

RESOLUCIÓN CNEE-273-2024
Guatemala, 12 de noviembre de 2024
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:

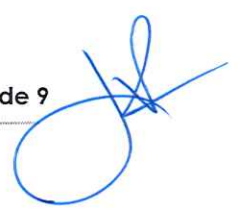
Que el Reglamento de la Ley General de Electricidad -RLGE-, en el artículo 48, establece los requisitos que deben cumplir y los estudios que se deben realizar y presentar con la solicitud de Acceso a la Capacidad de Transporte y, el artículo 49 del referido cuerpo normativo, estipula el proceso de evaluación 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-Provi2024-370, la CNEE admitió para su trámite la solicitud de Acceso a la Capacidad de Transporte del proyecto denominado: «PFV EL CARRIZO». Dentro de los documentos presentados por la entidad interesada conforme al marco regulatorio, se acompañó copia de la resolución ambiental No. 02382-2023/DIGARN/CGCA/cemg emitida el 12 de abril de 2023, 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 copia de la licencia ambiental No. 3347-2023/DIGARN con la que se verificó la validez y vigencia de la resolución ambiental indicada. 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-, a Transportista Eléctrica Centroamericana, Sociedad Anónima -TRELEC- y al Instituto Nacional de Electrificación -INDE-, en su calidad de propietario de la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE -ETCEE- quienes, al evacuar las audiencias conferidas, manifestaron no tener objeción para que se autorice la solicitud presentada por Ecoener Sol De Escuintla, 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 Ecoener Sol De Escuintla, 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 **Ecoener Sol De Escuintla, Sociedad Anónima**, en el sentido de autorizar el Acceso a la Capacidad de Transporte del proyecto denominado: «**PFV EL CARRIZO**», el cual se encuentra ubicado en el municipio de San José, departamento de Escuintla, cuya conexión al Sistema Nacional Interconectado -SNI- será por medio del seccionamiento de la línea que interconecta las subestaciones de Iztapa y Portuaria, a una distancia aproximada de 3.8 km de la Subestación Portuaria. El proyecto consiste en:
 - a. Parque Fotovoltaico El Carrizo, el cual es una central solar fotovoltaica de 62 MW que comprende, entre otros, los siguientes elementos:
 - i. 137,160 módulos fotovoltaicos bifaciales con una capacidad de 585-620 Wp cada uno.
 - ii. 200 inversores con capacidad de 320 kW y tensión de salida de 0.8 kV cada uno.
 - iii. 10 transformadores de 6.4 MVA y 34.5/0.8 kV para la conexión de los inversores y paneles.
 - b. Subestación El Carrizo que consta, entre otros, de los siguientes elementos:
 - i. Configuración barra simple en 69 kV
 - ii. Un (1) campo de 69 kV equipado que se utilizará para recibir la línea proveniente de la Subestación Portuaria.
 - iii. Un (1) campo de 69 kV equipado que se utilizará para recibir la línea proveniente de la Subestación Iztapa.
 - iv. Un (1) campo de 69 kV equipado para la conexión del transformador de potencia.
 - v. Un (1) transformador de potencia 69/34.5 kV de 70 MVA ONAN-ONAF.
 - vi. Un (1) campo de 34.5 kV equipado para la conexión del transformador de potencia.

- vii. Cuatro (4) campos de 34.5 kV equipados para la conexión de los transformadores de los circuitos de distribución, de los inversores y paneles fotovoltaicos.
 - viii. Cuatro (4) circuitos de media tensión.
 - ix. Un (1) transformador 34,500/208 V de 150 kVA para los servicios auxiliares. El consumo aproximado de los principales equipos de los servicios auxiliares es de 54 kW.
 - x. Un (1) banco de capacitores con 4 etapas de 1 MVar, es decir un total de 4 MVar, que se conectará en la barra de 34.5 kV de la subestación.
 - c. Dos tramos de línea de 69 kV, con longitudes aproximadas de 85 m y 170 m.
 - 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 62 MW.
- II. Ecoener Sol De Escuintla, 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: «PFV EL CARRIZO» 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. 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-.
 - iv. Implementar o actualizar, en coordinación con el Administrador del Mercado Mayorista, los esquemas de control suplementario -ECS- en el área

de influencia del proyecto y el establecido en los estudios eléctricos presentados para una operación segura del Sistema Nacional Interconectado, de conformidad con la Norma de Coordinación Operativa Número 4 -NCO 4-, entre los cuales se han identificado Esquemas de Control Suplementario de Desconexión Automática de Generación -EDAG- que desconecten de forma instantánea, automática y selectivamente la generación del proyecto «PFV EL CARRIZO» y que actúe cuando se presenten sobrecargas en los elementos de transmisión en el área eléctrica de influencia del referido proyecto.

En ese sentido se deberá implementar al menos un EDAG, que actúe en función de la sobrecarga del transformador de la Subestación Santa Isabel 230/69 kV. Respecto al Esquema de Control Suplementario, se deberá de iniciar la secuencia de disparo del proyecto «PFV EL CARRIZO» desconectando generación de forma escalonada y automática conforme lo siguiente:

1. Primera etapa: desconexión del 20 % de la generación en «PFV EL CARRIZO», con retardo de 500 ms.
2. Segunda etapa: desconexión de otro 20 % de la generación en «PFV EL CARRIZO», con retardo de 700 ms.
3. Tercera etapa: desconexión de otro 20 % de la generación en «PFV EL CARRIZO», con retardo de 900 ms.
4. Cuarta etapa: desconexión de otro 20 % de la generación en «PFV EL CARRIZO», con retardo de 1100 ms.
5. Quinta etapa: desconexión de otro 20 % de la generación en «PFV EL CARRIZO», con retardo de 1300 ms.

La desconexión de generación estará en función de la sobrecarga del transformador, para el cual deberá monitorear como mínimo, la corriente del transformador sobrecargado en la Subestación Santa Isabel 230/69 kV. Para dicho EDAG, deberá presentar al Administrador del Mercado Mayorista, al menos, lo siguiente:

1. Diagrama esquemático
2. Informe donde se muestre la lógica detallada de actuación del esquema
3. Protocolo y cronograma de pruebas
4. Informe de implementación en campo y pruebas de funcionamiento

Asimismo, por medio de la Unidad Terminal Remota -RTU por sus siglas en inglés-, 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.

- v. Contar con el equipamiento necesario de protecciones, maniobra y control de las instalaciones (relés), que le permitan desconectar y conectar oportuna y adecuadamente, las líneas de transmisión en 69 kV, los circuitos de 34.5 kV, los transformadores de potencia, los inversores y paneles solares.
- vi. Contar con el equipamiento que le permita interactuar con el sistema de control supervisorio y adquisición de datos del interesado mismo, del transportista a cuyas instalaciones se conectará y con el sistema de control supervisorio del Administrador del Mercado Mayorista para la supervisión.
- vii. Considerando que para el proyecto se utilizará la segunda generación de modelos dinámicos genéricos de generación de energía renovable de la entidad regional WECC REMTF (*Renewable Energy Modeling Task Force of the Western Electricity Coordinating Council*), 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 [VRGTPA/FRQTPA] que representan la central generadora solar fotovoltaica «PFV EL CARRIZO», con las calibraciones resultantes en campo, cumpliendo con el Anexo 3.3 de la Norma de Coordinación Operativa No. 3 -NCO 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 AMM.
 - 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 AMM.
 - 3. 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 máximos de 3 meses a partir de la habilitación comercial de la central solar fotovoltaica.
- viii. 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.
- ix. Cumplir con los requisitos y características operativas para la parametrización de equipos de control conforme el Anexo 3.3 de la Norma de Coordinación Operativa No. 3.

- x. Contar con Unidad Terminal Remota -RTU por sus siglas en inglés-.
- xi. Contar con el equipamiento de protección que le permita su adecuado funcionamiento para los siguientes 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 máximo 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.
 - 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. Contar con un sistema de seguimiento de paso de nubes.
- xiii. En el punto de conexión con el SNI, deberá contar con 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. Contar con el equipamiento que le permita medir, reportar y almacenar las mediciones de armónicos y flicker, como mínimo deberá cumplir con lo establecido en las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones -NTCSTS-.
- xv. Contar con su sistema de adquisición de datos en tiempo real con resolución de segundos de la irradiación solar. El sistema de adquisición de datos debe tener la capacidad de almacenar información en la resolución indicada como mínimo 6 años de datos.

- xvi. 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.
- xvii. 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-.
- c. 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.
- d. 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 SNI. 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.
- e. 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 SNI 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.
- f. 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.

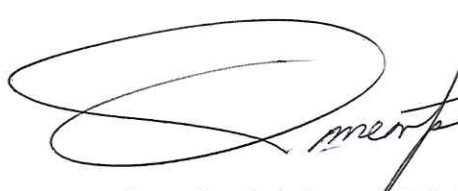


- III. Es responsabilidad del Administrador del Mercado Mayorista llevar a cabo un monitoreo continuo del proyecto durante la operación en tiempo real, en conjunto con los proyectos con tecnología de generación intermitente que se encuentren en operación, para dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 64 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista. En ese sentido, Ecoener Sol De Escuintla, 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.
- IV. 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.
- V. Los alcances y efectos de las ordenes 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.
- VI. Ecoener Sol De Escuintla, Sociedad Anónima debe operar las instalaciones del proyecto «PFV EL CARRIZO», 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, Ecoener Sol De Escuintla, Sociedad Anónima deberá considerar 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.
- VII. Ecoener Sol De Escuintla, 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.



- VIII. Los alcances y efectos de la resolución ambiental del proyecto denominado: «PFV EL CARRIZO», son total competencia del Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales y su cumplimiento es responsabilidad de Ecoener Sol De Escuintla, Sociedad Anónima. En ese sentido, Ecoener Sol De Escuintla, Sociedad Anónima es responsable de mantener vigente la resolución ambiental y su respectiva licencia, durante la vigencia de la presente resolución y sus modificaciones, si correspondieren.
- IX. 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 Ecoener Sol De Escuintla, Sociedad Anónima, la CNEE podrá modificar o revocar lo resuelto en la presente resolución.
- X. La presente resolución caducará el 30 de septiembre de 2027; es decir, que si en la fecha antes descrita, el proyecto autorizado por medio de esta resolución no ha entrado en operación, Ecoener Sol De Escuintla, 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




Licenciado Jorge Guillermo Aráuz Aguilar
Director


Jorge Miguel Retolaza Alvarado
Secretario General


Jorge Miguel Retolaza Alvarado
Secretario General

Resolución CNEE-273-2024

Página 9 de 9

CÉDULA DE NOTIFICACIÓN

Siendo las 09 horas con 29 minutos del día 15 de noviembre de 2024, en **24 avenida 15-40 zona 10, 4to nivel, ciudad de Guatemala**, NOTIFIQUÉ la Resolución **CNEE-273-2024** de fecha **12 de noviembre 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 Esperanza Flores, quien de enterado

ADMINISTRADOR DEL MERCADO
SI () ~~NO~~ MAYORISTA FIrma DOY FE.

f. 
Esperanza Flores

Notificado

f. 

Notificador

 Comisión Nacional
de Energía Eléctrica
Guatemala
Pedro Loaiza
Mensajero Notificador

Res. GJ-ProyResolDir-4796

Exp. GTM-24-106

WV

AMM RECIBIDO 15NOV'24 9:29

CÉDULA DE NOTIFICACIÓN

Siendo las 08 horas con 38 minutos del día 15 de
noviembre de 2024, en **7a. avenida 2-29, zona 9, edificio La Torre,
nivel menos 2, Ciudad de Guatemala**, NOTIFIQUÉ la Resolución
CNEE-273-2024 de fecha **12 de noviembre de 2024**, 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

Res. GJ-ProyResolDir-4796

Exp. GTM-24-106

WV

f. _____

Notificador

CNEE Comisión Nacional
de Energía Eléctrica
Guatemala

Pedro Loaiza
Mensajero Notificador

CÉDULA DE NOTIFICACIÓN

Siendo las 15 horas con 17 minutos del día 15 de
noviembre de 2024, en **13 calle 1-10, zona 10, Edificio Dubai
Center, Oficina 606, Ciudad de Guatemala (Tel: 2313-4502),**
NOTIFIQUÉ la Resolución **CNEE-273-2024** de fecha **12 de
noviembre de 2024**, dictada por la COMISIÓN NACIONAL DE
ENERGÍA ELÉCTRICA, a **Ecoener Sol de Escuintla, Sociedad
Anónima**, por medio de cédula de notificación que entrego a
Jorge Herrera, quien de enterado

SI (☒) – NO (☐) firma. DOY FE.

f. [Firma]
Notificado

f. [Firma]

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

Res. GJ-ProyResolDir-4796

Exp. GTM-24-106

WV

CÉDULA DE NOTIFICACIÓN

Siendo las 12 horas con 36 minutos del día 15 de
noviembre de 2024, en **6a. Avenida 8-14 zona 1, Segundo Nivel,
Ciudad de Guatemala**, NOTIFIQUÉ la Resolución **CNEE-273-2024**
de fecha **12 de noviembre de 2024**, dictada por la COMISIÓN
NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA, a **Transportista Eléctrica
Centroamericana, S. A. -TRELEC-**, por medio de cédula de
notificación que entrego a
Stephany Hernandez, quien de enterado
SI (___) – NO (x) firma. DOY FE.

f. _____

Notificado

f. _____

Notificado por

Pedro Loaiza
Mensajero Notificador

Res. GJ-ProyResolDir-4796

Exp. GTM-24-106

WV