



ENTE OPERADOR REGIONAL

RESOLUCIÓN-RRC-GOS-EOR-01-2022

Por medio de la cual se resuelve Recurso de Reconsideración interpuesto el día 14 de diciembre de 2022, por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM), en contra del “Informe final de identificación de la Red de Transmisión Regional (RTR) para el año 2023”

RESULTANDO

I

Que el día 30 de noviembre de 2022 el EOR mediante nota EOR-GOS-30-11-2022-167 y sus Anexos, conforme lo establecido en el Numeral 2.2.2 del Libro III del RMER, notificó a todos los Operadores Nacionales OS/OM, incluyendo al Administrador del Mercado Mayorista (AMM), de Guatemala el Informe final para la IDENTIFICACIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN REGIONAL PARA EL AÑO 2023.

II

Que el día 14 de diciembre de 2022, el Administrador del Mercado Mayorista (AMM), interpuso ante el EOR, Recurso de Reconsideración en contra del “Informe final de identificación de la Red de Transmisión Regional (RTR) año 2023”.

III

Que el día 16 de diciembre de 2022, el EOR mediante auto EOR-GOS-01-2022-RRC-AMM-01-2022-EOR, admitió el Recurso Reconsideración presentado por el AMM en contra del “Informe final de identificación de la Red de Transmisión Regional (RTR) año 2023”, para su análisis y resolución, mismo que fue notificado al AMM, mediante aviso de notificación.

CONSIDERANDO

I

Que el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, en adelante Tratado Marco, crea al Ente Operador Regional -EOR-, y en su artículo 25 lo define como “...*el ente operador del Mercado regional, ...*”. Por su parte, el artículo 28 inciso b), del citado Tratado, establece que dentro de los principales objetivos y funciones del EOR está el: “*Asegurar que la operación y el despacho regional de energía sea realizado con criterio económico, procurando alcanzar niveles adecuados de seguridad, calidad y confiabilidad*”.



II

Que el Tratado Marco en su artículo 2, inciso e), establece que uno de sus fines es: *“Crear las condiciones necesarias para propiciar niveles aceptables de calidad, confiabilidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica en la región.”*

III

Que de conformidad con el numeral 1.5.6 del Libro I del RMER que dice:

“1.5.6.1 La Red de Transmisión Regional RTR es el conjunto de instalaciones de transmisión a través de las cuales se efectúan los intercambios regionales y las transacciones comerciales en el MER, prestando el Servicio de Transmisión Regional.

1.5.6.2 La RTR está conformada por instalaciones que son propiedad de agentes transmisores y su operación es coordinada y supervisada por el EOR y los OS/OM.

1.5.6.3 El EOR es el responsable de identificar las instalaciones que componen la RTR como parte del Sistema de Planeamiento de la Transmisión Regional SPTR, cumpliendo con los criterios y procedimientos establecidos en la Regulación Regional. ”

IV

Que, en relación a las instalaciones que conforman la RTR, el numeral 2.1.1 y el numeral 2.1.2 del Libro III del RMER, modificado por el punto resolutivo PRIMERO de la Resolución CRIE-34-2017, del 31 de julio de 2017, establecen respectivamente que:

“2.1.1 El EOR será el responsable de la identificación y actualización de la definición de la RTR, por medio del Sistema de Planificación de la Transmisión Regional (SPTR). Con tal propósito realizará anualmente las tareas conducentes a identificar los componentes actuales y futuros de la RTR.

2.1.2 La RTR incluirá como mínimo las líneas de transmisión que vinculan a los Países Miembros, las ampliaciones planificadas incluyendo las instalaciones de la línea SIEPAC y las instalaciones propias de cada país ...”.

V

Que de conformidad al numeral 2.2 del Libro III del RMER, modificado por el punto resolutivo PRIMERO de la Resolución CRIE-34-2017, del 31 de julio de 2017, se establece que:

“2.2.1 El método de identificación de la RTR contempla cinco (5) pasos, que serán realizados por el EOR, en coordinación con los OS/OM, tal como se describe en el Anexo A:

a) Definición de la RTR básica a partir de las interconexiones regionales y de las Ampliaciones Planificadas, incluyéndose la línea SIEPAC cuando ésta entre en servicio;

b) Identificación de los nodos de control, en los que cada OS/OM informará las transacciones al MER y a través de los cuales se establecerá la interfaz entre el MER y los Mercados Eléctricos Nacionales;

- c) *La unión topológica de los elementos identificados en (a) y (b) por medio de líneas u otros elementos de transmisión;*
- d) *Identificación de otras líneas que, por los criterios de utilización determinados en el Anexo A, deban también incluirse en la RTR;*
- e) *El EOR en coordinación con los OS/OM nacionales, basándose en estudios regionales de seguridad operativa, podrá añadir elementos a los ya identificados en los pasos "a-d" cuando estos se muestren necesarios para cumplir con los CCSD."*

VI

Que el numeral 2.1.3 del Libro III del RMER, establece que la definición de la RTR es utilizada para:

- "a) Especificar los nodos desde los que se pueden presentar ofertas para transacciones de oportunidad en el MER o entre aquellos en los cuales se pueden declarar contratos regionales;*
- b) Identificar los nodos entre los cuales se pueden asignar DT y verificar la calidad de servicio;*
- c) Definir el conjunto mínimo de instalaciones observables en las cuales el EOR puede ejercer acciones de control por medio de los OS/OM;*
- d) Establecer y calcular los CURTR y los CVT."*

VII

Que en el Anexo A del Libro III del RMER, se establece la Metodología de definición de la RTR, dentro de la cual se incluye el quinto paso relacionado a la verificación por el EOR y los OS/OM, la cual indica que:

"El EOR en coordinación con los OS/OM nacionales, basándose en estudios regionales de seguridad operativa, podrán añadir elementos a los ya identificados en los pasos uno a cuatro cuando estos se muestren necesarios para soportar los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño."

VIII

Que el punto resolutivo PRIMERO de la Resolución CRIE-34-2017, del 31 de julio de 2017, se establece que:

"A la luz de lo establecido en el artículo 12 del Tratado Marco, DEROGAR del numeral 2.1.2 del Libro III del RMER lo siguiente: "los tramos en América Central de las interconexiones con países no miembros" y del numeral 2.2.1 inciso a) del Libro III del RMER, las palabras "y extra-regionales".

Asimismo, en la misma resolución, lo contenido en la sección **Análisis de la denuncia por el fondo**, inciso 2.2.1, que dice literalmente:

“Por su parte, se tiene que mediante resoluciones CRIE-10-2017, confirmada mediante resolución CRIE-22-2017, esta Comisión se pronunció en los siguientes términos: “El 2do banco de transformación en la Subestación Los Brillantes forma parte de la Subestación Los Brillantes, la cual ha sido identificada como un “nodo” perteneciente a la RTR. En ese sentido, no resulta pertinente, es innecesario y no está dentro del alcance del procedimiento sancionatorio, determinar si el referido “enlace” es parte o no de la RTR, entendido éste último como el elemento de la red de transporte que une o enlaza dos nodos, mientras que un nodo es el punto de unión entre dos o más elementos eléctricos (líneas de transmisión, transformadores, generadores, cargas, etc.)”

Con base en lo anterior, no teniendo en este momento elementos para cambiar su posición, esta Comisión mantiene el criterio de que el nodo Los Brillantes se considera parte de la RTR”.

IX

Que en los puntos resolutivos Primero y Cuarto de la Resolución CRIE-91-2019, el Regulador Regional reconoce al nodo Los Brillantes 400 kV perteneciente a la RTR 2019, el cual resultó de la aplicación del quinto paso de la metodología, de la misma forma que ha resultado en el quinto paso para la RTR 2023.

X

Que se han tomado en cuenta los criterios y valoraciones del informe técnico-regulatorio y jurídico ITRJ-RRC-01-12-2022.

XI

Que el apartado 1.8 del Libro IV, del RMER, establece que el EOR debe resolver los recursos de reconsideración presentados ante él, por lo que, los argumentos y las pruebas presentadas por el AMM se evacúan de la siguiente manera:

1. ANÁLISIS DEL RECURSO EN LA FORMA:

a) Naturaleza y temporalidad del Recurso

Al acto impugnado “Informe final para la IDENTIFICACIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN REGIONAL PARA EL AÑO 2023”, es un acto de carácter general al que le es aplicable lo establecido en el numeral 1.8.1.1 del Libro IV del RMER, el cual fue notificado mediante nota EOR-GOS-30-11-2022-167 y sus Anexos, el 30 de noviembre de 2022, a todos los Operadores Nacionales OS/OM, incluyendo al AMM.



El Recurso fue interpuesto por el AMM el 14 de diciembre de 2022, por lo que de conformidad al numeral 1.8.2.1 del Libro IV del RMER el plazo para interponer el Recurso será de diez (10) días hábiles a partir, según los casos, de la publicación del acto, o de su notificación al recurrente. En el presente caso el Recurso ha sido interpuesto dentro del plazo establecido por la Regulación Regional.

b) Legitimación

De acuerdo con lo establecido en el numeral 1.8.1.3 del Libro IV del RMER, el Recurso de Reconsideración fue legítimamente interpuesto por el AMM, en su calidad de OS/OM de Guatemala.

c) Representación

Presenta el Recurso el señor Jorge Fernando Álvarez Girón, actuando en representación del AMM, en su carácter de Gerente de Mercado Eléctrico Internacional del Administrador del Mercado Mayorista, lo cual acredita con copia legalizada de nombramiento, mediante acta notarial autorizada con fecha 15 de abril de 2021, por la notario Melissa Eugenia Monzón Córdón, e inscrito en el Registro de las Personas Jurídicas del Ministerio de Gobernación de la República de Guatemala, bajo partida número trecientos cincuenta y tres (353), folio trecientos cincuenta y tres (353), del libro 80 de Nombramientos.

d) Plazo para resolver y efectos de suspensión del acto

De conformidad con lo establecido en el numeral 1.8.5.1 del Libro IV del RMER, el EOR en un plazo de treinta (30) días computados a partir del momento de su recepción, resolverá el Recurso de Reconsideración interpuesto.

Además, de acuerdo con lo estipulado en el numeral 1.8.3 del Libro IV del RMER el Recurso de Reconsideración objeto de la presente resolución, se tramitó sin suspender los efectos del acto impugnado, en procura del mejor interés general del Mercado Eléctrico Regional (MER).

2. ANÁLISIS DE PRECISIÓN

Previo al análisis de los hechos y razones expresado por el AMM en su Recurso de Reconsideración, es necesario precisar aspectos fundamentales objeto de señalamiento por parte del AMM.

a) Aspectos jurídicos:

El Tratado Marco crea al Ente Operador Regional -EOR-, y en su artículo 25 lo define como *"...el ente operador del Mercado regional, ...con... independencia funcional y especialidad*



técnica, que realizará sus funciones con imparcialidad y transparencia..." y así mismo por su parte, el artículo 28 inciso b), del citado Tratado, establece que dentro de los principales objetivos y funciones del EOR está el: "Asegurar que la operación y el despacho regional de energía sea realizado con criterio económico, procurando alcanzar niveles adecuados de seguridad, calidad y confiabilidad".

Así mismo, el Tratado Marco en su artículo 2 inciso e), establece que uno de sus fines es: *"Crear las condiciones necesarias para propiciar niveles aceptables de calidad, confiabilidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica en la región."*

Consecuentemente el EOR, para cumplir con sus obligaciones y responsabilidades, actúa en estricto apego a lo establecido en el Tratado Marco y sus Protocolos, así como la Reglamentación Regional.

En ese sentido, para la operación técnica del SER, el EOR cumple con la Regulación Regional antes mencionada en el ámbito de su competencia, por lo que reglamentariamente procede en cumplimiento de las disposiciones aprobadas por el Regulador Regional "Comisión Regional de Interconexión Eléctrica-CRIE"- mediante resoluciones emitidas para el efecto, lo cual está obligado a acatar, sujetarse y cumplir en su condición de Organismo Regulado.

b) Aspectos regulatorios:

i. Acerca de la Red de Transmisión Regional:

El numeral 1.5.6.1 del Libro I del RMER, define la Red de transmisión regional (RTR) como *"...el conjunto de instalaciones de transmisión a través de las cuales se efectúan los intercambios regionales y las transacciones comerciales en el MER, prestando el Servicio de Transmisión Regional. "*

El numeral 1.5.6.2 del Libro I del RMER, establece que *"La RTR está conformada por instalaciones que son propiedad de agentes transmisores y su operación es coordinada y supervisada por el EOR y los OS/OM."*

Por su parte, el numeral 1.5.6.3 del Libro I del RMER, indica que *"El EOR es el responsable de identificar las instalaciones que componen la RTR como parte del Sistema de Planeamiento de la Transmisión Regional SPTR, cumpliendo con los criterios y procedimientos establecidos en la Regulación Regional."*

El numeral 2.2 del Libro III del RMER, establece que la RTR se identifica contemplando cinco (5) pasos realizados por el EOR, en coordinación con los OS/OM. La identificación de la RTR se realizará en noviembre de cada año.

La metodología de definición de la RTR se describe en el Anexo A del Libro III del RMER. El quinto paso de la metodología de definición de la RTR establece que *“El EOR en coordinación con los OS/OM nacionales, basándose en estudios regionales de seguridad operativa, podrán añadir elementos a los ya identificados en los pasos uno a cuatro cuando estos se muestren necesarios para soportar los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño.”*

ii. Acerca del nodo Los Brillantes:

Es fundamental precisar que este nodo resulta parte de la RTR 2023 por la aplicación del quinto paso de la Metodología de definición de la RTR.

Además, conforme lo establecido en el punto resolutivo PRIMERO de la Resolución CRIE-34-2017, en donde la CRIE derogó del numeral 2.1.2 del Libro III del RMER, el texto que dice: *“los tramos en América Central de las interconexiones con países no miembros”* y mediante el cual también eliminó las palabras *“y extra-regionales”* del numeral 2.2.1 inciso a) del Libro III del RMER, se excluyó de la RTR únicamente el tramo de línea 400 kV del enlace extrarregional comprendido entre la frontera México-Guatemala y la subestación Los Brillantes en el área de control de Guatemala, **no así el nodo Los Brillantes 400 kV, el cual continúa siendo un elemento que debe ser evaluado dentro de la metodología de definición de la RTR,** lo que es congruente, para dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 28 del Tratado Marco, que establece la responsabilidad al EOR de aplicar la Regulación Regional, asegurando que la operación y el despacho regional de energía eléctrica sea realizado con criterio económico, procurando alcanzar niveles adecuados de seguridad, calidad y confiabilidad.

Por todo lo anteriormente expuesto, vale recalcar que la identificación de la RTR, el EOR la realiza con el objetivo de asegurar la operación segura y confiable del SER de forma integral a efecto de cumplir con los objetivos y fines establecidos en el Tratado Marco y beneficiar a los habitantes de los países miembros del MER, mediante el abastecimiento económico y oportuno de electricidad y así mismo las condiciones necesarias que propicien una mayor confiabilidad, calidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica de la región.

c) **Proceso de coordinación con los OS/OM:**

De conformidad con el numeral 1.4.4 del Libro I del RMER, *“La operación técnica del MER se lleva a cabo a través de una estructura jerárquica descentralizada, en la cual el EOR es responsable y coordina la operación del MER y la RTR mientras que los Operadores de los Sistemas y Mercados Nacionales, OS/OMS, son responsables de la coordinación de la operación en cada uno de sus países.”*

Así mismo, el numeral 1.5.3.1 del Libro I del RMER, establece que *“El EOR dirige y coordina la operación técnica del SER y realiza la gestión comercial del MER con criterio técnico y económico de acuerdo con la Regulación Regional aprobada por la CRIE”.*

El numeral 1.8.3 del Libro I del RMER, establece que *“A menos que se indique lo contrario, las instrucciones, direcciones y órdenes del EOR podrán ser impartidas o emitidas a los OS/OMS y a los agentes del mercado, a través del OS/OM correspondiente, por escrito o por medio de comunicación verbal, la cual deberá quedar registrada en un medio automático de grabación, en cuyo caso la instrucción, dirección u orden se considerará válidamente impartida o emitida al momento de efectuarse la comunicación.”*

Los numerales anteriores, establecen la naturaleza, objetivos funciones, atribuciones y competencias, que tienen dentro del MER el EOR como operador regional y los OS/OM como operadores nacionales.

Adicionalmente, el numeral 3.2.1 del Libro II del RMER, establece que: *“La operación técnica del MER se basa en un esquema jerárquico en el cual el EOR coordina la operación con los OS/OMS de los países miembros. La coordinación entre el EOR y los OS/OMS se hará sobre la base de los procedimientos técnicos y operativos establecidos en este Reglamento...”*

Por lo anterior, conforme la Metodología para la identificación de la RTR establecida en el numeral 2.2 del Libro III del RMER, el EOR cumple con la revisión y coordinación respectiva con todos los OS/OM, en tanto que durante la aplicación de cada uno de los 5 pasos que contiene el proceso de definición de la RTR, requiere y comunica oportunamente a cada uno de los OS/OM, las Bases de Datos y los resultados que se obtienen de la aplicación de la Metodología de definición de la RTR en cada área de control del SER, y revisa las observaciones de los OS/OM según sea el caso, en apego a lo establecido en la Regulación Regional.

Adicionalmente, es fundamental aclarar que de conformidad a lo dispuesto en el numeral 1.5.5 del Libro I del RMER, la Junta Directiva del EOR mediante acuerdo No. 4-2018-8-2, emitió la Normativa de los Grupos de Trabajo Regionales (GTR), misma que fue notificada a todos los OS/OM mediante nota EOR-DE-06-06-2018-169, incluyendo al AMM, es de resaltar que en dicha normativa se establece la forma de la coordinación entre el EOR y los grupos de trabajo regionales, que son instancias establecidas para tratar temas específicos relacionados con los aspectos técnicos, comerciales y tecnológicos de la operación del MER, los que de conformidad al artículo 2 de la misma normativa *“...podrán emitir recomendaciones al respecto de los temas tratados, de manera que su carácter sea consultivo y de apoyo al Ente Operador Regional.”*

Y así mismo, de conformidad al artículo 2 del mismo cuerpo normativo *“Los GTR adoptarán recomendaciones sobre los temas de sus respectivas agendas, tratados durante la reunión, las cuales no son vinculantes en la toma de decisiones del EOR.”*

Finalmente, cabe señalar que el Regulador Regional ha confirmado la pertenencia del nodo Los Brillantes 400 kV a la RTR, tal como se indica en los puntos resolutivos Primero y Cuarto de la Resolución CRIE-91-2019, confirmada a través de Resolución CRIE-28-2020, donde la CRIE reconoce al nodo Los Brillantes 400 kV como parte integrante de la RTR 2019, el cual resultó de la aplicación del quinto paso de la metodología, de la misma forma que ha resultado en el quinto paso para la RTR 2023.

3. ANÁLISIS DE HECHOS Y RAZONES DEL AMM

Planteamiento AMM: “

1. Los Enlaces Extra Regionales no forman parte de la RTR.

El nodo Los Brillantes 400 kV, según la propia Regulación Regional que obra en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), constituye un Enlace Extraregional. Mientras tanto, en la norma superior, el Tratado Marco (modificada por el Segundo Protocolo), la RTR se define como los sistemas interconectados nacionales de la región y las interconexiones entre países miembros que posibilitan las transferencias de energía y las transacciones en el Mercado Eléctrico Regional.

Entonces, si el nodo Los Brillantes 400 kV, como Enlace Extraregional, no interconecta a Guatemala con el SER, ni posibilita transferencia de energía y las transacciones en el MER, la conclusión simple y llana es que el nodo Los Brillantes 400 kV no forma parte de la RTR, porque dicha red la integran las porciones de estas las instalaciones de los países miembros del MER que posibilitan las transferencias de energía y las transacciones en dicho mercado (el MER)”

Análisis EOR:

Como ya se ha precisado el EOR ha actuado conforme lo establecido en el punto resolutivo PRIMERO de la Resolución CRIE-34-2017, en donde la CRIE derogó del numeral 2.1.2 del Libro III del RMER, el texto que dice: “*los tramos en América Central de las interconexiones con países no miembros*” y mediante el cual también eliminó las palabras “*y extra-regionales*” del numeral 2.2.1 inciso a) del Libro III del RMER, de esa forma se excluye de la RTR únicamente el tramo de línea 400 kV del enlace extrarregional comprendido entre la frontera México-Guatemala y la subestación Los Brillantes en el área de control de Guatemala, no así el nodo Los Brillantes 400 kV, el cual continúa siendo un elemento que debe ser evaluado dentro de la Metodología de definición de la RTR y forma parte del Sistema Nacional Interconectado del área de control de Guatemala.

Asimismo, se le hace la aclaración al AMM, **que el Regulador Regional ha confirmado la pertenencia del nodo Los Brillantes 400 kV a la RTR, tal como se expresa en la Resolución CRIE-91-2019, en sus Resueltas Primero y Cuarto, donde la CRIE reconoció al nodo Los Brillantes 400 kV como parte integrante de la RTR del año 2019, el cual resultó de la**



aplicación del Quinto Paso de la metodología, de la misma forma que ha resultado en el Quinto Paso para la RTR 2023.

Además, se debe indicar que el EOR, es un Organismo Regulado por la CRIE y para cumplir con sus obligaciones y responsabilidades, actúa de conformidad a lo establecido en el Tratado Marco y sus Protocolos, y la Reglamentación Regional aprobada por dicho Regulador Regional, caso contrario estaría exponiéndose a un incumplimiento por el cual podría ser sancionado.

Continuación planteamiento AMM:

"Asimismo, el RMER establece que el MER es un mercado con reglas propias, independiente de los mercados nacionales de los países miembros, cuyas transacciones se realizan a través de la infraestructura de la RTR y de las redes nacionales. Los puntos de conexión entre el MER y los mercados nacionales son los nodos de la RTR (numeral 1.4.1 del Libro I del RMER).

Con tales fundamentos, resulta improcedente la pretensión del EOR de incluir el nodo Los Brillantes 400 kV como parte de la RTR-2023, dado que este no es ningún punto de conexión entre el MER con los mercados nacionales y, además, el MER es independiente de los mercados nacionales de los países miembros, tal es el caso de Guatemala, así como de los intercambios de dichos mercados nacionales con países no miembros del MER.

Coincide, refuerza y completa dicha interpretación, la opinión consultiva con carácter vinculante contenida en la resolución del expediente 3-08-06-2017, de la Corte Centroamericana de Justicia, la cual constituye una interpretación jurisdiccional que despeja cualquier duda respecto a la posible intervención de la Regulación Regional en las relaciones de un país miembro del MER con uno que no es miembro del MER:

... el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, el Protocolo y el Segundo Protocolo no regulan relaciones extra regionales, entre países miembros con países no miembros de dichos Instrumentos, por lo que no deben tener aplicación sobre las interconexiones entre éstos (Managua 25 de enero de 2018).

Pese a la claridad de tal interpretación jurisdiccional, el EOR insiste en pretender despojar a la República de Guatemala de su independencia energética, del derecho de su gobierno de ejercer el derecho de Gradualidad que establece el Tratado Marco, así como de la operación y control del nodo Los Brillantes 400 kV, lo cual no es ni puede ser aceptable, bajo ningún supuesto, ante la ausencia de normas jurídicas que respalden el proceder del operador regional"

Análisis EOR:

Nuevamente se aclara que el Tratado Marco crea al EOR, y en su artículo 25 lo define como "...el ente operador del Mercado regional, ...con... independencia funcional y especialidad técnica, que



realizará sus funciones con imparcialidad y transparencia..." y así mismo por su parte, el artículo 28 inciso b), del citado Tratado, establece que dentro de los principales objetivos y funciones del EOR está el: "Asegurar que la operación y el despacho regional de energía sea realizado con criterio económico, procurando alcanzar niveles adecuados de seguridad, calidad y confiabilidad".

Así mismo, el Tratado Marco en su artículo 2 inciso e), establece que uno de sus fines es: "Crear las condiciones necesarias para propiciar niveles aceptables de calidad, confiabilidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica en la región."

Consecuentemente el EOR, para cumplir con sus obligaciones y responsabilidades, actúa en estricto apego a lo establecido en el Tratado Marco y sus Protocolos, así como la Reglamentación Regional.

En ese sentido, para la operación técnica del SER, cumple con la Regulación Regional antes mencionada en el ámbito de su competencia, por lo que reglamentariamente procede en cumplimiento de las disposiciones aprobadas por el Regulador Regional "Comisión Regional de Interconexión Eléctrica-CRIE"- mediante resoluciones emitidas para el efecto, lo cual está obligado a acatar, sujetarse y cumplir en su condición de Organismo Regulado.

Planteamiento AMM: "

2. Los argumentos que utiliza el EOR para incluir el nodo Los Brillantes 400 kV como parte de la RTR-2023 no son atendibles, no son correctos ni son pertinentes, ni son suyos.

El EOR ha emitido el informe final de la RTR-2023 con la inclusión del nodo Los Brillantes 400 kV, para lo cual afirma haberse basado en la aplicación del paso 5 de la metodología establecida en el numeral 2.2 (Método de Identificación de las Instalaciones de la RTR) del Libro III del RMER, el cual relaciona en la página 4 del Anexo I identificado como el Informe Final para la identificación de la Red de Transmisión Regional para el año 2023, del acto recurrido, así:

e) El EOR en coordinación con los OS/OM nacionales, basándose en estudios regionales de seguridad operativa, podrá añadir elementos a los ya identificados en los pasos "a_d" cuando estos se muestren necesarios para cumplir con los CCSD.

2.1 No existe ni existió tal coordinación

Al respecto, cabe señalar que, el AMM como el OS/OM de Guatemala objetó, ante el EOR, la pretendida inclusión del nodo Los Brillantes 400 kV. El AMM niega rotundamente que se haya coordinado o aceptado entonces tal inclusión, la cual deriva no de la coordinación con el OS/OM sino de la imposición que el EOR pretende hacer de dicha instalación como parte de la RTR-2023.

Según el Diccionario de la lengua española, 'coordinar' es un verbo que significa:

1 tr. Unir dos o más cosas de manera que formen una unidad o un conjunto armonioso.

2 tr. Dirigir y concertar varios elementos¹.

Ante la literalidad de dicha definición, cabe declarar que no es cierto que haya existido coordinación del EOR con el AMM para incluir al nodo Los Brillantes 400 kV como parte de la RTR-2023; ni es cierto que hubiere existido armonía con el AMM para haber acordado unir dicha instalación como elemento a la RTR-2023. Tampoco es cierto que el EOR haya concertado con el AMM la inclusión del nodo Los Brillantes 400 kV. Lo que sí es cierto es que el EOR determinó su inclusión en contravención con el AMM, pese a la objeción permanente del AMM y sin importar que el AMM hubiere reivindicado ante dicho organismo regional la soberanía energética de Guatemala que se relaciona con dicho nodo y las reglas propias que rigen a la interconexión Guatemala-México, ajenas al Tratado Marco y sus Protocolos.

Por ello, se insiste en que, el AMM objetó y continúa objetando la inclusión del nodo Los Brillantes 400 kV como parte de la RTR-2023. No es correcta la inclusión que el EOR hace de dicha instalación en la RTR-2023 pues no ha existido la coordinación que establece la metodología aplicable”.

Análisis EOR:

Se reitera que de conformidad con el numeral 1.4.4 del Libro I del RMER, “La operación técnica del MER se lleva a cabo a través de una estructura jerárquica descentralizada, en la cual el EOR es responsable y coordina la operación del MER y la RTR mientras que los Operadores de los Sistemas y Mercados Nacionales, OS/OMS, son responsables de la coordinación de la operación en cada uno de sus países.” Adicionalmente, el numeral 3.2.1 del Libro II del RMER, establece que: “La operación técnica del MER se basa en un esquema jerárquico en el cual el EOR coordina la operación con los OS/OMS de los países miembros. La coordinación entre el EOR y los OS/OMS se hará sobre la base de los procedimientos técnicos y operativos establecidos en este Reglamento...”

Consecuentemente dicha coordinación jerárquica del EOR es llevada a efecto para cumplir con los objetivos y fines establecidos en el Tratado Marco y beneficiar a los habitantes de los países miembros del MER mediante el abastecimiento económico y oportuno de electricidad y así mismo las condiciones necesarias que propicien una mayor confiabilidad, calidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica de la región.

Por otra parte, conforme el numeral 2.1.1 del Libro III del RMER, el EOR es responsable “... de la identificación y actualización de la definición de la RTR... Con tal propósito realizará anualmente las tareas conducentes a identificar los componentes actuales y futuros de la RTR.”

Es así como, mediante nota EOR-GOS-17-11-2022-159 la cual también posee el AMM, el EOR remitió a todos los OS/OM, el Informe preliminar de definición de la RTR 2023, que incluía los resultados completos obtenidos de cada uno de los pasos de la Metodología de definición de la RTR vigente para el año 2023, de los cuales los obtenidos para los pasos primero al cuarto ya habían sido revisados y coordinados previamente con todos los OS/OM, y únicamente restaba por revisar en coordinación con ellos, los resultados de la aplicación del quinto paso de la metodología referida, lo cual se realizaría en una reunión por videoconferencia del CTSO, tal como lo dice la

nota referida y en ningún momento el EOR recibió objeción alguna del AMM referente al nodo Los Brillantes, sobre los resultados de los pasos primero al cuarto de la RTR 2023 conforme la metodología vigente, como a continuación se detalla:

En primer lugar, en ningún momento el EOR ha recibido objeción del AMM referente al nodo Los Brillantes, en el desarrollo de los pasos primero al tercero de la referida metodología, como se verifica en la siguiente comunicación por correo electrónico remitida por el AMM:

- a) Correo electrónico remitido por personal técnico del AMM de fecha 17 de octubre de 2022, donde expresa: *“Con relación al resultado de los pasos 1-2 y 3 del proceso de definición solamente tenemos el siguiente comentario:*

GUA	b) Pacífico	c) 230	d) 1140	e) PAC-230	f) Recibe generación de forma radial de la planta, San José y de la Planta PLT
------------	-------------	--------	---------	------------	--

En lo que corresponde al nodo Pacífico, en lugar del nemotécnico “PLT” correspondiente a la subestación Palestina, indicar las centrales de generación que se conectan de forma radial a través de dicha subestación las cuales se denominan: Textiles del Lago y Electrogenación, para que quede indicado de esa forma en el Informe”, en respuesta a la solicitud del EOR vía correo electrónico para la revisión y comentarios de parte del AMM sobre los resultados de la identificación de la RTR-2023 para el área de control de Guatemala, obtenidos de la aplicación de los pasos 1, 2 y 3 según la metodología descrita en el Libro III y Anexo A del RMER, para lo cual también se les anexaron los archivos correspondientes a los casos .SAV, y archivos de salidas en formato de texto, necesarios para hacer las verificaciones correspondientes.

El correo electrónico referido anteriormente, obra en poder del AMM.

En segundo lugar, el EOR no ha recibido objeción del AMM referente al nodo Los Brillantes, en el desarrollo del Cuarto Paso de la referida metodología, como se verifica en la siguiente comunicación por correo electrónico remitida por el AMM:

- b) Correo electrónico remitido por personal técnico del AMM de fecha 3 de noviembre de 2022, donde expresa *“se revisó el resultado del 4to Paso de la aplicación de la metodología de definición de la RTR 2023. Con relación al mismo se tienen los siguientes comentarios y solicitudes:*
- *Se solicita que no se incluya como parte de la RTR el transformador Chixoy 230/13, debido a que es un elemento radial que conecta a una central de generación con embalse de regulación anual y cuyo despacho y manejo del recurso energético es para abastecimiento demanda nacional y no para transacciones regionales.*

- *Se solicita que no se incluya como parte de la RTR el Transformador de Potencia San José 230/13 así como el tramo de línea de transmisión Pacífico – Costa Linda, debido a que dichos elementos operan de forma radial y resultan por una modificación del despacho de la central de generación San José la cual opera en base en el despacho nacional y por ende no debería resultar una modificación el despacho asociado a transacciones regionales.*
- *No se tienen comentarios con el resultado de los demás elementos que se adicionan a la RTR en el paso 4"*

Lo anterior, en respuesta a la solicitud del EOR vía correo electrónico para la revisión y comentarios de parte de cada OS/OM sobre los resultados de la identificación de la RTR-2023, obtenidos de la aplicación del paso 4 según la metodología descrita en el Libro III y Anexo A del RMER, para lo cual también se les anexaron los archivos correspondientes, necesarios para hacer las verificaciones correspondientes.

El correo electrónico referido anteriormente, también obra en poder del AMM.

En tercer lugar, el EOR por medio de las notas EOR-GOS-17-11-2022-159 y EOR-GOS-22-11-2022-160 convocó a la reunión por videoconferencia del CTSO para martes 29 de noviembre de 2022, donde se revisaron los comentarios técnicos a los resultados de la aplicación del quinto paso de la Metodología de definición de la RTR establecida en el Libro III del RMER, recibándose previo a la reunión, observaciones del AMM por medio de nota GG-882-2022 que obra en su poder.

Dichas observaciones del AMM fueron revisadas y analizadas técnicamente por el EOR y respondidas oficialmente por medio de nota EOR-GOS-30-11-2022-166 (e incluidas en la Ayuda Memoria de la reunión virtual del CTSO), documentos que obran en poder del AMM, en donde se explica y detalla todos los aspectos técnicos y razones relevantes por las cuales dicho nodo debe ser incluido en la RTR 2023, de conformidad a lo establecido en la Regulación Regional.

Por lo anterior, conforme la Metodología de definición de la RTR establecida en el Libro III del RMER, se confirma que el EOR cumple con la revisión y coordinación respectiva con todos los OS/OM, en tanto ha requerido y comunicado oportunamente a cada uno de los OS/OM, durante el proceso de definición de la RTR 2023, las Bases de Datos, y los resultados de la aplicación de la Metodología de definición de la RTR 2023 en cada área de control del SER, y ha revisado las observaciones del AMM en apego a lo establecido en la Regulación Regional.

Adicionalmente, es fundamental aclarar que de conformidad a lo dispuesto en el numeral 1.5.5 del Libro I del RMER, la Junta Directiva del EOR mediante acuerdo No. 4-2018-8-2, emitió la Normativa de los Grupos de Trabajo Regionales (GTR), misma que fue notificada a todo los OS/OM mediante nota EOR-DE-06-06-2018-169, incluyendo al AMM, es de resaltar que en dicha normativa se establece la forma de la coordinación entre el EOR y los grupos de trabajo regionales, que son instancias establecidas para tratar temas específicos relacionados con los aspectos técnicos, comerciales y tecnológicos de la operación del MER, los que de conformidad al artículo



2 de la misma normativa "...podrán emitir recomendaciones al respecto de los temas tratados, de manera que su carácter sea consultivo y de apoyo al Ente Operador Regional."

Y así mismo, de conformidad al artículo 2 del mismo cuerpo normativo "Los GTR adoptarán recomendaciones sobre los temas de sus respectivas agendas, tratados durante la reunión, las cuales no son vinculantes en la toma de decisiones del EOR."

Por tanto, se concluye que el EOR ha realizado el análisis y revisión correspondiente, en coordinación con todos los OS/OM, sobre las observaciones a los resultados del primero al quinto paso de la Metodología de definición de la RTR, lo que incluye al AMM y así mismo ha cumplido con lo establecido en la Regulación Regional y la normativa de Grupos de Trabajo regionales emitida por el EOR para tal efecto. Por todo lo anteriormente relacionado son inadmisibles las razones planteadas por el AMM.

Planteamiento AMM:

"2.2 La objeción de Guatemala sobre la inclusión del nodo Los Brillantes en la RTR2023, no fue atendida en reunión con OS/OM.

La posición del EOR en la inclusión del nodo Los Brillantes 400 kV como parte de la RTR-2023 es totalmente arbitraria, dado que en la videoconferencia del CTSO realizada el martes 29 de noviembre de 2022, en torno a la inclusión del nodo Los Brillantes 400 kV, el OS/OM de Guatemala manifestó su desacuerdo presentando los argumentos correspondientes, tanto desde el punto de vista técnico como legal; sin embargo, el EOR mantuvo su posición sobre la inclusión del nodo Los Brillantes 400 kV, confirmándolo como parte integrante de la RTR-2023, como resultado de la aplicación del Quinto Paso de la metodología.

Dicha confirmación no es válida, toda vez que, la interconexión de Guatemala con México atañe exclusivamente a una relación bilateral con el Estado norteamericano.

La objeción planteada por el OS/OM con el cual México ha establecido su Enlace Extra Regional -el AMM-, fue ignorada, desestimada y desoída por el EOR, sin que existiera fundamento regulatorio para ello".

Análisis EOR:

Como ya se explicó anteriormente, el EOR ejecuta la coordinación con los Grupos de Trabajo Regionales (GTR) con base en la normativa vigente antes mencionada, sin incidir en la decisión de nadie, ya que la normativa de GTR dice que cada quien emite sus opiniones y comentarios, lo cual consta en la Ayuda Memoria de la reunión sostenida con el Comité Técnico de Seguridad Operativa (CTSO) el martes 29 de noviembre de 2022, de lo cual el AMM fue notificado y dicha Ayuda Memoria obra en su poder, ya que la misma fue remitida a todos los miembros del CTSO por medio de correo electrónico de fecha 08 de diciembre de 2022.



En todo caso es importante aclarar que el EOR, siendo respetuoso de la Regulación Regional, cuando realiza reuniones con los Grupos de Trabajo Regionales propicia que éstos puedan emitir recomendaciones respecto a los temas tratados, de manera que su carácter sea consultivo y de apoyo al EOR, tal y como la Normativa de Grupos mencionada lo estipula. Por todo lo anteriormente relacionado son inadmisibles las razones planteadas por el AMM.

Planteamiento AMM:

“2.3 Se pueden añadir elementos a la RTR cuando se muestren necesarios en coordinación, pero no unilateralmente

El EOR ha abandonado la aplicación de la metodología, en su paso 5, de identificación de la RTA. Ciertamente, en su frase final, el paso 5 (‘e’) del numeral 2.2.1 del Libro III del RMER establece que, se podrá añadir elementos a la RTR cuando estos se muestren necesarios para cumplir con los CCSD. Sin embargo, no es atribuible ni es responsabilidad de la interconexión entre Guatemala y México el cumplimiento de los CCSD, en virtud de que, como se ha dicho, en no pocas ocasiones, la Regulación Regional -incluyendo los CCSD-no es aplicable a los enlaces extra regionales.

Ahora, el EOR en sus argumentaciones esgrime un criterio de "importancia" del nodo Los Brillantes 400 kV no porque haya demostrado fehacientemente y sin refutaciones el sustento o la base técnica a través de estudios de seguridad operativa en coordinación con el OS/OM que es lo que le requiere el RMER que demuestre, sino por el subjetivo hecho a decir del EOR de que es importante o que participa en los eventos acaecidos en el SER. Por lo anterior, al añadir a la RTR instalaciones que constituyen enlaces extra regionales de manera unilateral, el EOR ha cercenado y trasgredido por completo el numeral que lo establece, pues claramente determina que lo debió hacer en coordinación con el OS/OM (AMM). No fue el caso de la RTR-2023, porque ni lo coordinó ni lo concertó ni su resultado es producto de una interacción armoniosa con el AMM, sino todo lo contrario.

Si la "importancia" de un nodo fuera un criterio normativo para incluirlo dentro de la RTR, entonces muchos nodos, hasta el nodo Tapachula, cabría en la RTR-2023 (!), que ni siquiera forma parte del área de control de la República de Guatemala. Ello es insostenible, pues la "importancia" a la que alude en repetidas ocasiones el Anexo I del Acto Reclamado, carece de sustentación normativa y de parámetros de medición, lo cual convierte la inclusión que el EOR ha hecho del nodo Los Brillantes 400 kV en la RTR-2023, en un acto arbitrario. Por tanto, es inaceptable e inaplicable la inclusión del nodo Los Brillantes 400 kV en la RTR-2023”.

Análisis EOR:

Al respecto, se precisa que el EOR actuando de conformidad con lo establecido en la Regulación Regional, ha realizado la aplicación del quinto paso de la metodología vigente, establecida en el

Anexo A del Libro III del RMER, el cual expresa lo siguiente: *“El EOR en coordinación con los OS/OM nacionales, basándose en estudios regionales de seguridad operativa, podrán añadir elementos a los ya identificados en los pasos uno a cuatro cuando estos se muestren necesarios para soportar los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño”,* por lo que, con base en los análisis técnicos de eventos reales ocurridos en el SER, ha detallado en el informe de identificación de la RTR 2023, los estudios regionales de seguridad operativa e informes de eventos relevantes, que demuestran que el nodo Los Brillantes 400 kV es un elemento relevante, de gran impacto y necesario para soportar los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño en el SER.

El numeral 5.2.2 del Libro III del RMER, establece que *“Los estudios de seguridad operativa tendrán como objetivo determinar las medidas a ser adoptadas nacional y regionalmente para preservar la calidad, seguridad y confiabilidad regional, identificando las restricciones eléctricas esperadas en la operación del SER.”*

Asimismo, el numeral 5.2.7.1 del Libro III del RMER, establece que *“Para cada estudio de seguridad operativa que se realice, el EOR deberá producir un informe técnico en donde se documenten los resultados obtenidos, y donde se muestre el comportamiento esperado. Los resultados de los estudios serán enviados por el EOR a los OS/OM.”*

Por medio de los estudios de seguridad operativa e informes de eventos relevantes ocurridos en el SER, los cuales han sido elaborados por el EOR con criterio técnico especializado conferido por el Tratado Marco y el RMER, con base en registros PMU y que han sido puestos a disposición de todos los OS/OM en el sitio ftp: “ace_osom”, de los cuales no se han recibido objeciones a sus versiones finales, el EOR ha evidenciado que la pérdida de la interconexión México-Guatemala conectada al nodo Los Brillantes 400 kV, ya sea por falla propia o como consecuencia de otras fallas en el SER, ha provocado o acentuado la desconexión de carga por baja frecuencia en todo el SER, por lo que dicho nodo tiene gran impacto en la operación segura y confiable del SER.

Asimismo, el hecho que por el nodo Los Brillantes 400 kV se inyecten al SER, flujos de potencia de hasta 240 MW desde México, lo vuelve un nodo de gran importancia técnica para el SER, independientemente de si ocurren fallas o no en dicho nodo, ya que si las transferencias de potencia entre México-Guatemala inyectadas a través de dicho nodo exceden los 240 MW, se presentan incumplimientos de los CCSD establecidos en el RMER, tal como se expresa en el más reciente Informe Técnico del EOR remitido mediante nota EOR-GOS-29-11-2022-165 de fecha 29 de noviembre de 2022 (época seca diciembre 2022 a mayo 2023), en la página 13 de 50, en las Tablas 3.1, 3.2 y 3.3 donde se aprecia que ante transferencias de 250 MW se presentan sobrecargas en los Bancos de Transformadores del nodo Los Brillantes, lo que constituye un incumplimiento a los CCSD, por lo cual no se debe inyectar más de 240 MW desde México.

En este sentido, no es válida la argumentación del AMM al decir que *“Si la “importancia” de un nodo fuera un criterio normativo para incluirlo dentro de la RTR, entonces muchos nodos, hasta el nodo Tapachula, cabría en la RTR-2023 (!) [...]”,* ya que como ellos mismos lo refieren, el nodo Tapachula *“ni siquiera forma parte del área de control de la República de Guatemala”,* por lo que el

nodo Tapachula no podría ser incluido en la RTR dado que no es objeto de evaluación técnica dentro de la metodología de identificación de la RTR por ser un nodo que pertenece a un sistema eléctrico que no forma parte del SER, mientras que el nodo Los Brillantes 400 kV, al pertenecer al sistema eléctrico del área de control de Guatemala, sí es objeto de la evaluación técnica correspondiente al Quinto Paso de la metodología vigente.

Asimismo, de conformidad con el numeral 1.4.4 del Libro I del RMER, *“La operación técnica del MER se lleva a cabo a través de una estructura jerárquica descentralizada, en la cual el EOR es responsable y coordina la operación del MER y la RTR mientras que los Operadores de los Sistemas y Mercados Nacionales, OS/OMS, son responsables de la coordinación de la operación en cada uno de sus países.”* Adicionalmente, el numeral 3.2.1 del Libro II del RMER, establece que: *“La operación técnica del MER se basa en un esquema jerárquico en el cual el EOR coordina la operación con los OS/OMS de los países miembros. La coordinación entre el EOR y los OS/OMS se hará sobre la base de los procedimientos técnicos y operativos establecidos en este Reglamento...”*

Con base en lo explicado anteriormente, queda en evidencia que EOR realizó la coordinación respectiva para la identificación de la RTR 2023, y aplicó correctamente el quinto paso de la Metodología de definición de la RTR y son inadmisibles las razones planteadas por el AMM.

Planteamiento AMM:

“2.4 EOR se basa en supuestas declaraciones del regulador regional, cuando es su atribución -y no la de la CRIE-definir la RTR

“En el proceso de identificación de la RTR-2023, ante la oposición expresada por el AMM a la inclusión del nodo Los Brillantes 400 kV como parte de los resultados del paso 5 en el informe de definición de la RTR-2023, el EOR respondió:

La CRIE, en varias ocasiones se ha pronunciado sobre el tema de la subestación Los Brillantes 400/230 kV, nodo donde se interconecta con el SER, el Sistema Eléctrico de México.

La anterior respuesta evidencia que el EOR evitó efectuar razonamientos que era necesario realizar para llegar a la definición de la RTR-2023 en un informe final; lejos de emitirlos, se ahorra el esfuerzo y repite, sin razonamiento alguno, lo que otro ya mencionó. Lo anterior no puede admitirse, porque el RMER establece que es el EOR -y no ningún tercero-el encargado de identificar la RTR, a propósito, en coordinación con el OS/OM:

2.2.1 El método de identificación de la RTR contempla cinco (5) pasos, que serán realizados por el EOR, en coordinación con los OS/OM...”

Análisis EOR:

Nuevamente, se reitera al AMM, que el Tratado Marco crea al EOR, y en su artículo 25 lo define como *“...el ente operador del Mercado regional, ...con... independencia funcional y especialidad técnica, que realizará sus funciones con imparcialidad y transparencia...”* y así mismo por su parte,



el artículo 28 inciso b), del citado Tratado, establece que dentro de los principales objetivos y funciones del EOR está el: *“Asegurar que la operación y el despacho regional de energía sea realizado con criterio económico, procurando alcanzar niveles adecuados de seguridad, calidad y confiabilidad”*.

Así mismo, el Tratado Marco en su artículo 2 inciso e), establece que uno de sus fines es: *“Crear las condiciones necesarias para propiciar niveles aceptables de calidad, confiabilidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica en la región.”*

Consecuentemente el EOR, para cumplir con sus obligaciones y responsabilidades, actúa en estricto apego a lo establecido en el Tratado Marco y sus Protocolos, así como la Reglamentación Regional.

En ese sentido, para la operación técnica del SER, el EOR cumple con la Regulación Regional antes mencionada en el ámbito de su competencia, por lo que reglamentariamente procede en cumplimiento de las disposiciones aprobadas por el Regulador Regional “Comisión Regional de Interconexión Eléctrica-CRIE”- mediante resoluciones emitidas para el efecto, lo cual está obligado a acatar, sujetarse y cumplir en su condición de Organismo Regulado.

Adicionalmente, es importante expresar, que el EOR se basa en la Regulación Regional para poder identificar y actualizar las instalaciones que componen la RTR de cada año y en el caso específico de la RTR del año 2023, ha acatado lo instruido por la misma CRIE en la Resolución CRIE-34-2017, excluyendo como parte de la RTR el tramo de línea 400 kV del enlace extrarregional comprendido entre la frontera México-Guatemala y la subestación Los Brillantes 400 kV del área de control de Guatemala, no así el nodo Los Brillantes 400 kV, el cual continúa siendo un elemento que debe ser evaluado dentro de la Metodología de definición de la RTR y forma parte del Sistema Nacional Interconectado del área de control de Guatemala.

Finalmente, cabe señalar que el Regulador Regional ha confirmado la pertenencia del nodo Los Brillantes 400 kV a la RTR, tal como se indica en los puntos resolutivos Primero y Cuarto de la Resolución CRIE-91-2019, confirmada a través de Resolución CRIE-28-2020, donde la CRIE reconoció al nodo Los Brillantes 400 kV como parte integrante de la RTR del año 2019, el cual resultó de la aplicación del quinto paso de la metodología, de la misma forma que ha resultado en el quinto paso para la RTR 2023. Por todo lo anteriormente relacionado son inadmisibles las razones planteadas por el AMM.

Planteamiento AMM: “

3. Refutación a la justificación que el EOR utiliza en el Acto Reclamado para incluir al nodo Los Brillantes 400 kV



Múltiples son las afirmaciones carentes de sustento que se contienen en lo que el Acto Reclamado expresa para haber incluido al nodo Los Brillantes 400 kV en la RTR-2023. En la página 47 del Informe Final, se leen los siguientes textos transcritos, cuya refutación se desarrolla a continuación:

3.1 Supuesta importancia operativa

Expresa el informe:

Con respecto al nodo Los Brillantes 400 kV en el área de control de Guatemala, éste resulta incluido en la RTR 2023, por su importancia para la operación segura y confiable del SER, así como en el soporte de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSO) establecidos en el RMER.

Un antiguo aforismo jurídico reza: El que afirma está obligado a probar. A tal respecto, es desafortunado para el operador regional que no exista un medidor de importancia ni uno de relevancia al cual acudir para calificar como importante y relevante determinada instalación. Ello le obliga a tener que probar tal importancia y tal relevancia, lo cual, como se desarrolla en los apartados siguientes, no ocurrió en el Acto Reclamado.

Es muy sencillo lanzar un calificativo, pero sin sustento, que más bien se convierte en una contravención a la verdad o, por lo menos, evidencia un sesgo no en el objeto sino en quien lo aprecia. Tal es el caso del nodo Los Brillantes 400 kV, a la cual el EOR atribuye una importancia para la operación segura que no prueba, ni confronta ni demuestra. Y la relevancia ante eventos, es en cambio un indicador que incumple atribuciones propias del MER, las cuales pretende resolver traspasando el ámbito al que tiene alcance conforme el Tratado Marco y sus Protocolos: las transferencias de energía y las transacciones en el Mercado Eléctrico Regional”.

Análisis EOR:

Se le recuerda al AMM que el Ente Operador Regional actúa conforme a lo establecido en la Regulación Regional.

En este sentido, el EOR por medio de los estudios regionales de seguridad operativa e informes de eventos relevantes ocurridos en el SER, los cuales se incluyen como soporte del análisis del quinto paso de la Metodología de definición de la RTR 2023, que el nodo Los Brillantes 400 kV constituye un elemento de gran impacto técnico para el logro del cumplimiento de los CCSD establecidos en el RMER.

A través de dichos estudios e informes, los cuales han sido elaborados por el EOR con criterio técnico especializado conferido por el Tratado Marco y el RMER, con base en registros PMU y que han sido puestos a disposición de todos los OS/OM en el sitio ftp: "ace_osom", de los cuales no se han recibido objeciones a sus versiones finales, y los cuales también han sido puestos a la disposición de la CRIE en el sitio ftp: "user_crie", el EOR ha evidenciado que la pérdida de la

interconexión México-Guatemala conectada al nodo Los Brillantes 400 kV, ha provocado la desconexión de carga por baja frecuencia en todo el SER, por lo que dicho nodo tiene gran impacto en la operación segura y confiable del SER.

Asimismo, el hecho que por el nodo Los Brillantes 400 kV se inyecten al SER, flujos de potencia de hasta 240 MW desde México, lo vuelve un nodo de gran importancia técnica para el SER, independientemente de si ocurren fallas o no en dicho nodo, ya que si las transferencias de potencia entre México-Guatemala inyectadas a través de dicho nodo exceden los 240 MW, se presentan incumplimientos de los CCSD establecidos en el RMER, tal como se expresa en el más reciente Informe Técnico del EOR remitido mediante nota EOR-GOS-29-11-2022-165 de fecha 29 de noviembre de 2022 (época seca diciembre 2022 a mayo 2023), en la página 13 de 50, en las Tablas 3.1, 3.2 y 3.3 donde se aprecia que ante transferencias de 250 MW se presentan sobrecargas en los Bancos de Transformadores del nodo Los Brillantes, lo que constituye un incumplimiento a los CCSD, por lo cual no se debe inyectar más de 240 MW desde México.

Planteamiento AMM: “

3.2 Inconsistencia de estudios de seguridad operativa

“Expresa el informe:

... En tal sentido, en el Anexo A de este Informe, se adjuntan los principales estudios de seguridad operativa e informe de eventos relevantes ocurridos en el SER, con los cuales se verifica la importancia y relevancia del nodo Los Brillantes 400 kV, para dar soporte y verificar el cumplimiento de los CCSO en el SER, tales como:

- *Estudios de actualización de los valores límite de las Transferencias México-SER (época húmeda junio 2022-noviembre 2022 y época seca diciembre 2022-mayo 2023).*
- *Los nodos LBR 400 kV y LBR 230 kV, asociados a la subestación Los Brillantes fueron incluidos en los análisis técnicos de seguimiento a la elevación del nivel de amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas pobremente amortiguadas en el SER, debido a su importante relación con lo que ocurre en el SER ante la aparición de estos fenómenos eléctricos.*

*Al respecto, es inconsecuente el Acto Reclamado por cuanto ha quedado probado ante diferentes instancias, pero le ha quedado claro al propio EOR que la importación de energía hacia Guatemala es segura, y que dicha importación o interconexión no pone en riesgo la seguridad operativa ni el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño establecidos en el RMER. Dan cuenta de ello los oficios del EOR identificados como: EOR-GOS-30-05-2022-072 de fecha de 30 de mayo de 2022 (época húmeda junio a noviembre 2022) y EOR-GOS-29-11-2022-165 de fecha 29 de noviembre de 2022 (época seca diciembre 2022 a mayo 2023). Asimismo, tampoco debiera sustentarse el cumplimiento de dichos criterios en la interconexión entre Guatemala y México, porque estos debieran ser cumplidos por los países miembros por sí mismos, es decir, **sin esa interconexión, que es un enlace extrarregional sobre el que el EOR no tiene competencia.***

Análisis EOR:

Es fundamental explicar al AMM, que el EOR, en los estudios mencionados ha verificado precisamente que el nodo Los Brillantes 400 kV sigue siendo un elemento de gran impacto en la seguridad operativa del SER, ya que determina que si las transferencias de potencia entre México-Guatemala inyectadas a través de dicho nodo exceden los 240 MW, se presentan incumplimientos de los CCSD establecidos en el RMER, tal como se expresa en el más reciente Informe Técnico del EOR remitido mediante nota EOR-GOS-29-11-2022-165 de fecha 29 de noviembre de 2022 (época seca diciembre 2022 a mayo 2023), en la página 13 de 50, en las Tablas 3.1, 3.2 y 3.3 donde se aprecia que ante transferencias de 250 MW se presentan sobrecargas en los Bancos de Transformadores del nodo Los Brillantes, lo que constituye un incumplimiento a los CCSD, por lo cual no se debe inyectar más de 240 MW desde México

Por lo antes explicado, resultan inamisibles las razones planteadas por el AMM ya que carecen de sustento técnico y realidad material.

Planteamiento AMM: "

3.3 Inconsistencia de informes de eventos relevantes

Expresa el informe:

... En tal sentido, en el Anexo A de este Informe, se adjunta ... informe de eventos relevantes ocurridos en el SER, con los cuales se verifica la importancia del nodo Los Brillantes 400 kV, para dar soporte y verificar el cumplimiento de los ceso en el SER, tales como: ...

- *Informe final del evento del 05 de enero de 2022.*
- *Informe final del evento del 01 de marzo de 2022.*
- *Informe final del evento del 07 de marzo de 2022.*
- *Informe final del evento del 27 de mayo de 2022.*

*Al respecto, el Acto Reclamado hace referencia a eventos que fueron ocasionados por **fallas en elementos de transmisión de otros países de la región**, los cuales no fueron mitigados de forma apropiada para que sus efectos se extendieran y afectaran a las demás áreas de control ocasionando la actuación de esquemas suplementarios para salvaguardar a los Sistemas de Guatemala y México y por ende el disparo de la interconexión extrarregional.*

Los aspectos mencionados por el EOR no justifican que dichos estudios y/o análisis sirvan de sustento técnico para decidir incorporar a la RTR-2023 el nodo LBR-400 y los dos transformadores 400/230 kV 225 MVA.

Es improcedente que el EOR incumpla con una adecuada coordinación de la operación de la transmisión regional y pretenda corregirla con la ampliación de sus alcances, hacia áreas de control que no son su ámbito.

3.4 Acto Reclamado dice confirmar circunstancias que no mide, no funda ni justifica

Expresa el informe:



Con base en lo anterior, se confirma que el nodo Los Brillantes 400 kV en el área de control de Guatemala, posee gran importancia a nivel regional, ya que las transferencias de potencia desde México inyectadas a través de dicho nodo, tienen un impacto significativo en la estabilidad del SER.

El EOR intenta hacer parecer que han existido contingencias en la interconexión Guatemala-México que han causado consecuencias negativas en el SER. Nada más alejado de la realidad.

Los hechos reales son particularmente inversos a lo que el EOR presenta, pues, si es que se han observado efectos que perjudican al SER, estos han sido **originados por fallas en el mismo SER** que se han propagado al resto de América Central, sin que se hubieran tomado acciones de control por medio de ECS para evitar que estos efectos se trasladen y perjudiquen a otras áreas de control del SER. En todo caso, se ha abierto la interconexión con México, a partir de Esquemas de Control Suplementario para proteger a los sistemas interconectados y al SER de condiciones extremas que pudieran perjudicarles.

3.5 Videoconferencia sirvió más bien para expresar oposición al AMM, no para coordinar

“Expresa el informe:

Cabe señalar que los resultados del paso 5 de la metodología vigente, fueron revisados en la reunión por videoconferencia del Comité Técnico de Seguridad Operativa (CTSO) que se realizó el día martes 29 de noviembre de 2022.

A respecto inquieta que el EOR haga caso omiso a lo manifestado en la videoconferencia relacionada, en la que el AMM expresó su completo desacuerdo con la incorporación del nodo LBR-400, basta una transcripción escrita de dicha sesión para probar fehacientemente lo afirmado.

En dicha ocasión el AMM expresó que, el EOR ha enfocado como análisis propio del quinto paso a eventos regionales que inician en áreas de control del SER, que tienen efectos en cascada y se propagan por todo el SER, en las que no se han tomado medidas remediales en áreas de control al Sur del SER, las cuales provocan sobrecargas y particiones en áreas de control, excesos de demanda conectada, excesos de generación conectada, todo esto se traslada aguas arriba y resulta repercutiendo finalmente en la interconexión entre Guatemala y México. Si se aplicaran medidas remediales para solventar los efectos causados por estas contingencias muy probablemente la interconexión no dispararía. El enfoque que el EOR le quiere dar a estas contingencias, es como que, si las fallas se generaran en la interconexión Guatemala México, y realmente son fallas en las áreas de control, que se propagan por todo el SER hasta llegar a la interconexión Guatemala-México.

Finalmente, se hizo ver que del informe de la consultoría regional sobre las oscilaciones, se demuestra que lo que se requiere, en el SER, es la implementación de una serie de medidas correctivas en la parametrización de equipos de control y en los equipos propios de control de



unidades generadoras del SER, en las que al llevar a cabo el proceso de sintonización se elimina la participación en las oscilaciones de potencia pobremente amortiguadas”.

Análisis EOR:

Al respecto es importante mencionar que los criterios establecidos en el quinto paso de la Metodología de definición de la RTR, no implica establecer un análisis de las causas y origen de los eventos ocurridos en el SER, sino que el objetivo es evidenciar el impacto en la seguridad operativa del SER que posee el nodo Los Brillantes 400 kV y sus elementos asociados, así como en el cumplimiento de los CCSD en el SER.

El EOR actuando de conformidad con lo establecido en la Regulación Regional, ha realizado la aplicación del quinto paso de la metodología vigente, establecida en el Anexo A del Libro III del RMER, el cual expresa lo siguiente: *“El EOR en coordinación con los OS/OM nacionales, basándose en estudios regionales de seguridad operativa, podrán añadir elementos a los ya identificados en los pasos uno a cuatro cuando estos se muestren necesarios para soportar los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño”*, por lo que, con base en los análisis técnicos de eventos reales ocurridos en el SER, ha detallado en el informe de identificación de la RTR 2023, los estudios regionales de seguridad operativa e informes de eventos relevantes, que demuestran que el nodo Los Brillantes 400 kV es un elemento relevante, de gran impacto y necesario para soportar los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño en el SER.

Por medio de los estudios de seguridad operativa e informes de eventos relevantes ocurridos en el SER, los cuales han sido elaborados por el EOR con criterio técnico especializado conferido por el Tratado Marco y el RMER, con base en registros PMU y que han sido puestos a disposición de todos los OS/OM en el sitio ftp: “ace_osom”, de los cuales no se han recibido objeciones a sus versiones finales, el EOR ha evidenciado que la pérdida de la interconexión México-Guatemala conectada al nodo Los Brillantes 400 kV, ya sea por falla propia o como consecuencia de otras fallas en el SER, ha provocado o acentuado la desconexión de carga por baja frecuencia en todo el SER, por lo que dicho nodo tiene gran impacto en la operación segura y confiable del SER.

Asimismo, el hecho que por el nodo Los Brillantes 400 kV se inyecten al SER, flujos de potencia de hasta 240 MW desde México, lo vuelve un nodo de gran importancia técnica para el SER, independientemente de si ocurren fallas o no en dicho nodo, ya que si las transferencias de potencia entre México-Guatemala inyectadas a través de dicho nodo exceden los 240 MW, se presentan incumplimientos de los CCSD establecidos en el RMER, tal como se expresa en el más reciente Informe Técnico del EOR remitido mediante nota EOR-GOS-29-11-2022-165 de fecha 29 de noviembre de 2022 (época seca diciembre 2022 a mayo 2023), en la página 13 de 50, en las Tablas 3.1, 3.2 y 3.3 donde se aprecia que ante transferencias de 250 MW se presentan sobrecargas en los Bancos de Transformadores del nodo Los Brillantes, lo que constituye un incumplimiento a los CCSD, por lo cual no se debe inyectar más de 240 MW desde México.



Adicionalmente, es necesario aclarar que los ECS existentes en el resto del SER no eliminan la posibilidad de eventos de pérdidas de grandes bloques de generación o de carga en las demás áreas de control y en la misma área de control de Guatemala, que pueden provocar un alto flujo desde o hacia México en respuesta a este evento, y en consecuencia se activen ya sea el ECS EDALTIBV o el ECS ESIM005 respectivamente, desconectando México del SER, lo que mantiene la importancia del nodo Los Brillantes 400 kV para la operación segura y confiable del SER, y por ende como elemento resultante en la RTR 2023 en el quinto paso de la Metodología de definición de la RTR establecida en el Anexo A del Libro III del RMER. Por todo lo anteriormente relacionado son inadmisibles las razones planteadas por el AMM.

Planteamiento AMM: “

4. La responsabilidad de la seguridad operativa del sistema eléctrico de Guatemala es el Administrador del Mercado Mayorista, no del EOR

El artículo 44 de la Ley General de Electricidad de Guatemala establece que es función del AMM garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica. El artículo 15 del Reglamento del AMM (RAMM) establece, entre otras, que es función del AMM la coordinación de la operación del S.N.I., dentro de los requerimientos de calidad de servicio y seguridad.

Asimismo, el artículo 62 del RAMM establece que el AMM coordinará la operación en tiempo real del S.N.I. de Guatemala y de las interconexiones internacionales, con el objetivo de mantener el balance entre generación y demanda y preservar la seguridad y continuidad del servicio, teniendo autoridad para desconectar carga.

Por su parte, la Norma de Coordinación Operativa No. 2, en el numeral 2.2.2 establece, para el mantenimiento de la seguridad del S.N.I., que el AMM tomará toda medida razonable para ajustar las condiciones operativas de manera que el sistema vuelva a un estado seguro, que debe haber disponibilidad de desconexión de demanda interrumpible, disponibilidad de desconexión automática de carga por baja frecuencia, formación de islas autosuficientes, disponibilidad de Esquemas de control Suplementario.

Más adelante, dicha Norma de Coordinación Operativa No.2, en el numeral 2.2.6 establece que, el AMM como operador del S.N.I., conduce la coordinación de las operaciones a fin de mantener la seguridad y confiabilidad del S.N.I., en tal sentido se menciona entre las responsabilidades del AMM e) Tomar las medidas necesarias para mantener el equilibrio entre la generación y la demanda.

El numeral A.3.1.10 de la Norma de Coordinación Operativa No. 3, establece que, ante la ocurrencia de condiciones operativas que pudieran poner en riesgo la seguridad operativa del S.N./., tales como déficit temporal de compensación de potencia reactiva o restricciones en la capacidad de transporte, el AMM podrá emitir órdenes de desconexión de carga necesarias para preservar la seguridad operativa o especificar otros esquemas de control suplementario. En el numeral A.3.1.5.2 de dicha norma, se establece que, de conformidad con las normas de coordinación, el AMM puede implementar los esquemas de control suplementario que juzgue necesario para preservar la

seguridad del S.N.I. y dentro de este procedimiento se consideran el EDACBF y el esquema de desconexión manual de carga o EDMC.

La Norma de Coordinación Operativa No. 4, en el numeral 4.2.5, establece que todos los agentes y participantes del MM deberán integrarse a los esquemas de control suplementario (ECS) que con criterio técnico y económico del AMM juzgue necesario implementar para preservar la seguridad del S.N.I. o de la mayor parte del mismo que sea posible. Estos esquemas podrían ser, entre otros: Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia (EDACBF), Esquema de Desconexión Automática de Carga por Bajo Voltaje (EDACBV), Esquema de Desconexión Automática de Transmisión por Alto Voltaje (EDATV), Esquema de Disparo Automático de Generación (EDAG), Esquema de Separación Controlada en islas (ESCI).

Por otro lado, la propia Regulación Regional le confiere a los OS/OM y no al EOR la facultad para implementar Esquemas de Control Suplementario (ECS) para resguardar la seguridad operativa de sus sistemas nacionales:

3.2.4.1 *El sistema regional se operará coordinadamente entre el EOR, los OS/OMS y los agentes, acuerdo al siguiente esquema: a) Cada OS/OM coordinará la operación del sistema nacional. de acuerdo con la regulación nacional, manteniendo los criterios de calidad, seguridad y desempeño regionales en los nodos de la RTR?*

Es con base en dichas disposiciones que el AMM ha implementado tales esquemas, con los cuales se ha evitado que contingencias originadas en Guatemala (incluyendo la interconexión con México) se propaguen hacia el resto de la región.

No es dable ni admisible que, contra lo estipulado en el RMER, el EOR pretenda ejercer la seguridad operativa de Guatemala la cual corresponde al AMM, como OS/OM del área de control de Guatemala. Tampoco es dable que, para superponerse a la autoridad que el OS/OM del área de control de Guatemala tiene, el EOR utilice la definición de la RTR-2023 con tal de ejercer el control del nodo Los Brillantes 400 kV.

No es lícito que el EOR pretenda sustituir las funciones esenciales que solo corresponden al AMM en el área de control de Guatemala, porque el mismo Tratado Marco reconoce que cada país tendrá su propia definición de las funciones de su OS/OM:

Por Operadores de Sistema y Operadores Mercado nacionales en este protocolo se entenderá al ente o entes nacionales designados como operador u operadores nacionales en lo que atañe a las funciones y responsabilidades que se indique en el Tratado Marco y sus protocolos. Cada país tendrá su propia definición interna de cómo se organizarán las funciones de Operador de Mercado o de Sistema. (Artículo 23, literal 'j', Tratado Marco, modificado por el Segundo Protocolo).

Por tanto, es inaceptable admitir la RTR-2023 que define el Acto Reclamado y con ello se despoje al AMM de sus atribuciones.



Ha quedado expuesto, con las razones vertidas, que el Acto Reclamado afecta y vulnera derechos e intereses del OS/OM del área de control de Guatemala; asimismo, se han señalado, para cada caso, las normas regionales y nacionales que se trasgreden, por lo que es procedente solicitar que se revoque la emisión del Informe Final de la RTR-2023, de tal forma que la nueva RTR del año 2023 que se emita excluya al nodo Los Brillantes 400 kV Y los elementos adicionales asociados a este nodo, para que con ello se cumpla con el Tratado Marco y sus Protocolos, así como con la Regulación Regional que de ellos deriva”.

Análisis EOR:

Se reitera que el Tratado Marco crea al EOR, y en su artículo 25 lo define como “...el ente operador del Mercado regional, ...con... independencia funcional y especialidad técnica, que realizará sus funciones con imparcialidad y transparencia...” y así mismo por su parte, el artículo 28 inciso b), del citado Tratado, establece que dentro de los principales objetivos y funciones del EOR está el: “Asegurar que la operación y el despacho regional de energía sea realizado con criterio económico, procurando alcanzar niveles adecuados de seguridad, calidad y confiabilidad”.

Así mismo, el Tratado Marco en su artículo 2 inciso e), establece que uno de sus fines es: “Crear las condiciones necesarias para propiciar niveles aceptables de calidad, confiabilidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica en la región.”

Consecuentemente el EOR, para cumplir con sus obligaciones y responsabilidades, actúa en estricto apego a lo establecido en el Tratado Marco y sus Protocolos, así como la Reglamentación Regional.

En ese sentido, para la operación técnica del SER, el EOR cumple con la Regulación Regional antes mencionada en el ámbito de su competencia, por lo que reglamentariamente procede en cumplimiento de las disposiciones aprobadas por el Regulador Regional “Comisión Regional de Interconexión Eléctrica-CRIE”- mediante resoluciones emitidas para el efecto, lo cual está obligado a acatar, sujetarse y cumplir en su condición de Organismo Regulado. Por todo lo anteriormente relacionado son inadmisibles las razones planteadas por el AMM.

4. PRUEBA

En cuanto a la prueba mencionada por el recurrente a continuación se detalla la misma y su respectivo análisis:

- 1) Habilitante: copia legalizada del nombramiento respectivo.
- 2) Copia simple de Documento Personal de Identificación.
- 3) Copia simple de la certificación de la resolución contenida en la resolución del expediente 3-08-06-2017, fechada Managua, 28 de enero de 2018.





- 4) Copia simple del oficio CNEE-35638-2016 GTM-NotaS2016-38 de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, adjunto al oficio DS.VAE. 143 del Ministerio de Energía y Minas de Guatemala, con la que se acredita la manifestación del Gobierno de Guatemala, sobre la naturaleza, elementos y competencia de la interconexión binacional Guatemala-México, en el ejercicio del principio de Gradualidad.
- 5) Nota GG-882-2022, remitida por el AMM al EOR, de fecha 24 de noviembre de 2022.
- 6) Oficio EOR-GOS-30-11-2022-166 y su Anexo, de fecha 30 de noviembre de 2022, en el que el EOR responde a observaciones del AMM, oficio GG-882-2022.
- 7) Oficio EOR-GOS-30-05-2022-072, de fecha de 30 de mayo de 2022 (época húmeda junio a noviembre 2022), dirigido por el EOR a todos los OS/OM incluyendo al AMM;
- 8) Oficio EOR-GOS-29-11-2022-165, de fecha 29 de noviembre de 2022 (época seca diciembre 2022 a mayo 2023), dirigido por el EOR a todos los OS/OM incluyendo al AMM.

En cuanto a la prueba documental aportada por el recurrente, se tienen por admitida, la cual ha sido valorada y considerada en el análisis de fondo del recurso que se resuelve y la misma debe ser agregada al expediente como simples copias.

En cuanto a las pruebas que el recurrente sugiere en poder del EOR se analiza lo siguiente:

- 9) Grabación de la videoconferencia celebrada el 29 de noviembre de 2022, del Comité Técnico de Seguridad Operativa (CTSO), la cual es oportuno transcribir, especialmente las intervenciones del AMM;

Se considera que no es pertinente incluir dicha prueba ya que, de conformidad a la Normativa de Grupos de Trabajo Regionales, artículos 22 y 26, en las reuniones de trabajo de este tipo se elabora una ayuda memoria, no así transcripciones de audio de las mismas.

- 10) Oficio EOR-GOS-30-11-2022-166 y su Anexo, de fecha 30 de noviembre de 2022, en el que el EOR responde a observaciones del AMM, oficio GG-882-2022.

Esta prueba ya está considerada en la prueba aportada por el recurrente, en el numeral 6 antes relacionado y por tanto agregada al expediente como simple copia.

- 11) Informe final de identificación de la Red de Transmisión Regional (RTR) año 2023 del Ente Operador Regional, notificado mediante oficio EOR-GOS-30-11-2022-167 y sus Anexos, de fecha 30 de noviembre de 2022.

En cuanto a esta prueba consta su publicación en el portal web del EOR.



12) Expediente formado para la identificación de la Red de Transmisión Regional (RTR) año 2023, en todas sus fases.

En cuanto al expediente señalado por el AMM como prueba, han sido consideradas como pertinentes y evacuadas todas las notas relacionadas por el AMM que son parte de dicho expediente en el caso que nos ocupa, tales como:

- a) Nota GG-882-2022, remitida por el AMM al EOR, de fecha 24 de noviembre de 2022.
- b) Oficio EOR-GOS-30-11-2022-166 y su Anexo, de fecha 30 de noviembre de 2022, en el que el EOR responde a observaciones del AMM, oficio GG-882-2022.
- c) Oficio EOR-GOS-30-11-2022-167 y sus Anexos, de fecha 30 de noviembre de 2022, dirigido a todos los OS/OM, incluyendo al AMM.

II. Presunciones legales y humanas que del proceso se deriven.

En cuanto a esta prueba, han sido consideradas y evacuadas todas las presunciones legales presentadas por el AMM en todos sus extremos.

5. SUSPENSIÓN DEL ACTO

Que respecto a la solicitud del recurrente de suspensión del acto impugnado se tiene que de conformidad a lo establecido en el numeral 1.8.3 Libro IV del RMER, el EOR, en el ejercicio de su competencia, no encuentra perjuicio al interés público o a terceros, o que su ejecución pudiera causar perjuicios de difícil o imposible reparación, por lo tanto, no se considera necesario declarar el efecto suspensivo del Acto Recurrido.

POR TANTO:

Con fundamento en el Tratado Marco y sus protocolos, el RME y las Resoluciones de la CRIE, la Gerencia de Planificación y Operación del EOR en el ejercicio de la facultad asignada en el RMER, en el numeral 1.8.4.1 del Libro IV, que dice *"La decisión de resolver el recurso recaerá en el órgano del EOR que emitió el acto impugnado, de conformidad con los procedimientos internos que establezca el EOR"*, habiendo analizado el Recurso interpuesto y tomando como base los criterios y valoraciones del informe técnico-regulatorio y jurídico No. ITRJ-RRC-01-12-2022:

RESUELVE

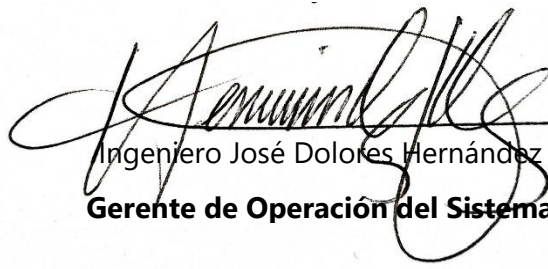
PRIMERO: Declarar no ha lugar al Recurso de Reconsideración interpuesto por el AMM en contra del Informe final para la IDENTIFICACIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN REGIONAL PARA EL AÑO 2023.



SEGUNDO: Confirmar en todos sus efectos el contenido Informe final para la IDENTIFICACIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN REGIONAL PARA EL AÑO 2023, notificado mediante nota EOR-GOS-30-11-2022-167 y sus Anexos, de fecha 30 de noviembre de 2022, a todos los Operadores Nacionales OS/OM, incluyendo al Administrador del Mercado Mayorista (AMM), de Guatemala.

NOTIFIQUESE

La presente Resolución consta de 30 hojas impresas únicamente en su lado anverso que numero, rubrico y firmo en la ciudad de San Salvador, República de El Salvador el día 28 de diciembre de 2022.



Ingeniero José Dolores Hernández
Gerente de Operación del Sistema