

**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-03-2021, emitida el dieciocho de enero de dos mil veintiuno, donde literalmente dice:

**“RESOLUCIÓN CRIE-03-2021  
COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA**

**RESULTANDO**

**I**

Que el 27 de agosto de 2015, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) remitió al Ente Operador Regional (EOR), el oficio CRIE-SE-222-27-08-2015 en respuesta a la nota EOR-PJD-18-08-2015-021, mediante el cual en cuanto a la construcción de las instalaciones que conforman la Línea SIEPAC, se indicó lo siguiente: “(...) *la Resolución CRIE-NP-01-2010, la compensación reactiva no se limita a los valores indicados anteriormente de 20 MVAR y 40 MVAR, en Guatemala y Nicaragua, respectivamente, ya que la capacidad de la Línea SIEPAC aún no alcanza el valor de 300 MW quedando pendiente establecer sí se requiere o no equipos de compensación reactiva que viabilicen los 300 MW de capacidad de dicha línea y la instalación de los mismos, de requerirse. Sólo y con posterioridad a lo antes indicado es que se podrá declarar la finalización de la construcción de la Línea SIEPAC (...)*”.

**II**

Que el 26 de junio de 2020, el Secretario Ejecutivo del Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional de América Central (CDMER) vía correo electrónico, remitió a la CRIE, el oficio CDMER 2020-0622 mediante el cual notificó la resolución No. 2-CDMER/68, relativa al cambio de definición de la Línea SIEPAC por la derivación de la Línea Ticuantepe -Cañas en la subestación La Virgen, ubicado en la República de Nicaragua. En la referida resolución, el CDMER resolvió lo siguiente: “1) *Emitir la autorización de los Gobiernos de América Central al cambio en la definición de la Línea SIEPAC solicitada por el Agente Transmisor EPR, de conformidad al artículo I2.1 del Anexo I del libro III del RMER (...) para incorporar la derivación del primer circuito de la Línea SIEPAC a la subestación La Virgen en Nicaragua, con lo cual la nueva configuración de esta Línea sería:*

País	Tramo	Longitud aproximada (km)
Nicaragua	Ticuantepe – SE La Virgen (1er circuito)	104
	SE La Virgen – Frontera Costa Rica (1er Circuito)	32

y la nueva configuración de bahías en la subestación mencionada sería:

País	Subestación	Bahía de conexión hacia	1er Circuito	
			No.	Propietario
Nicaragua	La Virgen	Ticuantepe	1	EPR
	La Virgen	Cañas	1	EPR

2) *Notificar a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) y a la Empresa Propietaria de la Red (EPR).// 3) Recomendar a la CRIE hacer las revisiones técnicas y de presupuestos que correspondieran''.*

### III

Que el 14 de agosto de 2020, la Empresa Propietaria de la Red (EPR) vía correo electrónico, remitió a la CRIE, la nota GGC-GOM-2020-08-0537, mediante la cual presentó a esta Comisión, solicitud de cambio de definición de la Línea SIEPAC, para incorporar la derivación del primer circuito de la Línea SIEPAC Ticuantepe Cañas en la subestación La Virgen en Nicaragua, acompañando entre otros, los siguientes documentos:

- a) Copia de la nota de la EPR No. GGC-180686, de fecha 24 de septiembre de 2018, remitida al EOR, sobre la modificación de definición de la Línea SIEPAC;
- b) Copia de la nota EPR No. GGC-180733, de fecha 12 de octubre de 2018, remitida al EOR, sobre la modificación de la definición de la Línea SIEPAC;
- c) Estudio técnico económico elaborado por el EOR en octubre de 2018, relativo a la solicitud presentada por la EPR, referente al cambio de definición de la Línea SIEPAC, incorporación de los tramos de línea: Agua Caliente – Frontera Nicaragua (2º. Circuito), Frontera Honduras – P. Sandino (2º. Circuito), Ticuantepe – SE La Virgen (1er circuito), SE La Virgen – Frontera Costa Rica (1er circuito);
- d) Copia del oficio del EOR No. EOR-PJD-21-11-2018-089, de fecha 21 de noviembre de 2018, remitido a esta Comisión, mediante el cual el EOR presentó recomendación sobre el cambio de definición de la Línea SIEPAC, conforme a solicitud presentada al EOR por la EPR GGC-150352;
- e) Estudio técnico y económico, elaborado por la entidad Providencia Consultores para la EPR en agosto de 2020, relativo a la derivación de la Línea Ticuantepe - Cañas a la subestación La Virgen, en el cual *“... se presenta la factibilidad que EPR expondrá al CDMER para obtener la autorización que permita la ampliación planificada de la Línea SIEPAC con el `Seccionamiento de líneas entre las SE Ticuantepe – Cañas (Fortuna), derivado en la subestación La Virgen` y se modifique la Definición de la Línea SIEPAC contenida en numeral I.1 del Anexo I del Libro III del RMER.”*
- f) Copia del oficio del CDMER No. CDMER 2020-0622, del 22 de junio de 2020, remitido a la EPR, mediante el cual le notificó la resolución No. 2-CDMER/68;
- g) Copia de oficio del EOR No. EOR-PJD-30-06-2020-029, del 30 de junio de 2020, remitido a la CRIE, relativo a la remisión del informe anual de diagnóstico de mediano plazo de la RTR correspondiente al período 2021-2025 y sus anexos;
- h) Informe anual de diagnóstico de mediano plazo de la RTR, correspondiente al período de estudio 2021-2025, de junio 2020; y
- i) Propuesta de modificación del Anexo I Libro III RMER.

### IV

Que el 25 de agosto de 2020, el EOR vía correo electrónico remitió a la CRIE, el oficio EOR-PJD-25-08-2020-044, mediante el cual presentó su recomendación sobre el cambio de definición de la Línea SIEPAC, conforme a solicitud presentada por la EPR; en dicho oficio señaló lo siguiente: *“(...) con base a lo establecido en el numeral I2.2 del Anexo I del Libro III del RMER y con base a las conclusiones de los estudios técnico y económicos complementarios elaborados por la EPR, recomienda a la CRIE el cambio de definición de la línea SIEPAC, para incluir los siguiente tramos de línea:// 1. SE Ticuantepe-SE la Virgen (1er circuito) con longitud aproximada de 104 km// 2) SE*

*La Virgen- Frontera Costa Rica (1er circuito) con longitud aproximada de 32 km// Y las siguientes bahías de subestación:// 1) Subestación La Virgen- Bahía de conexión de línea hacia la subestación Ticuantepe.// 2) SE La Virgen- Bahía de conexión de línea hacia subestación Cañas (...)*”. A dicho oficio anexó: a) Nota de la EPR con referencia GGC-GOM-2020-0322; y b) *“INFORME DE REVISIÓN DEL ESTUDIO TÉCNICO – ECONÓMICO// PROYECTO // ‘Derivación de la Línea Ticuantepe -Cañas, a la Subestación La Virgen’”*.

## V

Que el 10 de septiembre de 2020, la EPR vía correo electrónico remitió a la CRIE, el oficio GGC-GOM-2020-09-0562, mediante el cual presentó ampliación al Anexo No. 2 de la Solicitud de Cambio de Definición de la Línea SIEPAC para incorporar la Derivación del primer circuito de la Línea SIEPAC Ticuantepe Cañas en la subestación La Virgen en Nicaragua, presentada ante la CRIE mediante la nota GGC-GOM-2020-08-0537; señalando en dicho oficio lo siguiente: *“En referencia a nuestra solicitud GGC-GOM-2020-08-0537, enviada a CRIE con fecha 14 de agosto de 2020, por este medio remitimos, adjunto a esta carta, una ampliación del Estudio Técnico Económico que conforma el Anexo No. 2 de dicha notificación, con correcciones de forma, ya que el consultor contratado para realizar estos estudios encontró algunas diferencias entre el informe principal denominado ‘Evaluación técnica y económica de la derivación a La Virgen-rev5’ y el anexo No. 13 denominado ‘Beneficios técnicos y económicos en la región-rev5’, por lo cual ha remitido a EPR dicha aclaración.’ // Además, confirmamos que esta actualización no implica ninguna diferencia o contradicción con el dictamen remitido a CRIE por el EOR el día 25 de agosto de 2020 mediante nota EOR-PJD-25-08-2020-044, ni afecta de modo alguno la calificación como obra planificada del proyecto, ya que esta calificación es coincidente con el Estudio Técnico Económico ejecutado por el EOR en octubre 2018, así como con la notificación de fecha 21 de noviembre de 2018 que elevó el EOR a CRIE, dando su recomendación positiva para la incorporación en la definición de la Línea SIEPAC del proyecto en referencia, y más recientemente con el último Informe de Diagnóstico de Mediano Plazo 2021-2025 concluido en junio 2020, documentos enviados a CRIE en nuestra notificación del 14 de agosto 2020 (...).”*

## VI

Que el 08 de octubre de 2020, la CRIE vía correo electrónico remitió a la EPR, el oficio CRIE-SE-GT-GM-GJ-08-10-2020, mediante el cual se solicitó a la EPR que cumpliera con lo siguiente: a) Aclarara la naturaleza del proyecto acompañando el estudio técnico correspondiente; b) Revisara en detalle el diseño del Proyecto y el costo estimado de la obra; c) Utilizara la tasa de descuento por un valor de 9.65% establecida por la CRIE para la evaluación económica de las obras de transmisión y d) Aclarara la necesidad o no de compensación reactiva en otras áreas de control para transportar 300 MW.

## VII

Que el 28 de octubre de 2020, la EPR vía correo electrónico remitió a la CRIE, el oficio GGC-GOM-2020-10-0616, mediante el cual presentó respuesta al oficio CRIE-SE-GT-GM-GJ-08-10-2020.

## VIII

Que el 06 de noviembre de 2020, la Gerencia Técnica de la CRIE, vía correo electrónico, solicitó a la EPR, información adicional relacionada con el diseño y los costos del proyecto.

**IX**

Que el 09 de noviembre de 2020, la Gerencia Técnica de la CRIE vía correo electrónico remitió al EOR, el oficio CRIE-GT-13-09-11-2020, mediante el cual se coordinó una reunión con dicha entidad para el 10 de noviembre de 2020.

**X**

El 10 de noviembre de 2020, se llevó a cabo una reunión por medio de videoconferencia entre el equipo técnico de la CRIE y el equipo técnico del EOR, mediante la cual el EOR expuso la estimación de los costos de la obra y mostró la memoria de cálculo utilizada en la evaluación económica del proyecto.

**XI**

Que el 11 de noviembre de 2020, la EPR vía correo electrónico remitió a la CRIE, información adicional relacionada con el diseño y los costos del proyecto.

**XII**

Que el 11 de noviembre de 2020, la CRIE vía correo electrónico remitió al EOR, el oficio CRIE-GT-14-11-11-2020, mediante el cual se solicitó información complementaria.

**XIII**

Que el 12 de noviembre de 2020, el EOR vía correo electrónico remitió a la CRIE, el oficio EOR-DE-12-11-2020-297, mediante el cual presentó respuesta a oficio CRIE-GT-14-11-11-2020.

**XIV**

Que el 13 de noviembre de 2020, se llevó a cabo una reunión por medio de videoconferencia entre los equipos técnicos de la CRIE, el EOR y la EPR, en el que la EPR expuso los criterios técnicos utilizados en el diseño y estimación de los costos de la obra, a lo que el equipo técnico del EOR manifestó su conformidad.

**XV**

Que el 19 de noviembre de 2020, la EPR vía correo electrónico remitió a la CRIE, el oficio GGC-GOM-2020-11-0642, mediante el cual presentó actualización de información sobre la solicitud de EPR para cambio de definición de la Línea SIEPAC por el proyecto Derivación La Virgen y solicitó a la CRIE lo siguiente: “... que el costo final a reconocer, sea el que EPR demuestre ante CRIE como efectivamente gastado en el proyecto, para ello se propone a CRIE que sea parte del proceso que se llevará a cabo o bien auditar todos los gastos que se harán (...)”.

**XVI**

Que el 23 de noviembre de 2020, se realizó una videoconferencia entre los equipos técnicos de la CRIE y la EPR, para verificar la consistencia entre el estudio de sensibilidad de la tasa de descuento regional y los archivos de cálculo de soporte del mismo.

## XVII

Que los días 23 y 24 de noviembre de 2020, la EPR vía correo electrónico remitió a la CRIE, el documento ajustado denominado “ANEXO 13, *BENEFICIOS TÉCNICOS Y ECONÓMICOS EN LA REGIÓN DERIVACIÓN LÍNEA SIEPAC S/E LA VIRGEN EN NICARAGUA*”, considerando una sensibilidad de la Tasa de descuento, incluyendo los archivos de Excel de respaldo de los cálculos realizados.

## XVIII

Que el día 30 de noviembre de 2020, la EPR remitió a la CRIE vía correo electrónico el informe denominado: “*ESTUDIO COMPENSACIÓN REACTIVA, Determinar la compensación reactiva requerida por la Línea SIEPAC, para permitir la capacidad de transmitir 300 MW entre pares de países*”, del 03 de abril de 2018.

## XIX

Que el 04 de diciembre de 2020, la CRIE remitió vía correo electrónico al EOR el oficio CRIE-SE-GT-644-04-12-2020, mediante el cual se le requirió a dicha entidad que se refiriera y cumpliera con lo siguiente: “ (...) 1) *Su opinión sobre el diseño de la bahía de interruptor y medio con dos salidas de línea con el uso de los 6 juegos de transformadores de corriente (18 en total), y manifieste su conformidad en cuanto al criterio técnico de diseño utilizado por la EPR y la cantidad de elementos determinados para dicha obra; y// 2) Remitir la nueva estimación total de costos del Proyecto considerando una bahía de interruptor y medio con dos salidas de línea y los costos referenciales utilizados por el EOR; y manifieste su conformidad con el monto presentado por la EPR de USD 6,891,077.00. (...)*”

## XX

Que el 09 de diciembre de 2020, el EOR vía correo electrónico, remitió a la CRIE el oficio EOR-DE-09-12-2020-315 en respuesta al oficio CRIE-SE-GT-644-04-12-2020, mediante el cual manifestó lo siguiente: “(...) *el EOR manifiesta su conformidad en cuanto al criterio técnico de diseño utilizado por la EPR relacionado a la bahía de interruptor y medio con dos salidas de línea en subestación La Virgen, para el proyecto de seccionamiento de la línea Ticuantepe-Cañas*”// (...) *el EOR no tiene objeciones al monto del costo estimado por la EPR, de USD 6,891,077.00 informado en la nota GGC-GOM-2020-11-0642*”.

## CONSIDERANDO

### I

Que de conformidad con lo establecido en el artículo 15 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Tratado Marco), “*Cada Gobierno designará a un ente público de su país para participar en una empresa de capital público o con participación privada con el fin de desarrollar, diseñar, financiar, construir y mantener un primer sistema de transmisión regional que interconectará los sistemas eléctricos de los seis países. Su pacto social de constitución asegurará que ningún socio pueda poseer un porcentaje de acciones que le den control mayoritario de la sociedad. Esta empresa denominada Empresa Propietaria de la Red (EPR), estará regida por el derecho privado y domiciliaria legalmente en un país de América Central.*”

## II

Que de conformidad con lo establecido en el artículo 19 del Tratado Marco, *“la CRIE es el ente regulador y normativo del Mercado Eléctrico Regional (MER), con personalidad jurídica propia y capacidad de derecho público internacional, independencia funcional y especialidad técnica, la cual realiza sus funciones con imparcialidad y transparencia (...)”*.

## III

Que de conformidad con lo establecido en el artículo 22 del Tratado Marco, entre los objetivos generales de la CRIE, se encuentran los de: *“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 (...)”*. Asimismo, el artículo 23 del mismo cuerpo legal, establece como facultades de la CRIE, entre otras, las de: *“a. Regular el funcionamiento del Mercado, emitiendo los reglamentos necesarios (...) // e. Regular los aspectos concernientes a la transmisión y generación regionales (...) // f. Resolver sobre las autorizaciones que establezca el Tratado, de conformidad con sus reglamentos (...) // i. Aprobar las tarifas por el uso del sistema de transmisión regional según el reglamento correspondiente (...)”*.

## IV

Que de conformidad con lo establecido en el numeral 4.5.2.1 del Libro III del RMER, *“Los solicitantes que a partir de la vigencia del RMER, requieran conectarse directamente a la RTR, y que hayan obtenido previamente un permiso de conexión para la red nacional, deberán tramitar una Solicitud de Conexión ante la CRIE de acuerdo con lo establecido en el presente Libro (...) La aprobación de esta Solicitud es requisito para autorizar la conexión física. La aprobación será realizada por la CRIE con la aceptación previa del Agente Transmisor, el EOR y el OS/OM del País donde se realice la conexión”*. Asimismo, de conformidad con lo establecido en el numeral 4.5.2.2 del Libro III del RMER, *“El trámite de autorización de la Conexión deberá seguir los procedimientos establecidos en el presente Reglamento, y cumplir los requisitos de la Regulación Nacional.”*

## V

Que de conformidad con lo establecido en el numeral 9.2.1 del Libro III RMER, *“El Ingreso Autorizado Regional, para un determinado año, de cada Agente Transmisor será la suma de los Ingresos Autorizados Regionales de cada una de sus instalaciones en operación comercial. Los Ingresos Autorizados Regionales se calcularán según los siguientes criterios:// a) Para las instalaciones del primer sistema de transmisión regional (la Línea SIEPAC), cuyas instalaciones son propiedad de la EPR, el Ingreso Autorizado Regional será establecido en el Anexo I (...)”*.

## VI

Que de conformidad con lo establecido en el numeral I2.2 del Anexo I del Libro III del RMER: *“Antes de la finalización de la construcción de las instalaciones, los cambios de definición de la Línea SIEPAC, establecida en el Numeral I2.1, serán solicitados por la EPR (Empresa Propietaria de la Red) al EOR. El EOR revisará los estudios técnicos y económicos con los cuales el Agente Transmisor EPR soporta la solicitud de cambio y enviará su recomendación a la CRIE”*, así como lo establecido en el numeral, I2.3 del Anexo I del Libro III del RMER: *“La definición de la Línea*

*SIEPAC, establecida en el Numeral I2.1, solo podrá ser cambiada por la CRIE a solicitud del Agente Transmisor EPR, soportándola por los estudios técnicos y económicos establecidos en el Reglamento del MER y la autorización de Gobiernos de los Países Miembros.” y lo establecido en el numeral I4.1 del Anexo I del Libro III del RMER: “La Línea SIEPAC, definida de acuerdo al Numeral I2.1, constituye una Ampliación Planificada de la Red de Transmisión Regional (...).”*

## VII

Que de conformidad con lo establecido en el artículo 20 del Reglamento Interno de la CRIE, resolución CRIE-31-2014 y sus modificaciones, se tiene que: *“La Junta de Comisionados tiene como principales funciones las siguientes:// a) Cumplir y hacer cumplir el Tratado Marco, sus Protocolos y la regulación regional// b) Deliberar en forma colegiada sobre los asuntos que le sean sometidos a su consideración previamente a ser resueltos (...) // d) Aprobar, derogar y reformar reglamentos, manuales, procedimientos y cargos, de acuerdo con lo establecido en el Tratado, Protocolos, Reglamentos del Mercado Eléctrico Regional y resoluciones de la CRIE (...).”*

## VIII

Que el 14 de agosto de 2020, la EPR vía correo electrónico, remitió a la CRIE la nota GGC-GOM-2020-08-0537, mediante la cual presentó solicitud de cambio de definición de la Línea SIEPAC para incorporar la derivación del primer circuito de la Línea SIEPAC Ticuantepe Cañas en la subestación La Virgen en Nicaragua, indicando lo siguiente:

*“(...) en varios estudios regionales realizados anteriormente, se ha determinado la importancia, para la Red de Transmisión Regional (RTR), el derivar el primer circuito de la Línea 230 KV SIEPAC Ticuantepe Cañas en la Subestación La Virgen en Nicaragua. // (...) el proyecto constituye una obra complementaria, que contribuye en concretar la disposición de CRIE de alcanzar la capacidad mínima operativa de intercambio de 300 MW entre pares de países del MER (Resolución CRIE-P-20-2014), y además mejora la confiabilidad operativa en este punto crítico de la RTR. // Este proyecto consistirá en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, transporte, pruebas y puesta en servicio para la construcción de: ° Ampliación de la Subestación la Virgen a 230 kV: dos (2) bahías de 230 kV, una destinada a la conexión de la línea hacia la subestación Ticuantepe y la otra destinada para la salida de la línea hacia la subestación Cañas, en un futuro a subestación Fortuna (en construcción por parte del ICE). // ° Construcción de una línea de transmisión de aproximadamente 4 kilómetros en doble circuito a 230 kV. Un circuito de entrada y un circuito de salida. // Debido a los beneficios regionales de la realización de estas obras y considerando que es una apertura de una Línea del SIEPAC, se plantea que el mismo sea ejecutado como un Cambio de Definición de la misma, de acuerdo con lo regulado por el Anexo I del Libro III del RMER. // Se muestra en el Anexo (...) el Estudio Técnico Económico ejecutado por el EOR en octubre de 2018 así como la recomendación que con fecha 21 de noviembre de 2018 elevó el EOR a CRIE dando su recomendación positiva para la incorporación en la definición de la Línea SIEPAC del proyecto **Derivación del primer circuito de la Línea Ticuantepe Cañas en la subestación La Virgen en Nicaragua**, adicionalmente EPR en agosto de 2020, actualizó este estudio técnico económico con una firma consultora especializada, el cual igualmente concluye que el proyecto cumple con los requisitos regionales de una ampliación planificada (...) y finalmente el EOR en el último Informe de Diagnóstico de Mediano Plazo 2021-2025 concluido en junio 2020 reitera la calificación del mismo proyecto como una ampliación planificada (...) // Finalmente, el **Consejo Director Mercado Eléctrico Regional (CDMER)**, como representante de los Gobiernos de los países miembros, emitió, con fecha 29 de junio de 2020, en la Resolución No 2-CDMER/68, su aprobación para la incorporación del proyecto en referencia, como cambio de definición de la Línea SIEPAC (...) // Por lo anterior, habiendo cumplido lo requerido en el*

*Anexo I del Libro III del RMER, **EPR solicita a la CRIE aprobar el Cambio de definición de la Línea SIEPAC introduciendo en la misma la derivación de la Línea Ticuantepe – Cañas en la subestación La Virgen, ubicado en la República de Nicaragua** (...)// Una vez autorizado este cambio de definición de la Línea SIEPAC, EPR procederá a llevar a cabo los procesos de contratación, en concordancia con el Reglamento de Contratación vigente de la EPR, tales procesos serán competitivos y participativos, con el propósito de promover un adecuado número de ofertas, que permitan una competencia conveniente de proveedores en beneficio de los intereses de la Región (...) // Para financiar estas obras, se ha identificado la conveniencia de utilizar los fondos reservados en EPR, originados por la ejecución llevada con ENATREL de la Línea Sandino – Masaya, de acuerdo con el ‘Contrato para Compartir la propiedad de la Infraestructura General de la Línea SIEPAC entre las Subestaciones de Sandino y Masaya entre la Empresa Propietaria de la Red (EPR) y ENATREL’ firmado el 25 de mayo de 2012, contratación aprobada por CRIE (...) // Los fondos acumulados en EPR al 30 de junio del 2020, pendientes de auditar, por el contrato citado ascienden a US\$7,882,998. La Auditoría Financiera de CRIE realizada por la Unidad de Supervisión y Vigilancia del Mercado, confirmó que, para junio del 2019, se tenían disponibles recursos por ese concepto por un monto de US\$7,405,204, de acuerdo con el documento correspondiente, que hace referencia al futuro uso de estos fondos para el propósito indicado. (...) // Cabe señalar que el mecanismo para atender este compromiso de parte de ENATREL, fue autorizando la retención de sus dividendos de EPR por cerca de US\$5.899.619, brindando servicios a EPR y compensando con el diferencial de tasas de interés del BID de acuerdo con lo establecido en el contrato firmado. Por el cual se recomienda que dichos recursos se utilicen en Nicaragua para realizar esta importante obra necesaria tanto para la región como para el sistema de transmisión de dicho país. // La contratación de un crédito con banca de desarrollo generaría un incremento en el servicio de la deuda que afectaría el Ingreso Autorizado Regional, lo cual destaca otra ventaja del esquema de financiamiento propuesto. Además, este esquema descartado de utilizar un crédito habría que complementarlo con aportaciones de capital social, que también generaría un incremento en la rentabilidad, mientras que, con el esquema propuesto, la rentabilidad no se vería afectada por este motivo. // Se han realizado proyecciones del incremento de AOM por los primeros años, una vez que entre en operación comercial dicha inversión, reflejando un impacto menor, cuyo monto se ha estimado en US\$200,000 anuales a partir del año 2023 (...)*

En cuanto a la solicitud presentada, debe considerarse que a la fecha no se ha completado la construcción de las instalaciones que conforman la Línea SIEPAC, en el tanto, tal como fue manifestado por la CRIE al EOR por medio del oficio CRIE-SE-222-27-08-2015 “(...) la Resolución CRIE-NP-01-2010, la compensación reactiva no se limita a los valores indicados anteriormente de 20 MVAR y 40 MVAR, en Guatemala y Nicaragua, respectivamente, ya que la capacidad de la Línea SIEPAC aún no alcanza el valor de 300 MW quedando pendiente establecer si se requiere o no equipos de compensación reactiva que viabilicen los 300 MW de capacidad de dicha línea y la instalación de los mismos, de requerirse. Sólo y con posterioridad a lo antes indicado es que se podrá declarar la finalización de la construcción de la Línea SIEPAC (...)”; en virtud de lo cual la modificación a la definición de la Línea SIEPAC (definición contenida en el numeral I2.1 del Anexo I del Libro III del RMER) debe realizarse de la forma establecida en los numerales I2.2 e I2.3 del Anexo I del Libro III del RMER. Al respecto, dichos artículos establecen que:

*“I2.2 **Antes de la finalización de la construcción de las instalaciones, los cambios de definición de la Línea SIEPAC, establecida en el Numeral I2.1, serán solicitados por la EPR** (Empresa Propietaria de la Red) al EOR. El EOR revisará los estudios técnicos y económicos con los cuales el Agente Transmisor EPR soporta la solicitud de cambio y enviará sus recomendaciones a la CRIE”. (subrayado propio)*

**“12.3 La definición de la Línea SIEPAC, establecida en el Numeral 12.1, solo podrá ser cambiada por la CRIE a solicitud del Agente Transmisor EPR, soportándola por los estudios técnicos y económicos establecidos en el Reglamento del MER y la autorización de Gobiernos de los Países Miembros”.** (subrayado propio)

Según los numerales antes referidos, la modificación de la Línea SIEPAC debe ser solicitada por la EPR acompañando: a) estudios técnicos y económicos que son utilizados para la verificación del EOR y b) la autorización de los Gobiernos de los países miembros.

**a) Sobre la autorización de los Gobiernos de los países miembros.**

Con respecto a la aprobación del cambio de definición de la Línea SIEPAC por parte de los Gobiernos de los países miembros del SIEPAC, el numeral I.2.3 del Anexo I del Libro III del RMER establece que la definición de la Línea SIEPAC, solo podrá ser cambiada por la CRIE con la autorización de Gobiernos de los Países Miembros. Para cumplir con dicho requerimiento, la EPR adjuntó a su oficio GGC-GOM-2020-08-0537, el oficio del CDMER dirigido a la EPR No. CDMER 2020-0622, del 22 de junio de 2020, en donde el CDMER comunica lo siguiente:

***“Resolución No. 2-CDMER/68***

*“1) Emitir la autorización de los Gobiernos de América Central al cambio en la definición de la Línea SIEPAC solicitada por el Agente Transmisor EPR, de conformidad al artículo 12.1 del Anexo I del Libro III del RMER, que ha sido acompañada por el estudio técnico y económico, para incorporar la derivación del primer circuito de la Línea SIEPAC a la subestación La Virgen en Nicaragua, con lo cual la nueva configuración de esta Línea sería:*

País	Tramo	Longitud aproximada (km)
Nicaragua	Ticuantepé – SE La Virgen (1er circuito)	104
	SE La Virgen – Frontera Costa Rica (1er Circuito)	32

*y la nueva configuración de bahías en la subestación mencionada sería:*

País	Subestación	Bahía de conexión hacia	1er Circuito	
			No.	Propietario
Nicaragua	La Virgen	Ticuantepé	1	EPR
	La Virgen	Cañas	1	EPR

*2) Notificar a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) y a la Empresa Propietaria de la Red (EPR).*

*3) Recomendar a la CRIE hacer las revisiones técnicas y de presupuesto que correspondieran. Complementariamente, el CDMER solicitó a la EPR confirmar que el límite térmico de 367 MVA de la Línea Ticuantepé – Cañas, tanto en el tramo de Nicaragua como el de Costa Rica; así como que con dicho límite térmico los análisis de sistemas de potencia demuestran que con la derivación a la Virgen se pueden trasegar 300 MW. La EPR, a través de su nota GGC-GG-2020-05-0379 de 28 de mayo de 2020 con sus respectivos anexos, confirma lo solicitado (...).”*

**b) Sobre los estudios técnicos y económicos que soportan la solicitud:**

El numeral I2.2 del Anexo I del Libro III del RMER, establece que antes de la finalización de la construcción de las instalaciones, los cambios de definición de la Línea SIEPAC, establecida en el

numeral I2.1, serán solicitados por la EPR al EOR. El EOR revisará los estudios técnicos y económicos con los cuales el Agente Transmisor EPR soporta la solicitud de cambio y enviará su recomendación a la CRIE. Asimismo, el numeral I2.3 del Anexo I del Libro III del RMER, establece que la definición de la Línea SIEPAC, establecida en el numeral I2.1, solo podrá ser cambiada por la CRIE a solicitud del Agente Transmisor EPR; soportándola por los estudios técnicos y económicos establecidos en el Reglamento del MER.

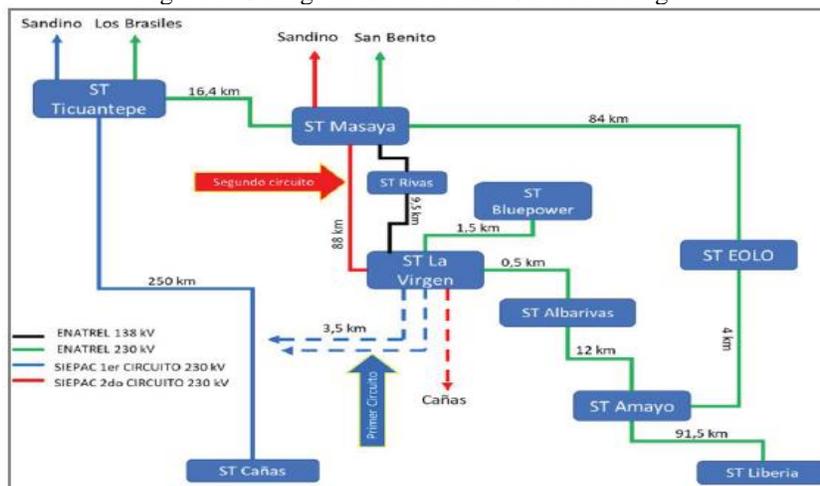
**b.1) De la revisión de los estudios técnicos:**

**ANÁLISIS EPR:**

Mediante el oficio GGC-GOM-2020-08-0537, la EPR presentó el estudio técnico dentro del informe denominado “Evaluación técnica y económica de la derivación a La Virgen-rev5.pdf” que contenía en la descripción del proyecto dos (2) bahías de 230 kV una destinada a la conexión de la línea hacia la subestación Ticuantepe y la otra destinada para la salida de la línea hacia la subestación Cañas. Posteriormente, por medio del oficio GGC-GOM-2020-10-0616, la EPR manifestó a la CRIE que el diseño correspondía a una bahía de tres (3) interruptores con dos (2) salidas de línea lo que es consistente con la configuración de interruptor y medio que por razones de confiabilidad utiliza EPR para lo cual remitió el diagrama unifilar de la obra. Luego la EPR a través del oficio GGC-GOM-2020-11-0642 remitió a la CRIE el documento actualizado denominado “Evaluación técnica y económica de la derivación a La Virgen-rev7”, donde indicó que se construirá una bahía de interruptor y medio con 2 salidas de línea de 230 kV, una destinada a la conexión de la línea hacia la subestación Ticuantepe y la otra destinada para la salida de la línea hacia la subestación Cañas, incluyendo el respectivo diagrama unifilar actualizado del proyecto.

En el estudio técnico y económico presentado por la EPR denominado “Evaluación técnica y económica de la derivación a La Virgen-rev7”, se muestra la configuración actual del sistema eléctrico de potencia del área de control de Nicaragua; en la zona sur de Nicaragua donde se ubica la nueva subestación La Virgen y las líneas de transmisión asociadas, que entraron en servicio y en operación comercial a partir del 19 de octubre de 2019. A continuación se muestra la topología actual en la zona sur del sistema eléctrico del área de control de Nicaragua, considerando las obras antes mencionadas:

Figura 1. Configuración en la zona sur de Nicaragua



Fuente: Evaluación técnica y económica de la derivación a La Virgen-rev7.pdf

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, transporte, pruebas y puesta en servicio para la construcción de las siguientes obras:

1. Ampliación de la Subestación La Virgen a 230kV.
2. Construcción de una Línea de transmisión de aproximadamente 4 kilómetros en doble circuito a 230 kV.

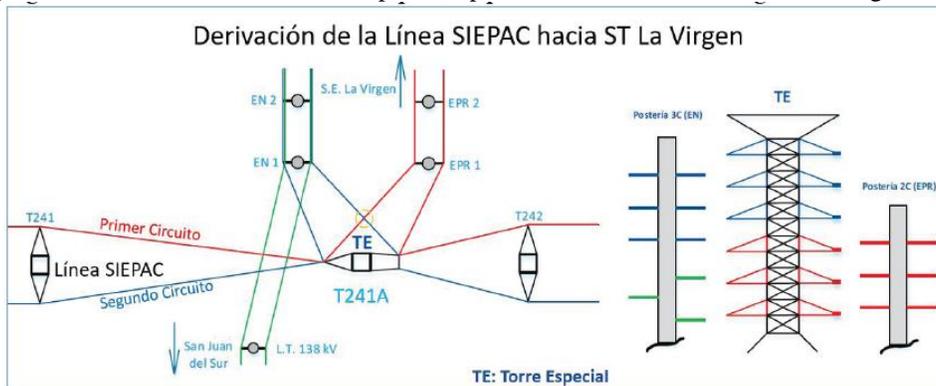
Figura No. 2. Obras a ejecutar en la Derivación de la Línea SIEPAC en la SE La Virgen



Fuente: Evaluación técnica y económica de la derivación a La Virgen-rev7.pdf

Luego de que se derive completamente el primer y segundo circuito de la Línea SIEPAC hacia la Subestación La Virgen, se tendría la configuración que se muestra en la siguiente figura

Figura No. 3. Derivación con Torre Especial, tipo 2TDD hacia la Subestación La Virgen

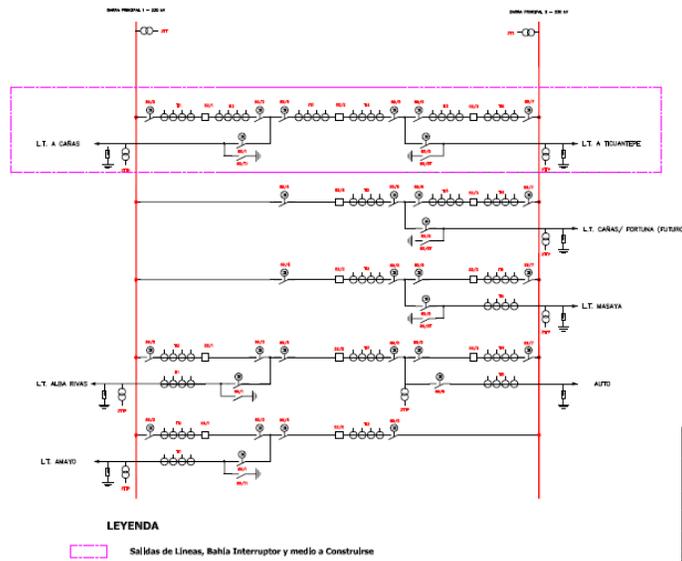


Fuente: Evaluación técnica y económica de la derivación a La Virgen-rev7.pdf

La subestación La Virgen tiene una configuración de interruptor y medio, la misma según la EPR se ampliará para instalar una bahía de interruptor y medio con dos salidas de línea de 230 kV, una salida destinada para la conexión de la línea hacia la subestación Tiquantepe y la otra salida destinada para la conexión de la línea hacia la subestación Cañas, en un futuro a subestación Fortuna (antes Mogote).

En la siguiente figura se muestra el diagrama unifilar de la Subestación La Virgen.

Figura No. 4. Diagrama Unifilar de la Subestación La Virgen



Fuente: Evaluación técnica y económica de la derivación a La Virgen-rev7.pdf

El proyecto se encuentra ubicado en la Comunidad Callejón La Fe en el Municipio de La Virgen, Departamento de Rivas, Nicaragua, entre la Torre 241A del Tramo 14 de la Línea SIEPAC y la subestación La Virgen, la subestación La Virgen es propiedad de la entidad ENATREL.

Figura No. 5. Ubicación de Subestación La Virgen y la Línea SIEPAC



Fuente: Evaluación técnica y económica de la derivación a La Virgen-rev7.pdf

Figura No. 6. Ubicación de la Subestación La Virgen y la Línea SIEPAC



Fuente: Evaluación técnica y económica de la derivación a La Virgen-rev7.pdf

En síntesis, para los análisis técnicos realizados, se indica que se ha utilizado la base de datos regional que fue suministrada por el EOR. Según el estudio técnico presentado por la EPR, la derivación del primer circuito de la Línea SIEPAC Ticuantepe Cañas en la subestación (SE) La Virgen en Nicaragua, aumentará la confiabilidad del servicio en esa zona y permitirá mayores transferencias de potencia. Lo anterior, se ha determinado con análisis de los años 2022 y 2026, en las épocas de verano e invierno, en demanda máxima, media y mínima, con y sin la derivación del primer circuito de la Línea SIEPAC Ticuantepe Cañas en la SE La Virgen. En este sentido, se ha determinado en dicho estudio que utilizando el criterio de contingencias N-1, con la derivación en la SE La Virgen en unos escenarios la capacidad de porteo de Nicaragua de Sur a Norte se incrementa en 25 MW, en otros escenarios se mantiene la capacidad, pero no se encontró que se reduzca tal capacidad de porteo de Nicaragua. Asimismo, otro factor importante que se ha determinado en los estudios técnicos es que con la entrada en operación de la derivación a la SE La Virgen, en las barras de Nicaragua las reservas de la potencia reactiva se incrementan ligeramente.

Las conclusiones que sobre los estudios técnicos obtuvo la EPR son las siguientes:

“° Este proyecto fue identificado por el EOR en sus estudios de planificación realizados en el 2018 en los cuales se demuestra que cumple con criterios técnicos y económicos regionales por lo tanto se cumplen con todos los requisitos para solicitar el cambio de definición. Informe de la Planificación de Largo Plazo de la Expansión de la Generación y la Transmisión Regional, correspondiente al período 2020-2029.

° Este proyecto contribuiría a cumplir con la meta regional indicada por CRIE en su resolución CRIE-P-20-2014.

° La derivación de la línea Ticuantepe-Cañas a La Virgen, ocasionó en algunas épocas y demandas de los años 2022 y 2026 que la capacidad de transferencia entre Nicaragua y Costa Rica se incrementará en unos 25 MW, en otros casos se mantuvo, pero no se encontró que se redujera.

° Se encontró en los años 2022 y 2026 que las reservas de potencia reactiva resultaron mayores con la derivación a la subestación La Virgen.

° En el año 2022, se encontró que, sin la derivación, para lograr porteos de 300 MW es necesario incrementar la capacidad de la línea Ticuantepe-La Virgen-Cañas y además incrementar la reserva de potencia reactiva. Con la derivación únicamente se requiere incrementar el límite térmico.

° En el año 2026, sin la derivación se observó que, para lograr un porteo de 300 MW en verano e invierno, y en todas las demandas se requiere incrementar la capacidad de la línea Ticuantepe-La Virgen-Fortuna y la reserva de potencia reactiva. Con la Derivación, únicamente se requiere incrementar el límite térmico.

° La línea que resultó más limitante, porque es la que se carga más, ocasionó las menores reservas de potencia reactiva y es recurrente es el tramo de línea entre Frontera-Cañas (FCSFIC-CAS) en el 2022, la que se convierte en Frontera-Fortuna (FIC-FOR2) a partir del invierno del 2023. Este comportamiento es de esperar porque al desconectarse la línea Amayo-Frontera-Liberia resulta en el único elemento que conecta a Nicaragua con Costa Rica.

° La entrada de la derivación de la Línea Ticuantepe – Cañas, a la Subestación La Virgen genera mayor robustez en el sistema eléctrico nicaragüense, ocasiona una conexión más de la zona de San Juan del Sur con la parte central de Nicaragua.

° La derivación de la Línea Ticuantepe – Cañas hacia la Subestación La Virgen sugerida ENATREL es la más conveniente debido a que no hay que realizar negociaciones con propietarios privados.

° En la Subestación La Virgen es necesario realizar el diseño del área requerida para la ampliación de la Subestación, y considerar las bahías que tienen Líneas proyectadas.

Posteriormente, a solicitud de la CRIE, la EPR a través del oficio GGC-GOM-2020-09-0562 presentó las siguientes aclaraciones:

*“En referencia (sic) nuestra solicitud GGC-GOM-2020-08-0537, enviada a CRIE con fecha 14 de agosto de 2020, por este medio remitimos, adjunto a esta carta, una ampliación del Estudio Técnico Económico que conforma el Anexo No. 2 de dicha notificación, con correcciones de forma, ya que el consultor contratado para realizar estos estudios encontró algunas diferencias entre el informe principal denominado “Evaluación técnica y económica de la derivación a La Virgen-rev5” y el anexo No. 13 denominado “Beneficios técnicos y económicos en la región-rev5”, por lo cual ha remitido a EPR dicha aclaración.*

*Además, confirmamos que esta actualización no implica ninguna diferencia o contradicción con el dictamen remitido a CRIE por el EOR el día 25 de agosto de 2020 mediante nota EOR-PJD-25-08-2020-044, ni afecta de modo alguno la calificación como obra planificada del proyecto, ya que esta calificación es coincidente con el Estudio Técnico Económico ejecutado por el EOR en octubre 2018, así como con la notificación de fecha 21 de noviembre de 2018 que elevó el EOR a CRIE, dando su recomendación positiva para la incorporación en la definición de la Línea SIEPAC del proyecto en referencia, y más recientemente con el último Informe de Diagnóstico de Mediano Plazo 2021-2025 concluido en junio 2020, documentos enviados a CRIE en nuestra notificación del 14 de agosto 2020.”*

Adicionalmente, a solicitud de la CRIE la EPR a través del oficio GGC-GOM-2020-10-0616 presentó las siguientes aclaraciones:

*“En atención al requerimiento presentado por la CRIE, mediante el oficio de referencia, como parte del proceso de atención de la solicitud presentada por EPR para avanzar la ejecución de la obra de*

*transmisión en la república de Nicaragua y que permita mejorar la capacidad de transmisión regional, nos permitimos exponer lo siguiente:*

*1) Requerimiento CRIE: Es necesario que la EPR aclare la naturaleza del proyecto (concebida como planificada, a riesgo o de reemplazo), acompañándose el estudio técnico correspondiente.*

*De conformidad con el último estudio presentado por el EOR, mediante oficio EOR-PJD-25- 08-2020-044, confirmamos que la obra objeto de análisis es una ampliación planificada y que el estudio técnico que sustenta esta clasificación es el preparado por el EOR, dentro de sus facultades y responsabilidades regulatorias, y remitido mediante el oficio antes indicado.*

*2)Requerimiento CRIE: Es necesario que la EPR revise en detalle el diseño del Proyecto y el costo estimado de la obra de Ampliación de la Subestación La Virgen a 230 kV, tomando en consideración lo indicado por el EOR y lo establecido en el literal g, número 4 del numeral 4.13.3del Libro III del RMER, debiendo corregir los estudios técnicos y económicos en donde corresponda, los montos estimados para el proyecto, considerando que dichos estudios son un insumo para determinar el Ingreso Autorizado Regional (IAR) y son necesarios para resolver sobre la modificación de la Línea SIEPAC por parte de esta Comisión.*

***Confirmamos que no hay diferencia de criterio entre el diseño de la obra presentado por EPR y lo expresado por el EOR, lo que ocurrió es una confusión de términos, no obstante, el diseño presentado por EPR corresponde con una bahía de tres (3) interruptores con dos (2) salidas de línea lo que es consistente con la configuración de interruptor y medio que por razones de confiabilidad utiliza EPR. En este sentido, los montos de costos de construcción son correctos y, por tanto, no se requiere una revisión o corrección de los estudios técnicos y económicos.***

*Los anexos 1 y 2 muestran los planos y presupuesto de obra, respectivamente.*

*3) Requerimiento CRIE: La tasa de descuento vigente fue establecida por la CRIE mediante resolución CRIE-35-2020 en un valor de 9.65%, por lo que se hace necesario que dicha tasa sea la utilizada para la evaluación económica de obras de transmisión.*

*El estudio de evaluación técnica - económica fue iniciado en febrero 2020 con las premisas entregadas por el EOR para ese efecto, incluyendo una tasa de descuento de 8.67%, y la resolución CRIE 35-2020 fue publicada el 10 de marzo del año en curso, razón por la cual no se trabajó con la tasa de descuento regional 2020 del 9.65%.*

*No obstante, se ha realizado la sensibilidad utilizando la tasa de descuento regional para el periodo 2020, resultando que el incremento de 0.98% produce variaciones mínimas que no afectan el resultado referente al beneficio regional en la construcción de la obra objeto de análisis.*

*El anexo 3 incluye el estudio de sensibilidad relacionado a efecto que sea considerado por la CRIE en el análisis.*

*4) Requerimiento CRIE: Es necesario que la EPR aclare las necesidades o no de compensación reactiva en otras áreas de control para transportar 300 MW, en el caso que esta instalación sustituya la necesidad de instalar 100 MVAR en Nicaragua; remitiendo para el efecto el estudio técnico.*

***EPR presentó en su momento al EOR el estudio de compensación reactiva el cual determinó las necesidades de estos equipamientos y el mismo EOR en otros estudios realizados considera necesario adicionar compensación reactiva complementaria, por tanto, queda en el ámbito del EOR que en su momento determine continuar con los estudios presentados por EPR o bien ampliar los mismos.***

*No obstante, reiteramos lo indicado en nuestra respuesta al requerimiento 1 de CRIE, referente a que la obra en análisis corresponde a una ampliación planificada.*

*Comentario CRIE: en caso de determinarse que los nuevos estudios técnicos y económicos difieren a los sometidos a consideración del EOR y del CDMER, se informa a la EPR que será necesario que dichos entes regionales se refieran a los mismos, previo a que esta Comisión continúe con el trámite de su solicitud.*

*Como hemos señalado en las respuestas anteriores, no hay nuevos estudios técnicos o económicos derivados de los requerimientos de la CRIE y, por tanto, no es necesario someter nueva información a la consideración de EOR o CDMER. Referente a la sensibilidad del estudio derivado de la actualización de la tasa de descuento regional, considerando que no afecta las conclusiones originales consideramos que no requiere ninguna valoración adicional.*

*Comentario CRIE: sería deseable que los documentos de licitación que para el efecto se desarrollen, puedan ser sometidos a la opinión técnica económica del EOR y a la aprobación de la CRIE. La EPR está preparando los documentos de licitación correspondientes, una vez que la obra esté autorizada serán compartidos con EOR y CRIE para los efectos correspondientes. (...)” (Lo resaltado es propio)*

Asimismo, a solicitud de la CRIE, la EPR a través del oficio GGC-GOM-2020-11-0642 presentó las siguientes aclaraciones:

*“En referencia a nuestra solicitud de cambio de definición de la Línea SIEPAC por el proyecto Derivación La Virgen, que fuera presentada a CRIE según la notificación GGC-GOM-2020-08-0537 de fecha 14 de agosto 2020, nos permitimos ampliar la información del proyecto con documentos contenidos en el enlace anexo a la presente carta y que hacen referencia a los siguientes temas:*

- Se confirma que la cantidad de transformadores de corriente para la bahía de interruptor y medio a construir será de 18 unidades, y se modifica el archivo Excel denominado “Esquema Financiero del Proyecto y referencias”, contenido en el Anexo No. 2 de nuestra notificación del 14 de agosto de 2020, donde se habían consignado 24 unidades.*
- En las bahías de interruptor y medio, EPR decidió utilizar como la filosofía principal el principio de selectividad. El cuál es la propiedad de eliminar el disturbio mediante la desconexión del menor número de elementos, durante el menor tiempo posible. Esto garantiza afectar lo menos posible la continuidad de servicio del sistema y de los elementos en las subestaciones.*

*Para cumplir esta meta, EPR utiliza en todas las subestaciones con la configuración de interruptor y medio, 6 juegos de transformadores de corriente (18 en total), para que, de esta manera, los traslapes en las diferentes zonas de protecciones (diferencial de línea, impedancia, sobre corrientes, diferencial de barra y fallas de interruptor) sean las más pequeñas. Esto garantiza la actuación de la menor cantidad de activos ante una falla que, de no tener esta configuración, podría desconectar la mitad de la subestación en lugar de ser despejada por un solo elemento. // (...)Se adjunta el unifilar completo que detalla los componentes de la bahía de interruptor y medio. La siguiente figura muestra en la bahía de interruptor y medio con dos salidas de líneas, los 6 juegos de 3 Transformadores de Corriente en Subestación La Virgen. (...) Para el caso de la línea de transmisión de la Derivación, en el archivo Excel en referencia se ha actualizado en forma más precisa el presupuesto, detallando los componentes y sus costos estimados, en el cual se han corregido los transformadores de corriente y el detalle de los postes y torres a utilizar, con lo cual el presupuesto queda como sigue:*

*(...) El presupuesto finalmente se ha ajustado para ampliar la etapa de administración y supervisión del proyecto y así como otros ajustes en los suministros de la Línea, tal como se muestra en el archivo Excel donde igualmente se han consignado las referencias que constituyen la fuente de la información para los costos.*

*Es importante indicar que como en todo proyecto de inversión lo reseñado en estos documentos, como en los anteriores, corresponden a diseños básicos del proyecto, ya que aún no se tiene la aprobación para su ejecución, y el diseño detallado se elaborará cuando se tenga la aprobación final de CRIE, recordando que EPR se conectará en una subestación existente propiedad de otro transmisor y construirá una línea de transmisión en propiedad privada, que aunque se han realizado acercamientos para determinar estos costos con los propietarios, tanto de la subestación como de los predios donde pasará la línea, cuando el proyecto esté en ejecución pueden surgir, como en todo proyecto de esta naturaleza, situaciones que tengan costos más allá de los costos definidos en 'imprevistos', además también, por el contrario, EPR puede tener valores en los costos de los suministros, menores a los previstos en el presupuesto, cuando se hagan los procesos de concurso.*

*Por lo anterior EPR considera que es mucho más beneficioso para los usuarios finales que el costo final del proyecto, que CRIE debe reconocer en los cálculos del IAR modificado que se derivará al concluir el mismo, no sean lo que se presupuestan en estos informes, ya que los mismos como reiteramos corresponden a estimaciones orientativas para propósitos de planificación, por tanto se solicita a CRIE que el costo final a reconocer, sea el que EPR demuestre ante CRIE como efectivamente gastado en el proyecto, para ello se propone a CRIE que sea parte del proceso que se llevará a cabo o bien auditar todos los gastos que se harán.*

*Los documentos han sido actualizados y están disponibles en el enlace <https://bit.ly/30D7kID>, como son:*

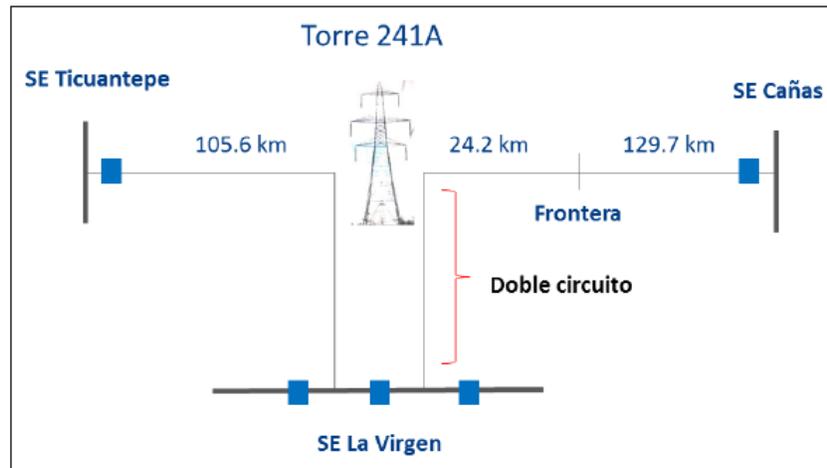
- 1. Evaluación técnica y económica de la derivación a La Virgen-rev7.*
- 2. Diagrama Unifilar de Subestación La Virgen.*
- 3. Diagrama de Planta y Perfil de Subestación La Virgen.*
- 4. Anexo No. 14. Presupuesto del Proyecto.*
- 5. Anexo No. 15. Esquema Financiero y referencias. (...).” (Lo resaltado es propio)*

## **ANÁLISIS EOR:**

El 25 de agosto de 2020, el EOR remitió a la CRIE el oficio No. EOR-PJD-25-08-2020-044 y documentos anexos, lo anterior en atención a lo establecido en el numeral I2.2 del Libro III del RMER. Al respecto debe indicarse que el EOR revisó los estudios técnicos y económicos presentados por la EPR para el proyecto denominado “Derivación de la Línea Tiquantepe - Cañas a la Subestación La Virgen” y determinó lo siguiente:

Referente a la descripción de las obras, en la siguiente figura se presenta en forma simplificada los alcances del proyecto:

Figura 7: Esquema simplificado del proyecto



Fuente: Informe de revisión del estudio técnico – económico proyecto “Derivación de la Línea Ticuantepe - Cañas a la Subestación La Virgen”, Agosto de 2020, EOR

En cuanto al alcance del proyecto conforme a lo informado por la EPR al EOR, se señaló que el proyecto de la subestación La Virgen tiene una configuración de barras de interruptor y medio, y se ampliará para instalar dos (2) bahías de 230 kV, una destinada a la conexión de la línea hacia la subestación Ticuantepe y la otra destinada para la salida de la línea hacia la subestación Cañas. Al respecto, el EOR indicó que es conveniente precisar que para conectar las líneas indicadas en subestación la Virgen, lo que se requiere es solamente una bahía completa de interruptor y medio, y no dos, y que este aspecto debe tenerse en cuenta en la estimación de los costos del proyecto.

Respecto a la revisión de los estudios técnicos presentados por la EPR, el EOR indicó lo siguiente:

- Que el estudio realizado por la EPR consiste en estudios eléctricos, enfocados en determinar el impacto de la ampliación de la derivación de la línea Ticuantepe Cañas a la subestación La Virgen, en la capacidad operativa entre Nicaragua y Costa Rica. Para tal fin, se han realizado análisis de sensibilidad para casos de porteos en sentido norte-sur y sur-norte, escalados en pasos de 25 MW.
- Que los criterios aplicados fueron los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño establecidos en el capítulo 16 del Libro III del RMER, particularmente los criterios de seguridad ante contingencias simples.

En las siguientes tablas se resume los máximos valores de porteo determinados por sobrecarga (excedencia del límite térmico continuo) y por reserva de potencia reactiva, para los casos de los años de 2022 y 2026, con y sin proyecto de derivación del primer circuito de la Línea SIEPAC Ticuantepe - Cañas a la subestación La Virgen.

Tabla 1. Año 2022 - Máximo porteo posible por límite térmico y por reserva de potencia reactiva

2022, Verano							
Sentido del flujo	Demanda	Sin Derivación			Con Derivación		
		Límite térmico (MW)	Límite por reserva de Q (MW)	Porteo resultante (MW)	Límite térmico (MW)	Límite por reserva de Q (MW)	Porteo resultante (MW)
N-S	Máxima	250	> 250	250	275	> 275	275
	Media	250	> 250	250	275	> 275	275
	Mínima	250	> 250	250	275	> 275	275
S-N	Máxima	325	> 325	325	325	> 325	325
	Media	325	325	325	325	325	325
	Mínima	325	> 325	325	325	> 325	325
2022, Invierno							
Sentido del flujo	Demanda	Sin Derivación			Con Derivación		
		Intercambio Máximo (MW)	Límite por reserva de Q (MW)	Porteo resultante (MW)	Intercambio Máximo (MW)	Límite por reserva de Q (MW)	Porteo resultante (MW)
N-S	Máxima	275	275	275	275	> 275	275
	Media	275	> 275	275	275	>275	275
	Mínima	275	> 275	275	275	>275	275
S-N	Máxima	325	> 325	325	325	>325	325
	Media	325	> 325	325	350	>350	350
	Mínima	325	> 325	325	350	>350	350

Fuente: Informe de revisión del estudio técnico – económico Proyecto “Derivación de la Línea Ticuatepe - Cañas a la Subestación La Virgen”, Agosto de 2020, EOR

Tabla 2. Año 2026 - Máximo porteo posible por límite térmico y por reserva de potencia reactiva

2026, Verano							
Sentido del flujo	Demanda	Sin Derivación			Con Derivación		
		Límite térmico (MW)	Límite por reserva de Q (MW)	Porteo resultante (MW)	Límite térmico (MW)	Límite por reserva de Q (MW)	Porteo resultante (MW)
N-S	Máxima	275	> 275	275	275	> 275	275
	Media	275	> 275	275	275	> 275	275
	Mínima	275	> 275	275	275	> 275	275
S-N	Máxima	325	> 325	325	350	> 350	350
	Media	325	> 325	325	350	325	325
	Mínima	325	> 325	325	350	> 350	350
2026, Invierno							
Sentido del flujo	Demanda	Sin Derivación			Con Derivación		
		Intercambio Máximo (MW)	Límite por reserva de Q (MW)	Porteo resultante (MW)	Intercambio Máximo (MW)	Límite por reserva de Q (MW)	Porteo resultante (MW)
N-S	Máxima	275	> 275	275	275	> 275	275
	Media	275	> 275	275	275	>275	275
	Mínima	275	> 275	275	275	>275	275
S-N	Máxima	325	> 325	325	350	>350	350
	Media	325	> 325	325	350	>350	350
	Mínima	325	> 325	325	350	>350	350

Fuente: Informe de revisión del estudio técnico – económico proyecto “Derivación de la Línea Ticuatepe - Cañas a la Subestación La Virgen”, Agosto de 2020, EOR

En la siguiente tabla se resume el impacto del proyecto de derivación del primer circuito de la Línea SIEPAC Ticuantepe - Cañas, conectando en subestación La Virgen, en cuanto al incremento de la capacidad operativa entre Nicaragua y Costa Rica.

Tabla 3. Incremento en MW resultante en la capacidad operativa con el proyecto, respecto a los casos sin proyecto.

Escenario	Porteo	Demanda		
		Máxima	Media	Mínima
Verano 2022	Norte-Sur	+25	+25	+25
	Sur-Norte	0	0	0
Invierno 2022	Norte-Sur	0	0	0
	Sur-Norte	0	+25	+25
Verano 2026	Norte-Sur	0	0	0
	Sur-Norte	+25	0	+25
Invierno 2026	Norte-Sur	0	0	0
	Sur-Norte	+25	+25	+25

Fuente: Informe de revisión del estudio técnico – económico proyecto “Derivación de la Línea Ticuantepe - Cañas a la Subestación La Virgen”, agosto de 2020, EOR

Por tanto, el EOR ha concluido que se ha demostrado que la ampliación de transmisión, consistente en el seccionamiento de línea entre las SE Ticuantepe-Cañas, derivando en la subestación La Virgen, es efectiva para evitar la sobrecarga en el enlace Ticuantepe-Cañas; permitiendo un incremento en la capacidad operativa Nicaragua-Costa Rica. Además, concluyó que el Seccionamiento de la línea entre las SE Ticuantepe-Cañas, conectando en SE La Virgen, permitirá incrementar la capacidad operativa entre Nicaragua-Costa Rica hasta en 25 MW en algunos escenarios y que dichos resultados son coherentes con los estudios realizados por el EOR en el contexto de la Planificación Regional, los cuales han demostrado que esta ampliación es requerida para alcanzar la capacidad operativa de intercambio internacional mínima 300 MW cumpliendo con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño, establecidos en el RMER.

Así mismo, el EOR con base a las conclusiones de los estudios técnicos y económicos complementarios elaborados por la EPR, recomienda a CRIE el cambio de definición de la Línea SIEPAC, para incluir los siguientes tramos de línea: 1) SE Ticuantepe - SE La Virgen (1º. circuito) con longitud aproximada de 104 km y 2) SE La Virgen - Frontera Costa Rica (1º. circuito) con longitud aproximada de 32 km; así como las siguientes bahías de subestación: 1) Subestación La Virgen - Bahía de conexión de línea hacia subestación Ticuantepe y 2) Subestación La Virgen - Bahía de conexión de línea hacia subestación Cañas.

Posteriormente, a solicitud de la CRIE, el EOR a través del oficio EOR-DE-12-11-2020-297 presentó las siguientes aclaraciones:

*“Con referencia al Informe de revisión del estudio técnico - económico, proyecto ‘Derivación de la Línea Ticuantepe - Cañas a la Subestación La Virgen’, y en atención a la nota Ref. CRIE-GT-14-11-11-2020, por medio de la presente, le remito en Anexo I lo siguiente:*

*1. Archivos con el desglose detallado del costo estimado de la obra seccionamiento de línea entre las SE Ticuantepe-Cañas, conectando en SE La Virgen, a partir de los costos referenciales unitarios determinados en la consultoría “Estimación de Costos Representativos de Inversión para Proyectos de Transmisión en América Central”. Se incluye en este punto, los siguientes archivos:*

- a. Estructura de costos para una línea de doble circuito conductor ACAR 1,024 kcmil, sobre torres de acero
- b. Detalle de costos para bahía de línea de interruptor y medio 230 kV.
- c. Listado de equipos principales para bahía de línea tipo interruptor y medio.
- d. Informe de la consultoría referida.

2. Memoria de cálculo de la revisión de los estudios económicos realizada por el EOR que incluye:
  - a. Archivos en Excel que fueron mostrados durante la reunión llevada a cabo el 10 de noviembre de 2020.
  - b. Lista de los nombres de todos los archivos de salida del modelo SDDP que fueron utilizados en la memoria de cálculo.
  - c. Base de Datos de SDDP utilizada. Debido al volumen, los archivos de salida se remiten separados, para descargarse en el siguiente enlace.  
[https://enteoperadororg-my.sharepoint.com/:u:/g/personal/ccuellar\\_enteoperador\\_org/EeTBuB87BTpJhoZ2KzzRoCABZVGQW2RoFFsJqPHj6DKcDw?e=08wUuy](https://enteoperadororg-my.sharepoint.com/:u:/g/personal/ccuellar_enteoperador_org/EeTBuB87BTpJhoZ2KzzRoCABZVGQW2RoFFsJqPHj6DKcDw?e=08wUuy)

*Respecto a la descripción de la Base de Datos del modelo computacional SDDP, utilizada por la EPR para realizar los estudios técnicos y económicos para soportar su solicitud de cambio de definición de la línea SIEPAC incorporando el proyecto "Derivación de la Línea Ticuantepe - Cañas a la Subestación La Virgen", corresponde a la base de datos de largo plazo para el período 2020-2029, que incluye los proyectos de generación y transmisión decididos en cada uno de los países para el corto y mediano plazo, y la expansión de generación resultante en el escenario de Autosuficiencia identificado como E2, del estudio de planificación regional elaborado por el EOR en 2019. Es importante aclarar además que la base de datos no contiene expansión de transmisión determinada por el EOR en su estudio de planificación regional, ya que el estudio realizado por la EPR evalúa el impacto propio del proyecto, sin considerar el efecto de otras expansiones de transmisión identificadas por el EOR."*

Adicionalmente, a solicitud de la CRIE, el EOR a través del oficio EOR-DE-09-12-2020-315 presentó las siguientes opiniones:

*"Hago referencia a su nota CRIE-SE-GT-644-04-12-2020, en la cual solicita formalizar las opiniones del EOR sobre lo expuesto por la EPR en la reunión que se llevó a cabo entre EPR, EOR y CRIE, el 13 de noviembre de 2020, en el contexto de la solicitud presentada por la EPR, de cambio de definición de la Línea SIEPAC para incorporar el seccionamiento de la línea Ticuantepe - Cañas, conectando en subestación La Virgen.*

(...)

*1) Opinión sobre el diseño de la bahía de interruptor y medio con dos salidas de línea con el uso de los 6 juegos de transformadores de corriente (18 en total), y manifieste su conformidad en cuanto al criterio técnico de diseño utilizado por la EPR y la cantidad de elementos determinados para dicha obra:*

**Respuesta:**

*El EOR, a partir de las aclaraciones realizadas por la EPR en la reunión del 13 de Noviembre de 2020 y en su informe denominado Evaluación técnica y económica de la derivación a La Virgen rev7, no tiene objeciones en cuanto al diseño de la bahía de interruptor y medio en subestación La Virgen, que forma parte de las obras seccionamiento de la línea Ticuantepe - Cañas. Dichas aclaraciones están resumidas la nota de EPR Ref. GGC-GOM-2020-11 -0642.*

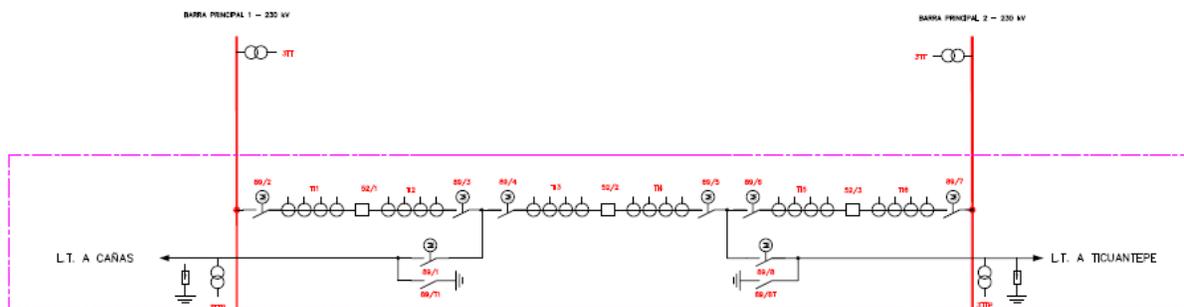
*Es importante mencionar que en la nota GGC-GOM-2020-11-0642, la EPR documenta el uso de 6 juegos de transformadores de corriente (totalizando 18 equipos), justificado bajo el principio de selectividad del esquema de protecciones. Asimismo indica, que la EPR utiliza en todas las subestaciones con la configuración de interruptor y medio, este mismo esquema de transformadores de corriente, siendo entonces parte de los criterios utilizados en el diseño de la Línea SIEPAC Con base a lo anterior, la configuración de los transformadores de corriente cumple con lo establecido en el Numeral 16.1.2 literales f) y g); y el Numeral 13.1.1 del Libro III del RMER.*

*Por lo tanto, el EOR manifiesta su conformidad en cuanto al criterio técnico de diseño utilizado por la EPR relacionado a la bahía de interruptor y medio con dos salidas de línea en subestación La Virgen, para el proyecto de seccionamiento de la línea Ticuantepe-Cañas (...).”*

## ANÁLISIS CRIE:

Respecto al diseño del proyecto de derivación del primer circuito de la Línea SIEPAC Ticuantepe Cañas en la subestación (SE) La Virgen, y con fundamento en la ampliación de información solicitada a la EPR referente al diseño del proyecto, se determinó que plantea construir en la subestación La Virgen una (1) bahía de interruptor y medio con dos salidas de línea, utilizando en la bahía el equipamiento necesario para poder cumplir el principio de selectividad a fin de afectar lo menos posible la continuidad de servicio del sistema y de los elementos en las subestaciones. Asimismo, debe indicarse que la EPR presentó un mayor detalle de las estructuras a utilizar en el tramo de los 4 kilómetros de línea de transmisión de 230 kV a construir así como un diagrama unifilar más detallado al respecto, donde se observa la bahía de interruptor y medio, con el equipamiento de 230 kV compuesto por 3 interruptores, 6 seccionadores de línea, 2 seccionadores de línea con cuchilla de puesta a tierra, 6 pararrayos, 6 transformadores de potencial y 6 juegos de transformadores de corriente (18 en total), tal como se puede observar en la siguiente figura No. 8:

Figura No.8: Bahía interruptor y medio con 2 salidas de línea a construir por EPR en la SE La Virgen



Fuente: Evaluación técnica y económica de la derivación a La Virgen-rev7.pdf

De lo anterior, considerando las aclaraciones y ampliaciones brindadas por la EPR, se está de acuerdo con el diseño básico del proyecto.

En cuanto a la parte del estudio técnico presentado por la EPR, donde se aborda lo concerniente a los estudios eléctricos que fueron revisados también por el EOR, se verificó que dicho estudio se ha realizado usando la base de datos regional de los años 2022 y 2026 que fue suministrada por el EOR a la EPR para tal fin. En el referido análisis técnico, se analizaron los escenarios de época de verano e invierno, en las tres condiciones de demanda, donde se ha demostrado que la derivación del primer circuito de la Línea SIEPAC Ticuantepe Cañas en la subestación (SE) La Virgen en Nicaragua, permitirá mayores intercambios de potencia en algunos escenarios de demanda evaluados, lo cual

incrementará el límite de la máxima capacidad de transferencia de potencia (MCTP) de porteo de Sur a Norte en 25 MW. Adicionalmente se observa que el porteo de Norte a Sur podría incrementarse en 25 MW en época de verano en el año de entrada del proyecto 2022, lo que posibilita alcanzar la capacidad de porteo en 300 MW.

Asimismo, se desprende de los análisis técnicos realizados por la EPR y el EOR que con la entrada en operación de la derivación del primer circuito de la Línea SIEPAC Ticuantepe Cañas en la subestación (SE) La Virgen, no se reduce la capacidad operativa de transmisión en la RTR. Adicionalmente se desprende de los estudios técnicos referidos que con la entrada en servicio de la derivación del primer circuito de la Línea SIEPAC Ticuantepe Cañas en la subestación (SE) La Virgen, las reservas de potencia reactiva se incrementan en algunas barras o subestaciones pertenecientes al sistema eléctrico interconectado de Nicaragua.

## **b.2) De la revisión de los estudios económicos:**

### **ANÁLISIS EPR:**

La EPR en la nota GGC-GOM-2020-08-0537, al presentar solicitud de cambio de definición de la Línea SIEPAC para incorporar la derivación del primer circuito de la Línea Ticuantepe Cañas en la subestación La Virgen en Nicaragua, manifestó entre otros aspectos, que:

*“(...) Debido a los beneficios regionales de la realización de estas obras y considerando que es una apertura de una Línea del SIEPAC, se plantea que el mismo sea ejecutado como un Cambio de Definición de la misma, de acuerdo con lo regulado por el Anexo I del Libro III del RMER. (...)// el Consejo Director Mercado Eléctrico Regional (CDMER), como representante de los Gobiernos de los países miembros, emitió, con fecha 29 de junio de 2020, en la Resolución No 2-CDMER/68, su aprobación para la incorporación del proyecto en referencia, como cambio de definición de la Línea SIEPAC.” Adicionalmente, señaló que: “(...) Una vez autorizado este cambio de definición de la Línea SIEPAC, EPR procederá a llevar a cabo los procesos de contratación, en concordancia con el Reglamento de Contratación vigente de la EPR, tales procesos serán competitivos y participativos, con el propósito de promover un adecuado número de ofertas, que permitan una competencia conveniente de proveedores en beneficio de los intereses de la Región.”*

Adicionalmente, según la información actualizada remitida por la EPR, en su oficio GGC-GOM-2020-11-0642 del 19 de noviembre de 2020, el presupuesto de inversión estimado del proyecto, es el siguiente:

Tabla 4. Presupuesto General del Proyecto

Concepto	Bahía de Interruptor y Medio con 2 Salidas de Línea. Monto US\$	4 km Línea de Transmisión Monto US\$	Total, US\$
Suministros / Materiales / Equipos	2 443 790	746 540	3 190 330
Mano de Obra	1 880 898	548 100	2 428 998
<b>Sub-Total Costos Directos</b>	<b>4 324 689</b>	<b>1 294 640</b>	<b>5 619 329</b>
Diseño Básico / Ingeniería de Detalle	216 234	64 732	280 966
Administración/Supervisión	233 533	69 911	303 444
Servidumbres	-	140 000	140 000
Medidas Ambientales	-	194 196	194 196
Imprevisto	145 621	83 060	228 681
Escalamiento	75 436	49 025	124 461
<b>Sub-Total Costos Indirectos</b>	<b>670 825</b>	<b>600 923</b>	<b>1 271 748</b>
<b>Total, del Proyecto</b>	<b>4 995 514</b>	<b>1 895 563</b>	<b>6 891 077</b>

Fuente: Nota EPR GGC-GOM-0642

Las obras consideradas en el Presupuesto General del Proyecto son las siguientes:

**Obra 1: Ampliación de la Subestación La Virgen**

- 2 salidas de línea de líneas en configuración de interruptor y medio.
- Ampliación del Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de la Subestación.
- Ampliación Sistema Automatizado de Control, Protección y Medición.
- Ampliación del Sistema de Iluminación del diámetro de la bahía a construir.
- Estructuras Metálicas para Pórticos Equipos de Patio
- Conductor, aisladores y herrajes para las barras, bajante y conexiones entre equipos.
- Cables de potencia y control.
- Todas las obras civiles para las nuevas obras (Movimiento de Tierra, ampliación Edificio de Control, Calles, andenes, Fundaciones de Equipos, Canalización para Cables, Bordillos, drenajes y capa de pedrín en la bahía de la Subestación).
- Ampliación de Servidumbre para las torres o postes que llegan al pórtico.

**Obra 2: Líneas de Transmisión**

- Suministro y construcción de 13 torres de celosía, 3 postes y de 4 kilómetros de línea de transmisión en 230 kV, doble circuito, con conductor 1024 ACAR y un hilo de guarda tipo OPGW 36 hilos, desde la Torre 241A hasta la Subestación La Virgen.

Por otra parte, debe mencionarse que previamente, la EPR indicó en la nota GGC-GOM-2020-08-0537, del 14 de agosto de 2020, lo siguiente:

*“(…) Para financiar estas obras, se ha identificado la conveniencia de utilizar los fondos reservados en EPR, originados por la ejecución llevada con ENATREL de la Línea Sandino – Masaya, de acuerdo con el ‘Contrato para Compartir la propiedad de la Infraestructura General de la Línea SIEPAC entre las Subestaciones de Sandino y Masaya entre la Empresa Propietaria de la Red (EPR) y ENATREL’ firmado el 25 de mayo de 2012, contratación aprobada por CRIE en su oportunidad. //Los fondos acumulados en EPR al 30 de junio del 2020,*

*pendientes de auditar, por el contrato citado ascienden a US\$7,882,998. La Auditoría Financiera de CRIE realizada por la Unidad de Supervisión y Vigilancia del Mercado, confirmó que, para junio del 2019, se tenían disponibles recursos por ese concepto por un monto de US\$7,405,204, de acuerdo con el documento correspondiente, que hace referencia al futuro uso de estos fondos para el propósito indicado. // Cabe señalar que el mecanismo para atender este compromiso de parte de ENATREL, fue autorizando la retención de sus dividendos de EPR por cerca de US\$5.899.619, brindando servicios a EPR y compensando con el diferencial de tasas de interés del BID de acuerdo con lo establecido en el contrato firmado. Por el cual se recomienda que dichos recursos se utilicen en Nicaragua para realizar esta importante obra necesaria tanto para la región como para el sistema de transmisión de dicho país. // La contratación de un crédito con banca de desarrollo generaría un incremento en el servicio de la deuda que afectaría el Ingreso Autorizado Regional, lo cual destaca otra ventaja del esquema de financiamiento propuesto. Además, este esquema descartado de utilizar un crédito habría que complementarlo con aportaciones de capital social, que también generaría un incremento en la rentabilidad, mientras que, con el esquema propuesto, la rentabilidad no se vería afectada por este motivo. // Se han realizado proyecciones del incremento de AOM por los primeros años, una vez que entre en operación comercial dicha inversión, reflejando un impacto menor, cuyo monto se ha estimado en US\$200,000 anuales a partir del año 2023 (...).”*

Adicionalmente, del estudio económico incluido en el documento de “Evaluación técnica y económica de la derivación a La Virgen -rev7.pdf”, la EPR concluye que:

*“(...) a. El proyecto de conexión de la Subestación La Virgen a la línea SIEPAC, cumple de manera satisfactoria para ser considerada como una obra planificada. // b. Se cumple que el valor presente de los beneficios netos del proyecto debe ser mayor que cero, en este caso es de 24.14 millones de USD a valor presente del año 2020. Si se rebajan las inversiones el beneficio neto total es de 20.25 millones de USD. La relación beneficio/costo para el período de análisis alcanza un valor de 2.9, y si se extienden los beneficios del proyecto usando un promedio de los años analizados dicho valor es de 2.8.// c. Se cumple que ningún país debe concentrar más del 80% de los beneficios sociales del proyecto, en este caso el país con mayores beneficios es Guatemala con un 32.6%. // d. Se cumple que ningún agente de la Región debe concentrar más del 50% de los beneficios privados del proyecto. En este caso el beneficio mayor corresponde a la empresa EGECO con un 7.3%, que está muy lejos del 50% requerido. // e. Se cumple que la suma de los beneficios de los tres agentes generadores con mayores beneficios no debe superar el 80% de los beneficios totales, en este caso la participación asciende al 17.5% que incluye, ya que además de la empresa EGECO, incluye las empresas ENEL y PENSA, que sumadas están muy lejos del 80% máximo requerido.(...)”*

## **ANÁLISIS EOR:**

Según el “*INFORME DE REVISIÓN DEL ESTUDIO TECNICO – ECONÓMICO, PROYECTO ‘Derivación de la Línea Ticuantepe - Cañas a la Subestación La Virgen’ (Seccionamiento de línea Ticuantepe-Cañas, conectando en la subestación La Virgen)*”, remitido a la CRIE mediante el oficio EOR-PJD-25-08-2020-044, se indica que el objetivo del estudio económico es demostrar que la ampliación de transmisión propuesta para incluirse en el cambio de definición de la Línea SIEPAC clasifica como ampliación planificada. Lo anterior, debido a que dicho proyecto generará beneficios privados y beneficios sociales dispersos, es decir, que no se concentran en un solo país, ni en un grupo reducido de agentes, conforme a los criterios definidos en los literales b), c), y d) del numeral 10.6.2 del Libro III del RMER.

Adicionalmente, en dicho documento el EOR ha indicado respecto a la Base de Datos del modelo computacional SDDP, utilizada por la EPR para realizar los estudios técnicos y económicos evaluados, que la misma corresponde a la base de datos de largo plazo para el período 2020-2029, misma que incluye los proyectos de generación y transmisión decididos en cada uno de los países para el corto y mediano plazo, y la expansión de generación resultante en el escenario de Autosuficiencia identificado como E2, del estudio de planificación regional elaborado por el EOR en 2019. También el EOR ha aclarado que la base de datos no contiene expansión de transmisión determinada por el EOR en su estudio de planificación regional, ya que el estudio realizado por la EPR evalúa el impacto propio del proyecto, sin considerar el efecto de otras expansiones de transmisión identificadas por el EOR.

En el informe del EOR antes citado, se describen las premisas utilizadas para realizar el estudio económico siendo las siguientes:

- ✓ Horizonte de análisis: Las simulaciones con el SDDP se realizaron para el mismo período del plan de expansión preparado por el EOR en el año 2019 (2020-2029) y los beneficios se obtuvieron para el período 2022-2029 dado que la conexión de la subestación la Virgen a la línea SIEPAC se realizará en el año 2022.
- ✓ Tasa de descuento: 8,67%, que es la misma que usó el EOR en la preparación de los planes de expansión regionales del año 2019.
- ✓ Costo de la Energía no servida:
  - Bloque 1: 5% profundidad de falla: 466 US\$/MWh
  - Bloque 2: 5% profundidad de falla: 870 US\$/MWh
  - Bloque 3: 20% profundidad de falla: 1,216 US\$/MWh
  - Bloque 4: 70% profundidad de falla: 2,056 US\$/MWh
- ✓ Vida útil del proyecto: 30 años
- ✓ Restricciones de Exportaciones e Importaciones: Debido a condiciones operativas, se establecieron volúmenes de 300 MW máximos de exportaciones e importaciones para cada país.
- ✓ Límite de flujos de la suma de circuitos entre Nicaragua y Costa Rica: En las tablas 4.4 y 5.3 del análisis técnico se incluyen los límites de transferencia por la suma de los circuitos que atraviesan la frontera entre Nicaragua y Costa Rica.

En cuanto a los criterios metodológicos utilizados en el estudio económico, según la Regulación Regional vigente, se desprende que las Ampliaciones Planificadas, son aquellas ampliaciones con beneficios asociados, dispersos, donde:

- Ampliaciones para las cuales la concentración de los Beneficios Sociales en un único país, es menor que 80% de los beneficios totales;
- Ampliaciones para las cuales la concentración de los Beneficios Privados, es menor a 50% en un único agente, y menor a 80% en tres (3) Agentes.

Como resultados obtenidos del estudio económico, se presenta a continuación de forma resumida el cálculo del beneficio neto de la demanda, el beneficio neto de los generadores, el beneficio social neto atribuible al proyecto, el cálculo de la concentración del beneficio social por país, el cálculo de la concentración de los beneficios privados de los agentes, y con base en los cálculos anteriores, se determina la clasificación de la ampliación.

Tabla 5: Beneficio neto de la demanda

AÑO	GU	ES	HO	NI	CR	PA	TOTAL
2020	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0	0
2022	52	20	157	-3,245	-486	0	-3,502
2023	-607	-286	-220	-2,028	-404	0	-3,545
2024	-553	-405	-940	-2,630	615	0	-3,913
2025	-924	-490	-716	-2,232	1,121	0	-3,241
2026	-324	-253	-426	-792	1,054	0	-740
2027	-752	-390	-526	-1,104	1,298	0	-1,474
2028	-469	-225	-282	-758	1,225	0	-509
2029	-332	-294	-301	-1,015	710	0	-1,232
<b>VPN</b>	<b>-2,451</b>	<b>-1,446</b>	<b>-2,024</b>	<b>-9,654</b>	<b>2,785</b>	<b>0</b>	<b>-12,790</b>

Fuente: INFORME DE REVISIÓN DEL ESTUDIO TECNICO – ECONÓMICO, PROYECTO `Derivación de la Línea Ticuantepe - Cañas a la Subestación La Virgen´ (Seccionamiento de línea Ticuantepe-Cañas, conectando en la subestación La Virgen)

Tabla 6: Beneficio neto de los generadores

AÑO	GU	ES	HO	NI	CR	PA	TOTAL
2020	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0	0
2022	-272	367	-755	8,666	2,369	-440	9,933
2023	3,321	1,004	1,639	3,845	1,589	2,600	13,997
2024	3,939	2,961	4,203	5,142	-3,231	2,267	15,281
2025	6,567	2,997	4,804	4,441	-5,191	-3,579	10,039
2026	2,253	1,443	2,376	1,598	-4,867	-2,363	439
2027	4,540	2,200	3,986	2,381	-6,535	-5,024	1,547
2028	3,222	1,229	3,253	1,671	-5,652	-7,195	-3,473
2029	4,109	1,627	2,535	2,293	-2,720	-6,408	1,438
<b>VPN</b>	<b>17,021</b>	<b>8,700</b>	<b>13,363</b>	<b>21,197</b>	<b>-13,297</b>	<b>-10,057</b>	<b>36,926</b>

Fuente: INFORME DE REVISIÓN DEL ESTUDIO TECNICO – ECONÓMICO, PROYECTO `Derivación de la Línea Ticuantepe - Cañas a la Subestación La Virgen´ (Seccionamiento de línea Ticuantepe-Cañas, conectando en la subestación La Virgen)

Tabla 7: Beneficio Social neto atribuible al proyecto

País	Beneficio de los consumidores	Beneficio de los generadores	Beneficio Social	Beneficio Social valores positivos	Participación
Guatemala	-2.5	17.0	14.6	14.6	32.6%
El Salvador	-1.4	8.7	7.3	7.3	16.2%
Honduras	-2.0	13.4	11.3	11.3	25.4%
Nicaragua	-9.7	21.2	11.5	11.5	25.8%
Costa Rica	2.8	-13.3	-10.5	0.0	0.0%
Panamá	0.0	-10.1	-10.1	0.0	0.0%
<b>TOTAL</b>	<b>-12.8</b>	<b>36.9</b>	<b>24.1</b>	<b>44.7</b>	<b>100%</b>

Fuente: *INFORME DE REVISIÓN DEL ESTUDIO TECNICO – ECONÓMICO, PROYECTO ‘Derivación de la Línea Ticuantepe - Cañas a la Subestación La Virgen’ (Seccionamiento de línea Ticuantepe-Cañas, conectando en la subestación La Virgen)*

El beneficio social neto atribuible a la ampliación de Seccionamiento de línea Ticuantepe - Cañas, conectando en la subestación La Virgen, resulta en MUS\$ 24.1.

En la siguiente tabla, el EOR muestra los resultados obtenidos de la máxima concentración del beneficio social en un país, y la máxima concentración del beneficio privado en un agente y en 3 agentes, indicando la clasificación correspondiente de la ampliación, conforme a los criterios establecidos en el RMER.

Tabla 8: Clasificación de la ampliación

Ampliación	Máxima concentración del BS en un país	Máx. Concentración Beneficio Privado en 1 agente	Máx. Concentración Beneficio Privado en 3 agentes	Clasificación
Seccionamiento de línea entre las SE Ticuantepe - Cañas conectando en la subestación La Virgen.	32.59%	7.3%	17.5%	<b>Planificada</b>

Fuente: *INFORME DE REVISIÓN DEL ESTUDIO TECNICO – ECONÓMICO, PROYECTO ‘Derivación de la Línea Ticuantepe - Cañas a la Subestación La Virgen’ (Seccionamiento de línea Ticuantepe-Cañas, conectando en la subestación La Virgen)*

Sobre la metodología utilizada en el informe presentado por la EPR, el EOR ha observado que en el cálculo de los beneficios y la concentración de los mismos, es coherente con las formulaciones y cálculos que realiza el EOR conforme a lo establecido en el capítulo 10 del Libro III del RMER. Además, el EOR indicó que ha verificado los cálculos presentados por EPR, y confirma que son correctos; no obstante se tienen pequeñas diferencias en cuanto al cálculo de la concentración de beneficio para un agente, siendo dichas diferencias irrelevantes en cuanto a que no modifica la clasificación de la ampliación como planificada.

Ahora bien, en cuanto al costo estimado de las ampliaciones, el EOR ha observado que el costo de bahías de subestación estimado por la EPR es un poco más que el doble del costo estimado por el EOR, con base a costos unitarios referenciales; por lo cual, recomienda revisar el cálculo de la EPR, ya que puede estarse considerando el costo de dos bahías de interruptor y medio, cuando realmente solo se requiere de una bahía completa de interruptor y medio para conectar en subestación La Virgen las salidas de línea a subestación Ticuantepe y a subestación Cañas. Por lo anterior, el EOR sugiere revisar el cálculo del costo realizado por la EPR, al momento de que la CRIE determine el Ingreso Autorizado Regional (IAR) correspondiente.

Por tanto, el EOR a partir de la revisión del estudio económico presentado por la EPR, ha concluido lo siguiente:

“(…) 2. El estudio económico demuestra que, la ampliación Seccionamiento de línea entre las SE Ticuantepe-Cañas, conectando en SE La Virgen, produce un Beneficio Social Neto mayor que cero

*(24 MUS\$), lo cual cumple con el requerimiento establecido en el literal a) del numeral 10.6.2 del Libro III del RMER.//3. Con base a la aplicación de los criterios establecidos en el RMER, se concluye que la ampliación denominada Seccionamiento de línea entre las SE Ticuantepe-Cañas, conectando en SE La Virgen, clasifica como ampliación Planificada. // 4. Se hace la observación que el costo estimado por EPR de la ampliación, difiere de la estimación del EOR con base a costos unitarios referenciales, identificándose la mayor diferencia en el costo de las obras de subestación, por lo cual se recomienda que EPR y/o CRIE revisen el cálculo de dichos costos a efectos de determinar el IAR correspondiente.”*

Finalmente, el EOR recomendó lo siguiente:

*“(…) Por lo tanto, el EOR, con base a lo establecido en el numeral I2.2 del Anexo I del Libro III del RMER y con base a las conclusiones de los estudios técnico y económicos complementarios elaborados por la EPR, recomienda a CRIE el cambio de definición de la línea SIEPAC, para incluir los siguientes tramos de línea: 1) SE Ticuantepe – SE La Virgen (1er circuito) con longitud aproximada de 104 km, 2) SE La Virgen – Frontera Costa Rica (1er circuito) con longitud aproximada de 32 km y las siguientes bahías de subestación: 1) Subestación La Virgen – Bahía de conexión de línea hacia subestación Ticuantepe. 2) Subestación La Virgen – Bahía de conexión de línea hacia subestación Cañas.”*

Posteriormente, a solicitud de la CRIE, el EOR a través del oficio EOR-DE-09-12-2020-315 presentó en cuanto a los costos del proyecto, la opinión siguiente:

*“(…) Habiéndose aclarado por parte de EPR que los alcances del proyecto se refieren a dos salidas de línea en esquema de interruptor y medio, hemos calculado nuevamente el costo de dichas obras, con base a los costos referenciales que utiliza el EOR en los estudios de planificación regional, resultando el costo total estimado del proyecto en **USD 6,175,631**, siendo USD1,353,117 correspondiente al costo estimado del tramo de línea de 4.0 km de la derivación a subestación La Virgen, y USD 4,822,513 correspondiente a la construcción de una bahía de interruptor y medio con dos salidas de línea en subestación La Virgen. En el Apéndice A de esta nota se presenta la memoria de cálculo de estos costos.*

*Es importante mencionar que los costos estimados por el EOR se basan en valores referenciales medios y diseños estándar, mientras que la estimación realizada por la EPR se basa en un diseño de ingeniería particular del proyecto. Considerando lo anterior, la diferencia de los costos se observa en un valor razonable.*

*Por tanto, el EOR no tiene objeciones al monto del costo estimado por la EPR, de USD 6,891,077.00 informado en la nota GGC-GOM-2020-11-0642.*

*Debe tenerse en cuenta que los costos estimados tanto por el EOR como por la EPR son orientativos y el costo final del proyecto solo puede determinarse al finalizar su construcción, y puede diferir de las estimaciones presentadas.”.*

## **ANÁLISIS CRIE:**

Para el análisis del proyecto planteado por la EPR, debe de considerarse que siendo que aún no se tiene por finalizada la construcción del primer sistema de transmisión de la Línea SIEPAC, al mismo le es aplicable lo establecido en el numeral I2.3 del Anexo I del Libro III del RMER, consistiendo

dicho proyecto en una apertura o derivación de aproximadamente 4 kilómetros del primer circuito de la Línea del SIEPAC.

### **Naturaleza del Proyecto**

Sobre la naturaleza de la obra, fue necesario solicitar a la EPR que aclarara la naturaleza del proyecto (concebida como planificada, a riesgo o de reemplazo), acompañándose el estudio técnico correspondiente.

Al respecto, la EPR indicó a la CRIE lo siguiente:

*“De conformidad con el último estudio presentado por el EOR, mediante oficio EOR-PJD-25-08-2020-044, confirmamos que la obra objeto de análisis es una ampliación planificada y que el estudio técnico que sustenta esta clasificación es el preparado por el EOR, dentro de sus facultades y responsabilidades regulatorias, y remitido mediante el oficio antes indicado.”.*

Al revisar el estudio técnico al que hace referencia la EPR (*“INFORME DE REVISIÓN DEL ESTUDIO TECNICO – ECONÓMICO, PROYECTO `Derivación de la Línea Ticuantepe - Cañas a la Subestación La Virgen´ (Seccionamiento de línea Ticuantepe-Cañas, conectando en la subestación La Virgen)”*), se ha determinado que se han realizado los análisis técnicos y económicos considerando el proyecto y sin considerar el proyecto, evaluado solamente la incorporación de la ampliación o proyecto de derivación del primer circuito de la Línea Ticuantepe Cañas en la subestación La Virgen, sin considerar el efecto de otras expansiones de transmisión identificadas por el EOR y considerado en la bases de datos empleada únicamente las obras decididas por los países en el corto y mediano plazo. Todo lo anterior con el fin de evaluar el impacto propio del proyecto.

Los análisis con y sin proyecto, para demostrar que el proyecto es una ampliación planificada, fueron realizados con el modelo computacional SDDP, y al aplicar los criterios establecidos en el RMER, se determinó que la concentración de los beneficios sociales en un único país, es menor que 80% de los beneficios totales; la concentración de los beneficios privados, es menor a 50% en un único agente, y menor a 80% en tres (3) agentes. Conforme a los referidos criterios, el proyecto de la derivación del primer circuito de la Línea SIEPAC Ticuantepe Cañas en la subestación La Virgen en Nicaragua, resulta siendo una ampliación planificada.

Por otra parte, a solicitud de esta Comisión, se obtuvo de parte del EOR la memoria de cálculo de la revisión del estudio económico que sustenta la revisión realizada en detalle llevada a cabo por parte del EOR en su informe de revisión presentado a la CRIE. Con base en lo anterior se ha podido observar que en efecto, para este estudio económico específico, se han desarrollado los respectivos cálculos y análisis conforme la metodología establecida en la normativa regional y por tanto la derivación del primer circuito de la Línea SIEPAC Ticuantepe Cañas en la subestación La Virgen, de acuerdo a los análisis realizados, clasifica como una ampliación planificada.

### **Costo del Proyecto**

El EOR indicó en el *“INFORME DE REVISIÓN DEL ESTUDIO TECNICO – ECONÓMICO, PROYECTO `Derivación de la Línea Ticuantepe - Cañas a la Subestación La Virgen´ (Seccionamiento de línea Ticuantepe-Cañas, conectando en la subestación La Virgen)”*, remitido mediante el oficio EOR-PJD-25-08-2020-044, que observó que la EPR contemplaba para el proyecto de la subestación La Virgen una configuración de barras de interruptor y medio, y una ampliación para instalar dos (2) bahías de 230 kV, una destinada a la conexión de la línea hacia la subestación

Ticuantepé y la otra destinada para la salida de la línea hacia la subestación Cañas. Por tanto, el EOR señaló que es conveniente precisar que para conectar las líneas indicadas en la subestación la Virgen, lo que se requiere es solamente una bahía completa de interruptor y medio, y no dos, y que este aspecto debe tenerse en cuenta en la estimación de los costos del proyecto.

Con base en lo anterior, la CRIE le solicitó a la EPR revisar en detalle el diseño del proyecto y el costo estimado de la obra de ampliación de la Subestación La Virgen a 230 kV, tomando en consideración lo indicado por el EOR y lo establecido en el literal g, número 4 del numeral 4.13.3 del Libro III del RMER, debiendo corregir los estudios técnicos y económicos en donde corresponda, los montos estimados para el proyecto, considerando que dichos estudios son necesarios para resolver sobre la modificación de la Línea SIEPAC.

Al respecto, la EPR manifestó a esta Comisión, lo siguiente:

*“Confirmamos que no hay diferencia de criterio entre el diseño de la obra presentado por EPR y lo expresado por el EOR, lo que ocurrió es una confusión de términos, no obstante, el diseño presentado por EPR corresponde con una bahía de tres (3) interruptores con dos (2) salidas de línea lo que es consistente con la configuración de interruptor y medio que por razones de confiabilidad utiliza EPR. // En este sentido, los montos de costos de construcción son correctos y, por tanto, no se requiere una revisión o corrección de los estudios técnicos y económicos. // Los anexos 1 y 2 muestran los planos y presupuesto de obra, respectivamente.”*

No obstante, después de revisar la nueva información presentada por EPR, se consideró que aún era necesario que la EPR especificara con más detalle el diseño del proyecto y el desglose de los costos, lo cual fue comunicado a la EPR a través del oficio CRIE-GT-14-11-11-2020. En atención a la referida comunicación la EPR remitió a la CRIE la nota GGC-GOM-2020-11-0642, mediante la cual realizó ajustes y adecuaciones en el unifilar del proyecto como en el detalle de los costos de los equipos a utilizar.

Al respecto, es importante mencionar que en la reunión de trabajo realizada el 13 de noviembre de 2020 entre la CRIE-EPR-EOR y en el oficio EOR-DE-09-12-2020-315, el EOR manifestó su conformidad en cuanto al criterio técnico de diseño utilizado por la EPR y la cantidad de elementos determinados para dicha obra, es decir una bahía de tres interruptores con dos salidas de línea, que es consistente con la configuración de interruptor y medio.

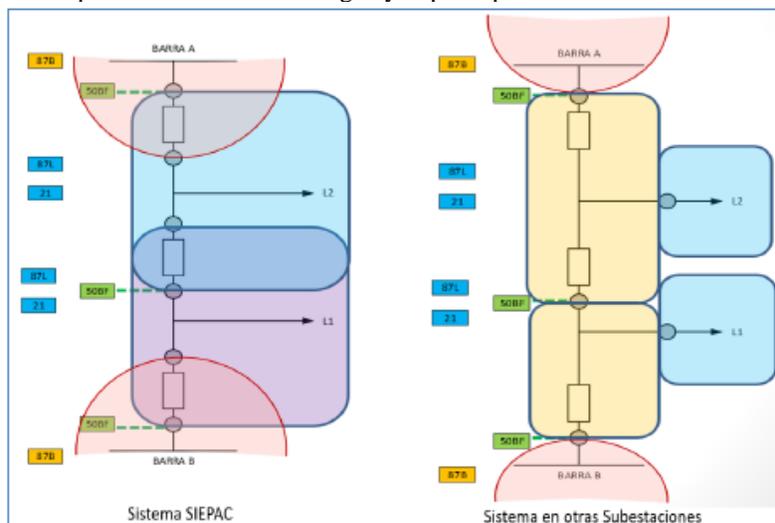
De lo anterior, se observa que la EPR ha dado cumplimiento a lo que esta Comisión le solicitó al efecto, no obstante en cuanto al costo del proyecto, la EPR presentó finalmente un presupuesto total de USD 6,891,077.00 que es aproximadamente el doble del costo inicial que había estimado e informado el EOR de USD 3,760,000.00; sin embargo, la EPR respecto al costo del proyecto ha manifestado mediante el oficio GGC-GOM-2020-11-0642, lo siguiente:

*“(…) Por lo anterior EPR considera que es mucho más beneficioso para los usuarios finales que el costo final del proyecto, que CRIE debe reconocer en los cálculos del IAR modificado que se derivará al concluir el mismo, no sean lo que se presupuestan en estos informes, ya que los mismos como reiteramos corresponden a estimaciones orientativas para propósitos de planificación, por tanto se solicita a CRIE que el costo final a reconocer, sea el que EPR demuestre ante CRIE como efectivamente gastado en el proyecto, para ello se propone a CRIE que sea parte del proceso que se llevará a cabo o bien auditar todos los gastos que se harán.”*

También es importante señalar que el EOR ha manifestado que “Habiéndose aclarado por parte de EPR que los alcances del proyecto se refieren a dos salidas de línea en esquema de interruptor y medio, hemos calculado nuevamente el costo de dichas obras, con base a los costos referenciales que utiliza el EOR en los estudios de planificación regional, resultando el costo total estimado del proyecto en USD 6,175,631, siendo USD1,353,117 correspondiente al costo estimado del tramo de línea de 4.0 km de la derivación a subestación La Virgen, y USD 4,822,513 correspondiente a la construcción de una bahía de interruptor y medio con dos salidas de línea en subestación La Virgen.”.

Es evidente que la cantidad de elementos considerados por la EPR en el diseño, tiene un efecto en el monto estimado, que difiere respecto al informado inicialmente por el EOR, diferencia que fue superada en la reunión de trabajo entre la CRIE-EPR-EOR, realizada el 13 de noviembre de 2020 y en el oficio GGC-GOM-2020-11-0642, en la que la EPR manifestó que en el diseño del proyecto está considerado en la subestación La Virgen una bahía de interruptor y medio con dos salidas de línea, o lo que también la EPR la denomina bahía de diámetro completo. Además, la EPR indicó que de acuerdo con el principio de selectividad que utiliza en las bahías de la Línea SIEPAC (figura No. 9), emplea seis (6) juegos de transformadores de corriente (18 en total), para que, de esta manera, los traslapes en las diferentes zonas de protecciones (diferencial de línea, impedancia, sobre corrientes, diferencial de barra y fallas de interruptor) sean las más pequeñas. Este diseño permite afectar lo menos posible la continuidad de servicio del sistema y de los elementos en las subestaciones. Al respecto, el EOR indicó estar de acuerdo con el diseño y el monto presentado por la EPR. Adicionalmente, el diseño utilizado por la EPR es adecuado por aspectos de seguridad operativa, justificándose técnicamente el uso de los 6 juegos de transformadores de corriente; por lo que se considera conveniente tener como referencia los datos estimados por la EPR del costo del proyecto por un monto de USD 6,891,077.00, haciendo la aclaración que la CRIE realizará las auditorías que sean necesarias para determinar el costo final del proyecto y lo que sería posible reconocer a través del Ingreso Autorizado Regional.

Figura No.9: Bahía interruptor y medio con 2 salidas de línea a construir por EPR en la SE La Virgen y el principio de selectividad



Fuente: Nota de EPR No. GGC-GOM-2020-11-0642

### **Tasa de descuento utilizada por la EPR en los estudios económicos**

Al revisar los estudios económicos presentados por la EPR, se encontró que la tasa de descuento utilizada por la EPR en los estudios económicos es de 8.67%. En razón de lo anterior, se le indicó a la EPR que la tasa de descuento vigente fue establecida por la CRIE mediante resolución CRIE-35-2020 en un valor de 9.65%, por lo que se hacía necesario que dicha tasa fuera la utilizada para la evaluación económica de obras de transmisión.

Al respecto, la EPR manifestó lo siguiente:

*“El estudio de evaluación técnica - económica fue iniciado en febrero 2020 con las premisas entregadas por el EOR para ese efecto, incluyendo una tasa de descuento de 8.67%, y la resolución CRIE 35-2020 fue publicada el 10 de marzo del año en curso, razón por la cual no se trabajó con la tasa de descuento regional 2020 del 9.65%. // No obstante, se ha realizado la sensibilidad utilizando la tasa de descuento regional para el periodo 2020, resultando que el incremento de 0.98% produce variaciones mínimas que no afectan el resultado referente al beneficio regional en la construcción de la obra objeto de análisis. // El anexo 3 incluye el estudio de sensibilidad relacionado a efecto que sea considerado por la CRIE en el análisis.”*

Mediante el estudio de sensibilidad, la EPR llegó a las siguientes conclusiones:

*“No hay ninguna duda que la tasa de descuento tiene efectos sobre los beneficios de una obra de acuerdo con la metodología establecida en el RMER, en este caso particular los beneficios se reducen en un 2.7% al pasar de 24.14 millones de US\$ a valor presente del año 2020 para una tasa del 8.67% contra 23.48 millones de US\$ para una tasa de 9.65%. // En el caso de la repartición de beneficios por países y por agentes el efecto del cambio de la tasa de descuento es despreciable ya que todos los países y agentes se afectan de manera proporcional. El país con mayores beneficios es Guatemala que alcanza un 32.45% para una tasa de 9.65% contra 32.59 para un tasa de 8.67%, el agente con mayores beneficios, que es EGECO, alcanza un 7.24% para una tasa de 9.65% contra 7.29% para una tasa de 8.67 y los tres agentes con mayores beneficios: EGECO, PENSA y ENEL, alcanzan un valor sumado del 17.55% para una tasa de 9.65% contra el 17.48% para una tasa de descuento de 8.67%. Es importante señalar que estos valores cumplen de manera satisfactoria con los parámetros establecidos en el RMER para que esta obra sea considerada como una obra planificada.”*

Al respecto es importante mencionar que en el proceso de verificación de la información remitida por la EPR, se identificaron una serie de inconsistencias entre lo indicado en el informe de sensibilidad y los archivos de cálculo, por lo que se identificó la necesidad de realizar una reunión de trabajo con la EPR y la remisión de una serie de correos electrónicos para subsanar estos aspectos, por lo que debe hacerse un llamado a la EPR para evitar a futuro este tipo de inconvenientes. Finalmente, se verificó que la información indicada por la EPR en el estudio de sensibilidad remitido, fuera consistente con los archivos Excel de soporte. En virtud de lo anterior, se puede concluir que la EPR ha cumplido con realizar la evaluación económica de la obra aplicando la tasa de descuento vigente de 9.65%, identificando que la obra mantiene su clasificación como obra planificada.

### **Recursos para financiar el proyecto**

Que a través de la auditoria de administración de recursos de la EPR período enero a diciembre 2019 realizada por la Unidad de Supervisión y Vigilancia de la CRIE, dicha unidad determinó el 28 de diciembre de 2020, los siguientes montos concernientes a ingresos adicionales totales recibidos por la EPR por la venta de infraestructura SIEPAC para la construcción del Doble Circuito Nicaragua:

**Ingresos adicionales totales recibidos por venta de infraestructura SIEPAC para Doble Circuito Nicaragua (actualizado abril 2020)**

Descripción	Monto en US\$	Monto en US\$
Balance Acumulado Auditoría CRIE año 2018		7,405,204
Dividendos Distribuidos a ENATREL con Abono a cuenta del Doble Circuito <i>(Reconocidos en la Rentabilidad del IAR 2019)</i>	844,486	
Diferencial de Tasa Prestamos BID (1096/SF-NI ; 2421/BL-NI)		
Abono a cuenta del Doble Circuito <i>(Reconocido en SD del IAR 2019)</i>	409,846	
Alivio de Deuda BID (1096/SF-NI) <i>(Reconocido en SD del IAR 2019)</i>	14,371	
Compensación de Servicios de ENATREL Año 2019 (Reconocido como gastos de AOM 2019)	66,472	
Sub-total		1,335,175
<b>Balance Acumulado Auditoría CRIE año 2019</b>		<b>8,740,379</b>

Concepto	Monto en USD	Monto en USD
Ingresos Recibidos		8,740,379
Descuento de intereses generados en 2018 (CRIE-49-2019)	(99,598)	
Fuente de financiamiento Cuenta Servidumbres a través de los intereses generados en 2019 (CRIE-49-2020)	(71,873)	
Fuente de financiamiento plan de Inversiones (2019-2022) a través de los intereses generados entre 2011- 2017 Acuerdo CRIE-03-145 / Informe SV-102/2019 /GM-88-10-2019	(880,041)	
Ingresos disponibles		7,688,867

Con base en lo anterior, se evidencia que a abril 2020, la EPR disponía de USD 7,688,867 que han sido originados por la ejecución del proyecto de construcción y operación de la Línea Sandino – Masaya llevada con ENATREL, de acuerdo con el “*Contrato para Compartir la propiedad de la Infraestructura General de la Línea SIEPAC entre las Subestaciones de Sandino y Masaya entre la Empresa Propietaria de la Red (EPR) y ENATREL*” firmado el 25 de mayo de 2012, contrato que no ha sido finiquitado por la EPR y ENATREL, y sería necesario realizar una auditoría por parte de la CRIE en dicho momento para establecer los recursos finalmente generados del mismo. Asimismo, se indica que el monto de USD 7,405,204, del Balance Acumulado Auditoría CRIE año 2018, coincide con lo indicado por la EPR en la nota GGC-GOM-2020-08-0537 mediante la cual indica que “*Los fondos acumulados en EPR al 30 de junio del 2020, pendientes de auditar, por el contrato citado ascienden a US\$7,882,998. La Auditoría Financiera de CRIE realizada por la Unidad de Supervisión y Vigilancia del Mercado, confirmó que, para junio del 2019, se tenían disponibles recursos por ese concepto por un monto de US\$7,405,204, de acuerdo con el documento correspondiente, que hace referencia al futuro uso de estos fondos para el propósito indicado.*”, es decir que la EPR sí mantiene en reserva el monto indicado producto de los ingresos por compensación recibida de ENATREL del doble circuito Sandino Masaya.

El proyecto se puede calificar como una modificación de la Línea SIEPAC tomando en cuenta que sustituye al equipo de compensación reactiva en Nicaragua identificado en el estudio de “*Evaluación técnica y económica de la derivación a La Virgen-rev7.pdf*” conforme lo establece el numeral I2.1 inciso c) del anexo I que establece que “*Que los equipos de compensación reactiva corresponden a*

*las necesidades de corto plazo identificadas en los estudios de la EPR como primera etapa, mientras la Línea SIEPAC no se cargue a más de 200 MW; oportunamente la EPR debe presentar a la CRIE estudios actualizados de compensación reactiva para cubrir las necesidades de estos equipos, que se prevén como necesarios para el sistema de Nicaragua y posiblemente para otros sistemas, para cuando las transacciones regionales alcancen valores entre 200 y 300 MW".* En consecuencia, este tramo de Línea se considera como una obra planificada.

Tomando en cuenta que en la solicitud de conexión presentada por ENATREL para conectar a la RTR las instalaciones eléctricas del proyecto de refuerzo de transmisión a 230kV comprendido entre SE Sandino-SE Masaya en Nicaragua, aprobada mediante resolución CRIE-P-20-2013, la CRIE tomó en consideración el contrato suscrito entre EPR y ENATREL para compartir la propiedad de la infraestructura de la Línea SIEPAC y que la EPR manifiesta que ya dispone de recursos originados por la ejecución del proyecto de construcción y operación de la Línea Sandino – Masaya llevada con ENATREL, de acuerdo con el **“Contrato para Compartir la propiedad de la Infraestructura General de la Línea SIEPAC entre las Subestaciones de Sandino y Masaya entre la Empresa Propietaria de la Red (EPR) y ENATREL”** suscrito el 25 de mayo de 2012, para el financiamiento del proyecto denominado derivación del primer circuito de la Línea Ticuantepe Cañas en la subestación La Virgen en Nicaragua, se considera que el mecanismo más adecuado para financiar este proyecto es mediante la utilización de dichos recursos.

#### **Necesidades o no de compensación reactiva en otras áreas de control para transportar 300 MW**

El CDMER considera mediante la resolución No.2.CDMER/68 comunicada a la EPR a través del oficio CDMER 2020-0622, anexo a su nota No. GGC-GOM-2020-08-0537, lo siguiente: *“(…) // XII. El estudio técnico – económico presentado por EPR demuestra que el proyecto de derivación en La Virgen de la Línea Ticuantepe – Cañas reemplazaría la necesidad de instalar 100 MVAR en el Sistema Eléctrico de Nicaragua requeridos para transportar 300 MW de potencia. Con este proyecto se finalizaría la construcción de la Línea SIEPAC en su primer circuito (…)”*

Por su parte, la Nota 1 del Numeral I2.1 del Anexo I del Libro III del RMER establece que: *(…) Que los equipos de compensación reactiva corresponden a las necesidades de corto plazo identificadas en los estudios de la EPR como primera etapa, mientras la Línea SIEPAC no se cargue a más de 200 MW; oportunamente la EPR debe presentar a la CRIE estudios actualizados de compensación reactiva para cubrir las necesidades de estos equipos, que se prevén como necesarios para el sistema de Nicaragua y **posiblemente para otros sistemas**, para cuando las transacciones regionales alcancen valores entre 200 y 300 MW (…)*

Por tanto, la CRIE le solicitó a la EPR que aclarara las necesidades o no de compensación reactiva en otras áreas de control para transportar 300 MW, en el caso que esta instalación sustituya la necesidad de instalar 100 MVAR en Nicaragua; remitiendo para el efecto el estudio técnico que respalde dicha aclaración.

Al respecto, la EPR indicó lo siguiente:

*“EPR presentó en su momento al EOR el estudio de compensación reactiva el cual determinó las necesidades de estos equipamientos y el mismo EOR en otros estudios realizados considera necesario adicionar compensación reactiva complementaria, por tanto, queda en el ámbito del EOR que en su momento determine continuar con los estudios presentados por EPR o bien ampliar los mismos. // No*

*obstante, reiteramos lo indicado en nuestra respuesta al requerimiento 1 de CRIE, referente a que la obra en análisis corresponde a una ampliación planificada.”*

A partir de información complementaria remitida por la EPR a esta Comisión, por medio de correo electrónico del 30 de noviembre de 2020, la EPR ha manifestado que por medio del oficio GGC-180350, del 04 de mayo de 2018, remitió al EOR la actualización de los estudios de compensación reactiva que identifiquen los requerimientos de compensación que permitan viabilizar las transferencias de hasta 300 MW en la RTR, correspondiendo este estudio al mencionado por la EPR en el párrafo anterior el cual se denomina “*ESTUDIO COMPENSACIÓN REACTIVA - Determinar la compensación reactiva requerida por la Línea SIEPAC, para permitir la capacidad de transmitir 300 MW entre pares de países - Informe final - Abril 03 de 2018*”. Por medio de dicho estudio se identificó la necesidad de instalar compensación reactiva en Nicaragua y también en otros países tales como El Salvador, Honduras y Costa Rica.

Por otra parte, en los antecedentes del informe de EPR “*Evaluación técnica y económica de la derivación a La Virgen-rev7.pdf*”, se indica que: “*(...) Nicaragua es uno de los países con mayores necesidades de compensación reactiva, identificada en el Estudio de Refuerzos Nacionales de PNNL, por lo que ENATREL manifestó al EOR y la EPR que estas obras y sus montos, pudieran ser reducidos si la Línea Ticuantepe Cañas (primer circuito tramos 14 y 15) se conecta en la Subestación La Virgen. // (...) ENATREL desarrolló un estudio con el apoyo de consultoría financiada por el BID, (...) en donde determinó la necesidad de instalar 100 MVar de Compensación Reactiva para el año 2021, ante la falla de la Línea Amayo (Nicaragua) Liberia (Costa Rica). Esta compensación se requiere por el consumo de potencia reactiva de la Línea SIEPAC en el tramo Ticuantepe - Cañas 230 kV al transportar 300 MW de potencia. El tramo de Línea referido tiene aproximadamente 250 km de longitud y en el estudio se demuestra que al partir dicha línea y conectarla a la subestación La Virgen, no se requeriría de la Compensación Reactiva. Es importante anotar que al no ejecutar esta obra o la compensación reactiva de 100 MVar no serían posible transferencias de 300 MW por esta línea de interconexión. // (...) En enero de 2016, el EOR desarrolló el “INFORME DEL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LOS REQUERIMIENTOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA EN EL ÁREA DE NICARAGUA PARA ALCANZAR LA CAPACIDAD OPERATIVA DE 300 MW DE INTERCAMBIO”, Anexo No. 4, comparando los estudios realizados por PNNL y ENATREL, en donde las conclusiones del análisis de sensibilidad fueron las siguientes:*

- a) *El seccionamiento de la Línea Ticuantepe-Cañas conectándola a la subestación EOLO (La Virgen), reducirá los requerimientos de potencia reactiva en el sistema de Nicaragua y aumentará el margen de reserva de reactivo en los nodos Ticuantepe-138 kV, Ticuantepe-230 kV y Masaya-230 kV, eliminándose violaciones de voltaje y el riesgo de colapso de voltaje ante la contingencia de la Línea Amayo-Liberia ante transferencia de 300 MW de Costa Rica hacia Nicaragua.*
- b) *Si se ejecuta el seccionamiento de la Línea Ticuantepe-Cañas conectándola a la subestación Eolo (La Virgen), no sería necesaria la compensación reactiva en los nodos Ticuantepe-138 kV (80 MVAR) y Masaya-230 kV (20 MVAR), recomendada en el “Estudio de identificación de refuerzos de transmisión y plan de inversión para alcanzar 300 MW de capacidad operativa”, realizado por el EOR en coordinación con el Pacific NorthWest National Laboratory (PNNL).*

De lo anterior se desprende que el proyecto de la derivación del primer circuito de la Línea SIEPAC Ticuantepe Cañas en la subestación La Virgen, permite sustituir 100 MVAR de compensación

reactiva identificada como necesaria para el área de control de Nicaragua; es decir que si se lleva a cabo este proyecto ya no es necesaria la instalación de compensación reactiva en los nodos de Ticuantepe-138 kV (80 MVAR) y Masaya-230 kV (20 MVAR), según lo que determinó el EOR en el *“INFORME DEL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LOS REQUERIMIENTOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA EN EL ÁREA DE NICARAGUA PARA ALCANZAR LA CAPACIDAD OPERATIVA DE 300 MW DE INTERCAMBIO”*.

### Otros aspectos

Por otra parte, la EPR indicó en su solicitud que: *“Una vez autorizado este cambio de definición de la Línea SIEPAC, EPR procederá a llevar a cabo los procesos de contratación, en concordancia con el Reglamento de Contratación vigente de la EPR, tales procesos serán competitivos y participativos, con el propósito de promover un adecuado número de ofertas, que permitan una competencia conveniente de proveedores en beneficio de los intereses de la región.”* Respecto a lo planteado, se indicó a la EPR que habrá que considerarse que sería deseable que los documentos de licitación que para el efecto se desarrollen, puedan ser sometidos a la opinión técnica económica del EOR y a la aprobación de la CRIE. A lo anterior, la EPR manifestó lo siguiente: *“La EPR está preparando los documentos de licitación correspondientes, una vez que la obra esté autorizada serán compartidos con EOR y CRIE para los efectos correspondientes.”*

Finalmente, en cuanto al trámite de la solicitud de conexión a la RTR, es importante que se le indique a la EPR que de conformidad con lo establecido en los numerales 4.5, 4.7, 4.8 y 4.13 del Libro III del RMER, debe presentar la solicitud de conexión a la RTR, donde acompañe totalmente la documentación correspondiente indicada en el numeral 4.8.3 literales desde el a) hasta el i), del Libro III del RMER.

## IX

Que en reunión a distancia número 176-2021, llevada a cabo el día 18 de enero de 2021, la Junta de Comisionados de la CRIE, luego del análisis de la solicitud de modificación de la Línea SIEPAC presentada por la Empresa Propietaria de la Red, acordó: a) **APROBAR** la solicitud presentada por la EPR y en ese sentido **MODIFICAR** la definición de la Línea SIEPAC contenida en el numeral I2.1, del Anexo I del Libro III del RMER; b) Modificar los literales a) y b) del numeral I2.1 del Libro III del RMER; c) Indicar a la EPR que de conformidad con los numerales 4.5, 4.7, 4.8 y 4.13 del Libro III del RMER deberá presentar solicitud de conexión para el proyecto denominado *“Derivación del primer circuito de la Línea Ticuantepe Cañas en la subestación La Virgen en Nicaragua”*; d) Autorizar a la EPR a financiar el costo estimado del proyecto denominado derivación del primer circuito de la Línea Ticuantepe Cañas en la subestación La Virgen en Nicaragua que asciende a USD 6,891,077.00, con los fondos reservados en EPR, de acuerdo con el *“Contrato para Compartir la propiedad de la Infraestructura General de la Línea SIEPAC entre las Subestaciones de Sandino y Masaya entre la Empresa Propietaria de la Red (EPR) y ENATREL”*; y e) Indicar a la EPR que la CRIE realizará las auditorías que correspondan para determinar el costo final del proyecto denominado *“Derivación del primer circuito de la Línea Ticuantepe Cañas en la subestación La Virgen en Nicaragua”* y lo que sería posible reconocer a través del Ingreso Autorizado Regional, tal y como se dispone.

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

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

**RESUELVE**

**PRIMERO. APROBAR** la solicitud presentada por la Empresa Propietaria de la Red y en ese sentido **MODIFICAR** la definición de la Línea SIEPAC contenida en el numeral I2.1, del Anexo I del Libro III del RMER, en cuanto a que se introduce en la misma la derivación del primer circuito de la Línea SIEPAC Ticuantepe Cañas en la subestación La Virgen, ubicado en la República de Nicaragua, propiedad de EPR; quedando la nueva configuración de la línea así: tramo de Ticuantepe – SE La Virgen (1er circuito) de 104 kilómetros y tramo de SE La Virgen – Frontera Costa Rica (1er Circuito) de 32 kilómetros.

**SEGUNDO. MODIFICAR** los literales a) y b) del numeral I2.1 del Libro III del RMER, los cuales se leerán, así:

“(…) a) línea de transmisión de 230 KV de circuito sencillo, con torres con previsión para doble circuito futuro, excepto donde es notado:

País	Tramo	1er. Circuito.			2do. Circuito		
		Longitud aproximada			Longitud aproximada		
		(km)	Propietario	por país (km)	(km)	Propietario	por país (km)
Guatemala	Aguacapa – La Vega II (6)	28.7	EPR	282.4	29	INDE	29
	La Vega II – Frontera El Salvador	70.8	EPR				
	Guate Norte – San Agustín	52.6	EPR				
	San Agustín – Panaluya	56.3	EPR				
	Panaluya – Frontera Honduras	74	EPR				
El Salvador	Frontera Guatemala – Ahuachapán	19	EPR	288.3			
	Ahuachapán – Nejapa. (1)	90.1	EPR				
	Nejapa – 15 Septiembre. (1)	86	EPR				
	15 Septiembre - Frontera Honduras	93.2	EPR				
Honduras	Frontera El Salvador – Agua Caliente	54	EPR	270			
	Agua Caliente – Frontera Nicaragua	61	EPR				

	Torre "T" - San Buenaventura. (2)	14	EPR				
	San Buenaventura – San Nicolás	87	EPR				
	San Nicolás – Frontera Guatemala	54	EPR				
Nicaragua	Frontera Honduras – P. Sandino	117.5	EPR	317.9			169.8
	P. Sandino – Ticuantepe (4)	64.4	EPR				
	P. Sandino – Masaya (3)				81.3	ENATREL	
	Ticuantepe – La Virgen	104	EPR				
	La Virgen – Frontera Costa Rica	32	EPR				
	Masaya-La Virgen (5)				88.5	EPR	
Costa Rica	Frontera Nicaragua – Cañas	129.7	EPR	496.9			
	Cañas – Parrita	159.7	EPR				
	Parrita – Palmar Norte	133.9	EPR				
	Palmar Norte – Río Claro	50.9	EPR				
	Río Claro – Frontera Panamá	22.7	EPR				
Panamá	Frontera Costa Rica – Dominical	8	EPR	150.0			
	Dominical – Veladero	142	EPR				
TOTAL				1,805.5			198.8

- (1) En los tramos 15 de Septiembre–Nejapa–Ahuachapán, un circuito será parte de la Línea SIEPAC y el otro será parte del sistema de transmisión de ETESAL.
- (2) Este tramo incluye el cable OPGW que será instalado entre la Torre "T" y la subestación de El Cajón.
- (3) Un circuito es parte de la Línea SIEPAC y el otro es parte del sistema de transmisión de ENATREL como parte de la línea nacional Sandino–Masaya.
- (4) Un circuito es parte de la Línea SIEPAC y el otro es parte del sistema de transmisión de ENATREL como parte de la línea nacional Sandino-Masaya.
- (5) En el tramo Masaya-La Virgen ambos circuitos formarán parte de la Línea SIEPAC y el tramo incluye las derivaciones a las subestaciones de Masaya y La Virgen.  
En el tramo Aguacapa – La Vega II, el primer circuito de la Línea SIEPAC es propiedad de la EPR, mientras que el segundo circuito es propiedad del INDE.

La Línea SIEPAC incluye un cable de guarda OPGW de 36 fibras: 12 fibras monomodo estándar y 24 de dispersión desplazada.

b) bahías en las subestaciones:

País	Subestación	Conexión a	Bahías	Total por País
	Aguacapa	Ahuachapán	1	

Guatemala	Guate Norte	Panaluya	1	4
	Panaluya	Guate Norte	1	
	Panaluya	San Buenaventura	1	
El Salvador	Ahuachapán	Aguacapa	1	6
	Ahuachapán	Nejapa	1	
	Nejapa	Ahuachapán	1	
	Nejapa	15 Septiembre	1	
	15 Septiembre	Nejapa	1	
	15 Septiembre	Agua Caliente	1	
Honduras	Agua Caliente	15 Septiembre	1	5
	Agua Caliente	Sandino	1	
	San Buenaventura	Panaluya	1	
	San Buenaventura	El Cajón	1	
	San Buenaventura	Toncontín	1	
Nicaragua	Sandino	Agua Caliente	1	6
	Sandino	Ticuantepe	1	
	Ticuantepe	Sandino	1	
	Ticuantepe	La Virgen	1	
	La Virgen	Ticuantepe	1	
	La Virgen	Cañas	1	
Costa Rica	Cañas	La Virgen	1	8
	Cañas	Parrita	1	
	Parrita	Cañas	1	
	Parrita	Palmar Norte	1	
	Palmar Norte	Parrita	1	
	Palmar Norte	Río Claro	1	
	Río Claro	Palmar Norte	1	
	Río Claro	Veladero	1	
Panamá	Veladero	Río Claro	1	1
TOTAL				30

(...)"

**TERCERO. INDICAR** a la Empresa Propietaria de la Red (EPR) que de conformidad con los numerales 4.5, 4.7, 4.8 y 4.13 del Libro III del RMER, deberá presentar a la CRIE, la solicitud de conexión a la RTR del proyecto de la derivación del primer circuito de la Línea SIEPAC Ticuantepe Cañas en la subestación La Virgen, acompañando toda la documentación correspondiente indicada en el numeral 4.8.3 literales desde el a) hasta el i), del Libro III del RMER.

**CUARTO. AUTORIZAR** a la EPR a financiar el costo estimado del proyecto denominado "Derivación del primer circuito de la Línea Ticuantepe Cañas en la subestación La Virgen en Nicaragua" que asciende a USD 6,891,077.00, con los fondos reservados en EPR, de acuerdo con el "Contrato para Compartir la propiedad de la Infraestructura General de la Línea SIEPAC entre las Subestaciones de Sandino y Masaya entre la Empresa Propietaria de la Red (EPR) y ENATREL" suscrito el 25 de mayo de 2012, mismo que fue considerado por la CRIE en la solicitud de conexión presentada por ENATREL para conectar a la RTR las instalaciones eléctricas del

proyecto de refuerzo de transmisión a 230kV comprendido entre SE Sandino-SE Masaya en Nicaragua aprobada mediante resolución CRIE-P-20-2013.

**QUINTO. INDICAR** a la EPR que la CRIE realizará las auditorias que correspondan para determinar el costo final del proyecto denominado “*Derivación del primer circuito de la Línea Ticuantepe Cañas en la subestación La Virgen en Nicaragua*” y lo que sería posible reconocer a través del Ingreso Autorizado Regional, así como para determinar los recursos generados por el “*Contrato para Compartir la propiedad de la Infraestructura General de la Línea SIEPAC entre las Subestaciones de Sandino y Masaya entre la Empresa Propietaria de la Red (EPR) y ENATREL*” firmado el 25 de mayo de 2012”.

**SEXTO. VIGENCIA.** La presente resolución cobrará vigencia a partir de su publicación en el sitio web de la CRIE.

**NOTIFÍQUESE Y PUBLÍQUESE.”**

Quedando contenida la presente certificación en cuarenta y un (41) hojas que numero y sello, impresas únicamente en su lado anverso, y firmo al pie de la presente, el día martes veintiséis (26) de enero de dos mil veintiuno.

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