable (MVA/TERNA)	Capacidad de diseño Emergencia con sobrecarga del 30% por 30 min (MVA/TERNA)	Capacidad de transmisión por limite térmico @75°C (MVA/TERNA)
300	355	461.5	488.16

3.5.7 Criterios de diseño y cálculos mecánicos

3.5.7.1 Presión del viento

En el diseño se tiene que considerar la presión que ejerce el viento sobre las torres y los conductores, para ello se tendrá en cuenta el CNE – Suministro 2011, Regla 250 C, en el que se indica que estas presiones se deben calcular con la siguiente relación:

$$P_v = K \cdot V^2 \cdot S_f$$

Donde:

- P_v = Presión de viento en Pa
- $K = 0,613$ para las elevaciones hasta 3.000 m.s.n.m.
- V = Velocidad del viento en m/s
- S_f = Factor de forma:
 - $S_f = 1,0$ para conductores
 - $S_f = 3,2$ para estructuras en celosía (Regla 252.B.2.c del CNE)

Considerando la velocidad máxima de viento se tiene:

$$V = 94 \text{ km/h} \approx 26 \text{ m/s}$$

Reemplazando en la fórmula se obtiene el siguiente resultado:

- $PV_{\text{(sobre conductores)}} = (0,613) \times (26)^2 \times 1 = 414,388 \text{ Pa}$
- $PV_{\text{(sobre torres)}} = (0,613) \times (26)^2 \times 3,2 = 1326,042 \text{ Pa}$

3.5.7.2 Hipótesis de carga del cable de guarda y del conductor

Las hipótesis de carga se definen teniendo en consideración las condiciones climatológicas de la zona del recorrido de la línea y lo establecido en el CNE-Suministro 2011.

En las líneas se considera una tensión de cada día (EDS) de 15 % para el cable de guarda y un EDS de 20 % para el conductor.

En base a la Regla 261.H.1.a. del CNE, el esfuerzo de trabajo no deberá ser mayor que el 60% de la carga de rotura, para las demás hipótesis de carga.

3.5.7.2.1 Hipótesis de carga del conductor

En el cálculo mecánico de conductores se consideraron las siguientes hipótesis de carga:

- HIPÓTESIS N° 1 : TENSIÓN DE CADA DÍA (EDS)
 Temperatura media : 22 °C
 Presión de viento : 0 Pa
 Esfuerzo de Trabajo : 20% de carga de rotura (inicial)

- HIPÓTESIS N° 2 : TEMPERATURA MÍNIMA (Flecha Mínima)
 Temperatura mínima : 5 °C
 Presión de viento : 0 Pa
 Esfuerzo de Trabajo : < 60% de carga de rotura

- HIPÓTESIS N° 3 : TEMPERATURA MÁXIMA (Flecha Máxima)
 Temperatura máxima : 75 °C
 Presión de viento : 0 Pa
 Esfuerzo de Trabajo : < 60% de carga de rotura

- HIPÓTESIS N° 4 : MÁXIMO ESFUERZO (Viento Máximo)
 Temperatura : 10 °C
 Presión de viento : 414,388 Pa (94 km/h)
 Esfuerzo de Trabajo : < 60% de carga de rotura

- HIPÓTESIS N° 5 : OSCILACIÓN DE CADENA DE SUSPENSIÓN
 Temperatura : 25 °C
 Presión de viento : 290 Pa
 Esfuerzo de Trabajo : < 60% de carga de rotura

3.5.7.2.2 Hipótesis de carga del cable de guarda

En el cálculo mecánico del cable de guarda se consideraron las siguientes hipótesis de carga:

- HIPÓTESIS N° 1 : TENSIÓN DE CADA DÍA (EDS)

Temperatura media : 22 °C

Presión de viento : 0 Pa

Esfuerzo de Trabajo : 15% de carga de rotura (inicial)

- HIPÓTESIS N° 2 : TEMPERATURA MÁXIMA (Flecha Máxima)

Temperatura máxima : 40 °C

Presión de viento : 0 Pa

Esfuerzo de Trabajo : < 60% de carga de rotura

- HIPÓTESIS N° 3 : MÁXIMO ESFUERZO (Viento Máximo)

Temperatura : 10 °C

Presión de viento : 414,388 Pa (94 km/h)

Esfuerzo de Trabajo : < 60% de carga de rotura

3.5.7.3 Cálculo mecánico de las estructuras

En el cálculo mecánico de estructuras se determinan los diagramas de cargas que actúan sobre las torres, teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

3.5.7.3.1 Condiciones de carga de las estructuras

En la Tabla 27 se muestra las condiciones de carga que se tuvieron en cuenta en el diseño de las torres.

Tabla 27

Condiciones de carga en las estructuras

Condiciones de Carga	Conductores		Cable de guarda		Torres
	Temp. (°C)	Presión del Viento (Pa)	Temp. (°C)	Presión del Viento (Pa)	Presión del Viento (Pa)
Máximo Viento Transversal	10	414.388	10	414.388	1 326.042
Máximo Viento Longitudinal	10	414.388	10	414.388	1 326.042

Condiciones de Carga	Conductores		Cable de guarda		Torres
	Temp. (°C)	Presión del Viento (Pa)	Temp. (°C)	Presión del Viento (Pa)	Presión del Viento (Pa)
Temperatura Mínima	5	0	--	--	--
Montaje de conductores	22	0	22	0	0

3.5.7.3.2 Vanos característicos

Teniendo en cuenta los vanos característicos se diseñan los tipos de estructuras.

- Vano lateral: Determina las dimensiones de la torre. Es el vano más largo admisible contigua a la torre.
- Vano viento: También llamado vano medio, sirve para calcular la presión del viento sobre la torre y los conductores. Es la semisuma de dos vanos adyacentes.
- Vano peso: Es la distancia horizontal entre los puntos más bajos de las catenarias adyacentes. Es importante porque la carga vertical del conductor actúa sobre la cadena y a la vez sobre la torre en los puntos de sujeción.

En el diseño de las torres, también se tiene en cuenta el ángulo máximo de desvío admitido para los conductores.

En la Tabla 28 se puede observar los tipos de torres con sus características que se utilizaron en el diseño.

Tabla 28*Tipos de estructuras utilizadas en el diseño de la línea*

Tipo de Torre	Ángulo máximo	Vano Viento (m)	Vano Peso (m)
Suspensión (S)	0° - 5°	400 / 450	600 / 720
Anclaje Alineamiento (SR)	0° - 10°	450	950 (-100)
Anclaje Angular (A1)	0° - 15°	450	900 (-100)
Anclaje Angular (A2)	0° - 37°	420	900 (-100)
Anclaje Angular (A3)	0° - 60°	400	1100 (-100)
Anclaje Angular (A4)	0° - 90°	410	900 (-100)
Anclaje Angular (DS)	0° - 90°	430	900 (-100)
Terminal (T1)	0° - 90°	220	650 (-100)
Terminal (T2)	0° - 90°	150	800 (-100)

3.5.7.3.3 Factores de Sobrecarga

Se toma en cuenta lo indicado en el CNE – Suministro 2011, Regla 253, Tabla 253-1, considerando el grado de construcción tipo B:

- Cargas Verticales : 1.50
- Cargas Transversales debido al viento : 2.50
- Cargas Transversales debido a la tensión : 1.65
- Cargas Longitudinales en suspensión : 1.10
- Cargas Longitudinales en anclajes : 1.65

3.5.7.3.4 Factores de Resistencia para Estructuras

En la Tabla 261-1A del CNE – Suministro 2011 se indica que, los factores de sobrecarga mostrados en el numeral anterior deben ser usados con el siguiente factor de resistencia:

- Estructuras Metálicas : 1

3.5.7.3.5 Hipótesis de carga para el cálculo de estructuras

- CASO 1. CARGAS NORMALES – MÁXIMO VIENTO TRANSVERSAL

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

Cargas Verticales:

- El peso de los conductores, aisladores y accesorios para el vano gravante correspondiente
- El peso propio de la estructura.

Cargas Transversales:

- La presión del viento sobre el área total neta proyectada de los conductores y cadena de aisladores para el vano medio correspondiente.
- La presión del viento sobre la estructura.
- La componente horizontal transversal de la máxima tensión del conductor determinada por el ángulo máximo de desvío.

Cargas Longitudinales:

- El tiro unilateral resultante del desequilibrio de cargas de todos los conductores.

• CASO 2. CARGAS NORMALES – MÁXIMO VIENTO LONGITUDINAL

En condiciones de cargas normales se admitirá que la estructura esté sujeta a la acción simultánea de las siguientes fuerzas:

Cargas Verticales:

- El peso de los conductores, aisladores y accesorios para el vano gravante correspondiente.
- El peso propio de la estructura.

Cargas Transversales:

- La componente horizontal transversal de la máxima tensión del conductor determinada por el ángulo máximo de desvío.

Cargas Longitudinales:

- La presión del viento sobre el área total neta proyectada de los conductores y cadena de aisladores para el vano medio correspondiente.
- La presión del viento sobre la estructura.
- El tiro unilateral resultante del desequilibrio de cargas de todos los conductores.

- CASO 3. CARGAS EXCEPCIONALES – ROTURA DE CONDUCTOR SUPERIOR

En condiciones de carga excepcional se admitirá que la estructura estará sujeta, además de las cargas normales, a una fuerza horizontal correspondiente a la rotura del conductor de fase superior.

Esta fuerza tendrá el valor siguiente:

- Para estructuras de suspensión normal: 50% de la máxima tensión del conductor.
- Para estructuras de anclaje y terminal: 100% de la máxima tensión del conductor.

Esta fuerza será determinada en sus componentes longitudinal y transversal según el correspondiente ángulo de desvío.

- CASO 4. CARGAS EXCEPCIONALES – ROTURA DE CONDUCTOR MEDIO

Ídem al Caso 3 para el conductor medio.

- CASO 5. CARGAS EXCEPCIONALES – ROTURA DE CONDUCTOR INFERIOR

Ídem al Caso 3 para el conductor inferior.

- CASO 6. CARGAS DE MONTAJE

Se considerarán cargas verticales iguales al doble de las máximas cargas verticales normales.

3.5.8 Selección del tipo de cimentación

En el cálculo de cimentaciones de las torres de las líneas, los criterios de diseño que deben seguirse son en base a las normas técnicas vigentes en Perú, así como la normativa internacional, tales como las Normas Técnicas de Edificación NTE 050 (Suelos y Cimentaciones), NTE 060 (Concreto Armado), NTE 030 (Diseño Sismorresistente), American Society for Testing and Materials – ASTM, American Institute of Steel Construction – AISC y American Concrete Institute ACI-318/99.

En la selección del tipo de cimentación de las torres se toma en cuenta la naturaleza y la capacidad portante del suelo de la cimentación, y la magnitud de las cargas que serán aplicadas sobre las cimentaciones.

En la etapa de la ingeniería definitiva de la línea, que toma como base la ingeniería a nivel de factibilidad, se realizarán los estudios geotécnicos por cada ubicación de las estructuras con el objetivo de obtener los parámetros técnicos que permitan obtener un diseño óptimo de las cimentaciones de las torres de la línea.

Las cimentaciones de las torres son diseñadas tomando en cuenta la capacidad portante del terreno, las características del suelo, las cargas actuantes sobre las torres y los siguientes criterios:

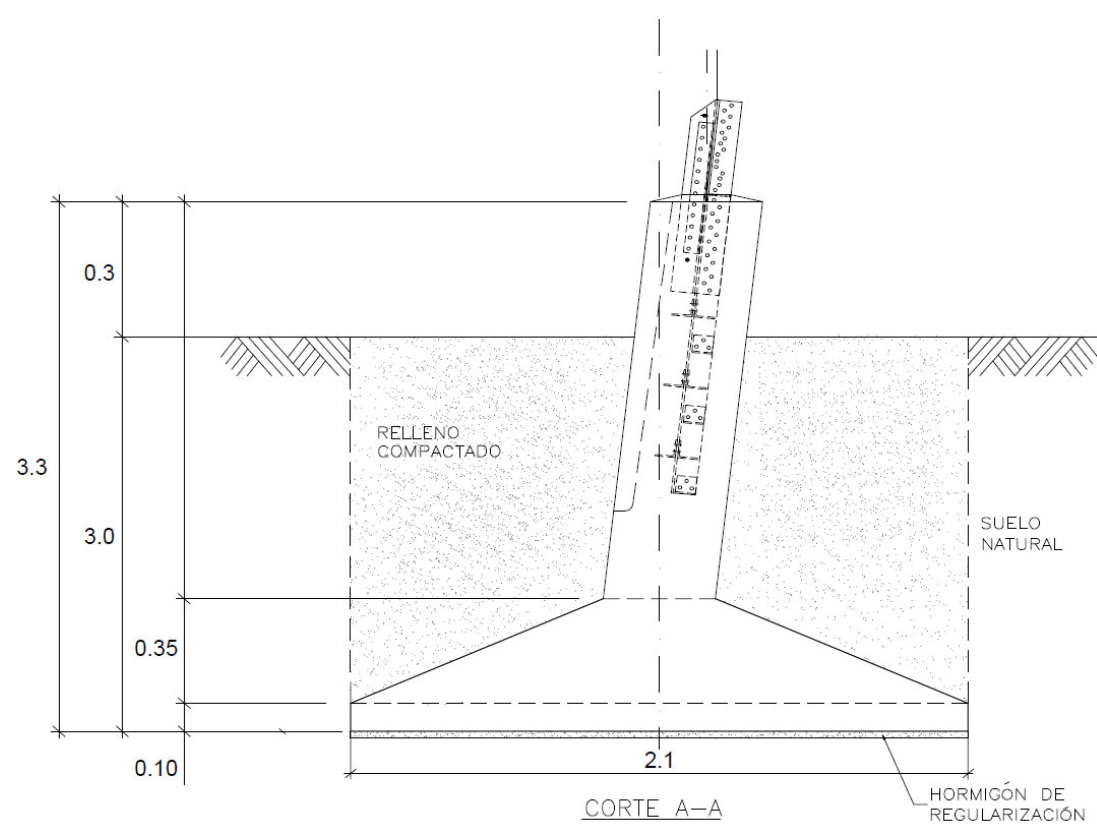
- Distancia entre las patas de las torres en el punto donde se transfiere las cargas a la cimentación.
- Geometría de la base de las torres
- Pendiente de las patas de las estructuras.
- Características y tamaño de los perfiles angulares que conforman los “stub”.
- Las cargas que se obtienen como resultado de los cálculos estructurales de las torres, serán las que se consideren en el diseño.
- Las cargas de compresión y tracción que se ejercen sobre los cimientos de cada torre, así como las tensiones longitudinales y transversales relacionadas con estas cargas, se utilizarán para verificar el tipo de

cimentación que se utiliza para cada torre. Esta verificación se llevará a cabo en las condiciones más críticas que se puedan dar.

En el diseño de la línea se consideró una cimentación típica en terreno normal, esto se hizo teniendo como referencia las cimentaciones de las líneas existentes en la zona. La cimentación típica será de concreto armado, en la que cada una de las patas de la torre estará apoyada. Consiste en una zapata cuadrada en forma de tronco de pirámide, de la que sobresale del suelo un pedestal de 0.3 m como mínimo. El “stub”, que es la sección de la pata de la torre que se extiende hacia la cimentación, se empotrará en este pedestal. La profundidad estimada de la cimentación es de 3 m. En la Figura 36 se muestra una vista de la cimentación tipo de las torres que fueron consideradas en el diseño, mayor detalle se muestra en el Anexo 5.

Figura 36

Cimentación tipo de las estructuras



3.5.9 Diseño con el software PLSCADD

Definido los criterios y cálculos eléctricos y mecánicos, se procede a realizar la ubicación óptima de las torres teniendo en cuenta el perfil topográfico del trazo de la línea. El diseño se realiza utilizando un software especializado para este fin. El software utilizado para este trabajo fue PLSCADD.

Los datos de entrada que se ingresan al software incluyen principalmente la topografía, los datos del cable de guarda, del conductor, las hipótesis de carga, los tipos de estructuras y las distancias mínimas de seguridad.

Como resultado se obtiene la tabla de distribución de las estructuras, los planos de perfil y planimetría, y las cargas en las torres.

La longitud final de la línea fue de 22.66 km, conformada por 62 estructuras entre suspensión, anclaje, alineamiento y terminal, y con un total de 19 vértices. En la Tabla 29 se muestra el cuadro de coordenadas de los vértices de la línea.

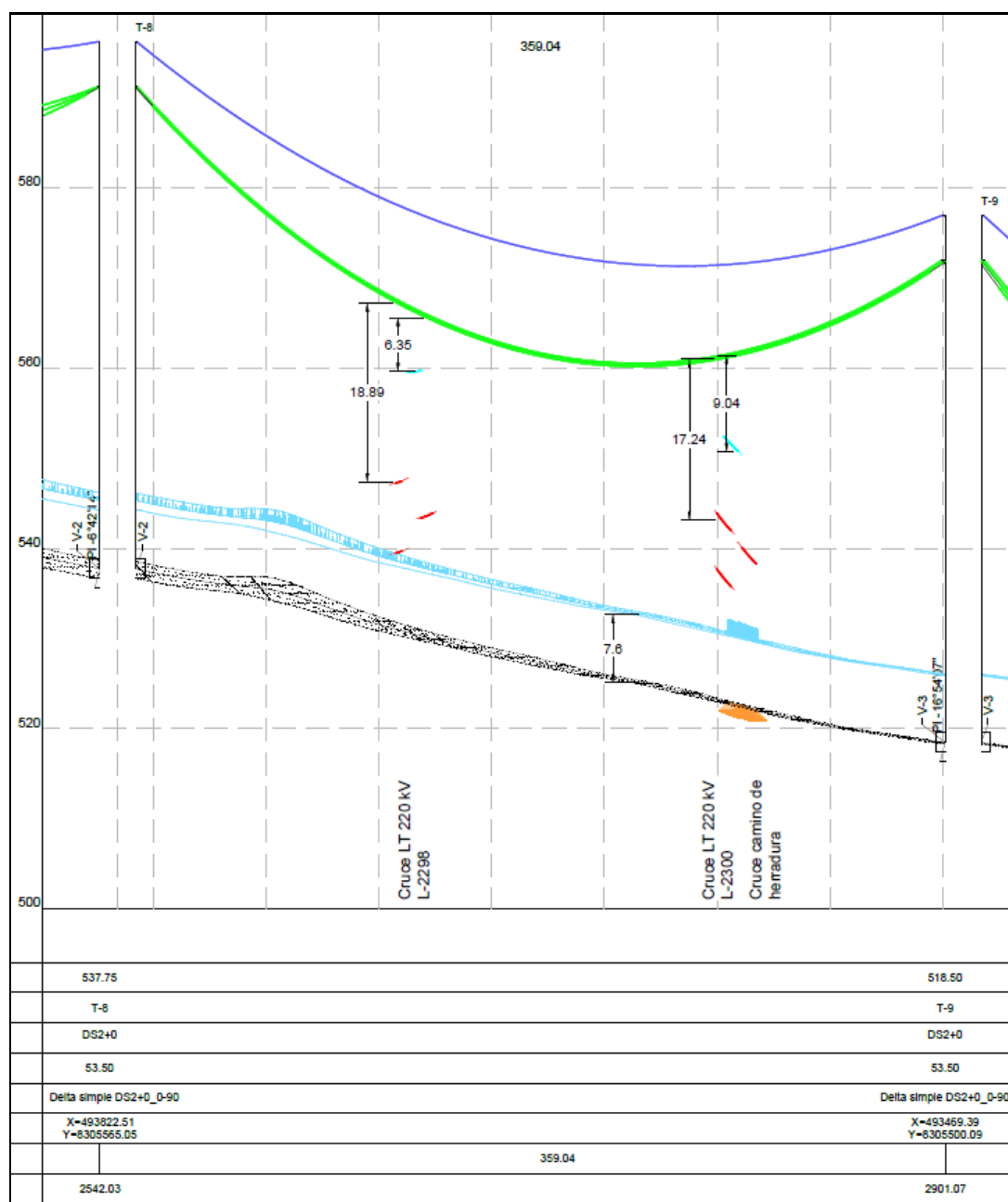
Tabla 29*Cuadro de coordenadas de los vértices de la línea*

Vértice	N° de Torre	Tipo de Torre	Descripción	Este (m)	Norte (m)	Cota (m.s.n.m)	Angulo línea (deg)	Dist. Acumulada (m)
--	Pórtico	P-1	Pórtico SE. Shougang 220 kV	495,622.56	8,307,257.30	720.0	0.00	-
V-1	T-7	A4+0	Angular doble	494,103.41	8,305,583.31	568.0	44.06	2,260.54
V-2	T-8	DS+0	Delta simple	493,822.51	8,305,565.05	537.8	-6.70	2,542.03
V-3	T-9	DS+0	Delta simple	493,469.40	8,305,500.09	518.5	-16.90	2,901.07
V-2A	T-8A	DS+0	Delta simple	493,770.60	8,305,252.61	524.1	32.01	2,729.71
V-3A	T-9A	DS+0	Delta simple	493,407.18	8,305,169.98	505.9	38.76	3,102.41
V-4	T-10	A4+0	Angular doble	493,110.20	8,305,314.49	503.4	-50.98	3,432.68
V-5	T-15	A3+0	Angular doble	491,279.09	8,304,459.28	304.7	48.85	5,453.65
V-6	T-27	A1+0	Angular doble	487,037.15	8,306,331.11	250.2	-6.06	10,090.22
V-7	T-29	A1+0	Angular doble	486,322.54	8,306,559.85	236.0	9.52	10,840.55
V-8	T-32	A1+0	Angular doble	485,157.10	8,307,160.71	232.0	-5.76	12,151.76
V-9	T-33	A1-6	Angular doble	484,805.54	8,307,299.29	205.9	6.89	12,529.65
V-10	T-34	A1-3	Angular doble	484,477.28	8,307,476.77	188.5	-3.45	12,902.82
V-11	T-46	A2+0	Angular doble	480,261.40	8,309,438.48	94.0	-27.20	17,552.76
V-12	T-47	A2+0	Angular doble	479,960.13	8,309,426.65	77.6	17.82	17,854.26
V-13	T-48	A2+3	Angular doble	479,645.33	8,309,514.37	57.0	16.09	18,181.06
V-14	T-53	A2+3	Angular doble	477,873.92	8,310,606.51	101.5	-16.20	20,262.08
V-15	T-54	A3+0	Angular doble	477,467.22	8,310,718.95	166.8	13.08	20,684.04
V-16	T-57	A1+0	Angular doble	476,566.65	8,311,208.68	86.8	4.36	21,709.15
V-17	T-58	A3+0	Angular doble	476,243.64	8,311,417.62	74.3	40.91	22,093.85
--	Pórtico	P-2	Pórtico SE. El Hierro 220 kV	476,083.98	8,311,967.23	95.0	0.00	22,666.18

La vista de un tramo del perfil de la línea, entre las torres T-8 y T-9, se muestra en la Figura 37, donde se observa el cumplimiento de las distancias mínimas de seguridad a la superficie del terreno y al cruce con dos líneas existentes de 220 kV del PE Marcona y el PE Tres Hermanas.

Figura 37

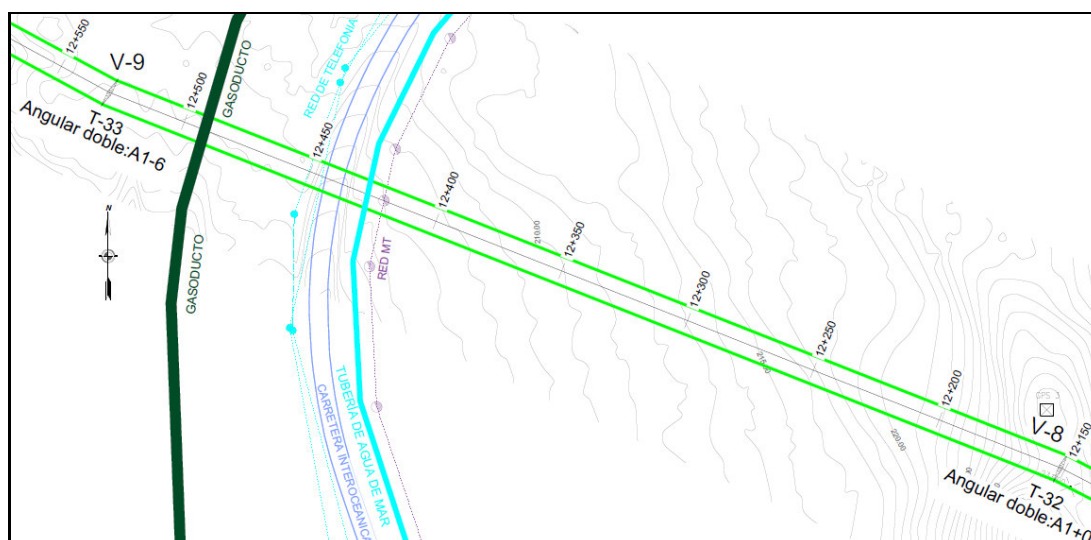
Vista de perfil en el cruce con líneas existentes de 220 kV



En la Figura 38 se muestra la vista de planta de un tramo de la línea, entre las torres T-32 y T-33 donde se observa el cruce de la línea con el gasoducto y la tubería de agua de mar. Se puede notar que la ubicación de ambas torres se encuentra alejadas considerablemente de los cruces con las instalaciones subterráneas existentes, por lo que técnicamente se cumple con las distancias de seguridad.

Figura 38

Cruce con gasoducto y tubería de agua de mar



En la Tabla 30 se muestra un resumen de las características principales de la línea.

Tabla 30

Características principales de la línea eléctrica

Descripción		Características
Tensión nominal entre fases	220 kV	
Tensión máxima entre fases	245 kV	
Altura sobre el nivel del mar	<1000 msnm	
Potencia a transportar	300 MW	

Descripción	Características
Potencia de diseño	355 MVA
Número de ternas	2
Número de cables de guarda	2
Número de conductores por fase	2
Longitud	22.66 km
Conductor de fase	
Tipo	ACAR 900 MCM
Sección Nominal	455.70 mm ²
Configuración:	
Aluminio	18 x 3.96 mm
Aleación de aluminio	19 x 3.96 mm
Diámetro exterior	27.73 mm
Masa unitaria	1255 kg/m
Carga de rotura	10285 kg
Cable de guarda	
Tipo	OPGW
Número de hilos	24
Sección Nominal	106.6 mm ²
Diámetro exterior	14 mm
Aisladores	
Material	Vidrio templado Antineblina
Tipo	Suspensión/Anclaje
Clase	U120BP/U160BSP
Carga de rotura	120 kN/160 kN
Cantidad - suspensión	18
Cantidad - anclaje	16
Estructuras	Torres de celosía de acero galvanizado
Cantidad	62
Puesta a tierra	Cable de cobre 2 AWG
Cimentaciones	Concreto armado

3.6 Resultado de la actividad

- Como resultado de implementar el procedimiento desarrollado en el presente trabajo, se obtuvo un adecuado diseño de la línea a nivel de factibilidad del proyecto Parque Eólico Shougang de 300 MW, cumpliendo con la normativa ambiental, así como la normativa técnica peruana e internacional vigente.
- La metodología seguida permitió realizar una selección adecuada del trazado de la línea, del cable de guarda, del conductor, del nivel de aislamiento, las distancias de seguridad, la geometría de las torres, las hipótesis de carga, así como los tipos de torres incluyendo su distribución óptima.
- El diseño de la línea permitió al cliente presentar ante el MINEM el EIA-sd del proyecto. En el “Anexo 6” se muestra el oficio N° 0664-2024-MINEM/DGAAE del MINEM con fecha del 10 de septiembre de 2024 donde la solicitud de evaluación del EIA-sd se admite a trámite.
Actualmente el EIA-sd se encuentra en la fase de levantamiento de observaciones del MINEM y está siendo atendido por el consultor ambiental del cliente debido a que las observaciones están dirigidas a temas netamente ambientales como flora y fauna, nivel de ruido, calidad del aire, entre otros, y no a requerimientos del MINEM respecto a la ingeniería de la línea. Se tiene previsto contar con la certificación ambiental en el corto plazo.

CAPITULO IV

CONCLUSIONES

Lo desarrollado en el presente trabajo de suficiencia profesional permite presentar las siguientes conclusiones:

1. Con la confirmación de que en la zona del proyecto no hay restricciones ambientales y con la información de las instalaciones subterráneas existentes, y el estudio topográfico de la línea, se pudo desarrollar el diseño de la línea eléctrica a nivel de factibilidad, que permitirá la evacuación de la energía eléctrica al SEIN que generará el futuro Parque Eólico Shougang de 300 MW.
2. El diseño de la línea eléctrica, a nivel de factibilidad, permitió que el cliente pueda completar el expediente del Estudio de Impacto Ambiental semidetallado (EIA-sd) del proyecto y presentarlo al MINEM para la obtención del certificado ambiental, actualmente en trámite.
3. El diseño de la línea eléctrica, a nivel de factibilidad, también le permitirá al cliente iniciar el trámite ante el MINEM para la obtención de la concesión definitiva, una vez que obtenga la certificación ambiental, el cual formará parte del expediente.
4. El diseño de la línea eléctrica, a nivel de factibilidad, podrá ser utilizado como base para elaborar la ingeniería constructiva de la línea y una vez que el cliente obtenga la concesión definitiva podrá iniciar la fase de construcción y seguidamente de operación de la línea eléctrica del proyecto.

CAPITULO V

RECOMENDACIONES

1. Se recomienda que, desde las fases iniciales del proyecto de la línea, se valide con visitas a campo el trazado de la línea, con la finalidad de que en la etapa del estudio de factibilidad las variantes sean mínimas cuando se realice el replanteo de la línea.
2. Antes de definir el área que se requerirá para el levantamiento topográfico, se recomienda tener validado el trazado de la línea para evitar retrabajos y atraso en la entrega del estudio.
3. Las normas peruanas e internacionales que se utilizan en el diseño de las líneas eléctricas se actualizan periódicamente, por lo que se recomienda revisar cada cierto tiempo si hay nuevas publicaciones en las páginas oficiales.

CAPITULO VI

BIBLIOGRAFÍA

CELEC EP (2017). Instructivo para selección de ruta para líneas de transmisión [Archivo PDF].

https://www.celec.gob.ec/transelectric/images/stories/baners_home/LOT_AIP_NEW/2017/05-2017/a3_Regulaciones%20y%20procedimientos/RESOURCES/INS_Sel_ecci%C3%B3n%20de%20ruta%20linea%20de%20transmision.pdf

COES (2024). Procedimiento Técnico del Comité de Operación Económica del SEIN PR-20 “Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN”. Lima, Perú.

COES - SINAC (2020). Enlace 220 kV Ica – Poroma, Ampliaciones y Subestaciones Asociadas. Lima, Perú.

EPRI Transmission Line Reference Book - 200 kV and Above (Red Book), Third Edition. EPRI, Palo Alto, CA: 2005. 1011974.

Ministerio de Energía y Minas (2003). Especificaciones Técnicas para Levantamientos Topográficos para Electrificación Rural [Archivo PDF].
<https://www.gob.pe/institucion/minem/normas-legales/4775130-030-2003-em-dge>

Ministerio de Energía y Minas (2003). Especificaciones Técnicas para las Obras Civiles y el Montaje Electromecánico de Líneas de Transmisión para Electrificación Rural [Archivo PDF].
<https://www.gob.pe/institucion/minem/normas-legales/4775056-022-2003-em-dge>

Ministerio de Energía y Minas. (2009). Ley de Concesiones Eléctricas y Reglamento [Archivo PDF].

<https://www.gob.pe/institucion/minem/informes-publicaciones/4768546-ley-de-concesiones-electricas-y-reglamento>

Ministerio de Energía y Minas (2011). Código Nacional de Electricidad - Suministro 2011 [Archivo PDF].

<https://www.gob.pe/institucion/minem/normas-legales/4796310-214-2011-mem-dm>

Ministerio de Vivienda, Construcción y Saneamiento (2021). Reglamento Nacional de Edificaciones [Archivo PDF].

<https://www.gob.pe/institucion/vivienda/informes-publicaciones/2309793-reglamento-nacional-de-edificaciones-rne>

Ministerio del Ambiente (2005). Ley General del Ambiente – Ley N°28611 [Archivo PDF].

<https://www.minam.gob.pe/wp-content/uploads/2017/04/Ley-N%C2%B0-28611.pdf>

Osinergmin (2018). Mapa Ceráunico del Perú. Rastreador.

https://gisem.osinergmin.gob.pe/Descargas_Atmosfericas/

Resolución Directoral [con fuerza de ley]. Aprueban contenido mínimo de Estudio de Factibilidad aplicable a los derechos eléctricos previstos en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento. 24 de agosto de 2010. RD N° 046-2010-EM/DGE.

CAPITULO VII

ANEXOS

A continuación, se muestran los anexos que forman parte del presente trabajo de suficiencia profesional:

- **Anexo 1:** CIRAS del trazo de ruta de la línea de transmisión
- **Anexo 2:** Catálogo de los aisladores SEDIVER
- **Anexo 3:** Planos de las cadenas de aisladores
- **Anexo 4:** Planos de las estructuras
- **Anexo 5:** Cimentación tipo de las estructuras
- **Anexo 6:** Oficio del MINEM de admisibilidad a trámite del Estudio de Impacto Ambiental semidetallado (EIA-sd)

7.1 Anexo 1: CIRAS del trazo de ruta de la línea de transmisión

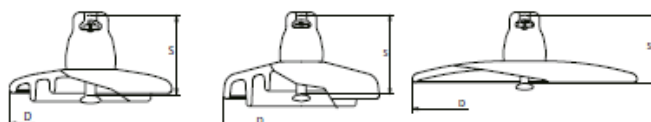
 PERÚ Ministerio de Cultura	Dirección Desconcentrada de Cultura de Ica	 Firmado digitalmente por: MARTORELL CARREÑO Alberto FAU 2057F00222 soft Motivo: Soy el autor del documento Fecha: 25.06.2024 12:25:08 -05:00
Año del Bicentenario, de la consolidación de nuestra Independencia, y de la conmemoración de las heroicas batallas de Junín y Ayacucho Decenio de las Personas con Discapacidad en el Perú		
CIRAS NRO. 202-2024-DDCICA/MC		1 / 7
FECHA DE EMISIÓN: 21/06/2024		
CERTIFICADO DE INEXISTENCIA DE RESTOS ARQUEOLÓGICOS EN SUPERFICIE		
DE LA SOLICITUD		
Nro. de expediente: 2024-0073628 Fecha expediente: 24/05/2024 Nombre del titular: SHOUGANG GENERACION ELECTRICA S.A.A.		
UBICACIÓN		
Distrito: MARCONA Provincia: NAZCA Departamento: ICA		
ÁREA EVALUADA		
Proyecto: PROYECTO "PARQUE EÓLICO SHOUGANG Y SU INTERCONEXIÓN AL SEIN (LÍNEA DE TRANSMISIÓN)"		
ESPECIFICACIONES GEODÉSICAS		
Sistema de coordenadas: PLANAS Sistema de proyección cartográfica: UNIVERSAL TRANSVERSA DE MERCATOR (UTM) Datum: WORLD GEODETIC SYSTEM 1984 (WGS84) Zona de proyección: 18 Cuadrícula UTM: L Hemisferio: Sur		
 Firmado digitalmente por: SIOQUILLACA RAMOS Miran Rosana FAU 2057F00222 soft Motivo: Soy VP Fecha: 21.06.2024 15:10:03 -05:00		
Av. Ayabaca 895, Ica, Ica, Ica. Teléfono (056)232881 https://www.gob.pe/cultura/ Consulta tu cira : http://aplicaciones.cultura.gob.pe/app-cira/consulta-tu-cira		

7.2 Anexo 2: Catálogo utilizado de aisladores Sediver

Sediver® toughened glass suspension insulators

Ball & Socket type - 120 kN

IEC



		Standard Profile		Fog Type Profile		Open Type Profile
NEW CATALOG N°		F120CB/127	F120CB/146	F120PG/146	F120PB/146	F120AB/127
OLD CATALOG N°		F12/127	F12/146	F12P-A/146	F120P/146	F12D/127
IEC class ⁽¹⁾		U120B		U120BP		
MECHANICAL CHARACTERISTICS						
Minimum mechanical failing load	kN	120	120	120	120	120
DIMENSIONS						
Diameter (D)	mm	255	255	255	280	380
Spacing (S)	mm	127	146	146	146	127
Creepage distance	mm	320	320	390	445	365
Metal fitting size ⁽²⁾		16A	16A	16A	16A	16A
ELECTRICAL CHARACTERISTICS ⁽³⁾						
Power frequency withstand voltage						
- Dry one minute	kV	70	70	72	80	60
- Wet one minute	kV	40	40	42	50	50
Dry lightning impulse withstand volt.	kV	100	100	110	125	90
Puncture withstand voltage	kV	130	130	130	130	130
PACKING AND SHIPPING DATA						
Approx. net weight	kg	3.8	3.8	4.3	5.5	5.6
N° of insulators per crate		6	6	6	6	6
Volume per crate	m³	0.05	0.05	0.06	0.07	0.11
Gross weight per crate	kg	27	27	30	39	41
N° of insulators per pallet		96	96	96	72	90
Volume per pallet	m³	1.3	1.3	1.3	1.2	2.2
Gross weight per pallet	kg	442	442	498	475	630

(1) in accordance with IEC publication 60305

(2) in accordance with IEC publication 60120

(3) in accordance with IEC publication 60383-1

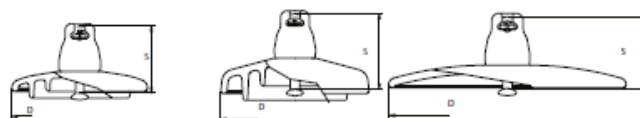
Corrosion prevention solution: Insulators with specific protection against corrosion are also available (see page 6)

For specific markets we also supply a range of customized products which are not shown here. Please contact our sales department for more details.

Sediver® toughened glass suspension insulators

Ball & Socket type - 160 kN

IEC



		Standard Profile		Fog Type Profile		Open Type Profile
NEW CATALOG N°		F160CK/146	F160CK/170	F160PF/146	F160PF/170	F160AD/146
OLD CATALOG N°		F160/146	F160/170	F160P/146	F160P/170	F160D/146
IEC class ⁽¹⁾		U160BS	U160BL	U160BSP	U160BLP	
MECHANICAL CHARACTERISTICS						
Minimum mechanical failing load	kN	160	160	160	160	160
DIMENSIONS						
Diameter (D)	mm	280	280	330	330	420
Spacing (S)	mm	146	170	146	170	146
Creepage distance	mm	400	400	545	545	375
Metal fitting size ⁽²⁾		20	20	20	20	20
ELECTRICAL CHARACTERISTICS ⁽³⁾						
Power frequency withstand voltage						
- Dry one minute	kV	75	75	90	90	60
- Wet one minute	kV	45	45	55	55	50
Dry lightning impulse withstand volt.	kV	110	110	140	140	90
Puncture withstand voltage	kV	130	130	130	130	130
PACKING AND SHIPPING DATA						
Approx. net weight	kg	5.4	5.5	8.2	8.3	7.2
N° of insulators per crate		6	6	6	6	6
Volume per crate	m³	0.07	0.08	0.10	0.11	0.15
Gross weight per crate	kg	39	39	56	57	52
N° of insulators per pallet		72	72	54	54	36 54
Volume per pallet	m³	1.2	1.3	1.3	1.4	1.3 1.8
Gross weight per pallet	kg	475	484	517	524	338 495

(1) in accordance with IEC publication 60305

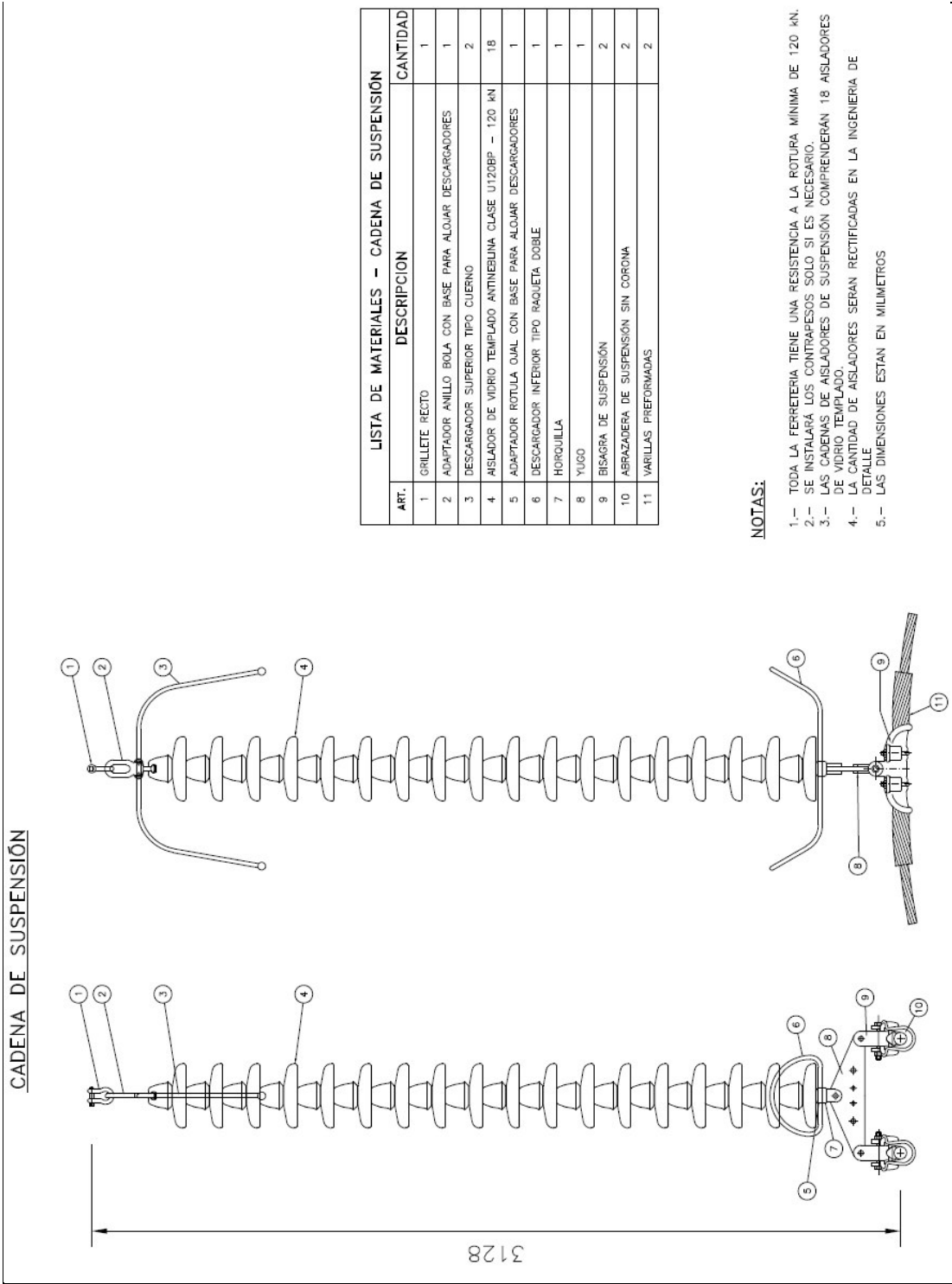
(2) in accordance with IEC publication 60120

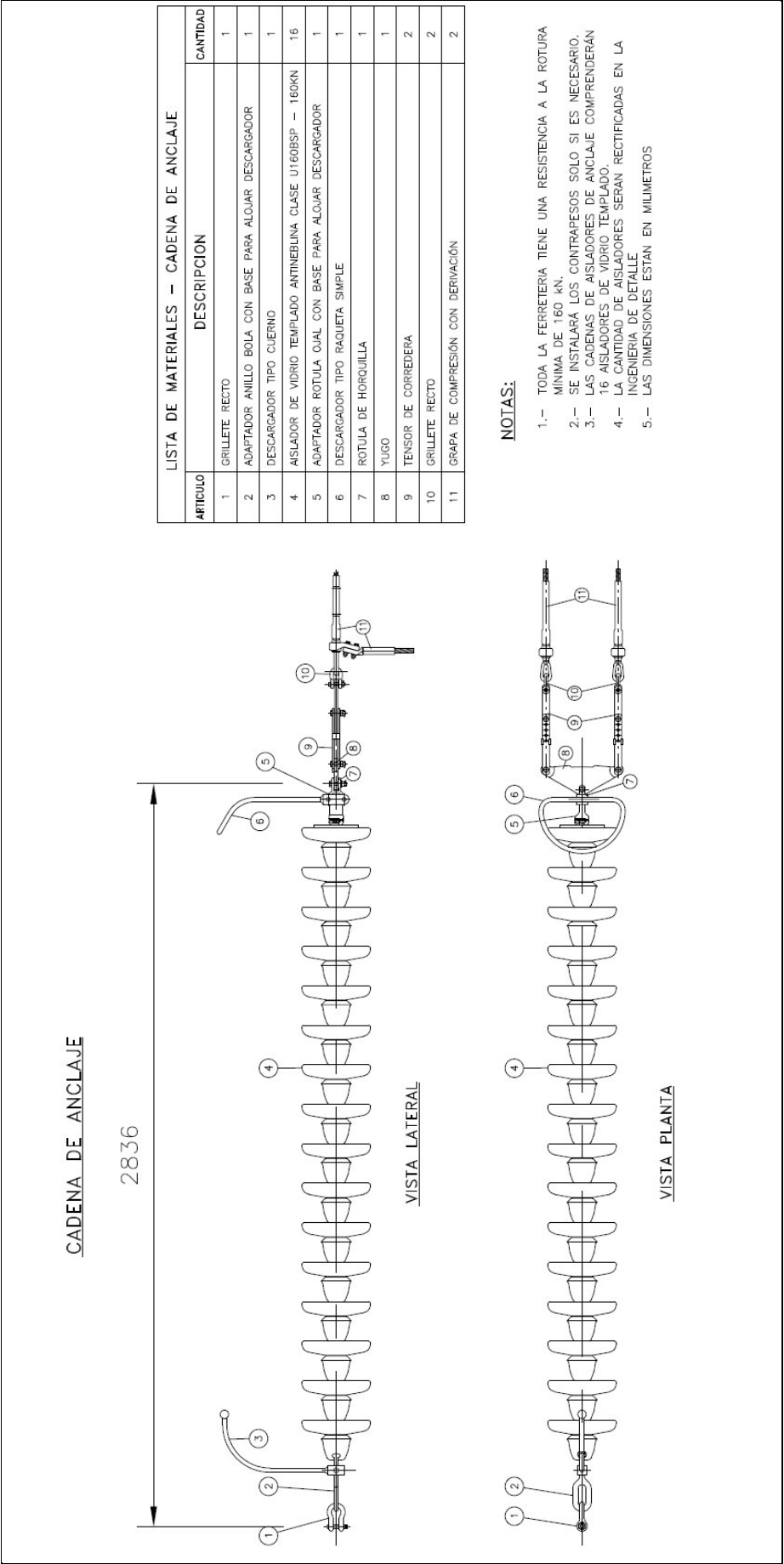
(3) in accordance with IEC publication 60383-1

Corrosion prevention solution: Insulators with specific protection against corrosion are also available (see page 6)

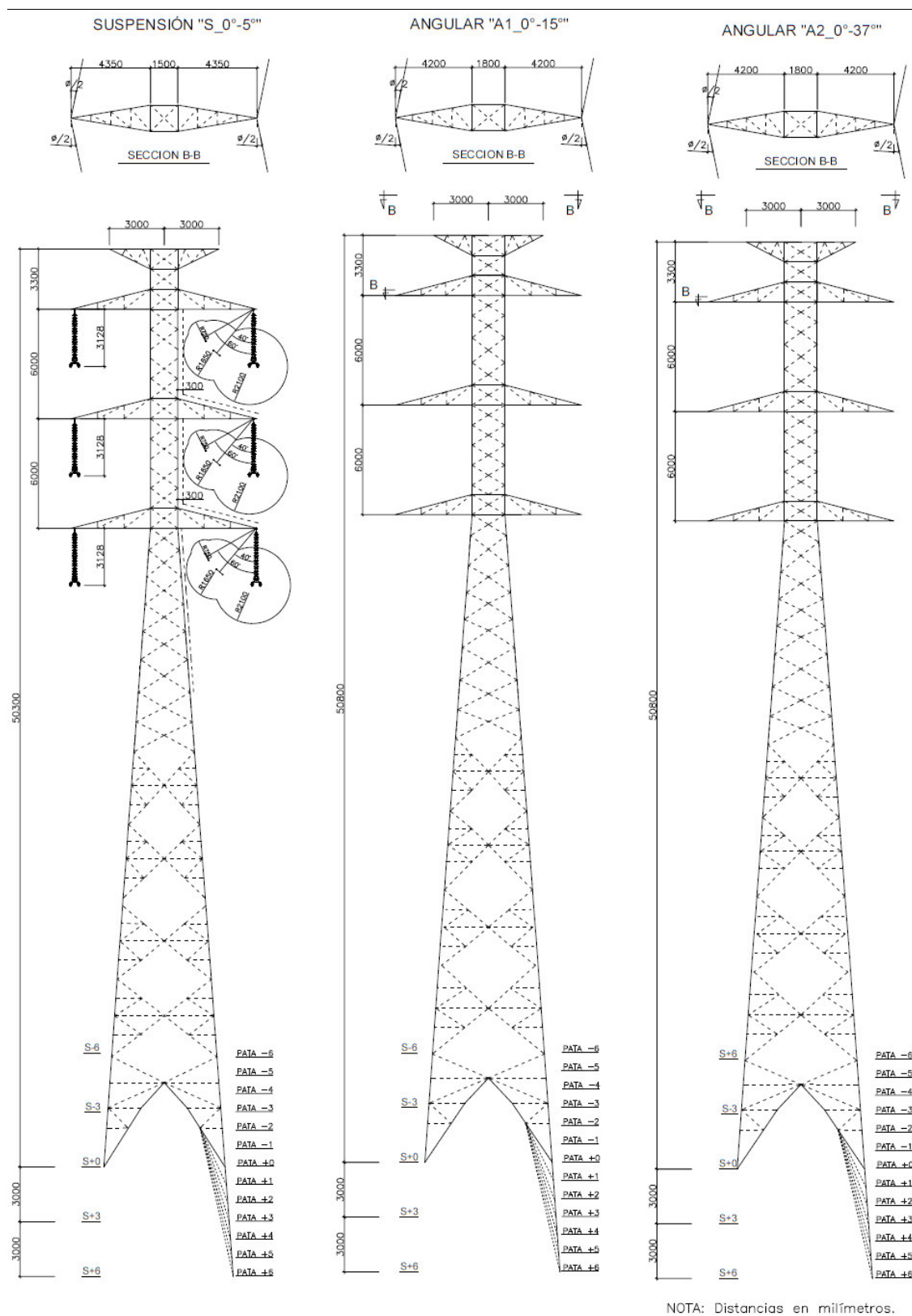
For specific markets we also supply a range of customized products which are not shown here. Please contact our sales department for more details.

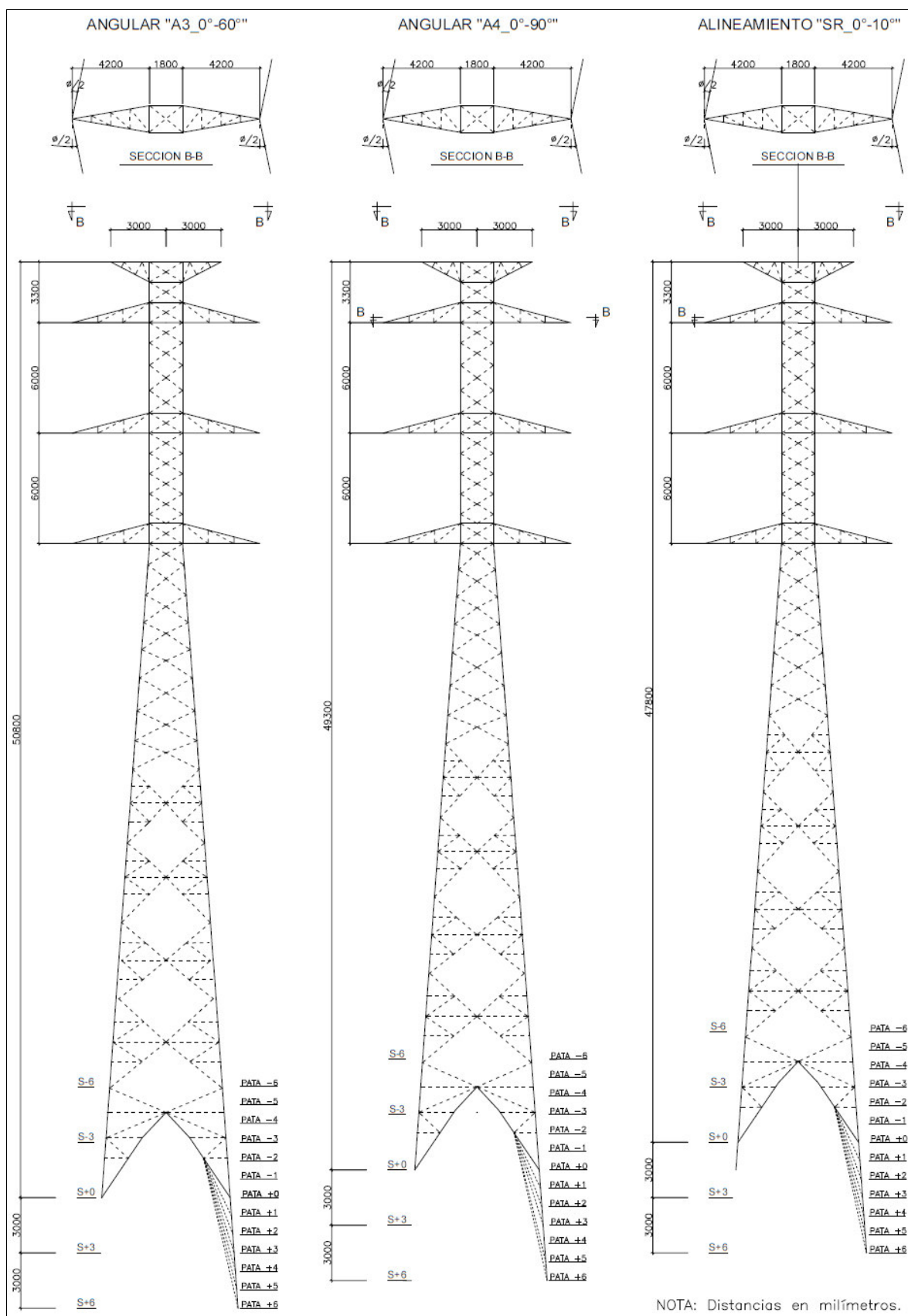
7.3 Anexo 3: Planos de las cadenas de aisladores



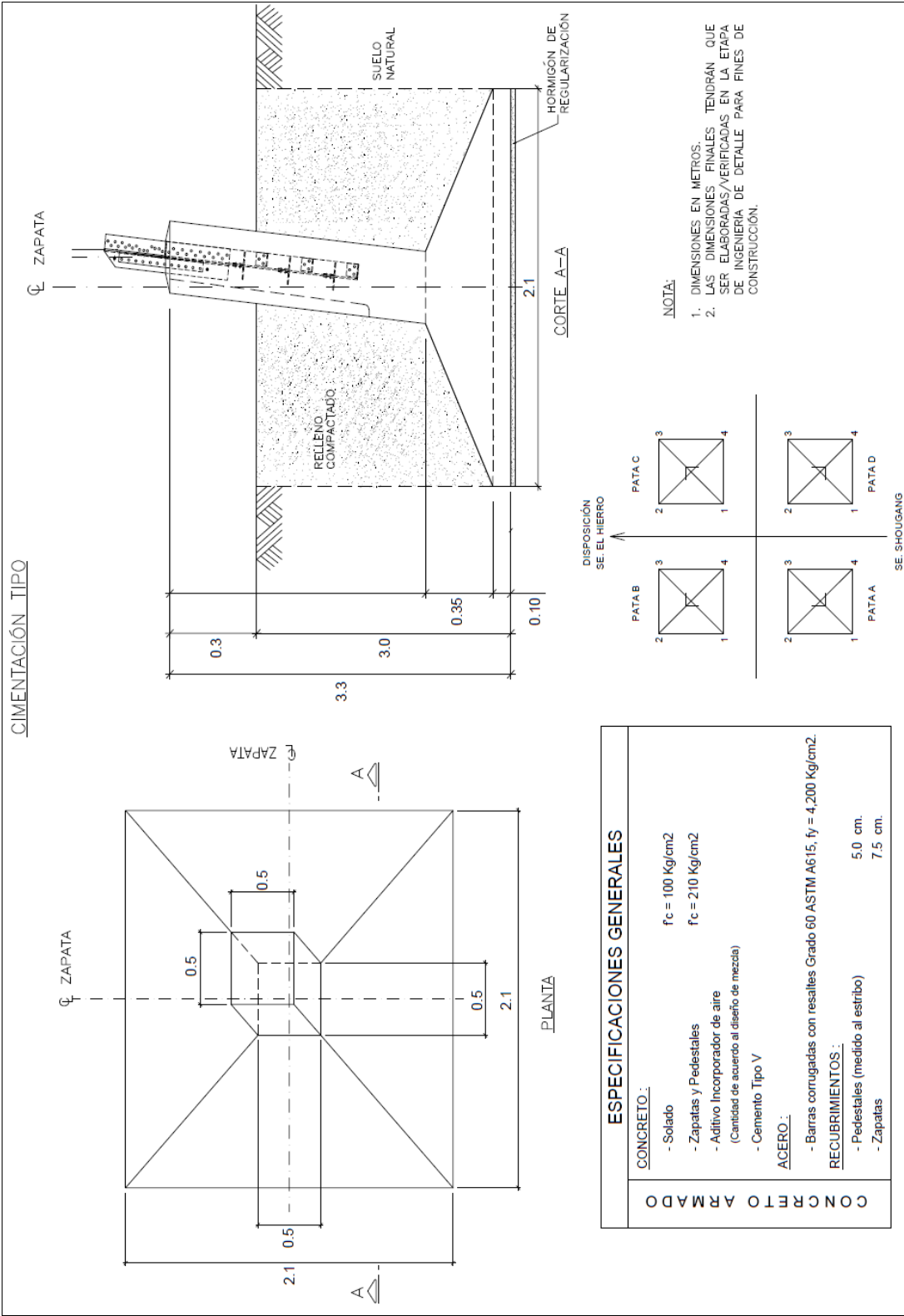


7.4 Anexo 4: Planos de las estructuras





7.5 Anexo 5: Cimentación tipo de las estructuras



7.6 Anexo 6: Oficio del MINEM de admisibilidad a trámite del EIA

	PERÚ	Ministerio de Energía y Minas	Viceministerio de Electricidad	Dirección General de Asuntos Ambientales de Electricidad
---	-------------	-------------------------------	--------------------------------	--

Decenio de la Igualdad de oportunidades para mujeres y hombres"
"Año del Bicentenario, de la consolidación de nuestra Independencia, y de la conmemoración de las heroicas batallas de Junín y Ayacucho"

Lima, 10 de setiembre de 2024

OFICIO N° 0664-2024-MINEM/DGAAE

Señor
Lí Guohua
Representante Legal
SHOUGANG GENERACIÓN ELECTRICA S.A.A.
Centro Minero Shougang Nro. 56 Zona M-14, Marcona
Ica. -

Asunto : Admisibilidad del Estudio de Impacto Ambiental semidetallado del proyecto "*Parque Eólico Shougang y su Interconexión al SEIN*" y conformidad al Resumen Ejecutivo

Referencia : Registro N° 3824611¹
(3828831)

Me dirijo a usted con relación a los documentos de la referencia, mediante el cual solicitó la evaluación del Estudio de Impacto Ambiental semidetallado del proyecto "*Parque Eólico Shougang y su Interconexión al SEIN*".

Al respecto, se remite el Informe N° 0414-2024-MINEM/DGAAE-DEAE a través del cual se concluye que su representada ha cumplido con los requisitos mínimos establecidos en la normativa vigente; por lo que, se admite a trámite su solicitud.

Del mismo modo, se advierte que el Resumen Ejecutivo del Estudio de Impacto Ambiental semidetallado del Proyecto "*Parque Eólico Shougang y su Interconexión al SEIN*", cumple con los requisitos establecidos en el artículo 28 del Reglamento de Participación Ciudadana para la realización de Actividades Eléctricas, aprobado mediante Decreto Supremo N° 016-2023-EM, por lo que se otorga la conformidad al Resumen Ejecutivo respectivo.

Atentamente,

Firmado digitalmente por COSSIO WILLIAMS
Juan Orlando FAU 20131368829 hard
Entidad: Ministerio de Energía y Minas
Motivo: Firma del documento
Fecha: 2024/09/10 15:42:48-0500

Ing. Juan Orlando Cossío Williams
Director General de Asuntos Ambientales de Electricidad

MCP/ecq

¹ Se hace de su conocimiento que la información remitida por su representada deberá ser ingresada como adjunto al Registro N° 3824611, que dio inicio al presente procedimiento administrativo.

Av. Las Artes Sur 260, San Borja
Central telefónica: (0) 5100 300
www.gob.pe/minem

 BICENTENARIO
PERÚ
2024