



Informe de recomendaciones para la modificación del Código de Redes colombiano:

Consultoría para el análisis para el análisis, revisión y actualización del Código de Redes

FASE II

Ernst & Young S.A.S. & Camilo Quintero

UT EY Código de redes

Noviembre de 2018



Comisión de Regulación
de Energía y Gas



Building a better
working world

Tabla de contenido

1. Abreviaciones	4
FASE II	6
2. Recomendaciones generales – Fase II	7
2.1. Regulación de múltiples niveles.....	7
2.2. Procedimientos para el cumplimiento del CR.....	9
2.3. Mecanismos de resolución de disputas	11
3. Recomendaciones del Código de Planeamiento – Fase II	13
3.1. Complemento del criterio costo-beneficio	13
3.2. Parámetros para modificación de límites de clasificación de las FNCER.....	13
3.3. Unidades de Medición fasorial sincronizada (PMU's)	19
3.4. Ajustes a los elementos de planeamiento: reducción del espectro en el planeamiento.....	21
3.5. Información de fuentes no convencionales	22
3.6. Gestión de riesgos desde el planeamiento	24
3.7. Vías de comunicación entre el planeador y el operador de la red	26
3.8. Introducción de manuales de planeamiento: entrega de información y procedimientos asociados	28
3.9. Introducción de manual de planeamiento: Catálogo tecnológico.....	30
4. Recomendaciones del Código de Conexión – Fase II	33
4.1. Ajuste a los rangos de operación de V y f: operación normal.....	33
4.2. Herramientas para el aseguramiento de la calidad de la potencia	35
4.3. Regulación de sistemas HVDC.....	37
4.4. Regulación del almacenamiento	46
4.5. Requisitos de conexión de FNCER – Máximo control a todas las plantas	48
4.6. Revisión de los servicios solicitados a los conectados.....	49
4.7. Actualización de los esquemas de medida y telecomunicaciones.....	55
4.8. Introducción de manuales de Conexión	56
5. Recomendaciones del Código de Operación – Fase II.....	58
5.1. Diferencias entre criterios de planeamiento y operación	58
5.2. Mecanismos para el aseguramiento de la calidad de la información en la supervisión y control	60
5.3. Coordinación de Maniobras	62
5.4. Introducción de los procedimientos de Ciberseguridad.....	63
5.5. Requisitos de operación anormal para conectados tradicionales.....	67

5.6.	Inspección de la temperatura de las líneas de transmisión	69
5.7.	Gestión de riesgos.....	71
5.8.	Actualización de la información requerida para el planeamiento operacional.....	73
5.9.	Algunos aspectos sobre despacho, redespacho y regulación de frecuencia.....	78
6.	Referencias.....	81

1. Abreviaciones

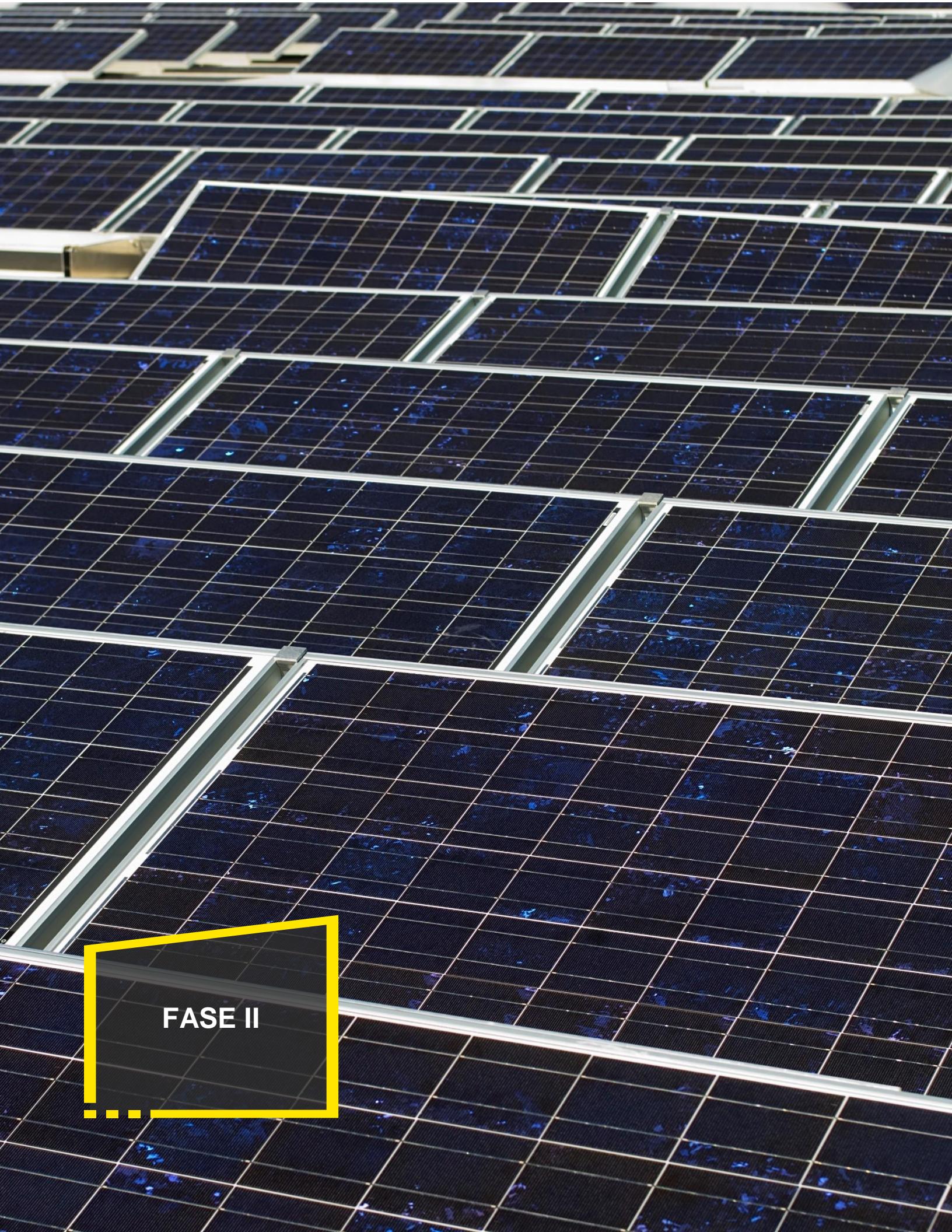
En la siguiente tabla se presentan las principales abreviaciones utilizadas a lo largo del documento.

Tabla 1 – Abreviaciones del documento

Abreviación	Significado
ACOLGEN	Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica
ANDEG	Asociación Nacional de Empresas Generadoras
ANDESCO	Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones
ASOCODIS	Asociación Colombiana de Distribuidores de Energía Eléctrica
CAC	Comité Asesor de Comercialización
CAOP	Condiciones Anormales de Orden Público
CAPT	Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión
CC	Código de Conexión
CO	Código de Operación
CM	Código de Medida
CND	Centro Nacional de Despacho
CNO	Consejo Nacional de Operación
CP	Código de Planeamiento de la Expansión del Sistema de Transmisión Nacional
CR	Código de Redes
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
EDAC	Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators
ESPS	Esquemas suplementarios de la protección del sistema
FERNC	Fuentes de energía renovable no convencionales
NERC	North American Electric Reliability Corporation
OS	Operador del Sistema
SER	Asociación de energías renovables Colombia

Abreviación	Significado
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SSPD	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
STN	Sistema de Transmisión Nacional
TN	Transportadores Nacionales
TSO	Transmission System Operator: Operador del Sistema
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
XM-CND	Expertos del Mercado-Centro Nacional de Despacho

Fuente: Elaboración propia



FASE II

2. Recomendaciones generales – Fase II

2.1. Regulación de múltiples niveles

2.1.1. Motivación y descripción de la modificación

En el esquema institucional colombiano nos encontramos con una amplia división de funciones. Se cuenta, entre otros, con un regulador independiente, un ministerio que funciona, en este tema, principalmente a través de la UPME, un Operador del Sistema semi-integrado con una de las empresas de transmisión que compite con otras en la expansión, un comité de empresas del sector sobre la operación, otro que hace planeamiento, una autoridad sancionatoria y poca estandarización local de normas técnicas.

Institucionalmente el modelo colombiano es único y basado, primordialmente, en la separación de funciones claramente establecidas en la Ley 143 de 1994. Como bien se sabe la separación de funciones requiere especialización y la existencia de unos mecanismos de “transacción” entre agencias encargadas de diferentes aspectos que deben coordinarse entre sí por medio de estos mecanismos. Por ejemplo, si el ministerio está a cargo de la política energética y ésta tiene eco en la regulación debe existir un mecanismo que exija que la política energética esté basada en criterios económicos y medidas si la regulación no reaccione a la política energética.

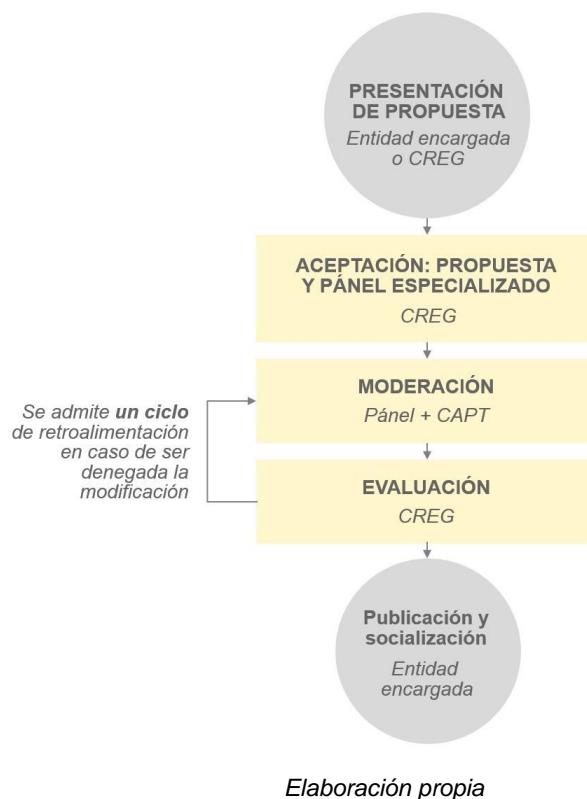
En la Ley 143 de 1994, el modelo colombiano ha resuelto la tensión técnico-económica. Un objetivo de eficiencia económica a la CREG, al CND y al CNO (las instituciones más pertinentes en el tema de CR). Pero eso lleva a que, sin coordinación, las entidades interfieran entre sí o invadan competencias. En el modelo de separación de funciones, se evidencia un traslape de objetivos, que requiere de aun mayor coordinación entre las entidades.

Al observar los casos de Brasil, PJM, Caiso y Alemania, se reconoce la importancia de una práctica regulatoria estratificada. Ciertas regulaciones (como el Tariff o el EnWG) cuentan con discursos generales, aplicables a escenarios generales de la conexión; mientras otras (manuales) facilitan la regulación de casos más particulares, que exigen mayor resolución en la información. Esta interacción entre CR como gran regulación y manual, acompañado de micro-regulación, facilita la generación de un sistema de normas interconectado; que se retroalimenta, crece de manera orgánica con las necesidades del mercado y facilita su actualización.

Esta recomendación aprovecha de manera evidente la estructura institucional altamente especializada de Colombia. Los manuales, que exigen gran atención al detalle, les ofrecen la oportunidad a las entidades especializadas de explotar al máximo su know-how y poner de frente su agenda, en relación y sincronía con el regulador. Sea esto cierto, cada familia de manuales tendría como gran supervisor una o más entidades especializadas (la UPME para los manuales de planeamiento, el CND para la conexión y el CND junto al CNO para la operación). Entonces, el proceso de modificación de los manuales modifica la propuesta de modificación previamente sugerida.

En el caso de los manuales, el responsable directo es su entidad especializada y es la única (además del regulador) capaz de proponer una modificación o creación de un nuevo manual. La moderación debe ser realizada de manera interna dentro de la entidad (es decir, el panel especializado es propuesto por la propia institución encargada) y está intervenida por conversaciones con el CAPT. Al realizar el concepto final de propuesta, es facultad del regulador decidir sobre su implementación o bien, negar la propuesta. Entonces, se sugiere el siguiente procedimiento de cambio:

Ilustración 1 – Proceso de modificación de los manuales del CR



2.1.2. Posición en el CR

A diferencia de otro tipo de modificaciones recomendadas en este documento, la inclusión de manuales se soporta en la idea de superar los límites del código. Sin embargo, es importante que cada familia de manuales (de planeamiento, conexión u operación) sea introducido como una compañía constante con del CR, para mantener una estructura cohesiva.

2.1.3. Ventajas y desventajas

Tabla 2 - Ventajas y desventajas de la recomendación

Ventajas	Desventajas
Un cambio ágil y pertinente.	Exige la gestión y coordinación de múltiples entidades de manera simultánea.
Regulación asistida por entidades especializadas; con el objeto de facilitar el desarrollo de sus funciones.	Implica nuevas exigencias (y la aplicación de recursos) a las entidades involucradas.
El CR de redes se convierte en un documento <i>hipertextual</i> , más accesible y disponible.	Exige una inversión continua de recursos en la actualización y revisión de la regulación (en función de las expectativas del mercado).

Ventajas	Desventajas
<p>El código adapta atributos elásticos (para volver a un status quo después de una perturbación) y plásticos (para adaptarse al cambio).</p>	<p>Elaboración propia</p>

2.1.4. Acciones necesarias

Involucrados

CREG, CND, UPME, CNO, SSPD

Estudios técnicos

No se prevé estudios de ninguna naturaleza para la implementación de esta medida.

Otras exigencias

Elaboración continua de la regulación.

2.2. Procedimientos para el cumplimiento del CR

2.2.1. Motivación y descripción de la modificación

Cualquier propuesta relacionada con el cumplimiento, debe reconocer la idiosincrasia del modelo colombiano. El modelo colombiano es único, primero, porque la mayoría de los países contienen las funciones regulatorias y de vigilancia integradas en una misma institución. Esto permite que la regulación y su coerción estén mejor articuladas y, en el caso del código de redes, que la regulación tenga un rol activo en el desarrollo de este que permite que los objetivos económicos sean centrales en su elaboración.

Para el cumplimiento del CR es necesario distinguir cumplimiento y sanción. La última está en cabeza de la SSPD, pero es claro que es un proceso complejo y de difícil acreditación. Según la Ley 143 de 1994 el CND tiene la facultad de “Informar las violaciones o conductas contrarias al Reglamento de Operaciones” pero esto implica que la SSPD deberá llevar a cabo el debido proceso a partir de lo que el CND le informe.

Pero existe una fase previa al cumplimiento que está más asociada con las características de los elementos de la red (incluidas las nuevas tecnologías) y es lo que tiene que ver con el cumplimiento de los requisitos al momento de la conexión. Para eso la experiencia internacional nos da tres modelos principales:

Instrumentos para su cumplimiento deben establecerse. Algunas de las observadas son:

- **Modelo de Pruebas** específicas a la instalación: Este modelo es el que se ha tendido a utilizar en Colombia debido al tamaño del sistema, pero con la llegada de generadores de menor tamaño puede perder algo de su valor. Las pruebas suelen ser costosas por ser intensivas en recursos y requerirse en diferentes momentos del tiempo. Además, algunos de estos *tests* no pueden hacerse por la incapacidad de reproducir la situación excepcional a probar o porque suelen ser costosos de llevar a cabo en el lugar del emplazamiento;
- **Certificaciones:** Existen formas de hacerlo *ex ante* por medio de certificaciones expedidas por alguna autoridad o institución de certificación acreditada. En este caso la certificación puede venir

de estándares en otros países si tienen códigos parecidos o si las exigencias de dicho país son superiores.

Se ha visto que cuando hay varios generadores compartiendo punto de conexión la certificación puede ser insuficiente porque el comportamiento de generadores conjuntos puede variar. Esto puede requerir pruebas in situ a cada generador a menos que todos los embebidos sean iguales en cuyo caso una sola prueba es suficiente;

- Algunos países exigen un modelo de **simulación** del generador como prerrequisito de la conexión, validado por un tercero o por el uso de protocolos estándar (como en el caso danés). Aunque usualmente se utilizan para ver el comportamiento de la red pueden utilizarse, variando los parámetros pertinentes, para certificación y cumplimiento con el código.

Cada uno de los modelos de validación de la información propone diferentes ventajas: con pruebas de naturaleza experimental (muy confiables, pero de alto costo); certificaciones estándares, que terciarizan los esfuerzos de validación; o las simulaciones que exigen gran conocimiento técnico y pueden reducir costos y evitar contingencias futuras, pero son de carácter teórico.

Sería ideal entonces mantener un sistema híbrido, pero que usa a una práctica como columna vertebral del proceso de verificación de información. Por el grado de desarrollo del país, el modelo de certificaciones parece el más apropiado y podría ir de la mano de la adaptación de estándares internacionales. En el entretanto, el modelo de simulaciones puede ser apropiado para complementar procesos de planeamiento y debería trabajarse pronto mientras se alcanza el modelo de certificaciones. El modelo de pruebas parece apropiado para casos específicos de gran tamaño o incidencia, o para reforzar la labor de vigilancia de la SSPD.

2.2.2. Posición en el CR

Es recomendable mantener un único sistema de validación, anterior a introducir cualquiera de los códigos específicos. En este nuevo numeral, se recomienda involucrar a la SSPD; de manera tal que se le entreguen herramientas suficientes para intervenir y expeditar sus procesos de sanción.

2.2.3. Ventajas y desventajas

Tabla 3 - Ventajas y desventajas de la recomendación

Ventajas	Desventajas
Existencia de múltiples mecanismos de cumplimiento.	En ciertos casos, puede ser necesario exigir múltiples mecanismos de cumplimiento; implicando gastos para el conectado.
Capacidad de terciarizar esfuerzos, con resultados confiables.	Se exige la evaluación de estándares y la creación de procedimientos de validación de terceros que acrediten la información.
La medida dinamiza nuevos mercados para la adquisición y venta de servicios de certificados.	Exige una inversión continua de recursos en la actualización y revisión de la regulación (en función de las expectativas del mercado).
Se minimizan futuras contingencias asociadas a la infraestructura disponible	

Fuente: Elaboración propia

2.2.4. Acciones necesarias

Involucrados

CREG, SSPD

Estudios técnicos

Se prevé la necesidad de analizar el sistema de certificaciones con el MME, Colciencias, ICONTEC y el CNO. Asimismo, analizar, de manera jurídica, cómo el sistema de certificaciones puede coexistir con la competencia del MME en su elaboración de reglamentos técnicos.

Otras exigencias

Moderación con la SSPD; qué entidades pueden emitir certificados, con qué estándares técnicos se soportan sus decisiones.

2.3. Mecanismos de resolución de disputas

2.3.1. Motivación y descripción de la modificación

La mayoría de los conflictos en el CR pueden surgir por temas de acceso. El CR tiene como base un acceso negociado con la premisa de que el acceso siempre se debe otorgar a menos que no sea económica o técnicamente factible. Consideramos que el caso en el cual no es económicamente factible no es tan importante si el usuario de la red decide pagar la conexión o no y el caso realmente importante es cuando surgen costos para terceros (conexión profunda) que debe ser resuelto por medio de la regulación y no por medio del acuerdo de conexión.

En ese caso la gran mayoría de conflictos de conexión deben ser de índole técnica o en casos de conexión profunda. En éstos últimos el caso sólo puede ser resuelto por la CREG.

Para complementar los procesos de cumplimiento, es pertinente contar con herramientas para resolver posibles conflictos entre diferentes agentes. Soportado por los casos evaluados en Dinamarca y Gran Bretaña, se recomienda un esquema de resolución de disputas que se soporta en el esquema institucional colombiano. Es razonable entonces proponer un sistema de dos cámaras. Sabemos que en las decisiones del CNO “podrán ser recurridas ante la Comisión de Regulación de Energía y Gas” quien debe “Definir mediante arbitraje los conflictos que se presenten entre los diferentes agentes económicos que participen en las actividades del sector en cuanto a interpretación de los acuerdos operativos y comerciales.”

Esto culmina en un proceso de arbitraje, que es razonable que se inicie en el CNO. Sería recomendable que el CNO crease el foro apropiado sobre el código de red para llevar a cabo esta primera decisión. Para eso debería dar a la discusión la independencia necesaria para una toma de decisiones objetiva y razonada.

En los otros casos, primordialmente técnicos o de análisis de más de un punto de conexión factible es mejor recurrir a un mecanismo técnico y jurídico. En este caso sugerimos tener un mecanismo alternativo y expedito de la resolución de disputas y es que se haga a través del CNO. El secretario del Consejo puede entonces designar a una persona independiente con experticia jurídica y un asesor técnico que permita contribuir a la resolución de disputas. Este acuerdo puede dejarse en el acuerdo de conexión para resolución futura de disputas.

Este mecanismo funciona en la Gran Bretaña a través de la EAA. *Electricity Arbitration Association*. En la medida en que hubiese una agencia que aglutinara a todos los agentes del sector sería más fácil hacerlo dentro de esta agencia, pero mientras ese no sea el caso puede hacerse a través del CNO.

La facultad de la CREG de resolver disputas más formales debe mantenerse. En ese caso la CREG podrá apoyarse en el Panel del Código de Redes que se ha propuesto atrás. Este es el esquema de dos vías basado en un proceso simple de arbitramento a través del CNO y posible apelación ante la CREG.

2.3.2. Posición en el CR

Se sugiere la introducción de un numeral extra en el código, previo al inicio del código de planeamiento.

2.3.3. Ventajas y desventajas

Tabla 4 – Ventajas y desventajas de la recomendación

Ventajas	Desventajas
Hace más expedito el proceso antes de llegar a la CREG	No hay suficiente representatividad en el CNO

Fuente: Elaboración propia

2.3.4. Acciones necesarias

Involucrados

CREG, CNO

Estudios técnicos:

Un análisis jurídico para determinar si el mecanismo de arbitraje puede ser impuesto en el CR.

3. Recomendaciones del Código de Planeamiento – Fase II

3.1. Complemento del criterio costo-beneficio

3.1.1. Motivación y descripción de la modificación

En el proceso de planeamiento, para la determinación sobre decisiones de expansión, la UPME realiza un análisis costo-beneficio. Para escoger sobre una u otra opción, es común que se use un parámetro de 1; sugiriendo que cuando menos los costos no superan los beneficios. Sin embargo, al observar experiencias internacionales, podría recomendarse reevaluar este parámetro.

Se recomienda entonces revisar si es suficiente aplicar relación beneficio / costo igual o superior a 1 para incluir un proyecto en el Plan de Expansión de Referencia. La experiencia internacional (PJM) muestra que se puede trabajar con una relación beneficio / costo mayor a 1,25, dando una holgura a un posible incremento de los costos de los proyectos.

3.1.2. Posición en el CR

Numera 6 del actual Código de planeamiento

3.1.3. Ventajas y desventajas

Tabla 5 – Ventajas y desventajas

Ventajas	Desventajas
Amortiguamiento de posibles sobrecostos que aparezcan en el desarrollo de un proyecto Con una R B/C > a 1,25 evita el riesgo de sobredimensionamiento.	Un proyecto que en teoría presente una R B/C superior a 1 pero inferior a 1,25 no se haría.

Elaboración propia

3.1.4. Acciones necesarias

Involucrados

UPME

Estudios técnicos

No se requiere de estudios técnicos para la implementación de la recomendación.

3.2. Parámetros para modificación de límites de clasificación de las FNCER

3.2.1. Motivación y descripción de la modificación

Los límites para las categorías de FNCER son de gran relevancia, ya que una mala definición de ellos puede conllevar a desincentivar las FNCER debido a inviabilidades económicas, y también puede conllevar a una pérdida del control de gran parte del sistema, debido a masificación de pequeñas centrales sin características adecuadas e incluso a problemas con la estabilidad del sistema. Por estas

razones se deben definir bajo criterios técnicos y deben evolucionar en períodos no menores a 3 años ajustándose a las nuevas necesidades del sistema.

Se propone definir de forma correcta los límites de categorización mediante los estudios y variables aquí propuestas. Ya sea mediante límites por capacidad o mediante límites por nivel de tensión en el PCC, se deben tener en cuenta diferentes factores a la hora de determinar esta clasificación, independientemente de la forma en cómo se haga.

Mediante los estudios que se desarrollen para el establecimiento de estos límites, se deben **crear indicadores** que permitan un monitoreo constante del impacto de la intermitencia sobre la confiabilidad del sistema (por ejemplo, un indicador del delta de frecuencia ocupado por la regulación primaria de frecuencia) o algún indicador que permita llevar un control constante, al cual se le deben poner topes de alerta con dos o más niveles de peligro.

A continuación, se presentan los factores internacionalmente más influyentes en la categorización y definición de límites de categorización.

3.2.1.1. Penetración de fuentes intermitentes en la matriz de generación

Los umbrales pueden cambiar en función de la evolución del sistema, debido a diferentes motivos: como el aumento de la penetración de las fuentes de energía renovables, generalmente combinados con un cambio de la generación síncrona en el nivel de transmisión hacia la generación integrada en el nivel de distribución a menudo conectado a través de la electrónica de potencia.

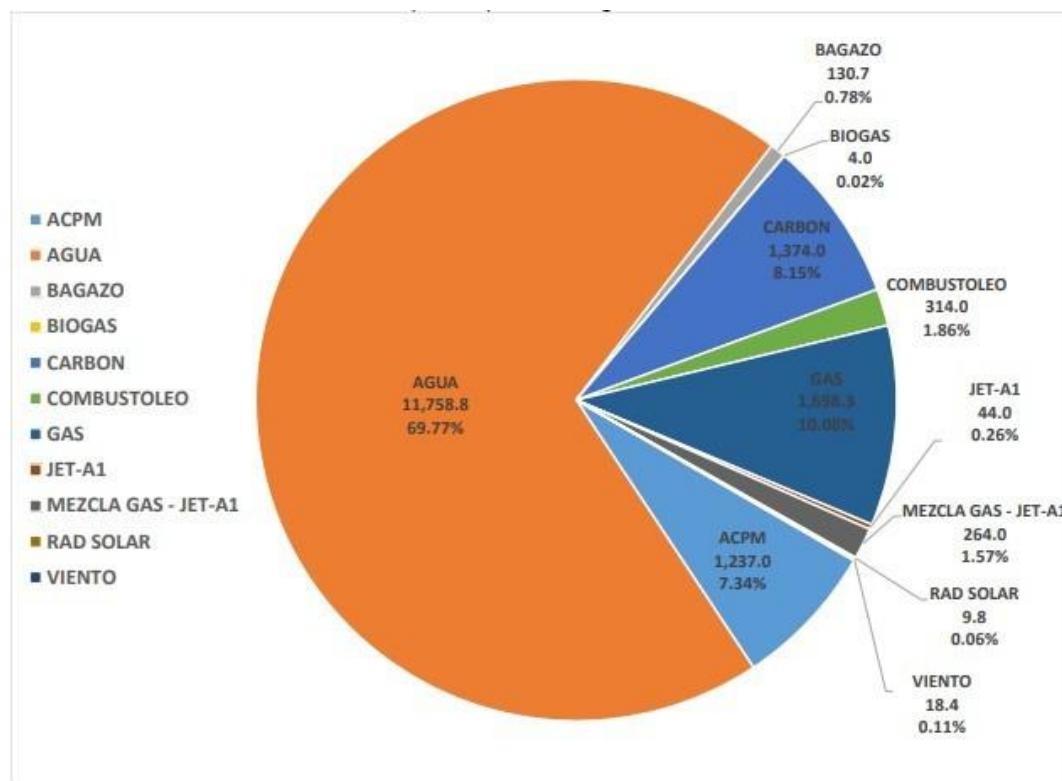
El límite debe definirse cuidando que el porcentaje de penetración de fuentes intermitentes en la matriz energética nacional no conlleve a pérdidas de carga o de estabilidad que puedan afectar tanto a usuarios como a generadores síncronos, este límite según el departamento de energía del Laboratorio Nacional de Energía Renovable de los Estados Unidos (NREL) está cerca del 30% de penetración de energías intermitentes. Este porcentaje puede ser menor en países con diferentes características, y ser determinado mediante simulaciones que consten de diversos escenarios y permitan determinar la penetración crítica e intervalos seguros de penetración, observando principalmente la confiabilidad en el servicio y la calidad de la energía, para que a medida que se llegue a la penetración óptima, se estrechen los límites y se hagan más estrictos los requerimientos.

Según recomendaciones del laboratorio de ideas y políticas energéticas AGORA y NREL, la flexibilidad física e institucional son las principales características que se ven afectadas por la penetración intermitente, por lo cual este factor debe ser una variable de peso en el nivel de penetración permitido, ligándolo con la planeación del sistema. También concluyen que *los incentivos para las plantas de energía altamente flexibles, el almacenamiento y la respuesta a la demanda serán beneficiosos para el sistema*.

3.2.1.2. Características de la matriz de generación

En la experiencia internacional se ha determinado que las características particulares de la matriz de cada país son importantes en la definición de este umbral. Países con conexiones internacionales más robustas y menos generación síncrona puede permitir mayor penetración de fuentes intermitentes y, por lo tanto, umbrales más amplios y mejor definidos, mientras que países con fuerte dependencia de plantas síncronas y sistemas más vulnerables a variaciones de frecuencia deberán ser más estrictos en su clasificación, regulación y planeamiento e implementación de un sistema más flexible.

Ilustración 2 - Participación por tecnología en la matriz eléctrica



Fuente de datos: Sistema de información de XM

Fuente de gráfica: UPME

Colombia, con una participación aproximada del 20% de la energía proveniente de generación térmica sincrónica y un buen comportamiento de la frecuencia, puede tener límites de generación permisivos, haciendo que plantas pequeñas no requieran controles robustos ni demasiados requerimientos, y con la paulatina inclusión de las fuentes, se debe tender a reducir los límites de las categorías para tener el suficiente control del sistema con participación importante de fuentes variables.

En general, la experiencia de numerosos análisis realizados por ABB ha demostrado que una relación de 10 entre la potencia de cortocircuito en el punto de conexión y la potencia instalada en generación eólica es un valor mínimo de umbral de riesgo. Entre 5 y 10 puede ser aceptable según circunstancias particulares (relación X/R, consumo en la zona, etc.), y por debajo de 5 no es aceptable, en general, salvo aplicación de soluciones específicas.

De la mano con el numeral anterior, las restricciones propuestas por esta variable serán indicadas en simulaciones de diferentes escenarios, en donde se debe observar principalmente la estabilidad en frecuencia del sistema y el impacto sobre la generación sincrónica.

3.2.1.3. Experiencia del operador de red

La experiencia del operador de red durante la evolución del sistema nacional es un factor decisivo para la implementación de límites, ya que son quienes más conocen el comportamiento del sistema bajo diferentes condiciones, por lo cual pueden aportar en la evolución de los límites por categoría. Experiencias asociadas a pérdidas de carga, situaciones de bajo control sobre el sistema por

variabilidades inesperadas o requerimientos, que por la observación del OR, deben ser implementadas o supervisadas desde diferentes tamaños de plantas.

En este aspecto, se puede requerir un estudio y recopilación de datos por parte del OR que permitan establecer las principales experiencias y observaciones, las cuales servirán como restricciones en la definición de límites en cada categoría.

3.2.1.4. Límites de capacidad por nivel de tensión

El nivel de tensión es un dato contundente para la categorización, ya que existen límites técnicos que impedirán la conexión de ciertos tamaños a diferentes niveles de tensión. Un estudio tecnológico de estas limitaciones brindaría restricciones a un modelo para determinar las limitaciones, y en línea con los niveles de tensión del sistema colombiano, se pueden establecer límites por el nivel de tensión del punto de conexión, como la alternativa 2 propuesta en las recomendaciones generales.

3.2.1.5. Impacto económico de los costos tecnológicos asociados a los requerimientos, con respecto al tamaño de la fuente en particular

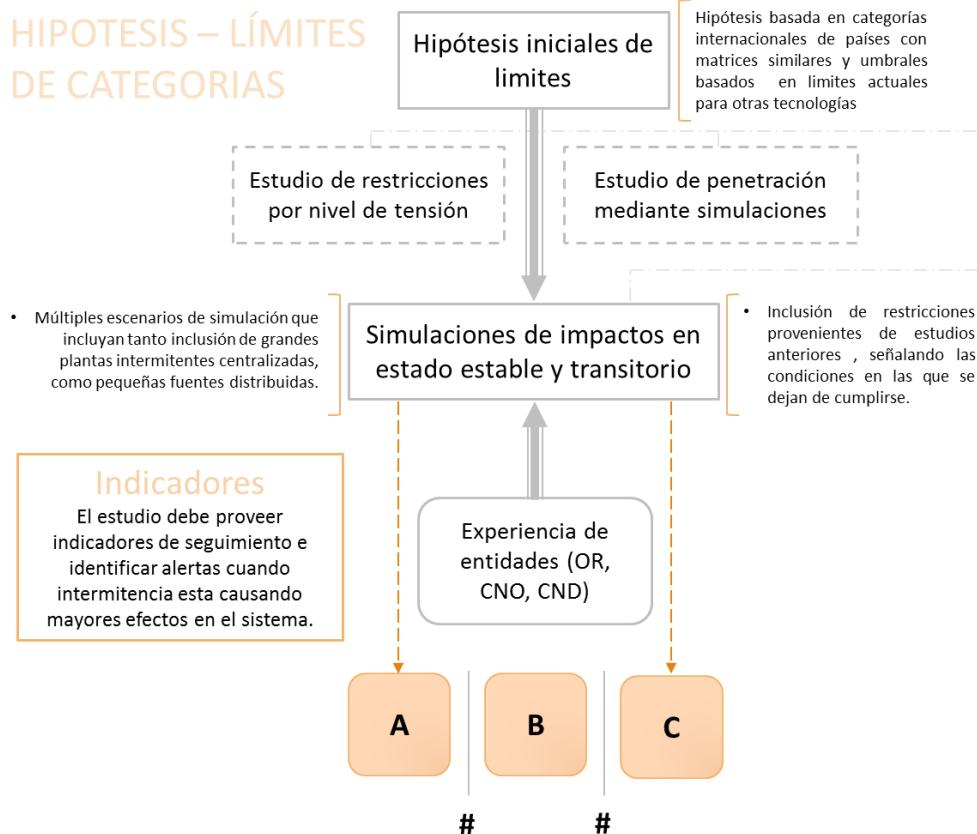
Una de las principales necesidades de una clasificación es la viabilidad técnico-económica de plantas eólicas y solares, y se deben buscar requerimientos óptimos que maximicen la confiabilidad y seguridad del sistema sin que se vea afectada la viabilidad de los proyectos. Por esta razón, es necesario hacer un estudio del impacto que trae cada requisito demandado para las categorías sobre la viabilidad económica del proyecto.

A manera de ejemplo, existen grandes diferencias en inversores solares: en el mercado algunos fabricantes los diferencian por centrales y en cadena en donde constan de marcadas diferencias en sus características. Los más grandes de la categoría menor son de alrededor de 200kW, mientras que los centrales pueden ir desde los 500kW hasta los 2.4MW, pero existen grandes diferencias en sus prestaciones y características que pueden marcar un límite para requerimientos.

3.2.1.6. Estimulación gubernamental de FNCER

La estimulación gubernamental debe ser incluida desde el marco regulatorio, por lo que límites amplios pueden incentivar construcción de proyectos con ciertas ventajas competitivas que poco a poco deben ir desapareciendo junto con el incentivo, acotando cada vez más los límites y ajustando requerimientos más completos a plantas menores.

Ilustración 3 - Metodología propuesta para el establecimiento de límites a categorías FNCER



Fuente: Elaboración propia

Se propone una metodología tomada de las principales técnicas de estudio alrededor de las fuentes de energía intermitentes. Este algoritmo propone plantear una hipótesis basada en experiencias internacionales con similitud en sus principales características y umbrales actuales, establecer unas restricciones mediante simulaciones y estudios de diferente índole, validar mediante modelos de simulación y estudios de impacto, y revisar por parte de expertos en el sistema nacional.

Simulaciones

Todas las simulaciones propuestas deberán en sus escenarios incorporar métodos iterativos probabilísticos (e.g. método de Montecarlo) en donde se simulen condiciones meteorológicas aleatoriamente bajo una curva de probabilidad de eventos. Esto con el fin de observar una gama de eventos factibles de operación para cada escenario planteado.

Se propone que las simulaciones mencionadas desde la penetración de fuentes intermitentes tengan como *variables de control la calidad de energía* sobre el STN y *la perdida de carga*. Cuando se simule con penetración suficiente como para sobrepasar los límites de calidad de energía de la norma IEEE 519 sin más cambios en el sistema o se presenten perdidas de carga en un factor atípico, la penetración habrá llegado a una restricción.

Las simulaciones mencionadas desde “Características de la matriz de generación” podrán tener los mismos escenarios, pero sus variables de control deben ir enfocadas a la estabilidad de frecuencia. Cuando la penetración de fuentes variables inicie a causar eventos de frecuencia que afecten a la máquina sincrónica más sensible del sistema, esta penetración será otra restricción.

Finalmente, se plantean simulaciones de estado estacionario, en donde se observe el efecto sobre la carga de las cada vez más fuertes variaciones de estas fuentes, a medida que aumenta su participación en la matriz, buscando así un rango de participación aceptable sobre las características del sistema colombiano.

3.2.2. Posición en el CR

Esta propuesta va ligada en todos los códigos, establecida principalmente desde el CP y ligada a donde se establezca la clasificación de FNCER.

3.2.3. Ventajas y desventajas

A continuación, se presentan las ventajas y desventajas de la propuesta:

Tabla 6– Ventajas y desventajas de la recomendación

Ventajas	Desventajas
Control rápido sobre la penetración de fuentes intermitentes	Desgaste de recursos en el continuo estudio y/o revisión de indicadores de límites evolutivos
Prevención ante los errores cometidos internacionalmente, donde no se cuida la penetración ni requerimientos de pequeñas plantas que resultan afectando gravemente el sistema.	
Inclusión controlada y consciente de nuevas fuentes.	

Fuente: Elaboración propia

La experiencia internacional ha concluido en diferentes documentos que la penetración de las fuentes intermitentes debe ser controlada, y que, mediante límites evolutivos y clasificación de las plantas, ha sido posible el control sobre la intermitencia en el sistema. De aquí que el consultor considera las ventajas evidenciadas y propone este modelo. Las principales desventajas se asocian a la inversión de recursos en el control de estos límites, pero no se considera esta desventaja un gran impedimento para que mediante esta medida se busque mantener la seguridad del sistema ante la penetración de fuentes intermitentes.

3.2.4. Acciones necesarias

- Consensuar con CNO, CND, Ministerio de Minas y UPME la metodología más efectiva, que incluya las variables expuestas en esta propuesta, que permita definir umbrales para las categorías que prevengan impactos negativos sobre el sistema.
- Realizar cada uno de los estudios propuestos en los ítems relevantes mostrados en este numeral.

3.3. Unidades de Medición fasorial sincronizada (PMU's)

3.3.1. Motivación y descripción de la modificación

El avance tecnológico en materia de redes inteligentes ha permitido una mayor observabilidad de los sistemas eléctricos, dejando cada vez menos variables en la incertidumbre, la estimación o la medida indirecta. Dentro de este contexto, las unidades de medición fasorial (PMU) son equipos que permiten medir las ondas de la red eléctrica y calcular los ángulos en los diferentes puntos del sistema de potencia, y transmitir a través de una red de comunicaciones, formando lo que se conoce como una red sincrofasorial. Estas redes son sistemas orientados a la adquisición de datos, supervisión, monitoreo y control en tiempo real de la red eléctrica. Son utilizadas en sistemas eléctricos de áreas grandes ya que cada medida fasorial tomada de la red viene sincronizada por una estampa de tiempo dada según UTC gracias a la tecnología GPS. Esto permite ver el estado de la red en lugares geográficamente distantes en el mismo instante de tiempo para poder identificar el lugar y momento exacto en el que ocurrió un evento y tomar acciones de control para llevar el sistema a condiciones normales de operación. Algunas de las aplicaciones de la tecnología sincrofasorial incluyen control de área amplia, validación del modelo del sistema, determinación de márgenes de estabilidad, maximización de la carga estable del sistema, registro de perturbaciones, visualización de la respuesta dinámica del sistema, estimación de estados, entre otros.

Dentro del sistema colombiano, las PMU's ya están siendo utilizadas por el operador y por algunos agentes, donde el mayor antecedente viene dado por el proyecto *SIRENA*, el cual surgió como una iniciativa de XM después del apagón total que sufrió el SIN colombiano en abril de 2007.

Al ser un avance de desarrollo tecnológico en materia de comunicaciones, supervisión y control de los sistemas, el cuál seguramente será mejorado en el futuro mediante el perfeccionamiento de la misma o con otra que amplíe sus servicios, la propuesta en este sentido es establecer el espacio para que cuando el operador, o cualquier agente lo considere pertinente, presente una propuesta que no necesariamente sea regulatoria (podría ser implementada mediante acuerdo CNO), la cual esté sustentada técnica y económicamente. El enfoque presentado va en el sentido que el CR debe ser dinámico en cuanto a tecnología y lo que debe propender es por establecer funcionalidades, más que desarrollos tecnológicos específicos.

En específico, la propuesta es el despliegue de equipo (como en este caso PMU's) en la red eléctrica que facilite la búsqueda de soluciones innovadoras a los problemas tradicionales y ofrezca a los encargados de gestionar los sistemas numerosas ventajas potenciales, entre las que se destacan las siguientes:

- Mayor conocimiento del estado de una red o una interconexión en tiempo real. Esto permitirá a los operadores determinar y reaccionar ante problemas emergentes que afecten la calidad del servicio y el producto, de manera veloz y precisa.
- Cálculo de parámetros de línea de manera precisa. Tradicionalmente la impedancia de las líneas de transmisión suele calcularse a partir de las características geométricas y eléctricas de los conductores que las conforman. En dicho cálculo se realizan aproximaciones que conllevan a errores en el resultado. En cambio, los parámetros de impedancia de una línea de transmisión se pueden calcular usando una PMU (o el elemento que en un futuro lo reemplace y/o mejore) en cada terminal de la línea, lo que permite eliminar las fuentes de error. La PMU calcula los sincrofases de tensión y corriente en los terminales, de esta forma se pueden computar los parámetros de línea en forma precisa.

- Posibilidad de hacer estimaciones precisas sobre el estado del sistema a intervalos frecuentes y sincronizados con una única referencia temporal, lo que permite monitorear fenómenos dinámicos desde un lugar central y tomar medidas de control apropiadas.
- Mejoramiento del análisis posterior a las perturbaciones, ya que la sincronización con el sistema GPS permite obtener información precisa del estado del sistema en cualquier instante de interés.
- Monitoreo térmico de líneas de transmisión de manera económica. La capacidad de las líneas de transmisión es por lo general restringida por sus límites térmicos más que por los límites que implica la estabilidad de voltaje del sistema. La resistencia de los conductores varía con la temperatura ambiente y el flujo de corriente eléctrica a través de ellos, por ende, el valor de resistencia eléctrica real de un conductor en operación refleja análogamente el valor de temperatura a la que está expuesto dicho conductor. Los cálculos de la resistencia de la línea basados en medición por sincrofasores brindan una aproximación económica al monitoreo térmico permitiendo el uso eficiente de la capacidad total de transmisión.

3.3.2. Posición en el CR

Dado el enfoque adoptado, la proposición de equipamiento especial para implementar debería estar en el CP y en los manuales propuestos para el CC y CO, como un tema transversal con el fin de hacer dinámica la regulación.

3.3.3. Ventajas y desventajas

Tabla 7 - Ventajas y desventajas de la recomendación

Ventajas	Desventajas
Disponibilidad de la información específica del sistema en tiempo real	Información sujeta a modificación constante que implica actualizaciones permanentes dados los constantes cambios tecnológicos
Facilidad de toma de decisiones ante perturbaciones	Suficiencia económica de las implementaciones
Mayor conocimiento de estado de la red	
Simplificación de los parámetros en redes de gran tamaño	

Fuente: Elaboración Propia

3.3.4. Acciones necesarias

- Verificación con el operador y el planeador del sistema de la metodología propuesta, con el fin de establecer si los requerimientos son suficientes para mantener una adecuada supervisión confiabilidad en la operación del sistema.
- Se propone que cuando el operador, el planeador, o algún agente en específico, detecten necesaria y sustentable una propuesta regulatoria para la adopción de PMU's o cualquier otro sistema de adaptabilidad tecnológica que vaya en pro de la mejora de la confiabilidad, la observabilidad, la supervisión y el control del sistema de manera técnica y económica, éste

presente en concreto dicha propuesta definiendo detalladamente los servicios que espera de los equipos a implementar, con la respectiva forma de remuneración de los mismos.

3.4. Ajustes a los elementos de planeamiento: reducción del espectro en el planeamiento

3.4.1. Motivación y descripción de la modificación

Como fue ya declarado en la fase I, en lo que a los elementos de planeamiento incumbe, vale la pena realizar ciertos ajustes al numeral 5 del CP actual; con la intención de alcanzar un estado operativo posterior más seguro y con parámetros de calidad constantes. Sin embargo, las recomendaciones previas aprovechaban herramientas disponibles (como los tiempos de despeje de fallas en corto circuito, contenidos en el CC actual). A continuación, se proponen recomendaciones que alcancen una mayor resolución, capacidad de actualización y que dialoguen con la realidad operacional de los sistemas de potencia.

3.4.1.1. Calidad

Se sugiere que los límites de tensiones en las barras del STN y STR en el planeamiento se estudien al menos para un rango más ajustados y sea a la luz de la evaluación económica que determine si se justifica o no tal reducción.

Sería probable restringir estos límites de tensión en la etapa de planeamiento según se realice un ejercicio que incluya: simulación de la operación; identificación de las herramientas o de los mecanismos de gestión de potencia reactiva (reactivas, estáticos, cambiadores de tapas, compensación estática, FACTS en general); y valoración económica para determinar el sobrecosto que esto implica. Considerar un cronograma para el cambio.

3.4.1.2. Seguridad

Los tiempos sugeridos para el despeje de fallas trifásicas o monofásicas es apenas una sugerencia que no tiene en cuenta las condiciones técnicas de sistemas de potencia renovables. Al evaluar la experiencia internacional de países con alta penetración renovable (como Alemania, Dinamarca y el caso CAISO), se reconoce que, sin importar la frecuencia nominal, el estándar internacional en términos del soporte de este tipo de fallas se encuentra entre 7 y 8 ciclos: mientras que el colombiano soporta 6.02 ciclos (con 60 Hz como nominal). No por ello, debería ciegamente adoptarse el estándar internacional, sino más bien se propone evaluar este tiempo de manera conjunta entre el operador de la red y el planeador.

3.4.2. Posición en el CR

Numera 5 del actual CP.

3.4.3. Ventajas y desventajas

Tabla 8 – Ventajas y desventajas

Ventajas	Desventajas
Una red más segura.	Introducción de nuevos costos para conectados.

Ventajas	Desventajas
Mantenimiento de parámetros de calidad en el tiempo.	Inclusión de nuevos supuestos en las simulaciones dentro de las consideraciones del planeador.
Elaboración propia	

3.4.4. Acciones necesarias

Involucrados

CREG, UPME, CND.

Estudios técnicos

Es necesario evaluar la pertinencia y ramificaciones posteriores de los nuevos criterios introducidos. Por ello es recomendable realizar un estudio técnico que permita determinar las implicaciones técnicas de reducir en la fase de planeamiento los rangos de voltajes aceptables, lo cual requiere en teoría o un incremento de los costos operativos o un incremento de costos de inversión en equipos que permitan gestionar la regulación de la tensión. En otras palabras, este tipo de simulaciones deberán negociar entre los beneficios que podrían aportar el sistema y los costos que podrían implicar a los conectados, en busca de un sano balance entre ambas perspectivas. Una red cada vez más distribuida, dependiente de una penetración cada vez mayor de energía renovable, con menor dependencia de sistemas de gran inercia, y gran variabilidad meteorológica; son algunos de los supuestos que deberían tenerse en cuenta en las simulaciones sugeridas.

Otras exigencias

Fortalecimiento de las actividades conjuntas y las comunicaciones entre el CND y la UPME.

3.5. Información de fuentes no convencionales

3.5.1. Motivación y descripción de la modificación

Con los cambios esperados en el sistema de diferentes tipos, en especial la entrada de fuentes no convencionales de energía, de las cuales se tiene poca experiencia regulatoria, es posible que se requieran modificaciones constantes de la información solicitada y suministrada a ellos. Estas modificaciones implicarán modificaciones constantes directas al código de planeamiento que contribuirán a una regulación dispersa y confusa.

Adicionalmente, la entrada de nuevas tecnologías al sistema que afecten tanto a la generación del sistema como al STN (renovables, almacenamiento, HVDC, etc.) es constante, y el código de redes debe hacerse ágil a la regulación de estos equipos.

La propuesta es sustentada por el ejemplo de la regulación danesa, donde se dispone de documentos específicos a cada tipo de generación de obligatorio cumplimiento, y en donde tratan todos los temas definidos a cada tecnología por separado.

Ésta propuesta es de Fase 2 debido a que su implementación requiere de estudios específicos de cada tecnología y su viabilidad depende de la velocidad de la penetración de fuentes no convencionales y nuevas tecnologías en el SIN.

Se propone la separación de los apéndices 1 y 2 del Código de Planeamiento en documentos externos a él (En forma de manuales de obligatorio cumplimiento), que permitan una actualización ágil y oportuna de la información necesaria. Estos documentos son propuestos mediante 2 alternativas:

1. Documentos externos al código que sean actualizados por la CREG por voluntad propia o por solicitud de la UPME.
2. Documentos externos al código en donde tanto la CREG como la UPME tengan la responsabilidad de incluir y actualizar la información que se requiera.

Estos documentos podrán ser diseñados clasificando cada una de las tecnologías en generación y consignando allí todos los requerimientos que a cada una de éstas se le solicita para conectarse y operar dentro del SIN.

3.5.2. Posición en el CR

Estos documentos deben ser citados desde el Código de Redes y deben ser de obligatorio cumplimiento desde él, pero no harían parte formal del código.

3.5.3. Ventajas y desventajas

Tabla 9 – Ventajas y desventajas

Ventajas	Desventajas
Actualización ágil y oportuna con la entrada de tecnologías emergentes	Inversión en estudios y cambios necesarios
Especificidad a cada tipo de generación	Desfragmentación de la información de planeamiento del CP de forma directa
Regulación más sólida y flexible ante la evolución tecnológica	Control del manejo de la información y procedimientos al dejar a disposición de una entidad en particular el cambio de requerimientos, lo que puede generar confusiones y retrasos a los desarrolladores de proyectos.
Especificidad y facilidad que atrae inversionistas	

Fuente: Elaboración Propia

Esta propuesta está orientada a la eficiente modificación de la información requerida desde el código de planeamiento como una alternativa para una fácil y constante clasificación y modificación. Esta propuesta queda sujeta a revisión de gobernanza, que viabilice la pertinencia de la implementación de estos documentos.

3.5.4. Acciones necesarias

Involucrados

CREG, UPME.

Estudios técnicos

Se deben realizar estudios técnicos y simulaciones con cada tipo de generación, donde se determinen los requerimientos generales he indispensables asociados a cada equipo y en cumplimiento de la regulación actualizada. Los estudios que se deben realizar son:

- Simulaciones de estado estable: Donde se determine tanto requerimientos de información como rangos normales para cada dato solicitado, teniendo en cuenta las condiciones particulares de las nuevas tecnologías, como por ejemplo la intermitencia, lo que haga que estos estudios pueden ser probabilísticos en vez de determinísticos.
- Simulaciones de estado transitorio: De los cuales se establecerán estándares transitorios y se determinarán datos a solicitar en los documentos propuestos.
- Evaluación legislativa de las implicaciones que esta propuesta conlleve.
- Evaluación económica de beneficio – costo de implementar dichos documentos.

3.6. Gestión de riesgos desde el planeamiento

3.6.1. Motivación y descripción de la modificación

En línea con la recomendación 5.7 (Gestión de Riesgo) realizada al código de operación en la Fase II, se realiza una segunda recomendación en relación con la gestión de riesgos. En la recomendación mencionada, se plantea la obligación del desarrollo de una metodología que debería ser aplicada por todos los agentes que cuenten con activos en el STN a fin de que puedan identificar posibles riesgos que de llegar a materializar tendrían impactos negativos en la red. Identificados los riesgos, los agentes deberán elaborar un plan de contingencia mediante el cual se puedan mitigar los riesgos identificados según su probabilidad e impacto. De igual forma se deberá establecer los pasos a seguir o las consideraciones a tener en cuenta en caso de que el posible riesgo se llegue a materializar. El análisis de riesgo debe incorporarse al informe de oportunidades de conexión que deben elaborar los TN.

La identificación de riesgos y elaboración de planes de contingencia de estos está orientada para ser considerados en la operación y en el planeamiento. Teniendo esto en cuenta, se propone que el planeador utilice estos planes como un insumo importante a la hora de realizar la planeación, e igualmente el operador para determinar las medidas operativas preventivas. Identificados los posibles riesgos y su impacto, es posible que el planeador pueda incluir algunos elementos dentro del plan de expansión de referencia con el fin de fortalecer la red y evitar que estos eventos puedan llegar a materializarse o realizar un seguimiento para validar las acciones necesarias. También se propone que el operador del sistema, en este caso el CND, desarrolle un informe con una periodicidad semestral en donde se presenten cuáles fueron los principales eventos y fallas que tuvieron un impacto o afectaron la red con sus causas, consecuencias y medidas tomadas ante tales eventualidades. Complementariamente el CND deberá entregar este informe a la SSPD para que esta entidad determine si hay mérito para sancionar o establecer otro tipo de medidas correctivas.

En relación a esta recomendación, Australia cuenta con una buena práctica para la gestión de riesgos en donde tienen una categorización para clasificar diferentes eventos de acuerdo a la probabilidad e impacto otorgados a un posible riesgo luego de su análisis. A continuación, se presentan las diferentes categorías definidas dentro del código de redes australiano para clasificar posibles eventos que afecten la red.

- Evento de contingencia: Hace referencia a un evento que pueda afectar el sistema de potencia, lo cual se esperaría que sucediera a partir de la falla o puesta fuera de servicio de una o más centrales y/o elementos de generación y/o transmisión.
- Evento de contingencia creíble: Cuando el operador de red considera que se puede presentar un evento de contingencia razonablemente probable. Este tipo de eventos pueden incluir la inesperada desconexión automática o manual de, o la reducción no planeada de una unidad de generación. También se considera dentro de esta categoría la desconexión de un elemento importante del sistema de transmisión u otros elementos que puedan resultar en una falla trifásica.
- Evento de contingencia no creíble: Evento de contingencia cuya probabilidad de ocurrencia es de baja como por ejemplo la falla simultánea de diferentes centrales de generación o la falla de una línea doble de transmisión debido al colapso de una torre de transmisión.
- Evento protegido: Hace referencia a un evento de contingencia no creíble ante el cual se toman medidas de mitigación ante una posible ocurrencia.

Cada seis meses, el operador de red elabora un reporte en donde se presentan las fallas y eventos ocurridos en el sistema junto con sus causas, consecuencias y medidas adoptadas. Ante este reporte el planeador, que en este caso es AEMO establece los elementos y medidas que se deberán incluir dentro de la planeación a fin de mitigar la aparición de nuevos eventos que impacten la red.

3.6.2. Posición en el CR

Se propone la creación de un nuevo numeral dentro del código de planeamiento, en el cual se establezca la obligación al planeador.

3.6.3. Ventajas y desventajas

Tabla 10 – Ventajas y desventajas de la gestión de riesgos desde el planeamiento

Ventajas	Desventajas
Información de los eventos que impactaron o afectaron la red.	Obligación por parte del planeador de desarrollar un reporte semestral sobre las fallas presentadas en el sistema.
Gestión proactiva de medidas para mitigar la ocurrencia de eventos de contingencia que puedan afectar la red.	
Complemento de la metodología de planeamiento en pro de desarrollar un sistema más resiliente y preparado ante posibles eventos de contingencia.	

Fuente: Elaboración propia

3.6.4. Acciones necesarias

Involucrados

CREG, UPME, CND y Agentes del sistema

Acciones regulatorias

Implementación de la obligación de los agentes de incorporar en sus informes de oportunidad de conexión o en sus planes de expansión el análisis de riesgos, para lo cual es necesario que implementen (generadores, TN, OR y CND) un sistema de gestión de activos (en el Código de Conexión), certificación en ISO 55001, certificación en gestión de riesgo. La elaboración de un informe periódico (posiblemente semestral) en donde se presenten los eventos o fallas experimentadas por el sistema por parte de los agentes. Se debe prever un periodo de implementación de los sistemas de gestión de riesgo y las certificaciones, para lo cual se sugiere un lapso de tres a cuatro años.

También se deberá establecer en el código de redes la obligatoriedad por parte del planeador de incluir elementos que contribuyan a la mitigación de riesgos que puedan llegar a materializarse en el sistema.

3.7. Vías de comunicación entre el planeador y el operador de la red

3.7.1. Motivación y descripción de la modificación

La institucionalidad colombiana define como funciones separadas la operación y el planeamiento. Esta separación de las funciones y un *unbundling* incompleto ha causado una incompatibilidad en el devenir del operador y el planeador. El OS tiene información relevante para el planeador que la competencia en transmisión pone en tela de juicio.

Asimismo, la eliminación de los incentivos a la reducción a la congestión y la adopción de un modelo de transmisor pasivo ha redundando en un esquema en el que la interacción operación y planeamiento se pierde. Como consecuencia, el modelo de re-despachos es el medio para la gestión de la red y trae consigo altos costos a la operación; que podrían ser mitigados a través de una sana relación con el planeador.

Al observar el caso de estudio de Brasil, la capacidad de trabajar de manera conjunta y equilibrada, del planeador y el operador de red, es un ejemplo por seguir. La comunicación y colaboración entre estas dos entidades (que inclusive son una única organización en algunos de los países referenciados previamente) es necesaria e implica considerables beneficios para la red. Un escenario donde las agendas de ambas instituciones tienen rumbos diferentes implica una innecesaria tensión que impone barreras al planeamiento (tanto como a la operación). El papel del OS es el primordial, porque las tensiones regulación-vigilancia-técnico lo colocan en el centro; así como las tensiones redes-generadores. No en vano, el OS es una figura central en los códigos de red de la experiencia internacional, trabajando de cerca con el planeador, regulador y, en algunos casos, elaborando el código.

Para asegurar la sincronización de los esfuerzos del planeador (UPME) y el operador (XM), se recomienda que ambos estén involucrados en la definición de los siguientes parámetros del proceso de planeamiento (que hacen eco además con consideraciones realizadas en recomendaciones sobre los rangos de V y f, así como la construcción de herramientas para asegurar la calidad de la potencia y gestión del riesgo):

1. Flujos de potencia y definición de límites operativos de voltaje y frecuencia entre las áreas operativas.
2. Estabilidad electromecánica: criterios para asegurar la estabilidad dinámica y estática de las máquinas que definen la mayoría de la matriz energética.

3. Transitorios electromagnéticos: reconocimiento de la cargabilidad máxima (carga y duración) de la infraestructura durante una posible maniobra. Reconocimiento de admisibilidad de posibles sobrecargas.
4. Seguridad de la tensión: condiciones de operatividad que ponen en riesgo los niveles de tensión segura.
5. Recomposición: Modelamiento (simulación) del procedimiento de recomposición de una red des-energizada. Infraestructura (refuerzos, reparaciones o nuevas inversiones) necesaria para un restablecimiento de energía en caso de una emergencia.
6. Calidad de la potencia: Comportamiento de armónicos, fluctuaciones de tensión y frecuencia.
7. Confiabilidad: Modelamiento probabilístico de infraestructura vulnerable y la severidad que implica su ausencia en el sistema (favorable, de poca gravedad, grave, muy grave), especialmente los criterios para definir la confiabilidad empleados por uno y otro deben ser claramente entendidos por las dos entidades y de ser el caso unificados.
8. Coordinación para la definición y adopción de equipos, especialmente frente a tecnologías no implementadas en el SIN, que requieran especificaciones especiales que deban ser consideradas en el diseño, especificación, pruebas y operación.
9. Reservas: Evaluación de la magnitud de las reservas y potenciales requisitos de subastas para modelar nuevos requisitos de almacenamiento.

3.7.2. Posición en el CR

La anterior recomendación no es necesariamente de carácter pragmático, sino más bien impacta el espíritu de la manera como el planeador y el operador llevan a cabo sus funciones. Por tanto, no exige ser incluida como parte del CR, pero sí impacta de manera directa el numeral 5, 7 y 8 del código de planeamiento, sin embargo, puede resultar importante para las entidades involucradas que desde el CR se de esta orientación.

3.7.3. Ventajas y desventajas

Tabla 11 – Ventajas y desventajas

Ventajas	Desventajas
Reducción de costos en el largo plazo.	Comunicación de información de un privado a entidades públicas.
Capacidad de operación con un margen mayor, definido desde el planeamiento y validado por múltiples agentes.	
Capacidad del planeador de modelar las necesidades de la red de manera más ágil y acertada.	
Un planeamiento en contacto con la realidad operativa del sistema.	

Fuente: Elaboración propia

3.8. Introducción de manuales de planeamiento: entrega de información y procedimientos asociados

3.8.1. Motivación y descripción de la modificación

Retomando la recomendación “Regulación de múltiples niveles”, es posible concretar la iniciativa en las siguientes consideraciones de planeamiento.

El esquema del caso PJM es un ejemplo para la clasificación de sus manuales y la manera como éstos intervienen en el proceso de planeamiento. De manera general, los manuales de planeamiento establecen vías de comunicación entre el planeador y los conectados. Esto implica procesos, en los que se reconocen las responsabilidades de ambas partes.

En términos de los manuales de procedimientos, se pretende ofrecerle a los conectados un paso a paso, que tenga como resultado final empezar su procedimiento de conexión (definido en el código de conexión y sus subsecuentes manuales). Los manuales de entrega de información mantienen la misma estructura, pero se reconocen como un subgrupo diferente debido a su especificidad.

Ya para la fase II, los anexos del manual de planeamiento deberían ser reemplazados por una gran cantidad de manuales. El conectado tendría que reconocer mejor se asimila a su infraestructura planeada y por tanto usar tal manual para entregarle, o solicitarle información al planeador. Por ejemplo, si un promotor espera conectarse con una granja fotovoltaica de 20 MW y un sistema de baterías de ion-litio de 5 MW, deberá necesariamente acercarse a 2 manuales: Manual de generación para plantas fotovoltaicas, del grupo de generación no rotodinámico; así como al manual de almacenamiento químico. En cada uno de los manuales mencionados, el promotor encontrará consideraciones de información especiales, modeladas para las características especiales de la infraestructura que requiere. Se propone entonces la siguiente lista de contenidos mínima:

1. Aprobación, versión y cambios significativos del manual: Se encuentra la firma de la institución que avala la información que el manual contiene y un resumen de los cambios más importantes al que el manual ha sido sometido. Se recomienda que el resumen de cambios incluya únicamente: año del cambio, lugar del cambio (numeral o sección alterada) y *abstract* del cambio. Estas tres variables de información le permiten al lector del manual consultar documentos de trabajo sobre una u otra modificación específica, publicados por la entidad administradora del manual.
2. Obligaciones de un nuevo conectado.
3. Información solicitada a un nuevo conectado.
4. Información que el conectado puede solicitar al planeador, para asistir su proceso de conexión.
5. Métodos disponibles para la verificación de la información.
6. Formularios y protocolos de presentación de la información.

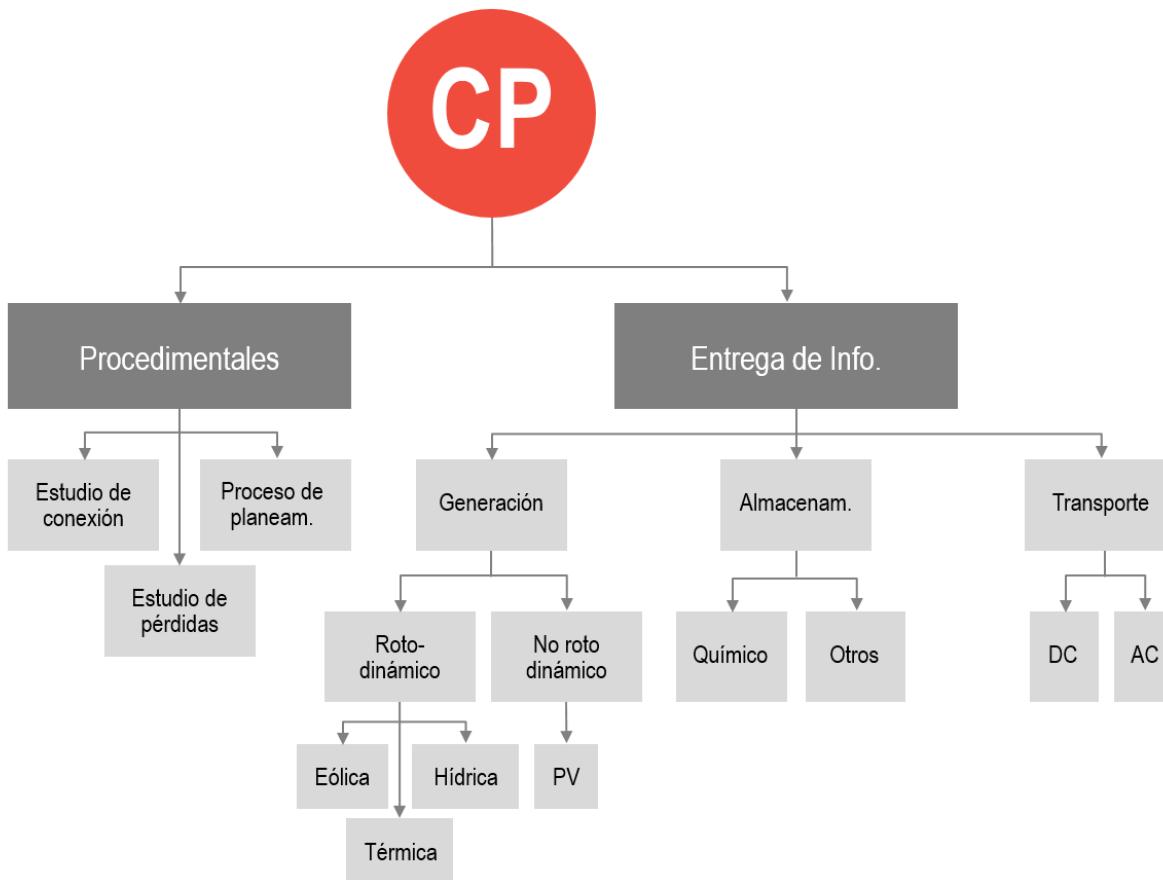
Para facilitar el proceso de conexión, los manuales de procedimientos en la planeación deberían incluir los siguientes contenidos mínimos:

1. Aprobación, versión y cambios significativos del manual.
2. Obligaciones del usuario del manual: comerciales y procedimentales.
3. Diagrama de flujo del procedimiento.
4. Metodología del planeador para la gestión de solicitudes.
5. Metodologías para el análisis cuantitativo necesario: verificación de información.
6. Acciones mínimas del conectado.

7. Acciones mínimas del planeador.
8. Herramientas disponibles para la gestión de conflictos con un conectado ya existente.
9. Cronogramas del procedimiento y destinatarios (UPME y/o SSPD) de los informes asociados.
10. Formularios y protocolos de presentación de información.
11. Sugerencia de manuales de Conexión y Operación pertinentes para continuar el desarrollo del proyecto.

Entonces, la familia de manuales de planeamiento tendría la siguiente estructura: Obligaciones de un nuevo conectado.

Ilustración 4 – Esquema de manuales de planeamiento



Fuente: Elaboración propia

3.8.2. Posición en el CR

Es claro que los manuales no hacen parte del cuerpo del CR, sino son regulación complementaria que cohabita junto al código de planeamiento.

3.8.3. Ventajas y desventajas

Tabla 12– Ventajas y desventajas de la recomendación

Ventajas	Desventajas
Claridad en los requerimientos de información asociados a cada conectado.	Se requiere introducir un sistema de manuales, cuyos contenidos deben ser desarrollados por el planeador.
Capacidad de adherir nuevos manuales sin necesidad de alterar antiguos.	
Capacidad del planeador de contribuir en el proceso regulatorio, aportando desde su <i>know-how</i> y especialidad.	

Elaboración propia

3.8.4. Acciones necesarias

Involucrados

CREG, UPME

Estudios técnicos

No se prevé estudios técnicos para la implementación de esta medida.

Otras exigencias

Construcción de manuales consecutivos, asociados al proceso de conexión y operación.

3.9. Introducción de manual de planeamiento: Catálogo tecnológico

3.9.1. Motivación y descripción de la modificación

Está dentro de las expectativas del planeador alcanzar una penetración renovable del 18% para el año 2031 (UPME, 2017). Alcanzar esta meta significa introducir dentro de la matriz energética una gran cantidad de generadores intermitentes. Una de las más evidentes barreras es precisamente la intermitencia de los recursos. La reducida certeza sobre la disponibilidad del sol, el viento u otro tipo de recurso renovable, aumenta considerablemente el riesgo asociado a las inversiones en este tipo de infraestructuras.

Dentro de Dinamarca, se han implementado una serie de catálogos tecnológicos, que mitigan estos riesgos. Estos catálogos son una importante herramienta para promover la inversión (en infraestructura renovable o no), gracias a su capacidad de entregar contextos técnicos y escenarios financieros para diferentes tecnologías. De esta manera, se propone la implementación de catálogos como el último grupo de manuales que completa la familia de planeamiento.

Sería recomendable que los catálogos aborden las siguientes consideraciones para cada uno de las posibles tecnologías a abordar:

1. Contextualización general de la tecnología evaluada: incluye también perspectivas ambientales y sociales asociadas a cada tecnología.

2. Variables técnicas mínimas a considerar y su evolución en el tiempo: evaluar la viabilidad de un proyecto eólico no es igual que uno hídrico o fotovoltaico y no se espera que sus desempeños se estanquen en el tiempo. Por ello, se propone realizar una breve proyección de las variables más relevantes (como eficiencia de conversión de energía, capacidad máxima de una única unidad, dimensionamiento físico y de subproductos del proceso de generación; como gases o agua) en un escenario a 5 o 10 años de la fecha publicación del manual.
3. Información financiera: qué producción anual de energía se espera por cada peso invertido; qué proyección de demanda se espera; cuán grande debería ser la inversión para ese tipo de tecnología; en qué costos esperaría incurrir el conectado; qué ventana de tiempo podría sugerirse para alcanzar un punto de equilibrio.

3.9.2. Posición en el CR

Se recomienda incluir el manual como parte de la familia de manuales de planeamiento.

3.9.3. Ventajas y desventajas

Tabla 13 - Ventajas y desventajas

Ventajas	Desventajas
Disponibilidad de la información específica para cada tipo de infraestructura o tecnología involucrada	Pone a la UPME en una posición vulnerable, debido al grado de compromiso que implica la información contenida en los manuales
Impulso a la inversión en generación renovable.	Exige la actualización constante de los parámetros en el tiempo.
Accesibilidad a la información; a través del uso de lenguaje pragmático y pertinente para inversionistas.	Es necesario generar modelos de simulación especiales para evaluar casos de cada uno de los tipos de tecnología
Le entrega al mercado herramientas para desarrollarse con mayor sincronía a la innovación; a través de la presentación de catálogos con tecnologías disruptivas.	

Elaboración propia

3.9.4. Acciones necesarias

Involucrados

UPME, Academia, CREG

Estudios técnicos

Es necesario refinar los modelos de simulación usados por el planeador; de manera tal que su resolución permita incluir un abanico de tecnologías disponibles.

Otras exigencias

Los manuales deben ser constantemente actualizados, en busca de mantener vigentes las proyecciones sugeridas y de incluir nuevas innovaciones técnicas. Para ello se recomienda una constante comunicación con los grupos de investigación de las universidades colombianas.

4. Recomendaciones del Código de Conexión – Fase II

4.1. Ajuste a los rangos de operación de V y f: operación normal

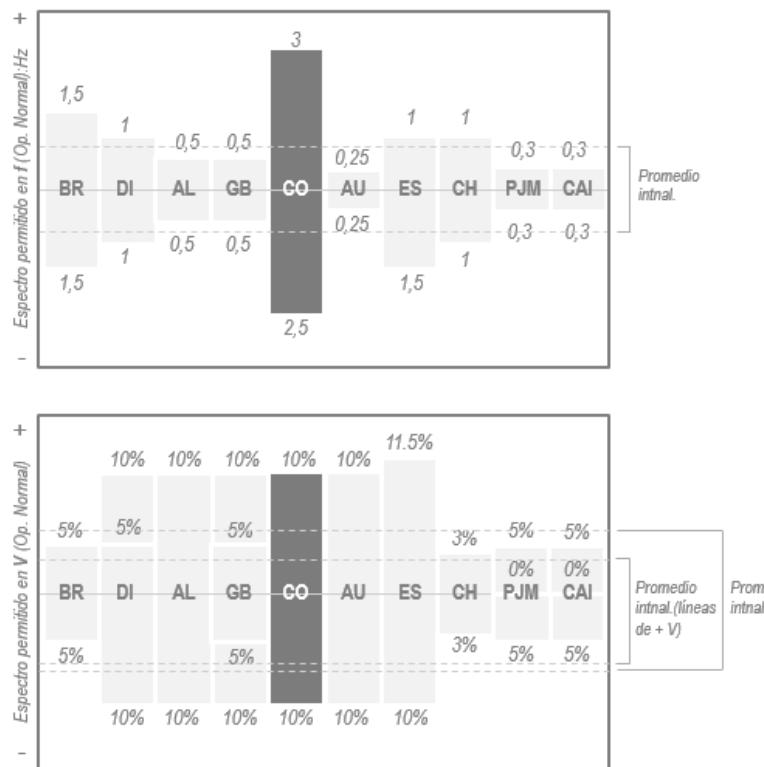
4.1.1. Motivación y descripción de la modificación

Antes que nada, es importante reconocer que los rangos de operación propuestos sugieren un límite operativo en condiciones normales o anormales, que debe ser siempre aún más estrecho que aquel que un equipo conectado puede soportar.

El rango de operación colombiano depende del nominal de frecuencia de 60 Hz y 2 posibles nominales de voltaje para la transmisión: 220 kV, 500 kV. El manejo de un espectro de operación normal no es claro en el código de planeamiento actual. Los rangos definidos en el código en su numeral 5 no discriminan diferentes estados operativos. El potencial conectado, así como el CND podría encontrar importantes beneficios si se reconociera esta distinción entre los estados operacionales desde el planeamiento.

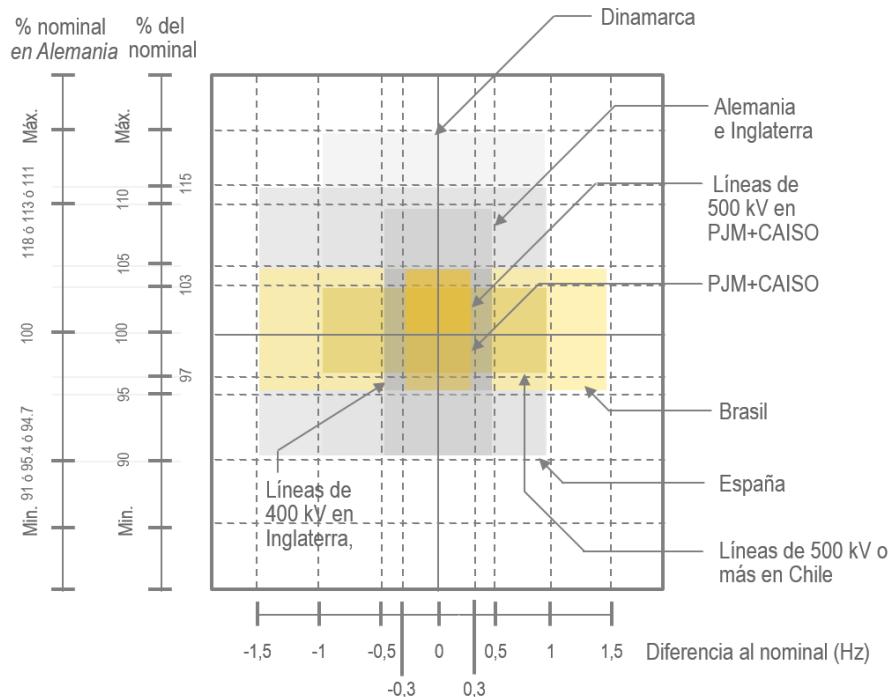
Por otro lado, al realizar una comparación con los espectros evaluados en el referenciamiento internacional, se revela que el caso colombiano es considerablemente más laxo en el estado normal. Un espectro laxo implica una red vulnerable a las fluctuaciones de los sistemas intermitentes. Sin embargo, un espectro muy estricto exige además una mayor cantidad de medidas correctivas (en términos de los requisitos de conexión y las operaciones de control necesarias por parte de los centros de supervisión y operación).

Ilustración 5 – Comparación de espectros de voltaje y frecuencia con el mundo



Elaboración propia

Ilustración 6 – Rangos de tensión y frecuencia normales en el mundo



Elaboración propia

Los países evaluados, siempre con una integración considerable de renovables¹, reconocen los riesgos a la estabilidad de la red provenientes de la intermitencia. De esta manera, se propone la implementación de rangos de voltaje y frecuencia más estrictos que los sugeridos hoy día. Se evidencia además que esta medida debe forzosamente estar acompañada con nuevos requisitos de conexión, pero no por ello debe de ignorarse.

Es claro que aun si están disponibles los rangos de múltiples países líderes en procedimientos regulatorios, sus condiciones de operación distan de las colombianas. Sin embargo, es evidente la tendencia de tener rangos más estrechos. La determinación de cuán estricta deba ser esta regulación es competencia de un estudio técnico de ingeniería, como se recomienda en la sección 2.1 de este documento.

En términos de la operación anormal, es una práctica internacional común lograr una distinción entre la capacidad de resistir estas anormalidades; dependiendo del tipo de planta. No todas las tecnologías son igualmente vulnerables ante un cambio abrupto de frecuencia o voltaje y es por ello por lo que se tiende a realizar una distinción dependiente de la infraestructura involucrada y el impacto que tenga sobre la red (normalmente medido con la capacidad de potencia nominal). Este tipo de consideraciones sobre estados operaciones anormales definen límites de la infraestructura, que resultan más apropiados para ser evaluados en el código de conexión y por ello se reserva su discusión para tal capítulo.

¹ Con excepción del caso de Australia, pero que sin embargo mantiene un rango de operación estrecho.

4.1.2. Posición en el CR

Modificación al numeral 5 del código de planeamiento, en particular las secciones 5.1 y 5.2.

4.1.3. Ventajas y desventajas

Tabla 14 Ventajas y desventajas de la recomendación

Ventajas	Desventajas
Exigencias más estrictas fuerzan a un mayor control sobre las variables y por tanto a una menor variabilidad.	La regulación de estas variables tiene consecuencias sobre todo el código y por ello exige regulación complementaria en CC/CO.
Menor tasa de cambio en V y f: menos problemáticas por inercia.	Exige realizar extensos estudios técnicos que tengan en cuenta a nuevos conectados y posibles consecuencias a plantas tradicionales.
Diferenciación en los límites (V) dependiendo del nominal de línea puede incurrir en ahorros monetarios futuros; en equipamiento a nuevos conectados.	Exigencias más estrictas implica la adquisición de sistemas de control más sofisticados y costosos por parte de los conectados.

Elaboración propia

4.1.4. Acciones necesarias

Involucrados

CREG, CND

Estudios técnicos

1. Modelamiento de simulaciones para evaluación de condiciones críticas. Esto implica la caracterización de operación normal y de escenarios de contingencias
2. Modelamiento de los impactos monetarios en las exigencias de controles para nuevos conectados.
3. Regulación complementaria en CO/CC.

4.2. Herramientas para el aseguramiento de la calidad de la potencia

4.2.1. Motivación y descripción de la modificación

Con la resolución 024 de 2005, la CREG introdujo en el ecosistema regulatorio algunos parámetros que asistieran el aseguramiento de la calidad del suministro de potencia. Esta regulación vive al margen del CR y sus potencias son desaprovechadas en parte por su débil relación con el código y por su poca coincidencia con estándares internacionales.

Se propone compilar regulaciones asociadas al mejoramiento de la calidad del suministro, así como la inclusión de parámetros reconocidos en el benchmarking para disminuir la variación de la potencia. Para asistir esta recomendación, las experiencias inglesas y danesas sientan un punto de partida apropiado que complementa las iniciativas nacionales.

La introducción de límites de comportamiento admisible para diferentes parámetros es una herramienta que el potencial conectado puede utilizar para dimensionar los costos de su instalación e incluir escenarios extremos en sus simulaciones.

Estos parámetros de calidad tienen como motivación definir un conjunto limitado de variables que imponen restricciones a las contribuciones que los conectados pueden tener para mantener la homeostasis y apropiado funcionamiento de la red nacional.

El siguiente cuadro resume las recomendaciones:

Ilustración 7 – Parámetros de aseguramiento de la calidad de la potencia

REGULACIÓN PARA EL ASEGURAMIENTO DE LA CALIDAD							
Tipo de regulación	REGULACIÓN DE ARMÓNICOS		FALLAS TÍPICAS EN CORTO CIRCUITO		PERCEPCIÓN Y ESTABILIDAD		REGULACIÓN DE CAMBIO DE FREC.
Parámetro considerado	THD	PWHD	Distorsión interarmónica	Fallas en corto circuito	Aporte en DC	Parpadeo	df/dt
Condiciones de los límites	I, U	I	f (distorsión)	Tipo de falla, duración típica	% de aporte	P, S_k (potencia en CC) V_v	Valor inmediato de tasa de cambio
¿Presente en la regulación actual?	Parcialmente	NO	NO	Parcialmente	NO	SI	NO
Recomendación	Integrar y actualizar	Regular	Regular	Integrar y actualizar	Regular	Integrar	Regular

Elaboración Propia

En el caso de Dinamarca, las exigencias de calidad no son homogéneas a todos los conectados y por tanto se modelan a través de sencillas funciones. La capacidad de entender la regulación de la calidad como un continuo, relativo a ciertas condiciones específicas del conectado (como el recurso que usa o la capacidad que declara) le permite al CR evitar imponer barreras innecesarias a los potenciales y conectados, y por tanto fomentar la activa participación de nuevos agentes. Es necesario que estas funciones sean modeladas según las condiciones específicas colombianas y faciliten reconocer los límites operacionales para diferentes tipos de conectado. Como consecuencia, la inclusión de estudios técnicos de ingeniería es imperiosa.

4.2.2. Posición en el CR

Modificación al numeral 5 del código de planeamiento, en particular las secciones 5.2.

4.2.3. Ventajas y desventajas

Tabla 15 - Ventajas y desventajas de la recomendación

Ventajas	Desventajas
Reducción del riesgo de variación en el suministro	Nuevas exigencias para los usuarios pueden implicar nuevos costos. En especial para antiguos conectados.
Aumento de la calidad en la entrega de potencia.	
Comunicación más clara entre el planeador y los agentes conectados	
Se robustece el modelamiento de las simulaciones de los conectados.	

Elaboración propia

4.2.4. Acciones necesarias

Involucrados

CREG, CND

Estudios técnicos

1. Modelamiento de simulaciones para evaluación de condiciones críticas. Esto implica la caracterización de operación normal y de escenarios de contingencias.
2. Modelamiento de los impactos monetarios en las exigencias de controles para nuevos conectados.

4.3. Regulación de sistemas HVDC

4.3.1. Motivación y descripción de la recomendación

Desde el CC se deben establecer requerimientos compatibles con lo establecido en el CO y que permitan su cumplimiento de forma eficiente. Los sistemas HVDC deben cumplir las siguientes condiciones además de los requisitos generales aplicables para líneas de transmisión, subestaciones, protecciones, registro de fallas y supervisión y control.

A fin de garantizar la seguridad de los sistemas, debe ser posible que los sistemas HVDC conectados al SIN permanezcan conectados al sistema en los rangos de frecuencia y tensión especificados.

Adicionalmente es conveniente introducir pruebas de conformidad adecuadas y proporcionadas a fin de que el CND pueda garantizar la seguridad operacional.

Un sistema HVDC tendrá la capacidad para inyección rápida de corriente de falla al punto de conexión en caso de fallas (trifásicas) equilibradas.

4.3.2. Regulación Primaria

Un sistema HVDC deberá ser capaz de emular inercia en respuesta a las variaciones de frecuencia, activada en regímenes de alta y/o baja frecuencia mediante el ajuste rápido de la potencia activa inyectada o retirada de la red de CA a fin de limitar la tasa de variación de la frecuencia.

1. Cuando funciones en el modo de regulación potencia-frecuencia (MRPF):
 - a) El sistema HVDC deberá ser capaz de responder a los desvíos de frecuencia en cada red de AC conectada ajustando el transporte de potencia activa como se indica en la Ilustración 8 y de acuerdo con los parámetros especificados por el CND dentro de los márgenes indicados en la Tabla 16. Esta especificación estará sujeta a notificación a la autoridad reguladora. Las modalidades de dicha notificación se determinarán de conformidad con el marco normativo nacional aplicable.
 - b) El ajuste de la respuesta de la potencia activa a la frecuencia estará limitado por la capacidad mínima de transporte de potencia activa de HVDC y la capacidad máxima de transporte de potencia activa de HVDC del sistema HVDC (en cada dirección).

Tabla 16 - Parámetros para la respuesta de la potencia activa a la frecuencia en MRPF

Parámetros	Rangos
Banda muerta de respuesta con la variación de frecuencia	0 ± 500 mHz
Estatismo S_1 (regulación creciente)	0,1% como mínimo
Estatismo S_2 (regulación decreciente)	0,1% como mínimo
Insensibilidad de respuesta con la variación de frecuencia	Máximo 30 mHz

El sistema HVDC deberá ser capaz de permanecer conectado al SIN y seguir trabajando si la frecuencia del SIN varía con una velocidad comprendida entre – 2,5 Hz/s y + 2,5 Hz/s (no obstante, en el documento del CND Propuesta de Requerimientos Técnicos Para la Integración de Fuentes de Generación no Síncrona al SIN se recomienda que las plantas no síncronas deben permanecer conectadas durante gradientes de frecuencia de – 4Hz y + 4 Hz/s durante 250 ms). Este límite debe ser revisado a la luz de simulaciones que realice el CND que permitan determinar la consistencia de estos límites con las respuestas del sistema a cambios rápidos de frecuencia y la respuesta del EDAC, el cual no es sensible para variaciones de frecuencia de velocidades superiores a 1.4 Hz por segundo para el caso colombiano.

- El sistema HVDC deberá ser capaz de aumentar la potencia activa ΔP hasta el límite del rango de potencias activas requerido por el CND, de acuerdo con los tiempos t_1 y t_2 correspondientes a los rangos de la Tabla 17, donde t_1 es el retraso inicial y t_2 el tiempo para llegar a la activación plena. Los valores de t_1 y t_2 deberían ser especificados por el CND previamente a que la UPME emita el concepto de conexión.
- Si el retraso inicial de la activación es mayor de t_1 segundos, el propietario del sistema HVDC deberá justificarlo con soportes técnicos al CND, de cualquier forma, estas situaciones son consideradas incumplimiento del Reglamento de Operación.

Ilustración 8 - Capacidad de respuesta de la potencia activa a la frecuencia de un sistema HVDC. ΔP es la variación de la potencia activa desencadenada por el salto de frecuencia.

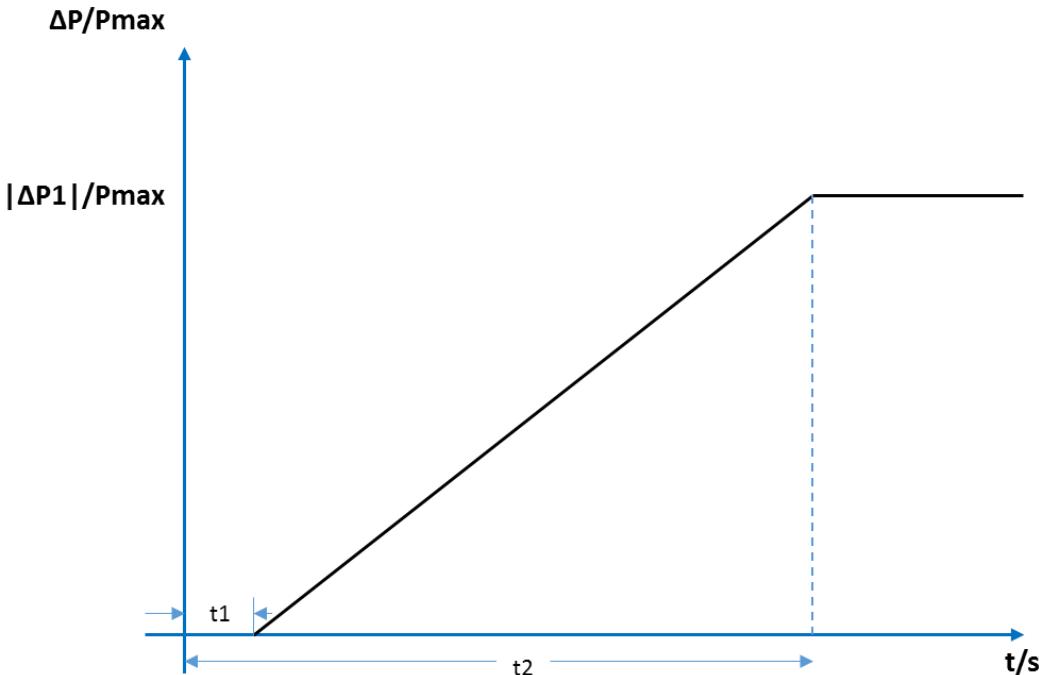


Tabla 17 - Parámetros para la activación plena de la potencia activa a la frecuencia

Parámetros	Tiempo (sugerido)
Retraso inicial máximo admisible t_1	0,5 segundos
Tiempo máximo admisible para activación plena t_2 , a menos que el CND especifique tiempos de activación diferentes	30 segundos

Límites de tensión

Basados en la experiencia internacional y según la información referida en la Tabla 18 y Tabla 19, y al comparar con los rangos de operación normales y en emergencia en las mismas regiones, vemos que el sistema HVDC, debe soportar tensiones en un rango más amplio a estos rangos, en tiempos que deben ser determinados a la luz de la verificación mediante una simulación de comportamiento de las tensiones en condiciones límite de estabilidad.

En la actualidad los rangos de operación normal del STN son de 0,9 – 1,1 para 220 y 230 kV y de 0,9 – 1,05 para 500 kV en forma indefinida. Dentro de los criterios generales para realizar el planeamiento operativo del STN (numeral 2.2.2 del Código de Operación) se requiere que las barras del sistema no operen por más de 800 ms por debajo de 0.8 p.u., por tanto, los sistemas HVDC deberían igualmente soportar estas tensiones. Por lo cual en principio se recomienda adoptar estos rangos.

Tabla 18 - Períodos de tiempo mínimos en que un sistema HVDC debe ser capaz de funcionar a tensiones que se desvien del valor 1 pu de referencia en los puntos de conexión sin desconectarse de la red.

Zona síncrona	Rango de tensión	Período de tiempo de funcionamiento
Europa continental	0,85 p.u. - 1,118 p.u.	Ilimitado
	1,118 p.u. - 1,15 p.u.	A determinar por cada gestor de red pertinente, en coordinación con el GRT pertinente, pero no inferior a 20 minutos.
Países nórdicos	0,90 p.u. - 1,05 p.u.	Ilimitado
	1,05 p.u. - 1,10 p.u.	60 minutos
Gran Bretaña	0,90 p.u. - 1,10 p.u.	Ilimitado
Irlanda e Irlanda del Norte	0,90 p.u. - 1,118 p.u.	Ilimitado
Estados bálticos	0,85 p.u. - 1,118 p.u.	Ilimitado
	1,118 p.u. - 1,15 p.u.	20 minutos

Fuente: ENTSO.E

Este cuadro se aplica en caso de valores base de tensión pu de 110 kV o superiores y hasta un valor inferior a 300 kV.

Tabla 19 - Períodos de tiempo mínimos en que un sistema HVDC debe ser capaz de funcionar a tensiones que se desvien del valor 1 pu de referencia en los puntos de conexión sin desconectarse de la red. Este cuadro se aplica cuando los valores base de tensión pu se sitúan entre 300 kV y 400 kV (ambos inclusive).

Zona síncrona	Rango de tensión	Período de tiempo de funcionamiento
Europa continental	0,85 p.u. - 1,05 p.u.	Ilimitado
	1,05 p.u. - 1,0875 p.u.	A especificar por cada GRT, pero no inferior a 60 minutos
	1,0875 p.u. - 1,10 p.u.	60 minutos
Países nórdicos	0,90 p.u. - 1,05 p.u.	Ilimitado
	1,05 p.u. - 1,10 p.u.	A especificar por cada GRT, pero no superior a 60 minutos
Gran Bretaña	0,90 p.u. - 1,05 p.u.	Ilimitado
	1,05 p.u. - 1,10 p.u.	15 minutos
Irlanda e Irlanda del Norte	0,90 p.u. - 1,05 p.u.	Ilimitado
Estados bálticos	0,88 p.u. - 1,097 p.u.	Ilimitado
	1,097 p.u. - 1,15 p.u.	20 minutos

Fuente: ENTSO.E

Requisitos de aporte de potencia reactiva

Según la revisión internacional se encuentra que una estación convertidora de HVDC deberá ser capaz de trabajar en uno o más de los siguientes tres modos de control:

- modo de control de tensión;
- modo de control de potencia reactiva;
- modo de control del factor de potencia.

El control de tensión podrá aplicarse con una banda muerta alrededor del punto de ajuste seleccionable en un rango desde cero a $\pm 5\%$ de la tensión nominal de operación de la red. La banda muerta se podrá ajustar en escalones. Por lo cual una primera recomendación es que la banda muerta de tensión para el caso colombiano adopte estos rangos.

Teniendo en cuenta la capacidad del sistema HVDC, se determinará si tendrá prioridad la aportación de potencia activa o la de reactiva durante el funcionamiento a baja o alta tensión y durante las fallas para las que se requiera capacidad de soportar depresiones de tensión, aspecto que deberá ser considerado al realizar la coordinación de las protecciones.

Diagrama U-Q/Pmax

En la Ilustración 9 se presenta el diagrama U-Q/Pmax y en la Tabla 20 los parámetros de la envolvente interior de la figura.

Ilustración 9 - Requisitos para el diagramma U-Q/Pmax

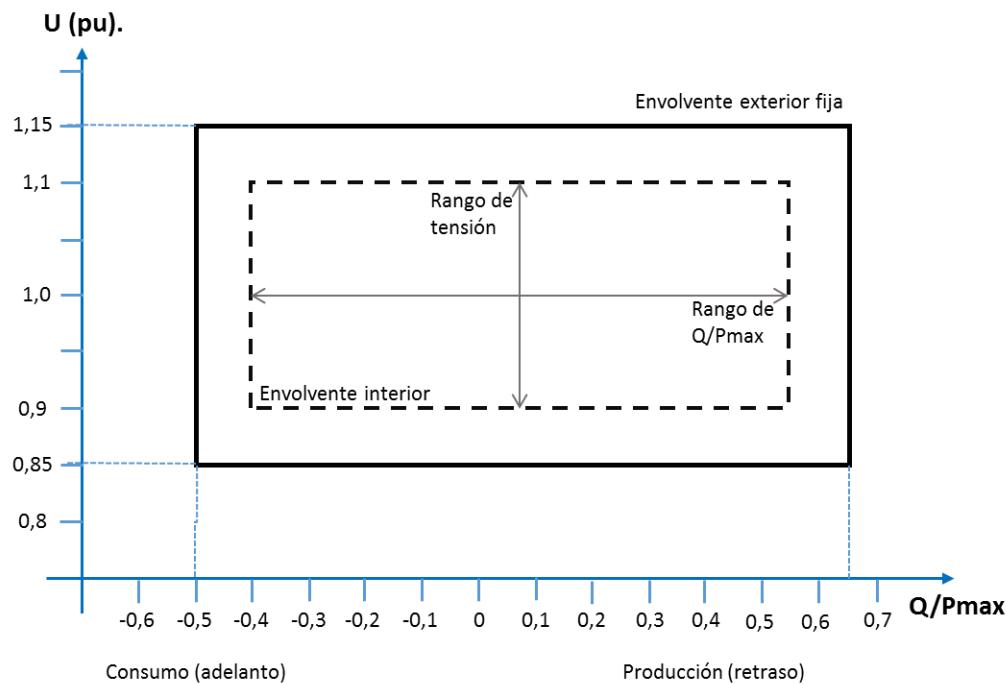


Tabla 20 - Parámetros de la envolvente interior de la figura.

Zona síncrona	Rango máximo de Q/P _{max}	Rango máximo de nivel de tensión en régimen permanente en PU
Europa continental	0,95	0,225
Países nórdicos	0,95	0,15
Gran Bretaña	0,95	0,225
Irlanda e Irlanda del Norte	1,08	0,218
Estados bálticos	1	0,22

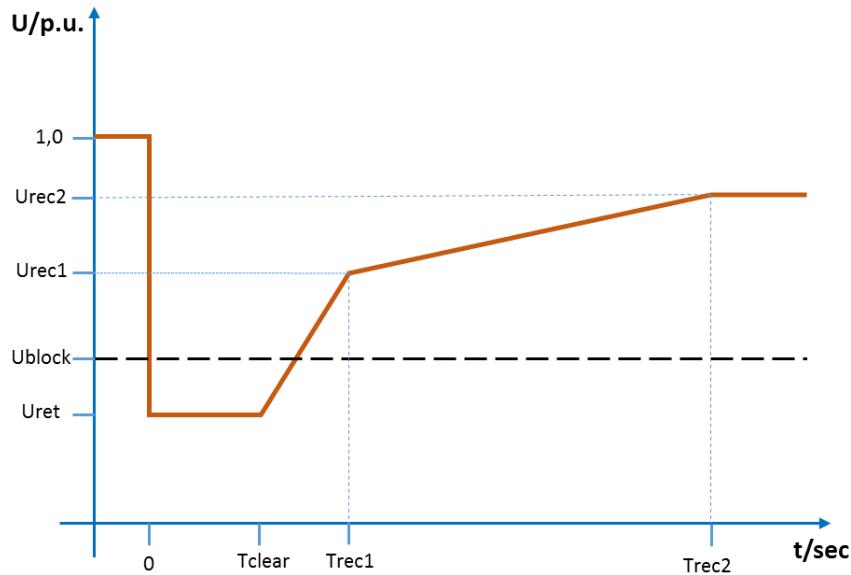
Fuente: ENTSO.E

Se sugiere para Colombia disponer de un rango mínimo de tensión de 0,2 p.u (para garantizar los rangos de operación normal aceptables, y para la relación Q/Pmax sería necesario establecer este límite con base en simulaciones para los diferentes escenarios extremos de despacho y demanda, de tal forma que se pueda identificar la Relación extrema de Q/Pmax, requerida.

Depresiones de tensión

En la siguiente ilustración se muestra el perfil de la capacidad de soportar depresión de tensión de una estación convertidora de HVDC.

Ilustración 10 - Diagrama representa el límite inferior de un perfil de tensión en función del tiempo en el punto de conexión



Fuente: ENTSO.E

El diagrama representa el límite inferior de un perfil de tensión en función del tiempo en el punto de conexión, expresado como la relación entre su valor real y su valor 1 p.u de referencia antes, durante y después de una falla; U_{ret} es la tensión residual en el punto de conexión durante una falla, t_{clear} es el instante de despeje de la falta, U_{rec1} y t_{rec1} especifican un punto con límites inferiores de recuperación de

la tensión tras el despeje de una falla. U_{block} es la tensión de bloqueo en el punto de conexión. Los valores de tiempo indicados se miden en relación con t_{fault} .

Tabla 21 Parámetros de la figura 6 para la capacidad de soportar depresiones de tensión de las estaciones convertidoras de HVDC

Parámetros de tensión (pu)		Parámetros de tiempo (segundos)	
Uret	0,00 - 0,30	tclear	0,14 - 0,25
Urec1	0,25 - 0,85	trec1	1,5 - 2,5
Urec2	0,85 - 0,90	trec2	trec1 - 10,0

Fuente: ENTSO.E

Para determinar estos parámetros se sugiere determinar mediante simulaciones:

- En la zona donde se vaya a instalar el sistema HVDC determinar el nivel de corto más bajo posible, con lo cual se determinaría el Uret.
- Para determinar el tclear, es necesario que el mismo sea compatible con los tiempos máximos permitidos para la operación de las protecciones primarias y las de respaldo, normalmente las tiempos de operación de la protección principal en el STN debe ser del orden de 5 ciclos (esto es 83,3 ms) incluyendo los tiempos de los diferentes sistemas involucrados en el despeje de la falla, en caso extrema para mantener la estabilidad se simula el sistema con un tiempo de despeje máximo de 100 ms (6 ciclos) de tal forma que es razonable proponer un tclear en el rango de 0,14 – 0,25.
- Para el Urec1, debe considerarse que el voltaje pasará desde el límite inferior Uret, hasta el límite admisible para no tener el riesgo de una perdida de estabilidad de tensión que en el Código de Operación actual está dado por un valor de tensión de 0,8 p.u, por un tiempo límite de 800 ms, por lo tanto, el límite para este valor debería ser inferior a 500 ms, restando un tiempo razonable, por ejemplo un ciclo, se tendría un tiempo Urec1 de 483 ms.
- El Urec2 debe ser un voltaje que está en el rango de operación normal, esto es 0,9 – 1,1 p.u para tensiones de 220 o 230 kV y de 0,9 – 1,05 para 500 kV.
- El trec2 debería ser un valor compatible con el tiempo de respuesta de la regulación primaria esto es dicho tiempo debería estar entre el Trc1 – 10 segundos.

Como ya se indicó es necesario que estos valores propuestos sean validados por el CND con base en simulaciones.

Control de potencia

Un sistema HVDC deberá ser capaz de ajustar la potencia activa transportada hasta su capacidad máxima de transporte de potencia activa de HVDC en cada dirección

Un sistema HVDC deberá ser capaz de ajustar la tasa de incremento de las variaciones de la potencia activa dentro de su capacidad técnica, la cual debería ser remitida previamente al CND para determinar el desempeño integrado del sistema HVDC con el SIN.

Calidad de la potencia

El propietario de un sistema HVDC velará por que la conexión de su sistema a la red no se traduzca en un nivel de distorsión o fluctuación de la tensión en el punto de conexión que supere los niveles especificados

El sistema HVDC deberá ser capaz de contribuir a la amortiguación de las oscilaciones de potencia en las redes de CA conectadas. Adicionalmente el sistema de control del sistema HVDC no reducirá la amortiguación de las oscilaciones de potencia aspecto que deberá ser verificado por el CND mediante simulaciones.

Se recomienda que en el proceso de conexión de un sistema HVDC, el propietario o representante del sistema HVDC, determine conjuntamente con la UPME y el CND el grado de modelamiento detallado requerido.

Protecciones

El sistema HVDC deberá soportar las fallas por transitorios en las líneas de HVAC de la red adyacente o próxima al sistema HVDC, y no hará que ningún equipo del sistema HVDC se desconecte de la red a causa de reconexiones automáticas de líneas en la red.

El propietario del sistema HVDC proporcionará información al CND de red pertinente acerca de la resiliencia del sistema HVDC a las perturbaciones del sistema de CA.

La protección eléctrica del sistema HVDC prevalecerá sobre los controles de funcionamiento teniendo en cuenta la seguridad del sistema y la salud y seguridad del personal y el público y la atenuación de los daños al sistema HVDC.

En lo que respecta a la clasificación de las prioridades de protección y control, el propietario del sistema HVDC organizará sus dispositivos de protección y control de acuerdo con la siguiente clasificación de prioridades, presentada en orden decreciente de importancia:

- a. protección del sistema de red y el sistema HVDC;
- b. control de potencia activa para asistencia de emergencia;
- c. emulación de inercia, si procede
- d. medidas correctivas automáticas
- e. modo de regulación potencia-frecuencia limitado (MRPFL);
- f. modo de regulación potencia-frecuencia (MRPF) y control de frecuencia, y
- g. restricción de gradiente de potencia.

El sistema HVDC deberá ser capaz de sincronizarse dentro de los límites de frecuencia y dentro de los límites de tensión a los que opera el sistema según lo establecido en el Código de Operación.

En lo que respecta a la instrumentación para el funcionamiento, cada unidad convertidora de HVDC de un sistema HVDC estará equipada con un controlador automático capaz de recibir instrucciones del CND.

Un sistema HVDC estará equipado con un registrador de fallas y permitirá la supervisión del comportamiento dinámico del sistema por medio de los parámetros siguientes de cada una de sus estaciones convertidoras de HVDC:

- a. tensión en CA y CC;
- b. corriente alterna y continua;
- c. potencia activa;
- d. potencia reactiva
- e. frecuencia.

Las instalaciones de supervisión de la calidad del suministro y el comportamiento dinámico del sistema deberán incluir medios para que el propietario del sistema HVDC y el CND accedan electrónicamente a la información

Simulaciones y modelos

El propietario o representante del sistema HVDC presentará a la UPME y al CND modelos de simulación que reflejen adecuadamente el comportamiento del sistema HVDC en régimen permanente, en simulaciones dinámicas (componente de frecuencia fundamental) y en simulaciones de transitorios electromagnéticos.

Los modelos suministrados al CND por el dueño o representante del sistema HVDC deberán contemplar por lo menos, los submodelos siguientes, dependiendo de la existencia del componente mencionado en cada caso:

- a. modelos de unidad convertidora de HVDC;
- b. modelos de componentes en CA;
- c. modelos de red en CC;
- d. control de tensión y de potencia;
- e. funciones especiales de control, en su caso, por ejemplo, función de amortiguación de oscilación de potencia (POD), control de interacción torsional sub-síncrona (SSTI);
- f. control multiterminal, si corresponde;
- g. modelos de protección de sistema HVDC

Pruebas de conformidad de sistemas HVDC

Las pruebas que se le deben realizar al sistema HVDC, antes de entrar en operación incluyen:

- a. Capacidad de potencia reactiva
- b. Prueba del modo de control de la tensión
- c. Prueba del modo de control de potencia reactiva
- d. Prueba del modo de control del factor de potencia
- e. Prueba de respuesta en modo de regulación potencia-frecuencia
- f. Prueba de respuesta en modo de regulación potencia-frecuencia limitado-sobre-frecuencia
- g. Prueba de respuesta en modo de regulación potencia-frecuencia limitado-sub-frecuencia
- h. Prueba de controlabilidad de la potencia activa
- i. Prueba de modificación de la tasa de incremento
- j. Prueba de arranque autónomo, en su caso

4.3.3. Posición en el CR

Estos requisitos deben incluirse en un sub-numeral nuevo, dentro del numeral 7. Requisitos técnicos generales de la conexión

4.3.4. Ventajas y desventajas

Tabla 22 – Ventajas y desventajas

Ventajas	Desventajas
La UPME o u otra entidad delegada por el MME para las convocatorias, tendrá la información suficiente y necesaria para preparación del Anexo técnico de los DSIs cuando se trate de sistemas HVDC.	
El usuario y el Transportador dueño del punto de conexión dispondrán de la información necesaria para los estudios de conexión para el proyecto que involucre nuevas tecnologías.	
El CND recibirá la información sobre las características de los proyectos de nuevas tecnologías con anterioridad a su puesta en servicio, lo que permitirá incluir las particularidades de los equipos en los modelos necesarios para la operación del sistema	

Fuente: Elaboración propia

4.3.5. Acciones necesarias

Involucrados

La UPME desde la preparación del Plan de Expansión de la Transmisión, los *Usuarios y Transportadores*, el CNO, el CND y la CREG.

Acciones regulatorias

Para la implementación de esta propuesta de requisitos para sistemas de HVDC, se deben llevar a cabo estudios técnicos que permitan definir las características de los equipos e instalaciones, así como las magnitudes de las variables operación y supervisión y control para los ajustes de protecciones y controles de frecuencia y tensión.

4.4. Regulación del almacenamiento

4.4.1. Motivación y descripción de la modificación

Dadas las múltiples tecnologías (almacenamiento químico, mecánico, térmico, entre otros) el almacenamiento tiene varias aplicaciones, especialmente para la regulación primaria, secundaria y marginalmente para la relajación de las restricciones de la red. En conclusión, lo que se ha encontrado respecto a la incursión de almacenamiento de energía en sistemas eléctricos es:

- El almacenamiento se debe tratar con un agente híbrido entre generación y demanda
- Cuando se comporte como demanda, debe cumplir los mismos requisitos de la demanda (protecciones, rangos de operación, entre otros) y cuando se comporte como generador debe cumplir los requisitos de generador (desviaciones de frecuencia, rampas, curvas P-Q, entre otros)
 - ENTSO-E
- Para facilitar la incursión del almacenamiento es necesario desarrollar el mercado intradiario y el mercado de servicios asociados a la generación (regulación primaria y secundaria – servicios de balance) donde las baterías puedan ofertar su capacidad y sus requerimientos

ENTSO-E establece respecto al almacenamiento:

Código de conexión:

Los nuevos elementos de almacenamiento, conectados al STN o al STR deben cumplir todos los requisitos establecidos en el código de conexión enumerados en la recomendación

Código de emergencia:

Antes de la activación del esquema automático de deslastre de cargas por sub-frecuencia, y siempre y cuando la derivada de frecuencia lo permita, se activarán los servicios de gestión de la demanda de los proveedores de servicios en emergencia pertinentes y:

- cambiarán las unidades de almacenamiento que funcionen como carga al modo generación a un valor de consigna de potencia activa establecido en el plan de emergencia del sistema, o
- cuando la unidad de almacenamiento de energía no pueda cambiar con velocidad suficiente para estabilizar la frecuencia, desconectarán la unidad de almacenamiento de energía.

En el diseño del esquema automático de control de sobre-frecuencia y sub-frecuencia se tendrá en cuenta las capacidades de los módulos de generación de electricidad en lo que se refiere al modo de regulación potencia-frecuencia y de las unidades de almacenamiento de energía

Código de balance eléctrico

Las condiciones para los proveedores de servicios de balance:

- a. definirán requisitos razonables y justificados para la provisión de los servicios de balance;
- b. permitirán la agregación de instalaciones de demanda, instalaciones de almacenamiento de energía e instalaciones de generación de electricidad en una zona de programación para ofrecer servicios de balance
- c. permitirán a los propietarios de instalaciones de demanda, terceros y propietarios de instalaciones de generación de energía, tanto de fuentes convencionales como renovables, así como a los propietarios de unidades de almacenamiento de energía, convertirse en proveedores de servicios de balance;
- d. exigirán que cada oferta de energía de balance de un proveedor de servicios de balance sea asignada a uno o varios sujetos de liquidación responsables del balance para posibilitar el cálculo de un ajuste del desvío conforme.

4.4.2. Posición en el CR

Se recomienda la realización de un nuevo numeral del CC, que permita la regulación de requisitos técnicos para sistemas de almacenamiento. En particular los sistemas de almacenamiento químico exigen mayor atención, según exhiben las tendencias evaluadas en los casos de estudio internacional.

4.4.3. Ventajas y desventajas

Tabla 23 - Ventajas y desventajas de la recomendación

Ventajas	Desventajas
Mayor flexibilidad y capacidad de amortiguamiento de cambios drásticos en voltaje o frecuencia	Sistemas de alto costo

Mayor aprovechamiento de los FNCER y superación parcial de los riesgos de la intermitencia

Tecnología inmadura comparada con otros tipos de desarrollo; existe por tanto el riesgo de la aparición de nuevas capacidades tecnológicas que exijan la actualización constante de su regulación

Fuente: Elaboración propia

4.5. Requisitos de conexión de FNCER – Máximo control a todas las plantas

4.5.1. Motivación y descripción de la modificación

Idealmente, con adecuadas tecnologías y un desentendimiento del factor económico, plantas de cualquier característica deberían poder disponer de protecciones, supervisión, comunicación y control de máxima exigencia, permitiendo así tener el más alto nivel de control sobre el sistema. Al ser un escenario ideal, esta propuesta busca dar un horizonte de largo plazo, el cual se debe buscar con la evolución del código de redes, todo esto, buscando una mejor confiabilidad y seguridad del sistema ante cualquier escenario, para lo cual tener control total sobre la generación y la demanda de un sistema es una utopía deseada.

El escenario ideal en cuanto a requisitos que deben ser solicitados a plantas con FNCER debe ser orientado a la solicitud de requerimientos de conexión de categoría C, donde desde los tamaños más pequeños conectados a los más bajos niveles de tensión hasta grandes plantas deban disponer de las características más exigentes.

4.5.2. Posición en el CR

Estos requisitos serían implementados en el CC, orientados a todas las plantas pertenecientes al sistema colombiano.

4.5.3. Ventajas y desventajas

Tabla 24 - Ventajas y desventajas de la recomendación

Ventajas	Desventajas
Máxima observabilidad y control sobre la generación del sistema	Inversión muy alta de parte del sistema y de parte de los agentes
Control sobre la operación, mercado y condiciones de toda fuente de energía del sistema	Inviabilidad económica

Fuente: Elaboración propia

Como propuesta, el objetivo a donde apuntan las propuestas aquí consignadas se plantea una exigencia completa de requerimientos a todas las plantas. La ventaja principal es que se mantiene el objetivo de máximo control y observabilidad sobre todos los tipos de plantas, manteniendo confiabilidad y seguridad del sistema ante cambios en la matriz de generación. La principal desventaja de poner el objetivo así es que, de llegar a requerirse, sería un estado de la red con demasiada información y más funciones de operación y control. Se considera pertinente establecer esta meta para plantas no convencionales para que se mantenga siempre el objetivo de seguridad del sistema mediante la máxima observabilidad y control de este.

4.5.4. Acciones necesarias

Involucrados

CREG, CND

Acciones regulatorias

Modificación de las exigencias de control y supervisión.

4.6. Revisión de los servicios solicitados a los conectados

4.6.1. Motivación y descripción de la recomendación

El CR solicita un conjunto de servicios dentro del CC. Estos servicios han sido solicitados sin tener en cuenta los riesgos asociados a la intermitencia y mantenerlos sin cambio alguno, podría ser riesgoso para la estabilidad de la red. Al comparar los servicios en el CR colombiano, con aquellos que los conectados deben suplir en estados de gran penetración renovable, es importante evaluar su diferencia. En particular los siguientes servicios demuestran un mejoramiento de la calidad y estabilidad de la red:

- **AOS (Amortiguamiento de Oscilaciones Sub-sincrónicas)**: Las oscilaciones sub-sincrónicas son oscilaciones de los sistemas de potencia, con frecuencias menores a la generación o transmisión de la energía eléctrica (OFGEM, 2016). La posibilidad de producir este tipo de fenómenos, pero no amortiguarlos de manera apropiada es mayor en redes con gran penetración renovable, altamente dependientes de la electrónica de potencia y sistemas de transporte HVDC. Es sobre todo importante el control de este tipo de emisiones de frecuencia, puesto que puede reducir la vida útil de los ejes de las máquinas rotodinámicas; a causa de esfuerzos torsionales extra, que impactan su resistencia a la fatiga (OFGEM, 2016). En particular, la regulación inglesa reconoce mayor vulnerabilidad en los sistemas eólicos. Las interacciones entre sistemas de generación y sistemas de compensación o los controles de los sistemas de conversores HVDC son la principal causa de las oscilaciones sub-sincrónicas.

En respuesta a lo anterior, es recomendable exigir a los conectados la prestación de un servicio de amortiguamiento y monitoreo de este tipo de fenómenos. Para el proceso de amortiguamiento, es recomendable la exigencia de un bucle de AOS (que sea además soportado por un sistema de protecciones complementario). Es necesario reconocer que el margen de amortiguamiento mecánico es función de la carga del generador; tanto así que podría causar un amortiguamiento negativo en caso de bajos niveles de carga. Por ello, los protocolos de control deben depender no solo de las condiciones eléctricas, sino además de las mecánicas. La regulación inglesa solicita una reducción de la magnitud de las oscilaciones, cuando menos un 15% durante máximo 20 s. Los protocolos de control AOS son detonados en función de variables de observabilidad alrededor de la amplitud de las oscilaciones y su frecuencia (reconocida como peligrosa).

- **FSM (Frequency Sensitive Mode)**: Este tipo de regulación primaria está definida como en los códigos de la ENTSO-E, como requerimiento para mitigar las alteraciones de la frecuencia, a través de protocolos de control de potencia activa. El conectado debe estar en capacidad de soportar El protocolo de control de potencia activa, para la regulación de frecuencia debe estar en capacidad de responder con un amortiguamiento y overshoot suficientes como para minimizar la formación de nuevas perturbaciones a la red. Estas exigencias típicas del sistema de control están asociadas a limitaciones técnicas, para poder alcanzar los tiempos de respuesta necesarios por la regulación. En el caso europeo, todos los servicios de FSM deben haber iniciado el control con un retraso de no más de 2 s (ENTSO-E, 2017) y sus

capacidades deben haber sido aplicadas a la perturbación de frecuencia identificada en cuando máximo 30 s (en el caso más extremo; la red nórdica). La capacidad de evaluar la efectividad de los modos de operación sensibles a la frecuencia está mediada por la sensibilidad de los sistemas de control. Como consecuencia de las imperfecciones de los sistemas de partes móviles (electromecánicos), la ENTSO-E reconoce un límite máximo de 30 mHz de insensibilidad ante la señal de la variable de control.

Los servicios de FSM son “inmediatos” y están pensados con una importante sensibilidad a “pequeños” cambios de frecuencia (hasta 200 mHz). De manera complementaria existen los servicios de regulación secundaria LFSM-U/O (*Limited Frequency Sensitive Mode-Under/Over*), para contingencias más severas. Los protocolos de control LFSM son desplegados en caso de que el protocolo FSM no alcance a controlar la contingencia y las reservas dedicadas a la regulación de frecuencia hayan sido agotadas. La severidad de un evento necesario para activar el LFSM puede ser dimensionada al observar que es solicitada para controlar perturbaciones hasta 7,5 veces más grandes que en el caso del FSM.

La solicitud de LFSM-O es más común, pues implica la reducción de potencia, pero el caso de LFSM-U está más diferenciado en la regulación europea; debido a su estrecha relación con la disponibilidad de los recursos. Este tipo de consideraciones son consecuencia de que no se espera que la operabilidad (y consecuente capacidad en el mercado) de una planta renovable deba ser limitada por un límite superior (menor a su capacidad nominal), para evitar contingencias futuras e inciertas (ENTSO-E, 2016). Por ello, las exigencias de LFSM-U son diferenciadas no solo por tamaño, sino además por el tipo de tecnología que aplicaría la medida. En particular, dentro de la regulación inglesa, esto se expresa en la necesidad de entregar 20% de sobre-potencia por cada Hert debajo del nominal. La inercia de las tecnologías rotodinámicas tradicionales asiste el proceso de regulación, pero son mucho más lentas en su capacidad de respuesta. En cambio, las tecnologías asociadas a las FENCR demuestran un comportamiento contrario. Por ello, la regulación europea le entrega un tiempo de respuesta mucho más largo a plantas tradicionales (de hasta 5 min), comparado con las plantas eólicas o fotovoltaicas (que pueden responder tan rápido como 10 s). La definición final de la capacidad de respuesta de las plantas renovables dependería entonces de tres posibles variables:

- (i) Punto de operación al momento de solicitar la regulación
- (ii) Condiciones ambientales de disponibilidad del recurso
- (iii) Tamaño de los equipos (número de celdas, o diámetro de la turbina eólica)

Es crítico para la implementación de servicios de control de frecuencia, evaluar el efecto que podrían tener sobre la vida útil de los sistemas que prestan tales servicios. En particular, la regulación europea sugiere una mayor vulnerabilidad por parte de los sistemas eólicos y por ello se impone un límite del 10% de su potencia nominal como exigencia o requisito de regulación de frecuencia.

- **Inercia sintética:** La inercia es un parámetro de la red, que permite asegurar la estabilidad de la frecuencia. Con la introducción de fuentes renovables, cuyos sistemas de conversión de energía tienen menor respaldo sobre la inercia del sistema, es necesario evaluar la necesidad de incluir inercia a través de medios sintéticos. Una red que puede confiar en su inercia está en capacidad de cambiar su frecuencia con mayor control y por tanto ofrece una ventana suficiente como para hacer uso de reservas de potencia activa o de protocolos de control de potencia.

De esta manera, se recomienda solicitar a plantas renovables, reconocidas dentro del sistema de clasificación de requerimientos, como de alto impacto sobre la red, un sistema de

inerzia sintética. Con mayor penetración renovable, más imperioso es solicitar la inclusión de inercia sintética al sistema; por ello se usa como caso de referencia, la regulación compartida por Europa, a través de la ENTSO-E.

Este tipo de recomendaciones impactan directamente a la tasa de cambio de la frecuencia (df/dt) y por ello debe estar en concordancia con las consideraciones del manual de calidad de la potencia. Para poder solicitar equipos de inercia sintética, la ENTSO-E reconoce que es necesario tomar algunas medidas complementarias:

2. Exigencia de equipos de protección para el aseguramiento de la confiabilidad: es necesario revisar las protecciones anti-islas. Un rápido cambio de frecuencia podría accionar las protecciones, aun si el sistema no está operando en islas.
3. En caso de interconexión internacional, los criterios de inercia mínima diversos podrían poner en riesgo a la red en el punto de interconexión (en caso de que el otro país evidencie grandes fluctuaciones).
4. La pérdida de secciones de generación puede causar desbalances de carga. Debe considerarse un desbalance máximo, para evitar que zonas desencadenen inestabilidades de la red (a causa de la reducida inercia del sistema).

Con la intención de proveer una línea base relativamente compatible al caso colombiano, se ofrece como referencia el caso de la regulación brasileña. En tal caso, se exige la inclusión de equipamiento de inercia sintética para generadores renovables con capacidad mayor a 10 MW (considerados de alto impacto). El dispositivo de inercia sintética es capaz de ofrecer cuando menos 10% de la potencia de la planta durante 5 s. El sistema de inercia sintética empieza a entregar potencia en caso tal de que la red demuestre una desviación de más de 0.2 Hz/s.

- Introducción de regulación terciaria de frecuencia y voltaje como servicio voluntario: La regulación europea solo exige regulación primaria y secundaria de frecuencia como una exigencia a todos los países miembros de la ENTSO-E. Al observar el caso alemán, el uso de reservas terciarias es capaz de suministrar una tercera regulación antes de exigir desconexión a los conectados. Esta reserva, también denominada reserva de minuto, se despliega únicamente cuando las reservas primarias no fueron suficientes y permite asistir el adecuado despliegue de la regulación secundaria; para mitigar los efectos de una perturbación de la frecuencia de la red. Esta reserva debe ser activada de manera manual, y solo se introduce a la red tras más de 15 min de perturbación. La regulación terciaria es capaz de gestionar desbalances de gran impacto sobre la red y potencialmente resolver congestiones en zonas particulares de la red. Es posible entonces evaluar el costo asociado al pago de estos servicios en relación a los costos que implicaría una desconexión, o inclusive colapso de la red.

Es recomendable entonces incluir como un servicio voluntario la reserva terciaria, a través de mecanismos de remuneración a conectados generadores o fuentes de carga. En ese sentido, guiados por la regulación alemana, el generador inyecta potencia adicional a la red en casos de sub-frecuencias, pero la demanda puede suspender parcialmente su consumo y es remunerado por su intervención. El despliegue de la reserva terciaria debe estar sujeto a un tiempo prudente de preparación de la reserva; que en el caso alemán es de 15 min tras recibir la solicitud del OS. Este tipo de regulación está asociada a contingencias reconocidas en un grupo de desvíos y se espera que su despliegue asista únicamente a los conectados de tal grupo.

La capacidad de respuesta de la regulación terciaria depende de la oferta que el conectado haya presentado al operador y si su reserva es utilizada para la regulación o no es función

de un proceso de compraventa asociado a una serie de subastas diarias. Las decisiones sobre el orden de despliegue de la regulación terciaria dependen de una lista de méritos, que define del proveedor más económico al más caro y prioriza por costos. La metodología de selección y priorización supera los límites de la presente consultoría, pues está atada estrechamente a un proceso de remuneración, pero se menciona brevemente el modelo alemán como una referencia futura.

Para determinar cuánto ofertar y modelar la lista de méritos, existen en Alemania las siguientes variables a considerar:

- i. Unidades de generación (del conectado oferente) que podrían ser puestas fuera de servicio en el mediano plazo (en caso de ser un generador).
 - ii. Unidades de generación (del conectado oferente) con mantenimientos programados (en caso de ser un generador).
 - iii. Límites en la capacidad, asociados a la disponibilidad del recurso.
 - iv. Límites en la capacidad, asociados a factores ambientales; como manejo de residuos, u otro tipo de polución.
 - v. Límites en la capacidad, asociados a restricciones hidráulicas.
 - vi. Condiciones de control primario exigidas a la planta (en caso de ser un generador).
 - vii. Otros tipos de exigencias de reservas.
- Respuesta de la demanda a través de sistemas de repositorios térmicos: Como un mecanismo de asistencia para las necesidades de la red, la regulación europea sugiere que los conectados de gran tamaño deban poner sus repositorios térmicos latentes (calderas, refrigeradores, o sistemas de acondicionamiento, entre otros) a disposición del operador de red; de manera tal que sus flujos térmicos asistan en la regulación de frecuencia para casos extremos. Esta es la última línea de defensa antes de exigir desconexiones forzadas a los conectados y es consecuencia de los procesos de descentralización de las redes en el mundo. El manejo de energía en forma de calor ha demostrado ser un mecanismo de bajo costo para la gestión de la forma de la curva de demanda (Arteconi, Hewitt & Polonara, 2012) y por ello ha sido utilizada en Europa como parte de la regulación transnacional.

Naturalmente, este tipo de servicio solo puede ser solicitado a conectados con repositorios térmicos y es activado por una señal de desviación de frecuencia que supera los límites operacionales seguros. Por tanto, es necesaria la instalación de equipamiento de control adjunto a los repositorios térmicos, que le entregue acceso al operador de red de intervenir en casos de emergencia (puesto que es posible que el uso de este tipo de servicios comprometa la operación de las actividades comerciales del conectado).

En esencia, el conectado debe estar en capacidad de guardar energía eléctrica en horarios de alta disponibilidad (aumentando su carga) en forma de calor, para posteriormente entregar esa energía al ambiente (o para uso del conectado) en momentos de baja disponibilidad. De esta manera, no se exige más potencia al sistema en caso de sub-frecuencias, o temporadas de baja disponibilidad energética.

Este tipo de medidas para el control de la demanda son frecuentes en países como Alemania, Gran Bretaña, y USA (para sugerir un ejemplo fuera del marco europeo), donde la penetración renovable es cada vez más grande y su generación distribuida; con un importante consumo de electricidad para soportar los drásticos cambios térmicos a través del año. Sin embargo, en un país como Colombia, espacios como la zona caribe pueden beneficiarse

significativamente de este tipo de estrategias: ahorrando en el gasto y aplanando la variabilidad de la curva de demanda, en una zona que se proyecta como una zona estratégica para la generación eólica y solar.

- **Control activo sobre aspas de plantas eólicas:** La regulación brasileña exige a plantas eólicas de gran tamaño (y consecuente gran impacto sobre la seguridad de la red), que el coeficiente de arrastre pueda ser regulado a través del control activo de la dinámica de las aspas. Este tipo de regulación es en realidad una manera de complementar el servicio de “control de frecuencia mediante regulador de velocidad”; con la diferencia de que, en el caso de las tecnologías eólicas, las interacciones aerodinámicas facilitan la regulación de velocidad de los rotores. A través del incremento o reducción del ángulo de ataque (respecto al estándar de 15º), es posible que el coeficiente de arrastre se convierta en una variable de control; cuyo impacto se expresa en cambios en la velocidad de giro del rotor. Este proceso de control le entrega al operador de red otra herramienta para la gestión de la potencia y la generación en condiciones de alta variabilidad meteorológica, sin exigir desconexión innecesaria o posibles daños a la vida útil del sistema. Por tanto, la capacidad de control sobre las aspas es un servicio que promueve la estabilidad de la entrega de potencia y reduce el riesgo de *desboques* de las máquinas rotodinámicas.
- **Arranque en negro y resincronización:** No es normal en la regulación internacional que se exija a cualquier conectado los servicios de arranque en negro. En la regulación europea de la ENTSO-E, los generadores deben ser considerados grandes (de categoría C o superior) para poder solicitarse su servicio. La regulación de PJM solicita: cuando menos 2 generadores de arranque en negro en cada zona de resincronización (en busca de evitar dependencia absoluta de un único conectado); capacidad de la unidad que presta el servicio, de arrancar sin asistencia externa en menos de 3 horas, tras la solicitud del OS; y capacidad de mantener niveles de voltaje y frecuencia seguros y estables ante cargas variables (o bien, con un *droop* reducido). La determinación de si un conectado debe o no ser una unidad de arranque en negro depende de:
 - (i) Requisitos de carga crítica de la zona: O cuánta carga debería de entregar tal conectado.
 - (ii) Recurso disponible para un arranque en negro: en forma de baterías, o combustibles; así como la disponibilidad in-situ del recurso.
 - (iii) Capacidad de arranque con múltiples recursos: más de un combustible, o batería.
 - (iv) Posibilidades de coordinación internacional para posterior resincronización.
 - (v) Localización geográfica del conectado.
 - (vi) Tipo de generación y edad del equipo.
 - (vii) Tiempo del compromiso en la propuesta del servicio (5, 10, 15 años).
 - (viii) Posibles limitaciones técnicas, como: rampas limitadas, carga mínima de estabilización no acorde con la carga crítica de la zona.
 - (ix) Disponibilidad histórica de la planta o parque.

Posibles conectados, estarían en capacidad de postularse de manera voluntaria para el préstamo del servicio, como sucede en PJM. Los postulados están en capacidad de presentar una oferta formal, para la compra de este tipo de servicios, pero en caso de ser seleccionados su obligación solo podría ser terminada por medio del consentimiento del OS. De manera semejante al modelo europeo, el arranque en negro no es una obligación de los conectados,

sino un servicio que están dispuestos a comercializar; y es por tanto del resorte del OS reconocer quién le ofrece la mejor oferta, para así remunerarla.

4.6.2. Posición en el CR

Extensión y complemento de los numerales 13.1, 13.2 y 13.3 del CC.

4.6.3. Ventajas y desventajas

Tabla 25 – Ventajas y desventajas de la recomendación

Ventajas	Desventajas
La promesa de una red más flexible	Exigencias de múltiples estudios técnicos para su implementación
Entrega de múltiples herramientas al OS, para el desarrollo de sus labores	Se asocia a nuevas responsabilidades y sistemas de control que el OS debe asumir
Capacidad de gestión de congestiones en la red	
Minimización de costos por causa de contingencias de difícil contención	
La determinación de servicios adicionales que pueden ser requeridos a los usuarios relacionados con oscilaciones sub-sincrónicas, alteraciones de la frecuencia, entre otras se hará a partir de la determinación de un nivel de FNCER.	

Fuente: Elaboración propia

4.6.4. Acciones necesarias

Involucrados

CREG, CND

Estudios técnicos

Se requiere que el CND realice un estudio para definir los niveles de penetración que harían necesaria la exigencia de servicios adicionales a los establecidos en el numeral 13 del Código de Conexión a los Usuarios.

1. Se exige un estudio de ingeniería, de estabilidad transiente; que modela el sistema como una masa puntual rodante; tal que sea posible evaluar los parámetros de estabilidad, overshoot, tiempo de establecimiento y disponibilidad de potencia para el sistema colombiano.
2. Es pertinente evaluar, a través de un estudio de ingeniería, que permita definir si es necesario incluir nuevas protecciones anti-isla, la vulnerabilidad de la red en puntos de interconexión, el desbalance máximo que la red es capaz de soportar, y por supuesto la cantidad de potencia que la infraestructura de inercia podría ofrecer.
3. Es necesario además evaluar la factibilidad financiera de este tipo de exigencias a conectados.

4.7. Actualización de los esquemas de medida y telecomunicaciones

4.7.1. Motivación y descripción de la recomendación

En línea con la recomendación realizada anteriormente (Modificación de los requisitos de telecomunicaciones), se debe considerar la posibilidad de la instalación de equipos por parte del operador de red que permitan monitorear de manera permanente y en tiempo real las variables que así considere necesarias. A diferencia de la recomendación mencionada anteriormente, en esta fase de implementación de recomendaciones se debería implementar un sistema de tele medición con equipos propiedad del CND. De tal forma que los datos que lleguen en tiempo real por parte de los equipos instalados en cada punto de conexión al STN o de generación en vez de que sean los agentes los encargados de enviar y reportar la información en tiempo real.

4.7.2. Posición en el CR

Numeral 8.1.4 Equipos de Telecomunicaciones, del código de conexión.

4.7.3. Ventajas y desventajas

Tabla 26 – Ventajas y desventajas de la actualización de los esquemas de medida y telecomunicaciones

Ventajas	Desventajas
Centralización de los procesos de medida y monitoreo por parte del operador del sistema	Considerable inversión por parte del OS
Intercambio de información en tiempo real de las variables que el OS reconoce como prioritarias y necesarias	

Fuente: Elaboración propia

4.7.4. Acciones necesarias

Involucrados

CREG, CND, Empresas de generación, Empresas de distribución, Usuarios no regulados, Empresas de comercialización, Empresas de transmisión y Usuarios potenciales.

Estudios técnicos

No se prevé estudios de ninguna naturaleza para la implementación de esta medida.

Acciones regulatorias

El CND deberá gestionar la instalación de los equipos de tele medición en todos los puntos de conexión y de generación que considere pertinentes, principalmente teniendo en cuenta aquellas plantas que son despachadas centralmente y que son críticas para el sistema. De igual manera la instalación de estos equipos deberá instalarse en plantas de generación de menor tamaño de acuerdo con lo que define el operador del sistema, de tal forma que pueda contar con la información de las plantas que suministran más del 90% de la energía a la red. Se deben incluir las plantas de menor tamaño, auto generadores y generadores distribuidos.

4.8. Introducción de manuales de Conexión

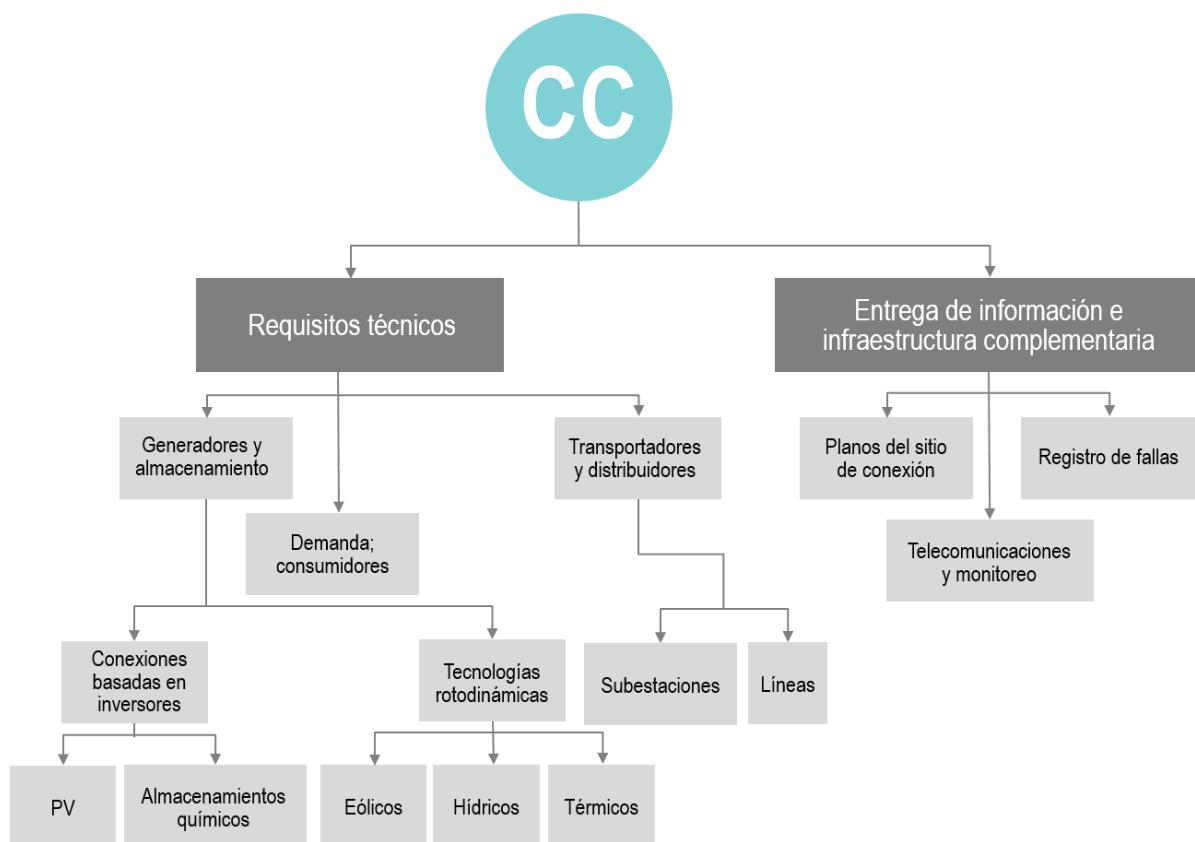
4.8.1. Motivación y descripción de la recomendación

De manera semejante a recomendaciones realizadas en otros códigos, es aconsejable que se establezca un número de manuales suficientes como para que las experticias del CND y el CNO puedan ser aprovechadas por el ecosistema regulatorio.

Los manuales propuestos se soportan de los anexos del CC actual, esperando agrupar consideraciones técnicas y diferenciando entre las exigencias técnicas que cada tipo de tecnología podría exigir.

Por tanto, se recomienda entonces la introducción de los siguientes manuales de conexión, administrados por el CND y el CNO (sabiendo que parte de sus contenidos ha sido ya introducido en otras sugerencias del presente informe):

Ilustración 11 – Esquema de manuales de conexión



Fuente: elaboración propia

En particular, se recomienda que las protecciones sean integradas a cada manual de requisitos técnicos; puesto que es necesario reconocer que diferentes tecnologías, exigen diferentes tipos de protecciones. De manera semejante las exigencias de calidad de la potencia no deberían ser homogéneas y deben tener en cuenta el tipo de tecnología, así como el tamaño de la infraestructura a regular. Por ello, es recomendable que sea parte integral de cada uno de los manuales de requisitos técnicos. Sea lo anterior cierto, la sección 7 del CC debería atomizarse y ser incluida en cada uno de los manuales, tal que se incluya en estos:

1. Requisitos de LVRT/HVRT
2. Requisitos de control: potencia y voltaje
3. Requisitos de puesta en tierra
4. Condiciones de calidad de potencia: fluctuaciones de voltaje y tasa de cambio de la frecuencia
5. Protecciones
6. Equipamiento de interrupción de servicio
7. Condiciones operativas de los servicios solicitados: obligatorios o voluntarios

4.8.2. Posición en el CR

Eliminación del numeral 7 del CC, así como de los anexos del 1 al 7; siendo sustituidos por manuales de conexión.

4.8.3. Ventajas y desventajas

Tabla 27 – Ventajas y desventajas

Ventajas	Desventajas
Aprovechamiento del know-how del CND y CNO	Se exige una modificación constante de la regulación para asegurar la vigencia de esta regulación de <i>segundo nivel</i>
Capacidad de complementar el CR con regulaciones que hoy día son “satélites”	
Mayor agilidad en la modificación y actualización de la regulación	
Mayor accesibilidad de la información por parte de los conectados	

Fuente: Elaboración propia

4.8.4. Acciones necesarias

Involucrados

CREG, CND, CNO

Estudios técnicos

No se prevé de estudios técnicos de ningún tipo de estudio técnico para su implementación.

Otras acciones

Construcción de manuales consecutivos, asociados al proceso de conexión y operación

5. Recomendaciones del Código de Operación – Fase II

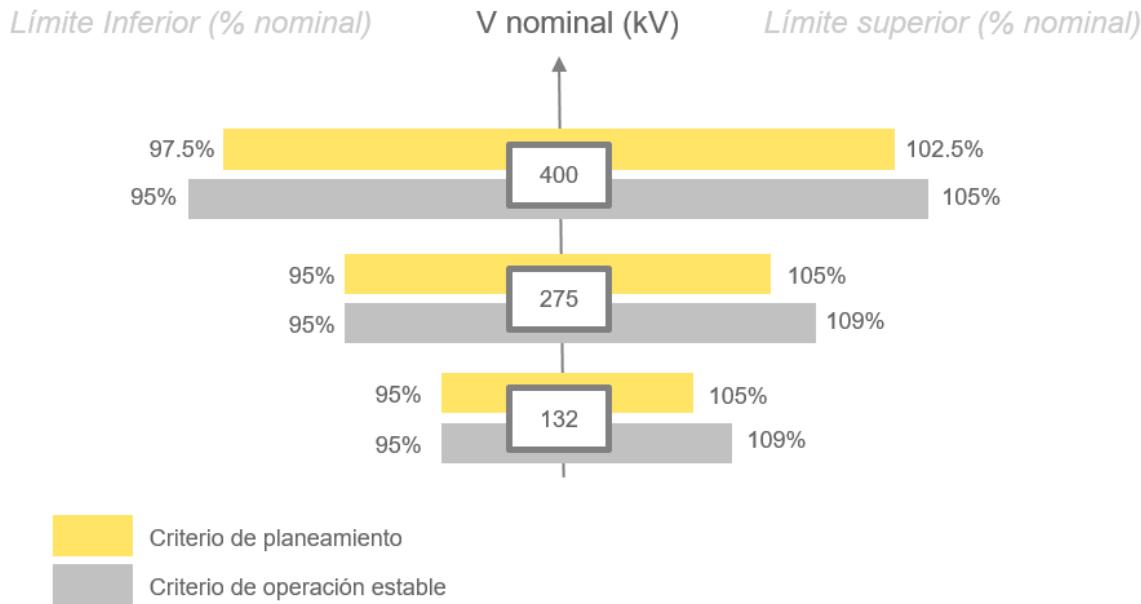
5.1. Diferencias entre criterios de planeamiento y operación

5.1.1. Motivación y descripción de la modificación

Tradicionalmente, los criterios de frecuencia y tensión deberían tener correspondencia exacta en el código de planeamiento y el de operación. De esta manera se garantizaba coherencia y estabilidad en el proceso del desarrollo de un proyecto. Sin embargo, disponer de márgenes de operación más holgados podría traer considerables ventajas al proceso de operación, que inclusive traería beneficios económicos para todos los involucrados al sistema.

Un buen ejemplo de lo anterior es la regulación inglesa, que en su SQSS muestra cómo cambian los parámetros de voltaje en líneas de transmisión al hablar de planeamiento o de operación:

Ilustración 12 – Esquema diferencial entre niveles de tensión de la red de transmisión inglesa

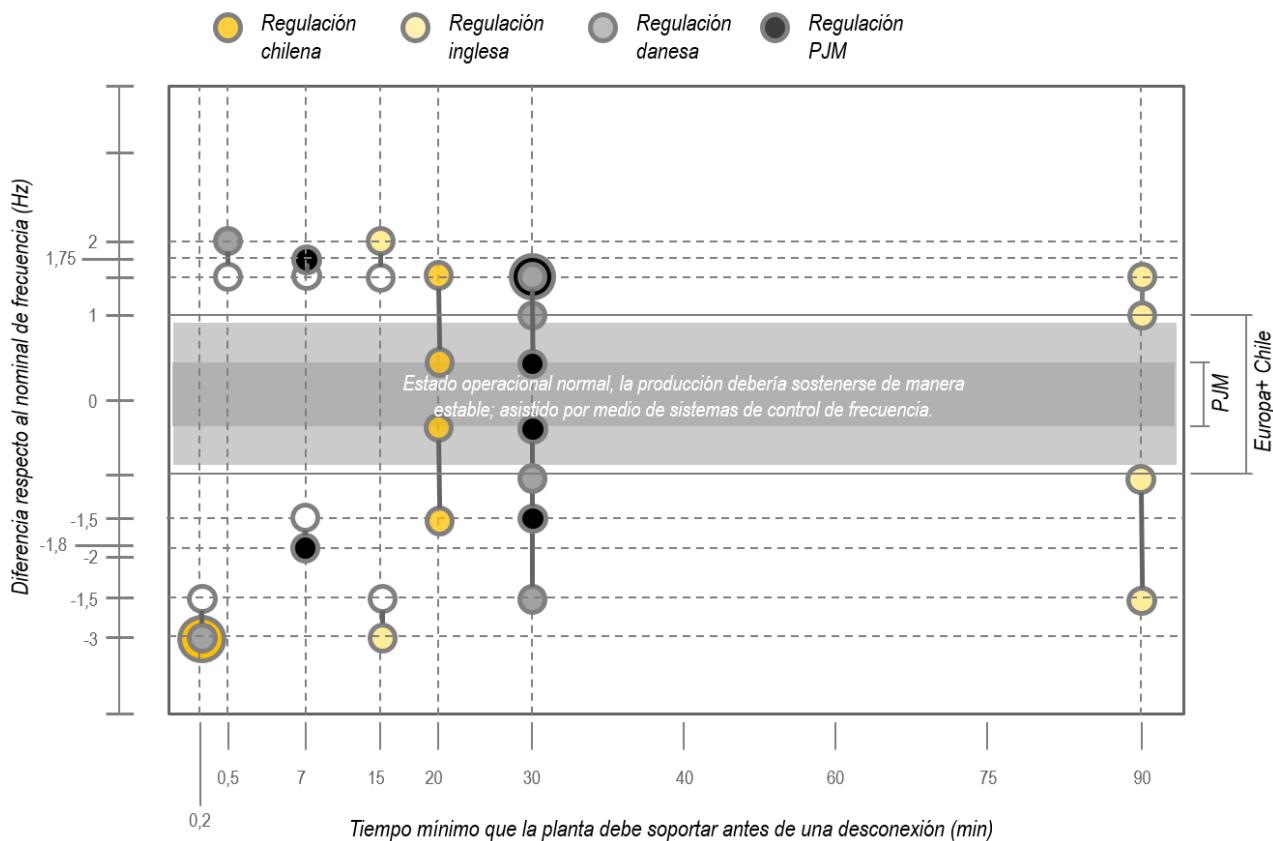


Fuente: NETS SQSS

La red inglesa tiene un mayor margen por sobre todo en los límites superiores de voltaje, pero sería recomendable evaluar dentro de la matriz colombiana si este debería seguirse como modelo. Lo importante de la manera como esto se refleja en la operación del sistema es evidente en la capacidad de maniobra que alcanza el OS al tener entre 2.5 y 5% más de tensión como límite operativo.

En términos de la frecuencia, la regulación inglesa no sugiere diferencia entre la operación y el planeamiento. Eso sí, dentro de la regulación de operación se incluyen estados operacionales anormales, que expanden el criterio de frecuencia definido en el planeamiento. En esos, términos se evaluaron las condiciones de frecuencia anormal, y la necesidad de sostenimiento de producción de las plantas generadoras, para 4 estudios de caso (a manera de referencia). Es decir, los conectados deben estar en capacidad de soportar un tiempo mínimo sin desconectarse o necesitar activar sistemas *tripping*:

Ilustración 13 – Estados de frecuencia anormal en referenciamiento internacionales



Fuente: Elaboración propia

Sería recomendable, por tanto, que a través de la coordinación entre el planeador y el OS, se definan un margen que diferencie los criterios de operación y planeamiento.

5.1.2. Posición en el CR

Es recomendable incluir este tipo de consideraciones dentro del código de operación, en la sección 2 de Planeamiento operativo. Más específicamente como un criterio general del planeamiento operativo eléctrico (2.2.2).

5.1.3. Ventajas y desventajas

Tabla 28 – Ventajas y desventajas

Ventajas	Desventajas
Al sugerir un rango más acotado en el planeamiento, el conectado está forzado a diseñar un sistema muy preciso, que aprueba UPME. En caso de contingencias o eventos, el CND está en capacidad	En vista de que el conectado debería diseñar el sistema con los criterios más estrictos, podría incurrir en costos asociados a equipamiento (sobre todo en el sistema de control).

Ventajas	Desventajas
de asumir con mayor flexibilidad sus efectos sobre la red.	
El CND podría reducir sus costos de operación, así como potenciales apagones de la red.	

Fuente: Elaboración propia

5.1.4. Acciones necesarias

Involucrados

CREG, CND, UPME

Estudios técnicos

Sería recomendable que los estudios realizados para la determinación de nuevos estándares de los criterios de planeamiento en frecuencia y tensión sean complementados con la experiencia y opinión del CND. Gracias a esta interacción, es posible gestionar criterios diferenciados entre la operación y el planeamiento.

5.2. Mecanismos para el aseguramiento de la calidad de la información en la supervisión y control

5.2.1. Motivación y descripción de la modificación

Se recomienda garantizar la calidad de las variables a trasmisir CND y CLD para la coordinación, supervisión y control. En este sentido, se propone que en un término de máximo cuatro meses el CND disponga de los aspectos específicos de calidad de la información requerida y los procedimientos para su cumplimiento, y sean presentados al CNO para que éste, en un plazo máximo de cuatro meses, lo revise, ajuste según se requiera y lo adopte mediante Acuerdo Operativo.

Como mínimo se propone considerar los siguientes criterios:

- La capacidad del sistema de entregar la información con la frecuencia y velocidad requerida.
- La capacidad de disponer de respaldo en los diferentes equipos y sistemas que permiten que la información llegue al CND.
- Los equipos y medios empleados permitan disponer de la información con la resolución requerida.
- La capacidad para emplear la misma referencia de tiempo empleada por el CND: toda la información requerida y transmitida al sistema de información en tiempo real por parte de los agentes deberá contar con una sincronización horaria respecto de una base de tiempo sincronizada mediante GPS, cuya señal deberá estar disponible en cada punto de captura de información.
- La capacidad del sistema para que en caso de perderse la comunicación y el envío en tiempo real permita su almacenamiento hasta recuperar la comunicación.
- La compatibilidad con los sistemas empleados por el CND.
- La capacidad para mantener la funcionalidad ante pérdida de la fuente de energía.

- Definición de la edad de los datos, es decir con que retardo será permitido reportar la información (por ejemplo, no superior a 5 segundos) a la base de datos, sean analógicas y/o digitales, estados o alarmas.
- Los datos reportados deberán incluir información respecto al origen y condición de validez de la información enviada (válido o no válido). Por ejemplo, un dato “no válido” emitido por el agente puede darse ante una falla en los equipos de adquisición de los datos o por violación del valor máximo de la variable, entre otros. También, el CND podría establecer un dato “no válido” ante una caída en los enlaces de comunicaciones o el nivel de protocolo establecido.

Adicionalmente, se sugiere definir los siguientes aspectos que permitan hacer seguimiento a la información reportada por parte de los agentes y del mismo modo permitir la corrección de errores de calidad de los datos:

- Establecer un indicador que permita evaluar la disponibilidad de la información y la calidad de los datos reportados (valido o no válido). Este indicador de disponibilidad puede ser calculado mensualmente, por variable, y como una relación porcentual entre el tiempo (minutos) de disponibilidad de la variable “i” durante el mes de análisis y el tiempo total del mes considerado (minutos). Labor que desarrollaría el CND directamente.
- En todo momento será responsabilidad de los agentes de preservar y validar la calidad de la información enviada a los Centros de Control, y en aquellos eventos en el que se detecte un dato con mala calidad, sea por problemas en la magnitud, estado, comunicación, entre otros, se deberá informar al Centro de Control y corregir en el menor tiempo posible la información (máximo 8 horas). Es necesario que el CND establezca el protocolo ante estas circunstancias y como solventar los datos de mala calidad.
- El incumplimiento de los estándares de calidad de la información debe ser considerado violación al Reglamento de Operación e informado a la SSPD.

5.2.2. Posición en el CR

Numeral 5.1 Criterios generales del actual Código de Operación.

5.2.3. Ventajas y desventajas

Tabla 29 – Ventas y desventajas

Ventajas	Desventajas
Contar con información precisa, completa, oportuna, de relevancia y comprensible para gestionar, con calidad, la operación del sistema.	N.A.
Transparencia y trazabilidad de la información	
Se reduce la duplicidad de información.	

Fuente: Elaboración propia

5.2.4. Acciones necesarias

Involucrados

CND –CDL; CNO; XM; TN; Generadores, OR.

Acciones regulatorias

Definir las especificaciones mínimas respecto de la calidad de los datos requeridos, el tiempo, los enlaces, evaluación de la disponibilidad de la información, y protocolos de comunicación, entre otros. Estos aspectos, se proponen que sean desarrollados por el CND y puestos a consideración y aprobación de la CREG para su incorporación al Código de Operación.

5.3. Coordinación de Maniobras

5.3.1. Motivación y descripción de la modificación

- El Código de Operación en los numerales 5.3.1 y 5.3.2 establece las maniobras para la apertura o cierre de líneas, se recomienda que el mismo sea eliminado del cuerpo del Código e incorporado como un Acuerdo CNO, tal como se tienen para las maniobras sobre activos de Uso del STN y STR y Conexión al STN en el Acuerdo 977.
- Adicionalmente, se recomienda que la CREG requiera del CND estandarizar las maniobras y los tiempos requeridos. Definiendo un término razonable para que el CND haga su propuesta, el cual podría ser de tres meses y otros tres meses para que el CNO los apruebe. Para lo cual se ponen a consideración los siguientes criterios:
 - ✓ La clasificación de las maniobras debe considerar el tipo de activos (capacitores, reactores, compensación estática, FACT, transformadores).
 - ✓ El tipo de configuración de la subestación donde está el activo.
 - ✓ Si la coordinación la realiza directamente el CND o se realiza a otro nivel de jerarquía, en los términos de la Resolución CREG 080 de 1999.
 - ✓ El nivel de automatización que requiere la maniobra.
 - ✓ Acciones por realizar.

El responsable en la coordinación de las maniobras siempre es el respectivo centro de control. Esto no implica que los demás agentes involucrados en una maniobra no tengan responsabilidad, la responsabilidad de estos es sujetarse a los procedimientos definidos por el CND, el CNO y la CREG, cumplir las programaciones, disponer los recursos necesarios para realizar las maniobras con seguridad, aceptar las instrucciones del OR, entre otros.

5.3.2. Posición en el CR

Numeral 5.3 Criterios generales del actual Código de Operación.

5.3.3. Ventajas y desventajas

Tabla 30 – Ventajas y desventajas

Ventajas	Desventajas
Disponer de protocolos de maniobras estandarizados facilitaría la operación del sistema, permitiendo tener un orden y una homologación de los procesos.	N.A.
Simplificación del desarrollo de acciones por parte de los agentes.	

Ventajas	Desventajas
Mayor coordinación entre los Centros de Control.	
Disminución de tiempos para las maniobras.	

Fuente: Elaboración propia

5.3.4. Acciones necesarias

Involucrados

Agentes, XM-CND, CREG, CNO

Acciones regulatorias

El CND y CNO tendrían que estandarizar las maniobras y los tiempos requeridos e indicar para cada tipo de maniobra un protocolo.

5.4. Introducción de los procedimientos de Ciberseguridad

5.4.1. Motivación y descripción de la modificación

Nuevas tecnologías y su inminente necesidad de conectividad es una realidad que vive el mundo, y con cada vez mayor evidencia y rapidez, el contexto colombiano. A esta realidad no es ajeno el sector de energía, que enfrenta desafíos de transformación digital, transformación empresarial y transformación en la infraestructura. En este escenario es necesario evaluar tanto los beneficios, como los riesgos que implican estos nuevos sistemas conectados, distribuidos e inteligentes. Actualmente, el Código de Redes hace caso omiso a este tipo de preocupaciones. Desplegar sistemas de Ciberseguridad se ha convertido en una necesidad en países como USA, o Alemania, donde se observan fenómenos como las VPP (*Virtual Power Plants*)².

En Colombia, el CNO ha sido consciente de la inevitable necesidad de este tipo de regulación, que se refleja en el acuerdo 788 de 2015 que define la “Guía de Ciberseguridad” en la que se recomienda integrar una serie de mínimos operativos que impactan al CR, que en conjunto con los establecidos en el documento CONPES 3854 (Política Nacional de Seguridad Digital) están llamados a fortalecer los programas de gestión de Ciberseguridad de los conectados. Así mismo, desde la experiencia internacional, la regulación aplicable a la Ciberseguridad al caso CAISO y PJM son definidos por NERC (que es además soporte y referencia del acuerdo de operación mencionado), y entregan importantes lecciones que permitan constituir una regulación preventiva. Lo anterior, sin desconocer otros marcos de referencia como:

- ISO 27019:2013 - Lineamientos de gestión de seguridad de la información basadas en ISO / IEC 27002 para sistemas de control de procesos específicos de la industria de servicios públicos de energía.
- IEC 62443 / ISA 99 – Seguridad para automatización y sistemas de control industrial

De esta manera, es recomendable realizar una regulación bi-partida. Una parte incluye una serie de mínimos, exigencias y procedimientos aplicables a los conectados; que se incluye en el cuerpo principal

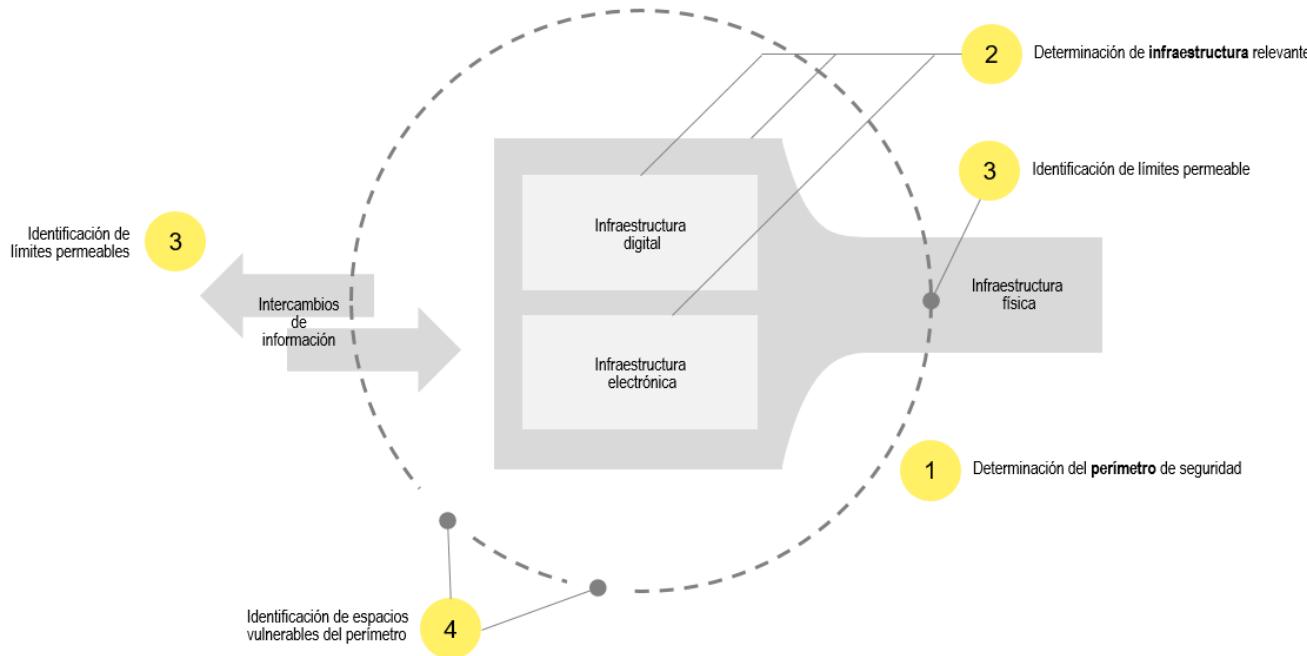
² Se le denomina VPP a un esquema de generación distribuido en el territorio, donde un único dueño tiene un portafolio de plantas de generación que se encuentran en múltiples localizaciones. Estas plantas son controladas de manera central a través de tecnologías de computación en la nube y le facilitan a su infraestructura ser reconocida como un único parque de generación.

del CO. Una segunda parte implicaría un manual de Ciberseguridad, que haría referencia a acciones específicas que facilitan el desarrollo de los procedimientos descritos en el CO; este documento sería administrado directamente por el CNO y debe procurar alcanzar los siguientes objetivos:

1. Establecer una cultura de riesgos cibernéticos
 2. Fortalecer la resiliencia y agilidad del modelo operativo
 3. Optimizar las inversiones en tecnologías de operaciones y tecnologías de seguridad
 4. Apalancar la seguridad del proceso de innovación al que se enfrenta el sector
 5. Adoptar de manera formal marcos de referencia y estándares de Ciberseguridad adaptados al sector
 6. Impulsar el mejoramiento continuo en la gestión de los riesgos de Ciberseguridad de los conectados
 7. Considerar las interdependencias existentes entre los sectores industriales (petróleo, agua, telecomunicaciones, transporte, gas y electricidad)

En términos de las exigencias del CO; se recomienda la inclusión de un procedimiento de Ciberseguridad con dos grandes objetivos: reconocer riesgos asociados a la infraestructura crítica cibernética y procesos operativos; y reforzar los puntos vulnerables de cada conectado. El procedimiento propuesto, es por sobre todo diagnóstico e incluye los siguientes 4 pasos:

Ilustración 14 – Esquema de procedimiento de diagnóstico de Ciberseguridad



Fuente: Elaboración propia

8. Determinación del perímetro de seguridad: El perímetro de seguridad es una frontera física y digital, que define los mecanismos de control y qué activos que deben ser protegidos. La definición de esta membrana permeable facilita concentrar los esfuerzos de seguridad y demarca los límites de una violación o ataque cibernético. Por ello, la adecuada identificación del perímetro es el soporte de las acciones correctivas asociadas a sus posibles

vulnerabilidades que podrían ser explotadas para la afectación de la infraestructura crítica cibernética de la red de conectados.

9. **Determinación de la infraestructura relevante:** Diferentes tipos de infraestructura tienen impacto en la salvaguarda de la integridad, confidencialidad, disponibilidad y trazabilidad de la información. La infraestructura física hace referencia a los espacios corpóreos-tangibles sobre los que se soportan las demás infraestructuras (edificaciones, terrenos y demás). La infraestructura electrónica es igualmente tangible, pero se limita a dispositivos tecnológicos capaces de procesar, transmitir o facilitar las interacciones de información (servidores, sistemas de control industrial, cableados, sistemas de refrigeración, antenas u otros). La infraestructura digital hace referencia a la arquitectura de información utilizada para los intercambios dentro o fuera de los límites del perímetro de seguridad. Anexo al proceso de determinación de la infraestructura, de todo tipo, es necesario que el conectado sea capaz de identificar el impacto que cada uno de los activos puede tener sobre la seguridad y el cumplimiento de los objetivos de negocio y la misión; clasificándolos en: alto, mediano o bajo impacto. Esto permite posteriormente la definición de los planes de acciones correctivas y su priorización.
10. **Identificación de límites permeables:** El perímetro de seguridad no es una barrera impenetrable y la necesidad de interactuar con otros sistemas de información y otras infraestructuras físicas es inevitable en medio de una transformación digital que involucra el uso de tecnologías emergentes (IoT, RPA, machine learning, inteligencia artificial y otras). Es necesario identificar todos los canales de interacciones con sistemas externos y tipificarlos, identificar y evaluar los riesgos relacionados. Las interacciones humanas son mediadas por los límites que el perímetro de seguridad les impone y por ello es necesario reconocer el grado de regulación y accesibilidad de las personas tienen a la información o a la infraestructura que la facilita.
11. **Identificación de espacios vulnerables del perímetro:** Reconociendo los límites del sistema y la manera como interactúa con otros, es posible evidenciar sus vulnerabilidades. Encontradas estas condiciones, el conectado entregaría un informe completo de evidencia del cumplimiento de este procedimiento diagnóstico al CNO. Como anexo al informe mencionado, el conectado haría entrega de un plan de mitigación de riesgos y acciones correctivas (reconociendo cuáles espacios son más o menos vulnerables), concentrado en su infraestructura de gran y mediano impacto. Este plan sería guiado por medio del Manual de Ciberseguridad; que entregaría posibles acciones correctivas que pueden ser aplicadas para mitigar riesgos.

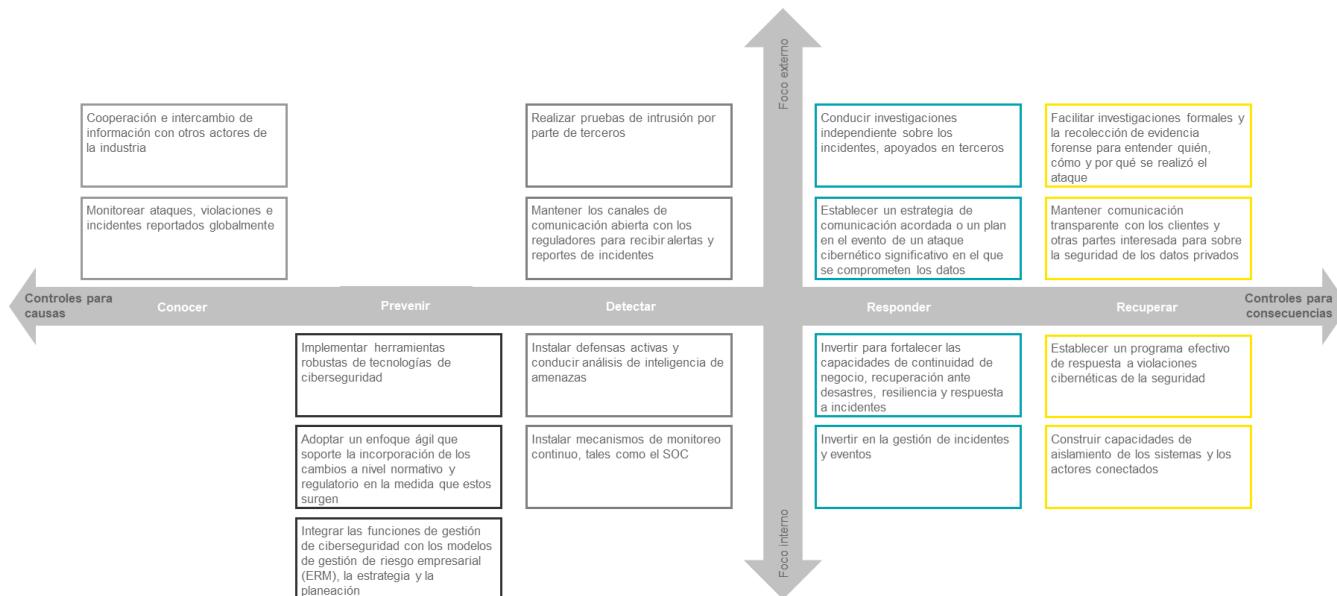
Por último, en caso de que los perímetros sean violados por ataques cibernéticos, el Manual de Ciberseguridad debería sugerirle a los conectados planes y procedimientos de minimización de daños, recuperación de información y de posible destrucción de información sensible para la seguridad de la red. Se recomiendan las siguientes categorías acciones correctivas, en línea con la regulación de NERC:

1. Entrenamiento del personal en protocolos y acciones seguras.
2. Refuerzo de barreras electrónicas y digitales dentro del perímetro de seguridad.
3. Intervenciones físicas a la infraestructura para evitar violaciones del perímetro de seguridad.
4. Respuesta rápida ante incidentes de bajo impacto sobre la seguridad del conectado.
5. Implementación de controles de acceso electrónicos multi-factor.
6. Iniciativas de encriptado.
7. Métodos de documentación de comunicaciones maliciosas.

8. Trazado de canales privados de información.
9. Revisión de credenciales de acceso ante entrada y salida de personal a la organización que administra la conexión.

Todo los anteriores considerando controles de gestión de amenazas de ciberataques a la infraestructura crítica, teniendo los siguientes, de acuerdo con la fase:

Ilustración 15 –Esquema de control sobre infraestructura crítica cibernética



Fuente: Elaboración propia

5.4.2. Posición en el CR

Es necesario incluir un nuevo numeral en el CO para la inclusión de exigencias de Ciberseguridad en la operación; así como un manual anexo. Se recomienda incluir el mencionado numeral en la sección 5: “Coordinación, supervisión y control de la operación del SIN”.

5.4.3. Ventajas y desventajas

Tabla 31 - Ventajas y desventajas de la recomendación

Ventajas	Desventajas
Sistemas de información confiables	Complejos y detallados procesos que pueden entorpecer la operación del sistema
Información trazable; que facilita el cumplimiento e inclusive penalización por parte de las autoridades responsables	Posibles nuevas inversiones a causa de planes correctivos
Reducción paulatina de las vulnerabilidades de la red: con responsabilidad de cada uno de los conectados y no de un agente centralizado	Reducción de la independencia de la administración de la información por parte de los conectados

Ventajas	Desventajas
Aseguramiento de la confidencialidad de información sensible	Nuevos procedimientos dentro de la entidad oficial CNO

Fuente: Elaboración propia

5.4.4. Acciones necesarias

Involucrados

CREG, CNO, Conectados

Estudios técnicos

No se prevé estudios técnicos para la implementación de esta medida.

Otras exigencias

1. Evaluación de los marcos internacionales disponibles en Ciberseguridad, en busca de compatibilizar procesos de reglamentación y normas técnicas para el aseguramiento de la integridad de la infraestructura de los bienes cibernéticos.
2. Evaluación del aprovechamiento de esquemas de control de riesgo cibernéticos como metodologías complementarias a recomendaciones de gestión de riesgos del sistema eléctrico general del SIN.

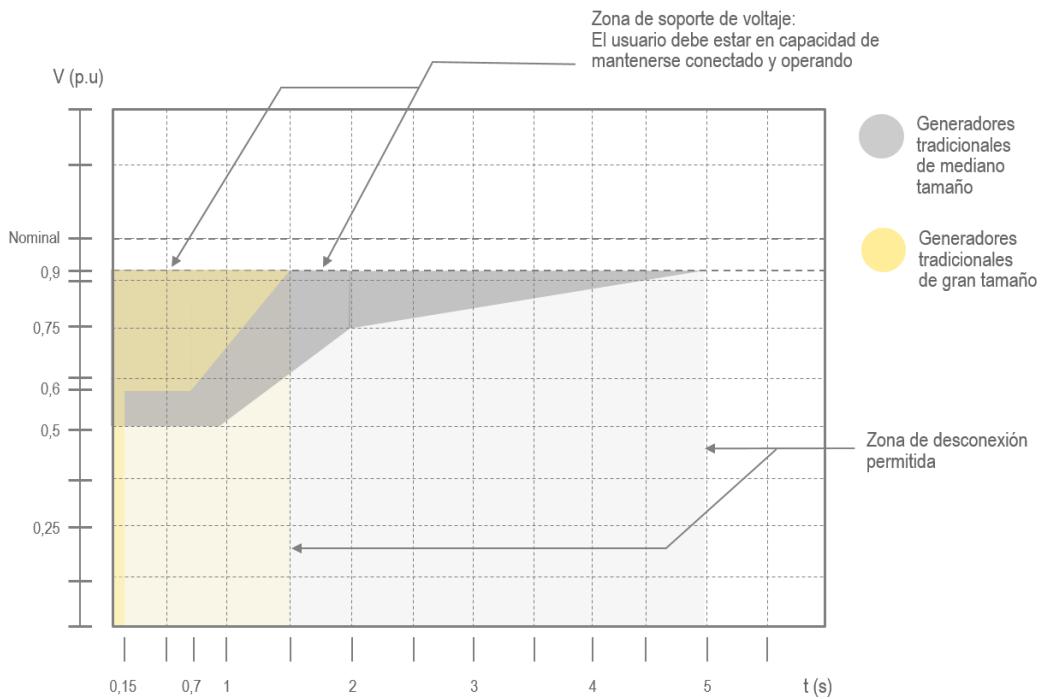
5.5. Requisitos de operación anormal para conectados tradicionales

5.5.1. Motivación y descripción de la modificación

Dos factores definen la necesidad de revisar las condiciones de operación anormal para los generadores tradicionales: la desactualización del CR y la entrada de tecnologías que aprovechan FNCER. Por tanto, a través de la experiencia de otros países, que demuestran una penetración renovable aun mayor que la esperada por el planeamiento de UPME, es posible sugerir estudios y condiciones operativas anormales, que asistan en la generación de nuevas exigencias de resiliencia ante variaciones de las condiciones del sistema.

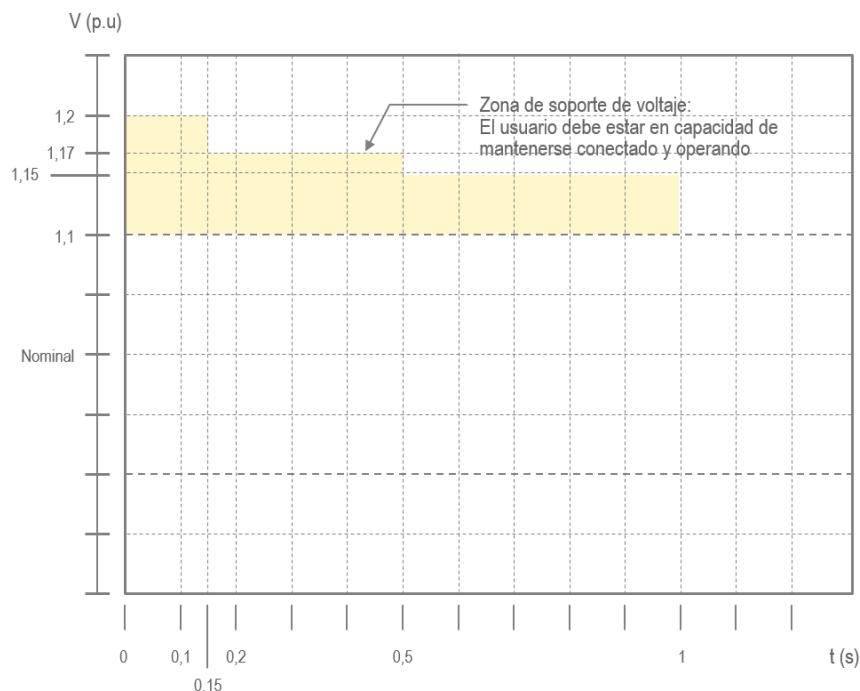
En particular, para asistir variaciones de voltaje, las exigencias de LVRT y HVRT son comunes en la regulación internacional. En cualquier caso, se espera que el conectado pueda resistir un cambio súbito de voltaje (por encima o por debajo del nominal) durante un tiempo mínimo, sin desconectarse o reducir sus flujos. Naturalmente, a mayor falla, menor tiempo de resistencia es exigido y son estas las dos variables que los agentes e instituciones colombianas deben modelar según las necesidades específicas de la red. Para exigencias de LVRT, se presentan las exigencias danesas, para el HVRT se muestra a manera comparativa la regulación norteamericana de NERC (que aplica al caso CAISO tanto como el de PJM).

Ilustración 16 – Esquema de LVRT de la regulación danesa para plantas tradicionales



Fuente: Energinet

Ilustración 17 – Exigencias de HVRT en NERC



Fuente: NERC

5.5.2. Posición en el CR

A través de este tipo de regulación, es posible identificar con mayor precisión las acciones necesarias para la gestión de perturbaciones “menores” a la red. Por tanto, es pertinente la modificación de la sección 5 de coordinación, supervisión y control de la operación.

5.5.3. Ventajas y desventajas

Tabla 32 – Ventajas y desventajas de la recomendación

Ventajas	Desventajas
Reducción de las maniobras exigidas por parte del OS	La vida útil de plantas vulnerables ante cambios abruptos de frecuencia, como algunas térmicas, podría verse afectado.
Reducción de interrupciones de servicio en el sistema; suministro de potencia estable	La necesidad de soportar este tipo de variaciones de voltaje y frecuencia puede implicar la adquisición de servicios complementarios que hagan más costosa la operación de los conectados

Fuente: *Elaboración propia*

5.5.4. Acciones necesarias

Involucrados

CREG, CND

Estudios técnicos

Los parámetros presentados previamente, son referencias, pero no se acercan a la realidad operativa colombiana; donde plantas térmicas solo pueden resistir grandes variaciones de frecuencia durante algunos segundos en la totalidad de su vida útil. Es por ello que este tipo de exigencias, típicas de redes con gran penetración renovable, deben evaluadas a la luz de la vida útil, la vejez y las necesidades específicas del parque de generación colombiano. Se recomienda por tanto realizar una serie de simulaciones que en conjunción con los parámetros de los estados operaciones no normales.

5.6. Inspección de la temperatura de las líneas de transmisión

5.6.1. Motivación y descripción de la recomendación

Al observar la capacidad de entrega de potencia de las líneas alemanas, resalta la gran variabilidad con las que se cargan. En función de la relación inversamente proporcional entre capacidad y temperatura de la línea, los alemanes introdujeron, como parte integral de sus procesos de operación y planeamiento de líneas los principios de calidad NOVA. Soportado por 3 pilares, este principio tiene como principal objetivo optimizar los flujos de potencia, entregando siempre el máximo posible (sin sobrepasar los límites de seguridad), a través de un desarrollo sostenible y reduciendo congestiones.

Sustancialmente, el principio NOVA está apalancado por la capacidad de reconocer cuánta energía debería ser transferida a través de las líneas de transmisión y en qué condiciones éstas entregan el mejor rendimiento posible. Para esto, la variable más crítica a observar es la temperatura de las líneas.

A través de la temperatura es posible estimar el rendimiento de las líneas y además cuánta carga adicional pueden soportar en cualquier momento.

Se recomienda seguir el modelo de monitoreo térmico en las torres que soportan los cables de transmisión. Gracias a este, el centro de control responsable puede evaluar cuánta potencia puede emitir a través de la línea, o si hay “espacio” suficiente como para nueva generación en tal línea. Además, en caso de congestiones, el centro de control está en capacidad de entregar momentáneamente, una mayor carga al cable, a pesar de un aumento controlado de temperatura y así administrar el tráfico.

Se exige por ello la instalación de instrumentos de monitoreo (termómetros) a través del despliegue de las líneas de transmisión. Si se sigue el modelo alemán, la responsabilidad de su instalación sería del operador de red encargado de cada línea. La gestión de los datos y la emisión de las señales de

5.6.2. Posición en el CR

Esta recomendación en realidad impacta los tres códigos de redes. Sin embargo, el impacto del CP y del CC son consecuencias de las consideraciones del CO. Se recomienda entonces que se expanda sobre la sección

5.6.3. Ventajas y desventajas

Tabla 33 – Ventajas y desventajas de la recomendación

Ventajas	Desventajas
Despacho energético eficiente	En caso tal de adoptar el principio NOVA en su totalidad, sus consideraciones de sostenibilidad (no abordados anteriormente) podrían imponer una barrera (atada a una responsabilidad social y ambiental), que puede ralentizar al proceso de la expansión de la red.
Reducción de congestiones en la red de transmisión	
Optimización de las capacidades de la infraestructura	

Fuente: *Elaboración propia*

5.6.4. Acciones necesarias

Involucrados

CREG, CND, UPME

Estudios técnicos

Evaluación conjunta entre el planeador y el operador del sistema, de los límites térmicos seguros sobre las líneas de transmisión. Esto implica múltiples escenarios de simulación que entreguen los criterios de transferencia de calor (tasa máxima admisible, dQ/dt), temperatura y tiempo admisibles en temperaturas críticas.

5.7. Gestión de riesgos

5.7.1. Motivación y descripción de la recomendación

'There are known knowns. There are things we know that we know. There are known unknowns. That is to say, there are things that we now know we don't know. But there are also unknown unknowns. There are things we do not know we don't know.' (Teoría de identificación de riesgos de Donald Rumsfeld acuñada tras los eventos del 11 de septiembre de 2001)

La gestión de riesgos consiste en el proceso de identificación de riesgos, elaboración de planes de contingencia y manejo de la emergencia. En este parte del estudio nos centramos en el proceso de identificación de riesgos y en su priorización. Los planes de contingencia suelen ser cuestión de procedimientos para las partes responsables (OS, operadores de redes, etc.) pero en los países más avanzados suele existir la obligación de que las partes involucradas准备 planes de contingencias. Finalmente, la gestión de emergencias son obligaciones que se imponen a estos participantes y en las cuales se permite colaboración entre diferentes agentes para estandarizar procedimientos.

Por este motivo se realiza énfasis en la evaluación de riesgos, que surge desde la órbita regulatoria. Este proceso se hace por medio de un análisis en tres partes:

- Identificación del riesgo;
- Valoración del riesgo (cuantitativa o cualitativa);
- Valoración del impacto (cuantitativa o cualitativa).

De tal manera que se crea una matriz de riesgo/impacto y se clasifican y priorizan los riesgos al suministro por medio del impacto esperado (riesgo x impacto).

Los siguientes riesgos suelen incluirse en el manejo de redes eléctricas:

- Riesgo de falla de los elementos;
- Riesgo de desatención de la demanda por generación;
- Riesgos de orden público;³
- Riesgos de desastres naturales.

La responsabilidad de llevar a cabo los análisis de riesgo recae en diferentes organizaciones pero, de manera habitual, suelen ser:

- Operadores de Red; y/o
- Operadores del Sistema; y/o
- Entidades regulatorias.

En Europa se está discutiendo en la actualidad una regulación para gestión de riesgos en el sector eléctrico (pero no ha sido implementada como parte integral de las exigencias regulatorias). Esta regulación fija unos requisitos mínimos para la elaboración de los planes de preparación de riesgos.

Siguiendo las recomendaciones europeas proponemos el siguiente modelo:

- Utilizar dos medidas claras de valoración de impacto esperado: en la UE el Reglamento establece dos indicadores para efectuar el seguimiento de la seguridad del suministro de electricidad en la

³ En el Reino Unido la metodología de riesgos de orden público es nacional y transversal a los sectores. Conocida como National Risk Assessment abarca el terrorismo y la ciberseguridad.

Unión: el «valor esperado de energía no suministrada» (EENS), expresado en GWh/año, y la «pérdida de carga prevista» (LOLE), expresada en horas/año.

- A fin de garantizar la coherencia de las evaluaciones de riesgo que realicen diferentes propietarios de la red de transporte, es necesario establecer un enfoque común para identificar los escenarios de riesgo. Sugerimos que XM elabore una metodología común para la identificación de los riesgos en colaboración con el CNO para proponer la metodología y que la CREG la apruebe.
- Como la identificación de riesgos debe identificar los “known-unknowns” pero también los “unknown-unknowns” algunos estudios han demostrado que ejercicios conjuntos de los agentes del sistema en que se analicen situaciones extremas o ilógicas (eventos cola o cisnes negros como se les caracteriza en algunos países) pueden ser muy útiles.
- Sobre la base de esa metodología común, XM y el CNO deberán elaborar y actualizar periódicamente los escenarios de crisis nacionales e identificar los principales riesgos tales como condiciones climáticas extremas, catástrofes naturales, escasez de combustible o ataques malintencionados.
- Las empresas de transporte (STN, SDL), a su vez, deberán identificar elementos de la red con alto riesgo de indisponibilidad basados en parámetros como edad, utilización, disponibilidad, mantenimiento, etc. e informar al CND y el CNO para que los introduzcan en sus análisis de identificación de riesgos.
- Con una frecuencia de 3-5 años elaborar y actualizar sobre esa base los escenarios de crisis nacionales
- Dichos escenarios deben constituir el fundamento de los planes de preparación frente a los riesgos. Al identificar los riesgos a nivel nacional se deben identificar las medidas que pueden adoptarse, en su caso, en relación con tales riesgos. Esto puede incluir mejoras regulatorias o reemplazo de activos con la correspondiente justificación de dichas medidas.
- Para garantizar un enfoque común con respecto a la prevención y gestión de crisis, las empresas de transporte y el OS deben elaborar un plan de preparación frente a los riesgos. Los planes deben contemplar medidas eficaces, proporcionadas y no discriminatorias para hacer frente a todos los escenarios de crisis identificados. Dichos planes son de carácter técnico y operativo, pues su función es contribuir a prevenir la declaración o el agravamiento de una crisis de electricidad y atenuar sus efectos. Sugerimos que el CNO conceptúe sobre estos planes y que la CREG los apruebe tras la evaluación del Comité Ad Hoc del CR que asesora a la CREG.
- Los planes deben actualizarse periódicamente. A fin de que los planes estén siempre actualizados y sean eficaces, se deben organizar simulacros en colaboración con los centros operativos regionales a fin de comprobar su idoneidad.
- Con el fin de garantizar la transparencia tras una crisis se debe realizar una evaluación ex post de la crisis y de sus efectos. Dicha evaluación debe tener en cuenta, entre otras cosas, la eficacia y la proporcionalidad de las medidas adoptadas, así como su costo económico.

5.7.2. Posición en el CR

Es recomendable crear una nueva sección del CO, con el ánimo de establecer las responsabilidades de los conectados y los agentes oficiales en la concepción, desarrollo y administración de los planes de gestión y minimización de riesgo.

5.7.3. Ventajas y desventajas

Tabla 34 – Ventajas y desventajas de la recomendación

Ventajas	Desventajas
Capacidad de identificación de infraestructura riesgosa dentro de la competencia de los conectados.	En función de los resultados del proceso de identificación de riesgos, es posible que sea necesario incurrir en costosos mantenimientos
Minimización oportuna de los riesgos típicos de la red; alcanzando un mayor nivel de preparación y consecuente resiliencia ante posibles contingencias futuras.	
Reducción de costos futuros, asociados a apagones y/o daños a la infraestructura.	

Fuente: *Elaboración propia*

5.7.4. Acciones necesarias

Involucrados

CREG, CND

Estudios técnicos

No se prevé ningún estudio técnico para la implementación de esta recomendación. Sin embargo, es necesario reconocer, que exige un alto conocimiento técnico su implementación. Por ello, es recomendable que los encargados de la determinación del procedimiento final de gestión de riesgos, cuenten con un sistema de soporte técnico suficiente como para alcanzar la cuantificación de los riesgos e impactos.

5.8. Actualización de la información requerida para el planeamiento operacional

5.8.1. Motivación y descripción de la modificación

El planeamiento operacional exige la presencia de canales de comunicación constantes entre el operador del sistema -y encargado de la administración de desvíos- y los conectados. En función de la naturaleza de la información que debe o no solicitarse a cada conectado, es factible realizar una categorización tripartita: Generadores; transportadores y distribuidores; y la demanda.

Ya en la tercera etapa de las recomendaciones, los conectados no tendrían la necesidad de mantener una estricta clasificación por tamaño para evaluar la necesidad de una exigencia, sino que los requisitos serían soportados por la naturaleza de la tecnología que implementan. Al evaluar las exigencias dentro de los códigos de redes europeo (ENTSO-E), danés, español y de California, se presenta una lista de requisitos, asociados a una periodicidad necesaria de la información (con ventanas tiempo que barren desde el tiempo real, hasta la periodicidad anual). La lista presentada, está soportada por la necesidad de monitoreo y vigilancia de las plantas y la capacidad de facilitar el ejercicio de las responsabilidades con las que los conectados se comprometen con sus contratos. Es posible separar cada uno de los canales de información en tres posibles tipos: operativas, mecánicas/meteorológicas y eléctricas.

De esta manera se propone un horizonte de gran resolución, capaz de:

1. Prever posibles eventos.
2. Evaluar las condiciones de la seguridad operacional.
3. Tomar acción correctiva de manera ágil.

Tabla 35 – Tabla de requisitos de información para el planeamiento operativo: Generadores

Periodicidad de solicitud				
	Tiempo Real	Una vez al día	Semanalmente	Anualmente
<i>Estampa de tiempo: Hora y minuto</i>				
Operativas	Overshoot de controles de voltaje y frecuencia	Régimen de indisponibilidades	Disponibilidad	Carga necesaria para arranque rápido
	Tiempos de respuesta de controles de voltaje y frecuencia	Disponibilidad	Mantenimientos programados	Carga necesaria para arranque ordinario
	Factor de amortiguamiento de controles	Tasa máxima de inyección de potencia real (MW/min)	Tiempos de despeje de fallas	# de unidades de generación desconectadas en el año + tiempo de desconexión
	Reservas primaria/secundaria/terciaria disponibles		Tiempo de respuesta promedio de maniobras solicitadas por el operador	# de sucesos de escasez de reservas al año
	Estado operacional de las protecciones			Factor de planta
				# de desvíos de tensión requeridos por errores en proyecciones de disponibilidad o demanda
				# de apagones y duración de los mismos
				Tiempo mínimo de re-sincronización en caso de apagón
				Minutos/año fuera del estado de operación normal de frecuencia y tensión
				Evaluación de coordinación regional
				Informe anual de clasificación de incidentes sufridos

Mecánicas y meteorológicas	Velocidad angular del rotor	Temperatura máxima y mínima del generador		Resistencia a la fatiga de ejes principales
	Slip del rotor	Reactancia magnetizante promedio		
	Dirección del viento	Reactancia promedio del estator		
	Velocidad del viento (m/s)	Humedad relativa ambiente		
	Radiación horizontal (W/m ²)	Humedad relativa ambiente		
	Posición de válvulas: aguja	Densidad del aire promedio y desviación diaria		
	Presión atmosférica en cada unidad de generación	Presión de fluidos dentro del sistema de generación		
Eléctricas	Reserva disponible de inercia sintética	Corriente del rotor		Informe de errores en el control de frecuencia
	Generación máxima posible	Contenido de harmónicos		
	Potencia de salida: Real (MW), Lead (MVar), Drag (MVar)	Estado del excitador de voltaje		
	Potencia disponible (MW)	Posición de taps		
	Fluctuación de voltaje (ángulo y magnitud por fase)	Parpadeo		
	Voltaje en el punto de conexión	Total de inyección de ruido		
	Contribución a la tasa de cambio de la frecuencia (d^2f/dt^2)			
	Corriente en el punto de conexión (contribución DC y AC)			
	Factor de Potencia			
	Total de potencia reactiva disponible (MVar)			
	Rango de taps del Transformador			

	Frecuencia del sistema Contribución de cada fuente de potencia reactiva (en caso de provenir de más de una única fuente)			
Tipos de Generadores a quien se solicita la información				
Rotodinámicas				
FNCER				
Hidráulicas				
Todo generador				

Fuente: Energinet, ENTSO-E, Red Eléctrica, CAISO

Tabla 36 - Tabla de requisitos de información para el planeamiento operativo: Transportadores y distribuidores

Periodicidad de solicitud				
	Tiempo Real	Una vez al día	Semanalmente	Anualmente
<i>Estampa de tiempo: Hora y minuto</i>		<i>Fecha de envío</i>		
Operativas	Tiempos de respuesta de controles de voltaje y frecuencia	Flujos diarios de potencia (activa y reactiva)	Proyección de demanda	# de elementos de transporte desconectados en el año + tiempo de desconexión
	Factor de amortiguamiento de controles	Disponibilidad	Disponibilidad	# de desvíos de tensión requeridos por errores en proyecciones de disponibilidad o demanda
	Estado operacional de las protecciones		Mantenimientos programados	# de apagones y duración de los mismos
			Tiempos de despeje de fallas	Tiempo mínimo de re-sincronización en caso de apagón
			Tiempo de respuesta promedio de maniobras solicitadas por el operador	Minutos/año fuera del estado de operación normal de frecuencia y tensión
				Evaluación de coordinación regional
				Informe anual de clasificación de incidentes sufridos
Mecánicas y meteorológicas	N.A.			
Eléctricas	Potencia disponible (MW)	Posición de taps	Tensión promedio en barras colectoras	Informe de errores en el control de frecuencia
	Fluctuación de voltaje (ángulo y magnitud por fase)	Total de inyección de ruido		
	Voltaje en el punto de conexión			

	Contribución a la tasa de cambio de la frecuencia (d^2f/dt^2)			
	Corriente en el punto de conexión (contribución DC y AC)			
	Frecuencia del sistema			
	Contribución de cada fuente de potencia reactiva (en caso de provenir de más de una única fuente)			

Fuente: Energinet, ENTSO-E, Red Eléctrica, CAISO

Tabla 37 - Tabla de requisitos de información para el planeamiento operativo: Demanda

Periodicidad de solicitud					
	Tiempo Real	Una vez al día	Semanalmente	Anualmente	
<i>Estampa de tiempo: Hora y minuto</i>		<i>Fecha de envío</i>			
Operativas	Reservas primaria/secundaria/terciaria disponibles	Tasa máxima de inyección de potencia real (MW/min)	Disponibilidad	# de desvíos de tensión requeridos por errores en proyecciones de disponibilidad o demanda	
		Proyección de demanda	Mantenimientos programados	# de apagones y duración de los mismos	
			Tiempos de despeje de fallas	Tiempo mínimo de resincronización en caso de apagón	
			Tiempo de respuesta promedio de maniobras solicitadas por el operador	Minutos/año fuera del estado de operación normal de frecuencia y tensión	
				Evaluación de coordinación regional	
				Informe anual de clasificación de incidentes sufridos	
Mecánicas y meteorológicas	N.A.				
Eléctricas	Factor de Potencia	Parpadeo			
	Total de potencia reactiva disponible (MVAr)	Total de inyección de ruido			
	Rango de taps del Transformador				
	Frecuencia del sistema				
	Contribución de cada fuente de potencia reactiva (en caso de provenir de más de una única fuente)				

Fuente: Energinet, ENTSO-E, Red Eléctrica, CAISO

Es claro que es recomendable que todas las plantas deben ser supervisadas, el tema es por quien. Así las cosas, las plantas que se conecten directamente al STN deben estar supervisadas por el CND, las plantas que se conecten al STR podrían estar supervisadas por los operadores de red. Las plantas conectadas a un SDL, podrían ser supervisados por los CLD (centro local de distribución), complementariamente todas las plantas despachadas centralmente deberían ser supervisadas por el CND.

5.8.2. Posición en el CR

Las listas previamente introducidas, deberían ser incluidas como parte del código de operación en la sección 2 de planeamiento operativo (numerales 2.1 y 2.2), pero tendría efecto además en la sección 5 de coordinación, supervisión y vigilancia (numerales 5.2, 5.3 y 5.4).

5.8.3. Ventajas y desventajas

Tabla 38 - Ventajas y desventajas de la recomendación

Ventajas	Desventajas
Rápida capacidad de diagnóstico y respuesta de una posible contingencia en la red.	Exigencia de múltiples informes y documentación anexa a los conectados, que implica nuevos gastos e implementación de recursos.
Reducción de riesgos en la calidad del servicio, asociados a intermitencia.	Le exige al OS nuevos procesos de análisis de información, que podría implicar inversión en plataformas y/o software.

Elaboración propia

5.8.4. Acciones necesarias

Involucrados

CREG, CND

Estudios técnicos

No se prevé de estudios técnicos de ningún tipo para la implementación de esta recomendación.

5.9. Algunos aspectos sobre despacho, redespacho y regulación de frecuencia

Adicional al estudio objeto de esta Consultoría, la CREG se encuentra desarrollando dos estudios relacionados con el Código de Operación: el primero es de servicios complementarios del SIN y el segundo es relacionado con despacho y el mercado spot de energía eléctrica – despacho vinculante y mercado intradiarios. Por tal motivo, no hace parte del alcance los siguientes aspectos del Código de Operación:

1. Información básica del despacho económico horario, reserva rodante y de AGC y cálculo del despacho económico, contenidos en los numerales 3.1, 3.2 y 3.3 del mencionado Código.
2. Redespacho, contenido en el numeral 4.

3. Control de frecuencia y control de voltaje contenidos en los numerales 5.6 y 5.7

No obstante, el Consultor se permite realizar las siguientes recomendaciones generales, las cuales pone a consideración de la CREG:

- Con el fin de facilitar la incorporación de la generación no sincrónica, en el despacho económico se deben tener en cuenta los mercados intradiarios.
- Aspectos de información: La información de parámetros debe ser única y centralizada, independientemente de su uso.
- Reserva rodante y de AGC: ENTSO-E establece tres tipos de reservas de potencia: contención de frecuencia, recuperación de frecuencia y de sustitución, todas estas son asignadas a través de mercados. En este sentido, se recomienda que las reservas y el AGC se gestionen a través del mercado de servicios asociados, garantizando la confiabilidad y seguridad del sistema.
- Operación del SIN en condiciones anormales de orden público: Se sugiere ampliar el alcance del CAOP (Consignas generales de operación en Condiciones Anormales de Orden Público) ante cualquier riesgo para la infraestructura.
- Se sugiere que la información del mercado intradiario pueda ser publicada en tiempo real.
- Re-despacho: Los mercados intradiarios se presentan como una opción para la incorporación de las fuentes de generación no sincrónica y la respuesta a la demanda. De la revisión internacional, en particular ENTSO-E define los siguientes requisitos de algoritmos para los mercados de contratación continua - intradiario:
 - ✓ Máximo del excedente económico
 - ✓ Respeto sobre los límites en la asignación
 - ✓ Respetos sobre la capacidad de intercambio
 - ✓ Respeto sobre los requisitos de presentación de resultados
 - ✓ Repetitividad y escalabilidad
- Control de frecuencia - Reservas de Potencia: Dadas las tendencias tecnológicas, cualquier agente con la capacidad técnica podría prestar estos servicios de regulación de frecuencia, por ejemplo, la respuesta de demanda (ENTSO-E). Actualmente, el Código no establece requerimientos específicos para la prestación de servicios complementarios y tampoco define claramente las obligaciones adquiridas al ofrecer servicios de regulación de potencia y/o de frecuencia, se sugiere considerar establecer un mercado de servicios complementarios junto con la definición de requerimientos y obligaciones para prestar estos servicios de regulación de potencia, incluyendo las reservas de sustitución.
- Regulación primaria: En la mayoría de los países revisados la regulación primaria es obligatoria y a cargo de los generadores, si bien en casos como en Alberta Canadá, los agentes pueden suplirse bien sea en el corto plazo o en el largo plazo con contratos. Por lo tanto y desde la óptica del Código de Redes, este sería un aspecto comercial.
- Se recomienda adoptar un indicador que permita determinar si el porcentaje actual de capacidad primaria de frecuencia es adecuado; por ejemplo, en Chile se han adoptado metodologías para determinar la eficiencia del control de frecuencia. El objetivo es determinar con el nivel de reserva primaria de frecuencia actual cual es el margen en frecuencia que agotaría dicha reserva, y verificar si los tiempos de respuesta permitirían recuperar con la reserva secundaria de frecuencia dicho margen una vez perdido, en los tiempos de respuesta de la reserva secundaria de frecuencia. Para desarrollar esta propuesta resulta importante que el CND en un término de aproximadamente dos meses defina la metodología para desarrollar este ejercicio y realice un

análisis sobre información histórica de tal forma que le permita primero identificar los niveles de seguridad sobre los que se ha operado y segundo proponer un indicador para realizar este seguimiento mensualmente a nivel horario.

- Regulación secundaria. Se recomienda que el CND establezca un inventario del parque generador que podría por sus características de toma de carga y los equipamientos necesarios, para determinar dependiendo de los grados de penetración de FNCER como se deberían modificar los requerimientos y prever la instalación de equipamiento.
- Control de voltaje y potencia reactiva: Con la tecnología actual, existen diferentes mecanismos y agentes que pueden prestar servicios de compensación reactiva y control de tensión. Por ejemplo, los inversores usados en la generación distribuida pueden aportar estos servicios mediante la inyección de corriente reactiva, control de factor de potencia y control de tensión. Se recomienda ampliar el alcance de los elementos para la regulación de tensión y compensación reactiva, incluyendo inversores, FACTS, enlaces HVDC, entre otros, así como los requisitos mínimos para prestar este servicio. El orden de prioridades debe establecerse con base en criterios técnicos y económicos buscando mantener la seguridad y confiabilidad del sistema. Se recomienda incluir la prestación de estos servicios dentro del mercado.

6. Referencias

- A. Arteconi, & N.J. Hewitt & F. Polonara. (2012). *State of thermal storage for demand-side response*. Applied Energy, Vol. 93. Issue C, 371-389.
- ENTSO-E (2016). *Demand Connection Code*. Obtenido de: https://www.entsoe.eu/network_codes/dcc/ Consultado el: 31/10/2018
- ENTSO-E (2016). *High Voltage Direct Current Connections*. Obtenido de: https://www.entsoe.eu/network_codes/hvdc/ Consultado el: 31/10/2018
- ENTSO-E (2016). *Requirements for Generators*. Obtenido de: https://www.entsoe.eu/network_codes/rfg/ Consultado el: 31/10/2018
- ENTSO-E (2017). *Emergency and Restoration*. Obtenido de: https://www.entsoe.eu/network_codes/er/ Consultado el: 31/10/2018
- ENTSO-E (2016). *System Operations*. Obtenido de: https://www.entsoe.eu/network_codes/sogl/ Consultado el: 31/10/2018
- ENTSO-E (2018). *Demand Response – SFC*. Obtenido de: https://docstore.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/NC%20RfG/IGD_DR_SFC_final.pdf Consultado el: 21/10/2018
- ENTSO-E (2018). *Rate of Change of Frequency (RoCoF) withstand capability*. Obtenido de: https://docstore.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/NC%20RfG/IGD_RoCoF_withstand_capability_final.pdf Consultado el: 21/10/2018
- ENTSO-E (2015). *Operation Handbook: P5 – Policy 5: Emergency Operations*. Obtenido de: https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/SOC/Continental_Europe/oh/170926_Policy_5_ver_3_1_43_RGCE_Plenary_approved.pdf Consultado el: 23/10/2018
- ENTSO-E (2014). *Operation Handbook: P6 – Policy 6: Communication Infrastructure*. Obtenido de: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_6_final.pdf Consultado el: 21/10/2018
- CAISO (2018) *System Emergency 4420*. Obtenido de: <https://www.caiso.com/Documents/4420.pdf> Consultado el: 31/10/2018
- CAISO (2018) *System Emergency 44510*. Obtenido de: <https://www.caiso.com/Documents/4510.pdf> Consultado el: 31/10/2018
- CAISO (2015) *Frequency response*. Obtenido de: https://www.caiso.com/Documents/IssuePaper_FrequencyResponse.pdf Consultado el: 31/10/2018
- Energinet (2016). *Technical regulation 3.2.2 for PV power plants above 11 kW*. Obtenido de: <https://en.energinet.dk/Electricity/Rules-and-Regulations/Regulations-for-grid-connection> Consultado el: 17/10/2018
- Energinet (2016). *TECHNICAL REGULATION 3.2.2 FOR PV POWER PLANTS ABOVE 11 KW* Obtenido de: <https://en.energinet.dk/Electricity/Rules-and-Regulations/Regulations-for-grid-connection> Consultado el: 17/10/2018
- Energinet (2016). *TECHNICAL REGULATION 3.2.3 FOR THERMAL PLANTS ABOVE 11 KW*. Obtenido de: <https://en.energinet.dk/Electricity/Rules-and-Regulations/Regulations-for-grid-connection> Consultado el: 17/10/2018
- PJM (2018) *New Service Request Process*. Obtenido de: <https://www.pjm.com-/media/documents/manuals/m14a.ashx> Consultado el: 31/10/2018

PJM (2018) System Restoration. Obtenido de: <https://www.pjm.com/~/media/documents/manuals/m36.ashx> Consultado el: 31/10/2018

Aristizábal, C. (Agosto de 2017). *¿CÓMO PUEDEN LAS EMPRESAS DISMINUIR LOS TRANCONES EN EL ÁREA METROPOLITANA?* Obtenido de RUTA Medellín - centro de innovación y negocios: <https://www.rutanmedellin.org//es/ciudad/item/empresas-del-area-metropolitana-se-reunieron-para-hablar-de-movilidad-sostenible>

Ayuntamiento de Madrid. (2007). *Convenio de colaboración entre la Fundación RACC y la Fundación Movilidad.* Madrid: Ayuntamiento de Madrid.

Ayuntamiento de Madrid. (2014). *Plan de Movilidad Urbana Sostenible de la Ciudad de Madrid.* Madrid: Ayuntamiento de Madrid.

Ayuntamiento de Madrid. (2015). *Número, denominación y competencias de las Áreas en las que se estructura la Administración del Ayuntamiento de Madrid.* Madrid: Ayuntamiento de Madrid.

Ayuntamiento de Madrid. (2017). *Plan A: Plan de Calidad del Aire y Cambio Climático de la Ciudad de Madrid.* Madrid: Ayuntamiento de Madrid.

BAAQMD. (Enero de 2016). *Bay Area Commuter Benefits Program - Employer Guide.* Obtenido de Bay Area Air Quality Management District.

Bancolombia. (Agosto de 2017). *A través de la App Try My Ryde, Bancolombia apoya la movilidad sostenible en Medellín.* Obtenido de Bancolombia: <https://www.grupobancolombia.com/wps/portal/acerca-de/sala-prensa/todos-los-articulos/responsabilidad-social-ambiental/a-traves-de-app-try-my-ryde-bancolombia-apoya-movilidad-sostenible>

BWC. (2018). *Best Workplaces for Commuters 2018.* Obtenido de Best Workplaces for Commuters: <https://www.bestworkplaces.org/about1/>

CIGRE WG B4.56. (2016). Guidelines for the preparation of "connection agreements" or "Grid Codes" for multi-terminal schemes and DC Grids. Paris.

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (1995). Resolución 025 de 1995, Por la cual se establece el Código de Redes, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional. 141. Colombia.

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2014). Resolución CREG 038 de 2014, Por la cual se modifica el Código de Medida contenido en el Anexo general del Código de Redes. 65. Colombia.

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2018). *BORRADOR DE TÉRMINOS DE REFERENCIA SOBRE ESTUDIO PARA LA MODERNIZACIÓN DEL DESPACHO Y EL MERCADO SPOT DE ENERGÍA ELÉCTRICA – DESPACHO VINCULANTE Y MERCADOS INTRADÍARIOS.*

Commuter Benefits Law FAQs. (2016). Obtenido de NYC Consumer Affairs: <https://www1.nyc.gov/site/dca/about/commuter-benefits-FAQs.page#5>

DCA. (Diciembre de 2017). *FAQ - Commuter Benefits Law .* Obtenido de NYC Consumer Affairs: <https://www1.nyc.gov/site/dca/about/commuter-benefits-FAQs.page#5>

Department for Transportation. (2007). *Making travel plans work.* London: Department for Transportation.

digital, D. (17 de Enero de 2018). *Dirigentes digital.* Obtenido de <https://dirigentesdigital.com/articulo/economia-y-empresas/65104/madrid-incentivos-fiscales-la-movilidad-laboral.html>

DOT. (Junio de 2016). *What we do.* Obtenido de U.S. Department of Transportation: <https://www.transportation.gov/about>

- EPA. (2018). *What we do*. Obtenido de United States Environmental Protection Agency: <https://www.epa.gov/aboutepa/our-mission-and-what-we-do>
- Gerencia Centro Nacional de Despacho - XM. (2018). *PROPUESTA TRANSITORIA PARA LA CONEXIÓN DE GENERACIÓN SOLAR Y EÓLICA*. Documento XM CND 2018 – 017.
- goDCgo. (2016). *Employer Commuter Benefits Toolkit*. Obtenido de goDCgo - DDOT.
- International Renewable Energy Agency (IRENA). (2016). *SCALING UP VARIABLE RENEWABLE POWER : THE ROLE OF GRID CODES*.
- León, R., Gomez, J., Gonzalez, J., Lopez, G., & Osorio, M. (2007). Sistema de Respaldo Nacional ante Eventos de Gran Magnitud – SIRENA. *Investigación y desarrollo - PREMIO ASOCODIS - CNO*, 1, pág. 8.
- Mondaq. (Diciembre de 2015). *United States: New York City's Commuter Benefits Law takes effect January 1, 2016*. Obtenido de Mondaq - Connecting Knowledge and People: <http://www.mondaq.com/unitedstates/x/451604/employee+rights+labour+relations/New+York+Cities+Commuter+Benefits+Law+Takes+Effect+January+1+2016>
- NCTR. (s.f.). *Welcome to NCTR*. Obtenido de National Center for Transit Research: <http://www.nctr.usf.edu/>
- NYC Consumer Affairs. (Junio de 2016). *Asuntos del Consumidor*. Obtenido de NYC Consumer Affairs: http://www1.nyc.gov/assets/dca/downloads/pdf/about/DCA_brochure_spanish.pdf
- Rosemarie , L. (1 de Diciembre de 2015). *Two More Cities to Require Employer-Provided Transit Benefits*. Obtenido de Society for human resource management: <https://www.shrm.org/resourcesandtools/legal-and-compliance/state-and-local-updates/pages/cities-transit-benefits.aspx>
- SF Enviorment. (2016). *Commuter Benefits Vendor Directory*. Obtenido de CommuteSmart: https://sfenvironment.org/sites/default/files/fliers/files/sfe_tr_commuter_benefits_vendor_directory.pdf
- SF Enviorment. (2017). *How to Implement Commuter Benefits Program*. Obtenido de SF Enviorment - Department of the City and County of San Francisco: <https://sfenvironment.org/sustainable-commuting-programs/overview/business-commute-programs>
- SF Enviorment. (2018). *Emergency Ride Home*. Obtenido de SF Enviorment: <https://sfenvironment.org/emergency-ride-home>
- SF Enviorment. (2018). *San Francisco Commuter Benefits Ordinance*. Obtenido de SF Enviorment: <https://sfenvironment.org/commuter-benefits-ordinance-sf>
- Transport for London. (2013). *Travel Plans*. Recuperado el 9 de Febrero de 2018, de Transport for London website: <https://tfl.gov.uk/info-for/urban-planning-and-construction/travel-plans>
- Transport for London. (2017). *Mayor's Transport Strategy - Draft for public consultation*. London: Transport for London.
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (2016). *Elaboración de requisitos técnicos y recomendaciones regulatorias para la incorporación de la Generación Eólica al Sistema Interconectado Nacional en Colombia*. Bogotá D.C.
- Unidad de Planeación Minero Energética UPME. (2017). *Incorporación de generación solar fotovoltaica al sistema interconectado nacional*.