

**EL INFRASCRITO SECRETARIO EJECUTIVO DE LA COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA -CRIE-, POR MEDIO DE LA PRESENTE CERTIFICA:**

Que tiene a la vista la Resolución N° CRIE-43-2019, emitida el veintisiete de junio de dos mil diecinueve, donde literalmente dice:

**“RESOLUCIÓN CRIE-43-2019  
LA COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA  
RESULTANDO**

**I**

Que el 27 de julio de 2017, mediante resolución CRIE-33-2017 la Junta de Comisionados de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), resolvió lo siguiente:

**UNICO. INSTRUIR** al EOR para que el último día hábil de junio de 2018 y el último día hábil del mes de septiembre de 2018, presente respectivamente, un Estudio de Diagnóstico a Mediano Plazo de la RTR, con un horizonte de análisis de 5 años y un Estudio de Planificación de Largo Plazo de la Expansión de la Generación y la Transmisión Regional, con un horizonte de análisis de 10 años; que cumpla con los criterios establecidos en la Regulación Regional.

**II**

Que el 28 de agosto de 2018, el Ente Operador Regional (EOR) presentó ante esta Comisión el oficio EOR-PJD-28-08-2018-065, mediante el cual remitió el *“Informe de diagnóstico de mediano plazo de la RTR para el período 2019 -2023”*, que en adelante se denominará como Informe de Diagnóstico de Mediano Plazo (IDMP).

**III**

Que dentro del proceso de verificación de la consistencia de la información, en aplicación de lo establecido en el numeral 11.2.2 del Libro III del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), la Gerencia Técnica de esta Comisión realizó las siguientes actividades:

- A) Revisión del procedimiento de actualización de la base de datos regional.
- B) Visita a la reunión presencial del Comité Técnico de Planificación de la Expansión de la Transmisión (CTPET) y al Comité Técnico de Planificación de la Expansión de la Generación (CTPEG) la cual se llevó a cabo el 27 de julio de 2018, donde presentaron los resultados preliminares del IDMP.
- C) Verificación de la base de datos remitida a la CRIE que fue utilizada para el desarrollo del estudio, mediante misión al EOR del 12 al 14 de septiembre de 2018 (Ver Memoria de Labores en el Anexo A).
- D) Chequeo de los resultados del IDMP y su correspondientes datos e información de soporte.

#### IV

Que finalizado el proceso de verificación de la consistencia de la información la Gerencia Técnica de la CRIE elaboró el Informe No. GT-84-2018 denominado “*Análisis de Consistencia de la Información al Informe de Diagnóstico de Mediano Plazo de la Red de Transmisión Regional Periodo 2019-2023*”; dicho informe fue remitido al EOR mediante oficio CRIE-SE-GT-246-09-10-2018 el día 09 de octubre de 2018, requiriéndose al EOR la presentación de información adicional relacionada con los indicadores de evaluación económica y del beneficio social.

#### V

Que el 15 de octubre de 2018, se llevó a cabo una videoconferencia con el EOR en la cual se abordaron los cuestionamientos y observaciones contenidos en el informe relacionado en el resultando anterior.

#### VI

Que el 22 de noviembre de 2018 mediante oficio EOR-DE-11-2018-364, el EOR remitió a la CRIE la información solicitada para verificación requerida en el numeral 11.2.1 del Libro III del RMER, relacionado con los indicadores económicos y del beneficio social; proporcionando los siguientes datos:

- a) Memoria de cálculo de los indicadores de evaluación económica,
- b) Memoria de cálculo del Beneficio Social y concentración del beneficio social.

#### VII

Que el 26 de noviembre de 2018, el EOR completó la información requerida por la CRIE mediante oficio CRIE-SE-GT-246-09-10-2018 antes relacionado.

#### VIII

Que el 30 de noviembre de 2018, el EOR presentó a esta Comisión oficio con referencia EOR-PJD-30-11-2018-092, mediante el cual remitió el informe denominado “*Planificación de Largo Plazo de la generación y la transmisión regional correspondiente al periodo 2019-2028*”, en adelante referido como Informe de Planificación de Largo Plazo (IPLP), mismo que se conforma de dos tomos, los cuales se denominan: Tomo I - Expansión Indicativa del Sistema de Generación y Tomo II - Planificación de la Expansión de la Transmisión Regional.

## IX

Que el 15 de marzo de 2019, esta Comisión de conformidad con lo establecido en el numeral 11.2.2 del Libro III del RMER, remitió al EOR mediante el oficio CRIE-SE-GT-48-14-03-20109, el informe denominado “*Análisis de consistencia de la información al informe de planificación de largo plazo de la generación y la transmisión regional al periodo de estudio 2019-2028*”. El EOR en respuesta al informe enviado, remitió a esta Comisión oficio de fecha 29 de marzo de 2019 con referencia EOR-DE-29-03-2019-083, conteniendo el documento denominado: “*Respuestas al Informe de CRIE denominado Análisis de consistencia de la información al informe de Planificación de Largo Plazo de la Generación y Transmisión Regional al periodo de estudio 2019-2028*”.

## X

Que el 15 de abril de 2019, esta Comisión remitió oficio al EOR con referencia CRIE-SE-GT-81-15-04-2019, mediante el cual de conformidad a lo establecido en el numeral 11.2.2 del Libro III del RMER requirió información adicional y solicitó ajustes a los informes de Diagnóstico de Mediano y Largo Plazo de la transmisión regional. Al respecto, el EOR completó la información requerida por la CRIE el día 30 de mayo de 2019, mediante nota EOR-DE-24-04-2019-118.

## CONSIDERANDO

### I

Que de conformidad con lo establecido en el artículo 19 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Tratado Marco), la CRIE es el ente regulador y normativo del Mercado Eléctrico Regional.

### II

Que de conformidad con el artículo 22 del Tratado Marco, entre los objetivos de la CRIE se encuentran “*a. Hacer cumplir el presente Tratado y sus protocolos, reglamentos y demás instrumentos complementarios. b. Procurar el desarrollo y consolidación del Mercado, así como velar por su transparencia y buen funcionamiento (...)*”.

### III

Que el artículo 23 del referido Tratado Marco asigna a la CRIE, las siguientes facultades: “*a. Regular el funcionamiento del Mercado, emitiendo los reglamentos necesarios; (...); c. Adoptar las decisiones para propiciar el desarrollo del Mercado, asegurando su funcionamiento inicial y su evolución gradual hacia estados más competitivos (...)* e. *Regular los aspectos concernientes a la transmisión y generación regionales (...)*”.



#### IV

Que de conformidad con el numeral 1.5.2.3 del Libro I del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) establece que en cumplimiento y desarrollo de sus objetivos y facultades la CRIE es responsable de: “ (...) d) *Aprobar las Ampliaciones Planificadas de la RTR a propuesta del EOR, que surjan del Sistema de Planificación de la Transmisión Regional. Una vez aprobada la ampliación, la correspondiente concesión, permiso o autorización de la Ampliación Planificada será otorgada de acuerdo con la Regulación Nacional de los Países donde se ubique dicha ampliación; e) Aprobar las Ampliaciones a Riesgo que incluyan instalaciones en más de un País Miembro. Una vez aprobada la ampliación, la correspondiente concesión, permiso o autorización de la Ampliación a Riesgo será otorgada de acuerdo con la Regulación Nacional de los Países donde se ubique la ampliación; f) Aprobar las Ampliaciones a Riesgo, que si bien son propuestas por un Iniciador de un País Miembro, son identificadas por el EOR que en el futuro formarán parte de la RTR. Una vez aprobada la ampliación, la correspondiente concesión, permiso o autorización de la Ampliación a Riesgo será otorgada de acuerdo con la Regulación Nacional de los Países donde se ubique la ampliación.*”

#### V

Que de conformidad con el numeral 10.1.1 del Libro III del RMER el objetivo del Sistema de Planificación de la Transmisión Regional es realizar los siguientes estudios: “a) *Planificación a Largo Plazo de la Expansión: Identificar las ampliaciones de la RTR que maximicen el Beneficio Social de los Agentes que inyectan y Agentes que retiran, mejoren la confiabilidad a nivel regional y signifiquen el aumento de la competencia en el MER. La Planificación a Largo Plazo se realizará con un horizonte de al menos diez (10) años, el cual podrá ser ampliado por el EOR si lo considera necesario. El proceso de Planificación a Largo Plazo debe considerar la prevalencia del principio fundamental de Libre Acceso a la RTR. El proceso de Planificación a Largo Plazo debe incluir como un dato externo los planes de expansión de corto plazo de cada país que informen los OS/OM; b) Diagnóstico a Mediano Plazo de la RTR: (i) revisar la capacidad de la RTR para transportar los flujos asociados a los escenarios previsibles de la generación y de demanda, (ii) desarrollar las recomendaciones para un programa de ampliaciones menores y modificaciones de la topología de la RTR para mantener o mejorar su nivel de confiabilidad y calidad que permitan cumplir con los CCSD definidos en el Numeral 16.2, (iii) Identificar adecuaciones de los sistemas de protección y control, (iv) Analizar la necesidad del cambio de equipos asociados a la RTR por otros de mayor capacidad. El Diagnóstico de Mediano Plazo se realizará con un horizonte de cinco (5) años; c) Evaluación de la Ampliaciones a Riesgo en la RTR propuestas por Iniciadores, de acuerdo a las instrucciones que imparta en cada caso la CRIE; y d) Definición y actualización de las instalaciones que conforman la RTR.*”

#### VI

Que el numeral 10.1.3 del Libro III del RMER, establece que: “Como resultado del proceso de planificación regional, el EOR deberá elaborar los siguientes informes: a) Informe





*anual de Planificación a Largo Plazo, que se deberá presentar para la consideración de la CRIE el último día hábil del mes de septiembre; b) Informe anual de Diagnóstico a Mediano Plazo, que deberá ser presentado por el EOR a la CRIE el último día hábil el mes de junio (...)*”.

## VII

Que de conformidad con el numeral 11.2.1 del Libro III del RMER, *“Las ampliaciones sólo podrán ser autorizadas por la CRIE como planificadas cuando los estudios técnico económicos demuestren que la expansión incrementa el Beneficio Social a nivel regional, y en consecuencia estén en la lista que prepara el EOR según lo establecido en el Numeral 10.6.2, y que sean incluidas en los Informes de Planificación a Largo Plazo o de Diagnóstico a Mediano Plazo de la RTR. La CRIE verificará que, en los estudios realizados por el EOR, el valor presente neto del costo total asociado a suplir la demanda con la generación y transmisión construida o en construcción menos los costos de capital, operación y mantenimiento y energía no suministrada asociados a la expansión, sea mayor que cero. Para el cálculo del valor presente neto se usará la tasa de descuento que fije la CRIE”*.

## VIII

Que según lo establecido en el numeral 11.2.2 del Libro III del RMER *“La CRIE verificará la consistencia general de la información contenida en el Informe de Planificación a Largo Plazo, o de Diagnóstico de Mediano Plazo y podrá requerir la presentación de información faltante o adicional al EOR”*, asimismo de conformidad con el numeral 11.2.3 del referido Libro, la CRIE debe verificar que los informes de Planificación a Largo Plazo y de Diagnóstico de Mediano Plazo cumplan los criterios y procedimientos que establece el RMER, en lo referente a: a) *La conveniencia económica de las obras; b) El cumplimiento de los CCSD de la RTR; y c) El cumplimiento de las regulaciones ambientales nacionales y regionales.*

## IX

Que se ha verificado que el EOR ha efectuado en debida forma la actualización de la BDR para la elaboración del IDMP y del IPLP de conformidad a lo establecido en el apartado apartado 5.1 y el numeral 10.6.1 literales a) y b) del Libro III del RMER.

## X

Que derivado de la verificación realizada al Informe de Diagnóstico de Mediano Plazo se concluye que:

1. La metodología para alcanzar el objetivo establecido en el literal b) del numeral 10.1.1 del Libro III del RMER seguida por el EOR en el IDMP para la determinación de la Capacidad Operativa de Transmisión de la RTR en los escenarios futuros es adecuada, y cumple con lo establecido en la regulación regional.



2. La capacidad de transmisión de potencia regional estará muy reducida en el futuro cercano, en caso de que los países no construyan en los próximos dos años, los proyectos de transmisión que permitan recuperar la capacidad de transmisión regional.
3. El enfoque seguido por el EOR, en la parte de los estudios eléctricos, es similar a los estudios eléctricos realizados por PNNL para la identificación de los Refuerzos Nacionales para alcanzar la capacidad operativa entre países de 300 MW, el cual fue realizado por el EOR por instrucción de la CRIE (resolución CRIE-P-20-2014, resuelve segundo).
4. La metodología utilizada en el IDMP, es adecuada para alcanzar los objetivos establecidos en la normativa regional, en cuanto a la gama de estudios eléctricos aplicados en esta parte y está conforme a lo establecido en el numeral 10.6.1 del Libro III del RMER con las siguientes excepciones:
  - a. La evaluación de estado dinámico no es utilizada, pero es prescindible.
  - b. No se ha realizado la evaluación del CENS para condiciones N-1, sin embargo realizarla no afectaría los resultados.
5. El objetivo del estudio de IDMP fue la determinación de obras de transmisión para alcanzar la capacidad de transferencia regional de 300 MW entre países, considerando que la capacidad de la Línea SIEPAC está integrada en paralelo a las redes nacionales, y gran parte del esfuerzo realizado por los estudios del IDMP fue la determinación de aquellos proyectos de transmisión que transportarían flujos de potencias regionales, que al mismo tiempo comparte con los flujos de potencia nacionales, en el margen de los 300 MW para un horizonte de 5 años.
6. Si los países no contaran con la línea SIEPAC, sus planes de expansión reflejarían las verdaderas condiciones de transmisión nacionales para el abastecimiento local de su propia demanda sin tomar prestado la capacidad de transmisión regional.
7. La utilización de grupos de proyectos para la justificación económica, es una premisa técnicamente razonable, dado que es el “pool” de proyectos que permite “alcanzar” la capacidad operativa regional, pero no es del todo compatible con el RMER, ya que de conformidad con lo establecido en el numeral 11.2.1 del Libro III del RMER, las ampliaciones sólo podrán ser autorizadas por la CRIE como planificadas cuando los estudios técnicos económicos demuestren que la expansión incrementa el Beneficio Social.
8. Es adecuado el procedimiento de estimación de los costos de las ampliaciones seguido en IDMP, pues se considera conforme a lo establecido en el literal f) del numeral 10.6.1 y el literal b) del numeral 10.6.3 del Libro III del RMER. Sin embargo, se considera que los costos estimados de las ampliaciones de transmisión requeridas parecen bajos y sería recomendable revisar los costos de sus componentes.
9. El IDMP no evalúa el riesgo técnico ni económico, ya que de acuerdo a los objetivos y alcances del IDMP, no corresponde valorar la incertidumbre de los escenarios de generación ni del abastecimiento de la demanda.
10. Se podría concluir que la metodología de cálculo de los indicadores económicos es adecuada para la evaluación económica del IDMP.
11. La metodología de cálculo del Valor Presente Neto (VPN) del beneficio neto para los Agentes, los cuales se representaron por Grupo de Ampliaciones, evalúa el



- efecto incremental de los excedentes del consumidor y de los productores por barra o nodo de tensión; lo cual sirve de base para identificar las concentraciones de los beneficios conforme a los literales b) y c) del numeral 10.6.2 del Libro III del RMER.
12. El proceso de evaluación del beneficio social neto, la concentración de los beneficios y la clasificación de las obras, está conforme a lo establecido en el numeral 10.6.2 del Libro III del RMER, salvo que, para establecer los flujos diferenciales entre dos escenarios, se deben considerar tanto los ingresos como los costos para el cálculo del VPN de los beneficios incrementales (positivos y negativos).
  13. Se considera que la evaluación de los Beneficios Sociales y de los Agentes, así como la clasificación de las obras como Ampliaciones Planificadas y A Riesgo, es más adecuado realizarlo en el largo plazo (10 años).
  14. Con relación a la lista de proyectos recomendados en el IDMP, no se corresponde a un programa de ampliaciones menores.
  15. Se determinaron dos proyectos de transmisión como Ampliaciones Planificadas que forman parte de la Línea SIEPAC:
    - a. Nueva línea de interconexión 230 kV entre SE Agua Caliente – Sandino, casos: usando al brazo del segundo circuito de la línea SIEPAC y sin usarlo.
    - b. Seccionamiento de línea entre las SE Ticuantepe-Cañas (Guayabo), conectando en la SE La Virgen.
  16. El IDMP desarrolla una metodología y un procedimiento que contempla la verificación de la conveniencia económica de las obras, el cumplimiento de los CCSD de la RTR y el cumplimiento de las regulaciones ambientales, tal como lo establece el numeral 11.2.3 del Libro III del RMER, con la Línea SIEPAC como parte integral de la RTR.
  17. El EOR ha hecho consideraciones de impacto ambiental, de acuerdo a la naturaleza de la ampliación: repotenciación, líneas nuevas y uso de la subestación para nuevos equipos de transformación o de compensación reactiva.
  18. Prescindiendo de la evaluación de beneficios, se considera que el IDMP es un estudio técnico que determina los refuerzos nacionales para alcanzar la Capacidad Operativa de Transmisión (COT) de 300 MW cumpliendo con los CCSD.

## XI

Que derivado de la verificación realizada al Informe de Planificación de Largo Plazo se concluye que:

1. El tratamiento que se realizó para la preparación de los datos para el modelo de planificación se considera adecuado de conformidad a lo establecido en el RMER; además, la parametrización de los modelos de expansión y simulación son los utilizados en la región de acuerdo a la experticia del EOR, en consulta con los CTPEG y CTPET.
2. Para el desarrollo de la planificación indicativa de la generación de largo plazo, la normativa indica que se deben definir un conjunto de escenarios, basándose en combinaciones probables de evolución de variables; los mismos, deben incluir la elaboración de un escenario de autosuficiencia de los países, como parte de la



estrategia de expansión, dicha autosuficiencia debería ser abordada desde el punto de vista del suministro y de la transmisión para el abastecimiento de la demanda. Desde el punto de vista del suministro, el escenario A1, está diseñado para considerar una oportunidad de optimizar los excedentes de generación que pueden ser transados a una capacidad de intercambio de 300 MW; esto significa que la demanda de los países puede ser abastecida con su propia generación y con la posibilidad de importar/exportar hasta 300 MW. Desde el punto de vista de la transmisión, lo que posibilita la disponibilidad de intercambiar a 300 MW es la integración de la línea SIEPAC a la red de transmisión nacional. En virtud de lo anterior, el escenario A1 no es consistente con el criterio de autosuficiencia para abastecer la demanda con los recursos propios de generación y de transmisión.

3. Además del escenario de autosuficiencia A1 con una capacidad de transferencia de 300 MW entre países, se aumentó la disponibilidad de intercambio entre los países hasta de 600 MW en el escenario de autosuficiencia A2, manteniendo los planes decididos de generación nacionales; el modelo no logra optimizar los excedentes, y considera que los escenarios A1 y A2 son equivalentes. Se incluyen además, los escenarios B1 y B2 que simulan plantas regionales de generación con una disponibilidad de transferencia de 300 y 600 MW respectivamente, y los escenarios C1 y C2 que además de ser similares a los escenarios B1 y B2, consideran el segundo circuito de la Línea SIEPAC como proyecto decidido en el escenario C1, y en el escenario C2, la Línea SIEPAC es optimizada, simulando la entrada de cada uno de los tramos en competencia con los proyectos regionales de generación y los planes de generación nacionales.
4. Se observa que el monto de inversión del escenario A1 es de 225.43 millones US\$, para el escenario C1 de 308.08 millones de US\$ y para el escenario C2 de 323.11 millones de US\$. Los montos de inversión son realizados en su mayoría en líneas de transmisión.
5. El modelo determina una ventaja de inclusión de un proyecto regional (380 MW) solamente cuando se aumenta la capacidad de intercambio a 600 MW y se optimiza la expansión de generación nacional.
6. El IPLP realiza la estrategia de expansión de la transmisión que minimiza el máximo arrepentimiento para un conjunto de escenarios, que combina casos probables de evolución de variables, identificando por este medio, el escenario que cumple con el criterio de Savage, sin determinar la evaluación de riesgo económico para el cálculo del rango de incertidumbre de la TIR<sup>3</sup> para cada proyecto de expansión.
7. Los resultados demuestran que la reducción de costo operativo es mayor que el costo incremental de las inversiones en las ampliaciones de transmisión para los escenarios A1 y C2; asimismo, la TIR relacionada al flujo de caja atribuible a las ampliaciones, es mayor que la Tasa de Descuento definida por la CRIE.
8. La metodología de cálculo del VPN del beneficio neto para los Agentes, los cuales se representaron por Grupo de Ampliaciones, evalúa el efecto incremental de los excedentes del consumidor y de los productores por barra o nodo de tensión; lo cual sirve de base para identificar las concentraciones de los beneficios conforme a los literales b) y c) del numeral 10.6.2 del Libro III del RMER.





9. La metodología y criterios utilizados para el cálculo del VPN del Beneficio Social por país es adecuado conforme a la regulación regional.
10. El plan de expansión A1 y el plan de expansión C2 dan como resultado un beneficio social neto mayor que cero, por tanto para ambos planes, las ampliaciones en su conjunto cumplen el requerimiento del numeral 10.6.2, literal a), en el Libro III del RMER, que indica que, en la lista de ampliaciones se incluirán las ampliaciones para las cuales el valor presente neto de los beneficios sociales descontados a la tasa informada por la CRIE es mayor que cero, y cuya construcción debería comenzar en los dos (2) años siguientes.
11. En general, el IPLP desarrolla una metodología y un procedimiento que contempla la verificación de la conveniencia económica de las obras, el cumplimiento de los CCSD de la RTR y el cumplimiento de las regulaciones ambientales, tal como lo establece el numeral 11.2.3 del Libro III del RMER, con la línea SIEPAC como parte integral de la RTR.

## XII

Que derivado de la verificación realizada por esta Comisión se determinó que resulta indispensable instruir al EOR para que desarrolle un escenario de sensibilidad del escenario de autosuficiencia A1, que identifique las ampliaciones de transmisión nacionales en condiciones sin transferencias de los países, que superen las condiciones de incumplimientos de los CCSD de manera autónoma sin hacer uso de la capacidad de transmisión de la línea SIEPAC, utilizando solamente las interconexiones que no pertenecen a la línea SIEPAC, conforme a la establecido en el numeral 10.6.1, literal c), romano i del Libro III del RMER. Dicha sensibilidad tendrá como objeto identificar a partir de la lista de ampliaciones recomendadas, cuáles deben ser etiquetadas como ampliaciones de refuerzos de transmisión nacionales y cuáles serán obras de interés regional a clasificarse como Ampliaciones Planificadas o A Riesgo, mismo que deberá ser incorporado al Informe de Planificación de Largo Plazo con la correspondiente reclasificación de las listas de ampliaciones recomendadas.

## XIII

Que en reunión presencial número 141-2019, llevada a cabo el día 27 de junio de 2019, la Junta de Comisionados de la CRIE, acordó instruir al EOR para que desarrolle un escenario de sensibilidad del escenario de autosuficiencia A1, que identifique las ampliaciones de transmisión nacionales en condiciones sin transferencias de los países, que superen las condiciones de incumplimientos de los CCSD de manera autónoma sin hacer uso de la capacidad de transmisión de la línea SIEPAC, utilizando solamente las interconexiones que no pertenecen a la línea SIEPAC, conforme a la establecido en el numeral 10.6.1, literal c), romano i del Libro III del RMER, mismo que deberá ser incorporado al Informe de Planificación de Largo Plazo con la correspondiente reclasificación de las listas de ampliaciones recomendadas, tal y como se dispone.

**POR TANTO**  
**LA JUNTA DE COMISIONADOS DE LA CRIE:**

Con base en los resultandos y considerados que anteceden, así como lo dispuesto en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos y el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional,

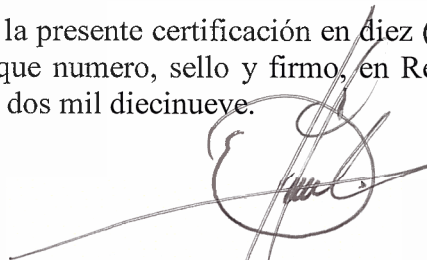
**RESUELVE:**

**PRIMERO. INSTRUIR** al Ente Operador Regional para que en el marco del informe de Planificación de Largo Plazo de la generación y la transmisión regional correspondiente al período 2019-2028; desarrolle un escenario de sensibilidad del escenario de autosuficiencia A1, que identifique las ampliaciones de transmisión nacionales en condiciones sin transferencias de los países, que superen las condiciones de incumplimientos de los CCSD de manera autónoma sin hacer uso de la capacidad de transmisión de la línea SIEPAC, utilizando solamente las interconexiones que no pertenecen a la línea SIEPAC, conforme a la establecido en el numeral 10.6.1, literal c), romano i del Libro III del RMER. Dicha sensibilidad tendrá como objeto identificar a partir de la lista de ampliaciones recomendadas, cuáles deben ser etiquetadas como ampliaciones de refuerzos de transmisión nacionales y cuáles serán obras de interés regional a clasificarse como Ampliaciones Planificadas o A Riesgo, mismo que deberá ser incorporado al Informe de Planificación de Largo Plazo con la correspondiente reclasificación de las listas de ampliaciones recomendadas. Así mismo, se instruye al Ente Operador Regional que, dentro del nuevo informe a remitir, producto del escenario solicitado previo, se verifique e incluya dentro del cálculo de los costos de construcción de las ampliaciones de transmisión recomendadas, una estimación de los costos de derecho de paso.

**SEGUNDO. INSTRUIR** al EOR para que a más tardar el 30 de septiembre del 2019, cumpla con remitir a esta Comisión el Informe de Planificación de Largo Plazo de la Transmisión Regional que incluya el escenario de sensibilidad establecido en el Resuelve Primero de la presente resolución.

**NOTIFÍQUESE. —”**

Quedando contenida la presente certificación en diez (10) hojas impresas únicamente en su lado anverso, hojas que numero, sello y firmo, en República de Guatemala, el día jueves cuatro (4) de julio de dos mil diecinueve.



**Giovanni Hernández**  
**Secretario Ejecutivo**