

RESOLUCIÓN CNEE-67-2024
Guatemala, 12 de marzo de 2024
LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CONSIDERANDO:

Que la Ley General de Electricidad -LGE- norma el desarrollo del conjunto de actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad, estableciendo que el transporte de electricidad que implique la utilización de bienes de dominio público está sujeto a autorización; así como, que su aplicación se extiende a todas la personas que desarrollen las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad, sean éstas individuales o jurídicas con participación privada, mixta o estatal.

CONSIDERANDO:

Que el Reglamento de la Ley General de Electricidad -RLGE-, en el artículo 50, establece que la construcción de nuevas líneas o subestaciones del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica -STEE- se podrá realizar, entre otras, por la modalidad de Acuerdo entre Partes. En el artículo 51 del referido cuerpo normativo se estipula que, para la modalidad de Acuerdo entre Partes, los interesados que requieran la ampliación deberán presentar a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (entidad que puede ser denominada indistintamente CNEE o la Comisión) la solicitud de autorización respetiva, la cual será estudiada por dicho órgano. Por su lado, el artículo 53 del RLGE indica lo concerniente al proceso de verificación y aceptación de las instalaciones.

CONSIDERANDO:

Que el tres de enero de dos mil veinticuatro, fue publicado en el Diario de Centroamérica, el Acuerdo Ministerial Número 335-2023, emitido por el Ministerio de Energía y Minas -MEM-, mediante el cual fue aprobado el "Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2024-2054", en el cual se encuentra contenido una subestación denominada Chajul. Posteriormente, la CNEE emitió la Resolución CNEE-54-2024, mediante la cual determinó que la referida subestación forma parte del Sistema Principal.

CONSIDERANDO:

Que Transportadora de Energía de Centroamérica, Sociedad Anónima -TRECOSA- solicitó a la Comisión autorización para ejecutar, bajo la modalidad de Iniciativa Propia, el proyecto denominado: "Segundo Circuito Covadonga – Uspantán 230 kV y conexión a la nueva subestación Chajul 230/69 kV 105 MVA". Por otra parte, Redes Eléctricas de Centroamérica, Sociedad Anónima -RECSA-, solicitó a la Comisión autorización para ejecutar, bajo la modalidad de Iniciativa Propia, el proyecto denominado: "Proyecto Chajul 69/13.8 kV 10 a 14 MVA y 69/34.5 kV 10 a 14 MVA". Para el efecto, la CNEE confirió audiencia al Administrador del Mercado Mayorista -AMM-; a Hidro Xacbal, Sociedad Anónima, propietaria de Transporte de Electricidad de Occidente -TRECOSA-, a Transmisora de Energía Renovable, Sociedad Anónima -TRANSNOVA-; a Transportadora de Energía de Centroamérica, Sociedad Anónima -TRECOSA-; y a Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima -DEOCOSA-, quienes emitieron sus pronunciamientos mediante los memoriales de evacuación respectivos. De dichos pronunciamientos se pudo determinar, entre otros aspectos, que las referidas entidades no tienen objeción para que se autorice las solicitudes presentadas por TRECOSA y RECSA, respectivamente, siempre y cuando en la resolución que para el efecto se emita, se cumplan las condiciones indicadas en sus pronunciamientos.



CONSIDERANDO:

Que la Gerencia de Planificación y Vigilancia de Mercados Eléctricos pudo constatar que conforme a la información presentada por TRECSA y RECSA, los proyectos relacionados pueden ser ejecutados en una misma subestación de transformación, en la ubicación que determinen los Transportistas, con el objeto de que el proyecto sea económicamente justificado para prestar el Servicio de Transporte de Energía Eléctrica -STEE-. Adicionalmente, manifestó que no es posible aprobar la capacidad de 105 MVA para el transformador 230/69 kV propuesto por TRECSA, para lo cual se debe someter a aprobación de esta Comisión la capacidad de transformación que se propone instalar, aportando mayor información y análisis. Por otro lado, en cuanto a la capacidad de 20 a 28 MVA para el transformador 69/13.8 kV, propuesto por RECSA, se recomienda la instalación de un transformador 69/13.8 kV de 10/14 MVA y dejar prevista la subestación para incorporar otro transformador futuro.

CONSIDERANDO:

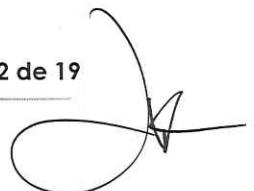
Que, en virtud de lo constatado mediante el dictamen técnico emitido por la Gerencia de Planificación y Vigilancia de Mercados Eléctricos y dictamen jurídico emitido por la Gerencia Jurídica, ambas dependencias de la CNEE, se pudo determinar que es procedente emitir resolución, por medio de la cual se aprueben las solicitudes presentadas por TRECSA y RECSA, en el sentido autorizar la ejecución de los referidos proyectos con modificaciones, bajo las modalidades de Iniciativa Propia, para que los mismos sean económicamente justificados para prestar el STEE. Adicionalmente, la remuneración de dichas instalaciones quedará sujeta a lo establecido en los artículos 59 y 60 de la Ley General de Electricidad.

POR TANTO:

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con base en lo considerado, y en ejercicio de las facultades y atribuciones que le confiere la Ley General de Electricidad y su Reglamento;

RESUELVE:

- I. Autorizar a **Transportadora de Energía de Centroamérica, Sociedad Anónima** la ejecución del proyecto denominado: "Subestación Chajul 230/69 kV y el segundo circuito Covadonga – Uspantán 230 kV", con modificaciones; y a **Redes Eléctricas de Centroamérica, Sociedad Anónima** la ejecución del proyecto denominado: "Subestación Chajul 69/34.5/13.8 kV", con modificaciones; ambos bajo las modalidades de Iniciativa Propia. Asimismo, tanto los proyectos, como su reconocimiento de peaje y entrada en operación comercial, deberá ser ejecutado o reconocido, según corresponda, conforme las especificaciones técnicas que se detallan en el Anexo de la presente resolución.
- II. La Comisión verificará que las obras de transmisión cumplan con las especificaciones técnicas aprobadas por medio de la presente resolución, previa conexión al STEE. Para el efecto, podrá contratar la asesoría o consultoría necesaria para la supervisión, verificación y aceptación de las obras de transmisión que por medio de esta resolución se aprueba su ejecución. Dicha verificación se realizará con cargo al propietario de las instalaciones, por lo que se considerará como incumplimiento a esta resolución que dichas entidades se abstengan o se nieguen a pagar la asesoría previamente relacionada.



- III. Para el desarrollo de las obras respectivas, Transportadora de Energía de Centroamérica, Sociedad Anónima y Redes Eléctricas de Centroamérica, Sociedad Anónima quedan sujetas al cumplimiento de lo siguiente:
- a. Las obligaciones estipuladas en la Ley General de Electricidad y su Reglamento, las Normas Técnicas emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, las Normas de Coordinación del Administrador del Mercado Mayorista y cualquier otra normativa que le sea aplicable;
 - b. Ejecutar las obras de transmisión, acorde a las especificaciones técnicas que se detallan en el Anexo de la presente resolución; y
 - c. Presentar a la Comisión durante los primeros diez (10) días hábiles de cada mes y cuando le sea requerido, informes del avance de la construcción de las obras con el fin de verificar, entre otros aspectos, el cumplimiento de la ruta crítica establecida en el Cronograma de Ejecución de las obras presentadas y las especificaciones técnicas definidas. Lo anterior, conforme el numeral 4.1.14. del Anexo de la presente resolución.
- IV. No se aprueba la capacidad de 105 MVA en 230/69 kV propuesta para el proyecto respectivo, por lo que Transportadora de Energía de Centroamérica, Sociedad Anónima deberá someter a aprobación de la CNEE, la capacidad de transformación que finalmente se propone instalar. Para el efecto, deberá presentar los estudios técnico-económicos que justifiquen la capacidad que sea económicamente adaptada en el largo plazo para la subestación, incluyendo el análisis de alternativas que evaluó. Asimismo, en conjunto con Redes Eléctricas de Centroamérica, Sociedad Anónima, deberán presentar los estudios técnico-económicos que justifiquen, en su criterio, la ubicación final de los proyectos y el área de terreno futura que sea adicional a lo ya incluido en las Especificaciones Técnicas que por medio de la presente se autorizan.
- V. Previo a la conexión de las obras respectivas al STEE, Transportadora de Energía de Centroamérica, Sociedad Anónima y Redes Eléctricas de Centroamérica, Sociedad Anónima para efectos de la conexión de las mismas, deberán cumplir con presentar a esta Comisión, su respectiva solicitud de Ampliación de la Capacidad de Transporte del Sistema, cumpliendo con lo establecido en el artículo 51 del Reglamento de la Ley General de Electricidad. Asimismo, deberán cumplir con el proceso de verificación y aceptación establecido en el artículo 53 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y con el proceso de conexión establecido en la Norma Técnica de Conexión.
- VI. Transportadora de Energía de Centroamérica, Sociedad Anónima y Redes Eléctricas de Centroamérica, Sociedad Anónima deben prever que las instalaciones a las cuales deben conectar las obras respectivas, sean propiedad de un Agente Transportista.
- VII. La Comisión Nacional de Energía Eléctrica en cualquier momento podrá modificar o revocar la presente resolución en caso de incumplimiento a lo aquí resuelto o de lo establecido en el marco regulatorio.
- VIII. Lo indicado en el numeral romano I. de la presente resolución no exime a Transportadora de Energía de Centroamérica, Sociedad Anónima y a Redes Eléctricas de Centroamérica, Sociedad



Anónima de cumplir con los demás requisitos establecidos en el artículo 51 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, especialmente a acciones encaminadas al cumplimiento de las Normas Técnicas de Diseño y Operación del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica -NTDOST- y normas ambientales, debiendo cumplir con este último requisito bajo su total responsabilidad; en el sentido que, previo a la ejecución de las obras deberán obtener la aprobación de los estudios ambientales, emitida por la entidad ambiental correspondiente.

- IX. La autorización para la ejecución de las obras que mediante la presente resolución se realizan, no exime a Transportadora de Energía de Centroamérica, Sociedad Anónima y a Redes Eléctricas de Centroamérica, Sociedad Anónima de su responsabilidad por la calidad, confiabilidad y exactitud de la ingeniería, fabricación, construcción, montaje, operación y mantenimiento de las obras, a partir de su operación comercial y de garantizar la seguridad de las personas, los bienes y la calidad del servicio, de conformidad con lo establecido en las normas técnicas aprobadas por esta Comisión.
- X. Transportadora de Energía de Centroamérica, Sociedad Anónima y Redes Eléctricas de Centroamérica, Sociedad Anónima deberán prever, previo a la puesta en operación de las obras respectivas, realizar las inversiones para que las instalaciones puedan operar bajo los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad establecidos en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y Normas de Coordinación vigentes; así como, cumplir con los procedimientos establecidos en las Normas Técnicas, como parte del procedimiento de conexión de las obras antes mencionada.
- XI. La operación del referido proyecto está sujeta a que el mismo se encuentre prestando el Servicio de Transporte de Energía Eléctrica, para lo cual deberá acreditar su uso, conforme a lo establecido en el artículo 64 de la Ley General de Electricidad.
- XII. La Comisión Nacional de Energía Eléctrica resolverá los casos no previstos en la presente resolución o en las especificaciones técnicas.

NOTIFÍQUESE.


Ingeniera Claudia Marcela Peláez Peláez
Directora


Ingeniero Luis Romeo Ortiz Peláez
Presidente


Licenciado Jorge Guillermo Aráuz Aguilar
Director


Jorge Miguel Retolaza Alvarado
Secretario General


Jorge Miguel Retolaza Alvarado
Secretario General

ANEXO DE LA RESOLUCIÓN CNEE-67-2024 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

1. CONSIDERACIONES GENERALES

Las presentes especificaciones técnicas, proveen la información técnica que deben cumplir Transportadora de Energía de Centroamérica, Sociedad Anónima (TRECOSA) y Redes Eléctricas de Centroamérica, Sociedad Anónima (RECSA), a la que en adelante se les denominará los Transportistas, para el desarrollo de las nuevas instalaciones y obras complementarias que conforman el proyecto.

Todo lo que no se encuentre explícitamente indicado en el presente Anexo no exime a los Transportistas de la responsabilidad que las instalaciones que conforman el proyecto incluyan todos los componentes o equipos necesarios, para que las mismas operen bajo los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad establecidos en la Ley General de Electricidad, sus Reglamentos y Normas Técnicas. Los requisitos indicados en el presente Anexo, hacen referencia a requisitos mínimos que se deben cumplir para la construcción del proyecto, por lo que los Transportistas deberán considerar aspectos y detalles que puedan no estar considerados en el presente Anexo y que, de acuerdo a las buenas prácticas de Ingeniería, sean necesarios para el diseño, suministro, transporte, obtención de los terrenos, constitución de las servidumbres, construcción, montaje, supervisión, pruebas, operación y mantenimiento del Proyecto.

Debe entenderse por Buenas Prácticas de Ingeniería a todas las actividades de naturaleza técnica, social o administrativa y que, pese a no encontrarse detalladas en las presentes Especificaciones Técnicas, son necesarias para que los Transportistas lleven a cabo el diseño, suministro, pruebas, construcción, montaje y puesta en operación comercial de las instalaciones que conforman el proyecto.

La información relacionada a las condiciones meteorológicas de las zonas geográficas que pueda ser utilizada por el Transportista para las actividades de diseño y construcción, puede ser obtenida en el Instituto Nacional de Sismología, Vulcanología, Meteorología e Hidrología de la República de Guatemala -INSIVUMEH- o de la fuente gubernamental oficial que considere pertinente. La información geográfica y geológica que pueda ser utilizada por el Transportista para las actividades de diseño, constitución de Servidumbres y construcción podrá ser obtenida en el Instituto Geográfico Nacional -IGN- de la República de Guatemala o de la fuente gubernamental oficial que considere pertinente. Lo anterior, sin menoscabo de otras regulaciones y normas que resultan aplicables y que deberá cumplir en las distintas fases del proyecto.

1.1. Ubicación de la Subestación y Trazo de líneas de transmisión nuevas

La ubicación de la subestación deberá ser determinada en forma conjunta por los Transportistas, por lo que es de su responsabilidad realizar el análisis, estudios de cualquier tipo, investigaciones o exámenes, cálculos y valorizaciones, para considerar la ubicación que mejor se adapte respecto a la ubicación de cada línea, basándose en criterios topográficos, demográficos y ambientales de las zonas en las cuales se construirá El Proyecto. Dicha ubicación deberá ser informada a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE o la Comisión) para su aprobación, conforme el numeral 4.1.15 del presente anexo.

1.2. Generalidades de la subestación nueva

La nueva subestación deberá ser del tipo convencional (equipo en patio a la intemperie) y según el tipo de aislamiento que resulte del diseño óptimo del proyecto.

Los Transportistas deben considerar un área de terreno suficiente para la nueva subestación, con el fin de incorporar nuevos campos, los cuales son adicionales al número de campos equipados. El

diseño de la subestación deberá considerar las necesidades de mantener el servicio eléctrico, durante los períodos de construcción de posibles ampliaciones.

La subestación deberá ubicarse en un terreno que no esté sujeto a inundación, derrumbes u otra situación previsible que pueda poner en peligro la seguridad de las personas y de las instalaciones. En caso de no ser posible, se deberán tomar las medidas de seguridad correspondientes, a efecto que dichas medidas minimicen los riesgos y efectos sobre las personas y bienes.

Cuando se haga referencia a campos de reserva, deberá entenderse como espacios físicos no equipados, pero que tengan, sin ser limitativo, la infraestructura descrita en el numeral 6.12 del presente Anexo, para incorporar nuevos equipos de conexión.

Cuando se haga referencia al área de terreno necesaria para incorporar campos adicionales de reserva, deberá entenderse como el área de terreno completamente nivelado y compactado a la misma cota que el patio de maniobras. Esta área de terreno deberá quedar dentro del perímetro circulado de la subestación, por lo que se deberán tomar en cuenta los trabajos de obra civil que sean necesarios tales como trabajos preliminares, descapote, cortes, movimiento de tierras, nivelación del terreno, drenajes de aguas pluviales y otros.

Los criterios de diseño y operación de la nueva subestación, en todos los casos en que sean aplicable, se encuentran establecidos en las Normas Técnicas de Diseño y Operación del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica -NTDOST-, las Normas Técnicas emitidas por la CNEE que resulten aplicables, así como las Normas de Coordinación emitidas por el AMM, y en su defecto con las normas técnicas internacionales aplicables.

Los criterios de diseño y operación de la nueva subestación, en todos los casos en que sean aplicables, se encuentran establecidos en las Normas Técnicas de Diseño y Operación del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica -NTDOST-, las Normas Técnicas emitidas por la CNEE que resulten aplicables, así como las Normas de Coordinación emitidas por el AMM, y en su defecto con las normas técnicas internacionales aplicables.

Todos los materiales y equipos deberán tener un nivel de desempeño sísmico adecuado a las condiciones locales de la instalación, de acuerdo con lo especificado por CONRED conforme las normas de reducción de desastres que se encuentran vigentes.

El diseño de la nueva subestación deberá considerar los parámetros del servicio existente en la zona con la finalidad de mejorar la calidad de este, de conformidad a las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones -NTCSTS-.

1.3. Generalidades de los tramos de línea nuevos

Es responsabilidad de los Transportistas considerar una ubicación eficiente de la subestación considerando los tramos de línea de transmisión nuevos que se formen a partir del seccionamiento del segundo circuito de la línea de transmisión Covadonga – Uspantán. En ese sentido, el trazo para dichos tramos deberá ser el que mejor se adapte respecto a la ubicación del seccionamiento y la subestación, basándose en criterios topográficos, demográficos, sociales y ambientales de la zona en la cual se construirán la línea de transmisión nueva, así como las Buenas Prácticas de Ingeniería, debiendo considerar en la medida de lo posible evitar el paso por áreas protegidas.

Para los nuevos tramos nueva línea de transmisión, podrán estar soportados por estructuras tipo torre de celosía de acero, poste de concreto, poste de metal u otro tipo de estructura, quedando la elección de estas tecnologías a criterio del Transportista correspondiente de acuerdo a las Buenas Prácticas de Ingeniería, sin embargo, para el reconocimiento deberá presentarse el análisis de las

alternativas realizado que permita a la CNEE determinar si la selección del Transportista es económicamente adaptada para prestar el servicio.

1.4. Generalidades de las nuevas instalaciones

En el diseño y puesta en operación se deberá prever que se mantenga el nivel de tensión en todos los nodos del Sistema de Transmisión conforme lo establecido en las NTCSTS, en condiciones normales o con equipo fuera de servicio, deberá soportar una falla simple sin que se produzca el colapso del sistema eléctrico, asimismo, en condiciones excepcionales de alta o baja demanda o generación o cuando se contare con equipo fuera de servicio deberá respetar los límites de calidad establecidos en las NTCSTS y los criterios de confiabilidad del AMM, no admitiéndose en ningún caso que ante fallas simples y/o dobles de alta probabilidad en equipos existentes se produzca el colapso del sistema completo.

Las nuevas instalaciones deberán ser diseñadas para soportar una contingencia sencilla con pocos efectos negativos, es decir que el disparo de un único elemento del sistema sea generador, transformador o línea no deberá resultar en colapso generalizado del sistema o inestabilidad del mismo, sobrecarga de líneas y/o transformadores, así como la pérdida de carga.

En general se deberá cumplir como mínimo con los criterios establecidos en las NTDOST y demás Normas Técnicas emitidas por la CNEE que resulten aplicables, así como las Normas de Coordinación emitidas por el AMM y, en su defecto, con las normas técnicas internacionales aplicables.

1.5. Fecha Programada de Operación Comercial de El Proyecto

Las obras de transmisión indicadas en las presentes especificaciones deben estar en operación comercial a más tardar el 31 de enero de 2029. El Cronograma que los Transportistas presente ante la CNEE deberá considerar, como máximo, el plazo anteriormente indicado.

2. ESPECIFICACIONES DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

A continuación, se establecen los parámetros mínimos del SNI, por lo que, si los Transportistas precisan de mayor información para realizar su diseño, deberá investigar por su cuenta los parámetros adicionales que requiera y tomar en cuenta la regulación y normativa técnica vigente.

2.1. Parámetros del Sistema referenciales.

Tensión nominal del sistema fase a fase: 230kV, 69 kV, 34.5 kV y 13.8 kV, según corresponda.

Tolerancia de la regulación de la tensión respecto al valor nominal: +/- 5 %, o la que corresponda en las Normas Técnicas.

Frecuencia nominal: 60 Hertz.

2.2. Niveles de cortocircuito

La capacidad interruptiva de cortocircuito asignada a los equipos que conformarán las obras de transmisión del proyecto, para instalaciones de 230 kV no deberá ser menor a 40 kA y para instalaciones de 69 kV no deberá ser menor a 31.5 kA. No obstante, para determinar que existen, o no, mayores corrientes de cortocircuito a las indicadas será necesario realizar los estudios eléctricos de cortocircuito. En caso de ser mayores, los equipos deberán especificarse de conformidad con las corrientes de cortocircuito calculadas.

3. DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN

Las obras de transmisión que conforman el proyecto consisten en el diseño, constitución de servidumbres, suministro, transporte, construcción, montaje, pruebas, operación y mantenimiento de las obras descritas en el presente numeral.

3.1. Segundo Circuito Uspantán – Covadonga

Línea de Transmisión nueva en 230 kV que interconectará la subestación Uspantán 230 kV y la subestación Covadonga 230 kV y tendrá las mismas características o superiores que la línea existente en 230 kV que interconecta ambas subestaciones, asimismo, estará montada en las mismas estructuras que la línea existente. Esta obra será realizada por TRECSA.

3.2. Ampliación en 230 kV de la Subestación Uspantán

Los trabajos de adecuación y ampliación en 230 kV de la subestación Uspantán consisten en la construcción de un campo equipado en 230 kV que se utilizará para la conexión del segundo circuito entre las subestaciones Uspantán y Covadonga. Esta obra será realizada por TRECSA.

3.3. Ampliación en 230 kV de la Subestación Covadonga

Los trabajos de adecuación y ampliación en 230 kV de la subestación Covadonga consisten en la construcción de un campo equipado en 230 kV que se utilizará para la conexión del segundo circuito entre las subestaciones Uspantán y Covadonga. Esta obra será realizada por TRECSA.

3.4. Subestación Chajul 230/69/34.5/13.8 kV

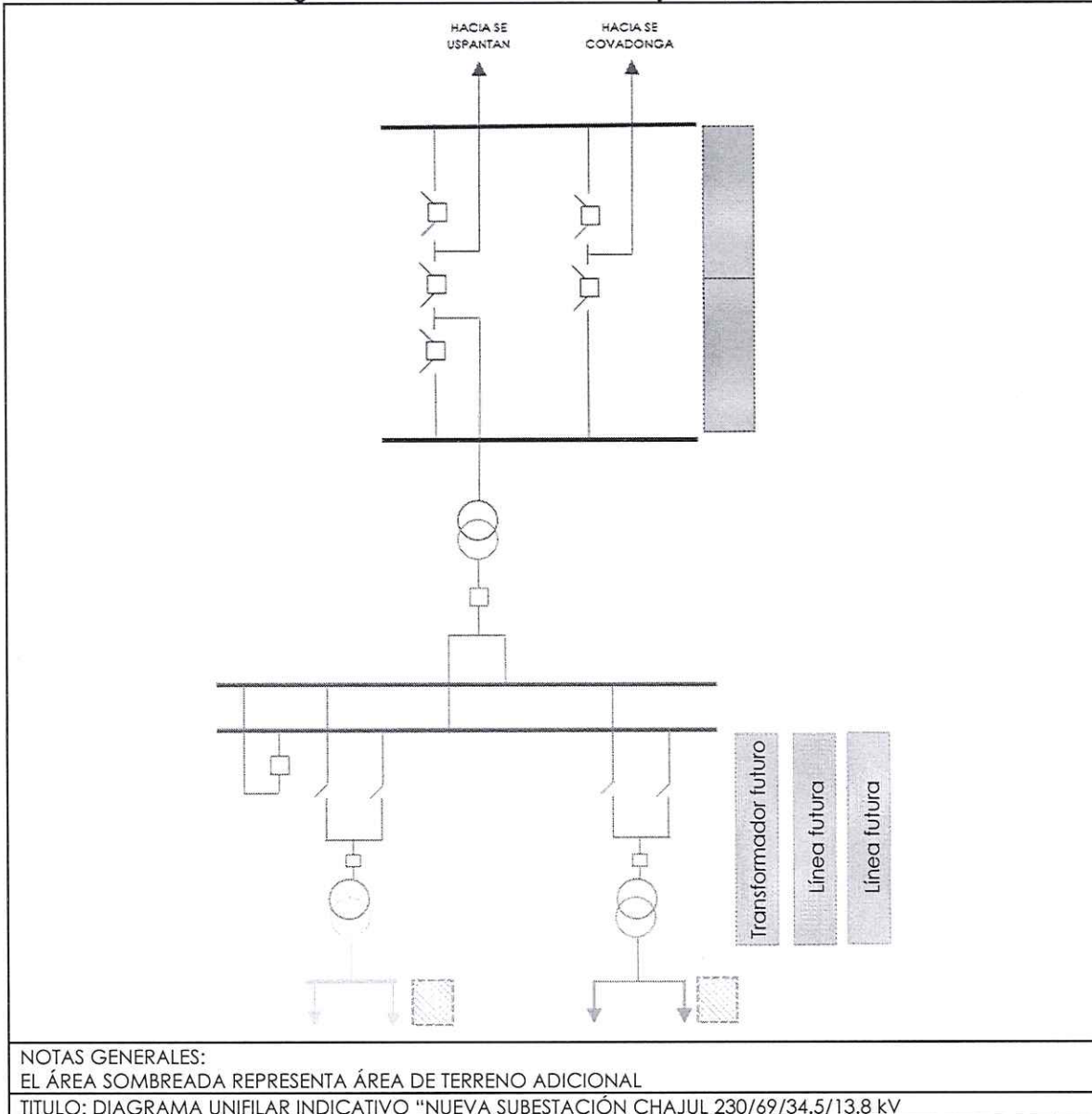
Una nueva subestación de transformación que estará equipada con lo siguiente:

- i. Configuración Interruptor y Medio en 230 kV, que incluya la infraestructura y los equipos necesarios para la incorporación de todos los campos y barras de 230 kV.
- ii. Dos campos de línea en 230 kV para recibir las líneas que provienen de las subestaciones Uspantán y Covadonga.
- iii. Un Banco de transformación 230/69 kV compuesto por 3 unidades monofásicas y una de reserva, así como los respectivos campos en 230 kV y 69 kV para conectar dicho Banco. Para la capacidad de transformación se deberá cumplir con lo indicado en el numeral 4.1.15 del presente anexo.
- iv. El área de terreno necesaria para incorporar dos campos adicionales de reserva en 230 kV.
- v. Configuración doble barra en 69 kV, que incluya la infraestructura y los equipos necesarios para la incorporación de todos los campos y barras de 69 kV.
- vi. Un campo de acople para las barras de 69 kV
- vii. Un transformador trifásico 69/13.8 kV de 10/14 MVA de servicio continuo y los respectivos campos en 69 kV y 13.8 kV para conectar dicho transformador. La capacidad de 14 MVA se refiere a la potencial nominal que el transformador es capaz de transportar bajo la máxima etapa de enfriamiento considerando las condiciones de altura sobre el nivel del mar y la temperatura ambiente donde esté ubicada la subestación.
- viii. Un transformador trifásico 69/34.5 kV de 10/14 MVA de servicio continuo y los respectivos campos en 69 kV y 34.5 kV para conectar dicho transformador. La capacidad de 14 MVA se refiere a la potencial nominal que el transformador es capaz de transportar bajo la máxima etapa de enfriamiento considerando las condiciones de altura sobre el nivel del mar y la temperatura ambiente donde esté ubicada la subestación.
- ix. El área de terreno necesario para incorporar dos campos de línea de 69 kV y un transformador trifásico adicional.
- x. Configuración barra simple en 13.8 kV, que incluya la infraestructura y los equipos necesarios para la incorporación de todos los campos y la barra de 13.8 kV. El área de terreno para esta configuración debe considerar la incorporación de un campo futuro en 13.8 kV.
- xi. Configuración barra simple en 34.5 kV, que incluya la infraestructura y los equipos necesarios para la incorporación de todos los campos y la barra de 34.5 kV. El área de terreno para esta configuración debe considerar la incorporación de un campo futuro en 34.5 kV.
- xii. Dos campos de 13.8 kV para atender la demanda de los usuarios de la distribuidora del área.
- xiii. Dos campos de 34.5 kV para atender la demanda de los usuarios de la distribuidora del área.

Los numerales del i. al iv. corresponde a obras a realizar por TRECESA y los numerales del v. al xiii. corresponden a obras a realizar por RECSA.

A continuación, se muestra los diagramas unifilares de referencia de la Subestación:

Diagrama Unifilar 1. Subestación Chajul 230/69/34.5/13.8 kV



Dentro de las obras complementarias de la subestación nueva Chajul 230/69/34.5/13.8 kV se incluyen las que se indican en los numerales 3.2 y 3.3 de las presentes especificaciones.

3.5. Trabajos de adecuación del segundo circuito Uspantán – Covadonga 230 kV

Seccionamiento, readecuación de estructuras y construcción de tramos de línea para la conexión de la nueva Subestación Chajul al Segundo Circuito Uspantán – Covadonga. Estos trabajos serán

realizados por TRECSA. Los tramos de línea que resulten deberán tener las mismas características de capacidad que el Segundo Circuito Uspantán – Covadonga.

4. GENERALIDADES DE LAS ESPECIFICACIONES DE DISEÑO

4.1. Obligaciones de los Transportistas

Los Transportistas tienen las siguientes obligaciones:

4.1.1. Entregar el Cronograma detallado de trabajo, realizado en Microsoft Project 2019 o versión posterior, en versión impresa y digital en archivo de Project, que incluya las actividades del proyecto de cada uno de los transportistas, el cual será utilizado por ambos Transportistas para el desarrollo de sus proyectos e incluirá la ruta crítica de éste y, sin ser limitativo, los siguientes hitos:

- i. Inicio de gestiones.
- ii. Compra del terreno para la nueva Subestación.
- iii. Obtención de servidumbres para el paso de las líneas.
- iv. Inicio de construcción, en la cual se le notifica de proceder al contratista.
- v. Elaboración de la orden de compra del conductor, estructuras, transformadores, interruptores u otros equipos importantes.
- vi. Obtención de la licencia ambiental.
- vii. Entrega de los documentos técnicos de diseño y construcción conforme a lo establecido en la Norma Técnica de Conexión.
- viii. Gestiones ante la CNEE para autorización de la conexión.
- ix. Gestión ante el AMM.
- x. Inicio y finalización de las pruebas de puesta en servicio.
- xi. Inicio de operación comercial del proyecto (fecha final).

El cronograma que debe ser presentado a la Comisión con la línea base configurada para el seguimiento del avance de los Proyectos. Los métodos de control y medición del avance, de los cuales deberá presentarse copia, se deben definir para cada uno de los componentes, entregables, tareas e hitos de conformidad con las Buenas Prácticas en Gestión de Proyectos.

Toda la información proporcionada a la CNEE debe constituirse en documentos técnicos ampliamente desarrollados e incluir la documentación técnica que correspondan a cada uno de ellos y la referencia a la normativa utilizada.

La entrega de la presente información no exime de la obligación que tienen los Transportistas de entregar parcialmente información que les fuere solicitada por la CNEE para la verificación del cumplimiento de las especificaciones técnicas y el seguimiento del avance.

Dicho cronograma deberá ser presentado a la CNEE en plazo máximo de treinta (30) días contados a partir del inicio de vigencia de la presente resolución.

4.1.2. Cumplir las Normas Técnicas emitidas por la CNEE, las Normas de Coordinación emitidas por el AMM y las normas técnicas internacionales aplicables IEEE o IEC que sean aplicables a cada uno de los casos específicos tomando en cuenta lo referente a las obras civiles asociadas en cuanto a el diseño, suministro, transporte, obtención de los terrenos, construcción, montaje, pruebas preoperativas, operación y mantenimiento de las instalaciones que componen.

4.1.3. Gestionar ante la autoridad gubernamental correspondiente los permisos para el transporte local de los materiales y equipos por medio de las carreteras o vías de acceso nacionales.

- 4.1.4. Obtener oportunamente la información referente a las características técnicas de las instalaciones existentes que constituyen las fronteras de cada una de las obras de transmisión, tal como diagramas de protección y teleprotección de líneas de transmisión existentes, capacidad de servicios auxiliares, así como cualquier información necesaria para llevar a cabo el proyecto.
- 4.1.5. Cada transportista deberá obtener la aprobación de los Estudios Ambientales de su fracción del proyecto, emitida por parte de la entidad ambiental correspondiente, previo a la ejecución de las obras y bajo su entera responsabilidad, de conformidad con lo establecido en la ley de la materia, la Ley General de Electricidad y su Reglamento
- 4.1.6. Cada transportista deberá obtener los terrenos por separado o lo que pacten de común acuerdo, gestionar permisos, autorizaciones y contratos de conexión para los trabajos de ampliación en subestaciones existentes que sean requeridas para conectar las nuevas instalaciones a instalaciones existentes del SNI.
- 4.1.7. Adquirir e instalar los equipos, componentes y software, así como la prestación o contratación de los servicios necesarios para la correcta integración de los sistemas de supervisión y control de los Proyectos con los sistemas de supervisión y control existentes del AMM y de los propietarios de las instalaciones existentes a ser ampliadas, de conformidad con lo establecido en las Normas de Coordinación del AMM.
- 4.1.8. Garantizar que todos los materiales, equipos y aparata a ser suministrados y montados sean nuevos, con garantía de fábrica, de buena calidad y que cumplan con estándares nacionales e internacionales.
- 4.1.9. Gestionar los permisos y autorizaciones para los trabajos de apertura o seccionamiento de líneas de transmisión existentes o para ampliar subestaciones existentes que resulten necesarias para conectar los Proyectos.
- 4.1.10. Cumplir con lo establecido en el artículo 51 del Reglamento de la Ley General de Electricidad para la ampliación a la capacidad de transporte y el procedimiento establecido en la Norma Técnica de Conexión; asimismo, realizar las obras complementarias que resulten de los estudios eléctricos NTAUCT. Lo anterior para los efectos de autorización de la conexión de las obras de transmisión al Sistema Nacional Interconectado.
- 4.1.11. Cumplir con las disposiciones establecidas en la Norma Técnica de Conexión para el procedimiento de conexión de las instalaciones del proyecto.
- 4.1.12. Presentar las planillas establecidas en las Normas de Coordinación, que incluye la planilla 1.10 de la Norma de Coordinación Operativa No. 1 con la Distribuidora que se conecte al proyecto.
- 4.1.13. Gestionar la habilitación comercial de los Proyectos que le fueron autorizados para operar en el Mercado Mayorista, y cumplir con lo establecido en las Normas de Coordinación del AMM.
- 4.1.14. Cada transportista deberá entregar un informe mensual a la CNEE, dentro del plazo de los primeros diez (10) días hábiles del mes, en medio digital, que contenga por lo menos lo siguiente:
 1. Resumen ejecutivo del contenido del informe a presentar y del estado actual del proyecto, en el cual se destaquen los avances y aspectos relevantes del mes.

2. Evolución y estado actualizado del avance de la construcción del Proyecto mediante el Cronograma.
 - a. Actualizada la fecha de estado, cargados los avances, y reprogramado el trabajo restante de conformidad con los métodos y control del avance.
 - b. Avance de la constitución de las servidumbres de paso.
 - c. Avance de las gestiones de los estudios y licencias ambientales, debiendo remitir copia de la aprobación del estudio y licencia ambiental en el informe mensual inmediatamente posterior a la obtención de la misma.
 - d. Avance de las gestiones para la obtención de las autorizaciones que emite la CNEE a las que hace referencia la Norma Técnica de Conexión.
 - e. Avance de las gestiones con otros agentes para la conexión de las instalaciones del proyecto autorizado, conforme lo establecido en la Norma Técnica de Conexión y el programa de acciones por aplicar.
 - f. Avance de los componentes, entregables, tareas e hitos del proyecto (numeral 4.1.1. del presente Anexo)
 - g. Curva "S" de avance del proyecto, y que entre otros se observen las curvas de avance programado y de avance ejecutado.
3. Cambios importantes en el diseño del Proyecto y el cronograma
4. Resumen ejecutivo de los problemas detectados que hayan causado retrasos en la ejecución del proyecto y las acciones con las que fueron subsanados o con que se planea corregirlos.
5. Hechos relevantes que se hubiesen podido suscitar durante el mes correspondiente.
6. Registros fotográficos actualizados que evidencien los avances en el desarrollo de las instalaciones del proyecto, de forma ordenada y plenamente identificada.

Todo cambio en el cronograma deberá documentarse, presentando evidencia de las causas de su ocurrencia y de las acciones y tareas previstas para su subsanación. Lo anterior, formulando e indicando el cambio de la línea base del proyecto.

Lo anterior no es limitativo para que la Comisión, durante el desarrollo del proyecto, solicite información específica adicional que se deba incluir dentro de los informes mensuales.

4.1.15. Con relación al dimensionamiento de la capacidad del banco de transformación 230/69 kV del proyecto y la ubicación de la subestación, los Transportistas, dentro de un plazo máximo de cuatro (4) meses contados a partir de la fecha de notificación de la presente resolución, deberán presentar lo siguiente:

1. Un informe técnico-económico que contenga el análisis y evaluación para determinar la capacidad de transformación óptima y económicamente dimensionada para el proyecto, dicho informe deberá tener el análisis costo-beneficio detallado de las alternativas evaluadas. Cabe indicar, que dicha capacidad deberá corresponder a la potencia nominal que el transformador es capaz de transportar bajo la máxima etapa de enfriamiento considerando las condiciones de altura sobre el nivel del mar y la temperatura ambiente donde esté ubicada la subestación.
2. Un informe técnico-económico que contenga el análisis y evaluación para determinar la ubicación óptima de la subestación, dicho informe deberá tener el análisis costo-beneficio detallado de las alternativas evaluadas, así como el dimensionamiento del área de terreno adicional.

La capacidad del banco de transformación 230/69 kV y la ubicación de la subestación deberá contar con la aprobación de la CNEE, previo al inicio de la construcción de las instalaciones. Asimismo, es

importante indicar que en caso los transportistas consideren que es necesario realizar alguna modificación en cuanto campos de reserva o área de terreno adicional en la subestación, la justificación técnica y económica debe ser presentado en el informe que se indica anteriormente. Se deberá tomar en cuenta que la CNEE podrá requerir ampliaciones y aclaraciones al informe que sea presentado.

4.2. Normas de diseño

El diseño de los proyectos debe cumplir con lo establecido en las Normas Técnicas emitidas por la CNEE, las Normas de Coordinación emitidas por el AMM y en su defecto con la última edición o versión de las normas técnicas internacionales, entre las que se encuentran las IEEE o IEC, que resulten aplicables y que se encuentren vigentes.

4.3. Normas para la fabricación de los equipos

La fabricación de los equipos y materiales a utilizar para la construcción de los proyectos, deben ser de conformidad con la última edición o versión de las normas técnicas internacionales, entre las que se encuentran las IEEE o IEC, que sean aplicables y que se encuentren vigentes.

4.4. Permisos y Contrato de Conexión

Todos los procedimientos que se refieren a permisos y contrato de conexión deben ser de conformidad a lo establecido en la LGE, los Reglamentos de la LGE, las Normas Técnicas, las Normas de Coordinación, y particularmente lo establecido por la Norma Técnica de Conexión.

4.5. Materiales y equipos

Todos los materiales y equipos que serán utilizados para la construcción de los proyectos deben ser tales que no comprometan o limiten la operación de las instalaciones existentes del Sistema Nacional Interconectado.

4.6. Pruebas de fábrica

Todo el equipo que sea utilizado para la constitución de los proyectos deberá contar con las respectivas pruebas de fábrica de acuerdo con las normas técnicas internacionales aplicables y vigentes, en lo referente a transformadores de potencia, interruptores, seccionadores, transformadores de voltaje, transformadores de corriente, pararrayos, bancos de capacitores, bancos de reactores, estructuras de soporte y otros que sean necesarios para su diseño, construcción y operación.

4.7. Pruebas de campo

Todo el equipo que sea utilizado para la constitución de los proyectos deberá contar con las respectivas pruebas de campo que, de acuerdo con las normas técnicas internacionales, tanto aplicables como vigentes, y el fabricante aplique en lo referente a transformadores de potencia, interruptores, seccionadores, transformadores de voltaje, transformadores de corriente, pararrayos, bancos de capacitores, bancos de reactores, estructuras de soporte y otros.

4.8. Obras Civiles

Todos los diseños de las obras civiles deben cumplir con los requisitos establecidos en la normativa nacional e internacional que sean aplicables a cada caso.

4.9. Ampliaciones en subestaciones existentes

4.9.1. Subestaciones

Para las ampliaciones en subestaciones existentes, los transformadores de corriente, transformadores de tensión y demás equipos deben adaptarse a los esquemas de protección actual y en caso de no ser posible y habiendo acuerdo con el propietario de las instalaciones

existentes, los equipos o el sistema que no permitan alcanzar tal objetivo deben ser sustituidos por aquellos que cumplan con los nuevos requerimientos de protección de las ampliaciones en cuestión.

Para el caso de uso de áreas y espacios disponibles en subestaciones existentes, uso y capacidades de protecciones diferenciales de barras, uso y capacidades de los servicios auxiliares, y otras relacionadas; deberán ser gestionados, acordados y coordinados con el propietario de dichas instalaciones.

5. ESPECIFICACIONES DE DISEÑO DE LAS LINEAS DE TRANSMISIÓN

5.1. Aislamiento

Para el diseño de las Líneas de Transmisión es necesario considerar para la coordinación de aislamiento los máximos sobrevoltajes que puedan presentarse por condiciones electroatmosféricas o por condiciones de maniobra, teniendo en cuenta que el voltaje máximo continuo de operación de los equipos en las subestaciones involucradas debe cumplir con lo establecido en las normas técnicas emitidas por la CNEE; en su defecto, con las correspondientes normas técnicas internacionales aplicables y vigentes.

Los aisladores podrán ser de porcelana, vidrio o poliméricos, se deberán elegir entre esta gama de acuerdo con el diseño, las condiciones meteorológicas de la ubicación geográfica de la Línea de transmisión y a criterio del Interesado de acuerdo a las Buenas Prácticas de la Ingeniería, el más adecuado para cada caso.

Para el efecto aplicar los factores de corrección por altura de acuerdo a las normas técnicas de la CNEE y en su defecto a las normas técnicas internacionales aplicables y vigentes.

Adicionalmente, se deberá considerar las condiciones de contaminación de la zona donde serán construidas las líneas de transmisión.

5.2. Adecuación del cable de guarda OPGW

Se requiere que se adecúe el cable de guarda OPGW del circuito existente entre las subestaciones Covadonga - Uspantán 230 kV y se implemente una solución eficiente de manera que se cuente con la comunicación adecuada hacia las instalaciones del proyecto y que permita una coordinación de protecciones adecuada en las instalaciones asociadas al proyecto. En ese sentido, se deben realizar los trabajos de adecuación correspondientes del cable de guarda OPGW existente y con ello garantizar los criterios de diseño establecidos para el aislamiento conforme a lo establecido en el numeral 5.1. del presente Anexo.

5.3. Conductores de fase

La línea de transmisión nueva y los tramos de línea deberán tener una capacidad de conducción igual a la línea de transmisión existente.

En los criterios de selección del conductor deberá cumplir lo establecido en las NTDOST y lo que resulte aplicable de las NTDOID, para el efecto, deberá considerar en el diseño, las condiciones topográficas y climatológicas para la reducción de las pérdidas por efecto corona, de las interferencias eléctricas y de las radiaciones de los campos electromagnéticos, establecidas en las normas técnicas emitidas por la CNEE y en su defecto la normativa internacional aplicable.

5.4. Puesta a tierra de las Línea de Transmisión

El sistema de puesta a tierra de la Línea de Transmisión se diseñará de acuerdo con las condiciones

específicas del sitio de ubicación de las estructuras, buscando ante todo preservar la seguridad de las personas. Su diseño se basará en la resistividad del terreno y la componente de la corriente de corto circuito que fluye a tierra a través de la estructura, debiéndose calcular los valores de puesta a tierra tal que las tensiones de paso y de contacto puedan ser garantizadas conforme a lo establecido en la norma IEEE Std. 80 y en las Normas Técnicas emitidas por la CNEE. Todas las estructuras deberán contar con un sistema de puesta a tierra, cumpliendo con lo establecido en las Normas Técnicas emitidas por la CNEE y en su defecto en las normas técnicas internacionales aplicables y vigentes.

5.5. Transposiciones en Línea de Transmisión

La línea de transmisión debe considerar en su diseño, la realización de las transposiciones que sean necesarias para mantener la homogeneidad de los parámetros eléctricos a lo largo de dichas líneas, debiendo ser considerada también la utilización de las estructuras que permitan realizar dichas transposiciones.

5.6. Efecto Corona, Interferencias y Campos Electromagnéticos

El diseño de la línea de transmisión deberá respetar los criterios, así como las distancias recomendadas por las normas técnicas internacionales aplicables y vigentes, entre las que se encuentran ANSI, IEC, CSA CAN C108.3.1-M84 y lo recomendado por el Reglamento para el Establecimiento y Control de los Límites de Radiaciones No Ionizantes y sus reformas emitido por la Dirección General de Energía (Acuerdo Gubernativo 008-2011 y 313-2011) y en su defecto por la Comisión Internacional de Protección de Radiación No Ionizante (ICNIRP, por sus sigla en inglés) para evitar o minimizar las interferencias eléctricas (ruido audible y radio interferencia) tanto en las instalaciones de Transmisión como en los componentes ajenos a las mismas; así como minimizar los campos electromagnéticos que puedan afectar la salud de las personas. En todo caso, deberá preverse como parte de las gestiones en el ámbito ambiental ante las autoridades competentes en materia ambiental y social.

5.7. Distancias de seguridad

Los criterios generales de diseño, incluyendo las distancias de seguridad aplicadas, deben cumplir con las normas técnicas emitidas por la CNEE y en su defecto con las normas técnicas internacionales aplicables y vigentes.

5.8. Cruce con Líneas de Transmisión existentes

El diseño de los nuevos tramos de línea de transmisión debe considerar evitar al máximo el cruce con Líneas de Transmisión existentes, no obstante, en caso de que el cruce sea inevitable y en coordinación con su propietario, se deberá minimizar los riesgos inherentes a dichos cruces y mantener la seguridad de las instalaciones existentes conforme a lo establecido en las normativas técnicas emitidas por la CNEE y en su defecto las normas técnicas internacionales aplicables y vigentes.

5.9. Estructuras de soporte

El dimensionamiento eléctrico de las estructuras se debe definir mediante la combinación de las distancias mínimas de seguridad correspondientes a los sobre voltajes debidos a descargas electroatmosféricas y a los sobre voltajes de operación y maniobra. El Transportista deberá considerar para el dimensionamiento de las estructuras criterios técnicos y criterios económicos, debiendo realizar el análisis costo-beneficio con el cual demuestre la selección óptima de las estructuras a utilizar.

Los factores de seguridad deben de ser conforme a los criterios contenidos en la normativa técnica emitida por la CNEE y las guías de diseño de la ASCE. El diseño estructural deberá realizarse siguiendo como mínimo los criterios de las Guías de diseño para estructuras de soporte de líneas eléctricas de la ASCE, tales como la ASCE 10-97, ASCE 48-05 y el Manual 72, en sus ediciones más recientes. Deberán

analizarse todas las posibles combinaciones de carga y diseñar para las condiciones de carga más críticas utilizando los índices de sismicidad de la región y los valores de viento de la zona de acuerdo a la fuente competente nacional. En todo caso deberá verificarse y cumplir con las disposiciones emitidas por CONRED.

Las estructuras deberán soportar los esfuerzos de flexión y torsión máximos que se presenten en cualquiera de las condiciones analizadas y consideradas en el diseño estructural.

5.9.1. Localización de estructuras

Para la localización de estructuras deberán respetarse las distancias mínimas de seguridad sobre el terreno y obstáculos, conforme a la normativa técnica emitida por la CNEE, se deberá optimizar la localización de las estructuras utilizando información geográfica y topográfica, software especializado y demás herramientas que permitan cumplir el objetivo de optimizar la localización de las estructuras.

5.10. Identificación de estructuras

Para el control e identificación de las estructuras, que soportan la línea de transmisión, en las mismas se deberá implementar un sistema de identificación alfanumérico.

5.11. Sistema Anti-vibratorio

El diseño de la línea de transmisión debe ser tal que considere un sistema anti vibratorio que garantice su integridad operativa de acuerdo con las condiciones del lugar de ubicación.

5.12. Cimentaciones

Para la determinación del tipo de cimentación a utilizar en los diferentes sitios de las estructuras, deberá efectuarse un estudio detallado de las características geotécnicas y físico-químicas de los suelos en cada uno de ellos, con el fin de elegir el tipo de cimentación más adecuado a cada caso.

Las cimentaciones deberán resistir todas las hipótesis de carga que se estipulen para cada tipo de estructura con los respectivos factores de sobrecarga que se consideraron en el diseño, de tal forma que cada elemento sea diseñado para los esfuerzos más desfavorables.

5.13. Obras civiles complementarias

Para preservar la estabilidad mecánica de los sitios de las estructuras es necesario tomar en cuenta, sin ser limitativo, las siguientes medidas: protección de taludes, encauzado de aguas, sistema de drenaje, muros de contención, cunetas, instalación de filtros, ejecución de obras de mitigación, control de efectos ambientales y otros que sean necesarios.

6. ESPECIFICACIONES DE DISEÑO PARA LA SUBESTACIÓN

A continuación, se describe sin ser limitativo, el equipo, componentes y sistemas para las Subestaciones.

6.1. Barra de Subestaciones

Las barras de la nueva subestación deben ser diseñadas considerando las situaciones más severas de flujo de carga, tomando en cuenta la posibilidad de indisponibilidad de elementos en el sistema por la ocurrencia de eventos fortuitos y deben estar diseñadas para soportar esfuerzos electrodinámicos sin descartar la probabilidad de fallas de impacto directo.

Las barras deben de tener una capacidad de conducción de corriente equivalente a la capacidad del banco de transformación que puede transportar bajo la máxima etapa de enfriamiento, considerando las condiciones de altura sobre el nivel del mar y temperatura ambiente en donde la nueva subestación estará ubicada, más un 5% de capacidad de reserva, debiendo su construcción

abarcar inclusive, la extensión total de la infraestructura de los campos de reserva de cada subestación.

6.2. Equipos de Potencia

Para la selección de los equipos de potencia se deberán realizar los estudios eléctricos necesarios. A continuación, se describe, sin ser limitativo, el equipo de potencia de las subestaciones.

6.3. Interruptores

Los interruptores deben cumplir con lo establecido en las normas IEEE/IEC aplicables a interruptores, deberán tener mando tripolar, ser aptos para recierres tripolares rápidos para un nivel de tensión de 69 kV; operación en caso de falla en trifásico para campos de transformación, para cumplir con los criterios de calidad y seguridad de las NTDOST y NTCSTS.

6.4. Seccionadores

Los seccionadores deben cumplir con las normas técnicas internacionales aplicables y vigentes, entre las que se encuentran las IEEE y las IEC, deben ser de accionamiento manual y motorizado tripolar y ser acordes al diseño en lo que se refiere a la disposición de los equipos en los campos de la subestación.

Los seccionadores de línea estarán equipados con cuchillas de puesta a tierra, las cuales deberán estar diseñadas para llevar cuando menos, la misma corriente que los seccionadores, y deben contar con un sistema de enclavamiento mecánico.

6.5. Pararrayos

Los pararrayos deben cumplir con lo establecido en las normas técnicas internacionales aplicables y vigentes, entre las que se encuentran las IEEE y las IEC, deben ser tipo estación, para instalación externa de óxido de zinc (ZnO) sin explosores, equipados con dispositivo de alivio de presión.

6.6. Transformadores de tensión

Los transformadores de tensión deben cumplir con las normas técnicas internacionales aplicables y vigentes, entre las que se encuentran las IEEE y las IEC, su operación debe cumplir con lo requerido en la Norma de Coordinación Comercial No. 14 del AMM, para lo que se deberá de realizar el cálculo para verificar la cargabilidad de éstos considerando que los valores de carga a conectar garanticen la precisión de éstos de acuerdo con las normas sus versiones aplicables y vigentes: IEC 61869-3 e IEC 61869-5, u otra norma técnica internacional equivalente.

6.7. Transformadores de corriente

Los transformadores de corriente deben cumplir con la normativa IEEE/IEC que corresponda a transformadores de corriente, su operación debe cumplir con lo requerido en la Norma de Coordinación Comercial No. 14 del AMM, para lo que se deberá de realizar el cálculo para verificar la cargabilidad de éstos considerando que los valores de carga a conectar garanticen la precisión de éstos de acuerdo a la norma aplicable y vigente IEC 61869-2, u otra norma técnica internacional equivalente.

6.8. Transformadores de potencia

La capacidad total del transformador se refiere a la potencia que el mismo puede transportar bajo la máxima etapa de enfriamiento y considerando las condiciones de altura sobre el nivel del mar y temperatura ambiente en donde cada subestación estará ubicada. Los transformadores de potencia deberán cumplir con las normas internacionales IEEE C57.12.00-2021, IEC 60076, IEC 61869, IEC 60060, IEC 60137, IEC 60214, IEC 60296, IEC 60076-7, IEC 60422, IEC 60475, NEMA TR 1-2013, ASTM D3487 y ASTM D1305 o las equivalentes que se encuentren vigentes.

Los transformadores deben tener la conexión que se determine según los estudios para cada caso.

Las pérdidas totales de los transformadores de potencia deberán ser consideradas para la potencia nominal cuando operan en la etapa convencional de enfriamiento, es decir la etapa de enfriamiento con aceite y aire no forzado (ONAN). Asimismo, las pérdidas totales de los transformadores de potencia no deberán superar el 0.4% de la potencia nominal.

El banco de transformadores deberá estar dotado de cambiadores de derivaciones, para operación manual y automática bajo carga, y deberán contar con el número de posiciones que se ajusten a las necesidades de regulación de voltaje en el área de influencia de este.

Los transformadores de potencia trifásicos deberán equiparse mediante un conjunto de transformador con cambiador de tomas sin carga (del tipo *DETC* por sus siglas en inglés) más un banco de reguladores de voltaje monofásico instalado en barra, demostrando que dicho arreglo obedece a aspectos y requisitos técnicos, así como presentando evidencia de lo anterior.

El aceite dieléctrico de los transformadores o autotransformadores debe ser libre de Bifenilos Policlorados (PCB).

6.9. Equipos de Control y Protección

La subestación debe incluir, los sistemas de control, automatización, medición, protecciones y telecomunicaciones que sean necesarias para su perfecto funcionamiento.

Los relés de protección deberán ser de estado sólido, de tecnología numérica o digital. El esquema de protección para cada circuito de línea deberá constar de dos sistemas de protección, uno principal y otro de respaldo cuyo principio de operación debe ser diferente, debiéndose considerar el procedimiento establecido en la norma IEEE Std C37.113 en su versión vigente.

6.10. Sistema de Automatización y Comunicaciones

La subestación nueva debe contar con un sistema de Protección, Control, Medición y Comunicaciones, con la última tecnología probada, eficiente y funcional, que permita tener un correcto control de las señalizaciones y comunicaciones entre las subestaciones y el Operador del Sistema, un control supervisorio SCADA, que permita la operación y control local, a distancia o a control remoto. Las comunicaciones y protecciones entre subestaciones serán por fibra óptica. El sistema de automatización y comunicaciones a implementar en la subestación nueva debe cumplir con lo establecido en las Normas Técnicas de la CNEE, las Normas de Coordinación del AMM, y en su defecto, con las normas técnicas internacionales aplicables y vigentes.

6.11. Medidores

Los medidores multifuncionales deben tomar sus señales de los transformadores de medida, para la determinación de las magnitudes eléctricas de operación del sistema (tensión, corriente, potencia activa, potencia reactiva, factor de potencia, frecuencia, energía activa y reactiva y otras). Deben cumplir con todos los requisitos técnicos estipulados en la Norma de Coordinación Comercial No. 14 del AMM.

6.12. Infraestructura y equipos comunes

La subestación debe incluir los elementos necesarios para la infraestructura y módulos comunes, esto se refiere a las obras civiles y equipos que son utilizados por los campos equipados y los de reserva. La infraestructura y equipos comunes de las subestaciones consistirán como mínimo de los siguientes componentes:

6.12.1. Infraestructura Civil

El predio de la subestación deben incluir, sin ser limitativo lo siguiente: Pórticos para las instalaciones equipadas y de reserva, incluyendo componentes de la jaula de Faraday, vías de acceso a cada subestación, vías internas de acceso, la adecuación de los terrenos de los campos equipados y los de reserva, malla de puesta a tierra dimensionada para los campos equipados y futuros, edificaciones dentro de la subestación, (sala de mando, casetas de relés, garitas de control y otros), canaletas para cableado, cimentación para los equipos y muros, drenajes de aguas servidas, pluviales y de agua potable, banquetas, bordillos, cunetas, malla de seguridad perimetral y portón de acceso, fosas sépticas, jardinería, alumbrado interior y exterior, aire acondicionado, sistema de protección contra incendios y otras que de acuerdo a las Sanas Prácticas de Ingeniería sean necesarios para la realización del diseño.

6.12.2. Malla de puesta a Tierra

La malla de puesta a tierra de toda subestación deberá ser diseñada y construida siguiendo de tal forma que las tensiones de paso y de contacto puedan ser garantizadas conforme a las normas IEEE Std 80 e IEEE Std 81 en sus versiones vigentes.

6.12.3. Equipos de compensación reactiva

El Transportista deberá prever los posibles requerimientos de equipos de compensación reactiva en la subestación nueva, a través de los cuales se logre mejorar los niveles de tensión en el área de influencia de las obras en cuestión. Asimismo, deberá prever su participación en los esquemas de control suplementario, de conformidad con lo establecido en la Norma de Coordinación Operativa número 4.

7. TEMAS NO PREVISTOS

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica resolverá los casos no previstos en las presentes especificaciones técnicas. En caso de que el Transportista identifique durante el diseño una mejor opción de las obras contenidas en la presente resolución, deberá someter a aprobación de la CNEE cualquier cambio.

CÉDULA DE NOTIFICACIÓN

Siendo las 15 horas con 12 minutos del día 18 de marzo de 2024, en **Diagonal 6, 10-50 zona 10 Edificio Interamericas World Center Torre Sur Nivel 14 Oficina 1401, Guatemala**, NOTIFIQUÉ la Resolución **CNEE-67-2024** de fecha **12 de marzo de 2024**, dictada por la COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA, a **Redes Eléctricas de Centroamérica, Sociedad Anónima -RECSA-**, por medio de cédula de notificación que entrego a Elisa Mejía, quien de enterado

SI () – NO () firma. DOY FE.

f. _____

Notificado

f. soyos

Notificador

Res. GJ-ProyResolDir-4573
Exp. GTM-23-61

CNEE
Carlos Soyos
Mensajero Notificador

WV

REGULACIÓN Y TARIFAS
ENERGUATE
Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A.
Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A.
Fecha: 18/3/24 Hora: _____

Elisa M.

CÉDULA DE NOTIFICACIÓN

Siendo las 15 horas con 3A minutos del día 18 de marzo de 2024, en **12 calle 2-25, Complejo Avia, Torre 3, nivel 16, oficina 1601 A, zona 10, Ciudad de Guatemala**, NOTIFIQUÉ la Resolución **CNEE-67-2024** de fecha **12 de marzo de 2024**, dictada por la COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA, a **Hidro Xacbal, Sociedad Anónima propietaria de Transporte de Electricidad de Occidente -TREO-**, por medio de cédula de notificación que entrego a Hellen Alonzo, quien de enterado

SI (___) – NO (___) firma. DOY FE.

f. [Signature]
Notificado



f. [Signature]
Notificador

Res. GJ-ProyResolDir-4573
Exp. GTM-23-61

CNEE
Carlos Soyos
Mensajero Notificador

WV

CÉDULA DE NOTIFICACIÓN

Siendo las 14 horas con 49 minutos del día 18 de marzo de 2024, en **24 avenida 15-40 zona 10, 4to nivel, ciudad de Guatemala**, NOTIFIQUÉ la Resolución **CNEE-67-2024** de fecha **12 de marzo de 2024**, dictada por la COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA, a **Administrador del Mercado Mayorista - AMM-**, por medio de cédula de notificación que entrego a Sofía Sazo, quien de enterado

SI () **ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA** DOY FE.

f. 
Sofía Sazo
Notificado

f. 
Carlos Soyos
Notificador

Res. GJ-ProyResolDir-4573
Exp. GTM-23-61

WV


Carlos Soyos
Mensajero Notificador

AMM RECIBIDO 18MAR'24 14:47

CÉDULA DE NOTIFICACIÓN

Siendo las 1A horas con 30 minutos del día 18 de marzo de 2024, en **Boulevard Los Próceres 24-69 zona 10, Zona Pradera Torre V; Tercer nivel, Guatemala**, NOTIFIQUÉ la Resolución **CNEE-67-2024** de fecha **12 de marzo de 2024**, dictada por la COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA, a **Transportadora de Energía de Centroamérica, Sociedad Anónima -TRECSA-**, por medio de cédula de notificación que entrego a Kimberly Castañeda, quien de enterado SI () – NO () firma. DOY FE.

f. _____

Notificado

f. Soyos

Notificador

Res. GJ-ProyResolDir-4573
Exp. GTM-23-61

WV

CNEE
Carlos Soyos
Mensajero Notificador

**Transportadora de Energía
de Centroamérica, S. A.**
Bld. Los Próceres 24-69 zona 10, Zona Pradera,
torre 5, nivel 3. Tel.: (502) 2312 3000

CÉDULA DE NOTIFICACIÓN

Siendo las 1A horas con 35 minutos del día 18 de marzo de 2024, en **Boulevard Los Próceres 18 calle 24-69, Zona Pradera, Torre V, Nivel 3, zona 10, ciudad de Guatemala**, NOTIFIQUÉ la Resolución **CNEE-67-2024** de fecha **12 de marzo de 2024**, dictada por la COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA, a **Transmisora de Energía Renovable, Sociedad Anónima -TRANSNOVA-**, por medio de cédula de notificación que entrego a Kimberly Castañeda, quien de enterado

SI (___) – NO (✓) firma. DOY FE.

f. _____

Notificado

f. Soyos

Notificador

Res. GJ-ProyResolDir-4573

Exp. GTM-23-61

WV

CNEE
Carlos Soyos
Mensajero Notificador

**Transmisora de Energía
Renovable S.A.**

Bldv. Los Próceres 24-69 zona 10, Zona Pradera,
torre 5, nivel 3. Tel.: (502) 2312 3000

CÉDULA DE NOTIFICACIÓN

Siendo las 15 horas con 13 minutos del día 18 de marzo de 2024, en **Diagonal 6, 10-50 zona 10 Edificio Interamericas World Center Torre Sur Nivel 14 Oficina 1401, Guatemala**, NOTIFIQUÉ la Resolución **CNEE-67-2024** de fecha **12 de marzo de 2024**, dictada por la COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA, a **Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima -DEOCSA-**, por medio de cédula de notificación que entrego a Elisa Mojica, quien de enterado SI () – NO () firma. DOY FE.

f. _____

Notificado

f. Soyos

Notificador

Res. GJ-ProyResolDir-4573

Exp. GTM-23-61

WV

CNEE
Carlos Soyos
Mensajero Notificador

REGULACIÓN Y TARIFAS
ENERGUATE
Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A.
Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A.
Fecha: 18/3/24