

---

# PROPUESTA DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA INTEGRACIÓN DE FUENTES DE GENERACIÓN NO SÍNCRONA AL SIN

---

**Gerencia Centro Nacional de Despacho**

Documento XM CND 2017 - 048

**Noviembre 2017**

## **AVISO LEGAL**

El presente documento es una propuesta que refleja los requerimientos técnicos y operativos que XM prevé necesarios para una adecuada integración de las fuentes de generación no síncrona al SIN. Este documento se pone a disposición del público en general para su conocimiento, más no es la regulación vigente. Para consultas sobre la regulación vigente debe dirigirse al portal de la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

En consecuencia, XM S.A. E.S.P. en su calidad de Operador del Sistema Interconectado Nacional y Administrador del Mercado de Energía Mayorista no asume responsabilidad alguna derivada de los daños y/o perjuicios materiales, morales, directos, indirectos, previsibles o imprevisibles, que se deriven u ocasionen por el uso de la información contenida en el presente documento.





## TABLA DE CONTENIDO

1.	SIGLAS Y DEFINICIONES	1
1.1	Siglas	1
1.2	Definiciones	3
2.	RESUMEN Y AGRADECIMIENTOS	6
2.1	Resumen	6
2.2	Agradecimientos	8
3.	CONSIDERACIONES	9
3.1	Necesidad del cambio regulatorio	9
3.2	Regulación vigente que sigue aplicando para todas las fuentes de generación	9
3.3	Neutralidad tecnológica	9
3.4	Alcance de la propuesta	10
3.4.1	Categorización según capacidad instalada de las fuentes de generación	10
3.4.2	Escalabilidad	10
3.5	Modificaciones a las reglas de liquidación del Mercado	15
4.	REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA CONEXIÓN DE GENERACIÓN AL SIN	16
4.1	Rangos de operación en tensión y frecuencia	16
4.1.1	Rangos de tensión	16
4.1.2	Rangos de frecuencia	16
4.2	Potencia activa - control de frecuencia	17
4.2.1	Situación	17
4.2.2	Propuesta para todas las fuentes de generación	17
4.2.3	Propuesta para las fuentes síncronas	18

---



## TABLA DE CONTENIDO

4.2.4	Propuesta para las fuentes no síncronas _____	19
4.3	Requerimiento de rampas operativas de entrada y salida _____	21
4.3.1	Situación _____	21
4.3.2	Propuesta para todas las fuentes de generación _____	21
4.4	Control de voltaje _____	22
4.4.1	Situación _____	22
4.4.2	Propuesta para todas las fuentes de generación _____	22
4.4.3	Propuesta para las fuentes no síncronas _____	23
4.5	Capacidad de potencia reactiva _____	23
4.5.1	Propuesta para las fuentes síncronas _____	23
4.5.2	Propuesta para las fuentes no síncronas _____	23
4.6	Soportabilidad ante huecos de tensión _____	25
4.6.1	Situación _____	25
4.6.2	Propuesta para fuentes no síncronas _____	25
4.7	Control rápido de corriente reactiva _____	28
4.7.1	Situación _____	28
4.7.2	Propuesta para las fuentes de generación no síncrona _____	29
4.8	Supervisión, Control y Comunicaciones _____	31
4.8.1	Situación _____	31
4.8.2	Propuesta supervisión _____	31
4.8.3	Propuesta comunicaciones _____	32
4.8.4	Propuesta calidad y disponibilidad de los datos _____	33
4.8.5	Cálculo de la calidad de las mediciones de potencia activa enviadas al CND _	34

---



## TABLA DE CONTENIDO

4.8.6	Propuesta señales mínimas a supervisar _____	35
4.8.7	Propuesta control de equipos _____	36
4.8.8	Propuesta requerimientos de supervisión de variables hidrometeorológicas ____	37
4.9	Protecciones _____	41
4.9.1	Situación _____	41
4.9.2	Propuesta para todas las fuentes de generación _____	41
4.9.3	Requisitos para los generadores síncronos. _____	44
5.	REQUERIMIENTOS DE INFORMACIÓN Y PROCEDIMIENTOS _____	45
5.1	Requerimientos de información básica para la entrada en servicio de las fuentes de generación _____	45
5.1.1	Información básica del proyecto _____	47
5.1.2	Información técnica _____	47
5.1.3	Diagramas unifilares _____	47
5.1.4	Modelos de simulación eléctrica _____	48
5.1.5	Gráficos y diagramas _____	49
5.1.6	Curvas características de la funcionalidad LVRT y HVRT _____	49
5.1.7	Estudios _____	50
5.1.8	Supervisión del proyecto de generación _____	50
5.1.9	Reporte de inicio de pruebas _____	51
5.1.10	Certificados de la instalación _____	51
5.1.11	Declaración de entrada en operación comercial. _____	52
5.2	Pruebas _____	53
5.2.1	Propuesta para todas las fuentes de generación _____	53
5.2.2	Propuesta para fuentes síncronas _____	53

---



## TABLA DE CONTENIDO

5.2.3	Propuesta para fuentes no síncronas	54
5.3	Procedimientos	56
5.3.1	Validación de la información y plazos	56
6.	REQUERIMIENTOS OPERATIVOS	63
6.1	Reserva para la regulación de frecuencia	63
6.1.1	Situación	64
6.1.2	Propuesta para el cálculo de la reserva para la regulación primaria de frecuencia	64
6.1.3	Propuesta para el cálculo de la reserva para regulación secundaria de frecuencia	65
6.1.4	Propuesta para el cálculo de reservas adicionales	66
6.2	Pronósticos de Demandas	67
6.2.1	Situación	67
6.2.2	Propuesta para los pronósticos de demanda semanales	67
6.2.3	Propuesta para los pronósticos de demanda para el despacho económico	68
6.2.4	Propuesta para los pronósticos de demanda para el redespacho.	68
6.2.5	Propuesta para los pronósticos de demanda para tiempo real.	68
6.2.6	Propuesta para el cálculo de desviaciones en los pronósticos de la demanda	68
6.3	Pronósticos de generación	69
6.3.1.	Situación	69
6.3.1	Pronósticos de generación semanal:	70
6.3.2	Pronósticos de generación para el despacho	70
6.3.3	Pronósticos de generación para el redespacho	71
6.3.4	Pronósticos de generación para tiempo real	71

---



## TABLA DE CONTENIDO

6.4	Series históricas para el planeamiento operativo energético de fuentes no síncronas	73
6.4.1	Situación	73
6.4.2	Propuesta para las fuentes no síncronas	73
6.5	Despacho	74
6.5.1	Tratamiento de fuentes no síncronas, pequeñas centrales hidráulicas y filo de agua	74
6.5.2	Oferta de precios y declaración de disponibilidad	76
6.5.3	Rampas de aumento y disminución para unidades de generación	78
6.6	Redespacho	79
6.6.1	Recepción, procesamiento y envío de la información para el proceso de redespacho	79
6.6.2	Causales de redespacho	81
6.7	Coordinación de la operación en tiempo real	84
6.7.1	Despacho operativo en tiempo real	85
6.7.2	Control voltaje en tiempo real	91
6.7.3	Análisis de seguridad para tiempo real	95
7.	LO QUE SIGUE	98
8.	ANEXO- INFORMACIÓN TÉCNICA PARA FUENTES NO SÍNCRONAS, PCH y FILO DE AGUA	100
8.1	Protocolo de información generadores fotovoltaicos	100
8.2	Protocolo de información generadores eólicos	110
8.3	Protocolo de información generadores pequeñas centrales hidroeléctricas (PCHs) y Filo de agua	117

---

# 1. SIGLAS Y DEFINICIONES

## 1.1 Siglas

- **ASIC:** Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales.
- **CGM:** Centro de Gestión de Medidas.
- **CND:** Centro Nacional de Despacho
- **CREG:** Comisión de Regulación de Energía y Gas.
- **DEO-TR:** Despacho Económico de Operación en Tiempo Real
- **EDAC:** Esquema de deslastre automático de carga
- **ENFICC:** Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad
- **FIP:** Fecha de Inicio de Pruebas
- **FPO:** Fecha de Puesta en Operación
- **HVRT:** High Voltage Ride Through
- **IDEAM:** Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales
- **IRENA:** The International Renewable Energy Agency
- **LFC:** Load Frequency Control
- **LVRT:** Low Voltage Ride Through
- **OR:** Operador de red
- **PCH:** Pequeña Central Hidráulica
- **PMU:** Phasor Measurement Unit
- **ROCOF:** Rate of change of frequency
- **RTU:** Remote Terminal Unit
- **SOE:** Registro cronológico de eventos
- **SDL:** Sistema de Distribución Local



- **SIN:** Sistema Interconectado Nacional
- **STN:** Sistema de Transmisión Nacional
- **STR:** Sistema de Transmisión Regional
- **Te:** Tiempo de establecimiento
- **TN:** Transmisor Nacional
- **Tr:** Tiempo de respuesta
- **TR:** Transmisor Regional
- **UPME:** Unidad de Planeación Minero Energética
- **VQC:** Voltage Reactive Power Control.
- **DDV:** Demanda Desconectable Voluntaria.
- **RD:** Respuesta de Demanda.
- **AGC:** Control Automático de Generación.
- **POD:** Función de amortiguamiento de oscilaciones de potencia.

PROYECTO PROPUESTA





## 1.2 Definiciones

- **Banda muerta:** Banda centrada en la frecuencia nominal del sistema donde se inhibe la respuesta en potencia de las unidades de generación ante variaciones de frecuencia. Para excursiones de la frecuencia por fuera de esta banda el control debe responder para corregir desviaciones de la frecuencia con respecto a la frecuencia nominal.
- **DELTA GP:** Modificaciones a la generación programada, solicitadas por el CND durante la operación, para los generadores despachados centralmente.
- **Declaración de entrada en operación comercial o entrada en operación:** Comunicación enviada al CND mediante la cual un agente declara que un activo está listo para el servicio y por tanto, cumple con toda la normatividad requerida para ello.
- **Estatismo:** Característica técnica de una unidad de generación, que define la relación entre la variación porcentual de frecuencia y la variación porcentual de potencia.
- **Fecha de puesta en operación o fecha de entrada en operación comercial:** Fecha a partir de la cual un activo se considera listo para el servicio y por tanto, cumple con toda la normatividad requerida para ello.
- **Fuentes no síncronas:** Fuentes de generación basadas en inversores: solar y eólica.
- **Fuentes síncronas:** Fuentes de generación cuya velocidad de rotación depende de la frecuencia del sistema de potencia.
- **Punto de común de acople:** Es la subestación en la cual se integran todas las unidades generadoras de una misma planta, ver Figura 1-1.
- **Punto de conexión:** Es la subestación del SIN donde se conecta la generación. Adicionalmente, este punto es en el que la UPME autoriza la conexión de la fuente de generación, ver Figura 1-2.

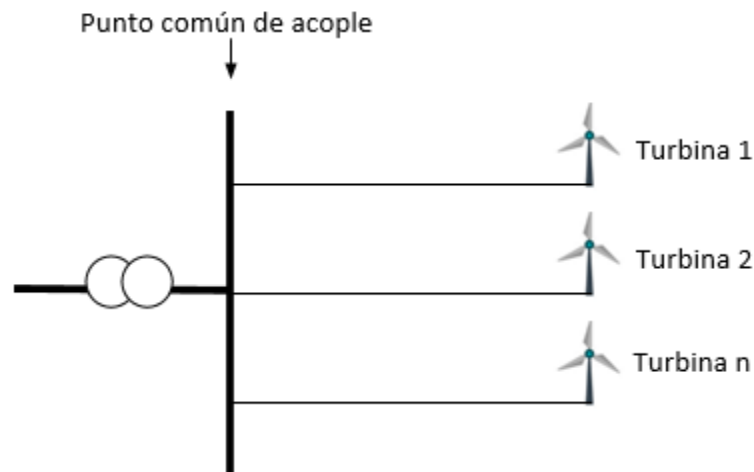


Figura 1-1. Punto común de acople

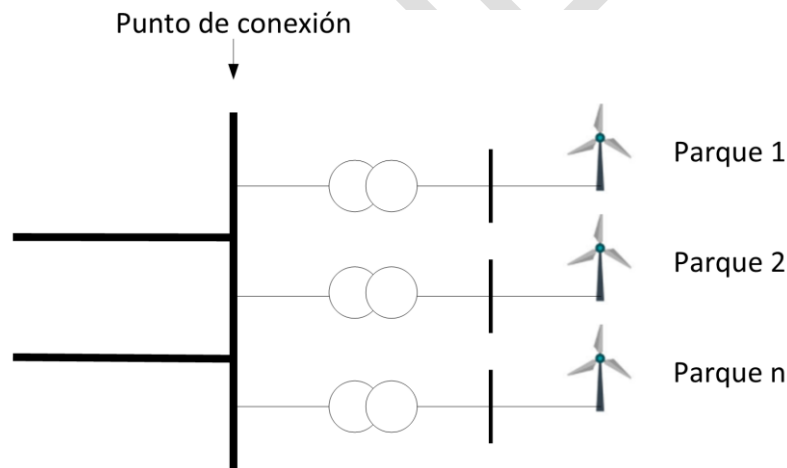


Figura 1-2. Punto de conexión

- **Pruebas de puesta en servicio o pruebas de entrada en operación comercial:** Pruebas realizadas en un período anterior a la fecha de entrada en operación comercial, durante el cual un agente verifica el correcto funcionamiento de sus equipos, el cumplimiento de los requisitos establecidos en la normatividad vigente para su conexión al SIN y determina los parámetros de funcionamiento de los mismos. Al finalizar las pruebas de puesta en servicio y una vez cumplidos los requisitos normativos para la conexión, el agente puede declarar la entrada en operación comercial del activo.



- **Relación de corto circuito-SCR:** Razón entre la capacidad nominal de un equipo en MVA y la potencia de corto circuito en MVA del punto en donde se conecta el equipo.
- **Tiempo de establecimiento - Te:** Tiempo que tarda la señal en alcanzar y mantenerse dentro de una banda de  $\pm 3\%$  del delta de cambio esperado alrededor de su valor final, ante una entrada escalón.
- **Tiempo de respuesta inicia- Trl:** Tiempo que tarda la señal en alcanzar un  $\pm 3\%$  del delta de cambio esperado alrededor de su valor de potencia inicial, ante una entrada escalón.
- **Emulación de inercia:** Característica proporcionada por un módulo de parque eléctrico para sustituir el efecto de inercia de un módulo de generación de electricidad síncrono hasta un determinado nivel de respuesta.
- **Todas las fuentes de generación:** Hace referencia a la generación síncrona y no síncrona mayor a 5 MW.
- **Voltage Ride Through:** Hace referencia a la curva de permanencia de las fuentes no síncronas ante huecos de tensión. El límite inferior de la curva es llamado LVRT y el límite superior HVRT.
- **Control Automático de Generación:** Hace referencia al sistema de control que permite ajustar de forma automática la potencia de salida de múltiples recursos de generación para llevar la frecuencia y los intercambios a su valor de referencia y las plantas de generación a su valor económico programado, garantizando el balance continuo entre la carga y la generación.



## 2. RESUMEN Y AGRADECIMIENTOS

### 2.1 Resumen

Actualmente, el sistema eléctrico colombiano cuenta con 16.6 GW de capacidad instalada al SIN, de los cuales 11 GW son hidráulicos, 4.6 GW térmicos y aproximadamente 1 GW de plantas menores. No obstante, se espera que para el año 2023 el sistema eléctrico colombiano presente cambios importantes en su matriz energética, integrando al menos 1.6 GW de generación no síncrona<sup>1</sup> que actualmente cuentan con concepto de conexión, de los cuales 0.3 GW corresponderán a generación solar y 1.3 GW a generación eólica. Según información de la UPME<sup>2</sup>, se espera que estas cifras se incrementen significativamente, dado que se han registrado solicitudes de conexión al SIN de aproximadamente 10 GW de fuentes no síncronas.

El Código de Redes del Sistema Interconectado Nacional fue establecido en Colombia mediante la Resolución CREG 025 de 1995 y está compuesto por los códigos de planeamiento, conexión, operación y medida. Durante los últimos 22 años, la planeación y operación de los equipos de generación síncrona conectados al SIN se ha regido por los requerimientos establecidos en esta resolución, con los cuales se ha operado con los niveles de seguridad, confiabilidad y economía establecidos en la regulación vigente.

No obstante, la generación eólica y solar por su característica no síncrona, así como por su variabilidad y dependencia del clima, hace necesaria la revisión y actualización de temas particulares del Código de Red, para su adecuada integración al SIN, de modo que se pueda operar el sistema de forma flexible, manteniendo las condiciones de confiabilidad, seguridad y economía del sistema. Por tanto, XM ha adelantado una propuesta con los requisitos mínimos técnicos y operativos para la integración de fuentes no síncronas al SIN. Esta propuesta está enmarcada dentro de las funciones del CND, en particular las definidas en la Resolución CREG 080 de 1999, donde se establece que el CND debe brindar apoyo a la CREG en lo relacionado con la información operativa y demás análisis que requiera para una operación confiable, segura y económica del SIN.

Es importante resaltar que la necesidad de modificar el Código de Red, para la integración adecuada de generación no síncrona al sistema, no es un caso particular para Colombia, otros países han tenido que realizar modificaciones a sus códigos de red para mantener los niveles de calidad de la operación con la entrada de este tipo de fuentes en sus sistemas de potencia.

Esta propuesta es el resultado de más de doce meses de trabajo, en los cuales XM ha contado con la asesoría y acompañamiento de operadores de sistemas, entidades internacionales con experiencia en la planeación y operación de fuentes de generación no síncronas, así como la

---

<sup>1</sup> Según proyectos con Concepto de Conexión de la UPME

<sup>2</sup> Presentación UPME, reunión CAPT 158.



revisión y comentarios de fabricantes de plantas solares y eólicas. Lo cual ha contribuido a identificar las mejores prácticas internacionales en la definición de los requerimientos técnicos y operativos mínimos que deben ser contemplados en la normatividad, teniendo en cuenta la tecnología disponible de fuentes no síncronas, así como las características y necesidades del sistema eléctrico colombiano.

En particular, para identificar los mínimos requerimientos técnicos de las fuentes de generación conectadas al SIN, XM llevó a cabo estudios de suficiencia y seguridad, con el fin de asegurar que los requisitos mínimos técnicos y operativos sean adecuados para el sistema colombiano. Los estudios de seguridad, son el soporte para los requisitos de conexión de fuentes no síncronas, en los cuales se contó con la asesoría y acompañamiento de expertos internacionales<sup>3</sup> para validar los modelos eléctricos y los estudios de seguridad realizados en XM. De este modo, en el capítulo 4 de esta propuesta, se presentan los requerimientos mínimos de conexión de las fuentes de generación al SIN. Adicionalmente, con el fin de evitar posibles barreras a la entrada de diferentes proveedores de este tipo de tecnología, se llevó a cabo una validación de estos requerimientos con diferentes fabricantes de generadores no síncronos, tanto solares como eólicos.

Igualmente, para poder cumplir con los requisitos técnicos que se proponen en este documento ante la integración de generación al SIN, se identificó la necesidad de establecer los requisitos mínimos de información y procedimientos para su entrada en operación. En el capítulo 5, se detalla el intercambio de información que se propone implementar entre los agentes representantes de las plantas de generación y el CND, así como la forma de verificar el cumplimiento de los requisitos mínimos y los procedimientos establecidos para la entrada en operación de este tipo de generación al sistema.

Finalmente, en el capítulo 6 se definen los requerimientos operativos, entre los cuales están las modificaciones al cálculo de las reservas para regulación de frecuencia y modificaciones a los procesos de pronóstico demandas, despacho económico y redespacho. Adicionalmente, se propone el desarrollo de nuevos procesos de pronóstico de producción de generación, pronósticos de carga, planeación operativa y control de tiempo real; los cuales buscan reducir el impacto en la operación del SIN ante la integración de recursos variables en los diferentes horizontes de planeación y operación, teniendo en cuenta las condiciones y reglas actuales del mercado de energía mayorista.

---

<sup>3</sup> Centro de investigación europeo- Fraunhofer, operador de Dinamarca- Energinet, expertos USAID.



## 2.2 Agradecimientos

Agradecemos a todas las entidades que contribuyeron con su apoyo, revisión y comentarios al desarrollo de esta propuesta, la cual se llevó a cabo en XM como parte de las actividades del proyecto integración de fuentes no síncronas al SIN con recursos aprobados por la CREG.

En particular, resaltamos la asesoría llevada a cabo por Energinet, el acompañamiento de Fraunhofer en el desarrollo de los estudios eléctricos y formación de personal de XM, y el apoyo de la Agencia de Estados Unidos para el Desarrollo internacional (USAID), quien en coordinación con la Asociación de Energía de Estados Americanos (USEA) llevaron a cabo más de tres semanas de discusiones en las oficinas de XM con expertos de NREL, Xcel Energy, MISO, CAISO y Arizona Power Service en temas relacionados con la operación de fuentes no síncronas, procesos de pronóstico, en la revisión y comentarios de esta propuesta. Igualmente, agradecemos a Energy&Meteo por sus comentarios y aportes a los temas de pronóstico, así como a los fabricantes de fuentes no síncronas, eólicas y solares, que atendieron nuestra invitación a discutir y comentar los requisitos técnicos de conexión desarrollados en esta propuesta, en particular a: Enercon, ABB, Nordex, SMA, Siemens y Vestas.

PROPIEDAD



## **3. CONSIDERACIONES**

### **3.1 Necesidad del cambio regulatorio**

El Código de Red actual, establecido en la Resolución CREG 025 de 1995, fue diseñado para sistemas que operan con generación síncrona con capacidad de regulación, la cual proporciona estabilidad al sistema eléctrico de potencia mediante el control de tensión y frecuencia, aporte de inercia y su capacidad de operar continuamente aportando reservas adicionales al sistema y recuperando rápidamente los niveles de producción ante perturbaciones en el SIN. Teniendo en cuenta que en el sistema eléctrico colombiano se prevé la conexión de fuentes no síncronas y el aumento en la participación de fuentes síncronas variables, es necesario establecer los requerimientos mínimos que deben cumplir estas fuentes de energía, de tal forma que se preserve la operación segura y confiable del SIN.

Adicionalmente, según el nivel de capacidad instalada que se integre al sistema, las fuentes de generación variable implicarán nuevos retos operativos, los cuales obligarán cambios en los procesos actuales de planeación y operación del SIN, para mantener una operación segura, confiable y económica. Desde la perspectiva de la operación del SIN, se hace importante la modificación de estos procesos, así como el desarrollo y actualización de procesos como el pronóstico de generación, pronóstico de carga, cálculo de reservas operativas y el despacho operativo en tiempo real para poder predecir la producción de potencia de estas fuentes, de forma que el CND pueda llevar a cabo el balance entre la carga y la generación del sistema lo más cercano posible al tiempo real.

### **3.2 Regulación vigente que sigue aplicando para todas las fuentes de generación**

La regulación vigente que aplique a la fecha, en los aspectos técnicos de conexión al SIN, para la generación síncrona y que no se mencionen en este documento, se debe entender que en principio aplican para todas las fuentes de generación.

### **3.3 Neutralidad tecnológica**

Uno de los aspectos considerados en esta propuesta, en lo referente a los requisitos de conexión al SIN para fuentes no síncronas y síncronas, es garantizar neutralidad tecnológica entre las diferentes fuentes de generación, hasta donde sea viable técnica y económicamente. Actualmente, esto es posible gracias a la madurez de la tecnología de las fuentes no síncronas y a la disminución de los costos de las mismas, las cuales pueden tener funcionalidades similares a las fuentes síncronas en caso de que el sistema lo requiera. Por tanto, los cambios al Código planteados en esta propuesta son generales para todo tipo de fuentes de generación, excepto cuando por razones técnicas esto no sea posible.



### 3.4 Alcance de la propuesta

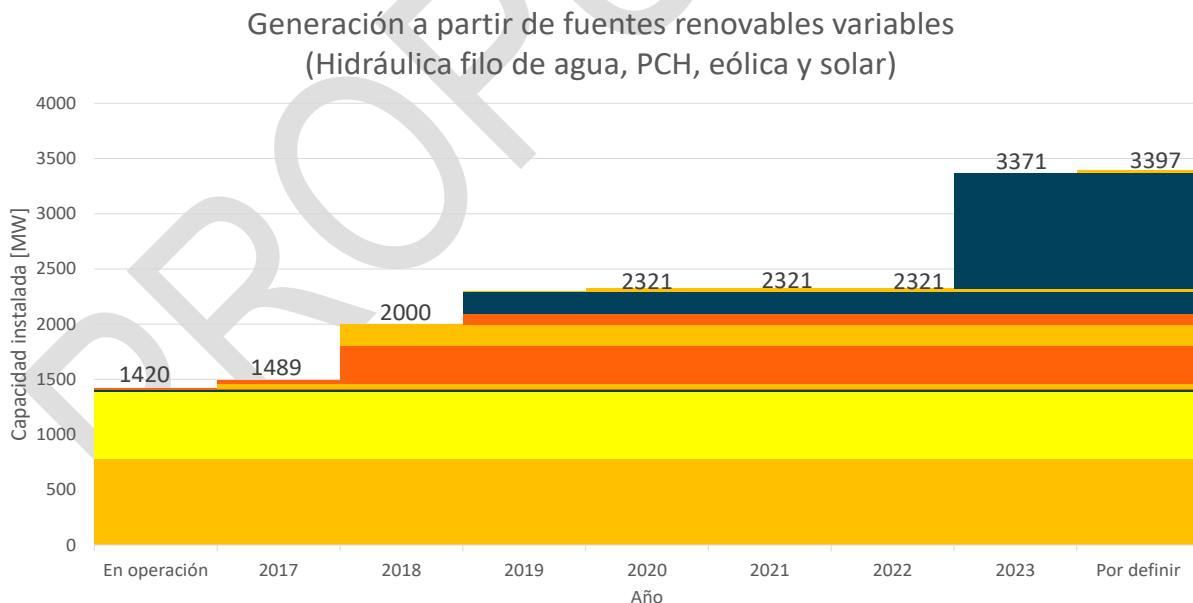
#### 3.4.1 Categorización según capacidad instalada de las fuentes de generación

Los requerimientos planteados en esta propuesta aplican a las fuentes de generación con una capacidad nominal mayor o igual a 5 MW. Sin embargo, en el presente documento también se plantean las recomendaciones mínimas que deben aplicar a las fuentes de generación menores a 5 MW, lo cual quedará explícito en las secciones en donde aplique.

#### 3.4.2 Escalabilidad

Como se mencionó al comienzo de este documento, se espera que para el año 2023 el sistema eléctrico colombiano presente cambios importantes en su matriz energética, integrando al menos 1.6 GW de generación no síncrona que actualmente cuentan con concepto de conexión. Sin embargo, según información de la UPME, esta cifra podría ser mayor, dado que se han registrado solicitudes de conexión al SIN de aproximadamente 10 GW de fuentes no síncronas.

Adicionalmente, si se consideran otras fuentes de generación intermitentes, como las pequeñas centrales hidráulicas y las plantas de generación a filo de agua, el sistema opera actualmente con más de 1.4 GW de generación variable (alrededor del 14% de la demanda máxima del SIN) y se espera que para el año 2023 el sistema eléctrico colombiano opere con más de 3.3 GW de generación variable.



**Figura 3-1 Generación a partir de fuentes variables. Generación en operación y con concepto de conexión de UPME**





Si tenemos en cuenta sólo los proyectos que cuentan con concepto de conexión de la UPME, se espera que la integración de generación variable al sistema se hará de forma gradual en el tiempo, como lo muestra la Figura 3-1. El impacto de esta generación en la operación del sistema, debido a su variabilidad, depende principalmente de la capacidad instalada en MW que se integre al sistema, respecto a la demanda a ser atendida. Por tanto, esta propuesta plantea un esquema escalable, de forma que los requerimientos técnicos establecidos en este documento, se vayan adaptando a las necesidades del sistema, buscando mantener una operación flexible ante los desafíos que se vayan presentando como resultado del incremento en la capacidad instalada de las fuentes variables al SIN. Para efectos de este documento, se han identificado tres etapas para la implementación de las propuestas, las cuales se definen en función del porcentaje de la integración de generación variable en el sistema (MW), buscando proporcionar un marco útil para la priorización de tareas y evitando en lo posible generar barreras a la entrada de este tipo de fuentes de generación al SIN.

Etapa 1. El nivel de integración en MW de la generación variable no genera un impacto considerable para el sistema, para el caso colombiano se identifica que este nivel es cuando la capacidad total instalada de esta generación represente menos del 15% de la demanda máxima diaria de potencia eléctrica del sistema.

Etapa 2. El nivel de integración en MW de la generación variable empieza a ser relevante para el sistema, para el caso colombiano se identifica que este nivel es cuando la capacidad total instalada de esta generación es mayor o igual al 15% y es menor al 25% de la demanda máxima diaria de potencia eléctrica.

Etapa 3. El nivel de integración en MW de la generación compromete la flexibilidad y estabilidad del sistema, para el caso colombiano se identifica que este nivel es cuando la capacidad total instalada de la generación variable representa el 25% o más de la demanda máxima diaria de potencia eléctrica.

En la Tabla 3-1 se plantea la etapa en que se deben comenzar a cumplir cada uno de los requisitos identificados en el presente documento y su evolución en función del nivel de integración en MW de las fuentes variables al sistema. De otra parte, para algunos requisitos que aplican en función de su capacidad nominal, estos se especifican en el desarrollo de cada una de las secciones del presente documento.



Requisitos		Etapa 1	Etapa 2	Etapa 3
Requerimientos técnicos para la conexión de generación al SIN	Potencia activa - control de frecuencia	Capacidad de control de sobrefrecuencia y subfrecuencia con los parámetros definidos en la sección 4.2 con excepción de emulación de inercia	Emulación de inercia para plantas eólicas despachadas centralmente	
	Rampas operativas de entrada y salida	Rampas definidas en la sección 4.3.		
	Control de voltaje	Control de tensión y diagrama PQ definido en la sección 4.4 con excepción de la función POD en el sistema de control.		Función POD para plantas no síncronas con capacidad mayor o igual a 100 MW
	Soportabilidad ante huecos de tensión	Características definidas en la sección 4.6		
	Control rápido de corriente de reactiva	Características definidas en la sección 4.7		



Requisitos		Etapa 1	Etapa 2	Etapa 3
	Supervisión, control y comunicaciones	Características definidas en la sección 4.8		
	Protecciones	Características definidas en la sección 4.9		
Requerimientos de Información y procedimientos	Información básica para la entrada en servicio	Características definidas en la sección 5.1		
	Pruebas	Características definidas en la sección 5.2		
	Procedimientos	Características definidas en la sección 5.3		
Requerimientos operativos	Reserva de regulación de frecuencia	Reserva de 3% en todas las plantas despachadas centralmente o mayores a 20 MW para control de frecuencia ante sobre frecuencia y sub frecuencia. Sección 6.1.2	Cálculo de reservas secundarias. Sección 6.1.3  Cálculo de reservas adicionales. Sección 6.1.4	Reserva de 3% en todas las plantas mayores a 5 MW conectadas al SIN. Sección 6.1.2  Porcentaje de reserva primaria requerida para el sistema calculado por el CND



Requisitos		Etapa 1	Etapa 2	Etapa 3
				periódicamente. Sección 6.1.2
	Pronósticos de Demanda		Características definidas en la sección 6.2.	
	Pronósticos de generación		Características definidas en la sección 6.3	
	Despacho y Redespacho	Características definidas en las secciones 6.5 y 6.6. Exceptuando el cálculo de desviaciones a todas las plantas mayores a 5 MW y a la demanda.	Desviaciones máximas del 5% para todas las plantas mayores a 5 MW.  Desviaciones máximas del 5% para la demanda.	Desviaciones máximas del 2% para plantas con capacidad mayor o igual a 5 MW. Sección 6.5.1.3  Desviaciones máximas del 2% para la demanda.
	Coordinación de la operación en tiempo real		Características definidas en la sección 6.7	

Tabla 3-1. Tabla de requisitos - escalabilidad



### **3.5 Modificaciones a las reglas de liquidación del Mercado**

Como se mencionó anteriormente, esta propuesta está enfocada a identificar los requerimientos técnicos mínimos que se deben incorporar a la normatividad colombiana para la conexión de fuentes variables al SIN. La propuesta ha sido elaborada considerando las características eléctricas y operativas del sistema de potencia colombiano, de forma que con la integración de fuentes variables se preserve la operación flexible del SIN en los diferentes horizontes de la planeación, atendiendo la demanda con los criterios de confiabilidad, seguridad y economía establecidos en la normatividad vigente.

Las propuestas desarrolladas en este documento se ajustan a las condiciones y reglas actuales del mercado de energía mayorista. No obstante, conscientes de la necesidad de implementar nuevas reglas que permitan una mayor competencia y eficiencia en el mercado con la integración de nuevas tecnologías al SIN, XM presentará a la CREG los ajustes que estime necesarios en posteriores documentos, acorde al nivel de integración de estas fuentes y a los cambios que la Comisión vaya presentando en temas relacionados con el mercado, tales como la implementación del despacho intradiario, respuesta de demanda, mercado de reservas y mercado de balance.

PROPUESTA



## 4. REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA CONEXIÓN DE GENERACIÓN AL SIN

### 4.1 Rangos de operación en tensión y frecuencia

#### 4.1.1 Rangos de tensión

Todas las plantas de generación con capacidad nominal mayor o igual a 0.1 MW, deben operar normalmente en el rango de tensión comprendido entre  $\pm 10\%$  de la tensión nominal en el punto de conexión.

#### 4.1.2 Rangos de frecuencia

Todas las plantas de generación con capacidad nominal mayor o igual a 0.1 MW, deben permanecer conectadas en los siguientes rangos de operación:

Rango	Condición
Menor a 57.5 Hz	Se puede desconectar de la red instantáneamente
57.5 Hz – 58.5 Hz	Operación por al menos 15 segundos
58.5 – 62 Hz	Operación continua
62 Hz – 63 Hz	Operación por al menos 15 segundos
Mayor a 63 Hz	Se puede desconectar de la red instantáneamente

**Tabla 4-1. Rangos de frecuencia de operación**

Adicionalmente, las plantas de generación deben permanecer conectadas a la red durante gradientes de frecuencia de hasta 4 Hz/s durante 250ms.

## 4.2 Potencia activa - control de frecuencia

### 4.2.1 Situación

Todos los sistemas eléctricos de potencia deben contar con esquemas de regulación de frecuencia que permitan mantener en la operación en tiempo real el balance carga – generación. En la actualidad, solo las unidades despachadas centralmente tienen la responsabilidad de aumentar o disminuir su generación ante desbalances en la frecuencia. En la medida que la capacidad instalada de generación variable y generación distribuida no despachada centralmente aumenten, la capacidad del sistema para regular desbalances de frecuencia puede disminuir debido a que estas plantas no están en la obligación de modificar su generación ante cambios en la frecuencia.

Este fenómeno ha sido ampliamente analizado y reportado a nivel mundial, como una de las causas de eventos que afectan la operación y flexibilidad de sistemas de potencia con alta integración de fuentes variables. En particular, para el caso colombiano, se ha evidenciado que ante el incremento de generación variable y en caso de no contar con un servicio suficiente de regulación primaria de frecuencia, se puede llegar a condiciones de actuación del EDAC ante eventos que son cubiertos actualmente y que son de alta probabilidad de ocurrencia, como la desconexión de la unidad más grande del sistema.

### 4.2.2 Propuesta para todas las fuentes de generación

Todos los generadores mayores o iguales a 5 MW deben contar con un regulador de velocidad que permita el ajuste de una banda muerta, un estatismo permanente y que provea un control de potencia activa/frecuencia que permita su participación en la regulación primaria de frecuencia del sistema, tanto para eventos de sobrefrecuencia como para eventos de subfrecuencia.

El control de potencia activa/frecuencia debe cumplir con los siguientes requerimientos:

- Ser estable: las señales de salida del control deben ser amortiguadas en el tiempo ante señales de entrada escalón, para todos los modos y condiciones operativas. Este requisito será verificado de acuerdo a las pruebas solicitadas en el capítulo 5 de este documento.
- El ajuste de la función de control de frecuencia debe ser reportado por el agente antes de las pruebas de puesta en servicio, de acuerdo a los tiempos definidos en el capítulo 5 de este documento. La función de control de frecuencia debe ser reajustada en caso de que en la operación se identifiquen riesgos a la seguridad del SIN.
- El estatismo debe ser configurable en un rango entre el 0 % y el 20% y la banda muerta entre 0 y 120 mHz.

Los parámetros de ganancia y constantes de tiempo deben poder ser modificados para cumplir con criterios de estabilidad y velocidad de respuesta del SIN.



En la etapa 1 de integración de fuentes variables, todos los generadores mayores o iguales a 5 MW deben cumplir por defecto con los siguientes parámetros de respuesta de la potencia activa con las variaciones de frecuencia. Los requerimientos definidos en la siguiente tabla podrán ser revaluados al menos una vez al año por el CND y deberán ser reajustados por todos los generadores mayores o iguales a 5 MW en un plazo máximo de 15 días.

Parámetro	Valor
Banda muerta	±30 mHz
Estatismo	2-6%

**Tabla 4-2.** Requisitos control frecuencia para todas las fuentes de generación

Las unidades deben operar su control en prioridad potencia activa.

#### 4.2.3 Propuesta para las fuentes síncronas

La generación síncrona mayor o igual a 5 MW conectada al SIN debe cumplir con los siguientes parámetros de respuesta de la potencia activa con las variaciones de frecuencia:

Parámetro	Valor
Tiempo de respuesta inicial máximo - Trl	5 seg
Tiempo de establecimiento máximo - Te	Síncrona térmica 30 seg. Síncrona hidráulica 60 -120 seg <sup>4</sup> .

**Tabla 4-3.** Requisitos control frecuencia para fuentes síncronas

<sup>4</sup> Este valor puede ser modificado por el CND, con el fin de mantener la estabilidad de las unidades de generación. Se ha evidenciado que una respuesta rápida por parte de las unidades hidráulicas puede originar la excitación del modo de muy baja frecuencia característico del sistema colombiano.





#### 4.2.4 Propuesta para las fuentes no síncronas

La generación no síncrona mayor o igual a 5MW conectada al SIN debe cumplir con los siguientes parámetros de respuesta de la potencia activa con las variaciones de frecuencia:

Parámetro	Valor
Tiempo de respuesta inicial máximo - $T_{rl}$	2 seg
Tiempo de establecimiento máximo - $T_e$	15 seg

Tabla 4-4. Requisitos control frecuencia para fuentes no síncronas

#### Requisito de Inercia para la etapa 2 de integración.

- Las fuentes de generación eólica despachadas centralmente o mayores a 20 MW deben permitir emulación de la inercia a través de la modulación transitoria de la potencia de salida, manteniendo un aporte de al menos el 10% de la potencia nominal del parque de generación por un periodo mínimo de 6 segundos para caídas de frecuencia por debajo de 59.85 Hz. Este aporte deberá ser retirado automáticamente del sistema si la frecuencia llega al valor nominal. El aporte de potencia activa correspondiente al 10% de la potencia nominal de la planta debe ser entregado en un tiempo igual o inferior a un segundo (1 segundo).
- Esta función debe estar disponible cuando la planta opere al menos al 25% de la potencia nominal de esta. Se debe reportar el valor de contribución y los tiempos de sostenimiento para valores de potencia inferiores al 25% de la potencia nominal del parque.
- En la Figura 4-1 se ilustran las características del aporte de emulación de inercia.

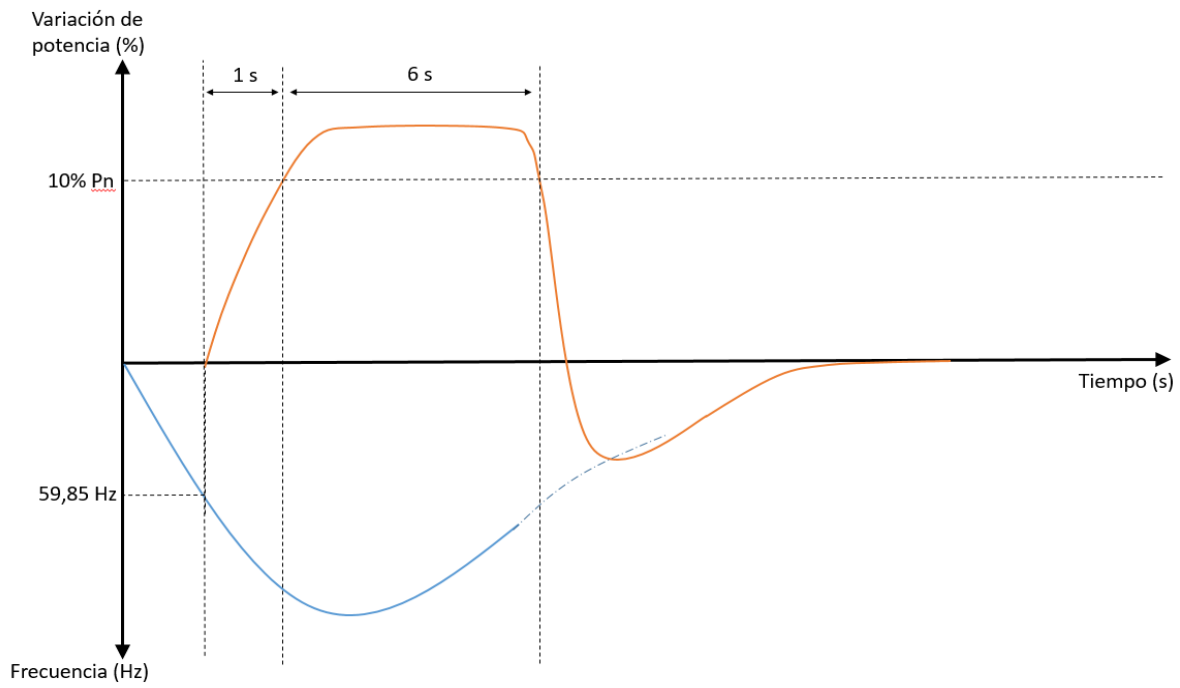


Figura 4-1. Curva propuesta aporte de emulación de inercia

PROPO



## 4.3 Requerimiento de rampas operativas de entrada y salida

### 4.3.1 Situación

Cambios simultáneos a gran velocidad en el aumento o disminución de los valores de producción de las plantas de generación pueden excitar oscilaciones y ocasionar posibles excursiones de la frecuencia fuera de la banda operativa normal. Para limitar las variaciones simultáneas de generación se deben definir rampas operativas de entrada y de salida de la generación que se conecta al SIN, las cuales no están definidas en la regulación vigente.

### 4.3.2 Propuesta para todas las fuentes de generación

Con el fin de evitar eventos de frecuencia en el SIN y mantener la seguridad del sistema, se requiere que el valor de rampa operativa para los arranques y paradas de las unidades de generación que se conectan al SIN, esté entre el 0.1 % y el 14 % de la potencia nominal de la planta, en MW/min.

- Este requerimiento aplica siempre que esté disponible el recurso primario de generación.
- Este parámetro debe poder configurarse dependiendo de las condiciones del sistema.
- Estos valores deben ser ajustados en cada generador en coordinación con el CND, de acuerdo con las condiciones operativas, con el fin de mantener la seguridad y confiabilidad del SIN.

El umbral superior para las rampas operativas de entrada y salida de las unidades de generación (14%), fue determinado teniendo en cuenta la planta más grande conectada al SIN (2400 MW) y fuentes no síncronas conectadas en una misma área (1500 MW), de forma que la salida o entrada de las mismas no ocasione un evento en frecuencia (por fuera del rango de 59.8 – 60.2 Hz). El umbral inferior (0.1%) se define considerando restricciones técnicas asociadas principalmente a unidades térmicas de ciclo combinado.

## 4.4 Control de voltaje

### 4.4.1 Situación

El control de voltaje es esencial para mantener la estabilidad del sistema de potencia y permitir la transferencia de potencia activa en la red de transporte del sistema de transmisión nacional y en los sistemas de transmisión regionales. El Código de Red actual establece que los generadores deben proveer control de tensión y de potencia reactiva de acuerdo a sus curvas de capacidad, no obstante, es necesario establecer los requerimientos mínimos de desempeño y de conexión necesarios de las unidades de generación para una operación segura, confiable y económica. De este modo, se debe buscar que todos los recursos de generación que se conecten al SIN puedan entregar y absorber potencia reactiva, de forma que efectivamente ayuden a controlar la tensión.

### 4.4.2 Propuesta para todas las fuentes de generación

Las fuentes de generación mayores o iguales a 5 MW deben poder controlar la tensión en forma continua en el rango operativo normal del punto de conexión, por medio de la entrega o absorción de potencia reactiva de acuerdo con su curva de carga declarada y según las consignas de operación definidas por el CND o por el operador de red según sea el caso, para esto, se deberán cumplir los siguientes requisitos:

- El regulador de voltaje deberá contar con los siguientes modos de control: tensión, potencia reactiva y factor de potencia.
- El regulador de voltaje deberá disponer de la opción de Droop configurable para limitar la interacción inestable con otros recursos conectados al mismo punto de conexión o en sub-estaciones cercanas.
- El control de potencia reactiva / tensión, debe ajustarse de tal manera que sea estable y que ante cualquier cambio en lazo abierto tipo escalón en la consigna de tensión, potencia reactiva o factor de potencia, la potencia reactiva de la planta tenga un tiempo de respuesta inicial menor a 2 segundos y un tiempo de establecimiento menor a 10 segundos.
- El ajuste del control de potencia reactiva / tensión debe ser reportado por el agente antes de las pruebas de puesta en servicio, de acuerdo a los tiempos definidos en el capítulo 5. El control de potencia reactiva / tensión debe ser reajustado en caso de que en la operación se identifiquen riesgos a la seguridad del SIN.

Las fuentes de generación menores a 5 MW deberán proporcionar soporte de reactivos en el punto de conexión mediante las funciones de control de potencia reactiva y control de factor de potencia, de acuerdo con su capacidad.



#### **4.4.3 Propuesta para las fuentes no síncronas**

Todas las plantas no síncronas con potencia nominal igual o superior a 100 MW, deben disponer de la funcionalidad de Amortiguamiento de Oscilaciones de Potencia (POD) y coordinar con el CND el ajuste de la misma. Esta función debe ser puesta en operación cuando se alcancen las condiciones de integración de fuentes de generación variable al SIN para la Etapa 3 definida en la sección 3.4.2.

### **4.5 Capacidad de potencia reactiva**

Todas las plantas de generación deben entregar al CND la curva de capacidad de generación de potencia reactiva (diagrama PQ). A continuación se detallan los requerimientos de absorción/entrega de potencia reactiva para los recursos mayores a 5 MW. Para los recursos menores a 5 MW, se detallarán los requerimientos mínimos en documentos posteriores.

#### **4.5.1 Propuesta para las fuentes síncronas**

Las fuentes síncronas mayores a 5 MW deberán cumplir a potencia nominal con un factor de potencia operativo de 0.9 en atraso y un factor de potencia operativo de 0.9 en adelanto. La generación de potencia reactiva para valores inferiores a la potencia nominal deberá obedecer a la corriente de rotor correspondiente y la absorción de potencia reactiva a valores inferiores a la potencia nominal deberá obedecer a los MVA del generador. En este último caso los valores de Q para potencias inferiores a la potencia nominal sólo podrán modificarse si se demuestra que la curva de estabilidad del generador es más restrictiva. Estos requerimientos están definidos a la tensión nominal en bornes del generador.

#### **4.5.2 Propuesta para las fuentes no síncronas**

Las curvas de capacidad de las fuentes no síncronas mayores a 5 MW deberán cumplir como mínimo con lo presentado en la Figura 4-2, para tensiones entre el rango normal de operación en el punto de conexión.

Cuando una planta no síncrona esté operando en valores de potencia inferiores al 5% de la capacidad nominal no habrá exigencia de entrega o absorción de potencia reactiva para control de tensión. Sin embargo, en esa condición la planta no debe exceder el 5% en aporte o absorción de potencia reactiva.

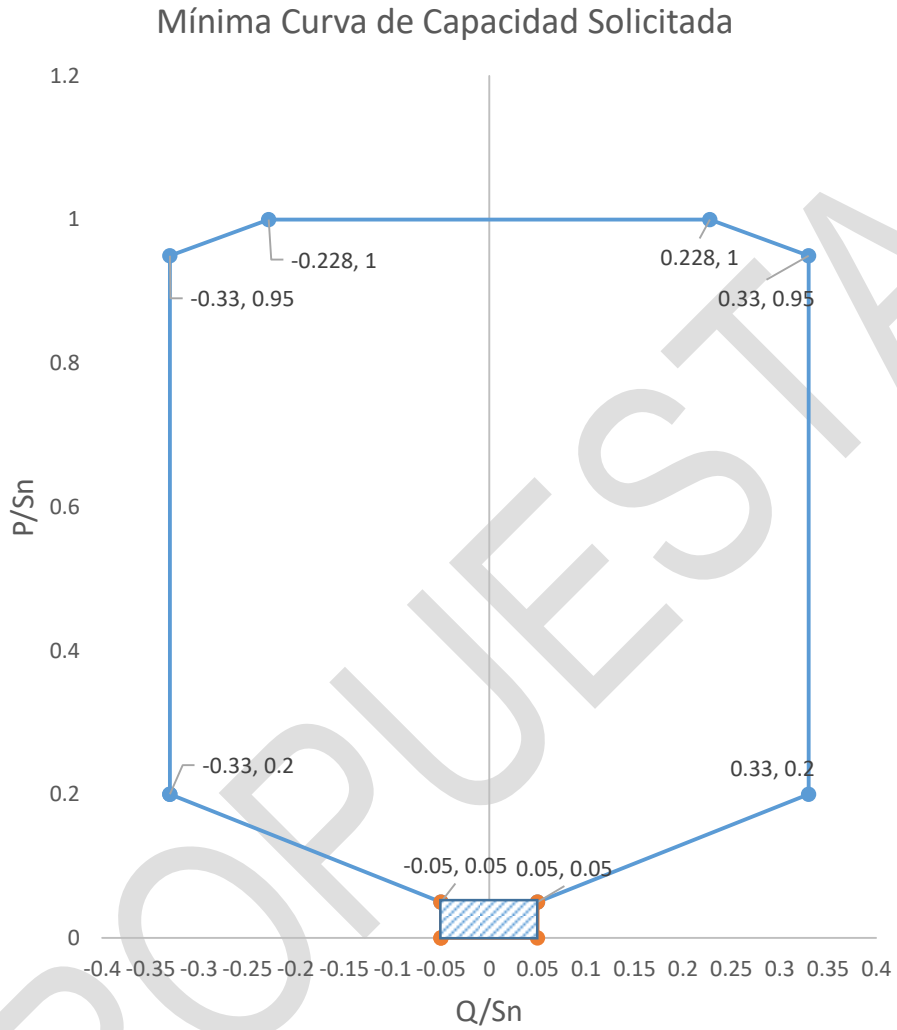


Figura 4-2. Curva de capacidad de las fuentes no síncronas



## 4.6 Soportabilidad ante huecos de tensión

### 4.6.1 Situación

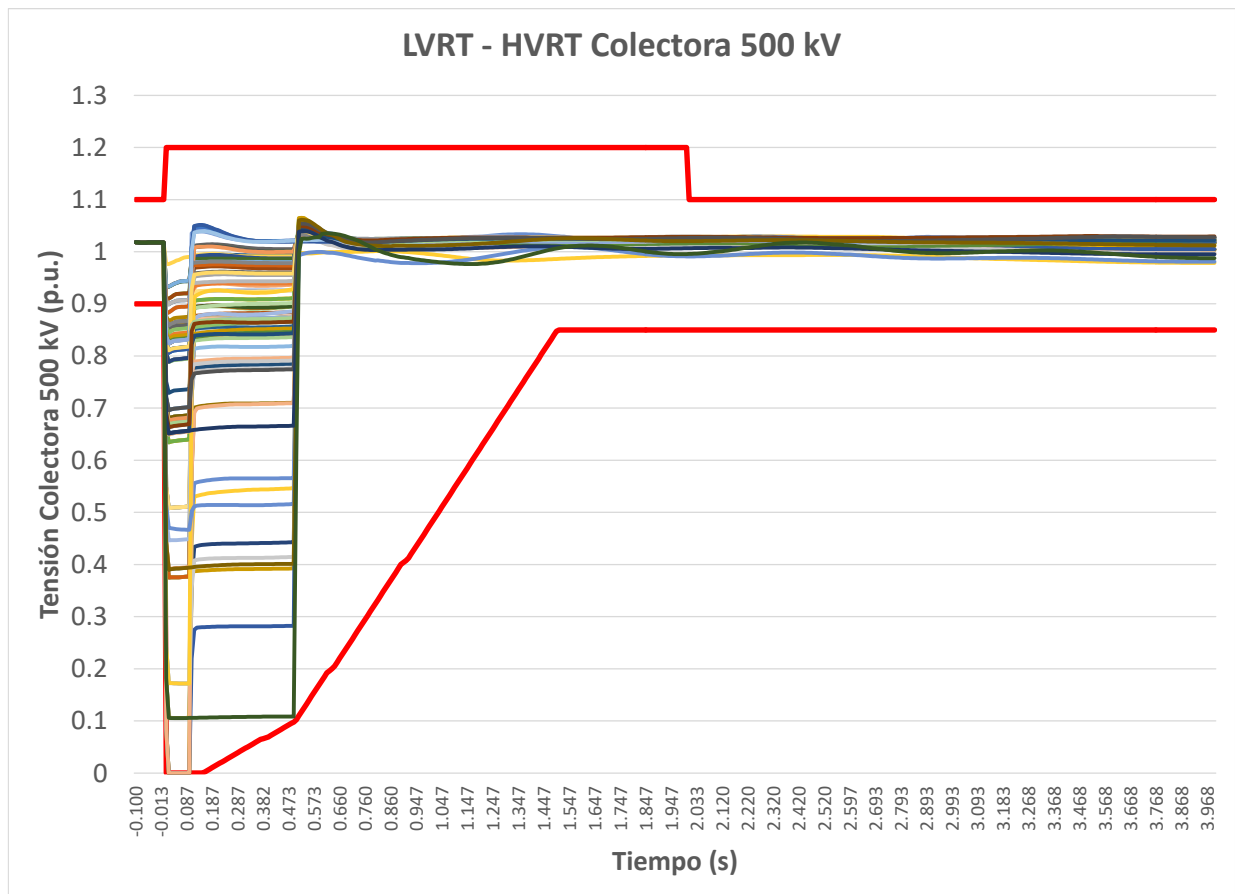
La capacidad de los sistemas de generación de mantener una operación continua durante y después de eventos que perturben el estado estacionario del sistema de potencia es fundamental para una operación segura y confiable. Para el caso del sistema colombiano, se evidencian riesgos en la operación si no se establecen requerimientos mínimos del desempeño esperado de los recursos de generación ante perturbaciones, en particular huecos de tensión ocasionado por corto circuitos. Esto podría ocasionar la pérdida simultánea de bloques de generación dentro de una misma área en caso de que las fuentes de generación se vean afectadas por el mismo hueco de tensión, poniendo en riesgo la operación confiable y segura del sistema.

### 4.6.2 Propuesta para fuentes no síncronas

Mediante el análisis de simulaciones dinámicas en el sistema colombiano se estudiaron las necesidades de soportabilidad de huecos de tensión que deberían tener los recursos de generación.

Los estudios dinámicos consistieron en la simulación de fallas trifásicas a tierra y bifásicas aisladas al 0% y al 100% de la longitud de los circuitos de transmisión del STN y STR en el modelo eléctrico del sistema interconectado nacional con la topología esperada de la red según el plan de expansión de la UPME 2016 -2030. Se consideraron tiempos típicos de despeje de la falla mediante actuación de la protección principal (150 ms) y de la protección de respaldo (500 ms). La variable a monitorear en las subestaciones del SIN durante las simulaciones dinámicas es la tensión fase – fase. Una vez realizadas las simulaciones dinámicas se propone una característica de LVRT que sea una envolvente de las tensiones en las barras del SIN ante los diferentes eventos simulados.

En la Figura 4-3, se muestra en rojo las curvas envolventes de LVRT y HVRT que deben de cumplir en el punto de conexión las fuentes no síncronas, adicionalmente se observa que el comportamiento de la tensión de todos los eventos simulados está contenido en esta envolvente.



**Figura 4-3.** Resultados de simulaciones dinámicas para determinar las curvas de LVRT y HVRT

Considerando los resultados expuestos anteriormente, se proponen las siguientes características para la soportabilidad LVRT y HVRT mostradas en la Figura 4-4, las cuales indican que no se permite la desconexión de fuentes de generación cuando el valor RMS del menor voltaje de línea en el Punto de Conexión se mantenga dentro de las líneas rojas.





**Figura 4-4. Característica de LVRT y HVRT – Fuentes no síncronas**

Adicional a lo anterior, las fuentes de generación no síncronas deben ser capaces de superar huecos de tensión sucesivos así:

- Para recursos eólicos, si la energía disipada durante los huecos de tensión no es mayor o igual a la capacidad nominal del recurso de generación durante dos segundos, contabilizada en una ventana móvil de 30 minutos.
- Para recursos solares fotovoltaicos, deben soportar huecos sucesivos separados por 30 segundos entre hueco y hueco.

El hueco de tensión se considera superado cuando la tensión de línea es mayor a 0.85 p.u. Una vez superado el hueco de tensión, la fuente de generación debe recuperar el 90% de la potencia activa que estaba suministrando antes del hueco en un tiempo no superior a 1 segundo.

## 4.7 Control rápido de corriente reactiva

### 4.7.1 Situación

Un soporte inadecuado de corriente reactiva reduce la probabilidad de una recuperación exitosa de las tensiones después de eventos. De otro modo, un soporte de corriente reactiva adecuado, previene la propagación de los huecos de tensión a lo largo del sistema de potencia y reduce el riesgo de tener inestabilidad de tensión o desconexión de grandes bloques de generación de forma simultánea.

La manera más efectiva de proporcionar un soporte dinámico de la tensión en el sistema, y del mismo modo evitar la desconexión no deseada de unidades de generación, es que las unidades de generación provean corriente reactiva suficiente para ayudar a la recuperación de la tensión. Por tanto, se realizaron estudios dinámicos en los cuales se simuló un corto circuito en diferentes puntos de la red y se comparó el resultado habilitando la opción de aporte adicional de corriente reactiva de las fuentes no síncronas. Los resultados se muestran en la Figura 4-5. De las simulaciones dinámicas se observa que al contar con un aporte adicional de corriente reactiva por parte de las fuentes no síncronas, el tiempo de recuperación de la tensión a los valores normales es menor (curva azul). Sin la opción de aporte adicional de corriente reactiva (curva amarilla), aumenta el riesgo de que las fuentes no síncronas se desconecten al no estar dentro de las curvas LVRT y HVRT (curvas rojas).

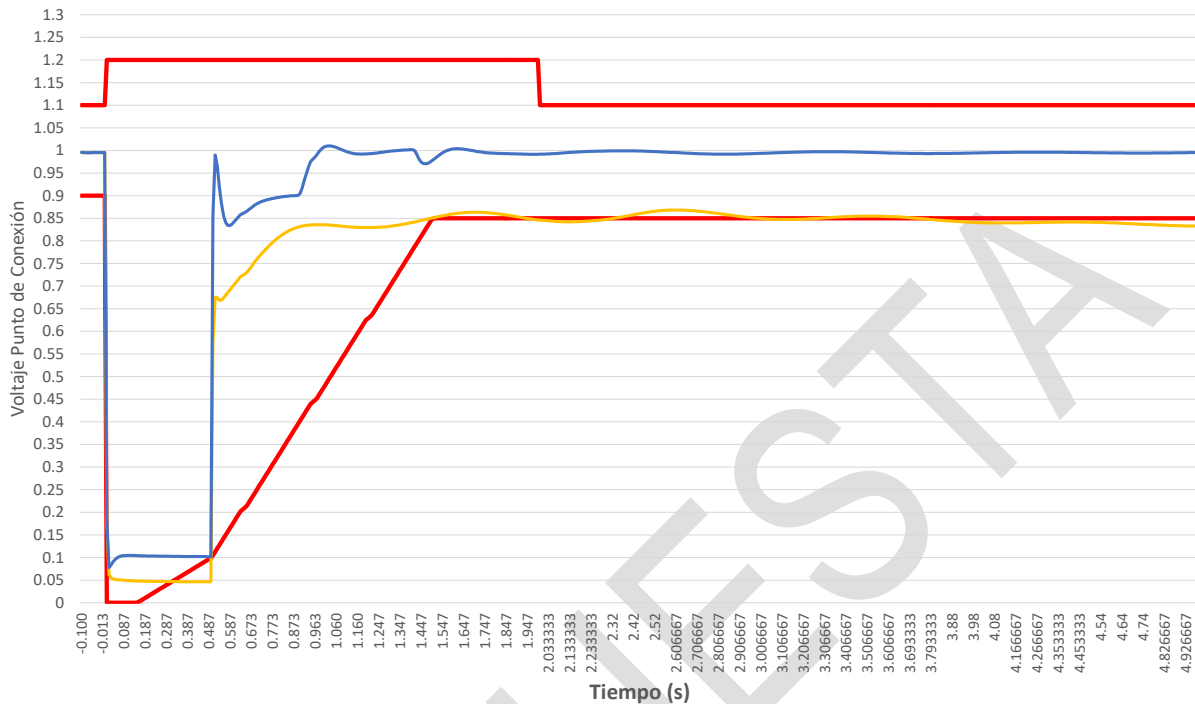


Figura 4-5. Sensibilidad a la inyección de corriente reactiva adicional

#### 4.7.2 Propuesta para las fuentes de generación no síncrona

Se propone que ante desviaciones de tensión que excedan los límites operativos de la tensión nominal en el punto de conexión, las fuentes de generación no síncrona mayores a 5 MW prioricen la inyección de corriente reactiva de forma que alcance un 90% del valor final esperado en menos de 50 ms, con una tolerancia del 20%. Los 50 ms consideran el tiempo necesario para calcular el valor RMS de la corriente. Se debe cumplir con la característica de la Figura 4-6 y los siguientes criterios:

- La pendiente  $k$  sea ajustable con valores entre 0 y 10.
- El aporte de potencia reactiva adicional se limitará al 100% de la corriente nominal del generador.
- La banda muerta corresponde al rango de operación normal de la tensión nominal del punto de conexión (0.9-1.1 p.u).
- El aporte de potencia reactiva adicional se debe mantener siempre que la tensión esté fuera del rango normal de operación.

- Se debe mantener un aporte de potencia reactiva por 500 ms después de que la tensión entre a la banda muerta manteniendo un aporte adicional proporcional a la desviación de la tensión con respecto al valor de referencia (1 p.u).

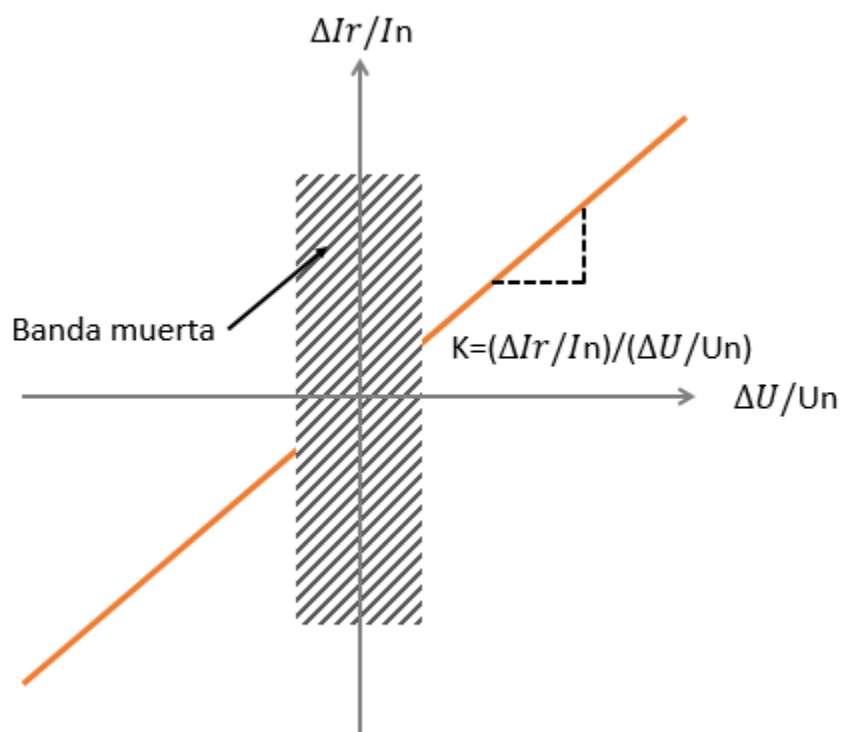


Figura 4-6. Característica de aporte adicional de corriente reactiva



## 4.8 Supervisión, Control y Comunicaciones

### 4.8.1 Situación

Debido a las características del sistema eléctrico colombiano y teniendo en cuenta el incremento de fuentes de generación variables en el SIN, es necesario revisar los criterios mínimos de supervisión y observabilidad. La supervisión de la generación conectadas al SIN, es uno de los mecanismos en tiempo real para manejar la variabilidad de los recursos, brindando conciencia situacional al operador y siendo insumo para la predicción de la producción de generación, como se expone en el capítulo 6.

Con esta propuesta se pretende actualizar los requisitos de supervisión y control del SIN, de tal forma que se incluyan las necesidades que deben ser ajustadas en la normatividad vigente, dotando al sistema con las herramientas necesarias para que el CND pueda operar el SIN de una forma confiable, segura y económica.

### 4.8.2 Propuesta supervisión

#### 4.8.2.1 Requerimientos supervisión para todas las fuentes de generación

Para la generación conectada al SIN se proponen los siguientes requisitos de supervisión:

- La generación conectada al SIN mayor a 0.1 MW deberá contar con supervisión, lo cual podrá realizar el CND de manera directa por medio de unidades terminales remotas (RTU) o de manera indirecta utilizando los protocolos de comunicación entre centros de control vigentes al momento de la integración o utilizando protocolos de comunicación y tecnologías comerciales vigentes que cumplan con estándares internacionales y que sean soportados por el centro de supervisión y control del CND.
- La generación conectada al SIN mayor a 5 MW deberá contar con equipos de telecomunicaciones, equipos para supervisión y control, instalados en un entorno que asegure las condiciones óptimas de operación de los mismos; además estos equipos deben quedar alimentados por circuitos redundantes que incluyan conexión a barra segura y que garanticen la operación continua de los equipos de comunicación y supervisión por al menos 6 horas. Lo anterior con el fin de asegurar la disponibilidad de todos los equipos en la cadena de comunicación y supervisión, ante fallas de servicio parcial o total en el SIN.

Los datos teledados de tiempo real se deben enviar al CND con una periodicidad menor o igual a 4 segundos y con las unidades y cifras decimales definidas por el CND. El agente debe asegurar la correcta sincronización de la estampa de tiempo de las señales enviadas al centro de control y supervisión del CND; el error máximo permitido no podrá exceder +/- 10 ms.

Los generadores conectados al SIN con una capacidad mayor o igual a 5 MW deberán disponer de supervisión sincrofasorial en el punto de conexión al SIN. En este punto se deben medir los fasores de voltajes y corrientes cumpliendo la norma IEEE C37.118.1-2011 o la que la sustituya.



La supervisión podrá ser realizada con una unidad de medición fasorial PMU o un equipo con funcionalidad sincrofasorial. El equipo utilizado para obtener los sincrofasores, no deberá compartir funciones de protección o núcleos a los cuales estén conectados elementos de protección. El envío de esta información deberá hacerse a través de un canal que se conecte con la red de comunicaciones sectorial (iSAACnet), con la periodicidad, confiabilidad y el protocolo definido por el CND. Para el caso de generadores no síncronos, de manera opcional los equipos de medición sincrofasorial podrán soportar el procesamiento de datos de variables meteorológicas.

#### **4.8.2.2 Requerimientos de control para todas las fuentes de generación**

La generación mayor a 5 MW deberá contar con posibilidades de control de acuerdo a los términos definidos en el literal 4.8.7, el cual lo podrá realizar el CND de manera directa por medio de unidades terminales remotas (RTU) o por sistemas de control digital que permitan el control distribuido de subestaciones y centrales, utilizando protocolos de comunicación y tecnologías comerciales vigentes que cumplan con estándares internacionales y que sean soportados por el centro de supervisión y control del CND. El control de la generación mayor a 5 MW también la podrá realizar el CND de manera indirecta utilizando los protocolos de comunicación entre centros de control vigentes al momento de la integración y que sean soportados por el centro de control del CND.

#### **4.8.3 Propuesta comunicaciones**

##### **4.8.3.1 Requerimientos comunicaciones para todas las fuentes de generación**

Para la generación conectada al SIN se proponen los siguientes requisitos para los sistemas de comunicaciones:

- Todas las fuentes de generación mayor a 5 MW conectada al SIN, deben contar dos canales comunicaciones, los cuales deben quedar configurados en esquema de alta disponibilidad con conmutación automática. El CND recibirá estos servicios de forma independiente en el centro de control principal y en el centro de control de respaldo. En el caso que se decida implementar una solución diferente a canales dedicados, el agente deberá garantizar los equipos que sean necesarios para el ingreso en la arquitectura de comunicaciones especificada por el CND. Si el agente cuenta con un centro de control de generación, podrá agrupar las señales teled medidas antes de enviarlas al centro control y supervisión del CND.
- El agente será responsable de implementar el canal principal y el CND será responsable de implementar el canal alternativo. El agente deberá garantizar que el canal principal sea compatible con los esquemas de alta disponibilidad definidos por el CND para sus servicios de telecomunicaciones. Adicionalmente, la ruta física del canal principal debe ser diferente al canal que contrate el CND.
- Se debe garantizar una disponibilidad mínima mensual del 99% en el canal de comunicación principal entre el CND y los generadores conectados al SIN.
- Todos los generadores conectados al SIN, deben estar continuamente integrados a la red de comunicaciones de voz operativa del CND mediante un enlace punto a punto



principal y uno de respaldo, ya sea directamente, o a través del centro de control de generación que se encargue de la coordinación operativa de dicho generador.

#### 4.8.4 Propuesta calidad y disponibilidad de los datos

##### 4.8.4.1 Requerimientos calidad y disponibilidad para todas las fuentes de generación

El CND hará seguimiento a la calidad y disponibilidad de los datos teledados de las plantas conectadas al SIN. En caso de detectarse errores o problemas con las señales, el agente tiene la obligación de realizar las correcciones o los ajustes que se requieran, para garantizar la confiabilidad de la información. Para las variables análogas, los criterios de calidad se listan a continuación y se definieron teniendo en cuenta las recomendaciones dadas por la norma IEEE C57.13<sup>5</sup>, ver Tabla 4-5.

- Adicionalmente, para variables análogas y digitales se tendrán en cuenta como criterio de confiabilidad las banderas de calidad con las que estas señales lleguen al centro de control del CND, ver Tabla 4-6.

Variable	Máx. Error Permitido
P	2%
Q	4%
I	1%
V	1%

Tabla 4-5. Criterios de calidad variables análogas

<sup>5</sup> IEEE Standard Requirements for Instrument Transformers



<b>Bandera Calidad</b>	<b>Tipo Variable</b>	<b>Criterio</b>	<b>Comentario</b>
Actual	Análoga - Digital	Buena	La señal llega actualizada al centro de control
No renovado	Análoga - Digital	Mala	La señal no llega al centro de control
Entrada manual	Análoga - Digital	Mala	La señal llega con esta calidad desde la fuente
Inválido	Análoga	Mala	La señal llega con esta calidad desde la fuente
Actual/Indeterminado	Digital	Mala	La señal al llega actualizada al centro de control, pero con un estado no determinable

**Tabla 4-6. Banderas de calidad variables análogas y digitales**

#### **4.8.5 Cálculo de la calidad de las mediciones de potencia activa enviadas al CND**

##### **4.8.5.1 Situación**

En la actualidad, no existen normas estrictas de presión y calibración para garantizar que la información enviada al sistema SCADA del CND posea las características de precisión necesarias para soportar los procesos de pronóstico de generación y demanda necesarios durante la operación real del sistema.

##### **4.8.5.2 Propuesta para el reporte de la calidad de las telemidas de potencia.**

Mensualmente, el CND calculará el error relativo mensual entre la energía horaria media con los datos suministrados por los agentes en tiempo real calculada como la integral sobre la hora de los datos de potencia supervisados por medio del sistema SCADA del CND y los datos de contadores enviados por los agentes al ASIC para efectos de liquidación de cada una de las fronteras comerciales.

En caso de que el cálculo anterior sea superior al 5%, el CND informará a los agentes responsables los incumplimientos en la validación de la calidad de las telemidas de potencia para que estos tomen las acciones necesarias. Si durante 2 meses continuos se presentan problemas con las mediciones, el CND informará a quien designe la CREG para los fines pertinentes.



#### 4.8.6 Propuesta señales mínimas a supervisar

El agente debe poner a disposición del CND todas las variables monitoreadas en su sistema de supervisión y control; el CND definirá si requiere intercambiar señales adicionales a las mínimas obligatorias. Si el agente cuenta con estaciones de medición hidrometeorológicas<sup>6</sup>, el CND podrá solicitar esas variables para integrarlas ya sea a su sistema de supervisión y control o a cualquier otro de sus sistemas de información.

El agente debe contar como mínimo con las señales que se listan a continuación.

##### 4.8.6.1 Señales mínimas a supervisar para todas las fuentes de generación

###### Datos generales

- Potencia activa
- Potencia reactiva
- Voltaje línea - línea
- Corriente fase
- Posición/estado de los equipos de conexión (seccionadores e interruptores, tap's de transformadores elevadores, etc.) a la red asociado a los generadores.

###### Datos de control:

- Estado de la función de control de frecuencia
- Valor de la consigna de control de P y Q
- Valor consigna de control de voltaje
- Valor consigna factor de potencia

##### 4.8.6.2 Información adicional para fuentes no síncronas

###### Datos de disponibilidad:

- Generación máxima posible (teniendo en cuenta las variables meteorológicas y la disponibilidad de los molinos o arreglos de paneles solares en tiempo real)
- Porcentaje de plantas disponibles para generación

---

<sup>6</sup> Aplica para generación solar, eólica, pequeñas centrales hidráulicas y filo de agua.

#### 4.8.7 Propuesta control de equipos

Con el fin de implementar el escenario de planeación y control operativo de último minuto descrito en el capítulo 6.7, es necesario disponer de las siguientes posibilidades de control:

- Todos los generadores mayores o iguales a 20 MW y aquellos mayores a 5 MW que el CND estime conveniente, deben tener la capacidad de recibir al menos una consigna de potencia con una periodicidad que dependerá del ciclo que se tenga definido para el control automático de generación en el centro de control del CND (4 a 10 segundos). Para esto, los generadores deberán estar en capacidad de recibir consignas de forma automática desde el CND, informar automáticamente la recepción de dichas consignas y ejecutar las consignas mediante los respectivos sistemas de control. En todo caso, los agentes operadores de estos equipos serán responsables de la ejecución de estas consignas y de las desviaciones que se generen producto de su incumplimiento.
- El CND debe tener la posibilidad de ejercer control automático sobre los lazos de control de voltaje de todos los equipos que realizan control dinámico de potencia reactiva en el SIN en toda la banda factible de operación. Para esto, los equipos para el control dinámico de potencia reactiva como unidades/recursos de generación mayores a 5 MW, SVC's, FACT's, STATCOM u otros deberán estar en capacidad de recibir consignas de forma automática desde el CND, informar automáticamente la recepción de dichas consignas y ejecutar las consignas mediante los respectivos sistemas de control. En todo caso, los operadores de estos equipos serán responsables de la ejecución de estas consignas, las cuales deberán ser ejecutadas al menos un minuto después de ser enviadas por el CND. El CND realizará un seguimiento mensual del cumplimiento de estas consignas, e informará los resultados de este seguimiento a quien defina la CREG.
- El CND debe tener la posibilidad de ejercer control automático para la conexión y desconexión de equipos de compensación del SIN. Para esto, los equipos de compensación deberán estar en capacidad de recibir consignas de forma automática desde el CND ya sea directamente o a través de un sistema VQC, informar automáticamente la recepción de dichas consignas y ejecutar las consignas mediante los respectivos sistemas de control. En todo caso, los operadores de estos equipos serán responsables de la ejecución de estas consignas, las cuales deberán ser ejecutadas al menos un minuto después de ser enviadas por el CND. Las consignas que no sean ejecutadas en los tiempos previstos, se consideran como indisponibilidades que afectarán los índices de calidad del activo.
- El CND debe tener la posibilidad de ejercer control automático para el movimiento de cambiadores de tomas de transformadores del STN y de conexión al STN con capacidad de mover el cambiador de tomas bajo carga. Para esto, los transformadores deberán estar en capacidad de recibir consignas de forma automática desde el CND ya sea directamente o a través de un sistema VQC, informar automáticamente la recepción de dichas consignas y ejecutar las consignas mediante los respectivos sistemas de control. En todo caso, los operadores de estos equipos serán responsables de la ejecución de estas consignas las cuales deberán ser ejecutadas al menos un minuto después de ser enviadas por el CND. Las consignas que no sean ejecutadas en los tiempos previstos,



se consideran como indisponibilidades para efectos del cálculo de índices de calidad del activo.

#### 4.8.8 Propuesta requerimientos de supervisión de variables hidrometeorológicas

Las fuentes no síncronas, las pequeñas centrales hidráulicas, y las centrales hidráulicas a filo de agua mayores o iguales a 5 MW, deben contar con sistemas de monitoreo de las variables meteorológicas y/o hidrológicas en el sitio de la planta y con sistemas que permitan la transmisión de sus datos al CND cada 30 segundos o menos. Esta transmisión se debe realizar usando los protocolos que defina el CND. Además, deben garantizar que los sistemas de monitoreo estén en operación por lo menos el 99% del tiempo, cumpliendo con los criterios de calidad de las medidas establecidos por el CND y cumpliendo con estándares nacionales e internacionales de calidad en su instalación, calibración, y mantenimiento, de tal forma que se garantice la calidad de la información. Las variables meteorológicas que se reporten en tiempo real al CND deben ser representativas de las condiciones de las plantas y deben permitir estimar su potencia.

Los modelos que use el CND para estimar la potencia, a partir de las variables meteorológicas e hidrológicas, se ajustarán a las condiciones propias de las plantas y se calibrarán con datos meteorológicos y eléctricos obtenidos en tiempo real, con el fin de obtener los mejores pronósticos posibles. Por lo anterior, los modelos usados por el CND, si bien deben ser consistentes, no necesariamente deben coincidir con aquellos definidos en la normatividad para el cálculo de la ENFICC de las plantas no síncronas.

En este documento se detallan los requisitos mínimos de monitoreo meteorológico e hidrológico con los que las plantas deben cumplir. Además, se detallan algunas de las variables meteorológicas e hidrológicas adicionales que las plantas pueden transmitir en tiempo real al CND con el objetivo de mejorar los pronósticos de su producción. La transmisión de estas variables adicionales es opcional y requiere el visto bueno del CND.

##### 4.8.8.1 Mediciones plantas eólicas

Todas las plantas eólicas mayores o iguales a 5 MW deben monitorear y transmitir al CND las variables listadas en la Tabla 4-7.

Variable	Unidad	Altura del sensor
Velocidad del viento	Metros por segundo [m/s]	Altura de buje
Dirección del viento	Grados relativos al norte geográfico [grados]	Altura de buje

**Tabla 4-7. Variables meteorológicas mínimas que se deben monitorear en las plantas eólicas**

Las variables de la Tabla 4-7 son las mínimas necesarias para estimar la potencia de las plantas eólicas. La velocidad del viento permite estimar la potencia de la planta. La dirección del viento es necesaria ya que, debido a efectos topográficos, ésta influye en la potencia entregada para una velocidad del viento dada.

Las plantas eólicas tienen la opción de transmitir al CND, con previo acuerdo de este, variables adicionales que permitan mejorar sus estimaciones de potencia. Las variables que se prevé que pueden mejorar estas estimaciones se detallan en la Tabla 4-8. Entre ellas, la humedad, temperatura y la presión atmosférica que son necesarias para calcular la densidad del aire.

Variable	Unidad	Altura del sensor
Velocidad del viento (otros puntos de medida)	Metros por segundo [m/s]	Diferentes alturas
Dirección del viento (otros puntos de medida)	Grados relativos al norte geográfico [grados]	Diferentes alturas
Temperatura ambiente	Grados centígrados [°C]	Altura de buje o 2m
Humedad relativa	Porcentaje [%]	
Presión atmosférica	Hectopascales [hPa]	

**Tabla 4-8. Variables meteorológicas opcionales para plantas eólicas**

**4.8.8.2 Mediciones plantas fotovoltaicas**

Todas las plantas solares mayores o iguales a 5 MW deben monitorear y transmitir al CND las variables listadas en la Tabla 4-9

Variable	Unidad	Altura del sensor
Irradiación global horizontal	Vatios por metro cuadrado [W/m <sup>2</sup> ]	Altura de los módulos

Temperatura ambiente	Grados centígrados [°C]	Altura de los módulos
----------------------	-------------------------	-----------------------

**Tabla 4-9. Variables mínimas que se deben monitorear en puntos de medición de plantas fotovoltaicas**

Las variables de la Tabla 4-9 son las mínimas necesarias para estimar la potencia de las plantas solares. La irradiación incide directamente en su generación, mientras la temperatura incide en su eficiencia.

Las plantas solares tienen la opción de transmitir al CND, con previo acuerdo de este, variables adicionales que permitan mejorar las estimaciones de potencia. Las variables que se prevé que pueden mejorar estas estimaciones se detallan en la Tabla 4-10:

Variable	Unidad	Altura del sensor
Irradiación global horizontal (otros puntos de medida)	Vatios por metro cuadrado [W/m <sup>2</sup> ]	Altura de los módulos
Temperatura ambiente (otros puntos de medida)	Grados centígrados [°C]	Altura de los módulos
Irradiación en el plano del panel fotovoltaico	Vatios por metro cuadrado [W/m <sup>2</sup> ]	Altura de los módulos
Temperatura posterior del panel fotovoltaico	Grados centígrados [°C]	Altura de los módulos
Velocidad del viento	Metros por segundo [m/s]	Altura de los módulos
Dirección del viento	Grados relativos al norte geográfico [grados]	Altura de los módulos
Humedad relativa	Porcentaje [%]	Altura de los módulos

**Tabla 4-10. Variables meteorológicas opcionales para plantas solares**

#### 4.8.8.3 Mediciones pequeñas centrales hidráulicas y filo de agua

Todas las pequeñas centrales hidráulicas y las centrales a filo de agua mayores o iguales a 5 MW deben monitorear y transmitir al CND las variables listadas en la Tabla 4-11.

Variable	Unidad
Caudal afluente al proyecto	Metros cúbicos por segundo [m <sup>3</sup> /s]
Cabeza de presión o nivel del embalse	Metros [m]

**Tabla 4-11. Variables mínimas que se deben monitorear en las pequeñas centrales hidráulicas y filo de agua**

Las pequeñas centrales hidráulicas y las centrales a filo de agua tienen la opción de transmitir al CND, con previo acuerdo de este, variables meteorológicas e hidrológicas adicionales que permitan mejorar las estimaciones de potencia. Las variables que se prevé que pueden mejorar estas estimaciones se detallan en la Tabla 4-12.

Variable	Unidad	Altura del sensor
Caudal instantáneo en la cuenca propia	Metros cúbicos por segundo [m <sup>3</sup> /s]	N/A
Caudal instantáneo de aportes provenientes de otras cuencas	Metros cúbicos por segundo [m <sup>3</sup> /s]	N/A
Precipitación sobre la cuenca	Milímetros [mm]	2 metros
Temperatura ambiente en la cuenca	Grados centígrados [°C]	2 metros
Humedad relativa en la cuenca	Porcentaje [%]	2 metros

**Tabla 4-12. Variables hidrológicas y meteorológicas opcionales para pequeñas centrales hidráulicas y las centrales a filo de agua.**



## 4.9 Protecciones

### 4.9.1 Situación

El objetivo más importante de los sistemas de protección es detectar fallas y fenómenos eléctricos adversos que comprometen la operación segura y confiable de un sistema eléctrico de potencia, llevando éste a puntos de operación por fuera de los rangos normales. Los sistemas de protección deben cumplir con criterios de rapidez, seguridad, confiabilidad y selectividad. El tiempo máximo para despeje de fallas considera la detección de la falla, actuación de los relés de protección y extinción del arco al interior de las cámaras del interruptor de potencia.

La estabilidad de un sistema de potencia puede verse afectada por una falla no despejada rápida y selectivamente, por lo que un adecuado despeje de fallas eléctricas, en el generador y en los equipos asociados al punto de conexión, contribuye a preservar la estabilidad del SIN y mantener el suministro de energía al usuario final cumpliendo estándares de calidad, confiabilidad y seguridad.

### 4.9.2 Propuesta para todas las fuentes de generación

#### 4.9.2.1 Equipo de interrupción

Toda conexión al SIN de un sistema de generación debe disponer de interruptores de potencia capaces de interrumpir la máxima corriente de corto circuito, en el punto de conexión, que garanticen un despeje en un tiempo máximo de 150 ms. El tiempo máximo para despeje de fallas considera la detección de la falla, actuación de los relés de protección y extinción del arco al interior de las cámaras del interruptor de potencia.

Adicionalmente, todo sistema de generación mayor a 5 MW conectado al SIN deberá disponer de una protección tipo falla interruptor (ANSI 50BF) la cual deberá ser implementada en un equipo independiente de las protecciones propias de la bahía de generación.

#### 4.9.2.2 Sistemas de protección

Se deberán instalar sistemas de protecciones capaces de detectar fallas materializadas en las instalaciones de los sistemas de generación y demás activos en el punto de conexión. Como mínimo estos sistemas de protección deberán proteger al generador y sus activos de conexión contra sobrecorrientes, fallas a tierra, fallas entre fases y fallas tipo serie o de conductor abierto.

Es responsabilidad del agente representante del recurso de generación garantizar que todos los equipos de su instalación se encuentren correctamente protegidos para satisfacer los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad durante la operación del SIN. Adicionalmente, en el punto de conexión se deben cumplir los siguientes requisitos:

- Para tensiones en el punto de conexión menores a 0.85 p.u. del valor nominal de la tensión, los sistemas de generación deberán permanecer conectados al sistema de



potencia al menos durante 20 segundos. Para temporizaciones superiores a 20 segundos, en coordinación con el CND, se permitirá desconexión opcional de las unidades de generación por operación de las protecciones de baja tensión, según requerimientos operativos del sistema.

- Para tensiones en el punto de conexión superiores a 1.25 p.u. del valor nominal de la tensión, los sistemas de generación deberán permanecer conectados al sistema de potencia al menos durante 500 milisegundos. Para temporizaciones superiores a 500 milisegundos, en coordinación con el CND, se permitirá desconexión de las unidades de generación por operación de las protecciones de alta tensión, según requerimientos operativos del sistema.
- Se deberá disponer de protecciones de baja y sobre frecuencia ajustadas según requerimientos operativos del sistema.
- Para evitar islas indeseadas en el SIN, todo sistema de generación mayor a 0.1 MW y menor a 5 MW conectado al SIN deberá disponer de una protección anti-isla, la cual no deberá de ser tipo Vector Shift. Para sistemas de generación mayores a 5 MW se deberá coordinar con el operador de red la conveniencia de habilitarse esta función, en caso de requerirse esta protección deberá ser de tipo Intertrip.
- Se deberá disponer de una protección de voltaje de desplazamiento del neutro (Voltage Displacement Neutral – VDN por sus siglas en inglés) para conexiones mediante transformadores delta-estrella, con delta en el lado de alta.
- Se deberá disponer de Relé de verificación de sincronismo con chequeo de tensión y frecuencia en las tres fases.

Los relés de protección instalados en los sistemas de generación y punto de conexión deben cumplir con los siguientes atributos:

- Disponer de dos relés de protección principales de principio de operación diferente y de diferente fabricante instalados en los activos de conexión con el SIN.
- Disponer de registradores o sistemas de registros oscilográficos. Estos equipos deben proveer los registros en formato COMTRADE con las señales análogas de tensión y corriente de fase. Deben proveer las señales digitales de actuación de los sistemas de protecciones. Además, deberán disponer de señales análogas de potencia activa, reactiva y frecuencia.
- Disponer de registros oscilográficos con tiempo mínimo de prefalla de 1 segundo y de posfalla de 3 segundos, además contar con una resolución mínima de muestreo de 1 KHz y estar disponibles por un periodo mínimo de tres meses. La sincronización de los registros oscilográficos deberá ser de +/-10 ms.

#### 4.9.2.3 Coordinación de protecciones:

La elaboración del estudio de ajuste y coordinación de protecciones es responsabilidad del agente representante del recurso de generación que se conectará al SIN. El estudio deberá evaluar los esquemas de protecciones existentes en el área de influencia del proyecto y validar que los mismos permitan dar cumplimiento con los tiempos de despeje de fallas requeridos en la regulación vigente, en caso de que identifiquen posibles incumplimientos por la conexión del





nuevo proyecto, se deberá proponer al agente operador de red o transportador nacional que corresponda, las características técnicas de los esquemas de protección requeridos para prevenir desconexiones indeseadas de los generadores y/o demás elementos en el área de influencia.

Los ajustes de los equipos de protección en el punto de conexión durante la puesta en servicio del proyecto y/o modificaciones futuras, deberán ser coordinadas entre generador, operador de red o transportador nacional (según aplique) y el CND. Además, todo ajuste y/o modificación de las protecciones del punto de conexión deberá ser aprobado por el operador de red o transportador nacional responsable de otorgar la conexión.

#### 4.9.2.4 **Servicios Auxiliares:**

Todo sistema de generación debe disponer de fuentes de alimentación de corriente directa redundantes con autonomía suficiente para operar los equipos de potencia de la subestación y sus sistemas de protecciones ante la pérdida de la alimentación principal del sistema de control de la subestación, y deberán estar disponibles para alimentar los sistemas de protección para actuar ante condición de falla en el elemento protegido. Las fuentes de alimentación principal de corriente directa deberán ser independientes de la subestación en el punto de conexión.

#### 4.9.2.5 **Sistema de puesta a tierra:**

El diseño de la puesta a tierra al cual se encuentra conectado un sistema de generación tiene un impacto significativo en el desempeño de la protección de falla a tierra de la instalación del generador, por tanto, se deberá disponer de un sistema de puesta a tierra que permita un adecuado despeje de fallas y evite que se presenten corrientes circulantes de secuencia cero durante las fallas.

El operador de red o transmisor nacional, que otorgan el punto de conexión, tienen la responsabilidad de asegurar que la conexión de cualquier sistema de generación no afecte la operación del SIN. Por tanto, el diseño de la puesta a tierra deberá ser avalado por el operador de red o transportador nacional.

#### 4.9.2.6 **Equipos de registro de eventos:**

Todo sistema de generación debe disponer de registro cronológico de eventos (SOE), según anexo CC.6 del Código de Conexión actual, resolución CREG 025 de 1995, y debe estar integrado al registrador de eventos o sistema de registro de eventos instalado en el punto de conexión, cumpliendo lo establecido en el anexo CC.5 del Código de Conexión. La información técnica asociada a las protecciones, SOE y registros de oscilográficos, deberá estar sincronizada con un error máximo de +/- 10 ms.



#### **4.9.3 Requisitos para los generadores síncronos.**

Todo sistema de generación mayor a 1 MW deberá disponer de protecciones de pérdida de paso ajustadas según requerimientos técnicos de las unidades de generación, la cual debe enviar disparo luego de ciclo y medio de identificado el deslizamiento de polos.

PROPUESTA

## 5. REQUERIMIENTOS DE INFORMACIÓN Y PROCEDIMIENTOS

### 5.1 Requerimientos de información básica para la entrada en servicio de las fuentes de generación

El promotor del proyecto o el agente que lo representa es el responsable de reportar al CND de acuerdo con los plazos establecidos en el numeral 5.3, los requerimientos de información que se listan a continuación:

1. Información básica del proyecto
2. Información técnica
3. Diagramas unifilares
4. Modelos de simulación eléctrica
5. Gráficos y diagramas
6. Estudios y señales disponibles de SOE
7. Supervisión
8. Reporte de inicio de pruebas
9. Certificados de la instalación
10. Declaración de entrada en operación comercial
11. Curvas características de la funcionalidad LVRT y HVRT<sup>7</sup>.

En la Figura 5-1 y en la Tabla 5-2 se muestra el procedimiento y los plazos que se deben cumplir para la puesta en operación de proyectos de generación ante el CND.

Esta información será utilizada por el CND para incorporar el proyecto a los procesos de Planeación, Coordinación y Supervisión Operativa. A continuación, se describen los requerimientos de documentación listados anteriormente:

---

<sup>7</sup> Aplica para fuentes no síncronas

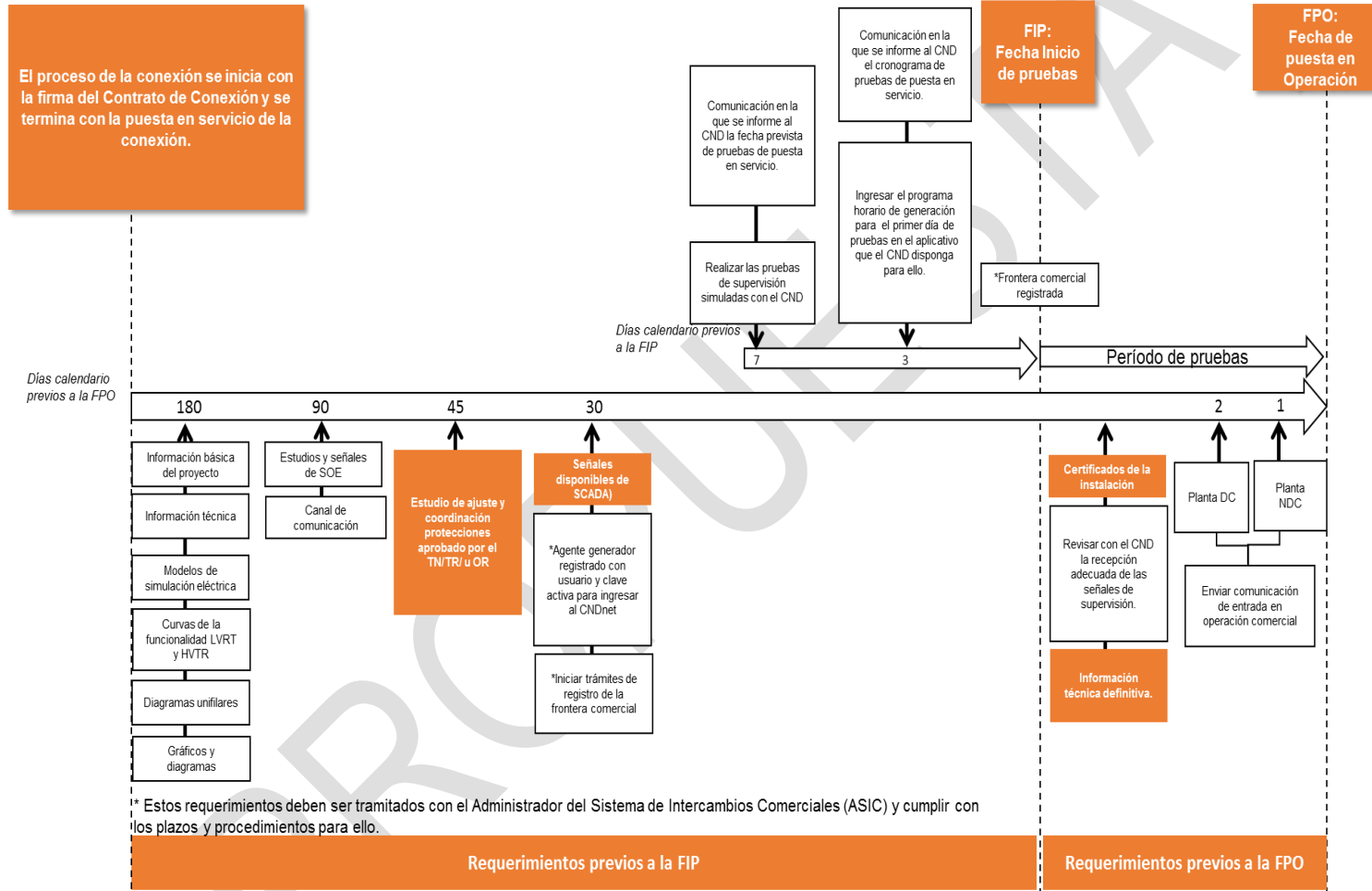


Figura 5-1. Procedimiento y plazos para la puesta en operación de proyectos de generación ante el CND

### 5.1.1 Información básica del proyecto

Previo a la entrada en operación, debe suministrarse al CND como mínimo la siguiente información básica del proyecto, según los tiempos indicados en la Tabla 5-2.

- Nombre del proyecto de generación
- Descripción del proyecto
- Capacidad Efectiva Neta
- Fecha de puesta en operación

### 5.1.2 Información técnica

Para la realización de estudios de planeamiento operativo eléctrico y energético debe suministrarse al CND la información técnica del proyecto de generación utilizando la herramienta o los formatos que el CND disponga para ello y cumpliendo con los tiempos indicados en la Tabla 5-2.

#### 5.1.2.1 Propuesta para fuentes de generación no síncronas

Los generadores a partir de fuentes de generación no síncrona deben reportar la información técnica que se encuentra en el capítulo 4, el cual hace parte integral de este documento.

### 5.1.3 Diagramas unifilares

Previo a la entrada en operación, deben suministrarse los siguientes diagramas unifilares, cumpliendo con los tiempos indicados en la Tabla 5-2.

- Diagrama unifilar del área de influencia del proyecto.
- Diagrama unifilar donde se observe la conexión general del proyecto de generación.
- Si el proyecto de generación se conecta a nivel del SDL, se deberá enviar un diagrama unifilar donde se observe la subestación del STR o STN en la que se debe reflejar la generación junto con el circuito equivalente del modelo (generador y carga) para incluirlo en el modelo eléctrico del CND.



## **5.1.4 Modelos de simulación eléctrica**

### **5.1.4.1 Modelos de simulación eléctrica preliminares**

Previo a la entrada en operación, deben reportarse al CND los modelos preliminares del generador y sus controles asociados para los estudios de simulación RMS y EMT en las herramientas utilizadas por este, los cuales deben estar descriptados (si es necesario se firmarán acuerdos de confidencialidad con el fabricante). Estos modelos de simulación deben reflejar el comportamiento real de todo el proyecto de generación en el punto de conexión. Deben contener información sobre la estructura, los parámetros del generador y controles asociados que permitan determinar su impacto en el comportamiento en estado estacionario, transitorio y dinámico del sistema. Estos modelos se deben de suministrar al CND cumpliendo con los tiempos indicados en la Tabla 5-2.

### **5.1.4.2 Modelos de simulación eléctrica validados**

En los 30 días posteriores a la entrada en operación del proyecto, los agentes representantes de la generación que se conecte al SIN deben entregar los modelos de simulación RMS y EMT detallados, los cuales deben ser validados en las herramientas utilizadas por el CND. Los modelos deben estar descriptados (si es necesario XM deberá firmar acuerdos de confidencialidad con el fabricante) y cumplir con los siguientes criterios:

- Los modelos validados del generador y sus controles asociados, deben representar el comportamiento estático, transitorio y dinámico del generador. Estos modelos deben incluir todas las funciones de control, cumpliendo con los criterios de calidad definidos por el CND. Los modelos deben ser suministrados en la forma de diagramas de bloques en el dominio de Laplace considerando las funciones matemáticas y lógicas que identifican los elementos modelados.
- Los agentes representantes de la generación que se conecte al SIN adicionalmente deben reportar un informe donde se muestre la respuesta real del generador y la del modelo en condiciones de carga mínima, media y máxima donde se evalúen todas las funciones de control disponibles. En este informe se debe incluir descripciones de las funciones de los elementos principales y descripción detallada de los componentes individuales y los parámetros asociados.
- Como mínimo, los modelos deben ser útiles en el rango de frecuencias de 57 a 63 Hz y en el rango de tensión de 0 – 1.2 p.u y deben ser aplicables a estudios de estabilidad RMS (ángulo de rotor, frecuencia y tensión) y estudios de pequeña señal (análisis modal).
- El modelo de simulación debe ser numéricamente estable y poder inicializarse sobre la base de una solución de flujo de carga sin iteraciones posteriores.
- Los modelos se deben desempeñar adecuadamente en sistemas independiente de la relación de corto circuito del punto de conexión.
- Los modelos de simulación deben poder utilizarse para evaluar el desempeño de la planta durante fallas asimétricas.



- En caso de que se produzcan cambios en el ajuste o estructura del generador cuando el mismo opere en red aislada, se debe enviar el modelo validado correspondiente al CND.
- Ante modernizaciones de un elemento que afecte la respuesta del generador o sus controles, el agente propietario deberá enviar el modelo actualizado del elemento o elementos modernizados, dentro de los 30 días posteriores a la modernización incluyendo las pruebas realizadas que demuestran que los modelos representan el desempeño requerido del sistema.
- La validez de los modelos puede ser verificada por el CND cuando este lo considere necesario utilizando registros operativos. Asimismo, los agentes deben demostrar a través de pruebas realizadas cada 5 años, que los modelos continúan siendo vigentes, en caso contrario deben actualizarlos.

### 5.1.5 Gráficos y diagramas

Previo a la entrada en operación, los siguientes gráficos y diagramas deben suministrarse al CND cumpliendo con los tiempos indicados en la Tabla 5-2.

- Curva de capacidad PQ
- Curva de entrega/absorción de potencia reactiva como función de la tensión
- Estatismo asociado a al control de frecuencia
- Estatismo asociado al control de voltaje
- Curva y tabla con rangos de frecuencias y periodos de tiempo que soportan: Estatismo y banda muerta
- Rampas operativas de subida y bajada de cambio de potencia
- Curva con respuesta al escalón en potencia y tensión para determinar tiempo de respuesta y establecimiento asociado a los controles de tensión y frecuencia
- Diagramas de bloques que incluyan todas las funcionalidades de control con los correspondientes valores de los parámetros asociados. En caso de que la información asociada sea confidencial, estos diagramas podrán ser simplificados incluyendo las características representativas del sistema de generación
- Curvas de corriente vs voltaje (Curva I-V) y potencia vs voltaje (P-V).

### 5.1.6 Curvas características de la funcionalidad LVRT y HVRT

Previo a la entrada en operación, el agente generador de fuentes no síncronas, debe de enviar al CND las curvas características de la funcionalidad LVRT y HVRT de la planta de generación,



de acuerdo con los requerimientos establecidos en el numeral 4.4 de este documento y según los tiempos indicados en la Tabla 5-2.

### **5.1.7 Estudios**

A continuación, se presentan los estudios eléctricos requeridos previos a la conexión de los sistemas de generación al SIN, los cuales deben suministrarse al CND cumpliendo con los tiempos indicados en la Tabla 5-2.

- Estudios de flujos de cargas.
- Estudio de corto circuito y validación de capacidad de barras.
- Estudio de estabilidad dinámica y transitoria.
- Estudio definitivo de ajuste y coordinación de protecciones y el listado de señales disponibles de SOE en la herramienta o el formato que el CND disponga para ello.
- Distorsión de armónicos, el cual deben de cumplir con lo establecido en los estándares internacionales IEC 61000-3 y en la regulación vigente, según corresponda aplicar.
- Componente DC permisible: No deberán inyectar al sistema una corriente DC mayor a 0.5% de su corriente total en el punto de conexión. La inyección de corriente DC produce un offset DC en la onda de tensión, aumentando los armónicos que se trasladan al sistema de transmisión, producen calentamiento de los elementos magnéticos y un aumento en la demanda de reactivos.
- Fluctuaciones rápidas de tensión. Las fluctuaciones de tensión en el punto de conexión, no deben exceder los valores establecidos por la norma NTC o en su defecto por los de la Norma IEC 555-3.

Adicionalmente, cuando el CND lo requiera los agentes generadores deberán enviarle la siguiente información:

- Resultados de los análisis de soportabilidad ante corrientes de cortocircuito de los equipos en el punto de conexión
- Estudios de energización de nuevos equipos inductivos y capacitivos.

### **5.1.8 Supervisión del proyecto de generación**

Para realizar una adecuada integración del proyecto de generación al sistema de supervisión del CND, se deben cumplir con los requerimientos de supervisión establecidos en el numeral 4.8 de este documento y realizar las pruebas de supervisión coordinadas con el CND, antes de la entrada del proyecto y una vez se encuentre energizado el proyecto, se debe revisar con el CND la recepción adecuada de las señales de supervisión, de acuerdo con los tiempos indicados en la Tabla 5-2.





### 5.1.9 Reporte de inicio de pruebas

Según los tiempos indicados en la Tabla 5-2, previo a la entrada en operación, el agente generador debe de enviar al CND las siguientes comunicaciones;

- Comunicación en la que se informe la fecha prevista de pruebas de puesta en servicio.
- Comunicación en la que se informe el cronograma de pruebas de puesta en servicio.
- Disponibilidad del recurso de generación (síncrono y no síncrono) y la curva de producción en el aplicativo que el CND tenga habilitado para recibir la disponibilidad para el despacho económico.

Esta información se requiere para adecuar todos los procedimientos necesarios en el despacho económico y en la herramienta CNDnet para que el agente generador pueda ingresar la disponibilidad en pruebas del recurso de generación. En caso de que no se cumplan con los plazos previstos y el agente generador no reporte la disponibilidad en pruebas oportunamente, el agente no podrá proceder con las pruebas de puesta en servicio. (Ver Res. 121 de 1998, artículo 1, literal d, o aquellas que la complementen, modifique o sustituyan).

### 5.1.10 Certificados de la instalación

De acuerdo con los tiempos indicados en la Tabla 5-2, el agente generador debe de enviar los siguientes certificados de la instalación al CND dependiendo el tipo de generación:

*Para todas las fuentes de generación:*

- Comunicación firmada por el TN, TR u OR que entrega el punto de conexión, informando el cumplimiento del Código de Conexión y los requerimientos de conexión de los sistemas de generación.
- Certificado de cumplimiento de la capacidad de transporte asignada en el contrato de conexión. Este certificado se requiere para verificar lo establecido en la Resolución CREG 106 de 2006 (o aquellas que la complementen, modifiquen o sustituyan) acerca del cumplimiento por parte del generador de la entrada en operación en la fecha establecida en el contrato de conexión, con por lo menos el 90% de la capacidad asignada en el contrato de conexión. Este certificado deberá ser sustentada con alguno de los siguientes documentos: a) Reporte de potencia en el sistema SCADA en el cual se evidencie la potencia generada. Esta información será corroborada por el CND en su sistema de supervisión, b) Reporte de contadores, siempre y cuando logre generar la capacidad requerida por lo menos en un período horario, c) Resultado de las pruebas de Capacidad Efectiva Neta, d) Reporte de la capacidad instalada de la planta expedida por el Operador de Red o el Transmisor Regional, para la generación de plantas menores a 5 MW y que no tengan supervisión con el CND.



*Para las fuentes de generación no síncronas*

- Certificado de cumplimiento de la funcionalidad LVRT, HVRT y de inyección de reactivos ante huecos de tensión emitido por un certificador autorizado.
- Certificado del cumplimiento de los criterios de calidad de la potencia en el punto de conexión del generador emitido por un certificador autorizado.
- Certificado de cumplimiento de las pruebas de equipos de control y generación emitida por un certificador autorizado.

**5.1.11 Declaración de entrada en operación comercial.**

Una vez cumplidos todos los requerimientos de documentación y los requerimientos establecidos ante el CND y ASIC para la entrada en operación del proyecto, el agente generador representante del proyecto deberá declararlo en operación comercial según los criterios que se enuncian a continuación:

- La declaración de entrada en operación comercial deberá ser una comunicación escrita y debe incluir la fecha a partir de la cual la planta se encuentra en operación comercial.
- Si es una planta despachada centralmente, la declaración de entrada en operación comercial se oficializa con la declaración de la oferta para el despacho económico, es necesario que la comunicación de entrada en operación comercial se reciba en el CND como mínimo con dos (2) días de anticipación a la fecha de recepción de la primera oferta, esto con el fin de que se adecúen todos los procedimientos necesarios en el despacho económico. (Ver Res. 121 de 1998, artículo 1, literal c, o aquellas que la complementen, modifique o sustituyan).
- Si es una planta no despachada centralmente, junto con la declaración de entrada en operación comercial, se enviará por primera vez, en el aplicativo que se disponga para ello el programa horario de generación a incluir en el despacho económico. Es necesario que la comunicación de entrada en operación comercial se reciba en el CND como mínimo con un (1) días de anticipación a la fecha de declaración de entrada en operación comercial, esto con el fin de que se adecúen todos los procedimientos necesarios en el despacho económico.

## 5.2 Pruebas

Con el objetivo de determinar los valores de operación reales de las fuentes de generación síncrona y no síncrona utilizados para los estudios de planeación del SIN, se requiere realizar las siguientes pruebas en campo, certificadas, donde se verifique la validez de la información correspondiente. Los resultados de estas pruebas deberán ser remitidas al CND de acuerdo con los plazos establecidos en el numeral 5.3.

- Pruebas de respuesta al escalón para los controles de frecuencia/potencia y tensión.
- Pruebas de estatismo(s) potencia/frecuencia.
- Pruebas de estatismo potencia reactiva/tensión.
- Pruebas de modelos validados de generadores y controles asociados.
- Pruebas de potencia reactiva.

Sin perjuicio de las pruebas de puesta en servicio propias que debe realizar un proyecto de generación para entrar en operación, las pruebas requeridas por el TN, TR u OR que entrega el punto de conexión y las demás pruebas establecidas en la regulación vigente a continuación se detallan las pruebas que debe realizar un proyecto de generación.

### 5.2.1 Propuesta para todas las fuentes de generación

Todas las fuentes de generación mayores a 5 MW deben realizar pruebas de respuesta al escalón para los controles de frecuencia/potencia y tensión. En estas pruebas se determinan los tiempos de respuesta inicial y de establecimiento de los controles de frecuencia/potencia y tensión. Las pruebas deben ser realizadas y verificadas por un certificador autorizado.

### 5.2.2 Propuesta para fuentes síncronas

A continuación, se definen las pruebas asociadas a las unidades de generación síncronas mayores a 5 MW y sus equipos de control, la cuales deben ser realizadas y verificadas por un certificador autorizado.

- Pruebas de estatismo(s) potencia/frecuencia: para determinar el estatismo asociado a la relación potencia activa/frecuencia, en todo el rango de operación de potencia activa, realizando escalones ascendentes/descendentes en el lazo de control de frecuencia tanto por dentro como por fuera de la banda muerta.
- Pruebas de modelos validados de generadores y controles asociados: se deben realizar pruebas en condiciones de carga mínima, media y máxima donde se evalúe el modelo del generador, todas las funciones de control disponibles y las no linealidades asociadas (límites mínimos y máximos, bandas muertas, zonas muertas, limitaciones por temperatura). En estas pruebas se deben registrar como mínimo las siguientes variables

con una resolución mínima de 100 muestras por segundo<sup>8</sup>: tensión en bornes unidad de generación, potencia activa unidad de generación, potencia reactiva unidad de generación, salida de limitadores.

- Determinación de la curva de carga y curva de entrega/absorción de potencia reactiva como función de la tensión: Se deben determinar los valores de potencia reactiva que el generador puede aportar en condiciones de mínima, media y alta carga considerando mínimo 5 puntos en el rango de tensión de referencia de 0.95 p.u a 1.05 p.u. La verificación de esta curva debe realizarse por un auditor calificado.

### 5.2.3 Propuesta para fuentes no síncronas

A continuación, se definen las pruebas asociadas a las unidades de generación no síncronas mayores a 5 MW y sus equipos de control, las cuales deben ser realizadas y verificadas por un certificador autorizado.

- Pruebas de estadismo(s) potencia/frecuencia: Para determinar el estadismo asociado a la relación potencia activa/frecuencia, en todo el rango de operación de potencia activa, realizando escalones ascendentes/descendentes en el lazo de control de frecuencia tanto por dentro como por fuera de la banda muerta. En caso de tener valores de estadismo diferenciales respecto al valor de frecuencia, los escalones inyectados deben permitir recrear las diferentes condiciones de frecuencia.
- Pruebas de desempeño emulación de inercia (Aplica solo para parques de generación eólica). En estas pruebas se deben determinar los parámetros asociados a la emulación de inercia: porcentaje del aporte de potencia activa, tiempo que tarda en alcanzarse el aporte y tiempo que este se mantiene. Se deben realizar al menos dos escalones en el lazo de control de frecuencia que superen el umbral establecido para la activación de la función (59.85 Hz). Estos deben realizarse al menos al 10%, 15%, 25%, 50%, 75% y 100% de la potencia nominal del parque de generación. Para cada uno de los casos se deben registrar y reportar las señales de frecuencia y potencia activa medidas en el punto de conexión del parque de generación con una resolución mínima de 100 muestras por segundo, en una ventana de tiempo que permita evidenciar el aporte de potencia activa, la caída transitoria de potencia tras el aporte, y la recuperación de la misma una vez se la frecuencia regrese a su valor nominal.
- Pruebas de estadismo potencia reactiva/tensión. Se debe determinar a través de pruebas en todo el rango de operación PQ realizando escalones en la tensión de máximo el 1% entre 0.9 p.u y 1.1 p.u.
- Pruebas de modelos validados de generadores y controles asociados: Para determinar los modelos validados del parque de generación que incluyan funciones de control. Se deben realizar pruebas en condiciones de carga mínima, media y máxima donde se

---

<sup>8</sup> Se define 100 muestras por segundo para capturar las dinámicas más rápidas del control que son de 0.01 s.

evalúen todas las funciones de control disponibles de las fuentes no síncronas y las no linealidades asociadas (límites mínimos y máximos, bandas muertas). En estas pruebas se deben registrar como mínimo las siguientes variables con una resolución mínima de 100 muestras por segundo : tensión bornes unidad de generación, tensión agregado, tensión punto de conexión, potencia activa unidad de generación, potencia activa agregado, potencia activa punto de conexión, potencia reactiva unidad de generación, potencia reactiva agregado, potencia reactiva punto de conexión. Estas pruebas deben realizarse a nivel de control planta y para el 5 % de las unidades que conforman cada agregado (aproximar al entero siguiente), desconectados del control de planta. Las mediciones que se utilizan para verificar la validez de los modelos deben ser tomadas en bornes de cada generador, considerando cada agregado y en el punto de conexión.

Los agregados de generación, deben estar basados en al menos uno de los siguientes criterios:

- Distribución espacial: Los parques de generación se extienden en un área amplia, lo cual diferencia la entrega de potencia de los diferentes generadores del parque, dada la variación en los patrones de radiación y de velocidad de viento.
- Impedancia de las líneas: La caída de tensión a lo largo de las líneas internas de la granja no es igual para todos los generadores que la componen.
- Diferentes configuraciones de los relés de protección: Ya que la tensión en terminales de los generadores es diferente, los generadores deben ser agrupados de acuerdo con el orden de disparo de sus protecciones de sobre y baja tensión.
- Diferente configuración de controladores y de valores de referencia de control: Si los controles tienen una parametrización diferente estos deben ser agrupados de acuerdo con esta.
- El ajuste de los sistemas de compensación de potencia reactiva: El ajuste asociado a la compensación de reactivos, además de ser fundamental para un adecuado control de tensión en el punto de conexión es una característica a tener en cuenta para la agrupación de este tipo de generación.
- Pruebas de potencia reactiva: Determinación curva de carga y curva de entrega/absorción de potencia reactiva como función de la tensión: Se deben determinar los valores de potencia reactiva que el generador puede aportar en condiciones de mínima, media y alta carga considerando mínimo 5 puntos en el rango de tensión de referencia de 0.9 p.u a 1.1 p.u. La verificación de esta curva debe realizarse por un auditor calificado.



### 5.3 Procedimientos

Cuando se vaya a incorporar un nuevo proyecto de generación al SIN, el promotor del proyecto o el agente generador que lo representa deberá cumplir con el procedimiento y los plazos para el reporte de los requerimientos de información, ver Tabla 5-2, sin perjuicio de los requisitos y plazos que deben cumplir los agentes generadores con asignaciones de obligaciones de energía firme, en cumplimiento de las obligaciones del cargo por confiabilidad.

En caso de no cumplir con los requerimientos de información el proyecto de generación no podrá ser declarado en operación comercial. Adicionalmente, en caso de no cumplir con el plazo máximo establecido para entregar la información establecida, ver Tabla 5-2, el CND informará a las instancias que la CREG determine sobre dicho incumplimiento, además de los retrasos en que puede incurrir en del proyecto.

#### 5.3.1 Validación de la información y plazos

El CND realizará seguimiento al cumplimiento de los requerimientos de información para la entrada en operación. Si en el proceso de revisión el CND requiere solicitar aclaraciones o presenta observaciones a la información recibida ésta será remitida al promotor del proyecto o al agente generador representante para que revise esta información, envíe su respuesta al CND y realice los ajustes requeridos.

El CND deberá enviar respuesta a los siguientes requerimientos, cumpliendo con el procedimiento para la puesta en operación establecidos en este documento.

Actividad	Plazo (Días calendario después de recibida la información en el CND)
Comentarios al estudio de ajuste y coordinación de protecciones y a las señales de SOE	30
Asignación de las direcciones CUR de las señales disponibles de SCADA (para el caso en el que aplique)	15

Tabla 5-1 Tiempos de respuesta CND



Categoría	Ítem	Nombre del requisito	Plazo	Observaciones
Registro del proyecto	1	Información básica del proyecto	180 días calendarios previos a la FPO	
	2	Información técnica	180 días calendarios previos a la FPO	
	3	Diagramas unifilares	180 días calendarios previos a la FPO	
	4	Modelos de simulación eléctrica	180 días calendarios previos a la FPO	
	5	Curvas de la funcionalidad LVRT y HVTR	180 días calendarios previos a la FPO	Aplica para fuente de generación no síncrona
Gráficos y diagramas	6	Curva de capacidad PQ	180 días calendarios previos a la FPO	
	7	Curva de entrega/absorción de potencia reactiva como función de la tensión	180 días calendarios previos a la FPO	
	8	Estatismo asociado a al control de frecuencia	180 días calendarios previos a la FPO	
	9	Estatismo asociado al control de voltaje	180 días calendarios previos a la FPO	
	10	Curva y tabla con rangos de frecuencias y periodos de tiempo que soportan: Estatismo y banda muerta	180 días calendarios previos a la FPO	
	11	Rampas operativas de subida y se bajada de cambio de potencia	180 días calendarios previos a la FPO	
	12	Curva con respuesta al escalón en potencia y tensión para determinar tiempo de respuesta y establecimiento asociado a los controles de tensión y frecuencia	180 días calendarios previos a la FPO	





Categoría	Ítem	Nombre del requisito	Plazo	Observaciones
	13	Diagramas de bloques que incluyan todas las funcionalidades de control con los correspondientes valores de los parámetros asociados. En caso de que la información asociada sea confidencial, estos diagramas podrán ser simplificados incluyendo las características representativas del sistema de generación	180 días calendarios previos a la FPO	
	14	Curvas de corriente vs voltaje (Curva I-V) y potencia vs voltaje (P-V)	180 días calendarios previos a la FPO	
Estudios y señales de SOE	15	Estudios de flujos de cargas.	90 días calendarios previos a la FPO	
	16	Estudio de corto circuito y validación de capacidad de barras	90 días calendarios previos a la FPO	
	17	Estudio de estabilidad dinámica y transitoria	90 días calendarios previos a la FPO	
	18	Estudio definitivo de ajuste y coordinación de protecciones y el listado de señales disponibles de SOE	90 días calendarios previos a la FPO	
	19	Distorsión de armónicos	90 días calendarios previos a la FPO	
	20	Componente DC permisible	90 días calendarios previos a la FPO	
	21	Fluctuaciones rápidas de tensión	90 días calendarios previos a la FPO	
	22	Resultados de los análisis de soportabilidad ante corrientes de cortocircuito de los equipos en el punto de conexión	90 días calendarios previos a la FPO	





Categoría	Ítem	Nombre del requisito	Plazo	Observaciones
	23	Estudios de energización de nuevos equipos inductivos y capacitivos	90 días calendarios previos a la FPO	
	24	Estudio definitivo de ajuste y coordinación de protecciones aprobado por el TN/TR/ u OR	45 días calendarios previos a la FPO	
Registro de agente generador	25	Agente generador representante*	Según regulación vigente	
	26	Solicitar usuario y clave para acceder al aplicativo CNDnet*	Según regulación vigente	
Frontera comercial	27	Frontera comercial*	Según regulación vigente	
Supervisión SCADA del CND	28	Canal de comunicación para supervisión	90 días calendarios previos a la FPO	
	29	Señales SCADA.	30 días calendarios previos a la FPO	
	30	Direcciones CUR asignadas por parte de XM	15 días calendarios después de recibida la información	
	31	Realizar pruebas de supervisión simuladas con el CND	7 días calendario previo a la FIP	
	32	Recepción adecuada de las señales de supervisión	Después de energizado el proyecto y previo a la FPO	
Pruebas de puesta en servicio	33	Fecha de inicio de pruebas	7 días calendario previo a la FIP	
	34	Cronograma de pruebas de puesta en servicio	3 días calendario previo a la FIP	



Categoría	Ítem	Nombre del requisito	Plazo	Observaciones
	35	Reporte de la disponibilidad el primer día de pruebas y la curva de producción en el aplicativo CNDnet	3 días calendario previo a la FIP	
Validación del proyecto y certificados de la instalación	36	Información técnica definitiva	3 días calendario previo a la FPO	Aplica para todas las fuentes de generación (síncrona y no síncrona)
	37	Acuerdo CNO con las pruebas de estatismo y banda muerta	3 días calendario previo a la FPO	Aplica para fuente de generación síncrona despachadas centralmente
	38	Certificado cumplimiento código de conexión: Comunicación firmada por el TN, TR u OR que entrega el punto de conexión, informando el cumplimiento del Código de Conexión y los requerimientos de conexión de los sistemas de generación.	3 días calendario previo a la FPO	Aplica para todas las fuentes de generación (síncrona y no síncrona)
	39	Certificado cumplimiento de la capacidad de transporte asignada	3 días calendario previo a la FPO	Aplica para todas las fuentes de generación (síncrona y no síncrona)
	40	Certificado de cumplimiento de la funcionalidad LVRT, HVRT y de inyección de reactivos ante huecos de tensión emitido por un certificador autorizado	3 días calendario previo a la FPO	Aplica para fuente de generación no síncrona
	41	Certificado del cumplimiento de los criterios de calidad de la potencia en el punto de conexión del generador emitido por un certificador autorizado	3 días calendario previo a la FPO	Aplica para fuente de generación no síncrona



Categoría	Ítem	Nombre del requisito	Plazo	Observaciones
	42	Certificado de cumplimiento de las pruebas de equipos de control y generación emitida por un certificador autorizado	3 días calendario previo a la FPO	Aplica para fuente de generación no síncrona
Operación	43	Declaración en operación	Posterior al cumplimiento de todos los requisitos. 2 días calendarios previo a la FPO para las plantas despachadas centralmente. 1 día previo a la FPO a plantas no despachadas centralmente	
	44	Ingreso de la oferta en el CNDNet o en la herramienta que el CND disponga para ello	2 días calendarios previo a la FPO	Aplica para plantas despachadas centralmente
Posterior a la FPO	45	Resultados de pruebas de respuesta al escalón para los controles de frecuencia/potencia y tensión	30 días calendarios posterior a la FPO	Aplica para fuente de generación no síncrona
	46	Resultados de pruebas de estatismo potencia/frecuencia	30 días calendarios posterior a la FPO	Aplica para fuente de generación no síncrona
	47	Resultados de pruebas de estatismo potencia reactiva/tensión	30 días calendarios posterior a la FPO	Aplica para fuente de generación no síncrona
	48	Resultados de pruebas de potencia reactiva	30 días calendarios posterior a la FPO	Aplica para todas las fuentes de generación (síncrona y no síncrona)
	49	Resultados de pruebas de modelos validados de generadores y controles asociados	30 días calendarios posterior a la FPO	Aplica para fuente de generación no síncrona



Categoría	Ítem	Nombre del requisito	Plazo	Observaciones
	50	Resultados de pruebas de emulación de inercia	30 días calendarios posterior a la FPO	Aplica para fuente de generación eólica
	51	Ajustes de los dispositivos de protección implementados en sitio, en la plataforma o en el formato que el CND defina	30 días calendarios posterior a la FPO	Aplica para todas las fuentes de generación (síncrona y no síncrona)
(*) Estos requerimientos deben ser tramitados con el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) y cumplir con los plazos y procedimientos para ello.				

**Tabla 5-2 Lista de chequeo y plazos para remitir los requerimientos Tiempos de respuesta CND**

PROPUES

## 6. REQUERIMIENTOS OPERATIVOS

### 6.1 Reserva para la regulación de frecuencia

La frecuencia refleja el balance instantáneo entre la demanda y la generación. Para mantener el balance entre la generación y de la demanda en condiciones normales y de emergencia, los sistemas de potencia deben contar con reservas de generación con diferentes características técnicas y funcionales, tales como la reserva primaria, la reserva secundaria y la reservas adicionales o de remplazo (ver Figura 6-1). Las principales características técnicas y funcionales de estas reservas se describen a continuación:

- **Reserva Primaria**

Es la variación inmediata (automática) de la potencia entregada por el generador como respuesta a desviaciones de la frecuencia respecto a su valor nominal. Es un control local automático, efectuado directamente por el controlador de velocidad de cada unidad generadora. Las unidades del SIN deben responder continuamente ante variaciones de la frecuencia estabilizando el sistema. Esta reserva es fundamental para evitar aumentos o disminuciones pronunciadas de la frecuencia ante desbalances producto de eventos fortuitos en la demanda o la generación. Si el nivel de regulación primaria no es adecuado, pequeñas perturbaciones en la generación y la demanda podrían ocasionar excursiones de la frecuencia por fuera de sus límites de calidad y en el peor de los casos, actuaciones de esquemas sistémicos de protección como el EDAC.

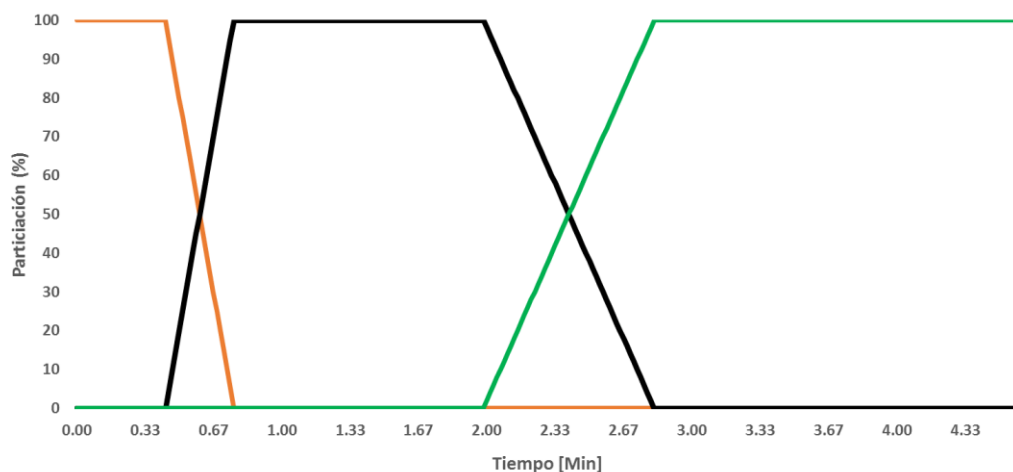
- **Reserva Secundaria**

Es una reserva de actuación automática que permite mantener continuamente la frecuencia del sistema en valores cercanos al nominal y los intercambios en los valores programados. Permite además restablecer los niveles de reserva primaria necesarios para que el sistema opere en condiciones estables después de un evento. La reserva secundaria es utilizada por el control automático de generación para realizar continuamente el ajuste entre la producción y el consumo de energía y mantener un adecuado balance del sistema.

- **Reservas Adicionales o de Remplazo**

Son las reservas necesarias para garantizar la atención segura, confiable y económica de la demanda. En condiciones normales de operación, estas reservas se utilizan para restablecer la reserva secundaria, por lo que su asignación debe responder a un criterio económico (por ejemplo orden de mérito), mientras que en condiciones de emergencia, las reservas adicionales pueden responder a un criterio de disponibilidad. En condiciones de emergencia, se utilizan para restablecer la frecuencia del sistema ante grandes perturbaciones, para restablecer límites de intercambio entre áreas o para restablecer los niveles de cargabilidad de los equipos. En términos generales, estas reservan pueden ser clasificadas en varias sub reservas, como

reserva caliente de emergencia, reserva operativa, reserva fría u otras según las necesidades particulares y las características tecnológicas del parque de generación de cada país.



**Figura 6-1. Respuesta Esquemática de las Reservas de Regulación**

Teniendo en cuenta las anteriores definiciones, a continuación se plantean los requerimientos necesarios en cuanto a reservas del sistema para la integración de fuentes no síncronas.

### **6.1.1 Situación**

Actualmente las reservas primaria y secundaria del SIN son estáticas. La reserva primaria es obligatoria y corresponde como mínimo al 3% de la capacidad de cada recurso despachado centralmente y la reserva secundaria se calcula anualmente (se programa fija en bloques horarios diferenciando días ordinarios y festivos). Teniendo en cuenta las mejores prácticas internacionales<sup>9</sup>, las reservas deben de ser dinámicas con el fin de tener en cuenta la variabilidad de las fuentes de generación.

### **6.1.2 Propuesta para el cálculo de la reserva para la regulación primaria de frecuencia**

A partir de la primera etapa de integración, todas las plantas de generación despachadas centralmente o mayores a 20 MW que se conecten al SIN deben contar con una reserva del 3% para prestar el servicio de regulación primaria de frecuencia, cumpliendo con lo establecido

---

<sup>9</sup> NREL 2011, Operating Reserves and Variable Generation.

en la sección 4.2. A partir de la tercera etapa, se propone extender estos requisitos a todas las plantas mayores a 5 MW que se encuentren conectadas al SIN.

Se propone además, que en la tercera etapa, el CND revalúe periódicamente, al menos una vez al año, el valor de la reserva primaria requerida para la operación estable del sistema y que este valor sea programado para la operación del sistema. Para estimar este valor, el CND usará como criterio principal que ante el disparo de la unidad de generación más grande del sistema no se debe producir la actuación del EDAC.

### **6.1.3 Propuesta para el cálculo de la reserva para regulación secundaria de frecuencia**

El CND deberá calcular diariamente la reserva secundaria de frecuencia durante la ejecución del despacho económico y para todos los periodos del día siguiente, considerando las condiciones esperadas de las variables que se listan a continuación:

- Histórico de eventos de disparo de unidades de generación del SIN.
- Potencia máxima de la unidad de generación de mayor capacidad del sistema.
- Incertidumbre asociada a los pronósticos de las fuentes no síncronas, pequeñas centrales hidráulicas y filo de agua<sup>10</sup>.
- Histórico<sup>11</sup> de errores promedio en el pronóstico de generación de las fuentes no síncronas, pequeñas centrales hidráulicas y filo de agua.
- Incertidumbre asociada a los pronósticos de demanda.
- Histórico<sup>12</sup> de errores promedio en el pronóstico de demanda.
- Histórico<sup>13</sup> de las diferencias promedio entre el valor de intercambio programado y el real de las interconexiones, considerando datos horarios.
- Variabilidad en la generación asociada a las fuentes no síncronas, pequeñas centrales hidráulicas y filo de agua.
- Variabilidad de la demanda total del SIN.

---

<sup>10</sup> Los pronósticos provienen de los agentes, el CND y de terceros.

<sup>11</sup> Deben ser considerados al menos dos años de historia una vez se haya construido esta.

<sup>12</sup> Deben ser considerados al menos dos años de historia.

<sup>13</sup> Deben ser considerados al menos dos años de historia.

- Velocidades de toma de carga y descarga de las unidades despachadas.
- Histórico de eventos de disparo de carga.
- Otra información que el CND considere relevante.

De acuerdo con lo anterior, se propone que los requerimientos de reserva secundaria deben ser actualizados diariamente en el horizonte del despacho económico con la posibilidad de ser reevaluados en el escenario de redespacho. El CND definirá la metodología para el cálculo de la reserva de regulación secundaria de frecuencia. Esta metodología de cálculo tendrá en cuenta el análisis estadístico combinado de las variables señaladas.

#### **6.1.4 Propuesta para el cálculo de reservas adicionales**

Se propone que en todos los horizontes temporales de la programación de la operación, el CND determine la necesidad de programar reservas adicionales a la primaria y secundaria. Lo anterior con el fin de afrontar condiciones de riesgos operativos del sistema como el restablecimiento de límites de intercambio, el restablecimiento de la cargabilidad de equipos y el restablecimiento de los márgenes de regulación del sistema.

La magnitud requerida para las reservas adicionales puede estar influenciada por la curva de producción esperada de las fuentes no síncronas, pequeñas centrales hidráulicas y filo de agua, la variabilidad de las fuentes primarias de generación, la variabilidad de la demanda, la localización de las plantas, las condiciones topológicas del sistema, las condiciones de disponibilidad de los recursos convencionales. Las variables y condiciones del sistema consideradas para la programación de reservas adicionales son:

- Tiempos de aviso para las unidades no despachadas.
- Velocidades de toma de carga y descarga de las unidades despachadas.
- Requerimientos temporales para el restablecimiento de límites de intercambio.
- Requerimientos para el restablecimiento de sobrecargas de equipos.
- Requerimientos para el restablecimiento de los márgenes de regulación del sistema.
- Otra información que el CND considere relevante.

Las reservas adicionales calculadas deben ser suficientes para atender, la variación de la demanda durante la siguiente hora de operación y atender los requerimientos de emergencia que se pudieran presentar durante la operación real del sistema, con los niveles de calidad y confiabilidad exigidos en la regulación aplicable. El CND definirá la metodología para el cálculo de las reservas adicionales en todos los escenarios de planeación operativa.



## 6.2 Pronósticos de Demandas

En búsqueda de reducir la incertidumbre en las diferentes variables que influyen en la seguridad, confiabilidad y economía de la operación del SIN, se realizan propuestas asociadas a mejorar los pronósticos de demanda del sistema, lo anterior teniendo presente que los mismos serán afectados significativamente por la variabilidad de generación no síncrona, pequeñas centrales hidráulicas y centrales hidráulicas a filo de agua.

Por lo anterior se propone crear incentivos a los operadores de red para que sus pronósticos de demanda cumplan con los criterios de calidad necesarios para garantizar una operación segura, confiable y económica del SIN. Adicionalmente, se propone que se reporten pronósticos que sean actualizados con mayor frecuencia y cada vez más cercanos a la operación en tiempo real del sistema.

### 6.2.1 Situación

En la actualidad el pronóstico de demanda se realiza la semana previa a la operación, en donde el CND realiza una propuesta, la cual es usada como referencia por los mercados de comercialización. Sin embargo, se ha evidenciado en la operación del sistema que el pronóstico semanal se ve afectado por variables que son de difícil predicción en este horizonte, tales como variables meteorológicas. Esta situación cambia cuando el horizonte de pronóstico se reduce y se utiliza la información más reciente disponible para tratar de predecir el futuro cercano. Por lo anterior, con el objetivo de tener la mejor información disponible para la coordinación operativa de tiempo real<sup>14</sup>, surge la necesidad de revisar los pronósticos de demanda para los diferentes horizontes del planeamiento operativo, llegando inclusive a tiempo real, de tal forma que se permita establecer con mayor precisión el desbalance al cual se verá enfrentado el sistema y realizar una adecuada gestión de los recursos.

### 6.2.2 Propuesta para los pronósticos de demanda semanales

El Centro Nacional de Despacho –CND– de forma indicativa elaborará los pronósticos para el Sistema Interconectado Nacional y los mercados de comercialización de la demanda de energía y potencia con resolución horaria para la semana (lunes a domingo) siguiente a la de operación. Estos serán publicados por el CND a los agentes responsables del pronóstico el día martes de la semana operativa hasta las 24:00 horas. Los agentes responsables enviarán al CND los comentarios y modificaciones hasta las 24:00 horas del día jueves de la semana operativa. La propuesta recibida será oficializada por el CND el día el viernes hasta las 24:00 horas. Cuando por alguna razón el agente responsable del pronóstico de cada mercado de comercialización no envíe los pronósticos el día jueves, se adoptará el propuesto por el CND para efectos de la

---

14 "Forecasting Wind And Solar Generation: Improving System Operations", National Renewable Energy laboratory - NREL, available at <http://www.nrel.gov/docs/fy16osti/65728.pdf>

planeación y operación del SIN y los agentes seguirán siendo los responsables de las implicaciones que traiga consigo cualquier desviación a dicho pronóstico.

### **6.2.3 Propuesta para los pronósticos de demanda para el despacho económico**

El CND de forma indicativa elaborará los pronósticos de la demanda de energía y potencia con resolución horaria para el despacho económico. Este pronóstico se publicará antes de las 7:00 horas a los agentes responsables del pronóstico, y estos enviarán al CND su pronóstico hasta las 8:00 horas o en los tiempos que se establezcan para la recepción de información en el proceso de despacho económico. Cuando por alguna razón el agente responsable del pronóstico de cada mercado de comercialización no envíe los pronósticos, se adoptará como oficial para ese día en particular el propuesto por el CND y los agentes serán los responsables de las implicaciones que traiga consigo cualquier desviación a dicho pronóstico.

### **6.2.4 Propuesta para los pronósticos de demanda para el redespacho.**

Los agentes serán responsables de informar en los tiempos establecidos para el proceso de redespacho el pronóstico de demanda con un horizonte mínimo de 36 horas. El CND de forma indicativa, elaborará los pronósticos de la demanda de energía y potencia con resolución horaria durante el día de operación y al menos para las siguientes 36 horas y los pondrá a disposición de los agentes para que estos los consideren o no en sus pronósticos de demanda. Cuando por alguna razón el agente responsable del pronóstico de cada mercado de comercialización no actualice los pronósticos en los tiempos establecidos para el proceso de redespacho, se adoptará como oficial el pronóstico realizado por el CND. Los agentes seguirán siendo los responsables de las implicaciones que traiga consigo este pronóstico.

### **6.2.5 Propuesta para los pronósticos de demanda para tiempo real.**

Para la operación del sistema en tiempo real, el CND elaborará para el Sistema Interconectado Nacional un pronóstico con resolución de 5 minutos y horizonte mínimo de 65 minutos. Estos pronósticos no se pondrán a consideración de los agentes, sino que serán utilizados por el CND para tener un mejor estimativo del estado actual del sistema, con el objetivo de minimizar los riesgos operativos derivados de las desviaciones de la demanda de energía y realizar las acciones necesarias para garantizar la operación segura, confiable y económica.

### **6.2.6 Propuesta para el cálculo de desviaciones en los pronósticos de la demanda**

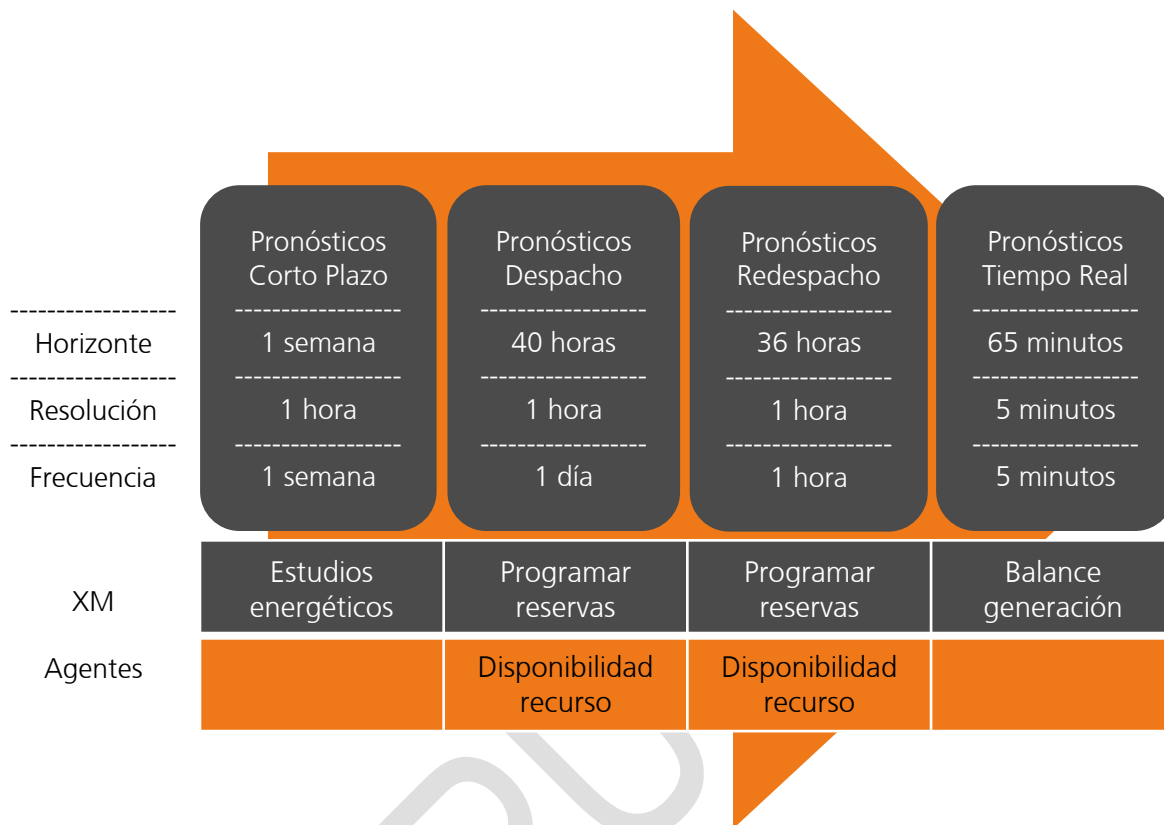
Es necesario desarrollar los incentivos necesarios para que los agentes del SIN realicen y ajusten a la realidad sus pronósticos de demanda para garantizar la operación segura, económica y confiable del sistema. Con el fin de incentivar que los pronósticos de la demanda cumplan con requerimientos de calidad que garanticen una operación segura y confiable para el Sistema Interconectado Nacional, se propone que los agentes que presenten una desviación entre la demanda pronosticada para la programación del redespacho y la demanda real mayor al 5% durante la primera etapa de integración y al 2% durante la tercera etapa, sean sujetos al cálculo y pago de desviaciones.

## 6.3 Pronósticos de generación

### 6.3.1. Situación

La variabilidad de las condiciones meteorológicas se ve directamente reflejada en la variabilidad en la generación de las fuentes no síncronas, las pequeñas centrales hidráulicas, y las centrales a filo de agua. Esto conlleva a retos operativos, ya que el sistema debe ser lo suficientemente flexible para atender esta variabilidad y atender la demanda de forma segura, confiable y económica. Por estas razones, se hace necesario contar con sistemas que permitan pronosticar la generación de las plantas en diferentes horizontes del planeamiento operativo, así como determinar la incertidumbre asociada con estos pronósticos. Esto permitirá al CND preparar de forma eficiente los recursos del sistema y tomar las medidas necesarias para preservar la confiabilidad, seguridad y economía durante la operación del SIN ante situaciones de alta incertidumbre.

Las fuentes no síncronas, las pequeñas centrales hidráulicas, y las centrales a filo de agua deben suministrar al CND pronósticos de su generación para efectos de cálculo del despacho y redespacho, y suministrar información detallando su disponibilidad ante mantenimientos que se realizarán en la planta. Adicionalmente, el CND realizará pronósticos propios de la generación de estas plantas para los diferentes procesos de la planeación y la operación del sistema. Estos pronósticos pueden ser propios, contratados por entidades expertas en el tema, o una combinación de ambos., la Figura 6-2 resume la frecuencia, resolución y horizonte con que se realizarán los agentes y el CND los pronósticos de generación para los diferentes procesos de la operación del SIN.



**Figura 6-2. Pronósticos a realizar para los procesos de planeación operativa de corto plazo**

### 6.3.1 Pronósticos de generación semanal:

El CND elaborará los pronósticos indicativos de producción de generación de las fuentes no síncronas, las pequeñas centrales hidráulicas, y filo de agua con resolución horaria para la semana (lunes a domingo) siguiente a la de operación. Estos pronósticos serán usados en los estudios energéticos y eléctricos de corto plazo, los cuales son insumos importantes para la programación de mantenimientos.

Las fuentes no síncronas, las pequeñas centrales hidráulicas, y filo de agua deben enviar semanalmente la programación de sus mantenimientos para la semana (lunes a domingo) siguiente a la de operación.

### 6.3.2 Pronósticos de generación para el despacho

Diariamente, a más tardar a las 8:00 am, las fuentes no síncronas, las pequeñas centrales hidráulicas, y filo de agua deberán declarar al CND la disponibilidad de la generación esperada

para las veinticuatro (24) horas del día siguiente. Esta disponibilidad corresponderá al pronóstico de producción de energía para el día siguiente y será utilizado por el CND en la programación del despacho. El periodo pronosticado comprende las 24 horas para el día d+1 (d, día de operación), la resolución del pronóstico deberá ser horaria.

Adicionalmente, con el fin de determinar y programar las reservas necesarias, el CND realizará pronósticos de las fuentes no síncronas, las pequeñas centrales hidráulicas, y filo de agua (pueden ser propios, contratados por entidades expertas en el tema, o una combinación de ambos). Los pronósticos se realizarán para un horizonte de 24 horas del día d+1 (d, día de operación) y la resolución del pronóstico será horaria.

### **6.3.3 Pronósticos de generación para el redespacho**

Las fuentes no síncronas, las pequeñas centrales hidráulicas y filo de agua deberán enviar al CND, en los tiempos de recepción de información estipulados para el redespacho, la disponibilidad esperada con resolución horaria para, al menos, las siguientes 36 horas de operación. Esta disponibilidad corresponderá al pronóstico de producción de energía y será utilizado por el CND en la programación del redespacho.

Adicionalmente, el CND realizará pronósticos de las fuentes no síncronas, las pequeñas centrales hidráulicas, y filo de agua (pueden ser propios, contratados por entidades expertas en el tema, o una combinación de ambos). Para el escenario de redespacho, se propone utilizar la siguiente metodología para seleccionar la disponibilidad esperada a programar:

- Para el primer periodo de redespacho, se utilizará la disponibilidad esperada enviada por el agente para este escenario de planeación.
- Del segundo periodo de redespacho en adelante y hasta finalizar el horizonte del redespacho, se utilizará el mejor pronóstico entre el enviado por el agente y el desarrollado por el CND.

Para seleccionar el mejor pronóstico, el CND tendrá en cuenta el error histórico absoluto calculado para el pronóstico del agente y para el pronóstico del CND para al menos las últimas doce horas, con referencia a la generación real de la planta reportada al CND a través del sistema SCADA.

### **6.3.4 Pronósticos de generación para tiempo real**

El CND realizará pronósticos en tiempo real de generación de fuentes no síncronas, las pequeñas centrales hidráulicas y filo de agua con el fin de lograr una operación confiable, segura y económica. Los pronósticos se realizarán para un horizonte de al menos 65 minutos, con una resolución de 5 minutos, y se actualizarán cada 5 minutos.

Para esto es necesario que las fuentes no síncronas, las pequeñas centrales hidráulicas, y filo de agua envíen información en tiempo real de las variables eléctricas definidas en el numeral 4.8.

PROPUESTA

## **6.4 Series históricas para el planeamiento operativo energético de fuentes no síncronas**

### **6.4.1 Situación**

Ante la entrada en operación de una planta no síncrona es necesario contar con información meteorológica histórica para estimar su generación durante diferentes condiciones climáticas en los horizontes de planeamiento operativo de mediano y largo plazo. Idealmente esta información debe ser tomada en el sitio de la planta con un horizonte mínimo de diez (10) años<sup>15</sup>, como se hace para las series hidrológicas, registrando todas las variables meteorológicas que afectan la generación y con la resolución adecuada para capturar la variabilidad meteorológica. Sin embargo, rara vez se cuenta con información medida en el sitio de las plantas con este horizonte, calidad, y resolución, y se hace necesario establecer los requisitos mínimos de información meteorológica con los que una planta debe contar antes de entrar en operación. En especial, se debe establecer un horizonte mínimo para la información medida en sitio.

### **6.4.2 Propuesta para las fuentes no síncronas**

Antes de su entrada en operación comercial, las plantas no síncronas deben suministrar al CND series de datos correspondientes a las variables meteorológicas que afecten su generación, con un horizonte de mínimo diez (10) años. Un mínimo de un (1) año completo debe corresponder a datos medidos en el sitio de las plantas con una resolución no superior a diez (10) minutos, y el tiempo restante podrá ser estimado con fuentes de información secundarias con una resolución no superior a una (1) hora. Se debe asegurar que estas fuentes secundarias presenten una alta correlación con los datos medidos en sitio y sean representativos de los mismos.

El requerimiento de un horizonte mínimo de 10 años se debe a la necesidad de capturar fenómenos climáticos tales como el fenómeno del Niño. Estos datos se usarán como insumo para el planeamiento operativo energético de mediano y largo plazo. El requerimiento de 1 año mínimo de registros temporales con resolución de 10 minutos se debe a la necesidad de tener datos reales para el cálculo de las reservas, y a la necesidad de calibrar las fuentes secundarias de información con medidas reales.

---

<sup>15</sup> Se requieren 20 años de información para las series hidrológicas en el numeral 4, del anexo 2 de la resolución CREG 020 de 2008 y en el Anexo 3 de la Resolución CREG 056 de 2011.

## 6.5 Despacho

La variabilidad de la generación en las fuentes no síncronas, pequeñas centrales hidráulicas y filo de agua es uno de los aspectos más relevantes a tener en cuenta en la integración de estas fuentes a la operación del SIN, de tal modo los sistemas de potencia deben adecuarse en diferentes aspectos para afrontar este reto, tales como el fortalecimiento de sus interconexiones con otros sistemas, fortalecimiento en las redes internas que les permitan maximizar los flujos de potencia, flexibilidad del parque de generación existente, exigencias de calidad en los pronósticos de producción y demanda de energía, adecuación en las reservas del sistema, implementar mecanismos de respuesta de la demanda, entre otros<sup>16</sup>. A continuación, se presentan las propuestas regulatorias de modificación al despacho económico<sup>17</sup> que permiten adecuar el sistema de potencia en búsqueda de operar el SIN con la seguridad, calidad y confiabilidad establecidas en la normatividad vigente.

### 6.5.1 Tratamiento de fuentes no síncronas, pequeñas centrales hidráulicas y filo de agua

#### 6.5.1.1 Situación

La reglamentación vigente establece que las plantas filo de agua<sup>18</sup>, plantas menores<sup>19</sup>, cogeneradores<sup>20</sup> y autogeneradores sean programadas en el despacho económico en la base con la disponibilidad declarada, atendiendo una porción de la demanda con esta generación. Adicionalmente, para estos recursos no existe en la reglamentación vigente una obligación en el cumplimiento de su programa de generación ya que no son sujetos al cálculo de desviaciones. Por tanto, el incremento de la capacidad instalada en el SIN de estas fuentes de generación, sin un adecuado esquema del manejo de la incertidumbre asociado a su disponibilidad, llevan a riesgos operativos que atentan contra la seguridad y confiabilidad del sistema por la falta de firmeza de estos programas de generación, ya que todos los horizontes de análisis consideran la disponibilidad declarada por los agentes representantes de estos

---

<sup>16</sup> The Danish Experience with Integrating Variable Renewable Energy. Lessons learned and options for improvement. (Agora Energiewende, 2015)

<sup>17</sup> Estas propuestas son en el ámbito de lo operativo y son complementarias a propuestas de despachos vinculantes y mercados intradiarios.

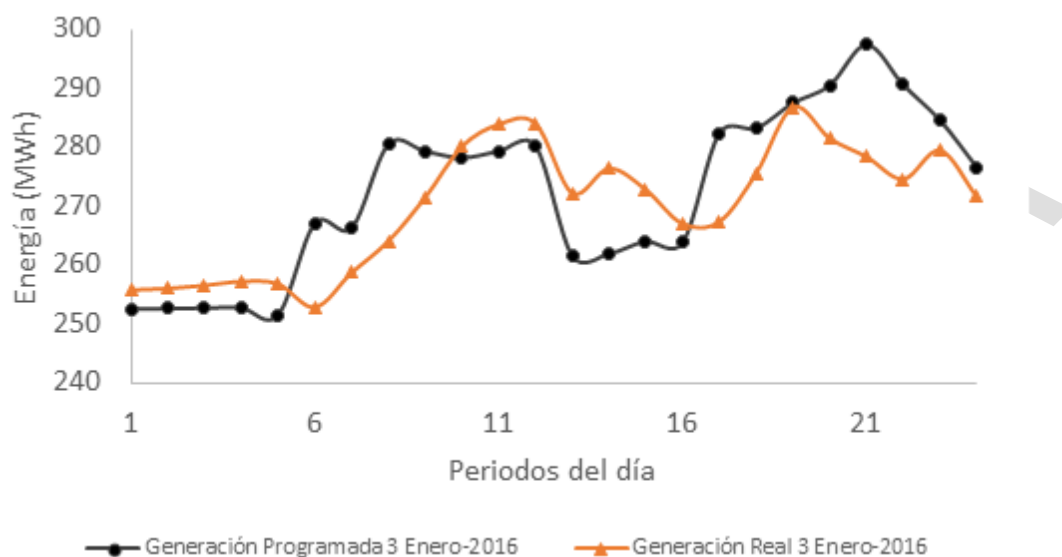
<sup>18</sup> Que optan por la opción b del artículo 1 de la Resolución CREG 152 de 2011, que en la actualidad son todas las plantas filo de agua registradas en el sistema

<sup>19</sup> Plantas menores a 10MW y de escogencia de no ir al despacho central entre 10 y 20MW, que en la actualidad son todas las plantas menores registradas en el sistema.

<sup>20</sup> De acuerdo a lo establecido con la Resolución CREG 005 de 2010, que en la actualidad son todos Cogeneradores con despacho en la base.



recursos, pero en tiempo real, por su intermitencia, se pueden tener valores de generación alejados del programa.



**Figura 6-3. Generación programada y real de menores y cogeneradores del día 3 de Enero 2016**

En la Figura 6-3, se presentan los datos de generación programada y real para el día 3 de enero 2016, en el cual se observa que en ciertos periodos del día la generación real estuvo por debajo de la programada y en otros casos el comportamiento fue lo contrario. Las diferencias que se presentan entre la generación programada y la generación real en este tipo de recursos, debido a la no firmeza de su programa de generación, impactan el despacho económico y la operación de la siguiente manera:

- En general las diferencias entre generación programada y generación real de estos recursos obligan la actuación del servicio de regulación secundaria de frecuencia restándole capacidad de reserva secundaria para responder ante eventos fortuitos en el sistema. Adicionalmente, estas diferencias pueden incrementar la necesidad de reservas en el sistema.
- Ante desviaciones negativas de la generación real respecto a la generación programada, se debe invocar en tiempo real plantas que no estaban despachadas desde la programación del día anterior a la operación o en el último redespacho. Esto podría poner en riesgo el balance demanda-generación y, por tanto, la estabilidad del sistema eléctrico de potencia. Esta situación se agrava cuando, entre otras situaciones, no se cuenta con recursos marginales flexibles en línea, cuando el parque generador disponible no puede modificar su programa por sus características técnicas, por limitaciones del recurso primario o por restricciones asociadas a la coordinación gas-electricidad.

### 6.5.1.2 Propuesta de participación en el despacho y redespacho

Según los lineamientos planteados en este documento, esta propuesta busca impactar lo menos posible las reglas actuales del mercado. Por tanto, se propone mantener las reglas actuales para el despacho programado, haciendo las siguientes precisiones:

- Se propone que toda planta mayor o igual a 5 MW debe participar en el despacho programado con un criterio de desempate en los términos definidos en el numeral 6.5.2.
- Las plantas menores a 5 MW conectadas a un SDL, en coordinación con el OR, deben reflejar dichos valores de generación en la demanda a reportar ante el CND para efectos de los pronósticos utilizados para el planeamiento operativo y la supervisión en tiempo real del sistema. Dichos pronósticos de demanda deberán estar sujetos al cálculo de desviaciones, tal como se propone en el numeral 6.2.6.
- Se proponen modificaciones a los tiempos de redespachos, desviaciones y manejo de autorizaciones, los cuales son coherentes con los pronósticos de generación y demanda, buscando administrar los riesgos operativos ante la incertidumbre e intermitencia de las fuentes no síncronas, pequeñas centrales hidráulicas y plantas filo de agua. El detalle de los tiempos, manejo de desviaciones y autorizaciones se explican en detalle más adelante.

### 6.5.1.3 Propuesta para el cálculo de desviaciones

En búsqueda de una operación segura y confiable del sistema se propone que toda planta mayor a 5 MW<sup>21</sup> sea sujeta a cálculo de desviaciones por recurso que no debe superar un umbral de desviación del 5% en la etapa 2 de integración de generación variable y del 2% desde la etapa 3, el incentivo debe considerar los sobrecostos causados en la operación por dicha desviación. Para minimizar estas desviaciones, los generadores no síncronos, pequeñas centrales hidráulicas y filo de agua deberán tener la posibilidad de actualizar la disponibilidad en el horizonte de redespacho, adicionalmente se propone modificar los tiempos en el redespacho para que estos sean lo más cercanos posible al tiempo real, como se detallará más adelante.

## 6.5.2 Oferta de precios y declaración de disponibilidad

### 6.5.2.1 Situación

La reglamentación vigente establece que los recursos de generación despachados centralmente entregan una oferta de precio única<sup>22</sup>, expresada en (\$/MWh), para las 24 horas

---

<sup>21</sup> Independiente de la tecnología y del tipo de participación en el despacho económico y redespacho.

<sup>22</sup> Resolución CREG 051 de 2009

del día siguiente. Los recursos despachados centralmente y los no despachados centralmente deben realizar una declaración de disponibilidad<sup>23</sup>, expresada en (MWh), para cada una de las horas del día siguiente. Adicionalmente, de forma independiente las plantas térmicas presentan trimestralmente el precio de arranque y parada<sup>24</sup>, expresado (USD\$/arranque) para cada configuración reportada para el recurso.

De acuerdo a lo anterior, cada una de las unidades del sistema debe reflejar de la mejor forma posible en su oferta, con una anticipación de más de 24 horas a su operación, las condiciones técnicas y comerciales que el recurso tenga previsto para el día de operación. El error de los pronósticos para fuentes no síncronas, pequeñas centrales hidráulicas y filo de agua en este horizonte de tiempo, según el estado del arte, superan los valores definidos de penalización ante desviaciones; de aquí surge la necesidad de ajustar la declaración de la disponibilidad a partir de pronósticos de energía para este tipo de fuentes de generación.

#### 6.5.2.2 Propuesta

En lo referente a la participación de fuentes no síncronas, pequeñas centrales hidráulicas y filo de agua en el despacho económico, estas podrán entregar una oferta de precio única, expresada en (\$/MWh), para las 24 horas del día siguiente y tendrán que entregar una declaración de disponibilidad, expresada en (MWh), para cada una de las horas del día siguiente. La disponibilidad entregada para estas plantas deberá corresponder a los pronósticos de energía horarios para cada una de las 24 horas del día siguiente. Adicionalmente, los agentes representantes de las fuentes no síncronas, pequeñas centrales hidráulicas y filo de agua deberán entregar al CND y a nivel horario la capacidad máxima de la instalación, definida como la máxima cantidad de energía que puede entregar la instalación a nivel horario independiente de la disponibilidad del recurso primario. Las fuentes no síncronas, pequeñas centrales hidráulicas y filo de agua estarán sujetos a las causales de redespacho, las cuales se describirán más adelante en este documento.

Sumado a lo anterior, existe la necesidad de establecer un criterio de desempate para el despacho económico, adicional al establecido para los recursos despachados centralmente, y que se aplique a los recursos que no realizan una oferta de precios<sup>25</sup>, este criterio de desempate debe permitir identificar los recursos que en primera instancia pueden ser sujetos a cortes o generaciones máximas ante requerimientos de seguridad del sistema, limitaciones por restricciones del sistema y/o por condiciones ambientales, y podría ser un sorteo equiprobable o una oferta de precios y un criterio de desempate similar al realizado en la actualidad con los recursos despachados centralmente.

---

<sup>23</sup> Resolución CREG 004 de 2003

<sup>24</sup> Resolución CREG 076 de 2009

<sup>25</sup> Debe incluir todos los recursos tenidos en cuenta para la programación del despacho que no realizan ofertas de precios (plantas menores, plantas filo de agua, cogeneradores, autogeneradores, no despachados centralmente, despachados centralmente, etc.).

### **6.5.3 Rampas de aumento y disminución para unidades de generación**

#### **6.5.3.1 Situación**

Las características técnicas que representan a las unidades de generación son un insumo fundamental en la programación óptima de unidades para el problema de optimización del despacho económico, redespacho y por tanto para la coordinación de la operación en tiempo real. De este modo, con el fin de afrontar la variabilidad de generación introducida por las fuentes no síncronas, pequeñas centrales hidráulicas y filo de agua cobra gran relevancia conocer la velocidad a la cual cada una de las unidades del sistema puede responder tanto para la toma de carga como de descarga, con el fin de evitar que durante la operación real del sistema se produzcan desbalances entre la generación y la demanda a velocidades superiores a las cuales el sistema está en capacidad de responder.

Las velocidades de toma de carga y descarga se han convertido en el estándar mundial para la programación en los diferentes escenarios de planeación operativa. En el caso colombiano, la declaración actual es una estimación de la energía en un periodo, con bloques fijos o variaciones máximas de energía horaria, lo cual imposibilita establecer la velocidad real de respuesta del sistema ante desbalances carga – generación y genera naturalmente desbalances carga – generación durante la operación real del sistema. Adicionalmente, un modelo de bloques de energía horario, como el existente, es insuficiente para preparar el sistema a las condiciones de operación que plantean la integración al SIN de las fuentes no síncronas y de la generación distribuida.

Los modelos de velocidad de toma de carga y de descarga permitirán representar de una manera más confiable la realidad física de la unidad y de las plantas, a su vez permite un mejor seguimiento del uso del generador, sumado a que este parámetro puede ser determinado a través de una prueba técnica mediante procedimientos estandarizados para las unidades de generación del SIN.

Adicionalmente, los parámetros de velocidad de toma de carga y descarga para las unidades permiten una aplicación en diferentes resoluciones de tiempo, ya que se pueden utilizar para construir los bloques de energía para diferentes resoluciones de tiempo, determinando los mismos en función de la optimización del sistema, haciendo un mejor uso de las unidades sin comprometer su integridad. Una declaración de los parámetros de toma de carga y descarga genera una gestión efectiva de las capacidades de rampa del sistema para hacer frente a incertidumbres en los diferentes horizontes de tiempo, cumpliendo con la energía horaria requerida para despacho económico y redespacho, y a su vez cumpliendo con las trayectorias de potencia en los horizontes del control de generación de tiempo real.

#### **6.5.3.2 Propuesta para todas las fuentes de generación**

Para los generadores síncronos actuales y toda la generación que se conecte al SIN, se propone que sea reemplazado el actual modelo de bloques y máximas variaciones de energía horarias, por un modelo que determine la trayectoria en potencia en función del parámetro velocidades de toma de carga y descarga por unidad de generación, lo anterior en búsqueda

de representar mejor las características de las unidades, lo que permitirá afrontar la variabilidad de la generación en los diferentes horizontes de tiempos como el despacho económico, redespacho y en especial en el control de generación y demanda de tiempo real. XM en un documento posterior informará a la Comisión el detalle sobre los modelos de velocidad de toma de carga a ser utilizados para los horizontes de despacho, redespacho y planeación operativa de tiempo real, donde se tendrá en cuenta el manejo de las rampas de entrada y salida de los recursos. Los modelos con los cuales se representarán las rampas de entrada y salida podrán corresponder a un modelo diferente al de velocidades de tomas de carga y descarga.

## **6.6 Redespacho**

En esta propuesta se conserva el criterio general establecido en la Resolución CREG 025 de 1995, Código de Operación, mediante la cual el redespacho se realiza utilizando los mismos criterios y función objetivo del despacho económico. Sin embargo, se proponen algunos cambios que flexibilicen este proceso para administrar adecuadamente las fuentes de incertidumbre actuales y futuras, producto de la integración de fuentes no síncronas, pequeñas centrales hidráulicas y filo de agua al SIN.

### **6.6.1 Recepción, procesamiento y envío de la información para el proceso de redespacho**

#### **6.6.1.1 Situación**

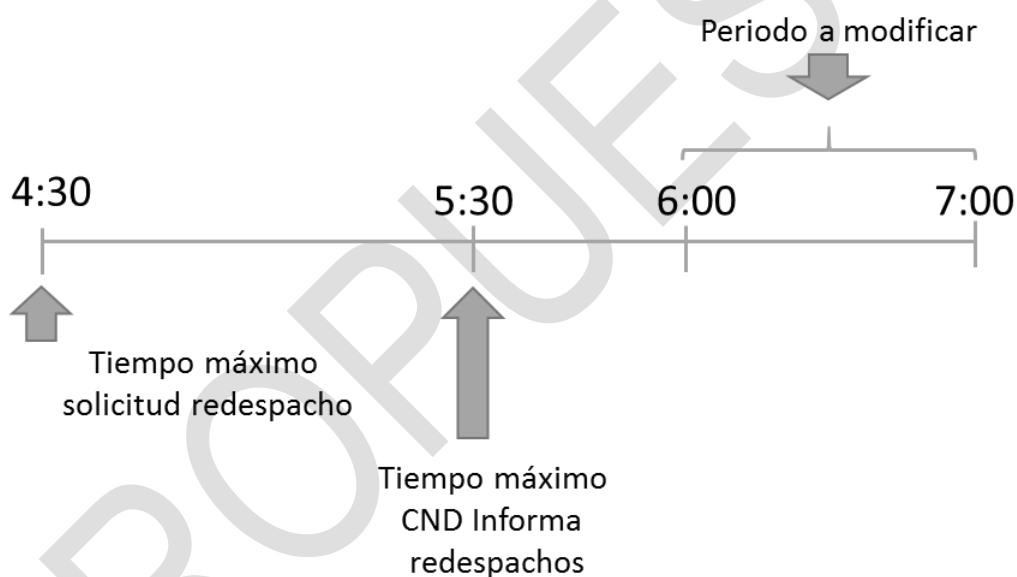
El capítulo 4.3 del Código de Operación, Resolución CREG 025 de 1995, “Períodos de tiempo para el envío y procesamiento de la información para efectuar el redespacho” establece que:

- “La información para redespacho la suministran los agentes al menos una hora y media (1.5 horas) antes de iniciar la vigencia de la modificación, es decir una hora y media antes del periodo que solicite.
- El CND informa a las empresas generadoras y CRDs, al menos con media hora (0.5 horas) de anticipación, telefónicamente con grabación permanente, las modificaciones al programa de generación de las unidades, y si se presentan, los cambios en los límites de transferencias de las áreas operativas.”

Teniendo en cuenta lo anterior, el proceso actual del redespacho finaliza la toma de información necesaria 1 ½ hora antes del inicio de la vigencia del redespacho. En términos de predicción de disponibilidad del recurso primario, este tiempo es relativamente grande para establecer un pronóstico con un nivel de incertidumbre adecuado (observe que se tienen hasta 2 ½ horas de incertidumbre, o tres si se consideran los datos recolectados al finalizar la hora anterior al cierre de la ventana para actualización de información), ver Figura 6-4. Teniendo en cuenta además que:

- La declaración de la disponibilidad para el redespacho debe ser la más precisa posible, con el fin de disminuir los requerimientos de reservas en el sistema y evitar condiciones inseguras de operación.

- Mientras menor sea el espacio temporal entre los pronósticos de demanda y los pronósticos de producción de fuentes de generación no síncronas y filo de agua, respecto de la operación real, menor serán los errores de dichos pronósticos y por tanto, los escenarios de planeación serán más ajustados a la operación real.
- Esta propuesta describe la necesidad del cálculo de desviaciones en la etapa 2 de integración de fuentes de generación variable para las plantas mayores a 5 MW, y para la demanda de energía. Por lo anterior es necesario reducir los tiempos de entrega de la información del redespacho, lo que brindará mayores oportunidades a los agentes de cumplir con los umbrales máximos de desviaciones.
- Con la incorporación de fuentes no síncronas al SIN y la actualización para el redespacho de la demanda y la disponibilidad de plantas menores, cogeneradores, plantas no despachadas centralmente y filo de agua, se prevé que el volumen de solicitudes de redespacho y por tanto de intercambio de información con los agentes aumente.



**Figura 6-4. Ejemplo redespacho actual**

#### 6.6.1.2 Propuesta para todas las fuentes de generación

Se propone que el tiempo de suministro de la información para procesar el redespacho sea disminuido a 60 minutos antes de iniciar la vigencia de la modificación (disminuir la incertidumbre máxima de 3 horas a 2 horas). Así mismo, se propone que las modificaciones al programa de generación, si se presentan, sean informadas mediante un sistema transaccional 30 minutos antes de iniciar la vigencia de la modificación, con lo cual, XM realizaría los análisis

a que haya lugar en al menos 30 minutos, ver Figura 6-5. Con esto se reduce el tiempo de entrega de información y con él, la incertidumbre de la información con la cual se programa la operación real del sistema. Lo anterior reduce el riesgo de que una planta con recurso primario variable resulte desviada de su programa por errores de pronóstico, viabilizando que estas sean incentivadas a cumplir sus programas de producción mediante el cobro de desviaciones.

Cabe señalar que debido a que el volumen de información intercambiada con los agentes en el escenario de redespacho se incrementará, la recepción y envío de la información requerida para el redespacho por medio telefónico (tal como está establecido actualmente en la regulación aplicable) se hace inviable por su volumen. Para viabilizar la reducción del tiempo de suministro de información de 1 ½ hora a 60 minutos antes de la operación del sistema, se propone que la información necesaria para el redespacho y los programas de generación que resulten de este, se intercambien entre XM y los agentes mediante una herramienta transaccional para la recepción de la información y notificación de los programas de producción horarios de los recursos del SIN, y no mediante llamadas telefónicas y formatos enviados por FAX como se establece actualmente.

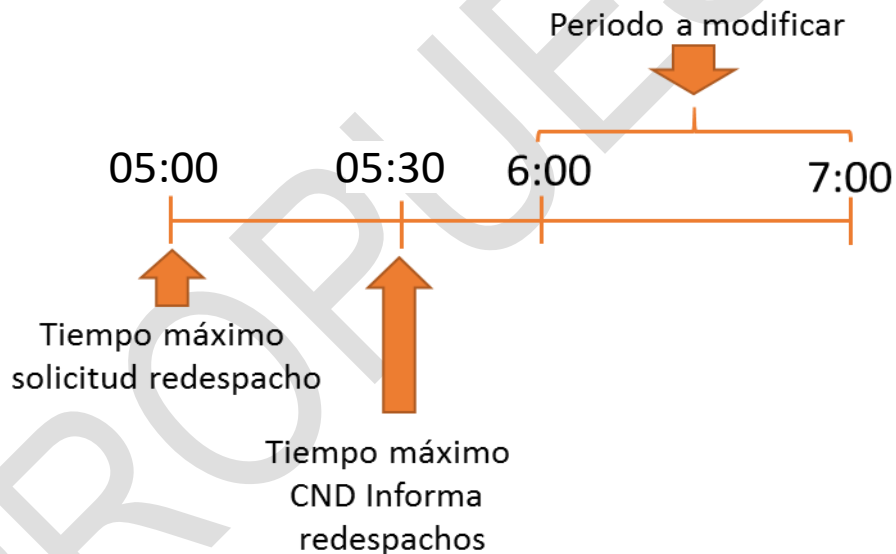


Figura 6-5. Ejemplo redespacho propuesto

## 6.6.2 Causales de redespacho

### 6.6.2.1 Situación

Las causales de redespacho vigentes en la regulación actual se detallan a continuación (listado indicativo y no textual):

- Indisponibilidad total de alguna de las unidades de generación despachadas.
- Aumento en la disponibilidad declarada por un agente generador por solicitud del CND, cuando este incremento se requiera para aumentar la seguridad en la operación del SIN. En estos casos se considerará toda la disponibilidad para generación de la planta hidráulica o unidad térmica, con el precio de oferta declarado inicialmente por el respectivo agente. Cuando la disponibilidad declarada inicialmente sea igual a cero, el agente correspondiente deberá efectuar una oferta de precios para la disponibilidad adicional que eventualmente requiera el CND, dentro de los plazos establecidos para la oferta de precios en el mercado mayorista.
- Cambios topológicos que impliquen cambios en los límites de transferencias de las áreas operativas.
- Cambios en los valores de la demanda mayores de 20 MW ocasionados por eventos fortuitos.
- Condiciones económicas del día siguiente (Empate de Plantas Térmicas).
- Redespachos de las Transacciones Internacionales (TIES)
- Programación, cancelación o reprogramación de pruebas de disponibilidad.
- Cambio de combustible (establecido mediante acuerdo CNO).

Bajo este marco regulatorio, la confiabilidad, seguridad y economía del sistema se verían comprometidas debido a que las causales de redespacho actuales no presentan la flexibilidad necesaria para absorber los cambios en las expectativas de producción y consumo, producto de la introducción de fuentes no síncronas y el crecimiento de las pequeñas centrales hidroeléctricas y plantas filo de agua.

#### 6.6.2.2 **Propuesta causales de redespacho**

Buscando una disminución de la incertidumbre con la cual se programa el redespacho, que permita una planeación de muy corto plazo más cercana a las características reales de operación, se propone que se actualicen las causales de redespacho la siguiente forma:

- Indisponibilidad total de alguna de las unidades de generación de los recursos no despachadas centralmente.
- Cambios en los pronósticos de producción de las fuentes no síncronas, pequeñas centrales hidroeléctricas y plantas filo de agua, siempre que estos sólo correspondan a cambios en las condiciones hidrometeorológicas.
- Cambios en los valores de Racionamiento Programado, Limitación de Suministro, DDV y RD programados en el despacho.
- Cambios en los pronósticos de consumo de la demanda.
- Cambios en las expectativas de cumplimiento de las pruebas autorizadas de plantas de generación del SIN.



- Revaluación de las reservas requeridas para garantizar la operación segura, confiable y económica del sistema.

Estas nuevas causales se proponen teniendo en cuenta que la programación del redespacho debe realizarse con la mejor información disponible, la cual en estos casos solo es posible de determinar con un nivel bajo de incertidumbre en periodos próximos a la operación real del sistema.

De otro lado, se propone crear los incentivos necesarios para que los agentes entreguen oportunamente la información requerida en el redespacho para planear las siguientes horas de operación y eviten realizar modificaciones grandes periodo a periodo que oculten la necesidad del arranque de unidades adicionales y ocasionen riesgos para la atención confiable de la demanda.

PROPOSUÉSMA

## 6.7 Coordinación de la operación en tiempo real

El CND deberá contar con las herramientas tecnológicas y procedimentales necesarias para administrar la incertidumbre en los escenarios de planeación operativa ante el incremento de la generación variable en el sistema. En la medida que estas fuentes aumenten su participación en la matriz energética del país, impondrán sobre la coordinación operativa nuevos niveles de incertidumbre, nuevos paradigmas de control, nuevos flujos de información y la necesidad de nuevas herramientas para asistir la toma de decisiones en tiempo real.

Bajo este escenario, la planeación de “último minuto” y la implementación de esquemas de control automáticos deben ser considerados por el CND como un requisito esencial para garantizar la operación segura, confiable y económica del sistema eléctrico colombiano. Lo anterior, justificado en el hecho de que, bajo un escenario de alta integración de generación no síncrona a pequeña y gran escala, pequeñas centrales hidráulicas y filo de agua, los pronósticos de demanda y generación para horizontes de tiempo cortos son más precisos que los horizontes utilizados actualmente para la planeación operativa del SIN.

En este sentido por ejemplo, diferentes operadores en el mundo han introducido uno o varios anillos de seguridad o instancias adicionales de planeación entre el redespacho y la operación real del sistema, en busca de disminuir los niveles de incertidumbre en los escenarios tradicionales de planeación operativa y garantizar la atención confiable de la demanda durante la operación en tiempo real del sistema. La principal ventaja de estos escenarios de planeación operativa de último minuto radica en:

- Mayor eficiencia, producto de programas de producción intra-horarios – óptimos en cuanto a la mejor utilización de los recursos del SIN.
- Disminución de los niveles de reservas requeridos, al realizar un seguimiento más fino de las condiciones reales de operación.
- Operación más segura y confiable, dado que se reduce la exposición del sistema a eventos impredecibles.
- Mayor estabilidad del sistema, al controlar de forma segura y balanceada los cambios de generación y demanda.

Así mismo, esquemas automáticos de control de generación y de voltaje son comunes y necesarios para la integración de generación no síncrona a pequeña y gran escala, pequeñas centrales hidráulicas y plantas filo de agua. En esta propuesta se pretende adoptar esta práctica internacional y se plantea un nuevo escenario de planeación operativa entre el redespacho y la operación real del sistema integrado a las funciones de control de carga y frecuencia del sistema SCADA, un esquema automático de control de voltaje y otros aspectos relevantes que viabilizarían la integración a gran escala de generación variable en el sistema colombiano.

## **6.7.1 Despacho operativo en tiempo real**

### **6.7.1.1 Situación**

En la actualidad, el despacho programado del Sistema Interconectado Nacional es realizado en dos horizontes temporales. El primero es conocido como el despacho económico (internacionalmente Day-Ahead Security Constrained Unit Commitment), y el segundo es conocido como el redespacho (internacionalmente Real-Time Security Constrained Unit Commitment). El despacho y redespacho establecen, basados en las ofertas de precio y declaración de disponibilidad de los generadores y los pronósticos de demanda, un programa de generación óptimo y factible para los recursos de generación. El despacho y redespacho consideran una discretización horaria de la demanda del sistema para la asignación de los programas de generación de los recursos, los cuales también son discretizados horariamente. Esta discretización es necesaria desde el punto de vista comercial, dado que la “energía horaria” ha sido la unidad de medición y facturación utilizada para la liquidación de las diferentes transacciones que se realizan (compras y ventas de energía). Sin embargo, durante la operación real del sistema, la generación y la demanda son variables continuas en el tiempo, lo cual conduce a un desbalance natural entre los programas de generación horarios y la demanda real del sistema. De otro lado, el sistema de potencia está expuesto continuamente a una variedad de fenómenos impredecibles por su naturaleza estocástica, como la falla de elementos (líneas, generadores, transformadores), las desviaciones en el pronóstico de la demanda y, más recientemente, la variabilidad en la demanda y la generación producto de la integración de generación no síncrona, pequeñas centrales hidráulicas y filo de agua.

En el marco regulatorio actual de Colombia, el control carga generación en tiempo real se realiza en concordancia a lo establecido en la resolución CREG 025 de 1995, modificado por la resolución CREG 051 de 2009, ARTÍCULO 14. Esta referencia normativa establece que el balance carga - generación en tiempo real se debe realizar siguiendo un criterio de mérito, buscando que las plantas se ajusten a su programa de generación y utilizando para ajustar los desbalances la capacidad remanente de los recursos despachados, definida en la resolución CREG 025 de 1995, código de operación como:

- **Capacidad Remanente:**

“Es el resultado de descontar de la Disponibilidad Declarada de cada unidad generadora: la reserva rodante y el valor máximo entre las generaciones mínimas técnicas, por seguridad y por AGC.”

En términos prácticos, la capacidad remanente de los recursos hace parte de la “reserva de remplazo” del sistema. La reserva de remplazo puede ser dividida en varias sub reservas, como reserva caliente de emergencia, reserva operativa, reserva fría u otras según las necesidades particulares y las características tecnológicas del parque de generación de cada país (comúnmente es conocida como reserva terciaria). Se debe resaltar que las modificaciones en los programas de generación realizadas mediante este esquema se entienden de carácter obligatorio, y para su cumplimiento la CREG introdujo el concepto de Delta-GP en la Resolución CREG 064 de 2000:

- **DELTAGP:**

“Modificaciones a la Generación Programada, solicitadas por el CND durante la operación, para los generadores despachados centralmente.”

Varios aspectos deben ser tenidos en cuenta al evaluar el marco normativo actual y las modificaciones necesarias para la integración de generación no síncrona, pequeñas centrales hidráulicas y filo de agua:

- Actualmente, todo recurso despachado o en servicio y con capacidad remanente, es sujeto de modificaciones de su programa de generación (tanto para subir como para bajar), considerando sus características técnicas sin tener en cuenta el recurso primario que utilice. Esto es una ventaja en un escenario de alta integración de generación variable debido a que garantiza una alta disponibilidad de capacidad remanente tanto para subir como para bajar (o reserva terciaria).
- Aunque en teoría las instrucciones de modificación al programa de generación deben ser de obligatorio cumplimiento, en la realidad están limitadas por el acceso al recurso primario. Por ejemplo, en plantas que operan con GAS natural no se tiene certeza de que en realidad se dispone de toda la capacidad remanente, debido a que los agentes no modifican su disponibilidad en función del gas nominado o las presiones del sistema nacional de transporte de gas en el punto de conexión. Por lo anterior, es necesaria una convergencia adecuada de los sectores GAS-ELECTRICIDAD para una adecuada planeación operativa del sistema.
- La asignación por orden de mérito en tiempo real puede ser práctica y económica en un sistema con capacidad ilimitada de transporte, sin embargo, la existencia de restricciones eléctricas y operativas da lugar a que este orden no sea viable durante la operación real, dando lugar a sub mercados de restricciones que deben ser asignados bajo criterios económicos difícilmente alcanzados con un procedimiento puramente manual.
- Las modificaciones se informan vía telefónica, lo cual en la actualidad es poco práctico dado el volumen de modificaciones que se producen, sobre todo cuando se presentan grandes cambios en los bloques horarios o cambios en el orden de mérito de los recursos producto de las condiciones naturales del mercado. En un escenario con integración de generación no síncrona, esta situación será inviable, debido a la gran cantidad de cambios de generación que se producirían hora a hora producto de los ajustes a las capacidades de generación durante la operación real del sistema.

De no contar con un control adecuado de los desbalances entre los programas de generación producto de la planeación operativa de muy corto plazo y la operación real del sistema, se pueden producir desviaciones de la frecuencia respecto de sus límites de calidad y seguridad, oscilaciones de potencia debido a los cambios abruptos de los programas de producción de los recursos (como consecuencia de limitaciones, cambios en el recurso primario o cambios en las condiciones del mercado), puntos de operación inseguros o incluso no factibles y ausencia de energía de corto plazo para abastecer la demanda [1]-[2]-[3]-[4]. De otro lado, la tendencia

mundial indica que el telecontrol del parque de generación, es necesario para garantizar un balance continuo entre la generación y la demanda y una operación óptima, segura y confiable en condiciones de integración de grandes volúmenes de fuentes de generación variable. La tecnología de control automático del sistema SCADA del CND<sup>26</sup> actual permite controlar de forma segura, eficiente y confiable los cambios de generación requeridos para la operación estable, segura y económica del sistema.

### 6.7.1.2 Propuesta para todas las fuentes de generación

Partiendo del análisis anterior, se propone para el sistema colombiano la implementación de un nuevo horizonte de planeación operativa entre el redespacho y la operación en tiempo real, que se denominará en adelante “Despacho Económico de Operación en Tiempo Real” o DEO-TR. La implementación de este nuevo horizonte implica una labor de actualización tecnológica, tanto en XM como en los agentes que participan del mercado.

En principio, este nuevo escenario de planeación operativa conserva las reglas actuales de mercado y puede ser visto simplemente como la automatización del procedimiento de coordinación operativa, el cual está descrito en la regulación vigente. Un diagrama esquemático de este nuevo escenario es mostrado en la Figura 6-6, donde se observa la introducción de un nuevo anillo de seguridad que permitirá afrontar la operación del sistema con una menor incertidumbre.

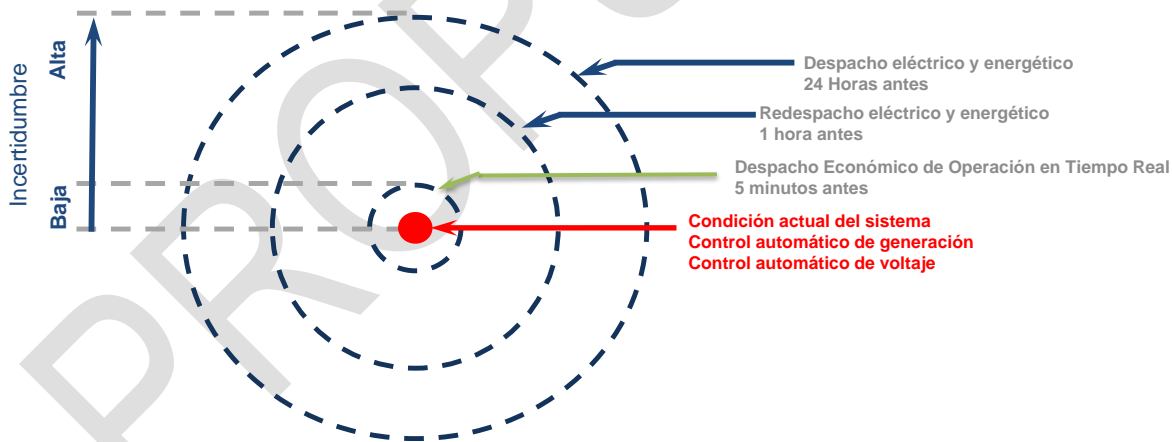


Figura 6-6. Esquema conceptual de planeación operativa del último minuto, control automático de generación y control automático de voltaje

<sup>26</sup> Adquirida por XM como parte de la última modernización tecnológica del centro de control

Algunos de los requerimientos necesarios desde el punto de vista regulatorio para la implementación de este nuevo escenario de planeación operativa se detallan a continuación:

- Todos los recursos despachados centralmente y las plantas no despachadas centralmente mayores a 5 MW, están obligados a participar de este nuevo escenario de planeación mediante la actualización, al menos 10 minutos antes del periodo para el cual aplique la modificación, de las capacidades máximas de generación de cada unidad y la flexibilidad para cada uno de los periodos intra-horarios de análisis del DEO-TR. Dicha información se recibirá mediante el sistema que el CND defina para ello.
- En la planeación operativa de tiempo real considerará el arranque de las unidades de generación que puedan hacerlo dentro de su horizonte de análisis. Los arranques de unidades o plantas con tiempos de aviso superiores al mínimo necesario para ser consideradas en el DEO-TR, no serán considerados dentro de este escenario.
- La planeación operativa de tiempo real solo considerará para sus análisis las plantas flexibles en cada periodo del horizonte de análisis, se considerarán plantas inflexibles todas las unidades/plantas cuyas características técnicas impidan ser programadas en el horizonte del DEO-TR.
- En el caso de unidades/plantas inflexibles para el DEO-TR pero que se encuentren en servicio, el CND forzará el último valor de generación real en la unidad/planta para los periodos de análisis.
- El escenario de planeación operativa de tiempo real considerará la parada de unidades dentro de su horizonte de análisis. Para esto, los agentes deberán reportar la posibilidad de iniciar este proceso mediante el sistema que el CND disponga para ello.
- El CND publicará los resultados de cada corrida del DEO-TR para todo el horizonte al menos 5 minutos antes de la ejecución del periodo bajo análisis.

A continuación, se describen algunas características generales de este nuevo escenario de planeación operativa:

- **REPORTE DE INFORMACIÓN A CARGO DE LOS AGENTES**

Los agentes deberán reportar al CND mediante el medio que este disponga para ello toda la información requerida en este escenario con al menos 10 minutos de antelación al periodo para el cual aplican los cambios. En caso de no reportar información, se asumirá como válida la información reportada en el escenario de redespacho.

- **PERIODICIDAD, HORIZONTE Y GRANULARIDAD**

Inicialmente se propone que el DEO-TR inicie su ejecución 10 minutos antes de la operación real, con un horizonte de 65 minutos y con una granularidad de 5 minutos (13 periodos de 5 minutos cada uno).

- **FUNCIÓN OBJETIVO**

La función objetivo obedecerá a un despacho en orden de mérito que minimice las desviaciones respecto al programa de producción asignado en el redespacho económico, tal como se encuentra definido en la reglamentación vigente. Adicionalmente, esta función objetivo podrá incluir la asignación de reservas adicionales requeridas en el sistema.

- **RESTRICCIONES**

El DEO-TR considerará al menos las mismas restricciones que el redespacho y las que hubiera lugar para reflejar el comportamiento real de cada recurso de generación y las restricciones eléctricas y operativas producto de las condiciones reales de operación y las esperadas durante el horizonte de análisis.

- **INSUMOS PARA EL HORIZONTE DE ANÁLISIS REPORTADOS POR LOS AGENTES EN EL HORIZONTE DEL DEO-TR**

- Disponibilidad de generación de las unidades/plantas síncronas.
- Máxima capacidad de generación de las plantas solares y eólicas.
- Posibilidad de iniciar rampas de salida en la unidad o planta.
- Flexibilidad de las unidades/plantas para el horizonte de análisis.

- **INSUMOS PARA EL HORIZONTE DE ANÁLISIS REPORTADOS POR LOS AGENTES FUERA DEL HORIZONTE DEL DEO-TR**

- Precios de oferta.
- Velocidades de toma de carga y descarga para condiciones de generación flexible (mayor al Mínimo Técnico).
- Mínimo técnico de los recursos.
- Tiempos de aviso.
- Tiempos de carga estable de cada unidad/planta.
- Zonas prohibidas de generación para cada unidad/planta.

- **INSUMOS PARA EL HORIZONTE DE ANÁLISIS CALCULADOS POR EL CND**

- Pronósticos operativos de demanda realizados por el CND.
- Pronósticos operativos de producción de energías renovables realizados por el CND.
- Programa de generación asignado en el redespacho.
- Asignación de AGC en el redespacho.
- Último estado topológico de la red.

- Restricciones eléctricas y operativas.
- Salida programada de equipos de red en el horizonte de análisis.

En lo referente al control operativo, se propone las siguientes reglas:

- Todos los recursos con capacidad de generación superior a 20 MW deberán estar integrados a la función Control Automático de Generación del sistema SCADA del CND, y recibir un nuevo set-point de producción de forma automática en los ciclos de ejecución de esta función (en la actualidad, alrededor de 16 plantas de generación Hidráulicas y 1 Térmica se encuentran integradas a esta función, pero solo se activan cuando prestan el servicio de regulación secundaria de frecuencia) y en los términos definidos en la sección 4.8.7.
- El control automático de generación solo considerará para modificación de su programa de producción las unidades o plantas en control remoto y cuya generación real sea superior al mínimo técnico de la unidad/planta. La condición de remoto/local deberá ser informada al CND de forma automática por el respectivo agente.
- Para las unidades/plantas no integradas a la función de control automático del sistema SCADA del CND e identificadas como flexibles para el DEO-TR, las consignas de producción generadas por DEO-TR son de obligatorio cumplimiento. Estas plantas deberán contar con los sistemas de información necesarios para recibir las consignas de producción en los ciclos de ejecución del DEO-TR (5 minutos) y deberán ejecutar estas consignas con las velocidades de toma de carga declaradas al CND.
- Para todos los recursos de generación, las desviaciones al programa de generación se medirán realizando el cálculo de la energía horaria programada teniendo en cuenta como valor programado lo siguiente:
  - El programa de redespacho, durante el tiempo que la unidad o planta estuvo inflexible para el DEO-TR.
  - Las consignas de producción del DEO-TR, durante el tiempo que la unidad/planta estuvo flexible para el DEO-TR pero no integrada a la función de control automático de generación del CND o la unidad/planta estuvo flexible para el DEO-TR y no pudo ser controlada efectivamente por el CND mediante el Control Automático de Generación.
  - Las consignas de generación enviadas por el Control Automático de Generación del CND, durante el tiempo que la unidad/planta pudo ser controlada efectivamente por el CND mediante el Control Automático de Generación.

El cálculo de la energía horaria se hace considerando las resoluciones de tiempo que aplique para el redespacho, DEO-TR o las consignas enviadas por el AGC. El cálculo de la energía horaria considerará el tiempo durante cada periodo en el cual la planta estuvo en cada una de las condiciones anteriores y su aporte al total de la energía horaria.

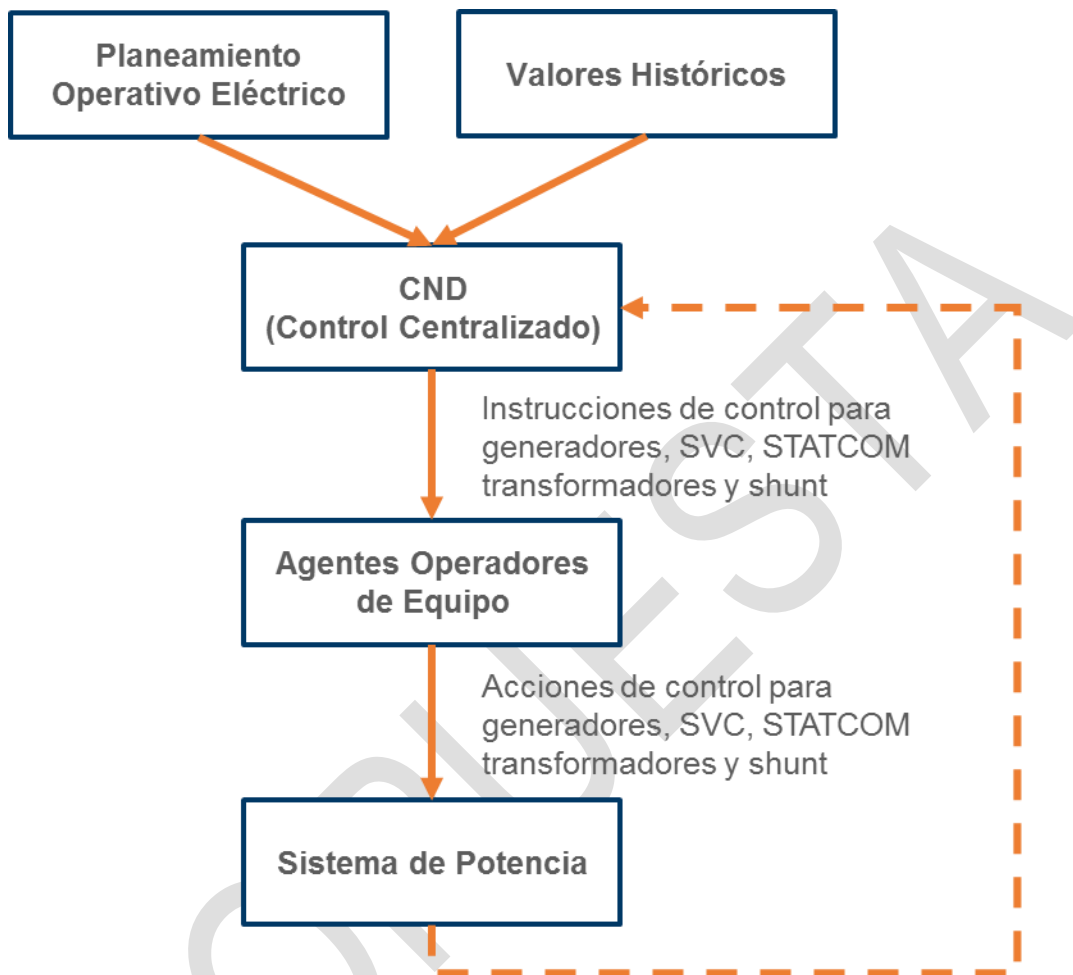


Según las propuestas realizadas para el esquema de control automático de generación, XM ha adelantado algunas investigaciones en este sentido respecto a la factibilidad de un modelo de optimización que automatice la asignación de deltas de generación durante la operación real del sistema. Producto de esta iniciativa, se dispone en la actualidad de un prototipo funcional para la optimización en tiempo real de la asignación del DeltaGP que considera el punto de operación y los requerimientos de generación en los siguientes 5 minutos. La adecuación de este prototipo a los requisitos del nuevo escenario de planeación operativa de tiempo real que se propone, estimamos que puede tardar alrededor de 1 a 2 años. Los resultados de las investigaciones realizadas por XM y la descripción del prototipo desarrollado pueden ser expuestos y compartidos con la Comisión si esta lo considera necesario.

## **6.7.2 Control voltaje en tiempo real**

### **6.7.2.1 Situación**

En Colombia, existe un control centralizado de voltaje en el cual el CND determina el perfil de tensión de los nodos del sistema. Una representación del esquema lógico del control de tensión en Colombia se presenta en la Figura 6-7, donde las flechas en naranja son acciones –de control o instrucciones- y la línea punteada mediciones que se toman del sistema.



**Figura 6-7.** Esquema de control del voltaje

La regulación prevé la siguiente responsabilidad de los agentes propietarios de los equipos de compensación estáticos y dinámicos:

- Asegurar la disponibilidad de los equipos de compensación reactiva bajo su propiedad.
- Seguir las instrucciones indicadas por el CND relacionadas con el control y optimización del manejo de potencia reactiva.

Las responsabilidades asignadas en el marco regulatorio actual para todas las plantas del SIN son seguir las instrucciones indicadas por el CND relacionadas con el control y optimización del manejo de potencia reactiva (entregar o absorber potencia reactiva).

Otros aspectos relacionados con el control de voltaje se encuentran establecidos en la Resolución CREG 025 de 1995, particularmente en la sección 5.7 del Código de Operación que establece:

- Los voltajes objetivos en los nodos de generación se determinarán de acuerdo con los resultados de las metodologías del Planeamiento Operativo Eléctrico.
- Los movimientos de taps en los transformadores con cambio bajo carga, se hacen de acuerdo a los resultados del Planeamiento Operativo Eléctrico de Corto y muy Corto Plazo.
- La disminución de voltaje se hace siguiendo las instrucciones del CND de acuerdo a la siguiente secuencia, establecida en el Código de Operación:
  - 1) Ajuste de voltajes objetivo de generadores.
  - 2) Cambio de posición de los taps de transformadores.
  - 3) Desconexión de condensadores.
  - 4) Conexión de reactores.
  - 5) Desconexión de líneas de transmisión o distribución en horas de baja carga.
- El aumento de voltaje se hace siguiendo las instrucciones del CND de acuerdo a la siguiente secuencia:
  - 1) Conexión de líneas de transmisión o distribución.
  - 2) Desconexión de reactores.
  - 3) Conexión de condensadores.
  - 4) Cambio de posición de los taps de transformadores.
  - 5) Ajuste de voltajes objetivo de generadores.
- Todas las plantas del SIN están obligadas a participar en el control de tensión, por medio de la generación o absorción de potencia reactiva de acuerdo con la curva de capacidad declarada en los formatos de capacidad.
- La generación o absorción de potencia reactiva de las centrales se establece en los análisis eléctricos de estado estacionario para las diferentes condiciones de demanda.
- Para establecer los taps de referencia y los voltajes objetivo en las unidades de generación se emplea un programa de flujo de carga óptimo.

Tal como establece el marco regulatorio actual, en Colombia las acciones de control encaminadas a mantener perfiles adecuados de voltajes en toda la red eléctrica se llevan a

cabo por los operadores del sistema con base en los resultados de los estudios de Planeamiento Operativo Eléctrico de Corto y muy Corto Plazo mediante la instrucción directa y telefónica a los agentes propietarios de los equipos de compensación (estática y dinámica) y a las plantas de generación.

#### 6.7.2.2 Propuesta Control de Voltaje en Tiempo Real

Teniendo en cuenta que el sistema de potencia se ha vuelto más complejo por el incremento del número de elementos de control y el crecimiento de la demanda, y tomando en consideración que con la introducción a gran escala de fuentes no síncronas la experiencia internacional indica que las exigencias operativas para mantener perfiles de voltaje adecuados en toda la red eléctrica se incrementa, se propone la implementación de una estrategia automática de control de voltaje. Esta estrategia está basada en la ejecución de flujos óptimos de potencia reactiva en tiempo real y el telecontrol de los equipos disponibles, la cual permite operar el sistema de forma más eficiente y segura, minimizando las pérdidas de potencia activa en la red, los flujos de potencia reactiva, el número de violaciones en el voltaje y el número de maniobras requeridas, y maximizando la reserva dinámica de potencia reactiva que se tiene disponible para condiciones de emergencia.

Algunos de los requerimientos necesarios desde el punto de vista regulatorio para la implementación de un esquema automático de voltaje se detallan a continuación:

- Todas las subestaciones del STN y del STR que cuenten con equipos para el control de voltaje (unidades de generación, transformadores con cambiador de tomas bajo carga, compensadores, reactores), deberán contar con un control local automático tipo VQC. Las zonas de operación, la tipificación de los tipos de día, el ajuste de las bandas de control para las diferentes horas del día y el estado ON-OFF de estos esquemas podrán ser actualizados desde el CND para hacer frente a las condiciones de operación reales del sistema, a fallas en la telecomunicaciones y/o a fallas en el sistemas de control automático de voltaje.
- Todos los equipos de compensación del SIN deberán poder recibir de forma automática consignas de conexión y/o desconexión desde el CND, ya sea de forma directa, a través de los centros del control de los operadores de RED o a través de los equipos VQC instalados en cada subestación.
- Todos los SVC's, STATCOM's, Compensadores Síncronos, Bancos de Baterías y/o cualquier otro dispositivo equipado con un AVR deberán poder recibir de forma automática consignas de voltaje, de potencia reactiva y/o de modo de operación desde el CND, ya sea de forma directa o a través de los centros del control de los operadores de red.
- Todos los recursos de generación en servicio con capacidad mayor o igual a 5 MW deberán poder recibir de forma automática consignas de voltaje, de potencia reactiva

y/o de modo de operación desde el CND, ya sea de forma directa o a través de los centros del control de los operadores de generación, si se cuenta con estos.

- Todos los transformadores del STN y de conexión del STR al STN con cambiador automático de tomas bajo carga, deberán poder recibir de forma automática consignas aumento y disminución de las posiciones de TAP's y/o de bloqueo del control automático desde el CND, ya sea de forma directa o a través de los centros del control de los operadores de red.
- Todos los agentes serán responsables de reportar al CND en tiempo real, y mediante la tecnología que el CND disponga para ello, la disponibilidad de sus equipos para participar del esquema de control automático de voltaje. Si un equipo se encuentra indisponible para participar del control automático de voltaje, esta condición deberá afectar los índices de calidad establecidos en la regulación aplicable.

De acuerdo a las propuestas realizadas para el esquema de control automático de voltaje, la mayor dificultad puede radicar en el desarrollo del modelo de optimización necesario para implementar la estrategia. De lo anterior, surge la necesidad de realizar un prototipo del modelo, que considere todos los escenarios posibles y que permita tener la certeza del correcto funcionamiento del esquema. XM ha venido adelantando algunas investigaciones en este sentido y espera tener para finales del año 2017 un prototipo funcional de esta componente. Los resultados de la investigación pueden ser expuestos y compartidos con la Comisión si se considera necesario.

En cuanto al telecontrol de los equipos, es necesario anotar que aunque muchos de ellos ya cuentan con esta tecnología y podrían ser fácilmente integrados al sistema SCADA del CND y por tanto a la estrategia de control automático de voltaje, sin embargo se podrían requerir inversiones adicionales por parte de algunos agentes cuya evaluación se encuentra fuera del alcance de esta propuesta.

### **6.7.3 Análisis de seguridad para tiempo real**

#### **6.7.3.1 Situación**

La supervisión y el control de sistemas de potencia a gran escala y la detección y prevención eficaz de puntos de operación inseguros o inestables que puedan suponer un riesgo para la operación del sistema, son los desafíos para la mayoría de los centros de control de los sistemas de energía que han experimentado una rápida integración de fuentes de generación variable. Como se ha discutido a lo largo de este capítulo, la evaluación de seguridad fuera de línea con valores pronóstico que encierran niveles elevados de incertidumbre no reflejan en muchos casos la situación real de operación del sistema. El cálculo de valores límites de seguridad bajo esta condición puede implicar restricciones eléctricas y operativas que pueden ser subestimadas o sobre estimadas, lo que a su vez en la operación del sistema se traduce en sobre costos o riesgos operativos. Más aun, la incorporación de fuentes de generación no síncrona introduce nuevas dinámicas en el sistema, cuyo comportamiento está estrechamente

relacionado con las condiciones reales de operación y que han generado problemas de inestabilidad y colapsos en muchos sistemas.

Esta incertidumbre en cuanto al comportamiento real del sistema frente a ciertas perturbaciones puede ser disminuida en gran parte al realizar una evaluación del estado del sistema lo más cercano al tiempo real, con la cual sería posible identificar condiciones que puedan representar un riesgo y reevaluar las restricciones eléctricas y operativas planteadas inicialmente desde los escenarios de planeación operativa tradicionales. Las principales herramientas en el Análisis Dinámico de Seguridad utilizadas en la actualidad son las siguientes:

- Evaluación Transitoria de Seguridad (TSA), incluye la evaluación de la estabilidad transitoria, contingencias N-1 y sus efectos en el sistema, las excursiones de tensión y frecuencia, así como violaciones de margen que pueden ocurrir en un período transitorio.
- Evaluación de Seguridad de Pequeña Señal (SSSA), incluye la evaluación de la estabilidad de pequeña señal en la evaluación de las oscilaciones del sistema (amortiguamiento).
- Evaluación de Seguridad de Frecuencia (FSA), incluye la evaluación de la estabilidad de frecuencia dentro de un margen definido de seguridad y márgenes de seguridad de potencia para el sistema.
- Evaluación de Seguridad de tensión (VSA), incluye la evaluación de la estabilidad de tensión y la evaluación de las violaciones de bajo y sobre voltaje que pueden ocurrir en un período de tiempo de interés.

El éxito de la implementación de estas herramientas radica en la confiabilidad y fiabilidad de los datos de entrada, incluidos los modelos estáticos y dinámicos de los diferentes equipos que pueden impactar la calidad de los resultados obtenidos. Al contar con modelos adecuados y entradas válidas y fiables, se garantizan salidas con información útil para la ejecución de acciones de control y modificación de los programas de producción eficaces. Es por esto que, para la implementación de estas herramientas, es necesario contar con una supervisión e información proveniente del sistema válida y un modelamiento adecuado de los diferentes equipos que pueden impactar la seguridad del sistema y que permitan establecer con precisión el estado real de operación de la red.

#### **6.7.3.2 Propuesta**

Con el ánimo de contar con una representación adecuada de las condiciones de operación del SIN, se propone que:

- Sea establecido un nivel de precisión para cada tipo de medición en toda la red supervisada por el CND.

- Los ORs suministren un modelo dinámico de las cargas conectadas al SIN en los respectivos puntos de conexión, el cual debe de ser estandarizado y validado periódicamente.
- Se realice una estandarización y validación periódica de modelos de equipos.
- Se realice una estandarización y validación periódica de modelos de control.

PROPUESTA

## 7. LO QUE SIGUE

- En esta propuesta se cubren los requisitos técnicos y operativos de fuentes de generación mayores a 5 MW. Sin embargo, dado que se espera integración de generadores menores a 5 MW, especialmente en el SDL, es necesario realizar un seguimiento continuo a su crecimiento y en caso de ser necesario, establecer las normas necesarias para considerar estos recursos en los análisis de planeamiento operativo del CND.
- Una de las herramientas recomendadas a nivel internacional para la integración de fuentes no síncronas en sistemas de potencia, es la respuesta a la demanda. En lo cual XM está trabajando y presentará las propuestas regulatorias referentes a este tema, donde se incluirán los requisitos mínimos técnicos y operativos que la demanda debe de cumplir para conectarse y desconectarse al SIN. Para esto es necesario que la demanda sea parte del mercado y tenga reglas claras para la operación.
- Es necesario revisar periódicamente los parámetros asociados a regulación primaria de frecuencia, entre ellos la banda muerta y el estatismo, para lo cual XM está adelantando estudios.
- Ante la ausencia de información climatológica fiable y dada su importancia para la gestión eficiente y segura de las fuentes asíncronas y la generación distribuida, es recomendable que se incluya dentro de las unidades constructivas a remunerar en los esquemas de calidad del STN y STR, la instalación, mantenimiento y operación de estaciones meteorológicas en las subestaciones que hacen parte del STN y STR.
- Se debe trabajar en la revisión y normalización de las restricciones técnicas del parque generador actual. Dada la condición de variabilidad de las fuentes no síncronas, pequeñas centrales hidráulicas y filo de agua, se necesita un sistema de transmisión y generación flexible, por tanto es necesario revisar la viabilidad de adoptar prácticas internacionales, como adelantar auditorias de verificación de parámetros técnicos a los principales elementos del SIN.
- Se deben generar los mecanismos necesarios para aumentar la flexibilidad del sistema nacional de transporte de gas natural frente a renominaciones de gas producto de los análisis de muy corto plazo (redespacho) y tiempo real (despacho económico de operación en tiempo real), de tal forma que se aumente la capacidad remanente (reservas) y se flexibilicen los tiempos de arranque de las unidades que operan con este combustible. Estos mecanismos deben considerar una coordinación estrecha entre los sectores gas-electricidad, de tal forma que se pueda establecer con certeza el nivel de reservas con que cuenta el sistema y su capacidad para asumir la variabilidad natural de las fuentes de generación variable. Lo anterior teniendo en cuenta que, por ejemplo, la alta penetración de fuentes no síncronas



esperada en el norte del país implicaría la necesidad de renominaciones de gas durante la operación real del SIN para controlar los límites de intercambio de esta área cuyo parque de generación es mayormente térmico a gas.

- En los escenarios de planeación de muy corto plazo y tiempo real, se deben crear los incentivos para evitar que los agentes realicen modificaciones de información que puedan representar comportamientos estratégicos y que oculten la necesidad de reservas adicionales o arranque de unidades, lo cual puede generar riesgos para la atención segura y confiable de la demanda.
- En la medida en que crezca la integración de fuentes de generación variable al SIN, es necesario realizar una revisión detallada y estructural de las reglas actuales del mercado y evaluar la implementación de mercados intradiarios y mercados de balance que garanticen una formación eficiente de precios en los diferentes escenarios de la planeación operativa (despacho, redespacho y tiempo real).
- Se debe definir el tiempo que los agentes deben guardar toda la información necesaria para análisis de eventos en el SIN. Se recomienda solicitar que este tiempo de almacenamiento sea de 3 meses, con toda la calidad, y un año con valores medios de una hora.
- Se deben definir tiempos, criterios y señales económicas para garantizar que los datos y parámetros declarados sean lo más ajustado posible a las condiciones operativas para la operación segura del SIN.
- Se debe de definir una base de datos única para manejar todo el intercambio de información, la cual garantice que la información llegue al lugar correcto de forma íntegra. La información corresponde a información eléctrica, información meteorológica e información estática de los parques de generación.

## 8. ANEXO- INFORMACIÓN TÉCNICA PARA FUENTES NO SÍNCRONAS, PCH y FILO DE AGUA

### 8.1 Protocolo de información generadores fotovoltaicos

Información general.

Información básica del sistema de generación fotovoltaico

VARIABLE	DESCRIPCIÓN	VALOR	UNIDAD
NOMBRE DEL SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICO	Nombre con el cual identificará el sistema de generación ante el CND		--
AGENTE GENERADOR REPRESENTANTE	Agente generador registrado en el mercado de energía mayorista que representará el sistema de generación fotovoltaico		--
EMPRESA PROPIETARIA	Empresa propietaria del proyecto		--
PUNTO DE CONEXIÓN	Indicar la subestación y el nivel de tensión donde se asignó el punto de conexión		MW
NIVEL DE TENSIÓN A LA CUAL SE CONECTA EL	Se debe indicar el sistema al cual se conecta el sistema de		MVA

<b>VARIABLE</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>VALOR</b>	<b>UNIDAD</b>
SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICO	generación fotovoltaico (STN, STR, SDL)		
BARRAS EN EL STR EN LA QUE SE REFLEJA LA GENERACIÓN	Barras del STR donde se refleje los RED junto con el circuito equivalente del modelo (generador y carga) para incluirlo en el modelo eléctrico oficial		--
CAPACIDAD EFECTIVA NETA DEL SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICO	Máxima cantidad de potencia expresada en valores enteros, que puede suministrar la unidad, en condiciones normales de operación, al SIN en el punto de conexión o frontera comercial.		MW
TIPO DE CONEXIÓN	Indicar si la conexión es 3F, 3 F-T, 1F FN		--

### Características de la instalación

<b>VARIABLE</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>VALOR</b>	<b>UNIDAD</b>
LATITUD	Latitud del lugar donde se instalarán los módulos fotovoltaicos		
LONGITUD	Longitud del lugar donde se instalarán los módulos fotovoltaicos		

VARIABLE	DESCRIPCIÓN	VALOR	UNIDAD
ALTITUD	Altitud del lugar donde se instalarán los módulos fotovoltaicos		
IRRADIACIÓN GLOBAL HORIZONTAL PROMEDIO ANUAL	Radiación solar que incide sobre una superficie horizontal, resultado de sumar las componentes directas, difusas y de albedo calculadas como un promedio anual.		(kWh/m2.dia)
IRRADIACIÓN EN EL PANEL DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS PROMEDIO ANUAL	Radiación solar total que incide sobre los módulos fotovoltaicos		(kWh/m2.dia)
TEMPERATURA AMBIENTE PROMEDIO ANUAL	Temperatura del aire que rodea a un generador fotovoltaico, medida en un recinto ventilado, protegido contra las radiaciones del sol, del terreno y del cielo calculada como un promedio anual.		°C
TEMPERATURA DE LO MÓDULOS FOTOVOLTAICOS PROMEDIO ANUAL			°C

### Ubicación de los módulos fotovoltaicos, orientación e inclinación

VARIABLE	DESCRIPCIÓN	VALOR	UNIDAD
ALTURA DE LOS MÓDULOS	Altura sobre el suelo de los módulos		Metros
TIPO DEL MÓDULO	Tecnología del módulo		
FABRICANTE DEL MÓDULO			--
MODELO DEL MÓDULO			--
SISTEMA DE MONTAJE	Indicar si es fijo o móvil		--
ÁNGULO DE ORIENTACIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	Ángulo formado entre el norte geográfico y la orientación de la línea de módulos fotovoltaicos		Grados
ÁNGULO DE INCLINACIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	Ángulo entre el plano del horizonte y la superficie de un módulo solar, generalmente diseñado para maximizar la captación de la radiación solar		Grados
COEFICIENTE DE PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN	Cálculo de la comprobación de las pérdidas por orientación e inclinación de los módulos fotovoltaicos		%
COEFICIENTE DE PÉRDIDAS DEBIDO A SOMBRAS	Cálculo matemático de la comprobación de las pérdidas por		%

VARIABLE	DESCRIPCIÓN	VALOR	UNIDAD
	sombras cercanas a la ubicación de los módulos fotovoltaicos		
ALBEDO DE LA SUPERFICIE	Albedo característico de la superficie del proyecto		

#### Datos técnicos generales de los módulos fotovoltaicos

VARIABLE	DESCRIPCIÓN	VALOR	UNIDAD
POTENCIA MÁXIMA DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO ( $P_{m\acute{a}x}$ )	Potencia máxima de diseño o de placa del módulo fotovoltaico		MW
NÚMERO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	Cantidad de módulos o celdas fotovoltaicas que conforman la totalidad del sistema fotovoltaico		--
TOLERANCIA DE POTENCIA			%
TENSIÓN NOMINAL EN EL MÁXIMO PUNTO DE POTENCIA ( $V_{mp}$ )	Tensión de diseño o de placa del módulo fotovoltaico en el máximo punto de potencia		V
CORRIENTE NOMINAL EN EL MÁXIMO PUNTO DE POTENCIA ( $I_{mp}$ : Maximum Power Current)	Corriente de diseño o de placa del módulo fotovoltaico en el máximo punto de potencia		A

VARIABLE	DESCRIPCIÓN	VALOR	UNIDAD
VOLTAJE DE CIRCUITO ABIERTO ( $V_{oc}$ )	Es la tensión máxima disponible del módulo fotovoltaico a corriente cero. La tensión en circuito abierto corresponde a la cantidad de polarización directa sobre la célula solar debido a la polarización de la unión de células solares con la corriente generada por la luz		V
CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO ( $I_{sc}$ o $I_{cc}$ )	Máxima corriente que se puede extraer del módulo fotovoltaico		A
COEFICIENTE DE TEMPERATURA PARA $P_{máx}$	Porcentaje de potencia que el módulo solar perderá por cada grado de temperatura superior a 25 °C		%/°C
COEFICIENTE DE TEMPERATURA PARA $V_{oc}$	Es la variación de la tensión de circuito abierto de un módulo fotovoltaico por grado centígrado de variación de la temperatura de sus células. Se especifica en valor relativo como %/°C o en valor absoluto en mV/°C.		%/°C
COEFICIENTE DE TEMPERATURA PARA $I_{sc}$	Es la variación de la intensidad de cortocircuito de un módulo fotovoltaico por grado centígrado de variación de la temperatura de sus células. Se especifica en		%/°C

VARIABLE	DESCRIPCIÓN	VALOR	UNIDAD
	valor relativo como %/°C o en valor absoluto en mA/°C.		
TEMPERATURA DE OPERACIÓN NOMINAL DE LA CÉLULA (TONC o NOCT: Nominal Operating Cell Temperature o TONC)	Es la temperatura que alcanza la célula en determinadas condiciones (valor que oscila entre 45°C y 49°C). Es la temperatura a la que operan las células en un módulo solar bajo condiciones de operación estándar (SOC). Estas condiciones son: la radiación de 0,8 kW / m <sup>2</sup> , a 20 ° C de temperatura ambiente y velocidad media del viento de 1 m/seg, con la célula o el módulo en un estado del circuito eléctrico abierto, el viento orientado en paralelo al plano de la matriz, y todas las partes de la matriz totalmente expuesta al viento.		°C

#### Datos técnicos generales del inversor

VARIABLE	DESCRIPCIÓN	VALOR	UNIDAD
POTENCIA NOMINAL DEL INVERSOR AC ( $P_{nom, AC}$ )	Potencia nominal del inversor en corriente alterna		W



VARIABLE	DESCRIPCIÓN	VALOR	UNIDAD
NÚMERO DE INVERSORES	Número de inversores que se conectan en paralelo		--
FACTOR DE EFICIENCIA DEL INVERSOR	Eficiencia del inversor sin considerar consumo de potencia de auxiliares		%

### Parámetros eléctricos

VARIABLE	DESCRIPCIÓN	VALOR	UNIDAD
VOLTAJE MÁXIMO	Máximo voltaje que puede ser soportado por el sistema de generación fotovoltaico, sin sufrir daños en su aislamiento.		kV
VOLTAJE MÍNIMO	Mínimo voltaje con el cual el sistema de generación fotovoltaico puede funcionar correctamente.		kV
VOLTAJE NOMINAL	Voltaje nominal del sistema de generación fotovoltaico		kV

VARIABLE	DESCRIPCIÓN	VALOR	UNIDAD
ESTATISMO/FRECUENCIA	Característica técnica del sistema de generación fotovoltaico, que determina la variación porcentual de la frecuencia por cada unidad de variación porcentual de la carga en todo el rango de frecuencia (Puede declarar una curva).		%
ESTATISMO/VOLTAJE	Característica técnica del sistema de generación fotovoltaico, que determina la variación porcentual de la tensión por cada variación porcentual de la potencia reactiva en todo el rango de regulación de tensión (Puede declarar una curva).		
BANDA MUERTA	Rango de frecuencia, dentro del cual el sistema de generación fotovoltaico no varía automáticamente su potencia.		mHz

### Parámetros técnicos para AGC

Si el propietario tiene interés de participar en la regulación secundaria de frecuencia, puede declarar los dos parámetros siguientes, sin embargo, estos parámetros serán revisados y ajustados con las pruebas que se realicen a distancia desde el CND.

<b>VARIABLE</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>VALOR</b>	<b>UNIDAD</b>
MÍNIMO TÉCNICO AGC	Potencia activa mínima en MW a la que puede operar la unidad, cuando presta el servicio de AGC.		MW
VELOCIDAD DE CARGA/DESCARGA	Velocidad máxima en que el sistema de generación fotovoltaico responde a consignas de frecuencia/potencia		MW/min

Se debe anexar mapa del proyecto donde se indique la ubicación y orientación de cada fila de paneles fotovoltaicos, además de la ubicación de cada estación meteorológica, y cada punto donde se mida la temperatura posterior de los paneles y la radiación en el plano de los paneles.

Se deben anexar estudios del recurso solar, caracterizando los regímenes del de radiación y su impacto en la generación esperada del proyecto. Los estudios deben caracterizar el ciclo anual de la producción, así como su ciclo diario, y la variabilidad diezminutal.

Se debe anexar una tabla de ubicación de los módulos fotovoltaicos y su descripción en el formato definido por XM.

Se debe anexar un modelo de elevación digital del sitio del proyecto.

Se debe anexar una tabla de ubicación de sensores de mediciones meteorológicas indicando cuales sensores que reportarán en tiempo real.

## 8.2 Protocolo de información generadores eólicos

### Información básica de la planta de generación eólica

VARIABLE	DESCRIPCIÓN	VALOR	UNIDAD
NOMBRE DE LA PLANTA DE GENERACIÓN EÓLICA	Nombre con el cual identificará la planta de generación eólica ante el CND		--
AGENTE GENERADOR REPRESENTANTE	Agente generador registrado en el mercado de energía mayorista que representa la planta de generación eólica		--
EMPRESA PROPIETARIA	Empresa propietaria de la planta de generación eólica		--
DEPARTAMENTO	Departamento donde se ubica la planta		--
MUNICIPIO	Municipio donde se ubica la planta		--
N° DE UNIDADES	Número de unidades que posee la planta de generación eólica		--
PUNTO DE CONEXIÓN	Indicar la subestación y el nivel de tensión donde se asignó el punto de conexión		--

<b>VARIABLE</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>VALOR</b>	<b>UNIDAD</b>
NIVEL DE TENSIÓN A LA CUAL SE CONECTA LA PLANTA DE GENERACIÓN EÓLICA	Se debe indicar el sistema al cual se conecta el sistema de generación (STN, STR, SDL)		--
BARRAS EN EL STR EN LA QUE SE REFLEJA LA GENERACIÓN	Barras del STR donde se refleje los DER junto con el circuito equivalente del modelo (generador y carga) para incluirlo en el modelo eléctrico oficial		
CAPACIDAD EFECTIVA NETA DE LA PLANTA DE GENERACIÓN EÓLICA	Máxima cantidad de potencia expresada en valores enteros, que puede suministrar la unidad, en condiciones normales de operación, al SIN en el punto de conexión o frontera comercial.		MW

### Características de la instalación

<b>VARIABLE</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>VALOR</b>	<b>UNIDAD</b>
LATITUD	Latitud del lugar donde se instalarán los aerogeneradores		--
LONGITUD	Longitud del lugar donde se instalarán los aerogeneradores		--

VARIABLE	DESCRIPCIÓN	VALOR	UNIDAD
ALTITUD	Altitud del lugar donde se instalarán los aerogeneradores		--
TEMPERATURA AMBIENTE PROMEDIO ANUAL	Temperatura del aire que rodea a un aerogenerador		°C
VELOCIDAD DEL VIENTO A ALTURA DE BUJE PROMEDIO ANUAL			m/s
DENSIDAD DEL VIENTO A ALTURA DE BUJE PROMEDIO ANUAL			Kg/m <sup>3</sup>

#### Datos técnicos generales del generador

VARIABLE	DESCRIPCIÓN	VALOR	UNIDAD
POTENCIA MÁXIMA DEL PARQUE EÓLICO (P <sub>máx</sub> )	Potencia máxima de diseño o de placa del parque eólico considerando la eficiencia (Reportar la curva correspondiente: P vs eficiencia)		MW
POTENCIA MÁXIMA DE CADA GENERADOR EÓLICO (P <sub>máx</sub> )	Potencia máxima de diseño o de placa de cada generador que		MW

VARIABLE	DESCRIPCIÓN	VALOR	UNIDAD
	forma parte del parque eólico considerando la eficiencia		
TIPO DE AEROGENERADOR			--
ALTURA DE BUJE			--
FABRICANTE DE LOS AEROGENERADORES			--
MODELO DE LOS AEROGENERADORES			--
CURVA DE CARGA DEL FABRICANTE PARA CADA AEROGENERADOR (Velocidad vs Potencia)	Incluir velocidad de conexión y corte		--
VELOCIDAD DE ENTRADA DE LOS GENERADORES EÓLICOS	"Cut-in speed"		m/s
VELOCIDAD DE SALIDA DE LOS GENERADORES EÓLICOS	"Cut-out speed"		m/s
RANGO DE TEMPERATURA DE OPERACIÓN DE LOS GENERADORES EÓLICOS			°C

VARIABLE	DESCRIPCIÓN	VALOR	UNIDAD
POTENCIA APARENTE NOMINAL DEL PARQUE EÓLICO ( $S_{nom}$ )			VA
POTENCIA APARENTE NOMINAL DE CADA GENERADOR EÓLICO ( $S_{nom}$ )			VA
TENSIÓN NOMINAL EN EL MÁXIMO PUNTO DE POTENCIA ( $V_{mp}$ : maximum Power Voltage)	Tensión de diseño o de placa del generador en el máximo punto de potencia		V
TIPO DE CONEXIÓN	Indicar si la conexión es 3F, 3 F-T, 1F FN		--

### Parámetros eléctricos

VARIABLE	DESCRIPCIÓN	VALOR	UNIDAD
VOLTAJE MÁXIMO	Máximo voltaje que puede ser soportado por el sistema de generación fotovoltaico, sin sufrir daños en su aislamiento.		kV
VOLTAJE MÍNIMO	Mínimo voltaje con el cual el sistema de generación fotovoltaico puede funcionar correctamente.		kV



VARIABLE	DESCRIPCIÓN	VALOR	UNIDAD
VOLTAJE NOMINAL	Voltaje nominal del sistema de generación fotovoltaico		kV
ESTATISMO/FRECUENCIA	Característica técnica del sistema de generación fotovoltaico, que determina la variación porcentual de la frecuencia por cada unidad de variación porcentual de la carga en todo el rango de frecuencia (Puede declarar una curva).		%
ESTATISMO/VOLTAJE	Característica técnica del sistema de generación fotovoltaico, que determina la variación porcentual de la tensión por cada variación porcentual de la potencia reactiva en todo el rango de regulación de tensión (Puede declarar una curva).		
BANDA MUERTA	Rango de frecuencia, dentro del cual el sistema de generación fotovoltaico no varía automáticamente su potencia.		mHz

### Parámetros técnicos para AGC

Si el propietario tiene interés de participar en la regulación secundaria de frecuencia, puede declarar los dos parámetros siguientes, sin embargo, estos parámetros serán revisados y ajustados con las pruebas que se realicen a distancia desde el CND.

<b>VARIABLE</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>VALOR</b>	<b>UNIDAD</b>
MÍNIMO TÉCNICO AGC	Potencia activa mínima en MW a la que puede operar la unidad, cuando presta el servicio de AGC.		MW
VELOCIDAD DE CARGA/DESCARGA	Velocidad máxima en que el sistema de generación fotovoltaico responde a consignas de frecuencia/potencia		MW/min

Se debe anexar mapa del proyecto donde se indique la ubicación de cada generador eólico, cada estación meteorológica, y cada torre de medición.

Se debe anexar un modelo de elevación digital del sitio del proyecto.

Se deben anexar estudios del recurso eólico, caracterizando los regímenes del viento y su impacto en la generación esperada del proyecto. Los estudios deben caracterizar el ciclo anual de la producción, así como su ciclo diario, y la variabilidad diezminutal.

Se debe anexar una tabla de ubicación de los aerogeneradores y su descripción en el formato definido por el CND.

Se debe anexar una tabla de ubicación de sensores de mediciones meteorológicas indicando cuales sensores que reportarán en tiempo real en el formato definido por el CND.

### 8.3 Protocolo de información generadores pequeñas centrales hidroeléctricas (PCHs) y Filo de agua

#### Información sobre la PCH

VARIABLE	DESCRIPCIÓN	VALOR	UNIDAD
NOMBRE DE LA PLANTA	Nombre de la PCH de la cual se envía o actualiza la información		
AGENTE PROPIETARIO	Empresa propietaria de la PCH		
AGENTE ADMINISTRADOR	Empresa que administra o representa comercialmente a la PCH ante el mercado.		
DEPARTAMENTO	Departamento donde se localiza la PCH		
MUNICIPIO	Municipio donde se ubica la PCH		
RÍOS	Nombre del(os) río(s) que alimenta(n) la PCH. El agente deberá reportar diariamente al CND el(los) caudal(es) de este(os) río(s), según se halle		

VARIABLE	DESCRIPCIÓN	VALOR	UNIDAD
	establecido en la regulación vigente.  NOTA: una PCH puede tener sólo un río principal asociado. Los otros ríos que sean aprovechados por la PCH, deben ser tomados mediante desviaciones desde otras cuencas.		
POSEE DESCARGA DE FONDO? (SI / NO)	Si la PCH tiene descargas de fondo y es usada regularmente.		
CAUDAL MÁXIMO DE LA DESCARGA DE FONDO	Caudal máximo de la conducción para la descarga de fondo		M <sup>3</sup> /S
CAUDAL MÍNIMO DE LA DESCARGA DE FONDO	Caudal mínimo de conducción para descarga de fondo		M <sup>3</sup> /S

### Información sobre la cuenca hidrográfica y sección hidrológica

Este apartado comprende las características fisiográficas y morfométricas de la corriente principal que alimenta la PCH y de la cuenca hidrográfica asociada con ella. Así mismo se incluyen algunos parámetros que caracterizan los suelos y la vegetación.

VARIABLE	DESCRIPCIÓN	VALOR	UNIDAD
UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LA PCH.	Coordenadas geográficas (latitud y longitud) de la bocatoma o sitio de cierre de la cuenca asociada con la PCH	LATITUD: _____ LONGITUD: _____	GRADOS, MINUTOS, SEGUNDOS
¿EXISTE ALGUNA CENTRAL O EMBALSE DE ALMACENAMIENTO DE AGUAS ARRIBA DE LA PCH? (SI/NO)	Cuando aguas arriba de la PCH existe alguna construcción hidrotécnica (otra PCH, embalse de almacenamiento, etc.), que afecte el régimen hidrológico, se tienen dos cuencas de drenaje: la cuenca propia que corresponde al área de drenaje que va desde la PCH hasta el aprovechamiento aguas arriba (conocida como cuenca propia), y el área total, que corresponde a las condiciones naturales de la cuenca, que se darían en el caso de que únicamente existiese la PCH. Cuando esto ocurra, se necesitaría declarar dos tipos de caudales: los aportes naturales totales y los naturales por cuenca propia.		
ÁREA DE DRENAJE	Área de drenaje de la cuenca cuyas aguas sirven a la PCH.		

VARIABLE	DESCRIPCIÓN	VALOR	UNIDAD
	NOTA: en caso de que aguas arriba de la PCH exista otra central, el área de drenaje de dicha PCH equivale a la diferencia del área de drenaje total de la PCH, menos el área de drenaje de la central aguas arriba. Es decir, el área de drenaje es la cuenca propia que se forma a partir de la central ubicada aguas arriba.		KM <sup>2</sup>
LONGITUD DEL DRENAJE PRINCIPAL	Longitud del río principal que alimenta la PCH		KM
PENDIENTE MEDIA DE LA CUENCA	Caída del terreno en metros por cada kilómetro		M/KM
PENDIENTE MEDIA DEL CAUCE PRINCIPAL	Inclinación del río principal en metros por cada kilómetro de cauce		M/KM
TIPO DE SUELO	Describir el tipo de suelo predominante en la cuenca, si se tienen porcentajes de cada tipo, incluirlos.		____% ____% ____%
TIPO DE COBERTURA VEGETAL	Describir el tipo de cobertura vegetal predominante (bosque nativo, pastizales, rastrojos, etc.) y en caso de conocer		____% ____%

VARIABLE	DESCRIPCIÓN	VALOR	UNIDAD
	porcentajes aproximados de cada uno de ellos, incluirlos.		____% ____% ____%
USO DEL SUELO	Describir el uso que se le da al suelo (prácticas agrícolas, pecuarias, zonas ocupadas por minería, etc.). Si se conocen porcentajes aproximados para cada tipo de uso, incluirlos		____% ____% ____% ____%

### Información sobre almacenamiento

Aquí se incluye información del pondaje que alimenta la tubería de carga de la PCH.

VARIABLE	DESCRIPCIÓN	VALOR	UNIDAD
¿TIENE PONDAJE DE ALMACENAMIENTO? (SI/NO)	Cuando la PCH cuenta con un pequeño almacenamiento (pondaje) que alimenta la tubería de carga de las unidades de generación.		
TAMAÑO DEL PONDAJE DE LA PCH	Volumen en miles de metros cúbicos.		10 <sup>3</sup> M <sup>3</sup>

### Información sobre conducciones de generación

Se refiere a las características del flujo utilizado para la generación de energía en la PCH.

VARIABLE	DESCRIPCIÓN	VALOR	UNIDAD
CAUDAL MÁXIMO	Caudal máximo de la conducción o túnel de carga		M <sup>3</sup> /S
CAUDAL MÍNIMO	Caudal mínimo de la conducción o túnel de carga		M <sup>3</sup> /S

### Información sobre vertimientos

Esta información permite identificar si la central puede verter, las características de dicho vertimiento y el tipo de vertedero.

VARIABLE	DESCRIPCIÓN	VALOR	UNIDAD
¿LA PCH REALIZA VERTIMIENTOS? (SI/NO)	Los vertimientos (agua no utilizada para generación) pueden presentarse antes de que el caudal llegue a la central, o bien que el vertedero		



VARIABLE	DESCRIPCIÓN	VALOR	UNIDAD
	haga parte de las instalaciones de la PCH.		
TIPO DE VERTEDERO	Puede ser borde libre, morning Glory, de compuertas, etc.		
CAPACIDAD MÁXIMA DEL VERTEDERO (m <sup>3</sup> /s)	Capacidad de evacuación del arco (vertedero) en m <sup>3</sup> /s		M <sup>3</sup> /S

### Información sobre desviaciones

Este apartado se refiere a las importaciones o exportaciones de agua, asociadas con la cuenca que alimenta la PCH. Se entiende como importaciones de agua, aquellos caudales que se desvían desde cuencas vecinas, y se llevan a la PCH para su posterior turbinamiento. Las exportaciones, que pueden ocurrir aguas arriba de la bocatoma que alimenta la PCH o en la misma estructura (sin llegar a constituirse en vertimiento), son los caudales aprovechados para otros usos, diferentes a los de generación, tales como acueducto, riego, etc.

VARIABLE	DESCRIPCIÓN	VALOR	UNIDAD
IMPORTACIÓN DE AGUA	Nombre del río o quebrada desde el cual se importa el agua.		

VARIABLE	DESCRIPCIÓN	VALOR	UNIDAD
CAUDAL MÁXIMO IMPORTADO	Caudal máximo de la desviación		M <sup>3</sup> /S
CAUDAL MÍNIMO IMPORTADO	Caudal mínimo de la desviación		M <sup>3</sup> /S
CAUDAL MÁXIMO EXPORTADO	Caudal máximo de la desviación		M <sup>3</sup> /S
CAUDAL MÍNIMO EXPORTADO	Caudal mínimo de la desviación		M <sup>3</sup> /S
RÉGIMEN DE EXPORTACIÓN DE CAUDALES	<p>Ocurre cuando existe una regla operativa para exportar los caudales.</p> <p>NOTA:</p> <p>Se debe diligenciar en tabla adjunta, los caudales medios mensuales que se deben exportar, de manera separada para cada tipo de uso (acueducto, riego, etc.).</p>		

### Información sobre bombeo

Si en el proyecto hidráulico existen sistemas de bombeo, diligenciar la siguiente información:

VARIABLE	DESCRIPCIÓN	VALOR	UNIDAD
NOMBRE DE LA FUENTE BOMBEO	Nombre de la fuente de agua desde donde se bombea a la PCH.		
CAPACIDAD MÁXIMA DEL BOMBEO	Caudal máximo que se puede bombear		M <sup>3</sup> /S
CAPACIDAD MÍNIMA DEL BOMBEO	Caudal mínimo que se puede bombear		M <sup>3</sup> /S

### Información sobre caudal ecológico o ambiental

VARIABLE	DESCRIPCIÓN	VALOR	UNIDAD
¿SE REQUIERE EL SUMINISTRO DE CAUDAL AMBIENTAL? (SI/NO)	<p>Cuando existan exigencias de parte de la autoridad ambiental, sobre caudal mínimo que deba ser garantizado aguas abajo del PCH.</p> <p>NOTA:</p> <p>Se debe diligenciar en tabla adjunta, los caudales medios</p>		

VARIABLE	DESCRIPCIÓN	VALOR	UNIDAD
	mensuales que se deben garantizar aguas abajo.		
¿ESTE CAUDAL ES TURBINADO? (SI/NO)	En caso de que el caudal ecológico o ambiental sea turbinado previamente (antes de entregarlo)		

#### Parámetros energéticos de la PCH

Corresponde a la información de los diferentes parámetros de generación, eficiencia energética, etc. de la PCH.

VARIABLE	DESCRIPCIÓN	VALOR	UNIDAD
NÚMERO DE UNIDADES DE GENERACIÓN	Cantidad de unidades de generación que posee la PCH		
CAPACIDAD EFECTIVA NETA DE LA PCH			[MW]
EFICIENCIA ENERGÉTICA DE LA PLANTA	Factor de conversión		[MW/(M <sup>3</sup> /s)]

FACTOR DE CARGA PROMEDIO ANUAL DE LA CENTRAL	Relación entre la energía generada por la PCH en un año y la máxima posible.		[%]
--	--	--	-----

### Información de series hidrológicas y estaciones hidrológicas en la cuenca

Comprende el suministro de la información hidrológica asociada con la PCH y se refiere a la serie de caudales naturales totales, a la serie de caudales por cuenca propia (cuando aguas arriba de la PCH no existen otros aprovechamientos, el caudal natural total y el caudal por cuenca propia son iguales. Ver numerales 11 y 12 arriba), a la serie hidrológica natural de la corriente desde donde se importa agua para la PCH, (en el sitio de desviación). La información disponible con resolución mensual se debe entregar en el siguiente formato:

### Caudales mensuales en [m3/s] afluentes a la PCH

Año	ene	feb	....	.....	nov	dic
19XX						
.....						
20XX						

**NOTA:** en caso de existir aportes naturales totales y aportes por cuenca propia, se deberán entregar dos tablas de caudales medios mensuales.

En caso de contar con serie de caudales medios diarios, se deberá entregar esta información en el siguiente formato:

Año	ene	feb	---	---	nov	dic
19XX	1	1			1	1
	----	---			---	---
	31	28			30	31
20XX	1	1			1	1
	----	---			---	---
	31	28			30	31

**Caudales mensuales en [m3/s] importados a la PCH (en caso de haber importación)**

Año	ene	feb	....	.....	nov	dic
19XX						
.....						
20XX						

**NOTA:** esta información se entrega para la fuente desde donde se importa (desvía) agua, para ser utilizada en la PCH y son caudales naturales en el sitio de desviación. Solo se entregan en caso de que exista importación de agua. Si se dispone de información de caudales diarios, es necesario diligenciar una tabla similar para valores diarios, similar a la presentada más arriba.

**Estaciones hidrológicas en la zona del proyecto**

Nombre estación	Código	Latitud	Longitud	Tipo estación	corriente	Entidad

**NOTA:** El código de la estación es el utilizado por el IDEAM; las coordenadas en grados-minutos-segundos; entidad es el propietario o administrador de la estación (IDEAM, CAR, empresa de generación, etc.). Es necesario colocar en esta tabla la información de la estación hidrológica en el sitio del proyecto (en caso de existir). Si no hay estaciones en el sitio del proyecto, diligenciar la tabla con las estaciones que se encuentren aguas arriba, aguas abajo, o en cuencas vecinas (mínimo 1 estación, máximo 5 estaciones).

**Estaciones meteorológicas en la zona del proyecto**

Nombre estación	Código	Latitud	Longitud	Tipo estación	corriente	Entidad

**NOTA:** Diligenciar esta tabla con información de las estaciones meteorológicas localizadas DENTRO de la cuenca hidrográfica de la PCH. En caso de no haber estaciones dentro de dicha

cuenca, colocar aquellas más cercanas, localizadas en cuencas adyacentes, o en últimas, las más cercanas posibles.

**Precipitación media mensual [mm]**

ene	feb	---	....	.....	nov	dic

**NOTA:** Esta tabla debe diligenciarse en caso de tener información sobre los valores totales mensuales de precipitación sobre la CUENCA asociada con la PCH. En caso de contar con desviaciones (importaciones) de caudal desde otras cuencas, se debe llenar una tabla similar para dichas cuencas.

Si se cuenta con información de totales diarios de precipitación, se llenará una tabla parecida a la de caudales diarios, es decir:

Año	Ene	feb	----	---	nov	dic
19XX	1	1			1	1
	----	---			---	---
	31	28			30	31
---	---	---	---	---	---	---



20XX	1	1			1	1
	----	---			---	---
	31	28			30	31

**Información adicional**

Anexar mapa del proyecto con ubicación del embalse, planta, estaciones hidrológicas y meteorológicas, red hidrográfica, etc.

Anexar gráfico con el esquema hidráulico general incluyendo la cadena hidráulica a la que pertenece, embalses, desviaciones, etc.

Estudios hidrológicos disponibles sobre la cuenca y río asociados con la PCH.

Se debe anexar una tabla de ubicación de sensores de mediciones hidrometeorológicas indicando cuales sensores que reportarán en tiempo real en el formato definido por el CND.