

RESOLUCIÓN CNEE-278-2025
Guatemala, 26 de agosto de 2025
LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CONSIDERANDO:

Que de conformidad con lo estipulado en la Ley General de Electricidad -LGE-, Decreto No. 93-96 del Congreso de la República, corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (entidad que puede ser denominada indistintamente CNEE o la Comisión) entre otras funciones, velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los usuarios, así como emitir las disposiciones y normativas para garantizar el libre acceso y uso de las líneas de transmisión y redes de distribución de acuerdo a lo dispuesto en la mencionada Ley y su Reglamento.

CONSIDERANDO:

Que el Reglamento de la Ley General de Electricidad -RLGE-, en el artículo 48, establece los requisitos que deben cumplir y los estudios que se deben realizar y presentar con la solicitud de Acceso a la Capacidad de Transporte y, el artículo 49 del referido cuerpo normativo, estipula el proceso de evaluación de dicha solicitud; mientras que la Resolución CNEE-33-98 que contiene las Normas Técnicas de Acceso y Uso de la Capacidad de Transporte -NTAUCT-, en los artículos 2, 4, 5, 6 y 7, complementa y desarrolla los mismos, así como norma el procedimiento y plazos para resolver las solicitudes que se presenten sobre los Accesos a la Capacidad de Transporte.

CONSIDERANDO:

Que mediante la providencia GJ-Provi2025-273, la CNEE admitió para su trámite la solicitud de Acceso a la Capacidad de Transporte del proyecto denominado: «**Proyecto Fotovoltaico PSF Chiquimulilla**». Dentro de los documentos presentados por la entidad interesada conforme al marco regulatorio, se acompañó la siguiente documentación ambiental: **a.** Resolución Ambiental No. 08717-2024/DIGARN/MENG/mgmh emitida el 27 de noviembre de 2024, por la Dirección de Gestión Ambiental y Recursos Naturales del Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales -MARN-, mediante la cual se aprobó el Estudio de Evaluación de Impacto Ambiental, en categoría «A», del proyecto aludido; y **b.** Licencia ambiental No. 9903-2024/DIGARN con la que se verificó la validez y vigencia de la resolución ambiental aludida. Los alcances y efectos de dicha resolución son total responsabilidad del MARN.

CONSIDERANDO:

Que, de conformidad con lo establecido en la LGE, el RLGE y las NTAUCT, esta Comisión solicitó opinión al Administrador del Mercado Mayorista -AMM-, al Instituto Nacional de Electrificación -INDE-, en su calidad de propietario de la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE -ETCEE-, y a Transportadora de Energía de Centroamérica, Sociedad Anónima -TRECSA- quienes, al evacuar las audiencias conferidas, manifestaron no tener objeción para que se autorice la solicitud presentada por Cox Energy Guatemala, Sociedad Anónima.

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 apruebe la solicitud presentada por Cox Energy Guatemala, Sociedad Anónima y se autorice el Acceso a la Capacidad de Transporte para el proyecto referido.

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. Aprobar la solicitud presentada por **Cox Energy Guatemala, Sociedad Anónima**, en el sentido de autorizar el Acceso a la Capacidad de Transporte del proyecto denominado: **«Proyecto Fotovoltaico PSF Chiquimulilla»**, el cual se encuentra ubicado en el municipio de Chiquimulilla, departamento de Santa Rosa, cuya conexión al Sistema Nacional Interconectado -SNI- será en la Subestación Chiquimulilla. El proyecto consiste en:
 - a. Central solar fotovoltaica y una nueva subestación 138/34.5 kV que contemplan, entre otros, los siguientes elementos:
 - i. Configuración de Barra Simple en 138 kV.
 - ii. Configuración de Barra Simple en 34.5 kV.
 - iii. Dos (2) campos equipados de 138 kV:
 1. Uno (1) para la conexión del transformador de potencia 138/34.5 kV.
 2. Uno (1) para la salida de línea en 138 kV proveniente de la Subestación existente Chiquimulilla.
 - iv. Tres (3) celdas de media tensión equipadas en 34.5 kV:
 1. Una (1) para la conexión del Transformador de Potencia 138/34.5 kV.
 2. Una (1) para la conexión del Banco de Capacitores en 34.5 kV.
 3. Una (1) para la conexión del transformador de Servicios Auxiliares.
 - v. Un (1) Transformador de Potencia 138/34.5 kV 45 MVA, ONAN/ONAF con cambiador de tomas bajo carga.
 - vi. Un (1) banco de capacitores de 7.2 MVAR, distribuido en 4 etapas de 1.8 MVAR cada una.
 - vii. Un (1) Transformador de servicios auxiliares 34.5/0.4 kV, 100 kVA. El consumo aproximado de los principales equipos de servicios auxiliares es de 100 kW.
 - viii. Tres (3) celdas de media tensión equipadas en 34.5 kV, para la conexión de tres (3) circuitos en 34.5 kV.
 - ix. Tres (3) circuitos subterráneos en 34.5 kV, Aluminio, XLPE-TR, 20/34,5 kV.
 - x. Siete (7) Centros de Transformación 0.8/34.5 kV de 6,600 kVA cada uno.
 - xi. Ciento treinta y dos (132) inversores de 300 kW.



- xii. Setenta mil seiscientos veinte (70,620) paneles fotovoltaicos, con potencia unitaria de 670 Wp.
 - b. Una línea de transmisión de 138 kV en circuito simple con una longitud aproximada de 4.65 km, conductor 337-AL1/44-ST1A y cable de guarda OPGW 130.
 - c. Ampliación de la subestación existente Chiquimulilla 138 kV mediante un (1) campo de línea en 138 kV equipado para recibir la línea proveniente la Nueva Subestación del proyecto.
 - d. En función de los estudios eléctricos y la documentación ambiental presentada, la potencia máxima que se autoriza inyectar en el punto de conexión al Sistema Nacional Interconectado es de 39.4 MW, lo cual deberá ser verificado por el Administrador del Mercado Mayorista.
- II. Cox Energy Guatemala, Sociedad Anónima, a su costa y bajo su entera responsabilidad, deberá:
- a. Cumplir con las obligaciones estipuladas en la Ley General de Electricidad, su Reglamento, el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, Normas Técnicas emitidas por esta Comisión, Normas de Coordinación Comercial y Operativa y, cualquier otra disposición relacionada.
 - b. Previo a la conexión de las instalaciones del proyecto denominado: «Proyecto Fotovoltaico PSF Chiquimulilla» y a su costa deberá:
 - i. Realizar las inversiones que sean necesarias, incluyendo el equipamiento de control, regulación y protección para la debida conexión eléctrica y para su correcto funcionamiento durante su operación, con la finalidad de garantizar la confiabilidad, continuidad y calidad del servicio de energía eléctrica.
 - ii. Efectuar la instalación de los equipos que permitan el telemando y la telemetría de dicho proyecto, según lo establecido en las Normas de Coordinación del Administrador del Mercado Mayorista.
 - iii. Realizar el estudio de coordinación de protecciones correspondiente, conforme los criterios establecidos en la Norma de Coordinación Operativa No. 4. Asimismo, se deberán instalar los equipos y realizar los ajustes correspondientes que resulten de dicho estudio.
 - iv. Contar con Unidad Terminal Remota -RTU por sus siglas en inglés-.



- v. Cumplir con el proceso de conexión del proyecto aprobado mediante la presente resolución, conforme lo establecido en la Norma Técnica de Conexión -NTC- contenida en la Resolución CNEE-70-2023.
- vi. Efectuar la instalación de los equipos que especifique el Administrador del Mercado Mayorista para la operación en tiempo real, conforme lo establecido en el artículo 64 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista -RAMM-.
- vii. Implementar o actualizar, conforme a los requerimientos indicados por el Administrador del Mercado Mayorista, los Esquemas de Control Suplementario -ECS- en el área de influencia del proyecto, así como los establecidos en los estudios eléctricos presentados, para una operación segura del Sistema Nacional Interconectado. Lo anterior, se realizará en coordinación con el Administrador del Mercado Mayorista y estará alineado con lo establecido en la Norma de Coordinación Operativa Número 4. Entre los ECS identificados se encuentran los Esquemas de Control Suplementario de Desconexión Automática de Generación -EDAG- que desconecten de forma instantánea, automática y selectiva la generación del proyecto «Proyecto Fotovoltaico PSF Chiquimulilla», así como los Esquemas de Control Suplementario de Desconexión Automática de Carga que actúen cuando se presenten sobrecargas en los elementos de transmisión en el área eléctrica de influencia del referido proyecto.

En ese sentido deberán implementarse al menos los siguientes EDAG, que actúen en función de la sobrecarga en los siguientes elementos:

Esquema de Control Suplementario 1:

- 1. En condiciones normales de operación
- 2. Y sobrecarga en el Banco de Transformadores Moyuta 230/138 kV

Esquema de Control Suplementario 2:

- 1. Ante el disparo de cualquiera de los siguientes elementos de transmisión o transformación:
 - 1.1 Línea de transmisión Horus-Santagua 138 kV
 - 1.2 Línea de transmisión Santagua-Pasaco 138 kV
 - 1.3 Línea de transmisión Pasaco-Moyuta 138 kV
 - 1.4 Banco de Transformadores Moyuta 230/138 kV
- 2. Y sobrecarga en cualquiera de los siguientes elementos de transmisión:
 - 2.1 Línea de transmisión Escuintla-Santo Domingo 138 kV
 - 2.2 Línea de transmisión Santo Domingo-Generadora Costa Sur 138 kV



Esquema de Control Suplementario 3:

1. Ante el disparo de cualquiera de los siguientes elementos de transmisión:
 - 1.1 Línea de transmisión Escuintla-Santo Domingo 138 kV
 - 1.2 Línea de transmisión Santo Domingo-Generadora Costa Sur 138 kV
 - 1.3 Línea de transmisión Generadora Costa Sur-Guanagazapa 138 kV
 - 1.4 Línea de transmisión Guanagazapa-Chiquimulilla 138 kV
2. Y sobrecarga en cualquiera de los siguientes elementos de transmisión:
 - 2.1 Línea de transmisión Santagua-Pasaco 138 kV
 - 2.2 Línea de transmisión Pasaco-Moyuta 138 kV

Esquema de Control Suplementario 4:

1. Ante el disparo de cualquiera de los siguientes elementos de transmisión:
 - 1.1 Línea de transmisión Escuintla-Guate Sur 230 kV
 - 1.2 Línea de transmisión Alborada- Guate Sur 230 kV
 - 1.3 Línea de transmisión Aguacapa-Pacífico 230 kV
2. Y sobrecarga en la Línea de Transmisión Guate Este-San Antonio El Sitio 230 kV

Respecto a los Esquemas de Control Suplementario anteriores:

1. Considerando que el proyecto contempla tres circuitos en 34.5 kV y 7 centros de transformación 34.5/0.8 kV, para la recolección de generación, el ECS deberá desconectar su generación de forma escalonada y automática en las siguientes etapas:
 - 1.1 Primera etapa: desconexión del primer circuito de generación en 34.5 kV (el circuito de mayor generación que contiene 3 Centros de Transformación 34.5/0.8 kV) y desconexión de demanda equivalente a la generación desconectada en esta etapa, con retardo de 500 ms.
 - 1.2 Segunda etapa: desconexión del segundo circuito de generación en 34.5 kV (circuito que contiene 2 centros de transformación 34.5/0.8 kV) y desconexión de demanda equivalente a la generación desconectada en esta etapa, con retardo de 700 ms.
 - 1.3 Tercera etapa: desconexión del tercer circuito de generación en 34.5 kV (circuito que contiene 2 centros de transformación 34.5/0.8 kV) y desconexión de demanda equivalente a la generación desconectada en esta etapa, con retardo de 900 ms.
 - 1.4 Respecto al requerimiento de desconexión de demanda de cada etapa, el interesado deberá proporcionar el bit de disparo en las instalaciones del agente donde se llevará a cabo la desconexión de carga.



2. La desconexión de generación estará en función de la sobrecarga en los elementos de transmisión, para el cual deberá monitorear como mínimo:
 - 2.1 La corriente y el estado de los interruptores de potencia (en ambos extremos) de los siguientes elementos de transmisión y/o transformación:
 - 2.1.1 Línea de transmisión Horus-Santagua 138 kV
 - 2.1.2 Línea de transmisión Santagua-Pasaco 138 kV
 - 2.1.3 Línea de transmisión Pasaco-Moyuta 138 kV
 - 2.1.4 El banco de transformación Moyuta 230/138 kV 100 MVA
 - 2.1.5 Línea de transmisión Escuintla-Santo Domingo 138 kV
 - 2.1.6 Línea de transmisión Santo Domingo-Generadora Costa Sur 138 kV
 - 2.1.7 Línea de transmisión Generadora Costa Sur-Guanagazapa 138 kV
 - 2.1.8 Línea de transmisión Guanagazapa-Chiquimulilla 138 kV
 - 2.1.9 Línea de transmisión Escuintla-Guate Sur 230 kV
 - 2.1.10 Línea de transmisión Alborada- Guate Sur 230 kV
 - 2.1.11 Línea de transmisión Aguacapa-Pacífico 230 kV
 - 2.2 Corriente de los elementos de transmisión sobrecargados:
 - 2.2.1 Banco de transformación Moyuta 230/138 kV 100 MVA
 - 2.2.2 Línea de transmisión Escuintla-Santo Domingo 138 kV
 - 2.2.3 Línea de transmisión Santo Domingo-Generadora Costa Sur 138 kV
 - 2.2.4 Línea de transmisión Santagua-Pasaco 138 kV
 - 2.2.5 Línea de transmisión Pasaco-Moyuta 138 kV
 - 2.2.6 Línea de transmisión Guate Este-San Antonio El Sitio 230 kV
 3. Para los Esquemas de control Suplementario, deberá presentar al Administrador del Mercado Mayorista, al menos, lo siguiente:
 - 3.1 Diagrama esquemático.
 - 3.2 Informe donde se muestre la lógica detallada de actuación del esquema
 - 3.3 Protocolo y cronograma de pruebas.
 - 3.4 Informe de implementación en campo y pruebas de funcionamiento.
 - 3.5 Por medio de la Unidad Terminal Remota (RTU), se deberá transmitir la señal digital del "estado" (activo/inactivo) del esquema y la señal digital de la actuación del respectivo Esquema de Control Suplementario.
- viii. La subestación de generación deberá disponer del equipamiento necesario de protecciones, maniobra y control de las instalaciones (relés), que le permitan desconectar y conectar oportuna y adecuadamente, los circuitos

de media tensión en 34.5 kV, los transformadores de potencia, los inversores y paneles solares.

- ix. Deberá disponer del equipamiento que le permita interactuar con el sistema de control supervisorio y adquisición de datos del interesado y del Agente a cuyas instalaciones se conectará y con el sistema de control supervisorio del Administrador del Mercado Mayorista para la supervisión.
- x. Considerando que para el proyecto se utilizará la segunda generación de modelos dinámicos genéricos de generación de energía renovable de la entidad regional WECC, deberá presentar los modelos de flujo de carga y dinámicos de los módulos Generador/Convertidor (Inversor) [REGC], Controlador de Central Generadora (PPC por sus siglas en inglés) [REPC], Control Eléctrico de Potencia Activa/Reactiva [REEC] y Protección de Voltaje/Frecuencia [VTGDCAT/FRQDCAT] que representan la central generadora solar fotovoltaica «Proyecto Fotovoltaico PSF Chiquimulilla», con las calibraciones resultantes en campo, cumpliendo con el Anexo 3.3 de la Norma de Coordinación Operativa No. 3. Para el efecto:
 - 1. Se deberán asimilar los modelos de flujo de carga y dinámicos a la librería de modelos del simulador y la versión con la que cuenta el Administrador del Mercado Mayorista.
 - 2. Para la representación del modelo de flujo de carga y dinámico, deberán de presentar un archivo de texto plano o su equivalente y un archivo de dinámica, compatible con el simulador y versión con la que cuenta el Administrador del Mercado Mayorista.
 - 3. Se deberán de presentar un informe con la validación realizada entre los resultados de las simulaciones llevadas a cabo y el comportamiento real en campo de la central generadora solar fotovoltaica.
 - 4. La representación del modelo de flujo de carga y dinámico lo deberá presentar en un plazo máximo de 3 meses a partir de la habilitación comercial de la central solar fotovoltaica.
- xi. El proyecto en estudio deberá cumplir con los requisitos y características operativas conforme el Anexo 3.3 de la Norma de Coordinación Operativa No. 3 (Código de Red).
- xiii. La central generadora deberá disponer del equipamiento de protección que le permita su adecuado funcionamiento para cumplir los límites:
 - 1. Voltaje
 - 1.1 En condiciones normales de operación deben permitir operar al generador en el rango de $\pm 5\%$ de voltaje.
 - 1.2 En condiciones de contingencia deben permitir operar al



generador en el rango del $\pm 10\%$ de voltaje por un mínimo de 15 minutos.

1.3 Durante el transitorio, debe permitir la operación del generador por fuera de esos rangos indicados anteriormente, de acuerdo con lo indicado en el numeral A.3.3.2.7 del Anexo 3.3 de la Norma de Coordinación Operativa No. 3 (NCO-3).

2. Frecuencia

2.1 Baja Frecuencia

- 1a etapa: 57.50 Hz con 3.0 segundos de retardo.
- 2a etapa: 57.00 Hz con 0.0 segundos de retardo.

2.2 Sobre Frecuencia

- 1a etapa: 61.50 Hz con 2.5 segundos de retardo.
- 2a etapa: 62.00 Hz 0.0 segundos de retardo.

- xii. La central deberá contar con un sistema de seguimiento de paso de nubes.
- xiii. En el punto de conexión con el Sistema Nacional Interconectado, deberá disponer de una unidad de medición fasorial (PMU), que tenga una capacidad de muestreo como mínimo de 8 kHz de las señales de corriente, voltaje, potencia activa y reactiva, de la central, y cumplir con lo indicado la literal (n) del numeral 2.2.6.3 de la Norma de Coordinación Operativa No. 2 -NCO 2-.
- xiv. La central deberá disponer del equipamiento que le permita medir, almacenar y reportar las mediciones de distorsión armónica y flicker, en su punto de conexión con el Sistema Nacional Interconectado de acuerdo con lo indicado en la literal (o) del numeral 2.2.6.3 de la Norma de Coordinación Operativa No. 2 -NCO 2-. Las características de esta medición deberán responder a lo establecido en las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones - NTCSTS-.
- xv. La central deberá contar con una estación meteorológica que tenga capacidad de medir, almacenar por lo menos 5 años y transmitir en tiempo real y con resolución de un minuto, de acuerdo con lo indicado en la literal (i) del numeral A2.1.2.1 del anexo 2.1 de la Norma de Coordinación Operativa No. 2.
- xvi. Entregar al Administrador del Mercado Mayorista lo siguiente:
 - 1. El programa definitivo de energización de las instalaciones, incluyendo protocolos de pruebas; y



2. La información requerida tanto por la Norma de Coordinación Operativa número 1 -Base de Datos-, como por la Norma de Coordinación Comercial Número 1 -Coordinación de Despacho de Carga-.
-
- III. Las instalaciones del proyecto deberán participar de manera efectiva en la regulación primaria de frecuencia, de conformidad con lo establecido en el numeral 4.4.2. de la Norma de Coordinación Operativa Número 4 y las demás disposiciones indicadas en las Normas de Coordinación. El Administrador del Mercado Mayorista será responsable de la verificación del cumplimiento de la prestación de la reserva para la regulación primaria de frecuencia.
 - IV. Las instalaciones del proyecto deberán participar de manera efectiva en la regulación de tensión con aporte y absorción de potencia reactiva hasta un valor máximo determinado por el factor de 0.95 en atraso como adelanto en el punto de conexión al Sistema Nacional Interconectado Para lo anterior, la central deberá disponer de un sistema de control y la electrotecnia de potencia necesaria que le permita participar efectivamente en la regulación de tensión en modo de control automático de voltaje por consigna de voltaje y no a factor de potencia constante, así como manual, conforme lo establecido en las Normas de Coordinación Operativa.
 - V. De acuerdo con las Bases de la Licitación Abierta PEG-4-2022, el proyecto deberá disponer del espacio necesario para incorporar transformación en la subestación, con el fin de conectar, de manera segura y conforme la normativa vigente, los consumos de las distribuidoras.
 - VI. Operar sus instalaciones conforme a las instrucciones del Administrador del Mercado Mayorista, respecto a arranques, paradas y modificaciones en la carga según los requerimientos del Sistema Nacional Interconectado durante la operación en tiempo real, conforme lo establecido en los artículos 6 inciso (f) y 62 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, la Norma de Coordinación Operativa Número 2 y la Norma de Coordinación Comercial Número 1. En ese sentido, la generación del proyecto queda sujeta al despacho de generación y a las instrucciones de operación del Centro de Despacho de Carga del Administrador del Mercado Mayorista para garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica.
 - VII. Cada año, durante la operación comercial del proyecto y a partir de la fecha de operación comercial, deberá informar al Administrador del Mercado Mayorista el total de paneles solares o inversores reemplazados por fallas, mantenimiento u obsolescencia y las características técnicas de los nuevos paneles solares o inversores de sustitución.
 - VIII. Es responsabilidad del Administrador del Mercado Mayorista llevar a cabo un monitoreo continuo del proyecto durante la operación en tiempo real, en conjunto con los proyectos con tecnología de generación intermitente que se encuentren en operación, para dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 64 del Reglamento del



Administrador del Mercado Mayorista. En ese sentido, Cox Energy Guatemala, Sociedad Anónima debe operar las instalaciones del proyecto atendiendo la coordinación realizada por el Administrador del Mercado Mayorista respecto a las órdenes de despacho y las instrucciones de operación, así como adquirir e instalar todos los equipos que especifique dicho ente operador para la operación en tiempo real de manera que la potencia inyectada por el referido proyecto no ocasione sobrecargas en los elementos del Sistema de Transmisión del área de influencia del proyecto y no comprometa la seguridad operativa del Sistema Nacional Interconectado.

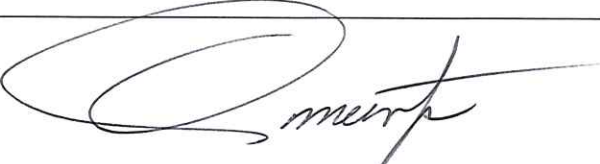
- IX. La coordinación de la operación de las instalaciones del sistema de transmisión existente, que se encuentran ubicadas dentro del área de influencia del proyecto, y las que están contenidas en la presente autorización, debe ser atendida de conformidad con las instrucciones del Administrador del Mercado Mayorista y a través de las cuales se garantice la seguridad del Sistema Nacional Interconectado, de conformidad con lo establecido en la regulación vigente.
- X. Los alcances y efectos de las órdenes de despacho y las instrucciones de operación que se le emitan al proyecto son total competencia y responsabilidad del Administrador del Mercado Mayorista. Asimismo, el Administrador del Mercado Mayorista es el responsable de definir la topología de red para la operación del proyecto, en su función de coordinación de la operación del Sistema Nacional Interconectado, con el objeto de garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica.
- XI. Cox Energy Guatemala, Sociedad Anónima debe operar las instalaciones del proyecto «Proyecto Fotovoltaico PSF Chiquimulilla» atendiendo la coordinación realizada por el Administrador del Mercado Mayorista y las órdenes de despacho que le emita, de manera que la potencia inyectada por el referido proyecto no ocasione sobrecargas en los elementos del Sistema de Transmisión del área de influencia del proyecto y que no se comprometa la seguridad operativa del Sistema Nacional Interconectado. Asimismo, Cox Energy Guatemala, Sociedad Anónima deberá considerar, de ser necesario, realizar las inversiones adicionales que le permitan inyectar la totalidad de la potencia autorizada mediante la presente resolución, conforme lo establecido en el artículo 65 de la Ley General de Electricidad.
- XII. Cox Energy Guatemala, Sociedad Anónima es responsable de la calidad, confiabilidad y exactitud de la ingeniería, fabricación, construcción, montaje, operación y mantenimiento de las obras que mediante la presente resolución se están autorizando, con la finalidad de garantizar la seguridad de las personas, los bienes y la calidad del servicio de transmisión de energía eléctrica.
- XIII. Los alcances y efectos de la resolución ambiental del proyecto denominado «Proyecto Fotovoltaico PSF Chiquimulilla», son total competencia del Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales. En ese sentido, su cumplimiento y actualización corresponden únicamente a la entidad Cox Energy Guatemala, Sociedad Anónima, quien también



asume la responsabilidad de mantener vigente dicha resolución y la licencia ambiental respectiva durante todo el período de vigencia de la presente resolución, incluidas sus posibles modificaciones.

- XIV.** La Comisión Nacional de Energía Eléctrica podrá en cualquier momento fiscalizar la operación y el funcionamiento de las instalaciones autorizadas por medio de la presente resolución, así como también ante cualquier reporte del Administrador del Mercado Mayorista. Por lo que, en caso de incumplimiento del marco regulatorio por parte de Cox Energy Guatemala, Sociedad Anónima, la CNEE podrá modificar o revocar lo resuelto en la presente resolución.
- XV.** La presente resolución caducará el 29 de septiembre de 2028; es decir, que si en la fecha antes descrita, el proyecto autorizado por medio de esta resolución no ha entrado en operación, Cox Energy Guatemala, Sociedad Anónima conforme a lo establecido en el artículo 13 de las Normas Técnicas de Acceso y Uso de la Capacidad de Transporte, deberá realizar una nueva solicitud o actualización de Acceso a la Capacidad de Transporte presentando, como mínimo, nuevos estudios eléctricos que consideren e incluyan todas aquellas ampliaciones y/o incorporaciones que contaren con autorización de la Comisión a la fecha de presentación de la nueva solicitud o actualización respectiva, pudiendo la Comisión requerir al solicitante la adecuación de éstos, inclusive en función de las eventuales autorizaciones durante el proceso de evaluación de la misma, así como los datos y parámetros definitivos de los equipos a instalar.

NOTIFÍQUESE.


Ingeniero Luis Romeo Ortiz Peláez
Presidente




Ingeniera Claudia Marcela Peláez Petz
Directora


Licenciado Jorge Guillermo Aráuz Aguilar
Director


Jorge Miguel Retolaza Alvarado
Secretario General


Jorge Miguel Retolaza Alvarado
Secretario General

CÉDULA DE NOTIFICACIÓN

Siendo las 13 horas con 54 minutos del día 29 de Agosto de 2025, en **4 ave 15-70 zona 10, edificio Paladium, oficina 9E, ciudad de Guatemala**, NOTIFIQUÉ la Resolución **CNEE-278-2025** de fecha **26 de agosto de 2025**, dictada por la COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA, a **COX ENERGY GUATEMALA, SOCIEDAD ANÓNIMA**, por medio de cédula de notificación que entrego a Mariela Rodríguez, quien de enterado:

SI (☒) – NO (☐) firma. DOY FE.

f. 

Notificado

f. 

Notificador



Res. GJ-ProyResolDir-5099

Exp. GTM-25-99

WV

CNEE
Carlos Soyas
Mensajero Not.

CÉDULA DE NOTIFICACIÓN

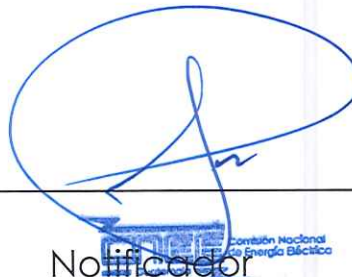
Siendo las 11 horas con 11 minutos del día 29 de Agosto de 2025, en **24 avenida 15-40 zona 10, 4to nivel, ciudad de Guatemala**, NOTIFIQUÉ la Resolución **CNEE-278-2025** de fecha **26 de agosto de 2025**, dictada por la COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA, a **ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA -AMM-**, por medio de cédula de notificación que entrego a Andrea Merlos, quien de enterado:

SI (___) – NO (x) firma. DOY FE.

f. _____

Notificado

f. _____


Comisión Nacional
de Energía Eléctrica

Notificador
Pedro Loaiza
Mensajero Notificador

Res. GJ-ProyResolDir-5099

Exp. GTM-25-99

WV

ADMINISTRADOR DEL MERCADO
MAYORISTA
RECIBIDO
29 AGO 2025
Andrea Merlos

AMM RECIBIDO 29AGO'25 11:10

CÉDULA DE NOTIFICACIÓN

Siendo las 10 horas con 48 minutos del día 29 de Agosto de 2025, en **Boulevard Los Próceres 24-69 zona 10, Zona Pradera, Torre V, Nivel 3, ciudad de Guatemala**, NOTIFIQUÉ la Resolución **CNEE-278-2025** de fecha **26 de agosto de 2025**, dictada por la COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA, a **TRANSPORTADORA DE ENERGÍA DE CENTROAMÉRICA, SOCIEDAD ANÓNIMA -TRECSEA-**, por medio de cédula de notificación que entrego a Kimberly Castañeda, quien de enterado:

SI (___) – NO (✓) firma. DOY FE.

f. _____

Notificado

f. _____

Notificador

 **CNEE** Comisión Nacional
de Energía Eléctrica
Guatemala
Pedro Loaiza
Mensajero Notificador

Res. GJ-ProyResolDir-5099

Exp. GTM-25-99

WV

29AGO25 10:47 TRECSEA

**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 09 horas con 40 minutos del día 29 de Agosto de 2025, en **7a. avenida 2-29, zona 9, edificio La Torre, nivel menos 2, ciudad de Guatemala**, NOTIFIQUÉ la Resolución **CNEE-278-2025** de fecha **26 de agosto de 2025**, dictada por la COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA, a **INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN -INDE-, EN SU CALIDAD DE PROPIETARIO DE LA EMPRESA DE TRANSPORTE Y CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA -ETCEE-**, por medio de cédula de notificación que entrego a Ana de Paz, quien de enterado:

SI (___) – NO (X) firma. DOY FE.

f. _____

Notificado

f. _____

Notificador

Pedro Loaiza
Mensajero Notificador

Res. GJ-ProyResolDir-5099

Exp. GTM-25-99

WV