

**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-56-2019, emitida el veintitrés de septiembre de dos mil diecinueve, donde literalmente dice:

**“RESOLUCIÓN CRIE-56-2019  
COMISION REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELECTRICA**

**RESULTANDO**

**I**

Que el 16 de abril de 2018, la Junta de Comisionados de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), por medio de la resolución CRIE-62-2018, resolvió entre otros, lo siguiente:

*“PRIMERO: DETERMINAR que los estudios técnicos para la solicitud de conexión a la RTR del Proyecto Interconexión Eléctrica entre Colombia y Panamá se desarrollen con el detalle y alcances que se encuentra en el Anexo A de la presente resolución (...)”*

**II**

Que el 08 de mayo de 2018, el Ente Operador Regional (EOR), por medio del oficio EOR-GPO-08-05-2018-104, remitió a la entidad Interconexión Eléctrica Colombia – Panamá S.A. (ICP), las premisas técnicas contenidas en el Anexo A de la Resolución CRIE-62-2018 y la Base de Datos Regional.

**III**

Que el 27 de noviembre de 2018, ICP remitió al EOR, el oficio ICP 0013-1, donde comunica que la fecha de entrada en operación del proyecto sigue siendo el último trimestre del año 2023 y solicita la base de datos actualizada para realizar el estudio de conexión del proyecto.

**IV**

Que el 10 de junio de 2019, el EOR, por medio del oficio EOR-GPO-10-06-2019-150, remitió a ICP, la Base de Datos Regional actualizada para los años 2024, 2025 y 2026.

**V**

Que el 27 de junio de 2019, el EOR, por medio del oficio EOR-DE-27-06-2019-172, solicitó a la CRIE lo siguiente:



- “1) Actualizar la fecha de puesta en servicio y la fecha de entrega en la portada del documento de premisas técnicas, indicando como fecha puesta en servicio el segundo semestre del año 2023, y como fecha de entrega, la fecha en la CRIE estime emitir las modificaciones.
- 2) Actualizar el horizonte de análisis para desarrollar el estudio técnico de la solicitud de conexión del proyecto Interconexión Eléctrica Colombia – Panamá, indicando en la sección 3.3 del documento de premisas técnicas, definiendo como nuevo horizonte de estudio los años 2024, 2025 y 2026.
- 3) Actualizar la sección 5.2 del documento de premisas técnicas, indicado que deberán analizarse los casos correspondientes a época de verano e invierno del año 2024.
- 4) Actualizar la sección 6.1 del documento de premisas técnicas, indicando que deberá presentarse el análisis de los casos de demanda máxima, media y mínima, con exportación de Panamá hacia Costa Rica, para época seca y lluviosa del año 2024.
- 5) Extender la validez de las premisas técnicas, indicada en el Resuelve Segundo de la Resolución CRIE-62-2018.”

## CONSIDERANDO

### I

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

### II

Que de conformidad con el artículo 22 del Tratado Marco, entre los objetivos generales de la CRIE se encuentra el de “a. Hacer cumplir el presente Tratado y sus protocolos, reglamentos y demás instrumentos complementarios.” Asimismo, el artículo 23 del mismo cuerpo legal establece, entre otras, como facultad de la CRIE, la de: “(...) e. Regular los aspectos concernientes a la transmisión y generación regionales (...)”.

### III

Que de conformidad con el numeral 17.7.1 del Libro III del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), “Los estudios para cualquier otro tipo de proyectos que soliciten conectarse a la RTR, que no estén contenidos dentro de las categorías anteriores, tales como enlaces extraregionales, líneas de corriente directa, electrónica de potencia, transformadores para aplicaciones especiales (filtro de armónicos, puesta a tierra, desfaseamiento angular), y otros;



*serán los que determine la CRIE a solicitud del EOR, quien los propondrá previa coordinación con el OS/OM y el Agente transmisor del país donde se conectará el proyecto.”*

#### IV

Que de conformidad con el numeral 17.7. del Libro III del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), *“El EOR indicará el horizonte de los escenarios a ser analizados para cada uno de los años siguientes, a partir de la fecha que se indique para la puesta en servicio de la ampliación propuesta, según lo siguiente (...) b) Para las categorías de proyecto indicadas h) e i), los estudios técnicos deberán comprender el análisis de los escenarios con un horizonte de tres (3) años.”*

#### V

Que se ha procedido a analizar la solicitud presentada por el EOR de la siguiente forma:

El 27 de junio de 2019, el Ente Operador Regional, por medio del oficio EOR-DE-27-06-2019-172, remitió a la CRIE, solicitando en relación al **“Proyecto Interconexión Colombia – Panamá”**, lo siguiente:

*“1) Actualizar la fecha de puesta en servicio y la fecha de entrega en la portada del documento de premisas técnicas, indicando como fecha puesta en servicio el segundo semestre del año 2023, y como fecha de entrega, la fecha en la CRIE estime emitir las modificaciones.*

*2) Actualizar el horizonte de análisis para desarrollar el estudio técnico de la solicitud de conexión del proyecto Interconexión Eléctrica Colombia – Panamá, indicando en la sección 3.3 del documento de premisas técnicas, definiendo como nuevo horizonte de estudio los años 2024, 2025 y 2026.*

*3) Actualizar la sección 5.2 del documento de premisas técnicas, indicado que deberán analizarse los casos correspondientes a época de verano e invierno del año 2024.*

*4) Actualizar la sección 6.1 del documento de premisas técnicas, indicando que deberá presentarse el análisis de los casos de demanda máxima, media y mínima, con exportación de Panamá hacia Costa Rica, para época seca y lluviosa del año 2024.*

*5) Extender la validez de las premisas técnicas, indicada en el Resuelve Segundo de la Resolución CRIE-62-2018.”*

Al respecto, se identifica que la CRIE mediante la resolución CRIE-62-2018, determinó las premisas técnicas para desarrollar el estudio técnico de la solicitud de conexión del **“Proyecto Interconexión Colombia – Panamá”**, estableciéndose como horizonte de análisis los años 2022,

2023 y 2024, lo anterior en virtud que en su oportunidad se consideró el año 2022 como año de puesta en servicio del proyecto.

Por su parte, el 27 de noviembre de 2018, la entidad ICP a través del oficio No. ICP 0013-1, solicitó al EOR una actualización de la base de datos regional, indicando como fecha estimada de entrada del proyecto, el último trimestre del año 2023. Al respecto, el 10 de junio 2019, el EOR por medio del oficio No. EOR-GPO-10-06-2019-150, entregó a la entidad ICP las bases de datos actualizadas para los años 2024, 2025 y 2026, habiendo coordinado previamente la actualización de dicha información con ETESA y el CND-ETESA según lo manifestado por el EOR en el oficio antes referido.

En virtud de la modificación de la fecha de puesta en servicio del *“Proyecto Interconexión Colombia – Panamá”*, resulta necesario hacer algunos ajustes a las Premisas Técnicas determinadas por medio de la resolución CRIE-62-2018 para que sean consistentes con la nueva fecha estimada de entrada del proyecto (segundo semestre del año 2023), mismas que comprenden lo siguiente:

- 1) Actualizar la fecha de puesta en servicio del proyecto indicando como fecha de puesta en servicio el segundo semestre del año 2023.
- 2) Actualizar el horizonte de análisis para desarrollar el estudio técnico de la solicitud de conexión del proyecto Interconexión Eléctrica Colombia-Panamá, indicado en la sección 3.3 del documento de premisas técnicas, definiendo como nuevo horizonte de estudio los años 2024, 2025 y 2026.
- 3) Actualizar la sección 5.2 del documento de premisas técnicas, indicando que deberán analizarse los casos correspondientes a época de verano e invierno del año 2024.
- 4) Actualizar la sección 6.1 del documento de premisas técnicas, indicando que deberá presentarse el análisis de los casos de demanda máxima, media y mínima, con exportación de Panamá hacia Costa Rica, para época seca y lluviosa del año 2024.

Por otra parte, siendo que el EOR ha analizado la solicitud de la entidad interesada y ha remitido oficio a esta Comisión manifestando que es necesario extender la validez de las premisas técnicas se hace necesario extender la validez de las mismas.

Adicionalmente, derivado de la revisión del documento de premisas técnicas y para que exista coherencia en lo allí descrito, fue necesario eliminar la palabra o referencia de “Anexo I” porque no existe en dicho documento, y en su lugar se realiza el ajuste en la redacción correspondiente a la sección 4 inciso “iv”, y en el numeral 5 de dichas premisas técnicas.

## VI

Que en reunión a distancia número 145 del 23 septiembre de 2019, la Junta de Comisionados de la CRIE, luego del análisis de la solicitud presentada por el EOR, concerniente a la actualización de las premisas técnicas determinadas por la CRIE mediante la resolución CRIE-62-2018 acordó



tener como tales premisas las que se encuentran anexas a la presente resolución, cuya validez será de seis meses contados a partir de la firmeza de la presente resolución.

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

Con fundamento en lo establecido en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos, y el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional,

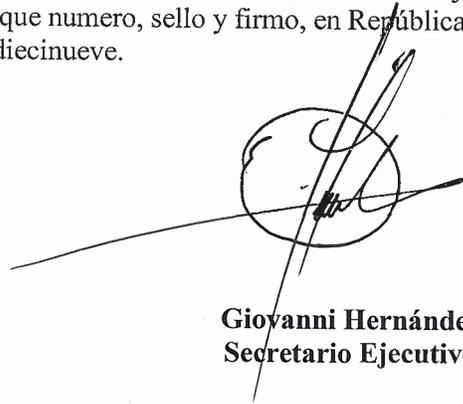
**RESUELVE**

**PRIMERO. DECLARAR CON LUGAR** la solicitud presentada por el EOR de actualización de las premisas técnicas determinadas por la CRIE mediante la resolución CRIE-62-2018 y en ese sentido tener como tales premisas las que se encuentran anexas a la presente resolución, cuya validez será de seis meses contados a partir de la firmeza de la presente resolución.

**SEGUNDO.** La presente resolución cobrará firmeza de conformidad con lo establecido en el numeral 1.9 del Libro IV del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional.

**NOTIFÍQUESE Y PUBLÍQUESE.”**

Quedando contenida la presente certificación en treinta hojas (30) hojas impresas únicamente en su lado anverso, hojas que numero, sello y firma, en República de Guatemala, el día martes uno (01) de octubre de dos mil diecinueve.



**Giovanni Hernández**  
Secretario Ejecutivo



**COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA**

**ANEXO A**

**RESOLUCIÓN CRIE-56-2019**

**PREMISAS REGIONALES PARA EL DESARROLLO DE LOS ESTUDIOS  
TÉCNICOS PARA LA SOLICITUD DE CONEXIÓN A LA RTR**

Área responsable:	<b>Gerencia Técnica</b>
Dirigido a:	<b>Interconexión Colombia – Panamá ICP</b>
País:	<b>Colombia - Panamá</b>
Proyecto:	<b>Línea de interconexión Colombia - Panamá</b>
Punto de Conexión:	<b>Subestación Panamá II 230KV</b>
Fecha puesta en Servicio:	<b>2º semestre del año 2023</b>

## Contenido

1	Recomendaciones Iniciales .....	2
2	Enfoque del Estudio .....	3
3	Análisis a Presentar y Escenarios .....	4
3.1	ANÁLISIS QUE CONTENDRÁ EL ESTUDIO: .....	4
3.2	ESCENARIOS A CONSIDERAR .....	5
4	Indicaciones para los Análisis de flujo de carga en Condición Normal y ante Contingencias, en régimen permanente .....	7
4.1	ESCENARIOS A EVALUAR EN LOS ANÁLISIS DE FLUJO DE CARGA EN RÉGIMEN PERMANENTE .....	9
4.2	CONTINGENCIAS A ANALIZAR EN EL RÉGIMEN PERMANENTE .....	9
4.3	ELEMENTOS A MONITOREAR EN RÉGIMEN PERMANENTE .....	9
5	Indicaciones para el Análisis de Estabilidad de Tensión .....	10
5.1	CONTINGENCIAS A EVALUAR EN EL ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE .....	11
5.2	ESCENARIOS A ANALIZAR EN ESTABILIDAD DE VOLTAJE .....	12
6	Indicaciones para el Análisis de Cortocircuito .....	12
6.1	CASOS A ANALIZAR EN EL CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO .....	13
7	Indicaciones para el Análisis de Estabilidad Transitoria .....	13
7.1	CASOS A ANALIZAR EN ESTABILIDAD TRANSITORIA .....	15
7.2	CONTINGENCIAS A ANALIZAR EN ESTABILIDAD TRANSITORIA .....	15
7.3	VARIABLES A MONITOREAR .....	16
7.4	PROCEDIMIENTO A SEGUIR PARA LA SIMULACIÓN .....	17
7.5	ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS MÚLTIPLES .....	17
8	Análisis de armónicos y transientes electromagnéticos .....	18
9	Indicaciones complementarias .....	20
	FORMATO 1. Ejemplo para reporte de resultados de flujo de carga en condición normal .....	22
	FORMATO 2. Ejemplo para reporte de resultados de voltajes en condición normal del sistema .....	22
	FORMATO 3. Ejemplo para el reporte de flujo de carga ante contingencia sencilla .....	23
	FORMATO 4. Ejemplo para el reporte de violaciones de voltaje ante contingencia sencilla .....	23
	FORMATO 5. Ejemplo para el reporte de reserva de potencia reactiva en el análisis de estabilidad de voltaje .....	23
	FORMATO 6. Ejemplo de gráfica de curvas Q-V .....	24
	FORMATO 7. Ejemplo para el reporte de corrientes de cortocircuito .....	24

## **1 Recomendaciones Iniciales**

---

El alcance de los estudios debe cumplir con lo establecido en los capítulos 17 y 18 del Libro III del RMER.

La presentación de los análisis y los resultados del estudio deben enfocarse en la verificación del cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD) indicados en el capítulo 16 del Libro III del RMER y lo establecido en el numeral 4.5.3.1 del Libro III del RMER.

Los requisitos a cumplir en el proceso de solicitud de conexión a la RTR están definidos en el Capítulo 4 del Libro III del RMER (Coordinación de Libre Acceso a la RTR).

El Procedimiento para el trámite de solicitudes de conexión a la red de transmisión regional está establecido en el numeral 4.5 del Libro III del RMER y numerales 4.7 al 4.13 del Libro III del RMER.

De acuerdo a lo establecido en el numeral 4.8.3, literal b), del Libro III del RMER, las bases de datos entregadas por el EOR tienen una validez de seis (6) meses, por lo cual, los estudios que se realicen utilizando esa información deberán entregarse antes del vencimiento de dicho plazo.

De acuerdo a lo establecido en el numeral 17.3.1 del Libro III del RMER, se requiere que las bases de datos de los casos conformados para realizar las simulaciones de los estudios eléctricos, deben ser entregadas al EOR en formato PSSE en versión superior a la V32, a efectos de que el EOR pueda reproducir las simulaciones realizadas.

Los resultados de los estudios deberán reflejar y distinguir los efectos atribuibles a la operación del proyecto, para lo cual es necesario que se evalúen y muestren los

resultados de las simulaciones de las condiciones previas a la conexión (condiciones Sin Proyecto) y operación del proyecto, de acuerdo a lo establecido en el numeral 17.1.2 del Libro III del RMER.

## **2 Enfoque del Estudio**

---

Los estudios técnicos a desarrollar, deberán enfocarse en demostrar que la operación del proyecto permitirá el cumplimiento de los CCSD establecidos en el capítulo 16 del Libro III del RMER.

Como parte de los alcances, el estudio deberá determinar el máximo valor de intercambio de potencia entre los sistemas eléctricos de Colombia y Panamá (en las direcciones de transferencia Colombia-Panamá y Panamá Colombia), en condiciones de demanda máxima, demanda media y demanda mínima regional, demostrando el cumplimiento de los CCSD citados, y demostrando que no se tendrá un efecto de reducción de la capacidad operativa en la Red de Transmisión Regional (RTR).

En caso de que los resultados de las simulaciones indiquen que la operación del proyecto provocará desviaciones en el cumplimiento de los CCSD, o reducción de la capacidad operativa de la RTR, deberá presentarse las propuestas de soluciones, que sean viables desde el punto de vista de lo establecido en los CCSD, sustentadas con las simulaciones y análisis respectivos. En caso de que las soluciones propuestas se traten de modificaciones al despacho de generación, o implementación de Esquemas de Control Suplementarios, la propuesta deberá acompañarse del aval del Operador del Sistema.

Los análisis para determinar los resultados, son requeridos conforme a lo establecido en los capítulos 17 y 18 del Libro III del RMER.



### 3 Análisis a Presentar y Escenarios

---

#### 3.1 Modelación del Sistema Eléctrico de Colombia

Se requiere que ICP presente e incorpore a la base de datos, la representación del Sistema Eléctrico de Colombia, lo cual puede realizarse por medio de un modelo equivalente, conforme a lo establecido en el numeral 18.2.2 del Libro III del RMER. La memoria de cálculo de este modelo equivalente debe de formar parte del informe del estudio de conexión.

#### 3.2 Análisis que contendrá el estudio:

El estudio deberá contener inicialmente, como parte de la Solicitud de Conexión a la RTR, los siguientes análisis:

- Flujo de carga en condición normal y contingencias
- Estabilidad de tensión
- Cortocircuito
- Estabilidad transitoria

Posteriormente, ICP debe presentar los siguientes estudios complementarios, en la etapa del Diseño Técnico de Detalle:

- Análisis de contenido armónico
- Transitorios electromagnéticos

Como parte del estudio, el desarrollador deberá entregar las bases de datos en formato PSSE de los casos conformados para realizar las simulaciones.

En los casos con el Proyecto ICP, deberá incluirse la modelación adecuada de los componentes del enlace HVDC y sus respectivas estaciones convertidoras. En los informes de estudios deberá incluirse un apartado en el cual se describan las componentes y los datos con los cuales se ha modelado en las bases de datos PSSE.

Para la presentación de los estudios complementarios se deberá utilizar el modelo del fabricante y con las especificaciones de todos los equipos a ser instalados y el modelaje apropiado de las redes de corriente alterna, así como una justificación del software utilizado y la base de datos utilizada.

### 3.3 Escenarios a considerar

Los análisis se realizarán para los escenarios que a continuación se detallan:

- Años de estudio: 2024, 2025 y 2026
- Escenarios de demanda: máxima, media y mínima
- Escenarios estacionales: época seca (verano, condición estacional representativa del mes de marzo) y época lluviosa (invierno, condición estacional representativa del mes de septiembre).
- Escenarios de intercambio entre Panamá y resto del SER: Conforme a lo indicado en la Tabla 1.

Tabla 1: Intercambios Panamá con el SER

Demanda	Caso Base (Verano e Invierno)	Época seca		Época lluviosa	
	Sin intercambios con el resto del SER	Importación de Panamá (1) (MW)	Exportación de Panamá (2) (MW)	Importación de Panamá (1) (MW)	Exportación de Panamá (2) (MW)
Máxima	0	300	300	0	300
Media	0	300	300	0	300
Mínima	0	300	300	0	300

(1) La potencia que importa Panamá será aportada por los siguientes países:

- Guatemala exporta 150 MW
- Costa Rica exporta 150 MW

(2) La exportación de Panamá será tomada por países importadores, según se indica:

- Honduras importa 150MW
- El Salvador importa 150MW

Los resultados de los análisis deberán presentarse de manera tabular, reflejando resultados de los casos sin proyecto y con proyecto, a fin de identificar claramente las condiciones que son preexistentes en la red y las que son atribuibles a la operación del proyecto.

**Nota:** En todas las simulaciones deberá considerarse el intercambio máximo de potencia de Colombia hacia Panamá y de Panamá hacia Colombia. Como se indica en el enfoque del estudio, el estudio deberá determinar el máximo valor de intercambio de potencia entre los sistemas eléctricos de Colombia y Panamá (en las direcciones de transferencia Colombia-Panamá y Panamá Colombia), en condiciones de demanda máxima, demanda media y demanda mínima regional, demostrando el cumplimiento de los CCSD establecidos en el RMER.

Para todos los escenarios de demanda, se considerará cerrada la línea de interconexión México – Sistema Eléctrico Regional. Donde se indique, se requerirá realizar un análisis de sensibilidad de la condición particular del Sistema Eléctrico Regional, desconectado del Sistema Eléctrico de México (interconexión México-SER abierta).

A consideración del desarrollador del estudio podrán simularse y analizarse otras condiciones y escenarios adicionales, que representen estados operativos de relevancia y que deban ser estudiados.

**Importante:** Para la preparación de los casos con intercambios entre Panamá y resto del SER y Panamá con Colombia, en la modificación del despacho de generación, deberá seguirse el orden de mérito del parque de generación de cada uno de los países con los cuales se modelan intercambios. Adicionalmente, deberán atenderse los criterios del despacho de generación de Panamá, que informa el CND-ETESA. Particularmente, se resalta que, en época de verano no debe aumentarse el despacho de las centrales de generación hidroeléctricas de pasada.



#### **4 Indicaciones para los Análisis de flujo de carga en Condición Normal y ante Contingencias, en régimen permanente**

---

Conforme a lo establecido en los numerales 17.2.2, 17.3.5 y 18.1.2 del Libro III del RMER, se realizará el análisis de flujo de carga en régimen permanente, para determinar el impacto del proyecto en la carga y voltajes de barra del sistema de transmisión, del Sistema Eléctrico Regional.

- i) Los estudios de flujo de carga en condición normal y ante contingencias, estarán enfocados en determinar el cumplimiento de los criterios de Calidad Seguridad y Desempeño establecidos en el capítulo 16 del Libro III del RMER, particularmente los numerales 16.2.5.1 y 16.2.6.1, incisos a) y b), identificando lo siguiente:
  - a) Presencia de sobrecargas y violaciones de voltaje, atribuibles a la operación del proyecto, en condición normal del Sistema Eléctrico Regional (con todos los componentes en servicio). De acuerdo a lo establecido en el RMER, en condición normal de operación, el voltaje permitido en los nodos debe estar en el rango de 0.95 p.u. a 1.05 p.u., y la carga en los elementos de transmisión no debe exceder su límite térmico continuo.
  - b) Presencia de sobrecargas y violaciones de voltaje, atribuibles a la operación del proyecto, en condición de contingencia sencilla del Sistema Eléctrico Regional. De acuerdo a lo establecido en el RMER, en condición de contingencia simple, el voltaje permitido en los nodos debe estar en el rango de 0.90 p.u. a 1.10 p.u., y la carga en los elementos de transmisión no debe exceder su límite térmico continuo, que corresponde al valor del RATE A reportado en la base de datos PSSE.
- ii) A efectos de cumplir con lo establecido en la normativa nacional de Panamá, ante contingencia sencilla, los voltajes en las barras del sistema de transmisión de Panamá deberán permanecer dentro del rango de 0.93 p.u. y 1.07 p.u., por lo tanto, deberá identificarse las barras con voltajes fuera del rango indicado.

- iii) Se requiere que se presente un análisis particular de los requerimientos de inyección de reactivos de las convertidoras, a efectos de que se garantice el perfil de voltaje dentro del rango permitido en los CCSD, así como las reservas de potencia reactiva que permita mantener la estabilidad de voltaje.
- iv) Reporte de resultados: Para todos los análisis, deberán presentarse los resultados de manera tabular (ver ejemplos de formatos al final de este documento), mostrando los resultados de los casos sin proyecto y con proyecto de manera comparativa, a fin de distinguir las condiciones de sobrecargas y voltajes fuera de rangos permitidos, que son preexistentes en la red y los que son atribuibles a la operación del proyecto.
- En este sentido, deberán reportarse los nodos con voltajes fuera del rango de 0.9 y 1.10 p.u. (conforme a lo que establece la regulación regional) y los nodos con voltajes fuera del rango 0.93 p.u. y 1.07 p.u. (conforme a lo que solicita el CND-ETESA).
  - Asimismo, deberán reportarse las sobrecargas que exceden el RATE A (límite térmico continuo, conforme a lo que establece el RMER) y las que también exceden el RATE C (límite de emergencia, conforme a lo solicitado por el CND-ETESA).
- v) Las simulaciones de flujo de potencia, deberán de ejecutarse con respuesta de gobernadores, y método de solución Newton Raphson.
- vi) Nodo swing: Para ejecutar las simulaciones, deberá considerarse el nodo 14319 THP-400 de México como nodo swing. En caso de las simulaciones requeridas con la interconexión México-SER abierta, deberá considerarse como nodo swing la barra 6097 FORG1.
- vii) Se debe indicar los requerimientos de reactivos para ambas estaciones convertidoras y de suministro a la red de corriente alterna.
- viii) Se deberá tener cuidado de no despachar las plantas solares en demanda mínima, la cual corresponde a horas nocturnas. Los escenarios de demanda regional están contemplados en los siguientes periodos:

- Demanda mínima: Desde las 22:00 horas hasta las 05:59 horas
- Demanda media: Desde las 06:00 horas hasta las 16:59 horas
- Demanda máxima: Desde las 17:00 horas hasta las 21:59 horas

#### **4.1 Escenarios a evaluar en los Análisis de flujo de carga en régimen permanente**

Se evaluarán las condiciones del Sistema Eléctrico Regional para todos los años y escenarios indicados en el numeral 3.3 de estas premisas, incluyendo los intercambios indicados en la Tabla 1.

#### **4.2 Contingencias a Analizar en el régimen permanente**

- a) Deberán simularse todas las contingencias simples de elementos de transmisión con tensión nominal igual o mayor a 115 kV (líneas y transformadores de transmisión) del Sistema Eléctrico Regional, incluyendo la contingencia simple de un polo o de una estación convertidora del enlace HVDC del proyecto de ICP.
- b) Deberán simularse todas las contingencias simples de generación del Sistema Eléctrico Regional, las cuales incluyen salidas de unidades y desconexión de grupos por contingencia simple de transformador de grupo.
- c) En el informe deberá incluirse un análisis de las contingencias para las cuales no se obtuvo convergencia en la solución del flujo de carga, para los casos con proyecto ICP, determinando la causa de la no convergencia. Este reporte se requiere para las contingencias cuya falta de convergencia esté relacionada a la operación del proyecto.

#### **4.3 Elementos a monitorear en régimen permanente**

- a) En las simulaciones de flujo de carga en régimen permanente, deberá monitorearse la carga y el voltaje en todos elementos de transmisión con tensión nominal igual o mayor a 115 kV (líneas y transformadores de transmisión) del Sistema eléctrico de Panamá.
- b) Para el caso particular de las contingencias de elementos del proyecto de interconexión Colombia - Panamá, deberá monitorearse la carga y el voltaje en todos elementos de transmisión con tensión nominal igual o mayor a 115 kV



(líneas y transformadores de transmisión) de todo el Sistema Eléctrico Regional. Las sobrecargas y violaciones de voltaje de elementos de transmisión, deberán de ser presentadas en forma tabular, para las condiciones Con proyecto y Sin proyecto.

## 5 Indicaciones para el Análisis de Estabilidad de Tensión

Conforme a lo establecido en el numeral 17.2.2 del Libro III del RMER, se realizará el análisis de estabilidad de voltaje para determinar el impacto del proyecto en la reserva de potencia reactiva en nodos del Sistema Eléctrico Regional.

El objetivo del análisis es demostrar que el Sistema Eléctrico Regional permanecerá estable, desde el punto de vista del voltaje, de acuerdo a lo que establece el numeral 16.2.6.1 inciso b) del Libro III del RMER.

Este análisis se realizará mediante la determinación de curvas Q-V para los nodos específicos que se indican en la Tabla 2.

Tabla 2. Nodos a Monitorear para Estabilidad de Voltaje

Guatemala		El Salvador		Honduras	
1110	LBR-230	27431	SMAR-115	3038	PGR B509
1105	ESC-231	27461	STOM-115	3033	SUY B612
1108	GNO-231	27321	SRAF-115	3029	CRL B501
1109	GSU-231	27391	TECO-115	3203	SPS B558
		27351	SANA-115	3429	AMT B605
Nicaragua		Costa Rica		Panamá	
4402	SND - 230 kV	50050	CAS230A	6001	PAN230
4800	VIRG - 230 kV	53050	LIN230A	6002	PAN115
4315	LBS - 138 kV	53654	COL138	6003	PANII230
4331	SEB - 138 kV	54050	TER230	6004	PANII 115
		56100	PAL230A	6008	LSA230
		58300	MOI230A	6012	MDN 115
				6310	PAN3 230
				6173	SRT115
				6182	VEL230



Para cada nodo indicado, se determinará la curva Q-V asociada y el valor de mínima reserva de potencia reactiva, dado por el punto de inflexión de la curva.

En el informe del estudio, deberá presentarse de manera tabular, el valor de reserva de potencia reactiva en MVARs (punto de inflexión de la curva QV), y el voltaje en p.u. correspondiente, para cada nodo y contingencia analizada.

Se presentarán los resultados de forma comparativa sin proyecto y con proyecto, y en un anexo se incluirán los gráficos de las curvas QV y los valores que componen las curvas. Las curvas deberán graficarse al menos en el rango de voltaje de 0.7 p.u. a 1.2 p.u. En el Formato 5 mostrado al final de este documento, se indica un ejemplo para reportar adecuadamente los resultados del análisis de estabilidad de voltaje.

**Criterio:** Como criterio de estabilidad de voltaje, el valor de la reserva de potencia reactiva, post-contingencia, deberá ser al menos 10 MVAR, para un voltaje de 0.85 p.u.

Asimismo, se debe determinar la compensación capacitiva que requiere ser instalada en nodos particulares del sistema eléctrico de Panamá, para recuperar la reserva de reactivo al menos al valor de 10 MVAR (según el criterio de reserva mencionado en el párrafo anterior), en caso que, la operación del proyecto reduzca dicha reserva de reactivo.

### 5.1 Contingencias a evaluar en el análisis de estabilidad de voltaje

Para el análisis de la estabilidad de voltaje en las áreas: Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua y Costa Rica deberá evaluarse el efecto de la pérdida parcial o total de la importación de potencia desde Colombia, derivada de contingencias que desconectan en forma parcial o total al proyecto ICP.

Para el análisis de la estabilidad de voltaje en el sistema de Panamá, deberá evaluarse el efecto de las siguientes contingencias:

- a) Contingencias de componentes del proyecto ICP que impliquen la pérdida parcial o total de la importación de potencia desde Colombia.

- b) Las contingencias simples de las líneas de 115 kV y 230 Kv del Sistema Eléctrico de Panamá<sup>1</sup>.
- c) Contingencia simple de cada línea de interconexión Costa Rica-Panamá.
- d) Todas las contingencias simples de generación igual o mayor a 40 MW del sistema eléctrico de Panamá<sup>2</sup>.

## 5.2 Escenarios a analizar en estabilidad de voltaje

Deberán analizarse los casos correspondientes de época de verano e invierno del año 2024, para demanda máxima, media y mínima<sup>3</sup>, considerando los escenarios de máxima transferencia Colombia-Panamá y Panamá-Colombia, y para cada escenario evaluar los casos 1) sin intercambios del sistema de Panamá con el SER<sup>4</sup> y, 2) importación de 300 MW de Panamá desde el SER.

## 6 Indicaciones para el Análisis de Cortocircuito

---

Conforme a lo establecido en el numeral 18.1.2 literal a), romano II, del Libro III del RMER, se realizará el análisis de cortocircuito para determinar el impacto del proyecto en los niveles de cortocircuito en los nodos eléctricamente cercanos del punto de conexión del proyecto.

En este análisis, deberá realizarse el cálculo de las corrientes de cortocircuito ante fallas trifásicas y monofásicas, considerando la operación del proyecto y sin el proyecto.

El análisis debe enfocarse en verificar si las corrientes de cortocircuito resultantes, superan o no la capacidad interruptiva de los equipos (interruptores) en las subestaciones aledañas al punto de conexión del proyecto y en el punto de conexión mismo. Con este fin, se debe presentar un reporte de las corrientes de cortocircuito en kiloamperios (kA) para el caso sin y con proyecto, de forma tabular, incluyendo el

---

<sup>1</sup> Conforme a requerimiento del CND-ETESA

<sup>2</sup> Conforme a requerimiento del CND-ETESA

<sup>3</sup> Conforme a requerimiento del CND-ETESA

<sup>4</sup> Conforme a requerimiento del CND-ETESA

cambio porcentual en el valor de la corriente en cada nodo monitoreado, indicándose además la capacidad interruptiva de los interruptores instalados.

El cálculo de cortocircuito se realizará para todos los nodos de 115 kV y 230 kV del sistema eléctrico de Panamá<sup>5</sup>.

### 6.1 Casos a analizar en el cálculo de cortocircuito

Deberá presentarse el análisis de los casos de demanda máxima, media y mínima, con exportación de Panamá hacia Costa Rica, para época seca y lluviosa del año 2024.

## 7 Indicaciones para el Análisis de Estabilidad Transitoria

---

Conforme a lo establecido en el numeral 17.3.5, e inciso b) del numeral 18.1.2, del Libro III del RMER, se realizará el análisis de estabilidad transitoria, para determinar el impacto de la operación del proyecto en la estabilidad del Sistema Eléctrico Regional.

Se evaluará la estabilidad transitoria electromecánica del Sistema Eléctrico Regional ante perturbaciones provocadas por falla trifásica con posterior desconexión del elemento bajo falla (línea o transformador). El análisis deberá mostrar el cumplimiento de lo indicado en el numeral 16.2.6.1 del Libro III del RMER en cuanto a la estabilidad del sistema.

Para los eventos que se especifiquen, deberá presentarse el análisis y las conclusiones correspondientes del comportamiento de las siguientes variables:

- a) Frecuencia del Sistema Eléctrico Regional, reportando los problemas de estabilidad y la activación de esquemas de desconexión de carga por baja frecuencia.
- b) Voltajes en los principales nodos de 115 kV y 230 kV del sistema eléctrico de Panamá.
- c) Ángulos de rotores de generadores.

---

<sup>5</sup> Conforme a requerimiento del CND-ETESA

- d) Flujo en MVA en la interconexión México-Guatemala.
- e) Flujo (MVA) en todas las interconexiones Costa Rica-Panamá.
- f) Voltaje y potencia de salida en AC en estación convertidora del proyecto ICP.
- g) Generación de MVAR de las unidades generadoras con despacho igual o mayor a 40MW del sistema eléctrico de Panamá<sup>6</sup>.
- h) Monitoreo y reporte de la activación de esquemas de desconexión de carga por bajo voltaje<sup>7</sup>.

En forma particular, deberá presentarse el análisis detallado del efecto de las contingencias del proyecto Interconexión Colombia-Panamá, sobre las variables antes indicadas.

Conforme a lo solicitado por el CND-ETESA, el monitoreo de la frecuencia deberá realizarse en el nodo 6002 PAN115.

**Importante:** Los modelos dinámicos del proyecto ICP deberá incluir las protecciones de alto voltaje y bajo voltaje en la estación convertidora.

En caso de que ICP no cuente con los modelos de fabricante de las convertidoras, con base a lo establecido en el numeral 17.3.5 del Libro III del RMER, los estudios de Estabilidad Transitoria deberán de realizarse con modelos estándar para los equipos a instalar, incluyendo los equipamientos adicionales de compensación, protección o control.

Con base a lo anterior, ICP deberá incorporar en la base de datos la modelación de los componentes del proyecto con modelos genéricos que representen adecuadamente y de la mejor manera, las capacidades y características previstas del proyecto. La modelación deberá documentarse en el informe del estudio.

---

<sup>6</sup> Conforme al requerimiento del CND-ETESA.

<sup>7</sup> Conforme al requerimiento del CND-ETESA.

## 7.1 Casos a analizar en estabilidad transitoria

Deberán analizarse todos los casos correspondientes a época seca (verano) y época lluviosa (invierno) en demanda máxima, media y mínima, del primer año de operación del proyecto, con y sin proyecto para observar el desplazamiento de generación que va a realizar el proyecto y considerando los escenarios de intercambio, indicados en la Tabla 1 de la sección 3.3 de estas premisas.

## 7.2 Contingencias a analizar en estabilidad transitoria

Se evaluarán las siguientes contingencias:

- a) Contingencias de componentes del proyecto:
  - Deberán evaluarse las contingencias simples que impliquen la desconexión total del proyecto o salida parcial del mismo.
  - Deberá presentarse el análisis de la desconexión total del proyecto.
- b) Las contingencias simples (de líneas de transmisión, transformadores o unidades de generación) del sistema eléctrico de Panamá, que provocan pérdidas de generación igual o mayor a 40 MW<sup>8</sup>.
- c) Las contingencias simples de las líneas de 115 kV y de 230 kV del sistema eléctrico de Panamá<sup>9</sup>.
- d) Contingencia simple de cada línea de interconexión Costa Rica-Panamá.
- e) Contingencia de la línea LBR-TPH Línea de Interconexión 400 kV México-Guatemala.
- f) Deberá presentarse el análisis de la contingencia simple de uno de los polos de la interconexión ICP, que implica la pérdida parcial de la importación de potencia desde Colombia, se deberá analizar el evento, considerando la desconexión subsecuente de la línea México-Guatemala, analizando el comportamiento de la frecuencia en el SER, y verificando si la frecuencia del SER alcanza 59.3 Hz, que corresponde al umbral de activación de la primera etapa del esquema de desconexión automática de carga por baja frecuencia (EDACBF).

---

<sup>8</sup> Conforme al requerimiento del CND-ETESA

<sup>9</sup> Conforme al requerimiento del CND-ETESA

En caso de que, ante este evento se produzca la actuación del EDACBF, deberá analizarse y determinarse un valor menor de transferencia de Colombia hacia Panamá.

### 7.3 Variables a monitorear

Se deberá monitorear las siguientes variables:

- Frecuencia en Hz en las barras 1101, 3032, y 6002. Utilizar valores adecuados de escala a fin de determinar fácilmente los valores máximos y mínimos de frecuencia alcanzados durante la simulación.
- Ángulo de los rotores de las tres unidades de generación despachadas más grandes de cada país. No considerar máquinas de menos de 25 MW de capacidad. Considerar una máquina por central cuando estas sean de similar capacidad.
- Para el sistema eléctrico de Panamá, se deberá monitorear los ángulos relativos de rotación de las unidades térmicas e hidráulicas con capacidad igual o mayor a 40 MW, indicando la unidad generadora de referencia. Los resultados de las simulaciones se deberán presentar en formato gráfico señalando claramente escalas de ángulos eléctricos y tiempos de simulación. Separar los ángulos de rotación de las unidades térmicas de las hidráulicas en diferentes gráficos. Se deberá informar si existe asincronismo en alguna unidad generadora<sup>10</sup>.
- Voltaje en p.u. de los nodos del sistema eléctrico de Panamá, indicadas en la Tabla 2 de este documento.
- Flujo total en MVA y MW a través de la interconexión México-Guatemala, nodos 1128 (LBR-400)-1110 (LBR-231), para el evento de la contingencia simple de uno de los polos de la interconexión ICP que implica pérdida parcial del intercambio con Colombia.
- Flujo en MVA y MW en las interconexiones Panamá-Costa Rica.
- Voltaje y potencia de salida en AC en estación convertidora del proyecto ICP.

---

<sup>10</sup> Conforme al requerimiento del CND-ETESA.

#### 7.4 Procedimiento a seguir para la simulación

Se seguirá el siguiente procedimiento para realizar las simulaciones transitorias:

- 1) Conversión de las cargas: 70% Corriente constante y 30% admitancia constante
- 2) Tomar como referencia angular la Unidad #1 del equivalente de México conectada al nodo 14319 THP-400; este también será el nodo swing. Para simulaciones que impliquen la apertura de la interconexión México-Guatemala, considerar como referencia angular una unidad de la central Cajón en Honduras (nodos 3001 al 3004).
- 3) Tiempo de inicio de la simulación en  $T = 0.0$  seg.
- 4) Aplicación de falla trifásica en  $T = 1.0$  seg.
- 5) Tiempo de aplicación de la falla = 0.1 seg (6 ciclos)
- 6) Despeje de la falla y desconexión del elemento fallado en  $T = 1.1$  seg
- 7) Correr la simulación hasta  $T = 30.0$  seg.

#### 7.5 Análisis de Contingencias múltiples

Una vez determinados los valores de máximo intercambio de potencia entre los sistemas eléctricos de Colombia y Panamá, en condiciones de demanda máxima, demanda media y demanda mínima regional, restringidos por contingencias simples, demostrando el cumplimiento de los CCSD, se deberá analizar el efecto de las contingencias múltiples del sistema de transmisión de Panamá, y presentar la propuesta de las acciones correctivas o remediales (Esquemas de Control Suplementarios), que permitan minimizar los impactos en la seguridad operativa del SER, evitando desconexiones en cascada de elementos de transmisión en el SER, permitiendo mantener la estabilidad. ICP debe demostrar el funcionamiento óptimo de los controles y protecciones del sistema HVDC. Para ello debe decidir qué variables monitorear y qué simulaciones efectuar y los modos de control normales de operación de las estaciones convertidoras.

Se requiere analizar el efecto de las contingencias múltiples que se indican en la Tabla 3.

Tabla 3. Contingencias múltiples a analizar

Código_ContingenciaMúltiple	Definición PSSE	Elementos
CONTINGENCY 'P1-M'	OPEN LINE FROM BUS 6003 TO BUS 6100 CKT 2A OPEN LINE FROM BUS 6003 TO BUS 6171 CKT 1B	PANII-BAY PANII-PAC
CONTINGENCY 'P2-M'	OPEN LINE FROM BUS 6003 TO BUS 6001 CKT 1C OPEN LINE FROM BUS 6003 TO BUS 6001 CKT 2C	PAN-PANII PAN-PANII
CONTINGENCY 'P3-M'	OPEN LINE FROM BUS 6001 TO BUS 6005 CKT 3A OPEN LINE FROM BUS 6001 TO BUS 6005 CKT 4A	PAN-CHO PAN-CHO
CONTINGENCY 'P4-M'	OPEN LINE FROM BUS 6005 TO BUS 6008 CKT 3B OPEN LINE FROM BUS 6008 TO BUS 6240 CKT 4B OPEN LINE FROM BUS 6240 TO BUS 6005 CKT 4B	CHO-LLS CHO-EHI EHI-CHO
CONTINGENCY 'P5-M'	OPEN LINE FROM BUS 6008 TO BUS 6182 CKT 6A OPEN LINE FROM BUS 6008 TO BUS 6182 CKT 15	LLS-VEL LLS-VEL
CONTINGENCY 'P6-M'	OPEN LINE FROM BUS 6011 TO BUS 6182 CKT 5B OPEN LINE FROM BUS 6011 TO BUS 6182 CKT 6B	MDN-VEL MDN-VEL
CONTINGENCY 'P7-M'	OPEN LINE FROM BUS 6011 TO BUS 6096 CKT 7 OPEN LINE FROM BUS 6011 TO BUS 6096 CKT 8	MDN-FOR MDN-FOR
CONTINGENCY 'P8C-M'	OPEN LINE FROM BUS 6460 TO BUS 6713 CKT 2C	ECO-BUR
CONTINGENCY 'P8B-M'	OPEN LINE FROM BUS 6460 TO BUS 6713 CKT 3C	ECO-BUR
	OPEN LINE FROM BUS 6713 TO BUS 6840 CKT 2B	BUR-PAN3
CONTINGENCY 'P8A-M'	OPEN LINE FROM BUS 6713 TO BUS 6840 CKT 3B	BUR-PAN3
	OPEN LINE FROM BUS 6840 TO BUS 6003 CKT 2A OPEN LINE FROM BUS 68400 TO BUS 6003 CKT 3A	PAN3-PANII PAN3-PANII
CONTINGENCY 'P9-M'	OPEN LINE FROM BUS 6460 TO BUS 6008 CKT 2B	ECO-LLS
	OPEN LINE FROM BUS 6460 TO BUS 6008 CKT 3B	ECO-LLS

## 8 Estudios a presentar en el Diseño Técnico de Detalle

Para realizar esta etapa es requisito que ICP tenga aprobada la Solicitud de conexión a la RTR por parte de la CRIE.

En esta etapa ICP debe solicitar previamente al EOR una Base de Datos actualizada, para realizar y presentar al EOR los estudios listados a continuación, para lo cual se requiere que ICP utilice los modelos dinámicos validados por el fabricante de los equipos, y que el fabricante de los equipos identifique y ajuste el modelo de librería que más se adapte al comportamiento real de los equipos a ser instalados, permitiendo evaluar con mayor precisión el comportamiento del enlace HVDC.

Los estudios que ICP debe presentar al EOR en esta etapa, son los siguientes:

- Un estudio detallado de estabilidad transitoria, que tome en consideración las indicaciones para el Análisis de Estabilidad Transitoria de la sección 7 de estas premisas regionales, donde se evalué adicionalmente lo siguiente:
  - a) Realizar el análisis del efecto de variaciones de potencia (activa y reactiva), desconectando carga y en otro evento que desconecte generación, del lado colombiano, para evaluar los efectos del lado panameño;
  - b) Evaluar la respuesta del proyecto ante oscilaciones electromecánicas no amortiguadas, para ello se deben reproducir eventos de oscilaciones en las simulaciones.
  - c) Demostrar el funcionamiento óptimo de los controles y protecciones del sistema HVDC. Para ello debe decidir qué variables monitorear y qué simulaciones efectuar y los modos de control normales de operación de las estaciones convertidoras.
- Un estudio de armónicos, enfocado en evaluar el impacto de la operación del sistema HVDC sobre la calidad del suministro eléctrico. El nivel máximo de distorsión por armónicos y las variaciones de la magnitud de voltaje en el SER debe cumplir con lo establecido con las Normas indicadas en el Numeral 16.2.5.2 del Libro III del RMER, o más recientes.
- Un estudio de transitorios electromagnéticos para evaluar el funcionamiento del sistema de conversión ante disturbios. Los criterios de evaluación y la lista de disturbios serán proporcionados por el EOR, en coordinación con el OS/OM y el Transmisor Nacional. Los disturbios a ensayar incluirán fallas en el enlace HVDC, en las estaciones convertidoras y en las redes de corriente alterna que sean de relevancia.

De acuerdo a lo indicado por el CND-ETESA, como mínimo deben realizar el estudio para los escenarios del primer año de operación del proyecto, para época seca y época lluviosa, para demanda máxima, media y mínima, con cero intercambios de Panamá con el resto del SER.

Se requiere que obtengan resultados indicadores de la distorsión armónica tanto en tensión como en corriente en el punto de acoplamiento común (como mínimo), y que se presente un detalle y explicación de las normas referenciales.

En caso de que los análisis indiquen que la operación del proyecto tendrá un impacto relevante en el sistema eléctrico de Panamá, debido a la inyección de armónicos, se requiere que se indiquen las propuestas de solución.

El consultor, con base a su experiencia, deberá presentar la metodología de análisis, indicar el software utilizado para dicho análisis y documentar las normativas que apliquen para el análisis de HVDC y armónicos.

## **9 Indicaciones complementarias**

---

- a) Los escenarios de demanda regional están contemplados en los siguientes periodos:
  - Demanda mínima: Desde las 22:00 horas hasta las 05:59 horas
  - Demanda media: Desde las 06:00 horas hasta las 16:59 horas
  - Demanda máxima: Desde las 17:00 horas hasta las 21:59 horas
- b) En el caso que la base de datos ya contenga información de inyección de generación en la barra que se pretende conectar el proyecto, deberá actualizarse la modelación del proyecto conforme a la información más reciente de los componentes, que maneje el desarrollador.
- c) Para la modificación de los despachos de generación para crear los casos con transferencia para cada escenario a estudiar, debe usarse la información de orden de mérito de los generadores incluida en la información complementaria suministrada por el EOR.
- d) Presentar en los análisis de estado estable de cada caso, el resumen de las violaciones de tensión y sobrecargas en los elementos con tensión nominal igual o mayor a 115 kV del Sistema Eléctrico Regional.
- e) Se reafirma el requerimiento de que para el área de control de Panamá, presentar los resultados de sobrecargas ante contingencias, respecto al Rate A y al Rate C.



## Contacto EOR y CRIE

Para aclaraciones sobre los requerimientos indicados en este documento o sobre la base de datos regional proporcionada por el EOR contactar a:

**Ing. Christian Muñoz**

Coordinador de Planificación del Sistema - EOR

Email: [cmunoz@enteoperador.org](mailto:cmunoz@enteoperador.org)

Teléfono: (+503) 2245-9927

**Ing. Ricardo Herrera**

Analista de Planificación del Sistema - EOR

Email: [aherrera@enteoperador.org](mailto:aherrera@enteoperador.org)

Teléfono: (+503) 2245-9926

**Ing. Mauricio Contreras**

Especialista Técnico - CRIE

Email: [mauriciocontreras@crie.org.gt](mailto:mauriciocontreras@crie.org.gt)

Teléfono: (+502) 2495-1777

**Ing. Edgar De Asís**

Especialista Técnico - CRIE

Email: [edeasis@crie.org.gt](mailto:edeasis@crie.org.gt)

Teléfono: (+502) 2495-1777



## Formatos a utilizar en la presentación del estudio

A continuación, se presentan los formatos en los cuales deberá presentarse los resultados del estudio, con la finalidad de facilitar el análisis y comprensión del mismo.

El desarrollador deberá evitar presentar en el informe principal, las salidas directas del PSSE sin ningún tipo de análisis y ordenamiento, ya que dificulta la interpretación de los resultados.

FORMATO 1. Ejemplo para reporte de resultados de flujo de carga en condición normal

ELEMENTO SOBRECARGADO						CKT	RATE A	SIN PROYECTO		CON PROYECTO	
Nodo 1			Nodo 2					FLUJO	%	FLUJO	%
Número	Nombre	KV	Número	Nombre	KV						
4300	ACH-138	138	4315	LBS-138	138	1	133.90	141.54	105.71%	143.44	107.12%
4300	ACH-138	138	4315	LBS-138	138	1	133.90	137.81	102.92%	139.37	104.09%
4300	ACH-138	138	4315	LBS-138	138	1	133.90	141.44	105.63%	143.34	107.05%
4419	ALB-230	230	3WNDTR	ALB-AT1	WND 1	1	71.30	87.67	122.96%	88.39	123.97%
4402	SND-230	230	4416	DPCG9-230	230	1	225.40	257.61	114.29%	258.86	114.84%

FORMATO 2. Ejemplo para reporte de resultados de voltajes en condición normal del sistema.

BUS			VOLTAJE SIN PROYECTO P.U.	VOLTAJE CON PROYECTO P.U.
4306	BZN-138	138	0.88	0.88
4320	MTG-138	138	1.21	1.21
4332	SNR-138	138	1.21	1.21
4347	MGU 138	138	1.21	1.21

*[Handwritten signature]*

*[Handwritten symbol]*

FORMATO 3. Ejemplo para el reporte de flujo de carga ante contingencia sencilla

ELEMENTO SOBRECARGADO									SIN PROYECTO		CON PROYECTO	
Nodo 1			Nodo 2			CKT	CONTINGENCIA	RATE A	FLUJO	% CARGA	FLUJO	% CARGA
Número	Nombre	KV	Número	Nombre	KV							
4300	ACH-138	138	4315	LBS-138	138	1	SINGLE 4302-4343	133.90	141.54	105.71%	143.44	107.12%
4300	ACH-138	138	4315	LBS-138	138	1	SINGLE 4305-4315	133.90	137.81	102.92%	139.37	104.09%
4300	ACH-138	138	4315	LBS-138	138	1	SINGLE 4340-4343	133.90	141.44	105.63%	143.34	107.05%
4419	ALB-230	230	3WNDTR	ALB-AT1	WND 1	1	SINGLE 4401-4419(1)	71.30	87.67	122.96%	88.39	123.97%
4402	SND-230	230	4416	DPCG9-230	230	1	SINGLE 4402-4411(1)	225.40	257.61	114.29%	258.86	114.84%

FORMATO 4. Ejemplo para el reporte de violaciones de voltaje ante contingencia sencilla

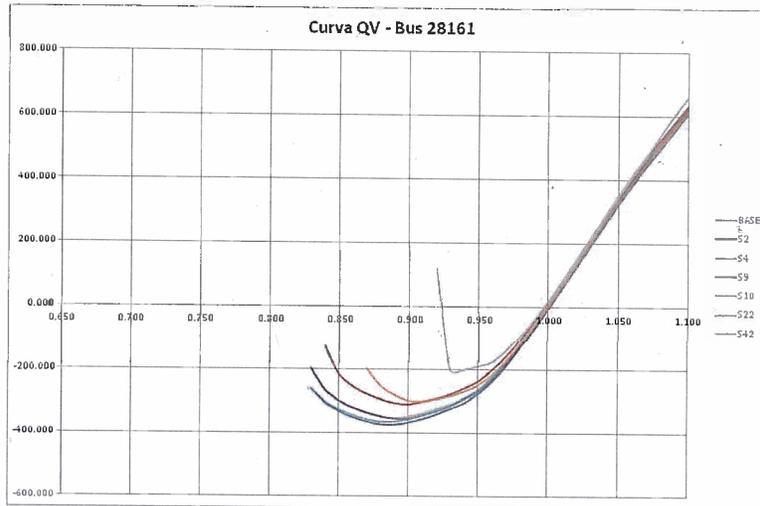
BUS			CONTINGENCIA	VOLTAJE SIN PROYECTO P.U.	VOLTAJE CON PROYECTO P.U.
4306	BZN-138	138	SINGLE 4306-4319(1)	0.88	0.88
4320	MTG-138	138	SINGLE 4320-4331(1)	1.21	1.21
4332	SNR-138	138	SINGLE 4320-4331(1)	1.21	1.21
4347	MGU 138	138	SINGLE 4320-4331(1)	1.21	1.21

FORMATO 5. Ejemplo para el reporte de reserva de potencia reactiva en el análisis de estabilidad de voltaje

Reserva de potencia reactiva demanda media seca 2018												
Bus	CASO BASE		Contingencia 1		Contingencia 2		Contingencia 3		Contingencia 4		Contingencia 5	
	sin proyecto	con proyecto	sin proyecto	con proyecto	sin proyecto	con proyecto	sin proyecto	con proyecto	sin proyecto	con proyecto	sin proyecto	con proyecto
	MVAR	MVAR	MVAR	MVAR	MVAR	MVAR	MVAR	MVAR	MVAR	MVAR	MVAR	MVAR
28371	-351.4	-214.1	-322.3	-173.4	-343.3	-201.6	-347.1	-206.7	-342.6	-210.5	-333.0	-157.3
28181	-391.2	-256.5	-370.8	-218.2	-386.3	-245.5	-383.7	-239.9	-385.9	-254.5	-379.1	-205.6
28161	-350.5	-366.4	-336.6	-310.3	-345.9	-348.0	-348.2	-354.4	-336.3	-357.1	-351.5	-297.9
28131	0.0	-330.6	0.0	-274.2	0.0	-313.8	0.0	-318.2	0.0	-323.3	0.0	-248.5
27803	-132.7	-99.7	-122.9	-84.2	-129.4	-94.7	-132.0	-97.4	-131.9	-99.5	-128.3	-84.4
27801	-162.5	-128.2	-158.3	-117.0	-161.5	-124.8	-158.9	-123.0	-161.8	-128.1	-160.0	-115.4




FORMATO 6. Ejemplo de gráfica de curvas Q-V



FORMATO 7. Ejemplo para el reporte de corrientes de cortocircuito

Barra	Nombre	kV	Capacidad Interruptiva	Demanda Máxima				Demanda Media			
				I falla 3Ø KA		I falla 1Ø KA		I falla 3Ø KA		I falla 1Ø KA	
				Con Proyecto	Sin Proyecto	Con Proyecto	Sin Proyecto	Con Proy	Sin Proy	Con Proy	Sin Proy
27131	ACAJ-115	115	40	19.1	13.5	20.6	15.9	19.1	13.5	20.6	15.9
27132	ACAJ2-115	115	40	19.1	13.5	20.6	15.9	19.1	13.5	20.6	15.9
27133	TPTO-115	115	40	14.2	11.0	12.7	10.8	14.2	11.0	12.7	10.8
27161	AHUA-115	115	31.5	16.4	15.4	34.2	29.4	16.3	15.1	33.4	28.5
27411	SONS-115	115	31.5	14.3	13.7	12.7	12.4	14.3	13.6	12.7	12.4

*(Handwritten mark)*

*(Handwritten mark)*