RESOLUCIÓN CNEE-215-2024
Guatemala, 17 de septiembre 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 entre otros, que el transporte de electricidad que implique la utilización de bienes de dominio público está sujeto a autorización; y 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 Iniciativa Propia. En el artículo 51 del referido cuerpo normativo se estipula que, para la modalidad de Iniciativa Propia, 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 17 de noviembre de 2020, la CNEE emitió la Resolución CNEE-286-2020, mediante la cual autorizó a Redes Eléctricas de Centroamérica, Sociedad Anónima -RECSA- la ejecución de la Subestación Chimaltenango II 69/34.5 kV, bajo la modalidad de iniciativa propia. Posteriormente, el 20 de julio de 2021, la CNEE emitió la Resolución CNEE-159-2021, mediante la cual autorizó a EEB Ingeniería y Servicios, Sociedad Anónima -EEBIS- la ejecución del proyecto «Seccionamiento de la línea Las Cruces-Sololá 230 kV y conexión a la Subestación San Juan Comalapa 230/69 kV 150 MVA-69/34.5 kV 10/14 MVA», bajo la modalidad de iniciativa propia. Además, en la misma fecha, la CNEE emitió la Resolución CNEE-160-2021, mediante la cual autorizó a RECSA la ejecución del proyecto «Subestación Zaragoza 69/34.5 kV de 20 a 28 MVA», bajo la modalidad de iniciativa propia. Es importante mencionar que, los términos de las resoluciones aludidas evidencian la relación entre dichos proyectos, haciendo necesario que los mismos entren en operación comercial de forma conjunta.

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

CONSIDERANDO:

Que RECSA, EEBIS y Transmisora de Energía Renovable, Sociedad Anónima -TRANSNOVA-, en conjunto, solicitaron a esta Comisión lo siguiente: **a.** La fusión de los proyectos aprobados mediante las Resoluciones CNEE-159-2021 y CNEE-160-2021 en un solo proyecto que se denominará: «Subestación San Juan Comalapa 230/69/34.5 kV». Esto en virtud que, con el cambio de localización de la Subestación San Juan Comalapa, actualmente ambos proyectos se encuentran a una distancia aproximada de 2 km, con lo cual ya no se cumple el objetivo inicial de fortalecer redes de distribución independientes; **b.** La energización de la Subestación Chimaltenango II desde la Subestación San Juan Comalapa, en tres fases. Esto en virtud que se prevé realizar en el proyecto «Subestación San Juan Comalapa 230/69/34.5 kV», el traslado de una fracción de la demanda que actualmente se conecta en la Subestación Chimaltenango. **c.** La cesión de los derechos y obligaciones de EEBIS sobre el proyecto «Seccionamiento de la línea Las Cruces-Sololá 230 kV y conexión a la Subestación San Juan Comalapa 230/69 kV 150 MVA-69/34.5 kV 10/14 MVA», a favor de TRANSNOVA. Posteriormente, RECSA solicitó a la CNEE la ampliación del plazo establecido en la Resolución CNEE-286-2020, para ponerlo en operación comercial.

CONSIDERANDO:

Que, para el efecto, la CNEE confirió audiencia al Administrador del Mercado Mayorista -AMM- quien, al evacuar la audiencia conferida, manifestó no tener objeción para que se autorice la solicitud presentada en conjunto por RECSA, EEBIS y TRANSNOVA, siempre y cuando en la resolución que para el efecto se emita, se cumpla con la implementación de todos los aspectos señalados por dicho ente y por la CNEE.

CONSIDERANDO:

Que derivado de la solicitud de fusión de los proyectos aprobados mediante las Resoluciones CNEE-159-2021 y CNEE-160-2021, y la relación de éstos con el proyecto aprobado mediante la Resolución CNEE-286-2020, es procedente dejar sin efecto las resoluciones CNEE-286-2020, CNEE-159-2021 y CNEE-160-2021 y emitir una única resolución que apruebe de forma integral los proyectos: «Seccionamiento de la línea Las Cruces-Sololá 230 kV y conexión a la Subestación San Juan Comalapa 230/69 kV 150 MVA-69/34.5 kV 10/14 MVA», «Subestación Zaragoza 69/34.5 kV de 20 a 28 MVA» y «Subestación Chimaltenango II 69/34.5 kV», tomando en cuenta las distintas solicitudes presentadas por RECSA, EEBIS y TRANSNOVA.

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, es procedente emitir una única resolución por medio de la cual se apruebe lo siguiente: **a.** Autorizar a RECSA y a TRANSNOVA la ejecución, bajo la modalidad de iniciativa propia, del proyecto

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

«Subestación San Juan Comalapa 230/69/34.5 kV» y que su energización se lleve a cabo en tres fases; **b.** Autorizar a RECSA la ejecución, bajo la modalidad de iniciativa propia, del proyecto «Subestación Chimaltenango II 69/34.5 kV»; y **c.** Autorizar que el plazo de operación comercial de los proyectos, sea hasta el 30 de junio de 2026. 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 **Redes Eléctricas de Centroamérica, Sociedad Anónima** y a **Transmisora de Energía Renovable, Sociedad Anónima** la ejecución del proyecto denominado **«Subestación San Juan Comalapa 230/69/34.5 kV»**, bajo la modalidad de Iniciativa Propia. El proyecto aludido, su reconocimiento de peaje y la puesta en servicio, deberán ser ejecutados o reconocidos, según corresponda, conforme las especificaciones técnicas que se detallan en el Anexo de la presente resolución.

Para el efecto, la energización de la Subestación San Juan Comalapa se llevará a cabo en las siguientes fases:

a. Fase I: Energización de la barra 69 kV y el transformador 69/34.5 kV 20 a 28 MVA desde interconexión Línea Chimaltenango – Patzún 69 kV;

b. Fase II: Energización de la barra 69 kV y el transformador 69/34.5 kV 20 a 28 MVA desde el transformador 230/69 kV 150 MVA de la Subestación San Juan Comalapa; y

c. Fase III: Energización de la Línea San Juan Comalapa – Chimaltenango II 69 kV y posición 69 kV (Chimaltenango II).

II. Autorizar a **Redes Eléctricas de Centroamérica, Sociedad Anónima** la ejecución del proyecto denominado **«Subestación Chimaltenango II 69/34.5 kV»**, bajo la modalidad de Iniciativa Propia. El proyecto aludido, su reconocimiento de peaje y la puesta en servicio, deberán ser ejecutados o reconocidos, según corresponda, conforme las especificaciones técnicas que se detallan en el Anexo de la presente resolución.

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

Para efectos de la energización, Redes Eléctricas de Centroamérica, Sociedad Anónima deberá cumplir con lo siguiente:

a. Trasladar la carga de los nodos 1361 CHM-34 y 1371 CHM-342 a la Subestación San Juan Comalapa 230/69/13.8 kV y Subestación Chimaltenango II 69/34.5 kV; y

b. Implementar un Esquema de Control Suplementario -ECS- que, ante la ocurrencia de un voltaje inferior a 0.90 por unidad -pu- en la barra 1812 CSA-34 y/o 1811 CSA-69, dispare carga en 1812 CSA-34 hasta restablecer valores permitidos en las Normas Técnicas, conforme los parámetros y ajustes que oportunamente le indique el Administrador del Mercado de Mayorista.

III. Para el desarrollo de las obras respectivas, Redes Eléctricas de Centroamérica, Sociedad Anónima y Transmisora de Energía Renovable, Sociedad Anónima, según corresponda, 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, según les corresponda, durante los primeros diez (10) días hábiles de cada mes y cuando les 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 3.1.14 del Anexo de la presente resolución.

IV. Previo a la conexión de las obras respectivas al Servicio de Transporte de Energía Eléctrica, Redes Eléctricas de Centroamérica, Sociedad Anónima y Transmisora de Energía Renovable, Sociedad Anónima para efectos de la conexión de estas, deberán cumplir con presentar a esta Comisión, la solicitud de Ampliación a la Capacidad de Transporte del Sistema, cumpliendo con lo establecido en el artículo 51 del Reglamento de la Ley General de Electricidad. Asimismo, deben 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.

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

V. Redes Eléctricas de Centroamérica, Sociedad Anónima y Transmisora de Energía Renovable, Sociedad Anónima deben prever que las instalaciones a las cuales deben conectar las obras respectivas sean propiedad de un Agente Transportista.

VI. Redes Eléctricas de Centroamérica, Sociedad Anónima debe verificar e informar a esta Comisión, conforme al artículo 23 de las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones, el cumplimiento del factor de potencia por parte de Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima y los grandes usuarios que tenga en los puntos de conexión de sus instalaciones.

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 los numerales romanos I. y II. de la presente resolución, no eximen a Redes Eléctricas de Centroamérica, Sociedad Anónima ni a Transmisora de Energía Renovable, Sociedad Anónima, según corresponda, 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 realiza, no exime a Redes Eléctricas de Centroamérica, Sociedad Anónima ni a Transmisora de Energía Renovable, 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. Redes Eléctricas de Centroamérica, Sociedad Anónima y Transmisora de Energía Renovable, 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 mencionadas.

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

XI. La Comisión Nacional de Energía Eléctrica resolverá los casos no previstos en la presente resolución o en las especificaciones técnicas.

XII. Dejar sin efecto las siguientes resoluciones emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica: Resolución CNEE-286-2020 de fecha 17 de noviembre de 2020; Resolución CNEE-159-2021 de fecha 20 de julio de 2021; y Resolución CNEE-160-2021 de fecha 20 de julio de 2021.

NOTIFÍQUESE.

Ingeniero Luis Romeo Ortiz Peláez
Presidente

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Ingeniera Claudia Marcela Peláez Petz
Directora

Licenciado Jorge Guillermo Aráuz Aguilar
Director

Jorge Miguel Retolaza Alvarado
Secretario General

Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Guatemala
Jorge Miguel Retolaza Alvarado
Secretario General

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

ANEXO DE LA RESOLUCIÓN CNEE-215-2024
ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

1. CONSIDERACIONES GENERALES

Las presentes especificaciones técnicas, proveen la información técnica que deben cumplir Transmisora de Energía Renovable, Sociedad Anónima -TRANSNOVA- y Redes Eléctricas de Centroamérica, Sociedad Anónima -RECSA-, a las que en adelante se les denominará los Transportistas, para el desarrollo de las nuevas instalaciones y obras complementarias que conforman los proyectos «Subestación San Juan Comalapa 230/69/34.5 kV» y «Subestación Chimaltenango II 69/34.5 kV».

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 los proyectos 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 de los proyectos, 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 de los Proyectos.

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 los proyectos.

La información relacionada a las condiciones meteorológicas de las zonas geográficas que puedan ser utilizadas por los Transportistas 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 los Transportistas 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 de los proyectos.

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.

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Secretario General

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 garanticen minimizar los riesgos y efectos sobres 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 5.12 del presente Anexo, para incorporar nuevos equipos de conexión.

Cuando se haga referencia al área de terreno necesaria para incorporar campos adicionales a futuro, 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.

Para el caso en donde las especificaciones indiquen una configuración de barra simple, se deberá disponer de un esquema de conexión el cual considere un seccionador «by pass», o bien, deberá instalar un interruptor de potencia y demás equipo con tecnología que permita realizar funciones equivalentes.

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-.

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Secretario General

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 de la línea de transmisión Las Cruces – Torre 84 proveniente de futura conexión a SE Los Pinos. 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 Sanas Prácticas de Ingeniería, debiendo considerar en la medida de lo posible evitar el paso por áreas protegidas.

Para los nuevos tramos de la 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 perdida 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 30 de junio de 2026. El Cronograma que los Transportistas presenten ante la CNEE deberá considerar, como máximo, el plazo anteriormente indicado.

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Secretario General

2. 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.

2.1. Subestación San Juan Comalapa 230/69/34.5 kV

El proyecto Subestación San Juan Comalapa 230/69/34.5 kV se constituye como una subestación de transformación 230/69/34.5 kV, cuya configuración inicial es barra simple preparada para interruptor y medio en 230 kV, asimismo, configuración doble barra en 69 kV, que estará equipada con lo siguiente:

i. Un campo equipado en 230 kV configuración barra simple, para recibir la línea de transmisión proveniente de la subestación Las Cruces
ii. Un campo de conexión en 230 kV para el banco de transformación 230/69 kV.
iii. Un banco de transformación 230/69 kV equipado, compuesto por tres unidades monofásicas de 50 MVA de servicio continuo y una unidad de reserva de 50 MVA. La capacidad total es de 150 MVA. La capacidad de 50 MVA se refiere a la potencia nominal que las unidades monofásicas pueden transportar bajo la máxima etapa de enfriamiento considerando las condiciones de altura sobre el nivel del mar y la temperatura ambiente donde la subestación estará ubicada.
iv. Tres campos de reserva de 230kV.
v. Área de terreno necesaria para incorporar dos campos de 230kV y un futuro banco de transformadores de igual capacidad que el indicado en el numeral iii.
vi. Un campo de conexión en 69 kV para el banco de transformación 230/69 kV.
vii. Configuración doble barra en 69 kV, que incluya todos los equipos necesarios para la incorporación de todos los campos y barras correspondientes en 69 kV.
viii. Un campo de acople para las barras de 69 kV.
ix. Un transformador trifásico 69/34.5 kV 20/28 MVA (incluye los campos de conexión a las barras de 69 y 34.5 kV). La capacidad de 28 MVA se refiere a la potencia nominal que el transformador puede transportar bajo la máxima etapa de enfriamiento considerando las condiciones de altura sobre el nivel del mar y la temperatura ambiente donde la subestación estará ubicada.
x. Un campo equipado de 69 kV para conectar la línea de transmisión de 69 kV proveniente de la subestación Chimaltenango II.
xi. Un campo equipado de 69 kV para conectar la línea de transmisión de 69 kV proveniente de la subestación Chimaltenango.
xii. Un campo equipado de 69 kV para conectar la línea de transmisión de 69 kV proveniente de la subestación Patzún.
xiii. Un campo de reserva de 69kV para conexión de futuras líneas de transmisión.
xiv. Un campo de reserva de 69 kV para conexión de un futuro transformador y el espacio disponible para el mismo.
xv. Infraestructura básica necesaria para la incorporación de todos los campos, barras y equipos de 34.5 kV.
xvi. Tres campos equipados de 34.5 kV para atender la demanda de los usuarios de la distribuidora del área.
xvii. Dos campos de reserva de 34.5kV para atender futura demanda de los usuarios de la distribuidora en el área.

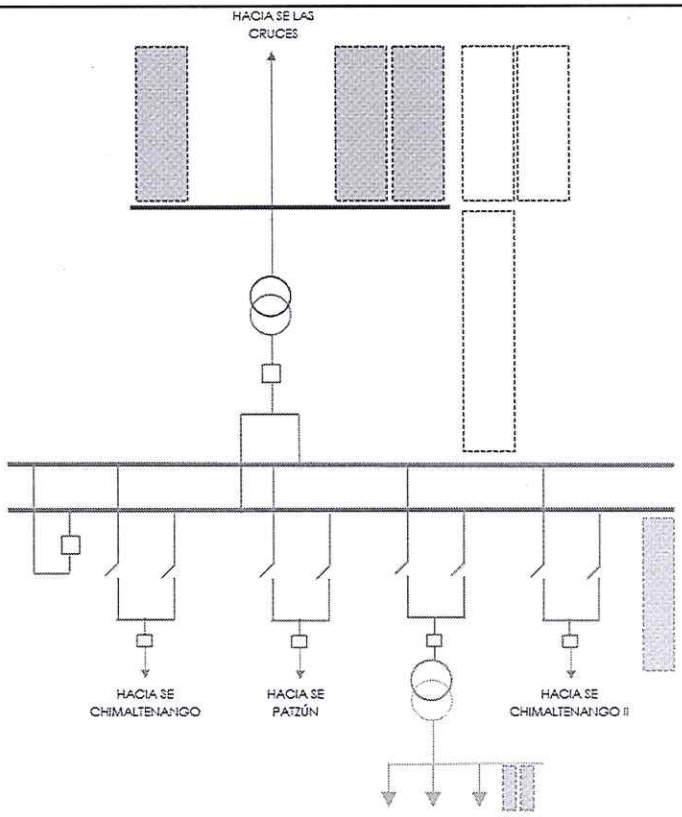
4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Secretario General

Los numerales del i al vi corresponde a obras a realizar por TRANSNOVA y los numerales del vii al xviii corresponden a obras a realizar por RECSA.

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

Diagrama Unifilar 1. Subestación San Juan Comalapa 230/69/34.5 kV



NOTAS GENERALES: DIAGRAMA UNIFILAR DE REFERENCIA
EL ÁREA PUNTEADA REPRESENTA CAMPOS DE RESERVA
EL ÁREA SOMBREADA REPRESENTA ÁREAS DE TERRENO ADICIONAL

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Secretario General

2.2. Trabajos de adecuacion de la línea de transmisión Las Cruces – Torre 84 (futura conexión a Subestación Los Pinos)

Los trabajos de adecuación de la línea de transmisión Las Cruces - Torre 84 (futura conexión a Subestación Los Pinos) 230 kV consisten en el seccionamiento, la readecuación de estructuras, construcción de las extensiones de línea para la conexión a los respectivos campos de línea en la subestación de San Juan Comalapa, según lo que se observa en el Diagrama unifilar 1. La capacidad de las extensiones de línea de transmisión hasta dicha subestación, deberán ser por lo menos de la misma capacidad de la línea de transmisión Las Cruces- Torre 84 (desde futura Subestación Los Pinos) 230 kV. Esta obra será realizada por TRANSNOVA.

2.3. Trabajos de adecuación de la línea de transmisión existente Chimaltenango – Patzún 69 kV

Los trabajos de adecuación de la línea de transmisión existente Chimaltenango – Patzún 69 kV consisten en el seccionamiento, la readecuación de estructuras, construcción de la extensión de línea que sean requeridas para la conexión a los respectivos campos en la subestación San Juan Comalapa 230/69/34.5 kV. La capacidad de las extensiones de línea hasta la subestación Comalapa, deberá ser como mínimo igual a la capacidad de la línea de transmisión existente Chimaltenango – Patzún 69 kV. Esta obra será realizada por RECSA.

2.4. Línea de transmisión nueva San Juan Comalapa – Chimaltenango II 69 kV

Esta línea de transmisión nueva en 69kV interconectará la subestación San Juan Comalapa con la subestación Chimaltenango II, contará con un circuito dispuesto en estructuras, con una longitud aproximada de 8 km y de una capacidad de acuerdo con lo establecido en el numeral 5.3 del presente anexo. Esta obra será realizada por RECSA.

2.5. Subestación Chimaltenango II 69/34.5 kV

El proyecto Subestación Chimaltenango II 69/34.5 kV se constituye como una subestación de transformación 69/34.5 kV, que estará equipada con lo siguiente:

i. Configuración de la subestación barra simple en 69 kV y barra simple en 34.5 kV
ii. Un campo equipado de 69 kV que se utilizará para recibir la línea de transmisión proveniente de la subestación San Juan Comalapa.
iii. Un campo de reserva de 69 kV que se utilizará para que en el futuro se reciba la línea de transmisión proveniente de la subestación existente Chimaltenango.
iv. Un campo de transformación 69/34.5 kV equipado, compuesto por un transformador trifásico de 10/14 MVA de servicio continuo. La capacidad de 14 MVA se refiere a la potencia nominal que el transformador puede transportar bajo la máxima etapa de enfriamiento considerando las condiciones de altura sobre el nivel del mar y la temperatura ambiente donde la subestación estará ubicada.
v. El área de terreno necesaria para incorporar dos campos adicionales de 69 kV.
vi. Un campo de 34.5 kV para la conexión del transformador de potencia antes indicado.
vii. Dos campos de 34.5 kV para atender la demanda de los usuarios de la distribuidora en el área.
viii. Un campo de reserva de 34.5 kV para atender futura demanda en el área de influencia.

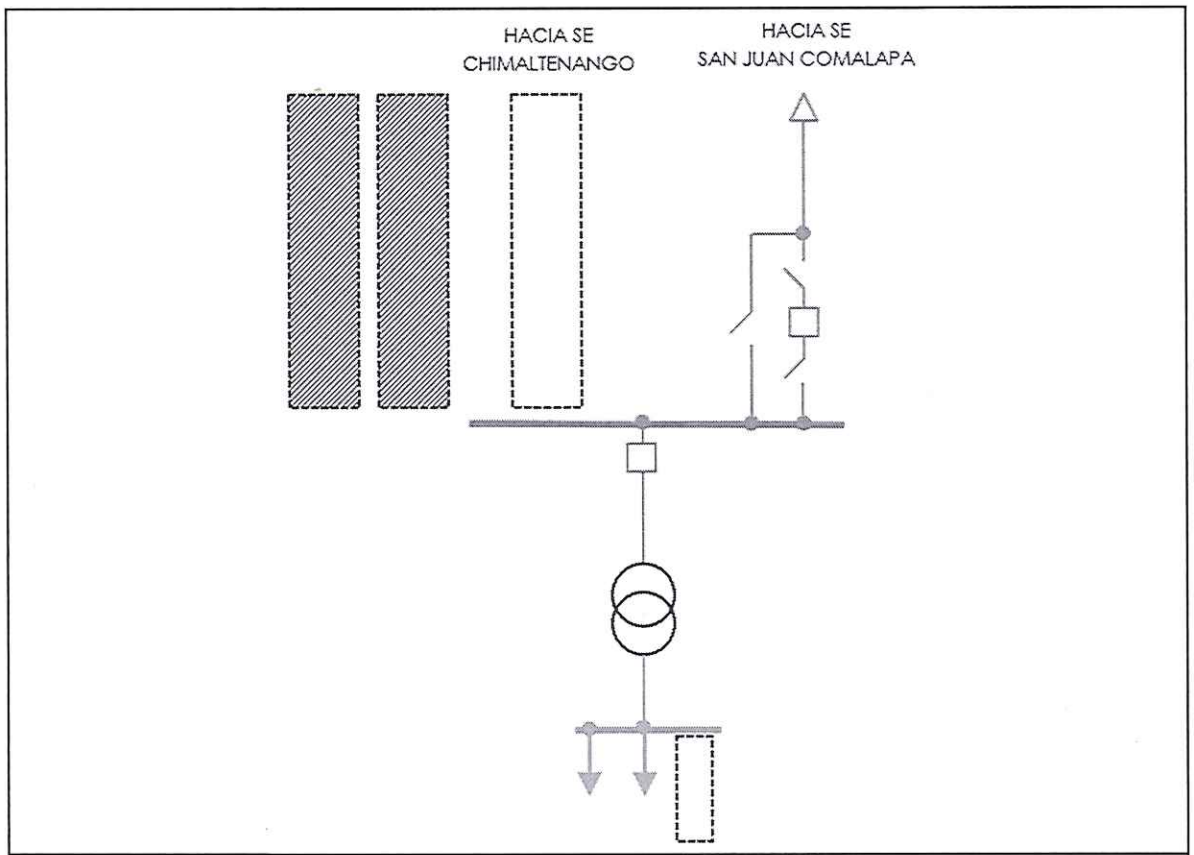
4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Secretario General

Los numerales anteriores corresponden a obras a realizar por RECSA.

A continuación, se muestra el diagrama unifilar de referencia de las Obras de Transmisión del proyecto:

Diagrama Unifilar 2. Subestación Chimaltenango II 69/34.5 kV



NOTAS GENERALES:
EL ÁREA PUNTEADA REPRESENTA CAMPOS DE RESERVA
EL ÁREA SOMBREADA REPRESENTA ÁREAS DE TERRENO ADICIONAL

3. GENERALIDADES DE LAS ESPECIFICACIONES DE DISEÑO

3.1. Obligaciones de los Transportistas

Los Transportistas tiene las siguientes obligaciones:

3.1.1. 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 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.

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Secretaría General

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 servirá 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 de la normativa utilizada.

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

3.1.2. Cumplir las Normas Técnicas emitidas por la CNEE, las Normas de Coordinación emitidas por el AMM y la 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.

3.1.3. 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.

3.1.4. 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 los Proyectos.

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Secretario General

3.1.5. 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

3.1.6. 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.

3.1.7. 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.

3.1.8. Garantizar que todos los materiales, equipos y aparamenta a ser suministrados y montados sean nuevos, con garantía de fábrica, de buena calidad y que cumplan con estándares nacionales e internacionales.

3.1.9. 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.

3.1.10. 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; asismismo, 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.

3.1.11. Cumplir con las disposiciones establecidas en la Norma Técnica de Conexión para el procedimiento de conexión de las instalaciones del proyecto.

3.1.12. 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.

3.1.13. 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.

3.1.14. 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:

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Secretario General

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 esta.
   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 hitos del proyecto (numeral 3.1.1. 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 los que fueron subsanados o se planea corregirlos.
5. Hechos relevantes que se hubiesen podido suscitar durante el mes correspondiente.
6. Registros fotográficos actualizados que evidencien los avances en la construcción de las obras, 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.

3.2. 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.

3.3. 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.

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Secretario General

3.4. 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.

3.5. 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.

3.6. Pruebas de fábrica

Todo el equipo que sea utilizado para la constitución de los proyectos deberá contar con las respectivas pruebas de fábrica o documento equivalente que demuestre su cumplimiento 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.

3.7. 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.

3.8. 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.

3.9. Ampliaciones en subestaciones existentes

3.9.1. 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.

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Secretario General

4. ESPECIFICACIONES DE DISEÑO DE LAS LINEAS DE TRANSMISIÓN

4.1. 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 electro atmosféricas 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 con las Buenas Prácticas de la Ingeniería, el más adecuado para cada caso.

Para el efecto aplicar los factores de corrección por altura de acuerdo con 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.

4.2. Cable de guarda OPGW

Se requiere que las líneas de transmisión nuevas tengan cable de guarda tipo OPGW. Para el caso de los tramos de línea deberán tener las mismas características que la línea existente. El cable de guarda deberá diseñarse para soportar el impacto directo de descargas electro atmosféricas a las que puedan estar sometidas las líneas de transmisión, garantizando los criterios de diseño establecidos para el aislamiento conforme a lo establecido en el numeral 4.1 del presente Anexo.

El diseño de blindaje de la línea de transmisión deberá ser apropiado para la protección de los conductores de fase.

4.3. Conductores de fase

El conductor que se debe seleccionar para la línea de transmisión de 69 kV debe tener como mínimo la capacidad de conducción del ACAR 550, en caso se seleccione otro tipo de conductor, el adjudicado debe tomar en cuenta que el conductor seleccionado debe tener una resistividad menor y una capacidad de conducción similar o superior al indicado anteriormente. Asimismo, el adjudicado debe demostrar que el conductor seleccionado, representa un menor costo y presenta mayores ventajas constructivas.

Para las adecuaciones de líneas en operación se deberá emplear un conductor de iguales características al existente.

Asimismo, en todos los casos se deberá cumplir con lo establecido en las NTDOID y NTDOST.

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Secretario Gene

4.4. 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.

4.5. 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.

4.6. Efecto Corona, Interferencias y Campos Electromagnéticos

El diseño de las Líneas de Transmisión deberá respetar los criterios así como las distancias recomendadas por las normas internacionales tales como, ANSI, IEC y lo recomendado por el Reglamento para el Establecimiento y Control de los Límites de Radiaciones No Ionizantes y sus reformas emitido por el Ministerio de Energía y Minas y, en su defecto, por la ICNIRP para evitar o minimizar las interferencias eléctricas (ruido audible y radio interferencia) tanto en las instalaciones del Proyecto de Transmisión, así 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 respetar las condiciones o restricciones impuestas por la autoridad ambiental competente.

4.7. 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.

4.8. 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.

4.9. 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 electro atmosféricas y a los sobre voltajes de operación y maniobra. El Transportista deberá considerar para el dimensionamiento de las estructuras criterios

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

CNEE Guatemala
Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Secretario General

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 con 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.

4.9.1. 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.

4.10. 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.

4.11. 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.

4.12. 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.

4.13. 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.

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Secretario Gene

5. ESPECIFICACIONES DE DISEÑO PARA LA SUBESTACIÓN

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

5.1. 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.

5.2. 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.

5.3. Interruptores

Los interruptores deben cumplir con lo establecido en las normas IEEE o IEC aplicables a interruptores para un nivel de tensión de 69 kV; deberán tener mando tripolar, ser aptos para recierres tripolares rápidos; operación en caso de falla en el sistema trifásico para campos de transformación y para líneas de 69 kV. En todo caso, debe ser aptos para cumplir con la lógica operativa, la calidad, la confiabilidad y la seguridad establecida en las NTCSTS y NTDOST, así como, las Normas de Coordinación.

Los interruptores deben cumplir con lo establecido en las normas IEEE o IEC aplicables a interruptores para un nivel de tensión de 230 kV; deberán tener mando monopolar, ser aptos para recierres monopolares rápidos; operación en caso de falla en el sistema monofásico y trifásico para las líneas de 230 kV y trifásico para campos de transformación. En todo caso, debe ser aptos para cumplir con la lógica operativa, la calidad, la confiabilidad y la seguridad establecida en las NTCSTS y NTDOST, así como, las Normas de Coordinación.

5.4. 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.

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

Comisión Nacional de Energía Eléctrica - Secretario General

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.

5.5. 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.

5.6. Transformadores de tensión

Los transformadores de tensión deben cumplir con las normas técnicas internacionales aplicables y vigentes IEEE o 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 en sus versiones aplicables y vigentes: IEC o IEE, u otra norma técnica internacional equivalente.

5.7. Transformadores de corriente

Los transformadores de corriente deben cumplir con la normativa IEEE o 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 con la norma aplicable y vigente IEC o IEEE, u otra norma técnica internacional equivalente.

5.8. 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.

5.8.1. Bancos de transformadores

Los bancos de transformadores o autotransformadores de potencia deberán estar compuestos por tres unidades monofásicas, cuya potencia se describe en las Obras de Transmisión.

Cada banco de transformadores o autotransformadores debe de tener en el devanado primario en 230 kV una conexión estrella aterrizada y en el devanado secundario en 69 kV estrella aterrizada y en 13.8 kV una conexión delta, o la conexión que se termine según los estudios para cada subestación.

Se requiere que los transformadores o autotransformadoras tengan devanado terciario con un voltaje 13.8 kV, de una capacidad como mínimo de un tercio de la capacidad nominal

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Secretario General

de cada unidad, y la conexión de los devanados terciarios en delta. La Obra de Transmisión, que corresponda, debe incluir una unidad monofásica de similares características a las unidades que conformarán el banco de transformación de cada subestación, que servirá como unidad de respaldo o de reserva.

Los transformadores o autotransformadores de potencia deberán estar dotados de cambiadores de taps o de derivaciones, para operación manual y automática bajo carga, y deberán contar con 10 pasos de 1.5% en ambos sentidos, con la posición 1 para la máxima relación, la posición 11 para la relación nominal y la posición 21 para la mínima relación, para tener un margen de regulación de +/- 15% del voltaje nominal.

Los transformadores o autotransformadores de potencia deberán tener un valor de impedancia entre los devanados primarios y secundario de hasta el 12.5% medida con el cambiador de taps o de variaciones en la posición de relación nominal, sobre la base de la potencia a máximo requerimiento térmico.

Las pérdidas totales de los transformadores o autotransformadores de potencia no deberán superar el 0.4% de la potencia nominal.

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

5.8.2. Transformadores de Potencia Trifásico

Los transformadores deben tener en el devanado primario una conexión delta y en el devanado secundario una conexión estrella aterrizada, o la conexión que se termine según los estudios para cada subestación.

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). Así mismo, las pérdidas totales de los transformadores de potencia no deberán superar el 0.4% de la potencia nominal.

Los transformadores 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).

5.9. 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

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Secretario General

diferente, debiéndose considerar el procedimiento establecido en la norma IEEE Std C37.113 en su versión vigente.

5.10. 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.

5.11. 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.

Asimismo, conforme las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones, para la verificación del cumplimiento del factor de potencia al que se refiere el artículo 23 de dichas normas, se deberá contar con la medición correspondiente en los puntos de conexión del proyecto con la distribuidora y grandes usuarios, para lo cual deberá instalar la medición antes de los reguladores de voltaje.

5.12. 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:

5.12.1. 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 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, jardinización, 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.

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

CNEE Guatemala
Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Secretario General

5.12.2. 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.

5.12.3. Equipos de compensación reactiva

El Transportista deberá prever los posibles requerimientos de equipos de compensación reactiva en las subestaciones nuevas, 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.

6. 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.

4ta. Av. 15-70 zona 10, Edificio Paladium Nivel 12, Guatemala, C.A. 01010
PBX. (502) 2290-8000 cnee@cnee.gob.gt

Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Secretario General

Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Guatemala

CÉDULA DE NOTIFICACIÓN

Siendo las 12 horas con 37 minutos del día 19 de septiembre de 2024, en **Boulevard Los Próceres 24-69 zona 10, Zona Pradera Torre V; Tercer Nivel, Ciudad de Guatemala**, NOTIFIQUÉ la Resolución **CNEE-215-2024** de fecha **17 de septiembre de 2024**, dictada por la COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA, a **EEB Ingeniería y Servicios, Sociedad Anónima -EEBIS-**, por medio de cédula de notificación que entrego a Kimberly Castañeda, quien de enterado SI (___) – NO (X) firma. DOY FE.

f._____ f._____

Notificado

Notificador

Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Guatemala

Pedro Loaiza
Mensajero Notificador

Doc. GJ-ProyResolDir-4739
Exp. GTM-24-135

MSL

19SEP'24 12:37 TREDSA

Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Guatemala

CÉDULA DE NOTIFICACIÓN

Siendo las 12 horas con 55 minutos del día 19 de septiembre de 2024, en **24 avenida 15-40 zona 10, 4to nivel, ciudad de Guatemala**, NOTIFIQUÉ la Resolución **CNEE-215-2024** de fecha **17 de septiembre 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 Sofia Saso, quien de enterado SI ( ) – NO (X) firma. DOY FE.

ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA
RECIBIDO
19 SEP 2024

f. _____
Sofía Sazo
Notificado

f. _____
Notificador
Comisión Nacional de Energía Eléctrica Guatemala
Pedro Loaiza
Mensajero Notificador

Doc. GJ-ProyResolDir-4739
Exp. GTM-24-135

AMM RECIBIDO 19SEP'24 12:53

MSL

CÉDULA DE NOTIFICACIÓN

Siendo las 15 horas con 01 minutos del día 19 de septiembre de 2024, en **Diagonal 6, 10-50 zona 10 Edificio Interamericas World Center Torre Sur Nivel 14 Oficina 1401, Guatemala**, NOTIFIQUÉ la Resolución **CNEE-215-2024** de fecha **17 de septiembre 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 Joseline Recinos, quien de enterado SI (___) NO (X) firma. DOY FE.

f. ENERGUATE RECIBIDO 19 SEP 2024
DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DE OCCIDENTE, S.A.
DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DE ORIENTE, S.A.

f.
Notificador
Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Guatemala
Pedro Loaiza
Mensajero Notificador

Doc. GJ-ProyResolDir-4739
Exp. GTM-24-135

MSL

Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Guatemala

CÉDULA DE NOTIFICACIÓN

Siendo las 14 horas con 21 minutos del día 20 de septiembre de 2024, en **Boulevard Los Próceres 24-69 Zona 10, Zona Pradera Torre V; Tercer Nivel, Ciudad de Guatemala**, NOTIFIQUÉ la Resolución **CNEE-215-2024** de fecha **17 de septiembre 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 (X) firma. DOY FE.

f._____ f._____

Notificado Notificador

Comisión Nacional de Energía Eléctrica Guatemala
Pedro Loaiza
Mensajero Notificador

Doc. GJ-ProyResolDir-4739
Exp. GTM-24-135

Transmisora de Energía Renovable S.A.
Blvd. Los Próceres 24-69 zona 10, Zona Pradera, torre 5, nivel 3. Tel.: (502) 2312 3000

20SEP'24 14:19 TRECSA

MSL