



# **REQUISITOS TÉCNICOS Y OPERATIVOS QUE APLICAN A LOS AGENTES GENERADORES QUE COMPARTEN ACTIVOS DE CONEXIÓN CONFORME LA RESOLUCIÓN CREG 200 DE 2019**

**DOCUMENTO CREG-701 026**  
**02 DE DICIEMBRE DE 2022**

**CIRCULACIÓN:  
MIEMBROS DE LA COMISIÓN DE  
REGULACIÓN DE ENERGÍA Y  
GAS.**

## Requisitos técnicos y operativos que aplican a los agentes generadores que comparten activos de conexión conforme la resolución CREG 200 de 2019

### ÍNDICE

SIGLAS Y DEFINICIONES.....	4
1. ANTECEDENTES .....	5
2. DIAGNÓSTICO .....	9
2.1 Recomendación CND y ASIC .....	9
2.2 Recomendación PHC.....	15
2.3 Comentarios generales de la Comisión sobre la regulación y las recomendaciones de CND, ASIC y PHC .....	19
3. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA, CAUSAS Y CONSECUENCIA .....	23
4. OBJETIVOS .....	24
4.1 Objetivo general .....	24
4.2 Objetivos específicos .....	24
5. ALTERNATIVAS .....	24
5.1 Alternativa A. No modificar la regulación .....	25
5.2 Alternativa B. Adoptar la propuesta del CND y ASIC .....	25
5.3 Alternativa C. Adoptar la propuesta de PHC .....	25
5.4 Alternativa D. Propuesta híbrida: recomendaciones CND, ASIC, PHC y análisis CREG .....	25
5.4.1 Aspectos de información.....	25
5.4.2 Aspectos de conexión .....	26
5.4.3 Aspectos de operación .....	30
6. ANALISIS DE IMPACTO .....	34
7. CONSULTA PÚBLICA Y CONCLUSIÓN .....	40
8. INDICADORES DE SEGUIMIENTO .....	41
ANEXO Análisis de otras recomendaciones de CND y ASIC.....	42

### ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1 Conexión de plantas con regulación antes del año 2019.....	7
Ilustración 2 Conexión de plantas con Resolución CREG 200 de 2019.....	7
Ilustración 3 Proyectos que compartirían activos de conexión .....	9

### ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Nomenclatura Ilustraciones 1 y 2 .....	6
--	---

Tabla 2 Resumen recomendaciones técnicas CND y ASIC – Radicado CREG E2022008493.....	9
Tabla 3 Resumen PHC – Radicado CREG E-2020-016170 Contrato CREG en el año 2020 .....	15
Tabla 4 Análisis de Impacto: comparación propuestas B (CND) y C (propuesta PHC) contra propuesta D (Híbrida CND, PHC, CREG).....	34
Tabla 5 Resumen de otras recomendaciones CND y ASIC – Radicado CREG E2022008493.....	42

## SIGLAS Y DEFINICIONES

**Activos de Conexión Compartidos, ACC.** Son todos los elementos que son considerados activos de conexión y que comparten los agentes generadores para poder transportar la energía de dos o más plantas de generación individuales a un mismo punto de conexión del STN, STR o SDL.

**Acuerdo de Conexión Compartida entre Generadores, ACCG.** Es el acuerdo de conexión compartida de que trata el artículo 4 de la Resolución CREG 200 de 2019 o todas aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.

**CND.** Centro Nacional de Despacho.

**C.N.O.** Consejo Nacional de Operación.

**FNCER.** Fuente no convencional de energía renovable conforme la Ley 1715 de 2014 o todas aquellas que la modifiquen o sustituyan.

**Máxima Capacidad del Punto de Conexión Compartida, MCPCC.** Es la máxima capacidad de transporte por el PCC ante limitaciones en la capacidad de transporte en el RACC.

**P, Q, VLL, I.** Potencia activa, potencia reactiva, voltaje línea-línea y corriente de fase, correspondientemente.

**Punto de conexión compartido, PCC.** Es el “punto de conexión” de que trata la Resolución CREG 038 de 2014, o todas aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan y que coincide con el punto de conexión eléctrico en el cual los activos de conexión compartidos del grupo de generadores se conectan al STN, a un STR o a un SDL.

**Punto de conexión individual, PCI.** Es el punto eléctrico de conexión que coincide con el punto donde se encuentra la Frontera Individual de que trata la Resolución CREG 200 de 2019 o todas aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.

**Red de Activos de Conexión Compartida, RACC.** Es la red que conforma el conjunto de ACC para la conexión al STN, STR o SDL.

**SDL, SIN, STN, STR.** Sistema de Distribución Local, Sistema Interconectado Nacional, Sistema de Transmisión Nacional y Sistema de Transmisión Regional, correspondientemente.

## 1. ANTECEDENTES

Actualmente, en el SIN, un agente generador puede conectar sus plantas de generación por medio de reglas específicas de planeación, de medida, técnicas y operativas.

Dichas reglas se han regulado en varias resoluciones CREG, entre estas, las más importantes son:

- Código de Redes, Resolución CREG 025 de 1995, la cual determina los requisitos de planeación, técnicos y operativos que se deben cumplir en el STN. En todo caso, este código también determina algunos aspectos a cumplirse en los STR y SDL.

En general, el Código de Redes se conforma, a su vez, por los siguientes códigos: planeamiento, conexión, medida y operación.

En cuanto al código de medida, este se reglamentó en resolución independiente mediante la Resolución CREG 038 de 2014, el cual aplica a todo el SIN.

- Resolución CREG 024 de 1995, la cual reglamenta los aspectos comerciales del mercado de energía mayorista en el SIN.
- Resolución CREG 070 de 1998, la cual establece el reglamento de distribución que aplica a nivel de SDL y STR, en el que se definen y hacen operativos los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio de energía eléctrica, se establecen procedimientos para la planeación, operación y expansión, y se definen normas para el diseño y ejecución del plan de inversiones y conexiones al sistema.
- Resolución CREG 080 de 1999, en la cual se reglamentan las funciones de planeación, coordinación supervisión y control entre el CND y los agentes del SIN.
- Resolución CREG 075 de 2021, en la cual se actualiza el proceso de asignación de capacidad de transporte para generadores y usuarios en el SIN de que trata la Resolución CREG 025 de 1995 y 070 de 1998.

Así mismo, en las anteriores resoluciones y en otras adicionales, se han reglamentado algunos requisitos específicos que deben cumplir las plantas de generación; entre los aspectos más relevantes, y que tienen relación con la presente propuesta regulatoria, se tienen:

- Requerimientos de protecciones, confiabilidad y seguridad (Resoluciones CREG 025 de 1995, 070 de 1998, 060 de 2019, 148 de 2021 y 101 011 de 2022).
- Regulación primaria de frecuencia (Resoluciones CREG 023 de 2001, 060 de 2019, 148 de 2021, 101 011 y 101 005 de 2022, siendo las cuatro últimas las que aplican a plantas eólicas y solares fotovoltaicas).


- Regulación secundaria de frecuencia (Resoluciones CREG 025 de 1995, 198 de 1997, 064 de 2000, 051 de 2009, 076 de 2009 y 027 de 2016).
- Respuesta rápida de frecuencia para plantas eólicas (Resolución CREG 060 de 2019).
- Control de tensión y reactivos (Resoluciones CREG 025 de 1995, 070 de 1998, 060 de 2019, 229 de 2021, 148 de 2021, 101 005 de 2022, 062 de 2000, 063 de 2000 y 014 de 2004).
- Respuesta rápida de corriente reactiva de plantas eólicas y solares fotovoltaicas (Resoluciones CREG 060 de 2019 y 148 de 2021).

Ahora bien, hasta el año 2019 y de acuerdo con la regulación vigente antes de esa fecha, los generadores debían tener una frontera comercial de generación en su punto de conexión al STN, STR o SDL, con el fin de obtener en forma individual la medida de las transferencias de energía. Por esta razón, en caso de que se diera el caso de varios generadores que requerían conectarse a un mismo punto del sistema, debían construir sus activos de conexión en forma separada para cada planta de generación.

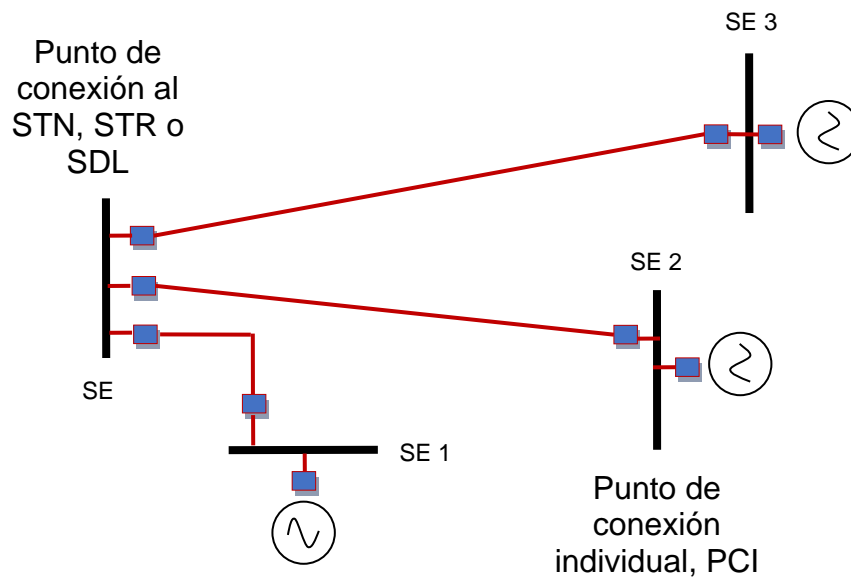
La mencionada situación tuvo un cambio impulsado por la recepción de comentarios de agentes generadores y desarrolladores de proyectos para que, donde fuera posible compartir activos de conexión, se permitiera a los generadores utilizar los mismos activos de conexión para varias plantas, es decir, pasar de conexiones como se muestran en la

Ilustración 1 a la  
Ilustración 2, en las cuales:

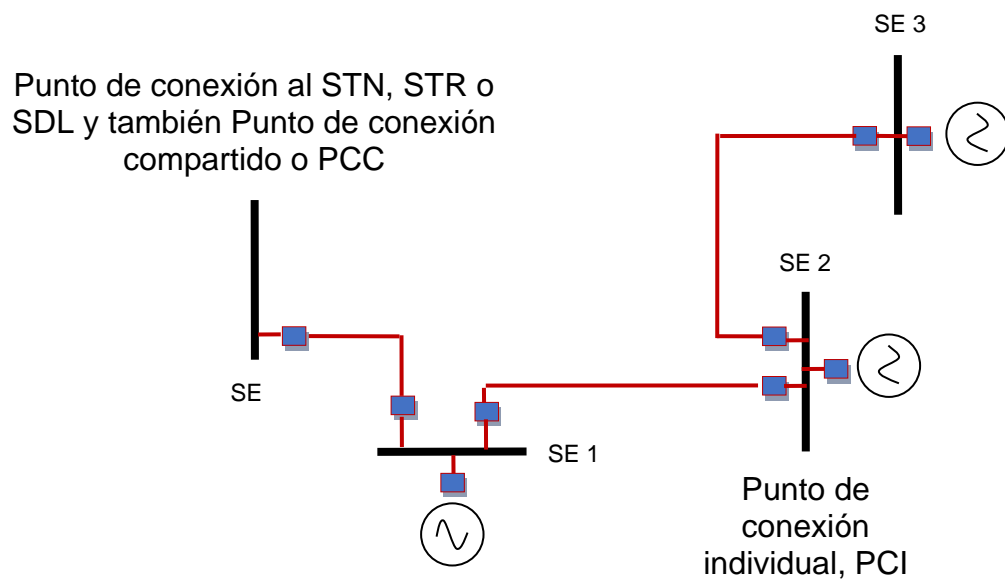
**Tabla 1 Nomenclatura Ilustraciones 1 y 2**

<b>Nomenclatura</b>	<b>Significado</b>
SE	Subestación eléctrica
Punto de conexión al STN, STR o SDL	Es el punto de conexión al STN, STR o SDL definido en el Código de Medida que coincide con la ubicación de la frontera compartida de que trata la Resolución CREG 200 de 2019
Punto de conexión individual, PCI	Es el punto de conexión individual de cada planta en su activo de conexión que coincide con la ubicación de la frontera individual de que trata la Resolución CREG 200 de 2019
	Símbolo de generador
líneas rojas	Líneas de conexión eléctrica
Cuadrados azules	Elementos de protección

**Ilustración 1 Conexión de plantas con regulación antes del año 2019**



**Ilustración 2 Conexión de plantas con Resolución CREG 200 de 2019**



Así, se expidió la Resolución CREG 200 de 2019 que tiene las siguientes características generales:

- i. Permite que uno o varios generadores compartan activos de conexión para la conexión de varias plantas al STN, STR o SDL a través de una única frontera de generación (Frontera Compartida).
- ii. Los agentes que participan en la conexión compartida deben firmar un acuerdo que contenga, entre otros requerimientos, los siguientes:
  - a. La identificación del o los generadores participantes,
  - b. Identificación de un agente generador representante,
  - c. Modelo de liquidación que se aplicara en el ASIC y su aceptación incondicional,
  - d. Mecanismo para distribuir las posibles liquidaciones entre los generadores,
  - e. Procedimiento para recibir nuevos generadores
- iii. Aplica a generadores que se conectan a un mismo punto de conexión al STN, STR o SDL, para plantas que sean despachadas centralmente y que cuenten con punto de conexión aprobado por la UPME.
- iv. Los compromisos adquiridos se verifican en el punto de conexión al STN, STR o SDL.
- v. Se incluyen dos tipos de fronteras comerciales nuevas: Frontera Compartida y Frontera Individual.
- vi. El representante de la Frontera Compartida debe cumplir con todas las obligaciones de un representante de una frontera comercial de generación, por lo tanto, se deben cumplir, entre otras, con la Resolución CREG 157 de 2011 sobre fronteras comerciales y el Código de Medida, o todas aquellas que la modifiquen adicionen o sustituyan.
- vii. Las Fronteras Individuales deben cumplir con la regulación vigente, por lo tanto, también se debe cumplir, entre otras, con la Resolución CREG 157 de 2011 sobre fronteras comerciales y el Código de Medida.
- viii. El representante de la frontera compartida debe incluir un modelo mediante el cual se defina la forma de referir las medidas tomadas en las fronteras individuales a la frontera compartida. Estas lecturas referidas serán las que tomará el ASIC para la liquidación y para verificar el cumplimiento de las obligaciones de cada planta.
- ix. La construcción, reposición, operación, mantenimiento y disponibilidad de los activos compartidos es de total responsabilidad de los generadores participantes en el acuerdo. Por lo tanto, las situaciones que se presenten por el mal funcionamiento o cualquier tipo de indisponibilidad de los activos deben ser resueltas y asumidas por estos generadores.



## 2. DIAGNÓSTICO

Luego de publicada la Resolución CREG 200 de 2019, se recibió por parte de XM SA ESP (E2022008493), en su calidad de CND y ASIC, propuestas de inclusión de requerimientos técnicos específicos para los activos de conexión compartidos y la operación al interior de dicha red.

En dicho documento se resalta la cantidad de proyectos que podrían verse afectados:

### Ilustración 3 Proyectos que compartirían activos de conexión

<i>Plantas que compartirían activos de conexión (Capacidad MW)</i>	<i>Capacidad total por conexión (MW)</i>
TermoYopal 1 (TYG1) (19.9 MW), TYG2 (30 MW), TYG3 (50 MW) y TYG4 (50 MW)	149.9
Alfa (212 MW) Beta (280 MW) Parque Eólico Guajira II (270 MW)	762
Jepirachi (19.9 MW) con nuevos proyectos de promotores diferentes a EPM	19.9 (EPM informó que está pendiente definir otros proyectos)
Casa Eléctrica (180 MW), Apotolomu (75 MW), Irraipa (99 MW), Carrizal (195 MW), Jotomana (99 MW)	648
<i>Plantas que compartirían activos de conexión (Capacidad MW)</i>	<i>Capacidad total por conexión (MW)</i>
Parque Eólico Guajira II (150 MW), Windpeshi (200 MW)	350
LIGUSTRO I (99.9 MW), LIGUSTRO II (99.9 MW)	199.8
<b>Total</b>	<b>2129.6</b>

Lo anterior es debido a que la reglamentación vigente regula hasta el punto de conexión al STN, STR o SDL, es decir, se identifica la falencia de requerimientos técnicos específicos de conexión para poder desarrollar y operar los proyectos y reglas para poder operar la red de activos compartidos.

Por su parte, con el fin de dar un análisis a las recomendaciones del CND y el ASIC, la Comisión realizó la contratación de un estudio de consultoría con PHC servicios integrados Group S.A.S, en adelante PHC, para la recomendación de requerimientos que deben solicitarse a los activos compartidos, a generadores que hacen parte del ACCG y para realizar el análisis de la propuesta de CND y ASIC.

A continuación, se presentan las recomendaciones de CND, ASIC y PHC.

### 2.1 Recomendación CND y ASIC

Las principales recomendaciones técnicas de CND y ASIC son las siguientes:

**Tabla 2 Resumen recomendaciones técnicas CND y ASIC – Radicado CREG E2022008493**

Tema	Recomendación
------	---------------

Tema	Recomendación
Requerimientos para la entrada en operación	<p>Inclusión de información o estudios adicionales a la entrada en operación con plazos definidos para la entrega. Así mismo, se incluyen temas de coordinación antes de la entrada en operación.</p> <p>Por ejemplo: Parámetros técnicos del PCC y la RACC, estudios de control de tensión, estudios de estabilidad, curvas de capacidad a cumplirse, resultado de pruebas, y modelos dinámicos y estáticos validados de la RACC.</p>
Curva de capacidad	<p>-Conforme la normativa vigente, los agentes generadores convencionales despachados centralmente tienen como requerimiento la verificación de la curva de capacidad en bornes de generación o el lado de alta del transformador asociado al generador, mientras que para las FNCER esta verificación se realiza en el PCC.</p> <p>-La curva de capacidad de referencia será el agregado de la curva de capacidad de las plantas de generación que comparten activos de conexión trasladada al PCC.</p> <p>- Para las plantas convencionales esto significa que se debe incluir la compensación para que la curva de capacidad definida en bornes de las unidades de generación de las plantas que hacen parte del ACCG sea la curva efectiva vista en el PCC.</p> <p>- Para estas curvas se incluyen reglas para las pruebas y los informes de resultados.</p>
Control de tensión	<p>Se definen lineamientos de desempeño en el PCC:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Control de forma continua y estable de la tensión en el PCC modulando la misma en el rango normal operativo de tensión en condiciones normales y ante cualquier tipo de contingencias, de acuerdo con su curva de capacidad agregada.</li> <li>• Ante cualquier cambio en lazo abierto tipo escalón en la consigna local de tensión o potencia reactiva, la tensión vista en el PCC tenga un tiempo de respuesta inicial menor a 2 segundos y un tiempo de establecimiento menor a diez (10) segundos.</li> </ul> <p>Se propone para FNCER que cada planta cumpla de forma individual con la normatividad vigente en el PCC. Para convencionales en el PCI. En todo caso debe poder realizarse el control en el PCC independientemente del tipo de planta mediante consignas locales y remotas desde el CND.</p> <p>Para comprobar lo anterior se propone un procedimiento del control de tensión en el PCC, el cual incluye escenarios de estudios y la descripción e información de lo que debe tenerse en cuenta paso a paso:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Información para entregar (composición o escenarios de generación, transferencias de energía desde y hacia la</li> </ul>

Tema	Recomendación
	<p>RACC, definición de contingencias, modelos dinámicos)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Procedimiento (evaluación de estabilidad y tiempos de respuesta del control, evaluación de cumplimiento de la curva agregada en el PCC)</li> <li>▪ Revisión de los estudios del control (se definen tiempos y requerimientos)</li> <li>▪ Pruebas (se definen tiempos y requerimientos)</li> </ul> <p>Además, se propone un seguimiento al desempeño del control de tensión en el PCC, el cual lo realizaría el CND. En caso de detectarse una condición de no cumplimiento de los criterios de desempeño definidos, el CND emitiría una comunicación al representante del ACCG para que este realice los ajustes y/o implementaciones requeridas en un plazo definido por el CND según el impacto de la condición operativa. En todos los casos este tiempo no podrá superar los 3 meses luego de identificada y notificada la anomalía. El CND mantendrá informado al C.N.O. acerca del cumplimiento del compromiso anterior y la realización de los respectivos ajustes.</p>
AGC	Que se cumpla con la norma vigente por planta individual.
Regulación primaria de frecuencia	Que se cumpla con la norma vigente por planta individual.
Respuesta rápida en frecuencia para plantas eólicas	Que se cumpla con la norma vigente por planta individual en el PCI.
Modelos	Tener modelos estáticos y dinámicos de los elementos que componen la RACC, como son líneas, transformadores, esquemas de control conjunto y elementos de compensación asociados. Estos modelos deben validarse, para lo cual se incluye la propuesta de validación.
Confiabilidad y seguridad	<p>Se proponen los criterios a considerar para los activos de la RACC:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• En estado estable, no se permitirán sobrecargas de los equipos que conforman los activos de conexión compartidos.</li> <li>• En estado estable, ante una contingencia N-1 de cualquier elemento de la red de conexión compartida disponible (N-1) o de unidades de generación asociadas a la conexión compartida, no se deberán producir eventos en cascada en los activos que hacen parte del ACCG.</li> <li>• La pérdida de cualquier elemento de la red de la conexión compartida disponible (N-1) o de las unidades de generación asociadas a la conexión compartida no deberá ocasionar la desconexión de los MW equivalentes a la unidad más grande del</li> </ul>

Tema	Recomendación
	sistema.
Curvas VRT	<p>Para las FNCER cumplir la reglamentación actual en el PCI.</p> <p>Para generadores sincrónicos aplica para fallas externas a los activos donde se encuentra el PCI del sistema de generación y se excluyen desconexiones dentro de la zona de no actuación por disparos de protecciones asociados a pérdida de estabilidad de las unidades de generación. Esta curva es un requerimiento de soporte a la estabilidad del SIN ante huecos de tensión, por tanto, los relés de protección de baja tensión y sobretensión se ajustarán según prácticas y recomendaciones definidas con el operador del SIN.</p> <p>Adicionalmente, CND propone curvas VRT sobre los generadores convencionales.</p> <p>Se establecen requerimientos de seguimiento, como el contar con registros oscilográficos de los sistemas de protección en el PCI de los recursos de generación que permitan ventanas de registro mayores a 2 segundos.</p>
Cálculo del MCPCC	<p>Se propone que calcule la máxima capacidad del PCC, MCPCC, teniendo en cuenta situaciones como la indisponibilidad de activos, la disminución de la capacidad de equipos o el cumplimiento de los criterios de seguridad y confiabilidad.</p> <p>En todo caso, el CND determinará para cada topología posible la capacidad del PCC, de acuerdo con las condiciones de capacidad y disponibilidad de los equipos de transporte que conforman la RACC y considerando el cumplimiento de los criterios de seguridad y confiabilidad. Las limitaciones del PCC para cada topología se tendrán en cuenta en el proceso de despacho económico, redespacho y durante la operación real del sistema. Esto se usará para que el CND pueda operar el sistema de forma confiable y segura.</p> <p>Luego de la operación, el MCPCC se calcula como el máximo entre la generación real y el promedio de la capacidad real del PCC (lo cual se obtiene de la operación real). El promedio tiene en cuenta lo que sucede en una hora y, dentro de la misma, en intervalos de minutos.</p> <p>La capacidad real del PCC la calcula el CND, teniendo en cuenta lo que sucedió en la operación.</p>
Cálculo de la disponibilidad comercial ante limitaciones en la capacidad de transporte en el RACC	<p>Cuando el MCPCC resulte inferior a la capacidad asignada en el punto de conexión compartida, y a su vez sea inferior a la sumatoria de la disponibilidad comercial de los recursos individuales que conforman el ACCG, el ASIC aplicará un procedimiento para ajustar la disponibilidad comercial de los recursos que forman parte de un ACCG, que tiene en cuenta:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Regulación actual para el cálculo de la disponibilidad comercial,</li> </ul>

Tema	Recomendación
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Algoritmo para el cálculo de la disponibilidad comercial teniendo en cuenta el MCPCC, la generación real, un factor de ajuste y los mínimos técnicos de las plantas. El factor de ajuste es para disminuir la disponibilidad comercial en partes iguales entre las plantas de generación, en proporción a lo que disminuya la disponibilidad del punto de conexión compartido.</li> </ul>
Causales de redespacho, ofertas y declaración de disponibilidad	Cada planta será responsable de realizar las solicitudes de redespacho, de realizar sus ofertas y declaración de disponibilidad.
Mantenimientos	El representante de la conexión compartida es el encargado de ingresar y coordinar las actividades que sean necesarias para la realización de los mantenimientos de los activos compartidos consignables en el sistema de información proporcionado por el CND.
Ecuaciones para el pronóstico de demanda	El representante de la conexión compartida deberá coordinar con el agente responsable del pronóstico de la demanda de energía y potencia en caso de que los activos compartidos generen cambios en la ecuación de demanda
Supervisión de activos	<p>Se debe supervisar toda la RACC y los generadores, para lo cual proponen una serie de variables a tener en cuenta, como, por ejemplo:</p> <p>Para plantas individuales:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Medidas de estado de interruptores, potencia activa y reactiva de activos que conectan cada una de las unidades reales o equivalentes (FNCER) a los ACC.</li> <li>Medidas de la potencia activa, reactiva y voltaje en los PCI de todas las plantas individuales y en bornes de los generadores convencionales.</li> <li>Medidas de posición de TAP en los transformadores de generación asociados a los ACC.</li> <li>Medidas en alta y baja, de la potencia activa, reactiva, corriente y voltaje en los transformadores de generación asociados a los ACC.</li> <li>Medidas de todos los interruptores y seccionadores de los equipos de conexión de la planta.</li> <li>Medición sincrofasorial de las tensiones y corrientes por fase, que permitan calcular las variables eléctricas, tales como potencia trifásica activa y reactiva, tensiones líneas – línea y corrientes de fase, ambas de secuencia positiva, frecuencia y <math>df/dt</math>. Esta medición deberá realizarse en bornes de generación para la</li> </ul>

Tema	Recomendación
	<p>generación convencional y en el PCI para las FERN.</p> <p>Para los ACC:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Medida de potencia activa, reactiva y voltaje en el extremo de cada línea de los ACC.</li> <li>▪ Medidas por alta y por baja, de la potencia activa, reactiva, corriente y voltaje en los transformadores de conexión que hacen parte de los ACC.</li> <li>▪ Medidas de posición de TAP en los transformadores de conexión que hacen parte de los ACC.</li> <li>▪ Medidas de todos los interruptores y seccionadores que hacen parte de los ACC.</li> </ul> <p>Para el PCC:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Tensión línea – línea en el PCC</li> <li>▪ Potencia activa en el PCC</li> <li>▪ Potencia reactiva en el PCC</li> <li>▪ Corriente en el PCC</li> <li>▪ Valor consigna de control de tensión</li> <li>▪ Valor consigna de potencia reactiva</li> <li>▪ Modo del control de tensión</li> <li>▪ Estado local/remoto del control</li> <li>▪ Estado activo/inactivo del control</li> <li>▪ Medición sincrofasorial por fase en el PCC: Medición sincrofasorial de las tensiones y corrientes por fase, que permitan calcular las variables eléctricas, tales como potencia trifásica activa y reactiva, tensiones línea – línea y corrientes de fase, ambas de secuencia positiva, frecuencia y <math>df/dt</math></li> </ul> <p>La medición sincrofasorial requerida, deberá instalarse, probarse y ponerse en servicio según lo dispuesto en el acuerdo vigente para la entrada de proyectos y supervisión del SIN y considerando lo establecido en la norma IEEE C37-118 o aquella que la modifique o sustituya.</p>
Disponibilidad de activos	<p>Los eventos sobre los activos que componen el ACCG, deberán ser reportados al CND por el representante de la conexión compartida, máximo a los diez (10) minutos después de que estos ocurran.</p> <p>Adicionalmente, los cambios de disponibilidad y las maniobras operativas que modifiquen la topología de los activos que componen la RACC deberán ser registrados en los sistemas de información del CND mediante los medios que el CND defina para esto antes de las 03:00 horas del día posterior a la operación. Esta información será contrastada con la información disponible en el sistema SCADA del CND y en caso de que existan inconsistencias, la información registrada en el SCADA del CND tendrá prevalencia sobre la información reportada</p>

Tema	Recomendación
	por el RACCG.
Verificación de capacidad de transporte en el PCC	<p>La verificación de la capacidad de transporte de cada una de las plantas individuales que hacen parte de la conexión compartida se realizará en el PCC.</p> <p>Para verificar la capacidad de transporte asignada en el contrato de conexión de una planta que hace parte de una conexión compartida, el representante de la conexión compartida deberá enviar alguno de los siguientes reportes en el que conste que su capacidad referida en el PCC es igual o superior al 90% de la capacidad asignada en el contrato de conexión.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Si es una planta térmica, reporte con los protocolos de las pruebas de consumo térmico específico y Capacidad Efectiva Neta (CEN) en las cuales conste la CEN, la cual deberá estar referida al PCC.</li> <li>• Reporte de potencia obtenido en el sistema SCADA del CND, por lo menos durante 5 minutos, éstos valores de potencia deberán ser referidos al PCC.</li> </ul>

Adicionalmente, en la Resolución CREG 200 de 2019 se especifica que los agentes deben incluir en el ACCG el modelo de liquidación que aplicará el ASIC y se especifica que el ASIC debe proponer un esquema de ACCG, el cual debe contener aspectos de liquidación u otras adicionales que consideren. Así, entre las recomendaciones adicionales del ASIC se tienen las que se presentan en el Anexo de este documento que en general tratan temas de registro de fronteras comerciales, validación del modelo de liquidación, ingreso de nuevas plantas al ACCG, proceso de modificación de fronteras individuales y compartidas, reporte de lecturas, mantenimiento de los sistemas de medida, tratamiento de fallas o hurto, entre otros. Allí se presenta lo encontrado por la Comisión en cada uno de los temas.

## 2.2 Recomendación PHC

Entre las recomendaciones de PHC, se tienen las siguientes principalmente:

**Tabla 3 Resumen PHC – Radicado CREG E-2020-016170 Contrato CREG en el año 2020**

Tema	Recomendación
Despacho y operación	<p>El concepto mantiene la premisa de que el despacho y programación se realiza por planta individual en el PCI y no en el PCC.</p> <p>El CND puede operar estos recursos incluso, los activos compartidos, esto se puede diferir de la Ley 142 y 143 de 1994 y de las Resoluciones CREG 080 y 083 de 1993</p>
Control de tensión y	El subsistema que se configura por los generadores que comparten la

Tema	Recomendación
operación de un área de control por un agente	<p>conexión, de ninguna manera debe ser razón para crear un área eléctrica de control, operada por un agente activo en la compra-venta de energía y en la prestación de servicios complementarios como lo es un generador.</p> <p>La operación de un área de control por un agente generador y no por el CND generaría conflictos de interés si en un futuro se crea un mercado de servicios complementarios de reactivos.</p> <p>Estos conflictos de interés podrían darse, principalmente por las tres siguientes razones:</p> <p>a) El representante de la conexión compartida mediante el control conjunto de tensión podría tener el incentivo de asignar la participación de reactivos de cada uno de los generadores, ajustando los estatismos y el control secundario para repartir dichos reactivos con un objetivo comercial con un posible detrimento en la calidad y seguridad de la conexión compartida.</p> <p>b) Mediante el control de reactivos en forma conjunta podría haber el incentivo de generar más reactivos con las plantas que no son de su propiedad, para evitar posibles efectos en la producción de potencia activa de cada una y evitar posibles elevaciones de temperatura en el rotor y estator de sus máquinas, en el caso de generadores convencionales.</p> <p>c) Al existir un compromiso comercial en la entrega de reactivos y ser objeto de penalizaciones podría el RACCG darle prioridad a su planta o a sus plantas.</p>
Beneficio de control de tensión compartido	No se observa el beneficio evidente de tener un control de tensión compartido, ya que implica costos adicionales.
Criterios de confiabilidad	<p>La confiabilidad de la conexión compartida debe corresponder con el cumplimiento de los criterios del Código de Operación de tal manera que eventos de generación o tramos de circuito sencillo en la conexión compartida, no ocasione en el STN ni en el STR: sobrecargas por encima de los límites de emergencia de los diferentes activos, disparos en cascada, demanda no atendida y que la tensión en el punto de conexión en estado estacionario no salga fuera del rango permitido por la regulación vigente y en estado transitorio no permanezca por debajo de 0.8 p.u. por más de 500 ms, garantizando así la seguridad del SIN.</p> <p>Se puede considerar que no hay demanda no atendida cuando no se active la primera etapa del esquema de deslastre de carga por baja frecuencia o EDAC (59,5HZ). Para efectos prácticos, para los estudios de conexión aprobados por la UPME y los estudios de planeamiento operativo eléctrico realizados por el CND, el evento no debe superar el máximo valor entre la capacidad en MW de la unidad más grande del sistema, y el 50% del último valor publicado por el CND de la Característica de Regulación Combinada (CRC).</p>



Tema	Recomendación
Estudios e información para elaborar los estudios de Conexión y el Planeamiento Operativo Eléctrico de Largo mediano y corto plazo, y algunos requerimientos técnicos	<p>En general se propone entregar la siguiente información o realizar los siguientes análisis:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Diagrama unifilar y parámetros técnicos de la RACC, el PCC y de los generadores</li> <li>▪ Modelos dinámicos y estáticos de los elementos de la RACC</li> <li>▪ Modelos de las plantas y líneas y otros elementos. Se incluyen algunos parámetros.</li> <li>▪ Proyectos solares y eólicos: estimación mensual de energía para un periodo de 10 años</li> <li>▪ Proyectos hidroeléctricos: Hidrología histórica del proyecto, Caudal de diseño (nominal) en m<sup>3</sup>/s, Caudal mínimo turbinable en m<sup>3</sup>/s</li> <li>▪ Proyectos térmicos: Generación mínima y máxima, Tipo de combustible, Costos de transporte y costos variables de O&amp;M, entre otros.</li> <li>▪ Análisis de estado estacionario en condiciones normales de operación y contingencias, análisis de pérdidas, de confiabilidad, y estabilidad.</li> <li>▪ Requerimientos de curvas de sobre tensión y huecos de tensión, VRT.</li> <li>▪ Reporte de disponibilidad de activos: se acogen a la propuesta del CND.</li> <li>▪ Cálculo de la disponibilidad comercial ante limitaciones: que los agentes presenten metodología de cálculo y memorias.</li> </ul>
Curva de capacidad	<p>La curva de capacidad por planta individual en el PCI.</p> <p>No obstante, se aclara que este análisis y recomendación no se tiene en cuenta el análisis de la Resolución CREG 229 de 2021, el cual tiene en cuenta más factores y razones para determinar la curva en el punto de conexión.</p>
Protecciones	Que se cumplan conforme la regulación vigente
Medida	Se debe cumplir con lo establecido en el Código de Medida (resolución CREG 038 de 2014) y las resoluciones que la modifiquen, tanto en el PCI como en el PCC.
Supervisión	Supervisión de los Activos de conexión compartida, medición sincrofasorial de las tensiones y corrientes por fase en bornes de

Tema	Recomendación
	<p>generación para la generación convencional y en el PCI para las Fuentes de Energía Renovable No Convencional -FERNC, y medición sincrofasorial de las tensiones y corrientes por fase en el PCC para plantas que estén conectadas al STN.</p> <p>Lo anterior teniendo en cuenta que todas las conexiones compartidas a nivel de 220 kV o tensiones superiores deberán tener incorporado medidor sincrofasorial (PMU), esto tanto para el PCI como para el PCC.</p> <p>Cuando la conexión es a nivel del STR, se deberá contar con Unidades Terminales Remotas (RTUs) o equipos de medición digitales que cumplan con las mismas funciones y que mejoren la supervisión de la red de distribución</p> <p>Información de las características de las PMU instaladas, disponibilidad mensual de las PMU debe ser mayor o igual a 99,7%</p>
Control	Se debe cumplir, en cuanto a la supervisión y control, con lo establecido en la regulación vigente (ANEXO CC.6 de la resolución CREG 025-1995) o la que la modifique.
Responsabilidades	<p>Se debe determinar la responsabilidad del reporte de:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Disponibilidades de los Activos compartidos</li> <li>• Programación de mantenimientos en los activos de conexión compartida</li> <li>• Solicitud de mantenimientos de emergencia en los activos de conexión compartida</li> </ul> <p>En caso de que se tenga un Agente transportador que presta el servicio de conexión compartida, este deberá entregar la información detallada anteriormente.</p> <p>En los temas de la coordinación de la operación, el representante de la frontera compartida y/o el Agente que preste el servicio de conexión, será el responsable de la ejecución de maniobras de los activos de conexión compartida bajo la coordinación del CND.</p> <p>En los temas de mantenimientos de los activos, se acoge la recomendación presentada por XM SA ESP presentada en la sección anterior.</p>
Disponibilidad de activos	Se acoge a la recomendación presentada por XM SA ESP presentada en la sección anterior. Esto incluye el cálculo del MCPCC.

## **2.3 Comentarios generales de la Comisión sobre la regulación y las recomendaciones de CND, ASIC y PHC**

Ya se hizo una enumeración de las resoluciones CREG y funcionalidades y/o los requerimientos generales actuales en el capítulo de antecedentes.

En esta sección se presenta un análisis en cuanto a necesidades probables a regular y los comentarios generales sobre las recomendaciones del CND, ASIC y PHC.

A continuación, se presentan varios frentes de análisis y diagnóstico para su posible inclusión en la regulación:

### **a. Requerimientos a nivel de PCC**

El objetivo de las conexiones compartidas es optimizar el uso de activos de conexión, manteniendo la responsabilidad de los generadores que comparten la conexión en el PCC, ya que es el punto donde adquieren las responsabilidades con el sistema y con la demanda.

En la regulación actual, a los generadores se le solicitan los requerimientos a nivel de punto de conexión, por ejemplo: regulación primaria y secundaria de frecuencia y protecciones; solo algunos son solicitados a nivel de bornes de generación y para convencionales (curvas de capacidad), lo cual es un tema que está siendo re-orientado y analizado por la Comisión hacia la práctica internacional, la cual pide algunos requerimientos en punto de conexión. Este tema ya fue analizado anteriormente en la expedición de la Resolución CREG 060 de 2019 para plantas solares y eólicas donde se citaron varios códigos de red que piden los requerimientos de curvas de capacidad en tal punto eléctrico, incluso para convencionales.

Así, la demanda no puede sobrellevar responsabilidades de los generadores porque deseen cumplir en bornes de generación, desconociendo que el sistema inicia en el punto de conexión y que los activos de generación son hasta dicho denominado punto eléctrico. Siendo así, que existen líneas de transmisión para interconexión de generadores con varios kilómetros y que se constituyen en activos necesarios para que puedan entregar la energía y que conllevan tener pérdidas activas y reactivas, por naturaleza, pero esto es algo que se considera implícito en esos modelos de negocio.

Por lo tanto, lo que busca la regulación es que de ninguna forma se pueda deteriorar la calidad de la energía entregada, por ejemplo, los niveles de tensión adecuados y ayudar a mantenerlos, tal cual lo establece el código de redes entre las responsabilidades en el Código de Operación (numeral 5.7), para lo cual necesariamente se debe contar con un aporte de reactivos.

Adicional y como lo enuncia PHC en su informe, debido a que la regulación vigente establece que las pérdidas eléctricas que se producen en los activos de generación son responsabilidad de los agentes generadores, en el caso de compartir conexión es necesario que esta responsabilidad se siga conservando y estas pérdidas no se trasladen a la demanda, por tal razón se tiene una frontera comercial compartida en el

punto de conexión al STN, STR o SDL para efectuar las medidas comerciales totales de energía del conjunto de generadores que comparten la conexión. De lo anterior se colige la importancia de crear una frontera comercial donde confluye la energía producida por los generadores que comparten la conexión, mecanismo idóneo para asegurar que las pérdidas no se trasladen a la demanda. Esto se tiene implícito en la Resolución CREG 200 de 2019.

En todo caso, se identifica la necesidad de analizar la regulación vigente para determinar cuáles requerimientos mínimos podrían solicitarse a nivel de PCI o PCC, siempre manteniendo la operación segura y confiable del sistema.

## **b. Operación de activos de conexión**

Conforme lo indica el informe de PHC, las leyes 142 y 143 de 1994 establecen en los artículos 171 y 34 respectivamente, que una de las funciones del CND es: “*Ejercer la coordinación, supervisión, control y análisis de la operación de los recursos de generación, interconexión y transmisión incluyendo las interconexiones internacionales*,”. Así mismo, la Ley 143 de 1994 en el capítulo V sobre la generación en su artículo 24, expresa que las conexiones a las redes de interconexión y transmisión son parte de la generación. Por tanto, se entendería que la función del CND de coordinación, supervisión, control y análisis de la operación de los recursos de generación incluye sus conexiones.

Por su parte, las Resoluciones de Código de Redes, 080 y 083 de 1999 regulan en detalle los roles de planeación, coordinación, supervisión y control entre el CND y los agentes del SIN.

En particular, la resolución CREG 080 de 1999 en su artículo 2 y en los numerales 2, 3 y 4 del artículo 3 establece para el CND lo siguiente en lo que respecta a la supervisión, coordinación y control de la operación y que tienen relación con activos de conexión o coordinación de operación de la red e incluyendo la palabra “SIN”, lo cual incluye el sistema completo: STN, STR, SDL, generadores y activos de conexión:

*(...) Centro Nacional de Despacho (CND). Es responsable de la planeación, coordinación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos del SIN, teniendo como objetivo una operación segura, confiable y económica, con sujeción a la reglamentación vigente y los acuerdos del CNO (...)*

*(...) Supervisar directamente las variables de operación de los generadores despachados centralmente (...)*

*(...) Supervisar directamente las variables de operación de los Activos de Uso del STN y de Conexión al STN (...)*

*(...) Supervisar directamente la operación de los activos que prestan el servicio de Control Automático de Voltaje (CAV) en el STN, en Activos de Conexión al STN y a nivel de generadores despachados centralmente (...)*

*(...) Coordinar la operación de los Activos de Uso del STN y Activos de Conexión al STN, respetando los límites operativos declarados por los agentes, los cuales deberán estar*

*sustentados técnicamente tanto en el momento en que se efectúe la declaración inicial, como en el momento en que se solicite la modificación de estos límites (...)*

*(...) Coordinar el Control Automático de Voltaje (CAV) en el STN, en Activos de Conexión al STN y a nivel de generadores despachados centralmente. Para esto, el CND requiere telecomando directo sobre los equipos que prestan este servicio (...)*

*(...) Coordinar a través de los Transportadores que a su criterio requiera, la regulación de voltaje de otros activos del SIN (...)*

*(...) Coordinar, de acuerdo con la reglamentación vigente, la programación de mantenimientos preventivos y correctivos de las plantas y/o unidades de generación despachadas centralmente, de las Unidades Constructivas del STN, de los Activos de Conexión al STN, de las Interconexiones Internacionales de nivel IV o superior y de los demás activos que a su criterio se consideren Consignación Nacional (...)*

*(...) Controlar directamente los equipos que presten el servicio de Regulación Automática de Voltaje (CAV) en el STN, en Activos de Conexión al STN y a nivel de generadores despachados centralmente, mediante telecomando, en los términos establecidos en la reglamentación vigente (...)*

*(...) Controlar indirectamente las plantas y/o unidades de generación despachadas centralmente y aquellas no despachadas centralmente que a su criterio se requiera. Así mismo, controlar indirectamente la operación de los Activos de Uso del STN y de los Activos de Conexión al STN, de las Interconexiones Internacionales de nivel IV o superior y de los demás activos del SIN que a su criterio se requiera, para asegurar una operación segura y confiable del Sistema (...)*

En cuanto a la Resolución CREG 083 de 1999 establece para el CND lo siguiente:

*(...) El CND supervisa en tiempo real las tensiones en barras del STN y de los STR a nivel IV de tensión, los flujos de potencia activa y reactiva por las líneas del STN y de los Activos de Conexión a dicho Sistema (...)*

De lo anterior, se entiende que: 1) el CND es encargado de coordinar la operación de las plantas de generación y sus activos de conexión, 2) de coordinar el control de tensión y reactivos a nivel de generadores y activos de conexión, y 3) de supervisar todos los activos que considere necesarios; por lo tanto, se identifica que existe una necesidad de establecer reglas de operación para dichos activos compartidos con el fin de que el CND pueda realizar la tarea que tiene por Ley y que ya había identificado la regulación en las citadas resoluciones y que se entiende, por no estar explícitamente definidas, no se ha podido ejercer por completo.

### **c. Sobre las recomendaciones de CND, ASIC y PHC**

El CND, ASIC y PHC identifican una serie de necesidades sobre requerimientos técnicos a regular, sobre los cuales se tienen los siguientes comentarios generales:

- Los estudios adicionales ya son una tarea de definición de la UPME, conforme la Resolución CREG 075 de 2021. Por lo tanto, podría ser un tema que se incluya a futuro de corto plazo conforme la experiencia que la UPME desarrolle en este tipo

de asignaciones de capacidad. Pero que, en todo caso, podría expedirse vía Circular CREG (ejemplo: complemento de Circulares CREG 014 y 058 de 2022).

- Los requerimientos de información sobre redes y activos de conexión son un tema posible de incluir en la regulación, pero comparando contra lo que existe actualmente y evaluando la pertinencia de cada requerimiento. En todo caso, en este documento se propone información que se utiliza en el planeamiento operativo y que complementa dicha información.
- Las curvas de capacidad y control de tensión son un referente internacional y que debe solicitarse.
- Es un hecho que los servicios establecidos en el código de redes, como por ejemplo la regulación primaria y secundaria, son por planta de generación. Estos servicios son de seguridad para mantener el sistema en la frecuencia adecuada y no pueden eliminarse o exonerarse.
- La respuesta rápida de regulación primaria de frecuencia ya esta exonerada de las plantas eólicas que se conectan en niveles de SDL, pero en STN y STR se determinó que era necesario. El análisis se encuentra en los documentos que acompañan las resoluciones CREG 060 de 2019 y 148 de 2021 y sus consultas.
- Para hacer posible que el CND coordine la operación, necesariamente debe contar con modelos de los elementos de la red y una forma de validación. Similarmente ocurre con la supervisión de los activos de conexión y en generadores, o sistemas de información para mantenimientos y un mecanismo para informar la disponibilidad de activos.
- Aunque aún no se tengan requerimientos de confiabilidad definidos en activos de conexión, se encuentran necesarios, para garantizar la atención segura de la demanda. Diferente es cuando cada generador se conecta de forma independiente y una falla en un activo propio, principalmente solo afecte a este y no a toda una cadena de generadores.
- Es un hecho que las plantas de forma individual deben cumplir con sus solicitudes de redespacho, y presentar su oferta y disponibilidad de generación, nunca se ha considerado que se agrupen tales aspectos.
- La disponibilidad comercial conforme el reglamento comercial, Resolución CREG 024 de 1995, su cálculo parte de la disponibilidad horaria declarada utilizada en el proceso de redespacho realizado en el CND y definido en el Código de Redes.

Esta disponibilidad se actualiza cuando se presentan cambios en las unidades de generación durante la operación real del sistema, con el valor de la disponibilidad media de la hora en que se efectúa el cambio. Actualmente, para el cálculo de la disponibilidad comercial se consideran los siguientes parámetros técnicos de las unidades de generación: velocidad de toma de carga, rata de descarga, tiempo mínimo de operación, carga sincronizante y tiempo de calentamiento.

Ahora bien, cuando se comparten activos de conexión y dado que la responsabilidad se mide en el punto de conexión, eventos al interior de la RACC podrían afectarla, y por tanto la de una o mas plantas. Así las cosas, se encuentra que se debe incluir en la regulación.

**d. Necesidades en el código de planeamiento**

Luego de una revisión del código de planeamiento, se encuentra que no se precisa de modificaciones y que las plantas pueden aplicar las resoluciones CREG 025 de 1995, 200 de 2019 y 075 de 1995 para su planeación y asignación de capacidad.

**e. Temas comerciales, de fronteras y medidas recomendados por el ASIC, y necesidades del código de medida**

En general sobre los temas recomendados por el ASIC en el Anexo de este documento y que tienen relación con registro de fronteras o código de medida, la Comisión entiende que las fronteras individuales y compartidas ya deben cumplir con la reglamentación actual como lo es la Resolución CREG 157 de 2011 y el Código de Medida en pleno, por lo tanto, dichos temas ya están incluidos implícitamente y la Comisión no debe regularlos. Esto se entiende de los artículos 8 y 9 de la Resolución CREG 200 de 2019:

*(...) ARTÍCULO 8o. REPRESENTANTE DE LA FRONTERA COMPARTIDA. El representante de la frontera compartida debe cumplir con todas las obligaciones de un representante de una frontera comercial de generación y será el responsable de las liquidaciones que haga el ASIC sobre esta frontera, cuando no sea posible hacer la liquidación a cada planta individual. (...) **subrayado fuera de texto***

*(...) ARTÍCULO 9o. LECTURAS DE LAS PLANTAS INDIVIDUALES. Cada una de las plantas individuales deberá tener una frontera de generación en el punto donde se conecte a los activos de conexión compartidos. Estas fronteras individuales deberán cumplir con las obligaciones establecidas en la regulación vigente (...) **subrayado fuera de texto***

Respecto de los temas comerciales de liquidación, entendemos son una recomendación para los agentes y que podría ser incluida en el ACCG.

**f. Código de conexión y operación**

Respecto del código de conexión y operación, todas las recomendaciones tanto de CND, ASIC como PHC afectan dichos códigos, por lo tanto, debe analizarse cada una de forma independiente para determinar si se integran o no dichos aspectos y, en caso de que se adopten, definir como se integrarían. Este análisis se incluye en la presente propuesta.

**3. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA, CAUSAS Y CONSECUENCIA**

Con base en el diagnostico se identifican los siguientes problemas, causas y consecuencia:

### **Problemas:**

- La Resolución CREG 200 de 2019 no cuenta con requisitos específicos de aspectos técnicos u operativos para plantas que comparten activos de conexión. Se ha identificado que se requiere definir los requerimientos para la operación por parte del CND de las plantas que tienen redes compartidas.
- La regulación vigente no determina requerimientos técnicos ni operativos después del punto de conexión compartido.

### **Causas:**

- El código de conexión define reglas para la conexión, pero a nivel de punto de conexión o activos de uso. En esencia dicho código fue creado desde ese objetivo.
- Las plantas en conexión compartida tienen el punto de medición individual, en ocasiones, alejado del punto de conexión al STN, STR o SDL.
- El código de operación define reglas para operar las plantas y activos de uso, pero no cuando la planta hace uso de una conexión compartida, que es un activo de conexión.

### **Consecuencia:**

No se puede avanzar en el proceso de construcción, pruebas y entrada en operación. De no tenerse los anteriores requisitos, se retrasaría la entrada en operación de las plantas. Actualmente afectaría una capacidad de 2129,6 MW (más del 90% es FNCER).

## **4. OBJETIVOS**

### **4.1 Objetivo general**

El objetivo general es desarrollar la regulación para permitir la conexión y operación de plantas de generación que comparten activos de conexión.

### **4.2 Objetivos específicos**

Los objetivos específicos son, en su orden de cumplimiento:

- Realizar un diagnóstico de la propuesta del CND y ASIC.
- Realizar un diagnóstico de la propuesta de PHC.
- Realizar una revisión del código de redes para la determinación de aspectos que deben heredarse en las redes compartidas o aspectos nuevos que deben incluirse.
- Determinar alternativas de requerimientos a solicitar con base en todo lo anterior.

## **5. ALTERNATIVAS**

Luego del diagnóstico, revisión de las propuestas y análisis de la regulación, se consideran 4 alternativas:



### **5.1 Alternativa A. No modificar la regulación**

El no modificar la regulación siempre es una alternativa; no obstante, en este caso es una alternativa inviable, ya que esto no permitiría la conexión de las plantas con reglas específicas.

### **5.2 Alternativa B. Adoptar la propuesta del CND y ASIC**

Esta propuesta consiste en adoptar por completo la propuesta del CND y ASIC sobre los requerimientos técnicos que se citaron en el diagnóstico de este documento.

### **5.3 Alternativa C. Adoptar la propuesta de PHC**

Esta propuesta consiste en adoptar por completo la propuesta de PHC sobre los requerimientos técnicos que se citaron en el diagnóstico de este documento.

### **5.4 Alternativa D. Propuesta híbrida: recomendaciones CND, ASIC, PHC y análisis CREG**

En esta propuesta se identifican tres frentes de acción y que se establecen a partir del análisis en el diagnóstico de este documento: aspectos de información, aspectos de conexión y aspectos de operación.

A continuación, se describe la propuesta en cada uno de los frentes.

#### **5.4.1 Aspectos de información**

En el Código de Redes actual, y precisamente en el código de operación, se tiene creado un documento en el cual se incluyen los principales parámetros técnicos de los elementos que constituyen el SIN. Se actualiza por lo menos estacionalmente con base en la información reportada por las empresas al CND y es utilizado para el análisis de planeamiento operativo eléctrico de que trata el Código de Operación. Este documento debe ser actualizado por el CND y estar a disposición de las empresas del SIN.

No obstante, actualmente es actualizado por el C.N.O. El último acuerdo que lo actualizó es el 1429 de mayo de 2021.

Así las cosas, con base en todos los requerimientos de información que proponen CND, ASIC y PHC, y los solicitados actualmente en el Código de Operación, se encuentra que como mínimo debe actualizarse ese documento teniendo en cuenta la siguiente información:

- Diagrama unifilar de la conexión compartida y parámetros técnicos de los RACC.
- Modelos estáticos y dinámicos de los elementos de la RACC, con su esquema de validación. En caso de tenerse elementos de control, deben tener también modelos para permitir la simulación.
- Parámetros técnicos del PCC.
- FPO de la conexión compartida y de cada uno de los proyectos de forma individual.

Dicha información la Comisión la encuentra necesaria para que el CND pueda coordinar la operación de los activos compartidos y los generadores que integren la RACC.

En todo caso, se deja la flexibilidad en el C.N.O. de considerar otra información que sea necesaria, como ocurre actualmente, pero la anterior información listada es obligatoria.

## **5.4.2 Aspectos de conexión**

### **5.4.2.1 Curvas de capacidad**

En cuanto a las curvas de capacidad, actualmente el Código de Redes solicita a las plantas de generación convencionales una curva P-Q declarada para que aporten al control de tensión por medio de la generación o absorción de potencia reactiva conforme dicha curva. La curva en este caso se solicita en los terminales de alto voltaje del transformador elevador del generador.

Respecto de las plantas solares y eólicas, la Resolución CREG 060 de 2019 establece el cumplimiento de unas curvas de capacidad fijas en el punto de conexión al STN o STR. De igual forma, la Resolución CREG 148 de 2021 encarga al C.N.O. diseñar curvas de capacidad para plantas solares y eólicas en el punto de conexión al SDL, lo cual se determina en el Acuerdo 1531 de febrero de 2022.

Respecto de las plantas que comparten activos de conexión no existen reglas del cómo deben cumplir las curvas de capacidad, en ese sentido la propuesta es tener un tratamiento simétrico en la medida del cumplimiento en el PCC y dependiendo del tipo de plantas que comparten los activos de conexión.

A continuación, se describe para cada grupo de plantas que conformen el ACCG la propuesta.

- a. Si todas las plantas de generación que conforman el ACCG son convencionales

Las plantas deben declarar una curva P-Q en punto de conexión individual (la de fabricante) que debe ser la misma en el punto de conexión compartido pero ajustada con curva Q-V o equivalente. Es decir, dicha curva P-Q es la misma en el lado de alta asociado al transformador del generador, pero vista en el PCC sin inclusión de pérdidas (vista efectiva en el PCC y tratamiento simétrico con las FNCER). No obstante, dicha curva se permite que se pueda complementar con una curva Q-V que se ajuste conforme el nivel de tensión. Es decir, similar a la Resolución CREG 229 de 2021, el nivel de tensión determina los requerimientos de Q en la curva Q-V, y a su vez estos determinan los requerimientos de P en la curva P-Q.

En todo caso, el C.N.O. debe establecer la curva Q-V o su equivalente en el punto de conexión compartido, la cual debe ser una curva estándar.

- b. Si todas las plantas de generación que conforman el ACCG son no convencionales

La propuesta es que las plantas de generación cumplan con la Regulación actual. Es decir, cumplir con la curva P-Q de que trata la Resolución CREG 060 de 2019, o 148 de 2021, complementada con la curva Q-V de que trata la Resolución CREG 229 de 2021 o su actualización si así lo determina el C.N.O. Dicha curva, al igual que la actual, debe ser estándar.

- c. Si las plantas de generación que conforman el ACCG son una combinación de convencional y no convencional.

La propuesta es que se cumpla con las mismas curvas del literal b anterior, pues es una combinación de diferentes tipos de plantas, entre estas basadas en inversores.

- d. Consideraciones para el C.N.O.

El C.N.O. deberá tener en cuenta en los Acuerdos que solo se podrá exigir en el PCC las curvas P-Q y Q-V, el cumplimiento conforme el número de plantas efectivamente operando y/o en pruebas.

#### **5.4.2.2 Control de tensión**

La propuesta tiene en cuenta las recomendaciones de PHC y CND, en cuanto a que se debe programar la operación de los niveles de tensión en el PCC, el cual finalmente es responsabilidad del grupo de plantas, puesto que el PCC es donde tienen la responsabilidad con el sistema.

Puntualmente PHC propone pre-programación de niveles de tensión y reactivos de forma individual en el PCI y en el PCC por medio de planeamiento operativo eléctrico. CND propone un control integrado con requerimientos de desempeño fijos en el PCC, pero que también se cumplan con requerimientos en el PCI.

Así las cosas, luego del análisis de la Comisión y propendiendo por una operación segura y confiable y teniendo en cuenta que las responsabilidades inician en el PCC, se tendrán las siguientes dos opciones de control de tensión:

- a. Consignas a cada planta individual y a un equipo de compensación,

El CND y la planta deberán cumplir con requerimientos técnicos para el control de tensión por planta individual conforme la regulación vigente en el PCI. No obstante, deberán cumplir con la curva P-Q complementada con la curva Q-V o su equivalente en el PCC.

En otras palabras, el control dentro de las curvas P-Q y ajustada con la curva Q-V o su equivalente en el PCC deberá garantizarse a través del control y coordinación del CND con cada planta individual y con el análisis del planeamiento operativo, solicitando mayor o menor absorción de reactivos, incluyendo la utilización de equipos de compensación en el PCC y los cuales son a cargo de las plantas. El CND deberá poder enviar consignas tanto al PCI como al PCC al equipo de compensación.

Se deberá tener un operador del equipo de compensación, el cual será el encargado de seguir las consignas del CND o, en su defecto, acordar con el CND telecomando conforme el código vigente, esto para el control automático de voltaje en el PCC.

b. Consignas en el punto de conexión compartido,

La otra opción es que se tengan consignas en el PCC y que sean las plantas las responsables de seguirlas allí. Así, en el acuerdo de conexión compartido deberá establecerse cómo se procederá con las consignas (técnica y operativamente), para lo cual se deberá validar previamente con el CND la factibilidad de la propuesta a implementar. En el ACCG deberá incluirse todos los responsables.

#### **5.4.2.3 Transición en curvas de capacidad**

Actualmente existen transiciones de cumplimiento de curvas P-Q y Q-V en las Resoluciones CREG 229 de 2021 (hace parte de la Resolución CREG 060 de 2019) y 148 de 2021.

Así, si a alguna planta le aplica la transición de que tratan las anteriores resoluciones, entonces la propuesta es que a esa planta le aplique la opción de cumplimiento de curva de capacidad de igual manera que a las plantas convencionales para el cumplimiento de la curva P-Q y Q-V, es decir, les aplicaría transitoriamente el literal a, numeral 5.4.2.1. Esto lo deberá tener en cuenta el C.N.O. en el Acuerdo que se expida.

Luego, cuando termine la transición de las Resoluciones CREG 229 de 2021 o 148 de 2021, la planta deberá cumplir con las curvas de la sección 5.4.2.1 conforme a la conformación del grupo de plantas que pertenezca.

En todo caso, si se escoge la opción de consignas al punto de conexión compartido para el grupo de plantas que conforman el ACCG, no se podrá acoger a la transición anterior.

Finalmente, a las plantas que no les aplique las transiciones de las Resoluciones CREG 229 de 2021 o 148 de 2021, les aplicará la curva P-Q ajustada con la curva Q-V conforme la propuesta por grupo de plantas de que trata el numeral 5.4.2.1 desde la entrada en operación.

#### **5.4.2.4 Respuesta rápida de corriente reactiva**

Actualmente existen reglas de respuesta rápida de corriente reactiva en las Resoluciones CREG 060 de 2019 y 148 de 2021 y que aplican en el PCC.

La propuesta es brindar la flexibilidad de cumplir tal funcionalidad en el PCI y no en el PCC conforme las anteriores resoluciones.

#### **5.4.2.5 Curvas VRT (*Voltage-Ride-Through*)**

Actualmente existen reglas de curvas VRT para las FNCER en las Resoluciones CREG 060 de 2019 y 148 de 2021. La propuesta es brindar la flexibilidad de cumplir tal funcionalidad en el PCI y no en el PCC conforme las anteriores resoluciones y abarcando

todo tipo de planta FNCER, no solo eólicas y solares, esto conforme lo establezca la Ley por definición de ese tipo de plantas.

En cuanto a las plantas convencionales, la propuesta es igualar en requerimientos las FNCER y así tener curvar VRT en el PCI, pero que sean evaluadas mediante acuerdo C.N.O.

#### **5.4.2.6 Protecciones**

En cuanto a protecciones se adopta la propuesta de PHC:

- Se debe cumplir con la regulación vigente en cuanto a protecciones en el PCC.
- Garantizar que las protecciones estén configuradas de tal forma que ante eventos de contingencia sencilla al interior de la RACC o de generación, no produzcan un efecto de salida es cascada de generación.

#### **5.4.2.7 Supervisión y control**

En cuanto a supervisión se adopta propuesta de PHC y parcialmente la de CND:

- Para plantas de generación no convencionales: mantener las variables de supervisión conforme la Resolución CREG 060 de 2019 en PCI. Además, se amplía a otros tipos de FNCER (conforme la Ley las defina).
- Para plantas de generación convencionales: tener medición de las mismas variables del código red (Potencia activa y reactiva, P y Q) y se adiciona Tensión línea – línea (VLL) y corriente de fase (I). El C.N.O. podrá determinar mediante acuerdo variables adicionales.
- Sobre la RACC en el PCC y en los AAC, al menos tener supervisión de las siguientes variables sobre líneas, barras, transformadores y equipos:
  - P, Q, VLL, I.
  - Medición sincrofasorial (PMU) cuando aplique.
  - Otras que defina el C.N.O.
- Para todas las variables anteriores, cuando es conexión a nivel 220 kV o superior se debe utilizar PMU, caso contrario, se debe tener supervisión convencional, es decir, con RTU, tanto en PCC como en PCC y ACC. La disponibilidad mensual de las PMU debe ser mayor o igual a 99,7%, igual como sucede con las RTU (fuente: estudio PHC).

El CND y C.N.O. deben establecer en Acuerdo los requerimientos de medición sincrofasorial, y otros requerimientos de variables adicionales no incluidos en el código de redes para activos de conexión.

Finalmente, dado que el CND debe coordinar la operación en la red de activos compartidos, a dicha red debe extenderse la aplicación del Anexo CC6 del Código de Conexión.

### **5.4.3 Aspectos de operación**

#### **5.4.3.1 Regulación primaria de frecuencia**

En la propuesta se aclara que la regulación primaria de frecuencia se realiza conforme la regulación vigente, es decir, por planta individual y no por grupo de plantas.

Esto en línea con la Resolución CREG 200 de 2019 en la cual la responsabilidad es medida en el punto de conexión al STN, STR o SDL por planta individual (punto de conexión - definición de la Resolución CREG 038 de 2014).

#### **5.4.3.2 Regulación secundaria de frecuencia**

En la propuesta se aclara que la regulación secundaria de frecuencia se realiza conforme la regulación vigente, es decir, por planta individual y no por grupo de plantas.

Esto en línea con la Resolución CREG 200 de 2019 en la cual la responsabilidad es medida en el punto de conexión al STN, STR o SDL por planta individual (punto de conexión - definición de la Resolución CREG 038 de 2014).

#### **5.4.3.3 Regulación Rápida en frecuencia plantas eólicas**

Conforme la regulación vigente, esta funcionalidad se solicita únicamente en plantas eólicas que se conectan al SNT y STR (Resolución CREG 060 de 2019).

Aquí se establece la flexibilidad de cumplir en el PCI y no en el PCC.

#### **5.4.3.4 Responsabilidades en la operación**

En la evaluación de las propuestas de CND y PHC, y dado que el CND debe coordinar la operación en RACC, se identifica que deben establecerse responsabilidades sobre:

- a. Declaración de disponibilidades de activos en la RACC y ejecución de maniobras de los ACC.
- b. Declaración de programación de mantenimientos en los ACC y solicitud de mantenimientos de emergencia.
- c. Debe existir un agente responsable de realizar las tareas anteriores, para lo cual se podrá realizar por el representante de la conexión compartida o por un agente Transportador que se contrate.

Para llevar a cabo las anteriores tareas, PHC coincide con CND en que para la operación debe optarse por la propuesta del CND, que en conclusión tiene lo siguiente y es la propuesta a la cual la Comisión se acoge:

Disponibilidad de activos:

- d. Los eventos sobre los activos de conexión deberán ser reportados al CND, máximo a los diez (10) minutos después de que estos ocurran.
- e. Los cambios de disponibilidad y las maniobras operativas que modifiquen la topología de los activos que componen la RACC deberán ser registrados en los sistemas de información del CND mediante los medios que el CND defina para esto antes de las 03:00 horas del día posterior a la operación.
- f. Esta información será contrastada con la información disponible en el sistema SCADA del CND y en caso de que existan inconsistencias, la información registrada en el SCADA del CND tendrá prevalencia sobre la información reportada por el representante de la frontera.
- g. Esta información será utilizada para el cálculo de la Máxima Capacidad del Punto de Conexión Compartida (MCPCC).
- h. La MCPCC servirá como insumo en la metodología de cálculo de la disponibilidad comercial.

Programación de mantenimientos:

- i. Todos los activos de nivel 4 que hacen parte de la red compartida y los demás que el CND considere necesarios serán considerados consignables en los términos establecidos en la regulación aplicable.
- j. El representante de la conexión compartida o el agente transportador contratado será el responsable de ingresar y coordinar las actividades que sean necesarias para la realización de los mantenimientos de los activos compartidos consignables en el sistema de información proporcionado por el CND.
- k. El representante de la conexión compartida o el agente transportador contratado coordinará con los generadores participantes representantes de las plantas individuales, las limitaciones que se deriven de disminuciones de la capacidad máxima de transporte en los activos compartidos o en el punto de conexión.
- l. Las plantas individuales deberán reflejar esta condición en la declaración de disponibilidad de la oferta para el despacho de acuerdo con la solicitud de mantenimiento. En caso de que esto no se cumpla el CND entenderá que no se realizará el mantenimiento. Para los activos de conexión compartida se permitirán consignaciones de emergencia.

#### **5.4.3.5 Disponibilidad comercial**

En la evaluación de las propuestas de CND y PHC, la Comisión coincide con el CND en que no debe desvincularse de la regulación dicho calculo. Esto pues la disponibilidad

comercial influye en el despacho ideal y por ende en la formación del precio de bolsa y en obligaciones en el cargo por confiabilidad.

Además, no se encuentra una razón sustentada en la propuesta de PCH para desvincular del proceso regulatorio el cálculo de la disponibilidad comercial, el cual ha estado incluido desde la Resolución CREG 024 de 1995.

Así las cosas, luego del análisis de la propuesta del CND, se opta por la propuesta de estos, la cual es específica en su cálculo y tiene las siguientes características generales:

- a. Se tiene definido un proceso preliminar en que se realiza el cálculo de la Máxima Capacidad del Punto de Conexión Compartida – MCPCC, en el cual se tiene en cuenta lo que sucedió en la operación real, esto por cada hora y en intervalos de minutos, encontrando lo máximo que se tuvo de disponibilidad en el PCC. Para lo anterior se tiene en cuenta:
  - i) La generación real, y
  - ii) La disponibilidad del PCC en cada hora, donde:
    - La disponibilidad del PCC en cada hora se analiza en una discrecionalidad de lo sucedido por intervalos de minutos en que estuvo disponible.
    - Así, para una hora, la disponibilidad es el resultado de evaluar el promedio de las disponibilidades determinadas en intervalos de minutos en que estuvo disponible.
    - El CND realiza el calculo de la disponibilidad que tiene el PCC en intervalos de minutos para cada hora teniendo en cuenta la topología de la RACC.

Finalmente, el MCPCC es el máximo entre i y ii.

El CND será el encargado de realizar dicho calculo.

En este punto y conforme el entendimiento de la Comisión sobre la recomendación de PHC, estos se acogen a la propuesta del CND para el calculo de la MCPCC.

- b. La disponibilidad comercial se calcula conforme la regulación vigente y solo se ajusta cuando el MCPCC resulte inferior a la capacidad asignada en el punto de conexión compartida, y a su vez sea inferior a la sumatoria de la disponibilidad comercial de los recursos individuales que conforman el ACCG.
- c. Para el cálculo de la disponibilidad comercial se tiene en cuenta un factor de ajuste, el cual es la relación del MCPCC y la disponibilidad comercial de los recursos agregados. De esta forma, el factor de ajuste tiene la intención de modificar la disponibilidad comercial de forma equitativa entre todos los recursos que conforman el ACCG.



También se tiene en cuenta lo que sucedió en la operación real, es decir, la generación real, y si dicha generación real es mayor a la disponibilidad comercial ajustada, se da prioridad sobre la generación real que se tuvo.

Se tiene un algoritmo de parada que reevalúa la disponibilidad comercial hasta que la sumatoria de la disponibilidad individual ajustada de los recursos que conforman el ACCG sea menor o igual a la MCPCC.

- d. También se tiene en cuenta en el cálculo, aquellos recursos para los cuales la disponibilidad resulta inferior al mínimo técnico con un método de desempate para la elección del recurso que se le ajusta la disponibilidad comercial. Luego de realizar dicho cálculo se repite el proceso.

#### **5.4.3.6 Criterios de seguridad, confiabilidad y operación**

En la evaluación de las propuestas de CND y PHC, los requerimientos son similares.

La Comisión opta por la siguiente propuesta que debe cumplir la red compartida:

- a. En estado estable y operación normal no se permitirán sobrecargas de los equipos que conforman los activos compartidos.

Este criterio es general en cualquier red.

- b. La capacidad de las líneas de la red compartida debe admitir la operación simultánea de todas las plantas operando a plena capacidad.

Este criterio es para evitar problemas de competencia.

- c. Ante una contingencia N-1 de cualquier elemento de la red de la conexión compartida disponible o de unidades de generación, no se deberán producir eventos en cascada en los activos que hacen parte de la conexión compartida.

Este criterio es para evitar problema de racionamiento y/o de desbalances grandes y que esta alineado con el siguiente literal.

- d. La pérdida de cualquier elemento de la red de la conexión compartida disponible o de las unidades de generación asociadas al acuerdo no deberá ocasionar la desconexión de los MW equivalentes a la reserva rodante del sistema.

Este criterio es para evitar activación del EDAC.

En el análisis de impacto se verá más detalle del por qué cada uno de los ítems anteriores.

#### 5.4.3.7 Redespachos, ofertas y declaración de disponibilidad

En la propuesta se aclara que cada planta será responsable de realizar las solicitudes de redespacho en concordancia con la regulación vigente y utilizando los medios dispuestos por el CND para este fin.

También se aclara que la oferta de precio, declaración de disponibilidad y demás conceptos de la oferta diaria al despacho económico de cada una de las plantas individuales deberá ser realizada por el generador participante representante de cada una de las plantas individuales que hacen parte del ACCG, lo anterior de acuerdo con los plazos y procedimientos establecidos en la regulación vigente.

#### 5.4.3.8 Pruebas

Respecto de las pruebas, en las reglas actuales ya existen Acuerdos del C.N.O. que establecen dichos procedimientos; no obstante, la Comisión identifica que al menos se deben considerar las siguientes pruebas debido a que son conexiones compartidas:

- a. Pruebas de regulación primaria de frecuencia
- b. Pruebas de regulación secundaria de frecuencia
- c. Respuesta rápida de frecuencia – plantas eólicas.
- d. Control de tensión en el punto de conexión individual y el PCC
- e. Respuesta rápida de corriente reactiva
- f. Prueba de cumplimiento de la curva de carga P-Q y/o Q-V

El C.N.O. debe determinar cómo se establecen las pruebas y los puntos eléctricos donde es necesario realizarlas para su verificación.

### 6. ANALISIS DE IMPACTO

A continuación, se desarrolla el análisis de cada una de las alternativas B y C, en comparación contra la propuesta de la Comisión, D, con el referente de que lo que se busca en la Comisión es establecer los requerimientos mínimos necesarios para garantizar una operación segura, confiable y económica.

A continuación, se presenta el análisis de impacto cualitativo comparando las alternativas B, C y D.

**Tabla 4 Análisis de Impacto: comparación propuestas B (CND) y C (propuesta PHC) contra propuesta D (Híbrida CND, PHC, CREG)**

Tema	Análisis CREG
Requerimientos para la entrada en operación	En la regulación vigente ya existen procedimientos e información que se solicita para la entrada en operación desde la aplicación de la Resolución CREG 025 de 1995, Resolución CREG 075 de 2021, Resolución CREG 060 de 2019, entre otras.

Tema	Análisis CREG
	<p>Por su parte, el CND incluye nueva información a entregar y con tiempos de entrega y que la Comisión considera son detallados. Por su parte PHC incluye información respecto a la etapa de planeación y para el planeamiento operativo.</p> <p>Así las cosas, entendemos que podría ser suficiente con lo que existe actualmente para la entrada en operación, sin desconocer que existen nuevos parámetros para la operación. Por lo tanto, como nueva información a incluir en la regulación, se encuentra la asociada a parámetros técnicos y modelos de la RACC y que es la asociada al Código de Operación para el planeamiento operativo (esto en línea con la propuesta de PHC), de tal forma que permita al CND coordinar la operación. El impacto aquí solo es en entrega de información.</p> <p>En la propuesta de CND y PHC también se incluyen tipos de estudio para la planeación de los nuevos recursos; no obstante, dicha tarea fue parte de la discusión de la Resolución CREG 075 de 2021, por lo cual los tipos de estudio ya quedaron definidos en las tareas asociadas a la precitada resolución.</p>
Curva de capacidad y control de tensión / operación de la red compartida	<p>La Comisión concuerda en que las plantas deben cumplir con requerimientos en el punto de conexión, lo cual esta alineado con la propuesta del CND. Por su parte PHC propone que todos los recursos cumplan curvas en el PCI sin ninguna responsabilidad en el PCC, en lo cual la Comisión no está de acuerdo.</p> <p>Se resalta que existen opciones diferentes de cumplimiento en el PCC, que es en donde los generadores tienen la responsabilidad con el sistema, como, por ejemplo, extender el análisis del código de redes a la red compartida en condiciones similares a las de redes de uso, tarea que el CND ya tiene desde la Resolución CREG 080 de 1999.</p> <p>Por su parte, no se encuentra razón para que exista un operador diferente al CND para el PCC y cada PCI. Esto considerando que el CND ya cuenta con las herramientas tecnológicas y el personal capacitado, y que podrían simplemente visualizar e integrar la red compartida como una expansión del STN, STR o SDL, lo cual eléctricamente es lo mismo. En esto concuerda PHC.</p> <p>En ese sentido, el impacto se encuentra en la operación del CND sobre la red compartida e integrar al SCADA dicha red, para lo cual solo deberá incluirlos en sus procesos.</p> <p>Así las cosas, entendemos que debe cumplirse con: i) curvas de capacidad en el PCC (mediante la absorción o entrega de reactivos desde cada PCI y, en caso de que no sean suficientes, se usen equipos de compensación en el PCC), ii) la coordinación de los niveles de tensión en el PCI y en el PCC, de tal forma que no se pierda la capacidad técnica y operativa que tiene el CND de poder coordinar la red.</p> <p>Ahora bien, el solicitar equipos de compensación en el PCC, a consideración de la Comisión, es un costo que no se compara con lo que</p>

Tema	Análisis CREG
	<p>implica la instalación de nuevas líneas de transmisión para la conexión individual de cada planta al sistema (costos de instalación, consultas previas con comunidades, licencias ambientales, obtención de predios, construcción u otros). Así, dichos costos (en dinero y tiempo) son los que se permiten evitar con la aplicación de la Resolución CREG 200 de 2019. Además, los costos de la compensación, si son requeridas, son asumidos de forma grupal y no individual.</p> <p>Por otro lado, la Comisión incluye una opción, en el cual, si las plantas se están de acuerdo, puedan determinar cómo cumplir con consignas del CND, lo cual debe validarse con estos últimos. Con lo anterior se eliminaría un control compartido de tensión con requerimientos específicos en el PCC.</p> <p>En el caso de la transición, la misma solo aplica a las que estén incluidas dentro de las transiciones dadas en las Resoluciones CREG 060 de 2019 y 148 de 2021 y que se acojan a la opción de consignas individuales. Cuando no se selecciona la opción de consignas individuales no se podrán acoger a la opción de transición debido a que se podría recargar la obligación en algunas plantas sobre el control de tensión y reactivos, siendo la misma obligatoria para todas las plantas.</p>
Regulación Primaria de Frecuencia y Secundaria de Frecuencia	<p>La Comisión estableció en la Resolución CREG 200 de 2019 que los compromisos se cumplen en el PCC.</p> <p>No obstante, con el fin de evitar trasladar obligaciones técnicas entre generadores en el PCC para cumplir con regulación primaria o secundaria de frecuencia, se aclara que estos requerimientos son por planta. En todo caso, la regulación secundaria de frecuencia se cumple comercialmente conforme la regulación vigente y en el PCC.</p> <p>Por lo tanto, la propuesta se encuentra en línea con lo que CND solicita aclarar. No existe impacto asociado.</p>
Confiabilidad y seguridad	<p>En cuanto a los requerimientos de confiabilidad y seguridad presentados por el CND y PHC, la Comisión concuerda en todos estos y adiciona algunos cambios. Esto teniendo en cuenta que:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Es importante que no se tengan sobrecargas. Las sobrecargas pueden activar las protecciones y generar eventos que afecten los otros generadores que hacen parte del ACCG.</li> <li>2. En línea con lo anterior, la generación de todas las plantas debe poder transferirse por cualquier circuito que haga parte de la RACC y así evitar problemas de competencia. De esta forma, además del criterio de sobrecargas, se propone el criterio de que los circuitos tengan la capacidad de transportar la generación simultánea a plena carga de todas las plantas de generación que conforman el ACCG.</li> </ol> <p>Actualmente, una planta de generación a través de su propia conexión podría entregar su plena capacidad, la propuesta se alinea con dicho principio.</p>

Tema	Análisis CREG
	<p>3. Ante contingencias no se pueden producir eventos en cascada de generación y de la red de conexión compartida. Dicho criterio es para evitar que se pierda una gran cantidad de generación que produzca un desbalance en frecuencia que no sea posible restaurar. Adicional, conserva el principio de que no se afecten otros recursos de generación por el tema de competencia.</p> <p>4. Finalmente, y en complemento del anterior, ante contingencias no se deben producir la desconexión de los MW equivalentes a la reserva rodante del sistema. A continuación de la explicación de dicha propuesta que difiere de la propuesta del CND y de PHC.</p> <p>La reserva rodante del sistema es la parte de la reserva operativa ubicada en plantas que están operando y puedan responder a cambios de generación en períodos de hasta 30 segundos (Código de Operación). Así las cosas, dicha reserva es aproximadamente el 3% de la generación programada (reserva de regulación primaria de frecuencia) más la reserva de regulación secundaria de frecuencia. La primera responde de manera inicial y la segunda restablece la frecuencia a sus valores nominales.</p> <p>Como ejemplo del cálculo de dicha reserva rodante en el sistema, asumamos que se tiene una demanda instantánea de 10.000 MW en una punta u alguna hora. Bajo este supuesto, tendríamos, por un lado, el 3% de la reserva primaria el cual es sobre la generación programada, y que se podría aproximar al 3% de la demanda asumida, esto es 300 MW. Ahora bien, si se considera que la reserva de secundaria esta asociada a la unidad más grande del sistema, se tendría, por otro lado, una reserva de 273 MW equivalente a una de las unidades de la planta Sogamoso (análisis antes de noviembre de 2022). Así, tendríamos un aproximado de 573 MW de reserva rodante que darían la capacidad de responder ante desconexiones simultáneas en la conexión compartida.</p> <p>Ahora, por otro lado, la propuesta de la Comisión busca no activar el EDAC, similar a la propuesta de PHC. En ese sentido, y asumiendo un BIAS del sistema de por ejemplo de 1000 MW/Hz y considerando que la primera etapa del EDAC se activa en una frecuencia de 59.4 Hz, la pérdida de generación en la conexión compartida debe ser menor a 600 MW (el delta de frecuencia es de 0.6 Hz hacia abajo, <math>60 \text{ Hz} - 59.4 \text{ Hz}</math>, y luego <math>0.6 \text{ Hz} \times 1000 \text{ MW} / \text{Hz} = 600 \text{ MW}</math>).</p> <p>En conclusión, la propuesta del CND busca no desconectar más allá de la generación utilizada para la reserva de regulación secundaria, la de PHC es el máximo entre la unidad más grande (273 MW) y el desbalance máximo sin activar la primer etapa del EDAC (aprox. 600 MW). Así, la propuesta CREG tiene un resultado cercano con la propuesta de PHC, 573 MW, identificando que el objetivo es no tener Demanda no atendida por activación de la primer etapa del EDAC sobre la consideración que el sistema cuenta con la reserva rodante y el BIAS que permite lograr un balance de frecuencia después del</p>

Tema	Análisis CREG
	<p>evento.</p> <p>Impactos:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Tener redes que no trabajen con sobrecarga o con una dimensión mayor será un costo implícito en la red compartida, pero que es asumido por todos los agentes que comparten los activos. Esto está incluido en su modelo de negocio y que de la misma forma, si se conectaran de forma individual, cada uno tendría una conexión con la cual podrían inyectar el máximo de su generación.</li> <li>2. No producir racionamiento ni la activación del EDAC, lo cual es un objetivo de planeamiento operativo y debe perseverarse que así sea.</li> <li>3. Tener redes que pueden ser redundantes, doble circuito o en anillo u otras, para cumplir con los requerimientos de confiabilidad, es un costo para los agentes, pero que se mitiga en no tener que realizar proyectos de líneas de forma independiente. Así mismo se mitiga cuando se usa una sola adquisición de servidumbre para circuitos en lugar de individuales para cada proyecto.</li> </ol> <p>Así, la Comisión permite la conexión compartida, pero con estándares de confiabilidad para el sistema.</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>4. Con la propuesta se pretende eliminar problemas de competencia entre generadores, ya que la energía podría entregarse al sistema sin problemas desde cualquier planta dependiendo del despacho programado y teniendo en cuenta que estos siempre se diseñan de forma independiente para entregar lo máximo posible.</li> </ol>
Curvas VRT	<p>En cuanto al cumplimiento, el CND propone lineamientos adicionales a los actuales para las curvas VRT en FNCER, como por ejemplo de seguimiento con equipos de registros oscilográficos de los sistemas de protección en el PCI. Entendemos que esto podría ser incluido en Acuerdos de C.N.O. de protecciones, como parte de las tareas y obligaciones que ya tiene el C.N.O. y que no precisa que la Comisión lo indique, similar a como ocurre con los equipos de registro de eventos.</p> <p>La Comisión considera que como mínimo se debe cumplir la reglamentación actual en el PCI para FNCER y que, de forma adicional, mediante Acuerdo C.N.O. se evalúen curvas para plantas convencionales, de esta forma se tienen reglas simétricas para las conexiones compartidas.</p> <p>El impacto es sobre las plantas convencionales, las cuales tendrían un nuevo requerimiento, pero que en todo caso se estaría igualando al de las FNCER. Esto dado que el código de red fue creado en el año 1995 y en ese entonces dicho requisito no existía por el avance y requerimientos de la época.</p>
Cálculo del	En cuanto al cálculo de la máxima capacidad del PCC, o MCPCC, la

Tema	Análisis CREG
MCPCC	<p>Comisión la encuentra conveniente, dado que sirve para el calculo de la disponibilidad comercial.</p> <p>Así las cosas y teniendo en cuenta que es una tarea para el CND, el impacto es positivo, dado que:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. El CND la tendrá en cuenta para la disponibilidad comercial, la cual afecta el despacho ideal y por ende la formación del precio de bolsa y otras obligaciones como por ejemplo en el cargo por confiabilidad. Esto evitara problemas de formación del precio de bolsa.</li> <li>2. El cálculo tiene en cuenta lo que sucedió en la operación real, en topología y generación real.</li> <li>3. El CND propone que estos mismos la calculen, por lo cual cuentan con el personal para dicho desarrollo en los tiempos regulatorios que se ajusten a la reglamentación actual.</li> </ol>
Cálculo de la disponibilidad comercial ante limitaciones en la capacidad de transporte en el RACC	<p>Como se mencionó anteriormente, la Comisión coincide con el CND en que no debe desvincularse de la regulación dicho calculo y el cual debe ajustarse cuando ocurre algún evento en la RACC. Esto pues la disponibilidad comercial influye en el despacho ideal y por ende en la formación del precio de bolsa y en otras obligaciones comerciales.</p> <p>Además, no se encuentra una razón sustentada en la propuesta de PCH para desvincular del proceso regulatorio el cálculo de la disponibilidad comercial, el cual ha estado incluido desde la Resolución CREG 024 de 1995.</p>
Causales de redespacho, ofertas y declaración de disponibilidad / Despacho y operación	<p>Esos aspectos hacen parte del Código de Operación y la Comisión considera importante resaltar que aplica la regulación actual para los mismos por planta individual. Es decir, no puede incluirse en el ACCG que estos aspectos son cumplidos por grupos de plantas.</p> <p>En ese sentido, la Comisión concuerda con el CND en incluir dichos requerimientos de forma explícita, es decir, aspectos asociados al despacho y la programación. PHC de forma similar mantiene que el despacho y programación se realiza por planta individual, lo cual guarda relación con la anterior explicación.</p>
Mantenimientos	<p>En este aspecto, tanto PHC como CND coinciden, esto pues el CND será el encargado de coordinar la operación de la red compartida y así debe tener acceso a los programas de mantenimiento y el cómo cambia la topología. Esto a su vez, ayudara al cálculo del MCPCC.</p>
Ecuaciones para el pronóstico de demanda	<p>En este aspecto, la Comisión no coincide con el CND, y el agente responsable de los pronósticos de demanda debe seguir siendo el mismo. No se puede recargar a los agentes generadores en dicho calculo. Por lo tanto, no se toma la recomendación.</p>

Tema	Análisis CREG
Supervisión y control de activos	<p>En la parte de supervisión, el CND incluye varias medidas adicionales que podrían ser innecesarias. En la propuesta no se evidencia el sustento del por qué en cada variable. Por su parte PHC se alinea mas a tener los requerimientos actuales con alguna variación.</p> <p>En ese sentido, la Comisión busca tener las medidas mínimas necesarias para realizar la operación y por esto plantea conservar lo que se tiene en el código actual y extendido a la red compartida, incluso las variables y el control que se tienen en el Anexo CC6. En cuanto a nuevas variables, se incluyen solo para convencionales el VLL y la I, pero en general se deja la oportunidad de incluir nuevas mediante Acuerdo C.N.O.</p> <p>En todo caso, se incluye la propuesta de PHC para medición sincrofasorial cuando la conexión es a nivel de 220 kV o superior, y dejando en el C.N.O. los requerimientos técnicos. No es necesario diseñar reglas de normas IEC, como propone el CND, ya que pueden dejarse a discusión en el C.N.O.</p>
Disponibilidad de activos	<p>Para poder operar la red compartida, se debe contar con un sistema de disponibilidad de activos y que se tengan reglas del reporte. En este punto, el impacto es sobre los agentes generadores que conforman la ACCG, en cuanto a realizar el reporte o contratar un agente que lo realice, pero que es necesario para poder coordinar la operación en el sistema. En ese sentido la Comisión concuerda con el CND y PHC para esta propuesta.</p>
Verificación de capacidad de transporte en el PCC	<p>Entendemos que la propuesta del CND es que la verificación de la capacidad de transporte sea en el PCC. En ese sentido, no encontramos necesario incluirlo, dado que la UPME, conforme la Resolución CREG 075 de 2021, asigna la capacidad de transporte en el punto de conexión y no en el individual.</p> <p>Además, dicha resolución incluye informes de seguimiento a la construcción para el cumplimiento de la FPO.</p> <p>En todo caso, entendemos el CND realizó la propuesta en el año 2020, cuando no había sido expedida la Resolución CREG 075 de 2021.</p> <p>En ese sentido, solicitamos a los interesados que, si se identifican complementos a este respecto, los realicen en la etapa de comentarios.</p>
Protecciones	<p>PHC recomienda el cumplimiento de las protecciones del Código de Redes actual y que eventos en la RACC no generen en cascada.</p> <p>En ese sentido, la Comisión adopta la propuesta, con impacto en tener una coordinación de protecciones que cumpla el objetivo anterior.</p>

## 7. CONSULTA PÚBLICA Y CONCLUSIÓN



Se propone a la Comisión publicar para consulta el proyecto de resolución con el cual se adicionan reglas técnicas y operativas mediante la alternativa D (Híbrida CND, PHC, CREG) y que aplica a plantas que comparten activos de conexión conforme la Resolución CREG 200 de 2019.

La alternativa se selecciona dado que no incluye requerimientos tan fuertes como los expuestos por el CND, pero tampoco tan flexibles como los expuestos por PHC, y que se consideran son los mínimos operativos para evitar problemas de operación y evitar problemas de competencia.

Para recibir comentarios y observaciones sobre la propuesta se da un plazo de diez (10) días hábiles.

## **8. INDICADORES DE SEGUIMIENTO**

Se propone como indicadores de seguimiento a las presentes reglas los siguientes:

1. Número de plantas que estén en pruebas.
2. Número de plantas que fallen las pruebas.
3. Requisitos incumplidos para entrada en operación o en las pruebas.
4. Requisitos cumplidos para entrada en operación o en las pruebas.
5. Número de plantas que pasen las pruebas.
6. El número de plantas que entren en operación.

Todos estos indicadores los puede brindar el CND y en el caso de que fallen las pruebas o no se cumplan requerimientos, brindar el informe respectivo a la Comisión.

Con lo anterior se podrá realizar el análisis ex -post de las reglas y ajustes requeridos.

## ANEXO Análisis de otras recomendaciones de CND y ASIC

Tabla 5 Resumen de otras recomendaciones CND y ASIC – Radicado CREG E2022008493

Tema	Recomendación	Comentario de la Comisión
Registro de fronteras comerciales	Si los agentes generadores participantes han definido un modelo de liquidación particular, deberán tener en cuenta que el modelo acordado debe ser remitido al Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales -ASIC- para su revisión previo a la entrega.	Este requerimiento ya está en el artículo 12 de la Resolución CREG 200 de 2019.
Validación de modelo de liquidación	En caso de que los agentes generadores participantes no acuerden un modelo particular se entiende que aceptan de manera incondicional que el ASIC aplique el modelo predeterminado que se encuentra definido en el Artículo 11 de la Resolución CREG 200 de 2019 y las que la modifiquen.  Se propone un proceso de validación en caso de un modelo particular, y un modelo predeterminado.	Así está contemplado en la Resolución CREG 200 de 2019
Capacidad de Transporte asignada	Para el registro de los sistemas de medida de las fronteras comerciales de las plantas de generación individuales y de la frontera compartida, se debe realizar la solicitud de registro de la capacidad de transporte asignada por la Unidad de Planeación Minero Energética -UPME- a cada planta de generación individual, adjuntando para ello, el certificado de capacidad de transporte expedido por el transportador presente en el Punto de Conexión Compartido -PCC-, y el concepto UPME donde se otorga la capacidad de transporte asignada a cada planta de generación.	En la Resolución CREG 075 de 2021 ya se encuentra el proceso de asignación de la capacidad de transporte el cual es a cargo de la UPME.
Requisitos de las fronteras comerciales	Para que pueda entenderse que se tiene una conexión compartida de plantas de generación individuales y se pueda proceder a registrar como un esquema de conexión compartida, se requiere que se disponga en la conexión de al menos dos (2) plantas de generación individuales que efectivamente compartan la conexión y se hayan instalado el (los) sistema(s) de medida que sea(n) requerido(s) en la Frontera Compartida.  En cuanto al cumplimiento del Código de Medida, la única consideración especial	Ya en la resolución CREG 200 de 2019 se especifica que el ACCG es de dos o más plantas, artículo 4.  Además, se especifica que tanto la frontera compartida como cada una de las fronteras individuales deben cumplir con todas las obligaciones de un representante de una frontera comercial de generación, lo cual significa que deben cumplir con todo el código de medida y la Resolución CREG 157 de 2011, y las demás normas vigentes que apliquen.

Tema	Recomendación	Comentario de la Comisión
	<p>para las fronteras individuales es que su ubicación no cumplirá con lo establecido en el Artículo 19 de la Resolución CREG 038 de 2014, por lo que dentro del certificado de la verificación inicial de la que trata el Artículo 23 de la misma resolución, que se debe adjuntar durante el registro de la frontera individual, el verificador deberá indicar que se hace salvedad en este sentido frente al cumplimiento de los demás requisitos y la aplicación del formato de verificación establecido por el Comité Asesor de Comercialización -CAC- en cumplimiento del Artículo 24 del Código de Medida.</p>	<p>En cuanto al no cumplimiento del Código de medida en el artículo 19, entendemos que la Resolución CREG 200 de 2019 permite que la frontera individual no coincida con el punto de conexión, pero de todas formas se debe cumplir con el código de medida y tener la verificación correspondiente.</p> <p>No obstante, en caso de identificarse alguna problemática en este aspecto, favor allegar el comentario explícito o qué debe complementarse en esta propuesta, con el sustento más específico de la necesidad y propuesta de inclusión.</p>
Ingreso de nuevas plantas de generación al Acuerdo	<p>Se debe presentar a la UPME la solicitud de cambio en la conexión para que esta entidad emita un nuevo concepto sobre la conexión compartida.</p> <p>En caso de que una planta de generación tenga la intención de participar en un ACCG existente o de reingresar al mismo, se debe realizar y presentar el <i>Otro Si</i> al ACCG en el cual se evidencie el nuevo agente generador participante</p>	<p>La resolución CREG 075 de 2021 especifica que:</p> <p>(...) Para el caso de los generadores que estén interesados en acogerse a lo previsto en la Resolución CREG 200 de 2019, o la que la modifique o sustituya, deberán informarlo en su solicitud, indicando los otros proyectos de generación con los cuales se compartirán los activos de conexión (...)</p> <p>Entendemos que cada vez que se vaya a integrar una nueva planta al acuerdo, esta planta debe solicitar a la UPME la asignación de capacidad de transporte informando que va a hacer parte de un ACCG.</p> <p>Así mismo, conforme el artículo 4 de la Resolución CREG 200 de 2019, en el ACCG que presentan los agentes se debe especificar el proceso mediante el cual se pueda permitir el ingreso de nuevas plantas al acuerdo, dentro del cual se deben señalar los criterios a considerar.</p> <p>No obstante, en caso de identificarse alguna problemática en este aspecto, favor allegar el comentario explícito durante o que debe complementarse esta propuesta, esperamos los comentarios durante la consulta y el sustento más específico de la necesidad.</p>
Proceso de modificación de fronteras individuales y compartidas	<p>Para la actualización del registro de las fronteras comerciales individuales o en la Frontera Compartida que no implique modificación a los parámetros del ACCG, ya sea cambios en los equipos de medida y demás aspectos establecidos en el Código de Medida, se aplican los plazos y el procedimiento establecido en el Artículo 10 de la Resolución CREG 157 de 2011 o</p>	<p>Ya se indicó en respuesta anterior, que debe cumplirse con toda la reglamentación actual.</p> <p>No obstante, en caso de identificarse alguna problemática en este aspecto, favor allegar el comentario explícito durante o que debe complementarse esta propuesta, esperamos los comentarios durante la consulta y el sustento más específico de la necesidad.</p>

Tema	Recomendación	Comentario de la Comisión
	aquella la modifique, adicione o sustituya.	
Proceso de registro y modificación del ACCG	El RACCG será el responsable de presentar el ACCG durante el proceso de registro de los sistemas de medida en la Frontera Compartida como adjunto. Así mismo los agentes generadores participantes deberán presentar durante el proceso de registro de cada frontera individual, como formato adjunto, debidamente firmado por el ACCG que haya sido previamente registrado ante el ASIC.	<p>Así se establece en el artículo 4 de la Resolución CREG 200 de 2019:</p> <p>“El acuerdo deberá ser entregado al ASIC como parte del procedimiento del registro de las fronteras comerciales que hacen parte del acuerdo”</p>
Modificaciones sobre el ACCG	Se realizan una serie de propuestas sobre las modificaciones al ACCG.	<p>Al respecto entendemos que el ASIC tiene la potestad de solicitar los requerimientos que se necesiten para hacer las modificaciones del ACCG inicialmente entregado. Esto conforme el artículo 7 de la Resolución CREG 200 de 2019:</p> <p>(...)ARTÍCULO 7o. MODIFICACIÓN DEL ACUERDO. El ACCG podrá ser modificado cuando hayan transcurrido por lo menos tres meses desde su entrega inicial o desde la anterior modificación. El representante del acuerdo es el responsable <u>de realizar los trámites que requiere el ASIC para su registro y de formalizar las posibles modificaciones.</u>(...)</p>
Reporte de lecturas de las fronteras comerciales	Los Representantes de las Fronteras Individuales -RFI- y el Representante de la Frontera Compartida -RFC-, serán los responsables del reporte de la información correspondiente a las lecturas de contadores de todas las fronteras individuales y de los sistemas de media instalados en la Frontera Compartida que se requieren a efectos de la conexión compartida, en los términos y plazos establecidos en el Código de Medida para cada tipo de frontera.	Entendemos que el encargado del reporte es el agente que represente cada frontera comercial, conforme la regulación vigente.
Mantenimiento de los sistemas de medida	Para la ejecución de la reparación o mantenimiento del sistema de medición de cualquiera de las fronteras comerciales que hacen parte de la conexión compartida, el RACCG y los RFI deben considerar lo señalado en el Código de Operación que forma parte del Anexo general del Código de Redes de la Resolución CREG 025 de 1995 o aquella que la modifique, adicione o sustituya	<p>En la resolución se establece que se debe cumplir con toda la normativa, las excepciones o reglas adicionales se incluyen.</p> <p>Por lo tanto, entendemos que las fronteras comerciales ya deben cumplir con la normatividad vigente.</p> <p>No obstante, en caso de identificarse alguna problemática en este aspecto, favor allegar el comentario explicito durante o que debe complementarse esta propuesta, esperamos</p>

Tema	Recomendación	Comentario de la Comisión
		los comentarios durante la consulta y el sustento más específico de la necesidad.
Tratamiento de fallas o hurto de los sistemas de medida de las fronteras comerciales	<p>La falla o el hurto de los elementos del sistema de medición que conforman la conexión compartida debe ser informada al ASIC por cualquiera de los interesados en la medida.</p> <p>El RFI o el RFC deben informar al ASIC la falla o hurto de los elementos del sistema de medición quien la hará público para los demás agentes, el CND y, cuando sea el caso a los operadores de los sistemas de los países con los cuales se opere un enlace o interconexión internacional.</p> <p>En caso de que la falla o hurto sea identificada y reportada por un agente diferente al representante de la frontera, el ASIC informará al correspondiente representante de la frontera sea esta individual o compartida para que el reporte sea confirmado dentro de las 24 horas siguientes a la notificación, de no recibir la confirmación el ASIC considerará la frontera comercial en falla y lo hará público.</p> <p>Las fallas o hurtos de los elementos de todos los sistemas de medición que hacen parte de la conexión compartida deben gestionarse por parte del RFI o del RFC de acuerdo con las reglas establecidas en el Anexo 7 de la Resolución CREG 038 de 2014 o las que la modifiquen y serán incluidas en el reporte que diariamente publica el ASIC en virtud de lo establecido en el Anexo 8 del Código de Medida</p> <p>Se incluyen reglas adicionales, las cuales entendemos son de modificación del Código de Medida.</p>	<p>En la resolución se establece que se debe cumplir con toda la normativa para fronteras comerciales.</p> <p>Por lo tanto, entendemos que las fronteras comerciales ya deben cumplir con la normatividad vigente, incluyendo todo el código de medida.</p> <p>Tener en cuenta que no se está considerando modificar el Código de Medida, el objeto solo es establecer requerimientos técnicos y de operación. Ya que entendemos que con cumplir lo actual del Código de Medida es suficiente para garantizar la operación y puesta en marcha de los proyectos.</p>
Gestión y normalización de fronteras por fallas o hurto	<p>Los RFI y el RFC tendrán los plazos establecidos en la Resolución CREG 038 de 2014 y las que la modifiquen para gestionar y normalizar las fallas o el hurto en los sistemas de medida asociados a las fronteras comerciales que hacen parte de la Conexión compartida que representan.</p> <p>Se incluyen reglas adicionales, las cuales entendemos son de modificación del</p>	<p>En la resolución se establece que se debe cumplir con toda la normativa para fronteras comerciales.</p> <p>Por lo tanto, entendemos que las fronteras comerciales ya deben cumplir con la normatividad vigente, incluyendo todo el código de medida.</p> <p>Tener en cuenta que no se esta considerando modificar el Código de Medida, el objeto solo es establecer requerimientos técnicos y de operación. Ya que entendemos que con cumplir lo actual del Código de</p>

Tema	Recomendación	Comentario de la Comisión
	Código de Medida.	Medida es suficiente para garantizar la operación y puesta en marcha de los proyectos.
Estimación de lecturas para plantas que comparten activos	De acuerdo con lo establecido en el Artículo 10 de la Resolución CREG 200 de 2019 y las que la modifican, el ASIC de forma adicional a los mecanismos previstos en la regulación vigente para realizar la estimación de lecturas, incluye en este aparte las consideraciones y formas de estimar las lecturas individuales y de la Frontera Compartida para los casos, en los que, por no disponer de información reportada, sea necesario estimar las lecturas individuales de las plantas referidas al PCC.	De acuerdo, eso lo establece el artículo citado:  (...)Adicional a los mecanismos previstos en la regulación vigente, para los casos en los que sea necesario estimar las lecturas de las fronteras, el ASIC elaborará y publicará los procedimientos adicionales que permitan hacer esta estimación cuando las plantas están conectadas de acuerdo con el esquema definido en esta resolución. (...)
Tratamiento de errores en las lecturas de contadores	Tanto para las fronteras individuales como para los sistemas de medida instalados en la Frontera Compartida, se podrá considerar como causal de ajuste a la facturación mensual en los términos establecidos en la Resolución CREG 084 de 2007 y las que la modifican, la detección de errores en las lecturas de alguna de las fronteras comerciales que hacen parte del esquema de activos compartidos, siempre que este error se derive de una declaración de falla en la frontera comercial. La declaración en falla deberá ser presentada en los plazos establecidos en la regulación para hacer observaciones o solicitar modificaciones a las liquidaciones que realiza el ASIC.	En la resolución se establece que se debe cumplir con toda la normativa para fronteras comerciales.  Por lo tanto, entendemos que las fronteras comerciales ya deben cumplir con la normatividad vigente.  En cuanto a nuevas causales, entendemos proponen una causal de ajuste a la liquidación. Entendemos esto podrá hacer parte del ACCG, el cual incluye un modelo de liquidación.  No obstante, en caso de identificarse alguna problemática en este aspecto, favor allegar el comentario explícito o qué debe complementarse en esta propuesta, con el sustento más específico de la necesidad.
Lecturas Referidas	Para obtener las lecturas individuales de cada una de las plantas de generación referidas a la Frontera Compartida, el ASIC aplicará el modelo de liquidación que se haya incluido en el ACCG.  Al suscribir el ACCG los agentes generadores participantes aceptan voluntariamente que a efectos de validar el cumplimiento de sus obligaciones en el mercado de energía mayorista la misma se realice aplicando el modelo que para el efecto hayan definido y aplique los métodos de estimación de lecturas que para el efecto deberán incluir como parte de la entrega al ASIC de un modelo particular.  En caso de modelos particulares, los	En la Resolución CREG 200 de 2019 se incluye un modelo de liquidación al cual los agentes se acogen si no proponen un modelo particular.  El ASIC tiene la potestad de objetar el modelo de referenciación y lo debe informar a la CREG (artículo 12 Resolución CREG 200 de 2019).

Tema	Recomendación	Comentario de la Comisión
	<p>generadores participantes deberán presentar los métodos de estimación para cada una de las situaciones que pueden presentarse y el ASIC durante el proceso de revisión del modelo particular analizará estos métodos y pedirá las aclaraciones correspondientes. En caso de que el ASIC presente observaciones a los métodos de estimación acordados en un modelo particular, el ASIC objetará el modelo y notificará de esta situación a la CREG y al RACCG</p>	
Liquidación y facturación de las transacciones	<p>La información obtenida como lecturas individuales de las plantas de generación que hacen parte del ACCG, ya sea porque fueron reportadas al ASIC o porque son el resultado de aplicar los métodos de estimación que propone el ASIC o fueron suministradas como parte del modelo particular, serán utilizadas por el ASIC para, a través del uso del modelo de liquidación suministrado, para obtener las lecturas individuales referidas a la Frontera Compartida y con estos valores individuales referidos, el ASIC realizará la liquidación de las transacciones del mercado.</p>	<p>En el artículo 10 de la Resolución CREG 200 de 2019 ya se define que las lecturas referidas son las usadas para la liquidación.</p> <p>Además, el mismo artículo establece: (...) Con la suscripción del ACCG, se entiende que el representante de cada una de las plantas acepta que sus liquidaciones y verificación del cumplimiento de sus obligaciones se realice con las medidas referidas en la frontera compartida (...)</p>
Reclamaciones a las liquidaciones del ASIC	<p>Cada uno de los agentes generadores participantes en el ACCG podrá presentar observaciones a las diferentes versiones de la liquidación que publique el ASIC para lo cual cuentan con los plazos y procedimientos que para tal fin contempla la reglamentación vigente.</p>	<p>Sin importar el modelo de liquidación, se deben tener en cuenta los tiempos y plazos de la regulación vigente.</p>
Administración de Garantías	<p>Tal como lo establece la Resolución CREG 106 de 2006 o aquella que la modifica, todo generador que está tramitando su conexión al SIN debe presentar ante el ASIC la garantía para la reserva de la capacidad de transporte asignada a la fecha de la firma del contrato de conexión</p> <p>Si alguno de los generadores participantes requiere gestionar una modificación en la FPO de su proyecto de generación o planta individual, se deberá tramitar ante el</p>	<p>Este tema ya lo abarca la Resolución CREG 075 de 2021.</p> <p>El cumplimiento de los compromisos relacionados con la garantía para reserva de capacidad y la conexión efectiva de cada planta se verifican de manera individual.</p>

Tema	Recomendación	Comentario de la Comisión
	<p>transportador la firma del <i>Otro sí</i> al contrato de conexión de la conexión compartida a través del RACCG de acuerdo con la regulación vigente c actualizar su garantía particular</p> <p>En el evento en que un agente generador participante no presente el <i>Otro sí</i> del contrato de conexión ni actualice la garantía antes de la fecha de puesta en operación y no entre en operación en la fecha establecida en el contrato de conexión se incurre en un evento de incumplimiento que conlleva a la ejecución de la garantía bancaria.</p> <p>Sin importar que el contrato de conexión para la conexión compartida sea firmado por el RACCG, la garantía debe ser presentada ante el ASIC por cada uno de los generadores participantes, en su calidad de representante de los proyectos de generación que hacen parte del ACCG.</p> <p>Con el fin de validar las capacidades y fechas de cada una de las plantas de generación a ser conectadas, el ASIC solicitará al transportador una certificación que contenga el detalle de esta información correspondiente al contrato de conexión firmado.</p> <p>La garantía se hará efectiva en caso de incurrir en alguna de las causales de incumplimiento indicadas en la reglamentación, y aplica de manera individual para cada generador participante y cada planta individual.</p> <p>En caso de presentarse el desistimiento de la ejecución del proyecto según el contrato de conexión por parte de un generador participante, solo se hará efectiva la garantía al generador que desiste de la ejecución del proyecto de generación y las garantías de los otros generadores no se afectarán.</p> <p>También se hará efectiva la garantía</p>	



Tema	Recomendación	Comentario de la Comisión
	<p>cuando una planta individual no entre en operación en la fecha establecida en el Contrato de Conexión, con por lo menos el 90% de la capacidad asignada. Por eso, al momento de recibir y aprobar la garantía el ASIC validará tanto la fecha de entrada en operación como la capacidad de transporte asignada respecto de lo que se establece en la Certificación del Trasmisor u Operador de Red, y lo que establezca la UPME en sus conceptos.</p> <p>Cada generador participante deberá demostrar que su planta individual ha entrado en operación en la fecha de puesta en operación, con al menos el 90% de la capacidad asignada. La verificación será realizada teniendo en cuenta que todas las obligaciones de las plantas individuales serán consideradas a partir de las lecturas individuales referidas al PCC de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 200 de 2019 y las que la modifican.</p>	
Retiro de Plantas de generación	<p>Para el retiro de plantas individuales que hacen parte del ACCG del Mercado de Energía, se deberá dar cumplimiento a la normatividad aplicable para el retiro de unidades según sea el caso.</p> <p>En caso de que un generador participante en un ACCG tenga la intención de retirar una o más unidades de generación, podrá continuar con la capacidad de transporte asignada hasta por un año después de la fecha de retiro efectivo del recurso o de las unidades, siempre y cuando haya entregado al ASIC, un mes antes de la fecha prevista para el retiro, la garantía de que trata la Resolución CREG 106 de 2006 o aquella que la modifique. En este caso será el agente generador participante representante de la planta individual quien deba presentar ante el ASIC la garantía para la reserva de la capacidad de transporte asignada.</p>	Este tema ya lo abarca la Resolución CREG 075 de 2021.

Tema	Recomendación	Comentario de la Comisión
	<p>Si antes de que transcurra un año, contado desde la fecha de retiro efectivo, no se produce el reingreso al Mercado de Energía Mayorista de las unidades o recursos retirados, se liberará la capacidad de transporte asignada a estas unidades y la UPME podrá tenerla en cuenta para emitir concepto sobre nuevas solicitudes; se hará efectiva la garantía; y el ASIC destinará estos recursos y los rendimientos financieros que generen para disminuir el monto que debe ser recaudado mensualmente por concepto de cargos por uso del STN y también para cubrir los costos financieros o de impuestos ocasionados por el manejo de dichos recursos.</p> <p>La garantía se hará efectiva en caso de incurrir en la causal de incumplimiento indicada en la reglamentación vigente, y aplicará de manera individual para cada agente generador participante</p>	