

RESOLUCIÓN CNEE-179-2023
Guatemala, 25 de julio de 2023
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 de Guatemala, corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, 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 el 11 de agosto de 2022, Eólica San Cristóbal, Sociedad Anónima presentó a la CNEE, nota solicitando autorización de Acceso a la Capacidad de Transporte para los proyectos denominados: "EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL DEL PROYECTO EÓLICO COMAPA, DE LA EMPRESA EÓLICA SAN CRISTÓBAL SOCIEDAD ANÓNIMA" Y "LÍNEA DE TRANSMISIÓN Y SUBESTACIÓN DE INTERCONEXIÓN LA ARADA, EÓLICO COMAPA". Dentro de los documentos presentados por la entidad interesada conforme al marco regulatorio, se acompañó copia de la siguiente documentación ambiental: **a)** Resolución ambiental No. 02445-2021/DIGARN/CGCA/rdor de fecha 6 de abril de 2021, emitida 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 del proyecto "Evaluación de Impacto Ambiental del Proyecto Eólico Comapa, de la empresa Eólica San Cristóbal Sociedad Anónima" en categoría "B1"; **b)** Resolución ambiental No. 04527-2021/DIGARN/DCA/RLC/rdor de fecha 17 de agosto de 2020, emitida por el Departamento de Calidad Ambiental de la Dirección de Gestión Ambiental y Recursos Naturales del MARN, mediante la cual se aprobó la Evaluación Ambiental Inicial del proyecto "Línea de Transmisión y Subestación de Interconexión La Arada, Eólico Comapa" en categoría "B2"; y **c)** Licencias ambientales No. 3264-2021/DIGARN y No. 5045-2021/DIGARN, respectivamente, con las que se verificó la validez y vigencia de las resoluciones ambientales aludidas. Los alcances y efectos de dichas resoluciones son total responsabilidad del MARN.

CONSIDERANDO:

Que el 29 de agosto de 2022, mediante la providencia identificada como GJ-Provi2022-735, la CNEE admitió para su trámite la solicitud de Acceso a la Capacidad de Transporte de los proyectos denominados: "EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL DEL PROYECTO EÓLICO COMAPA, DE LA EMPRESA EÓLICA SAN CRISTÓBAL SOCIEDAD ANÓNIMA" Y "LÍNEA DE TRANSMISIÓN Y SUBESTACIÓN DE INTERCONEXIÓN LA ARADA, EÓLICO COMAPA", propiedad de Eólica San Cristóbal, Sociedad Anónima. Asimismo, en dicha providencia, de conformidad con el ordenamiento jurídico, 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-, a Transportadora de Energía de Centroamérica, Sociedad Anónima -TRECASA-, a Transportista Eléctrica Centroamericana, Sociedad Anónima -TRECASA- y a Redes Eléctricas de Centroamérica, Sociedad Anónima -RECSA- quienes, al evacuar las audiencias conferidas, manifestaron no tener objeción para que se autorice la solicitud presentada.

CONSIDERANDO:

Que, mediante el oficio identificado como GG-360-2023, el AMM no ha sostenido su criterio técnico sobre los requerimientos relacionados a la evaluación de la variabilidad (lo cual es función exclusiva del AMM conforme la regulación vigente), mismos que solicitó dentro del proceso de premisas, como fuera observado inicialmente; asimismo que, mediante memorial presentado ante esta Comisión el 27 de junio de 2023, Eólica San Cristóbal, Sociedad Anónima, emitió pronunciamiento relacionado a que los temas asociados a la variabilidad son competencia exclusiva del AMM.

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 Eólica San Cristóbal, Sociedad Anónima y se autorice el Acceso a la Capacidad de Transporte para los proyectos referidos.

POR TANTO:

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con base en lo considerado y en ejercicio de las facultades y atribuciones que le confieren el artículo 4 de la Ley General de Electricidad y lo establecido en los artículos 47, 48 y 49 del Reglamento de la Ley General de Electricidad;

RESUELVE:

- I. Aprobar la solicitud presentada por **EÓLICA SAN CRISTÓBAL, SOCIEDAD ANÓNIMA**, en el sentido de autorizar el Acceso a la Capacidad de Transporte de los proyectos denominados: "**EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL DEL PROYECTO EÓLICO COMAPA, DE LA EMPRESA EÓLICA SAN CRISTÓBAL SOCIEDAD ANÓNIMA**" Y "**LÍNEA DE TRANSMISIÓN Y SUBESTACIÓN DE INTERCONEXIÓN LA ARADA, EÓLICO COMAPA**", los cuales se encuentran ubicados en el municipio de Comapa, departamento de Jutiapa, cuya conexión al Sistema Nacional Interconectado -SNI- será por medio del seccionamiento de la Línea que interconecta las Subestaciones de Moyuta y Jutiapa,

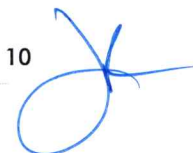
a una distancia aproximada de 10.418 km de la Subestación Moyuta. Las instalaciones que se autorizan a conectar son las siguientes:

- a. Central de generación eólica, que se conforma mediante:
 - i. Trece (13) aerogeneradores, con una potencia nominal de cinco (5) MW, generador tipo asíncrono DFIG, voltaje de 690 VAC, frecuencia 60 Hz, con un diámetro de rotor de 145 m, altura de Hub entre 90-165 m velocidad media de viento de 8.5 m/s.
 - ii. Trece (13) transformadores de potencia tipo seco encapsulado de 5.5 MVA, con voltaje de 34.5/0.69 kV, con diagrama fasorial de Dyn 11, clase de aislamiento H, condiciones de servicio para Interior y una impedancia de 8.66%.
 - iii. Trece (13) celdas de media tensión en 34.5 kV, tipo de aislamiento SF6, corriente nominal 630 A, 20 kA/1s, 70 kV.
 - iv. Red en 34.5 kV para la conexión de los aerogeneradores.
 - v. Trece (13) servicios auxiliares de 15 kW para cada aerogenerador, en total 195 kW de servicios auxiliares.

- b. Subestación elevadora Comapa, con las siguientes características:
 - i. Un (1) campo de salida de línea en 138 kV, para la línea proveniente de la Subestación La Arada.
 - ii. Un (1) transformador de potencia de 60/80 MVA, tensión de 138/34.5/13.8 kV, OLTC (siglas del inglés *On-Load Tap Changer*), voltaje en tap máximo de 151.8 kV, en tap mínimo de 124.2 kV y tap neutro de 138 kV, su diagrama fasorial será YNyn0d11 y con una impedancia de 15% (primario-secundario), con sus correspondientes campos de conexión.
 - iii. Una (1) reactancia de puesta a tierra en 34.5 kV y 200 Amperios nominales, conectados en el transformador de potencia.
 - iv. Una (1) barra colectora en 34.5 kV, la barra colectora tendrá seis (6) circuitos, su configuración es barra simple, un (1) circuito de salida hacia el transformador de potencia, tres (3) circuitos de entrada provenientes de los aerogeneradores, un (1) circuito para el banco de capacitores en 34.5 kV y un (1) circuito para servicios auxiliares.
 - v. Un (1) banco de capacitor con una tensión de 34.5 kV de 7 MVAR, con tres etapas, dos etapas de 2 MVAR y una etapa de 3 MVAR.
 - vi. Los servicios auxiliares para la Subestación elevadora Comapa, se provee de un (1) transformador seco de 150 kVA, el cual estará ubicado en el cuarto de control, tendrá una relación de transformación de 13.8/0.240 kV. La demanda máxima de los servicios auxiliares está prevista en el 132 KVA de la capacidad nominal del transformador, se considera para iluminación y fuerza.

- c. Subestación La Arada, la cual secciona la Línea de Transmisión existente Moyuta - Jutiapa 138 kV, propiedad del Instituto Nacional de Electrificación, en su calidad de propietario de la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE, aproximadamente entre la estructura 48 y 49, y que tiene las siguientes características:

- i. Configuración de barra simple.
 - ii. Un (1) campo de entrada de 138 kV para la conexión de la línea proveniente de la Subestación Comapa.
 - iii. Un (1) campo de salida en 138 kV, para la línea proveniente de la Subestación Moyuta.
 - iv. Un (1) campo de salida en 138 kV, para la línea proveniente de la Subestación Jutiapa.
 - v. Un (1) campo de reserva en 138 kV.
 - vi. Los servicios auxiliares se tienen previsto contar con el suministro de energía de la distribuidora local; además está previsto un sistema de respaldo con los transformadores de potencial (PT's) del campo del proyecto. También se considera un generador de emergencia, está prevista una transferencia automática, un transformador trifásico seco de 75 kVA, con tensión de servicio de 208/120 VAC.
- d. Una (1) línea de transmisión denominada Comapa - La Arada 138 kV en circuito simple, con una longitud aproximada de 4.569 km, que conectará la Subestación elevadora Comapa con la subestación La Arada 138 kV.
- e. En función de los estudios eléctricos presentados y la documentación ambiental, la potencia máxima que se autoriza inyectar en el punto de conexión al Sistema Nacional Interconectado es de sesenta y cinco megavatios (65 MW).
- II. Eólica San Cristóbal, 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.
 - b. Previo a la conexión de las instalaciones del proyecto, deberá:
 - i. Realizar las inversiones que sean necesarias, especialmente para 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, incluyendo aquellos que sean necesarios para incorporarse al sistema de control supervisorio en tiempo real del Administrador del Mercado Mayorista y del transportista al que se conecta.
 - ii. Efectuar la instalación de los equipos que permitan el telemando y la telemetría de dichos proyectos, 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. Instalar protección diferencial de línea para la línea que conecta la Subestación Comapa y la Subestación La Arada, toda vez que la relación entre Impedancia de Fuente de mínimo valor de Corto Circuito e impedancia de línea sea superior a 4 (*Source to Line Impedance Ratio* $SIR=ZS/ZL >4$), de acuerdo con la Norma IEEE C37.113 *Guide for Protective Relay Applications to Transmission Lines*; o cuando la longitud de la línea sea inferior a 10 kilómetros; para lo cual se deberá realizar el correspondiente estudio de coordinación de esquemas de protección, conforme lo establecido en la Norma Técnica de Conexión y los criterios de la Norma de Coordinación Operativa Número 4 o para las líneas de los proyectos que cumplan este criterio.
- v. Implementar o actualizar los esquemas de control suplementario -ECS- en el área de influencia del proyecto, para una operación segura del Sistema Nacional Interconectado, de conformidad con la Norma de Coordinación Operativa Número 4, en coordinación con el Administrador del Mercado Mayorista, 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 y que actúe cuando se presenten sobrecargas en los elementos de transmisión en el área eléctrica de influencia del referido proyecto.

En ese sentido deberá implementar los siguientes ECS, al presentarse las siguientes condiciones:

1. Condición 1: Disparo de la línea de transmisión Aguacapa-Pacífico 230 kV y sobrecarga en la línea de transmisión Guate Este-San Antonio el Sitio-La Vega II 230 kV. La lógica de actuación del EDAG se establece bajo las siguientes condiciones:

Se deberá monitorear:

- 1.1 La corriente y los estados de los interruptores de potencia de las líneas de transmisión Aguacapa-Pacífico 230 kV, ambos extremos;
- 1.2 La corriente en la línea de transmisión Guatemala Este-San Antonio El Sitio 230 kV;

Al presentarse:

- 1.3 Un umbral de 1172 Amperios en la línea de transmisión Guatemala Este-San Antonio El Sitio 230 kV; y
- 1.4 Una corriente próxima a 0 amperios y la apertura de los interruptores de potencia de la línea de transmisión Aguacapa-Pacífico 230 kV, en cualquier extremo.

Se deberá iniciar la secuencia de disparo de la Central Eólica Comapa, la primera unidad generadora del proyecto disparará a los 500 ms de haberse cumplido las condiciones de los numerales 1.3 y 1.4 señalados; el resto de las unidades tendrá un retardo intencional adicional de 200 ms entre cada una, hasta que se desaparezca la sobrecarga en la línea de transmisión Guatemala Este-San Antonio El Sitio 230 kV.

2. Condición 2: Disparo de cualquiera de las líneas de transmisión La Vega II-San Antonio el Sitio 230 kV o San Antonio El Sitio-Guate Este 230 kV, y sobrecarga en la línea Aguacapa-Pacífico 230 kV. La lógica de actuación del EDAG se establece bajo las siguientes condiciones:

Se deberá monitorear:

- 2.1 La corriente y los estados de los interruptores de potencia de las líneas de transmisión Guatemala Este-San Antonio El Sitio-La Vega II 230 kV, ambos extremos de ambas líneas de transmisión;
- 2.2 La corriente en la línea de transmisión Aguacapa-Pacífico 230 kV;

Al presentarse:

- 2.3 Un umbral de 1172 Amperios en la línea de transmisión Aguacapa-Pacífico 230 kV; y
- 2.4 Una corriente aproximada de 0 amperios y la apertura de los interruptores de potencia de cualquiera de las líneas de transmisión Guatemala Este-San Antonio El Sitio-La Vega II 230 kV, en cualquier extremo.

Se deberá de iniciar la secuencia de disparo de la Central Eólica Comapa, la primera unidad generadora del proyecto disparará a los 500 ms de haberse cumplido las condiciones de los numerales 2.3 y 2.4 señalados; el resto de las unidades tendrá un retardo intencional adicional de 200 ms entre cada una, hasta que se desaparezca la sobrecarga en la línea de transmisión Aguacapa-Pacífico 230 kV.

3. Condición 3: Ante la ocurrencia del disparo de cualquiera de las líneas de transmisión Escuintla-Generadora Costa Sur 138 kV o La Arada-Jutiapa 138 kV, se deberá de monitorear la sobrecarga en el transformador 230/138 kV 100 MVA en la Subestación Moyuta y al presentarse un umbral superior al 95% del límite térmico a 75 grados centígrados, la lógica de actuación del EDAG deberá:
 - 3.1 Iniciar la secuencia de disparo de la Central Eólica Comapa, la primera unidad generadora del proyecto disparara a los 500 ms de haberse detectado la sobrecarga en el transformador 100 MVA 230/138 kV en la Subestación Moyuta y el resto de las unidades se desconectará con un retardo intencional adicional de 200 ms entre cada una, hasta que se desaparezca la sobrecarga en el transformador 230/138 kV 100 MVA en la Subestación Moyuta.

- vi. Para cada ECS indicado, presentar al Administrador del Mercado Mayorista:
 - 1. Diagrama esquemático;
 - 2. Informe donde se muestre la lógica detallada de actuación del esquema;
 - 3. Protocolo y cronograma de pruebas; y
 - 4. Informe de implementación en campo y pruebas de funcionamiento.

Asimismo, 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.

- vii. Instalar un seccionador bypass que permita conectar las salidas de línea 138 kV hacia Moyuta y Jutiapa, con el objetivo de dar continuidad a la red; en caso de ser necesario dejar fuera de servicio la subestación La Arada, ya sea por mantenimiento programado o bien por una falla permanente.
- viii. La subestación de generación deberá contar con el equipamiento necesario de protecciones, maniobra y control de las instalaciones -relés-, que le permitan desconectar y conectar oportuna y adecuadamente, los transformadores de potencia y las unidades generadoras, así como para la implementación de los Esquemas de Control Suplementario.
- ix. Deberá de contar con RTU.
- x. La central generadora deberá 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, entre 500 milisegundos y 1.000 segundo, dependiendo de las características de diseño de los equipos.
 - 2. Frecuencia
 - 2.1 Baja Frecuencia:
 - a. 1a etapa: 57.50 Hz con 3.0 segundos de retardo.
 - b. 2a etapa: 57.00 Hz con 0.0 segundos de retardo.
 - 2.2 Sobre Frecuencia:
 - a. 1a etapa: 61.50 Hz con 2.5 segundos de retardo.
 - b. 2a etapa: 62.00 Hz 0.0 segundos de retardo.


- xi.** 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 que pueda reportar dicha información en tiempos menores a 1 segundo al Administrador del Mercado Mayorista.
- xii.** La central deberá contar con el equipamiento que le permita medir, reportar y almacenar las mediciones de armónicos y flicker y, como mínimo, deberá cumplir con lo establecido en las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones -NTCSTS- y las Normas Técnicas del Servicio de Distribución -NTSD-.
- xiii.** La central deberá contar con su sistema de adquisición de datos en tiempo real con resolución de segundos de velocidad del viento, dirección del viento, dirección del aerogenerador, presión, temperatura, densidad del viento. Los datos antes mencionados serán como mínimo tomados en el buge del aerogenerador, en el diámetro superior e inferior de las aspas del aerogenerador, indicándose las alturas sobre el nivel del mar. El sistema de adquisición de datos debe tener la capacidad de almacenar información en la resolución indicada como mínimo 5 años de datos.
- xiv.** 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-.
- xv.** Cumplir con el proceso de conexión de los proyectos aprobados mediante la presente resolución, de conformidad con lo establecido en la Norma Técnica de Conexión.
- 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.** Participar 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, 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.
- 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 el proyecto autorizado mediante la Resolución CNEE-139-2023, para dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 64 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista. En ese sentido, Eólica San Cristóbal, 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 de los proyectos y las que están contenidas en la autorización que sea emitida, 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 a los proyectos son total competencia y responsabilidad del Administrador del Mercado Mayorista.
- VI. Eólica San Cristóbal, 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.
- VII. Los alcances y efectos de las resoluciones ambientales de los proyectos que mediante la presente resolución se autorizan, son total competencia del Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales y su cumplimiento es responsabilidad de Eólica San Cristóbal, Sociedad Anónima.


- VIII. 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 Eólica San Cristóbal, Sociedad Anónima, la CNEE podrá modificar o revocar lo resuelto en la presente resolución.
- IX. La presente resolución caducará el 30 de septiembre de 2025; es decir, que si en la fecha antes descrita, los proyectos autorizados por medio de esta resolución no han entrado en operación, Eólica San Cristóbal, 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.

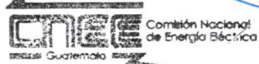

Ingeniero Luis Romeo Ortiz Peláez
Presidente


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 14 horas con 25 minutos del día 01 de agosto de dos mil veintitrés, en **24 avenida 15-40 zona 10, 4to nivel, ciudad de Guatemala**, NOTIFIQUÉ la Resolución: **CNEE-179-2023** de fecha **veinticinco de julio de dos mil veintitrés**, 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 del INDE -ETCEE-, por medio de cédula de notificación que entrego a Glendy Martinez, quien de enterado SI () - NO () firma. DOY FE.

(f) Notificado



(f) Notificador

Doc: GJ-ProyResolDir-4384
Exp: GTM-22-143


COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Mensajero - Notificador
Walter E. Valenzuela L.

DY

CÉDULA DE NOTIFICACIÓN

Siendo las 12 horas con 25 minutos del día 01 de **agosto de dos mil veintitrés**, en **6a. Avenida 8-14 zona 1, Segundo Nivel, Ciudad de Guatemala**, NOTIFIQUÉ la Resolución: **CNEE-179-2023** de fecha **veinticinco de julio de dos mil veintitrés**, dictada por la COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA, a **Transportista Eléctrica Centroamericana, Sociedad Anónima - TRELEC-**, por medio de cédula de notificación que entrego a Steven Noriega, quien de enterado SI () - NO () firma. DOY FE.

(f) Notificado

(f) Notificador

Doc: GJ-ProyResolDir-4384
Exp: GTM-22-143

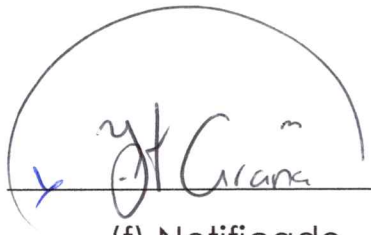
DY



CNEE
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Mensajero - Notificador
Walter E. Valenzuela L.

CÉDULA DE NOTIFICACIÓN

Siendo las 11 horas con 20 minutos del día 01 de agosto de dos mil veintitrés, en 18 calle 24-69 zona 10, Edificio Empresarial Zona Pradera, Torre I, 8° nivel, ciudad de Guatemala (Teléfono: 2328-3500), NOTIFIQUÉ la Resolución: **CNEE-179-2023** de fecha **veinticinco de julio de dos mil veintitrés**, dictada por la COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA, a **Eólica San Cristóbal, Sociedad Anónima**, por medio de cédula de notificación que entrego a Sofía Hernández, quien de enterado SI () - NO () firma. DOY FE.



(f) Notificado



(f) Notificador

Doc: GJ-ProyResolDir-4384
Exp: GTM-22-143

DY


COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Mensajero - Notificador
Walter E. Valenzuela L.

CÉDULA DE NOTIFICACIÓN

Siendo las 11 horas con 08 minutos del día 01 de agosto de dos mil veintitrés, en **24 avenida 15-40 zona 10, 4to nivel, ciudad de Guatemala**, NOTIFIQUÉ la Resolución: **CNEE-179-2023** de fecha **veinticinco de julio de dos mil veintitrés**, 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

1AUG'23 11:08 TRECSEA

Doc: GJ-ProyResolDir-4384
Exp: GTM-22-143

DY


COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Mensajero - Notificador
Walter E. Valenzuela L.

**Transportadora de Energía
de Centroamérica, S. A.**

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

CÉDULA DE NOTIFICACIÓN

Siendo las 11 horas con 30 minutos del día 01 de agosto de dos mil veintitrés, en **24 avenida 15-40 zona 10, 4to nivel, ciudad de Guatemala**, NOTIFIQUÉ la Resolución: **CNEE-179-2023** de fecha **veinticinco de julio de dos mil veintitrés**, dictada por la COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA, a **Administrador del Mercado Mayorista -AMM-**, por medio de cédula de notificación que entrego a

Sofía SAZO, quien de enterado **ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA** NO firma. DOY FE.

RECIBIDO
01 AGO 2023
Sofía Sazo

(f) Notificado

(f) Notificador

Doc: GJ-ProyResolDir-4384
Exp: GTM-22-143

DY

CNEE
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Mensajero - Notificador
Walter E. Valenzuela L.

AMM RECIBIDO 1AGO'23 11:32

CÉDULA DE NOTIFICACIÓN

Siendo las 11 horas con 55 minutos del día 01 de agosto de dos mil veintitrés, en **24 avenida 15-40 zona 10, 4to nivel, ciudad de Guatemala**, NOTIFIQUÉ la Resolución: **CNEE-179-2023** de fecha **veinticinco de julio de dos mil veintitrés**, 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 Yaguclín Bernaldo, quien de enterado SI () - NO () firma. DOY FE.





(f) Notificador

Doc: GJ-ProyResolDir-4384
Exp: GTM-22-143

DY


COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Mensajero - Notificador
Waite - E. Valenzuela L.