



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

**REGLAS TRANSITORIAS PARA LA
PARTICIPACIÓN DE FNCER EN LA
OPERACIÓN DIARIA DEL MERCADO DE
ENERGÍA MAYORISTA**

DOCUMENTO CREG-093
12-10-2018

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN DE
REGULACIÓN DE ENERGÍA Y
GAS**

Contenido

I. INTRODUCCIÓN	135
II. ASPECTOS TÉCNICOS	136
II.1. ANTECEDENTES	136
II.2. INFORMACIÓN GENERAL.....	138
II.3. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA.....	139
II.3.1 Causas	139
II.3.2 Consecuencias	139
II.3.3 Problemática identificada.....	140
II.4 OBJETIVOS	140
II.4.1 Principal.....	140
II.4.2 Especifico	140
II.5 ALTERNATIVAS	141
II.5.1 Alternativa 1. Condición actual	141
II.5.2 Alternativa 2. Propuesta de integración para plantas solares fotovoltaicas y eólicas conectadas al STN o STR.	141
II.5.2.1 Rangos de Frecuencia	142
II.5.2.2 Control de regulación de frecuencia y potencia activa	143
II.5.2.3 Respuesta rápida en frecuencia para plantas eólicas.....	145
II.5.2.4 Control de voltaje/potencia reactiva y curva de capacidad	146
II.5.2.5 Condiciones de operación ante fallas	148
II.5.2.6 Control rápido de corriente reactiva	150
II.5.2.7 Rampa operativa para arranque y parada de plantas solares fotovoltaicas y eólicas.....	152
II.5.2.8 Protecciones	152
II.5.2.9 Inclusión de recursos solares y eólicos en el planeamiento operativo energético	154
II.5.2.10 Registro de mantenimientos de las plantas solares fotovoltaicas y eólicas y pruebas	155
II.5.2.11 Velocidad de toma de carga y potencia de salida de plantas eólicas y solares fotovoltaicas	155
II.5.2.12 Monitoreo de variables meteorológicas plantas solares fotovoltaicas y eólicas.....	155
II.5.2.13 Supervisión de variables y telecomandos para plantas solares fotovoltaicas y eólicas.....	156
II.5.2.14 Modelos de control.....	157
II.5.15 Procedimiento de entrada en operación	158
II.6 ANALISIS DE IMPACTOS	158
II.7 CONSULTA PUBLICA	159

REGLAS TRANSITORIAS PARTICIPACIÓN FNCER EN MERCADO ELÉCTRICO DE CORTO PLAZO

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG 093-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 133

II.8	ÍNDICADORES DE SEGUIMIENTO	159
II.9	CONCLUSIONES	159
III.	ASPECTOS OPERATIVOS Y COMERCIALES.....	159
III.1	ANTECEDENTES	160
III.2	INFORMACIÓN GENERAL.....	162
III.3	DEFINICIÓN DEL PROBLEMA.....	163
III.4	OBJETIVOS	163
III.5	ALTERNATIVAS	164
III.5.1	ALTERNATIVA 1: MANTENER LA REGLAS VIGENTES	164
III.5.2	ALTERNATIVA 2: AJUSTAR LAS REGLAS VIGENTES.....	165
III.5.2.1	Despacho económico, redespacho y desviaciones.....	167
III.5.2.2	Propuesta para el cobro de las desviaciones.....	169
III.5.2.3	Plantas filo de agua.....	171
III.6	ANÁLISIS DE IMPACTOS	172
III.7	CONSULTA PÚBLICA	172
III.8	ÍNDICADORES DE SEGUIMIENTO	172
III.9	CONCLUSIONES	172
	Ilustración 1: Respuesta rápida en frecuencia plantas eólicas.....	146
	Ilustración 2: Curva de capacidad de plantas eólicas y solares	148
	Ilustración 3: Curva LVRT y HVRT plantas eólicas y solares – no incluye nivel de 500 kV	149
	Ilustración 4: Curva LVRT y HVRT plantas eólicas y solares –nivel de 500 kV ..	149
	Ilustración 5: Características de control rápido de reactivos	150
	Ilustración 7: Esquema de mercado de energía de corto plazo	161
	Ilustración 8: Procesos para el despacho y liquidación del mercado diario	164
	Ilustración 9: Reconciliación positiva y negativa	166
	Ilustración 10: Disponibilidad, causales redespacho y desviación	167
	Ilustración 11: Distribución de probabilidad de las desviaciones entre pronósticos de despacho y despacho	168
	Ilustración 12: Error de predicción de plantas eólicas en España (IRENA, 2017, sobre datos de Red Eléctrica de España).....	168
	Ilustración 13: Número de veces para invocar redespacho	169
	Ilustración 14: Disponibilidad acumulada despacho y redespacho	170
	Ilustración 15: Función para el cobro de desviaciones.....	170
	Ilustración 16: Planta filo de agua	171
	Tabla 1: Comparación de frecuencia: Colombia-CAISO-ONS Fabricantes	142
	Tabla 2. Variables meteorológicas para plantas eólicas	156
	Tabla 3: Variables meteorológicas para plantas solares fotovoltaicas	156

REGLAS TRANSITORIAS PARTICIPACIÓN FNCER EN MERCADO ELÉCTRICO DE CORTO PLAZO

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG 093-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 134

I. INTRODUCCIÓN

El mercado eléctrico colombiano de corto plazo, se rige principalmente por el Código de Operación, Resolución CREG 025, y el Código Comercial, Resolución CREG 024, que datan del año 1995, en donde para dicha época las tecnologías de generación estaban centradas en plantas hidráulicas y plantas térmicas.

Posteriormente, entre 1995 y 2000 llegaron al mercado colombiano las turbinas de gas y con ellas plantas de ciclo abierto y las plantas de ciclo combinado, siendo que estas últimas mejoraron la eficiencia productiva de las plantas térmicas pasado del 30% a 50%. Dicho salto tecnológico, se incorporó al sistema sin necesidad de adoptar cambios relevantes en las reglas del mercado.

Sin embargo, la llegada de las nuevas tecnologías de recursos renovables, tales como plantas eólicas y solares, imponen un nuevo reto al sector dado que son recursos que tienen una generación cambiante o variable en el tiempo de acuerdo con el comportamiento del recurso, y se fundamentan en la electrónica de potencia para la entrega de la energía al sistema, lo que hace necesarios ajustes a las condiciones para conectarse y participar en un sistema interconectado.

Dada las características de operación de las nuevas tecnologías, la Comisión de Regulación de Energía y Gas viene trabajando en dos (2) frentes: el primero de corto plazo en donde se proponen ajustar las reglas actuales para hacer viable conectar plantas eólicas y solares, de tal forma que se le dé viabilidad a las plantas que se vienen adelantando, y segundo de mediano plazo, en donde la Comisión con el apoyo de diferentes consultorías (código de redes, despacho vinculante e intradiario, servicios complementarios e indicadores de penetración de generación distribuida) viene evaluando los cambios estructurales que requiere el sistema para una participación más amplia de las nuevas tecnologías, que se espera a partir de la entrada de la colectora en la Guajira y la segunda fase de penetración de la generación distribuida, sin que se causen traumatismos en la operación del sistema y en las transacciones con la energía aportada por dichas tecnologías.

El presente documento se concentra en los ajustes transitorios de corto plazo que habría que hacer al Código de Operación y al Código Comercial, para permitir la participación de las nuevas tecnologías en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

El documento está estructurado en dos capítulos auto-contenidos, de tal manera que se pueden analizar cada uno de forma independiente. Dado que la naturaleza de los temas propuestos es diferente: aspectos técnicos y aspectos operativos – comerciales. En ese sentido, en el capítulo 1 se tienen los ajustes al Código de Conexión y el Código de Operación en los aspectos técnicos, y en el capítulo 2 se tienen los ajustes al Código de Operación y Código Comercial en los aspectos necesarios para las ofertas y transacciones en la bolsa para la energía de las nuevas tecnologías.

REGLAS TRANSITORIAS PARTICIPACIÓN FNCER EN MERCADO ELÉCTRICO DE CORTO PLAZO

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG 093-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 135

II. ASPECTOS TÉCNICOS

En este capítulo se presentan los ajustes transitorios al Código de Conexión y al Código de Operación, contenidos en la Resolución CREG 025 de 1995, en los aspectos técnicos para la entrada de las plantas solares, fotovoltaicas y eólicas.

II.1. ANTECEDENTES

De acuerdo con las experiencias en otros países, con la penetración de nuevas tecnologías, como la solar, eólica o sistemas de almacenamiento, para prestar diversos servicios, se generan nuevos retos en la operación de las redes que deben ser identificados a tiempo para evitar problemas futuros. Razón por la cual, la CREG está adelantando varios estudios de consultoría para la actualización de aspectos comerciales del mercado mayorista y aspectos técnicos y operativos del Código de Redes.

Específicamente con el auge de las energías renovables a nivel mundial, en Colombia se inician los ajustes necesarios para la inclusión de las mismas con la expedición de la Ley 1715 de 2014 que tiene por objeto promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico.

En complemento, el Decreto 570 de marzo de 2018, expedido por el Ministerio de Minas y Energía, da lineamientos de política pública para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica y dentro de sus objetivos tiene, por ejemplo, que se debe fortalecer la resiliencia de la matriz de generación de energía eléctrica ante eventos de variabilidad y cambio climático a través de la diversificación del riesgo. Otro objetivo es reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del sector de generación eléctrica de acuerdo con los compromisos adquiridos por Colombia en la Cumbre Mundial de Cambio Climático en París (COP21). En todo caso, en dicho decreto, se le encarga la tarea a la Comisión de establecer el esquema de traslado de precios y de tomar las medidas necesarias para actualizar la normatividad vigente que permita el planeamiento, conexión, operación y medición para la integración de los proyectos de generación de energía eléctrica.

También se encuentra la Resolución 40791 de 2018, expedida por el Ministerio de Minas y Energía, donde se define e implementa un mecanismo que promueve la contratación de largo plazo para proyectos de generación de energía eléctrica y que es complemento a los mecanismos existentes en el Mercado de Energía Mayorista (MEM). En dicha resolución se le da la tarea a la Comisión de definir un esquema de transición para aquellos proyectos con fuentes no convencionales de energía renovable en relación con sus requisitos técnicos, operativos y de mercado, de tal forma que se garantice su integración en el Sistema interconectado Nacional y su participación en el MEM.

REGLAS TRANSITORIAS PARTICIPACIÓN FNCR EN MERCADO ELÉCTRICO DE CORTO PLAZO

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG 093-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 136

Así las cosas y ante el creciente registro de proyectos asociados a plantas solares fotovoltaicas y eólicas, la Comisión presenta en este documento los aspectos transitorios que se deben ajustar en el Código de Redes (Resolución CREG 025 de 1995), entre los cuales se tienen:

- Requisitos técnicos del control de frecuencia y potencia activa.
- Requisitos técnicos del control de voltaje y potencia reactiva.
- Protecciones y comportamiento ante fallas.
- Modelos de simulación y capacidad de medición de variables meteorológicas.
- Procedimiento de entrada en operación.

Debe tenerse en cuenta, tanto para los mencionados ajustes transitorios y los que se hagan definitivos, que el Código de Redes ha tenido varias modificaciones parciales a través del tiempo y que, con el auge de los nuevos desarrollos, como la conexión de fuentes de energía renovable, transmisión en corriente continua, entre otros, la revisión del mismo debe buscar siempre la operación confiable y segura de la red.

En línea con la operación confiable y segura de la red, el operador del sistema (XM – CND) realizó una propuesta (CND, 2017) para plantas solares fotovoltaicas y eólicas la cual se basó en simulaciones en el SIN, experiencia internacional y la entrada de nuevos proyectos.

La propuesta de XM-CND se presentó en un taller con los agentes e interesados del sector eléctrico en las instalaciones de la Comisión¹ y tuvo ajustes con ocasión de los comentarios recibidos. Esta última propuesta ajustada, es tenida en cuenta por la Comisión como antecedente e insumo para el diseño de la propuesta transitoria que se presenta en este capítulo, debido a que ya ha sido objeto de simulaciones en el SIN y se ha recibido retroalimentación de los agentes e interesados.

Otros antecedentes, o información, que se tienen en cuenta para la propuesta regulatoria transitoria, son:

- Los estudios desarrollados y proporcionados por la UPME a la CREG sobre la integración de plantas solares (UPME, Incorporación de generación solar fotovoltaica al Sistema Interconectado Nacional, 2017) y eólicas (UPME, Elaboración de requisitos técnicos y recomendaciones regulatorias para la incorporación de la Generación Eólica al Sistema Interconectado Nacional en Colombia, 2016). En ambos estudios se realiza una propuesta regulatoria con base en un análisis de la experiencia internacional.

1

<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/f080658711e0c3ef052582c7005f7401?OpenDocument>
REGLAS TRANSITORIAS PARTICIPACIÓN FNCER EN MERCADO ELÉCTRICO DE CORTO PLAZO

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG 093-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 137

- Los códigos de redes de Irlanda², Brasil³, Alemania⁴, Australia^{5,6}, Reglamento de México⁷ para generadores con fuentes de energía renovables, y reglas para plantas solares⁸ y eólicas⁹ en Dinamarca.

II.2. INFORMACIÓN GENERAL

Respecto del Código de Redes, este se encuentra dentro del marco de competencias de la CREG y hace parte del reglamento de operación del Sistema Interconectado Nacional, SIN, establecido en la Resolución CREG 025 de 1995. Este Código está compuesto por: 1) Código de Planeamiento de la Expansión del Sistema de Transmisión Nacional; 2) Código de Conexión; 3) Código de Operación; y 4) Código de Medida.

Cuando se desarrolló el Código de Redes, se pensó en tecnologías existentes en ese momento en el SIN y que se consideran convencionales como las plantas hidráulicas y térmicas, ya que otras tecnologías no existían o no se tenía el avance tecnológico disponible. En general cada código contiene o establece lo siguiente:

- El Código de Planeamiento de la Expansión del STN especifica los criterios, estándares y procedimientos para el suministro y tipo de información requerida por la Unidad de Planeamiento Minero Energético, UPME, en la elaboración del Plan de Expansión de Referencia, y por los Transportadores, en la ejecución del planeamiento de detalle y el desarrollo del sistema interconectado de transmisión a tensiones iguales o superiores a 220 kV, denominado Sistema de Transmisión Nacional, STN, y que deben ser considerados por los usuarios de este sistema en el planeamiento y desarrollo de sus propios sistemas.
- El Código de Conexión establece los requisitos técnicos mínimos para el diseño, construcción, montaje, puesta en servicio, operación y mantenimiento que todo usuario debe cumplir por o para su conexión al STN.
- El Código de Operación contiene los criterios, procedimientos y requisitos de información necesarios para realizar el planeamiento, el despacho económico, la coordinación, la supervisión y el control de la operación integrada del SIN,

² Código Irlanda. EirGrid Grid Code Versión 6. <http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/GridCodeVersion6.pdf>

³ Código Brasil. <http://ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>

⁴ Código Alemania. Network and System Rules of the German Transmission System Operators. <https://www.vde.com/resource/blob/937766/bfe325518ace878935966b6efbc493e4/transmissioncode-2007--network-and-system-rules-of-the-german-transmission-system-operators-data.pdf>

⁵ Australia. Electricity Rule Change Proposal, Generator Technical Requirements. AEMO 2017.

⁶ Australia. Multiple Voltage Disturbance Ride-Through Capability. AEMO 2018.

⁷ RESOLUCION Núm. RES/119/2012: "resolución por la que la comisión reguladora de energía expide las reglas generales de interconexión al sistema eléctrico nacional para generadores o permisionarios con fuentes de energías renovables o cogeneración eficiente".

⁸ Dinamarca. Technical regulation 3.2.2 for PV power plants above 11 kW. Energinet/DK 2016

⁹ Dinamarca. Technical regulation 3.2.5 for wind power plants above 11 kW. Energinet/DK 2016

REGLAS TRANSITORIAS PARTICIPACIÓN FNCER EN MERCADO ELÉCTRICO DE CORTO PLAZO

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG 093-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 138

procurando atender la demanda en forma confiable, segura y con calidad de servicio, utilizando los recursos disponibles de la manera más conveniente y económica para el país.

- El Código de Medida establece las condiciones técnicas y procedimientos que se aplican a la medición de energía de los intercambios comerciales en el SIN, los intercambios con otros países, las transacciones entre agentes y las relaciones entre agentes y usuarios. En cuanto a este código, su actualización ya fue realizada mediante la Resolución CREG 038 de 2014.

II.3. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

En línea con la metodología de análisis de impacto normativo (AIN), a continuación, se identifican las causas, las consecuencias y la problemática identificada desde el punto de vista regulatorio.

II.3.1 Causas

El Código de Redes no está actualizado y en el momento del diseño se consideraron tecnologías convencionales y no la participación de fuentes intermitentes. En conclusión:

1. Durante los más de 20 años de aplicación de la Resolución CREG 025 de 1995 se ha presentado un desfase entre esta regulación y la evolución de las técnicas de planeación y operación del SIN.
2. La entrada de nuevas fuentes de energía renovable genera nuevos retos en la planeación y operación de las redes.
3. Día a día, a nivel mundial, se están implementando nuevas tecnologías de transporte y de almacenamiento de energía.

II.3.2 Consecuencias

Como consecuencias se identifican las siguientes:

- Se podrían desaprovechar recursos de bajos costos variables.
- Los inversionistas de plantas eólicas y solares fotovoltaicas pueden perder interés en inversión en el país debido a la no existencia de reglas claras.
- Con el aumento de penetración de plantas con fuentes intermitentes bajo las reglas actuales, se pueden causar dificultades en el balance de generación y demanda que pueden desestabilizar el funcionamiento del SIN.

REGLAS TRANSITORIAS PARTICIPACIÓN FNCR EN MERCADO ELÉCTRICO DE CORTO PLAZO

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG 093-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 139

- El Código existente no facilita la integración y el aprovechamiento de nuevas fuentes renovables de energía en el SIN.
- La planeación o la coordinación de operación del SIN puede verse afectada por la falta de actualización de la regulación vigente.

II.3.3 Problemática identificada

Las plantas intermitentes deben conectarse al sistema utilizando criterios técnicos específicos de las convencionales, algunos de ellos de difícil cumplimiento, por ejemplo: regulación de frecuencia para eventos de sub-frecuencia.

Al ser tecnologías con fuentes variables intermitentes tienen principios de operación que hace que los procedimientos de pruebas, de conexión y operación sean diferentes a los actuales.

El problema se centra entonces en la definición de aspectos técnicos y operativos para las plantas solares fotovoltaicas y eólicas que sean congruentes con su tecnología y que garanticen una operación con criterios de seguridad, confiabilidad y económica en el SIN.

De acuerdo con el literal i) del artículo 23 de la Ley 143 de 1994, es función de la CREG establecer el reglamento de operación para realizar el planeamiento y la coordinación de la operación del sistema interconectado nacional, función que fue cumplida por la CREG mediante la Resolución CREG 025 de 1995. En conclusión, en la actualidad se observa que varias de las disposiciones contenidas en esta resolución son obsoletas, no se encuentran en uso o son insuficientes y por lo tanto requieren ser revisadas o actualizadas.

II.4 OBJETIVOS

II.4.1 Principal

Desarrollar una regulación transitoria que permita incorporar nuevas fuentes no convencionales de energía renovable, FNCER, para mantener una oferta energética con criterios de seguridad y calidad en las redes.

II.4.2 Especifico

Actualización transitoria del Código de Redes en aspectos relacionados con la conexión y operación de las redes del SIN que ayuden a la integración de plantas solares fotovoltaicas y eólicas mientras se expide la regulación definitiva considerando todos los análisis y estudios en desarrollo.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG 093-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 140

II.5 ALTERNATIVAS

Las alternativas que se identifican para el primer capítulo parten de la condición actual hasta una propuesta que se construye con base en el análisis que realiza el CND para la integración de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN.

II.5.1 Alternativa 1. Condición actual

Mantener la condición actual, es decir, que las plantas solares fotovoltaicas y eólicas entren a operar bajo los requisitos actuales. Esto podría tener las siguientes implicaciones para el sistema:

- Pone en riesgo la atención de la demanda, debido a que son generadores que funcionan a partir de una fuente intermitente de recurso y que hace que otros generadores cumplan con el balance de generación que se necesita.
- Actualmente los generadores convencionales realizan un control de voltaje mediante la modificación de su punto de operación de acuerdo a su curva de potencia; sin embargo, las tecnologías que funcionan con inversores más actuales pueden ayudar a estabilizar el voltaje de una forma diferente y que podría ser más conveniente. El no utilizar estas características podría llevar a condiciones de operación que se compensen con otras medidas que no sean económicas, por ejemplo: la instalación de elementos de compensación de reactivos, cuyos costos se trasladarían a la demanda.
- Pone en riesgo la operación del sistema dado que podrían presentarse condiciones en las que se tengan que hacer muchos redespachos para cumplir con la atención de la demanda.

II.5.2 Alternativa 2. Propuesta de integración para plantas solares fotovoltaicas y eólicas conectadas al STN o STR.

La propuesta se divide en varios aspectos que tienen relación con el balance entre generación de energía y demanda y la relación entre el control de tensión y la potencia reactiva, aspectos relacionados con protecciones, medición de variables meteorológicas, modelos de simulación, programa de mantenimientos, entre otros.

Todos los aspectos que se mencionaran en los puntos a seguir son parte de la experiencia internacional y de los estudios técnicos que realizaron el CND y la UPME y que se referencian en la bibliografía citada en la sección de antecedentes de este primer capítulo.

A continuación, se muestra cada punto de la propuesta para las plantas solares fotovoltaicas y eólicas conectadas al STN y STR.

REGLAS TRANSITORIAS PARTICIPACIÓN FNCER EN MERCADO ELÉCTRICO DE CORTO PLAZO

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG 093-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 141

II.5.2.1 Rangos de Frecuencia

Actualmente en la Resolución CREG 025 de 1995 se establece que las plantas de generación deben funcionar en el rango comprendido entre 57.5 Hz y 63 Hz.

Con base en los estudios realizados por la UPME y el CND, donde se encuentra que las plantas solares y eólicas pueden operar en diferentes rangos de frecuencia, la propuesta es entonces mantener los mismos rangos de operación existentes que tienen las plantas convencionales, es decir, que las plantas solares fotovoltaicas y eólicas operen también en el rango comprendido entre 57.5 Hz y 63 Hz.

En la siguiente tabla se muestran los rangos de frecuencia exigidos en varios sistemas para la operación de unidades generadoras y se comparan con los ofrecidos por algunos fabricantes de plantas eólicas y solares:

	Frecuencia mínima (Hz)	Frecuencia máxima (Hz)
Sistema		
Colombia	57.5	63
CAISO *	57	63
ONS **	56	66
Fabricante		
Eólica A	56	66
Eólica B	53	67
Solar A	57	63

* Operador independiente del sistema del estado de California

** Operador nacional del sistema eléctrico de Brasil

Tabla 1: Comparación de frecuencia: Colombia-CAISO-ONS Fabricantes

Dicho ajuste se presenta en el numeral 2.2.5 (“ajustes de los relés de frecuencia de las unidades de generación del SIN”) del Código de Operación, que hace parte del anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995.

Otro insumo no mencionado es el informe número 1 del Consultor titulado “Informe de situación actual del código de redes y experiencias internacionales” (Desarrollado por la Unión Temporal Código de Redes contratada por la CREG). El consultor adelanta el desarrollo regulatorio para la modificación definitiva del Código de Redes. En dicho informe se encuentra que los fabricantes de eólicas y solares pueden operar inclusive en rangos de frecuencia más amplios. Además, se recuerda que el rango en Colombia se estableció de acuerdo a las características de las plantas Térmicas, por lo tanto, es conveniente para las plantas solares y eólicas, trabajar en el mismo rango de operación.

REGLAS TRANSITORIAS PARTICIPACIÓN FNCR EN MERCADO ELÉCTRICO DE CORTO PLAZO

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG 093-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 142

II.5.2.2 Control de regulación de frecuencia y potencia activa

Actualmente y de la experiencia internacional resumida por los estudios de la UPME, se observa que, aunque los generadores eólicos y solares tienen una capacidad limitada para regular frecuencia, la mayoría de los códigos de redes incluyen requisitos para este tipo de control.

En el estudio de la UPME, se encuentran características en general como: estatismo configurable entre 0% y 10% para eólicas y entre 4% y 6% para solares, la velocidad de respuesta del control frecuencia/potencia deberá poder ajustarse entre 1 y 10 % de la potencia nominal de la unidad generadora por segundo y que tengan un margen de regulación primaria igual al establecido actualmente en la regulación ($\pm 3\%$).

En el código de Irlanda, para plantas eólicas, el estatismo es ajustable entre el 2% y el 10% y debe poder recibir órdenes de cambio en el punto de operación y ser capaz de realizarlas en un tiempo menor a 10 segundos luego de haberla recibido. Si el operador de red lo define debe ajustar su salida de generación a niveles inferiores.

En el código de Alemania las plantas que funcionan que fuentes intermitentes deben ser capaces de reducir su potencia ante cualquier condición operativa, entregar potencia hasta un valor límite definido por el operador de red, y se acordará con el transmisor una banda muerta flexible y su configuración.

En el código de Brasil se tiene implementado un sistema de desconexión automático y de reducción automática de generación con lo cual podrán participar en regulación primaria de frecuencia para eventos de sobre frecuencia. Otro ejemplo es en Dinamarca donde el estatismo tiene valores ajustables entre el 2% y 12%.

De acuerdo a lo anterior y al estudio del CND, la propuesta transitoria para las plantas solares fotovoltaicas y eólicas conectadas al STN y STR es:

- Que el estatismo sea configurable en el rango del 2% al 6%.
- Que la banda muerta se mantiene igual, es decir, un valor de 30 mHz. El control debe estar condicionado para configurar la banda muerta hasta 120 mHz.
- Tiempo de respuesta inicial de 2 segundos y tiempo de establecimiento de 15 segundos.
- El CND, al igual que como está establecido en la resolución CREG 025 de 1995, establece si el valor de banda muerta cambia de acuerdo a los análisis de seguridad del sistema.
- Las plantas solares fotovoltaicas y eólicas solo actuarán ante eventos de sobre-frecuencia, es decir, solo bajaran generación dentro de un margen del $\pm 3\%$ de su generación programada.

REGLAS TRANSITORIAS PARTICIPACIÓN FNCER EN MERCADO ELÉCTRICO DE CORTO PLAZO

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG 093-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 143

En todo caso, aunque no se exija, el control de frecuencia/potencia activa debe estar capacitado para realizar regulación de frecuencia también ante eventos de sub-frecuencia.

El tiempo de respuesta inicial y el de establecimiento son definiciones nuevas en la normativa.

El tiempo de respuesta inicial está relacionado con el tiempo que tarda la señal en sobrepasar un 3% de la diferencia entre el valor inicial y final alrededor de su valor inicial, ante un escalón de subida; de igual forma un -3% en el caso de escalón de bajada.

El tiempo de establecimiento está relacionado con el tiempo que tarda la señal en alcanzar y mantenerse dentro de una banda de $\pm 3\%$ de la diferencia entre el valor inicial y final alrededor de su valor final, ante una entrada escalón.

Para ambos casos, el valor inicial es el valor en potencia activa al cual está operando la planta, el valor final es el valor final de potencia activa que depende del estatismo y a su vez del delta de cambio de frecuencia.

En Dinamarca, el tiempo de respuesta inicial es de 2 segundos y el de establecimiento de 10 segundos. En los siguientes documentos se pueden identificar referencias de tiempos de respuesta y establecimiento de varios códigos internacionales:

Ivan Machado, "Grid Codes Comparison". Department of Electric Power Engineering Chalmers University of Technology. Tesis de maestría (2006) disponible en: <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/70370/fichero/16.+Grid+Codes+Comparacion.+Chalmers.pdf>

Ciaran Roberts, "Review of International Grid Codes". Energy Analysis and Environmental Impacts Division Lawrence Berkeley National Laboratory (2018). Disponible en: https://certs.lbl.gov/sites/default/files/international_grid_codes_lbnl-2001104.pdf

En complemento de lo anterior, el informe número 1 del consultor "Unión Temporal Código de Redes" encuentra que los generadores con fuentes intermitentes tienen algunos servicios de apoyo a la frecuencia ante perturbaciones que pueden prestar:

- Durante periodos de sobrefrecuencia los generadores intermitentes pueden reducir su producción mientras se encuentran conectados (decisión en esta propuesta).
- Pueden tener potencia de reserva, lo anterior reduciendo su capacidad de producción durante funcionamiento estable (no está en la propuesta, pero los equipos deben estar capacitados para entregar potencia – regulación hacia arriba)

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG 093-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 144

Lo anterior dado que en la experiencia internacional se ha encontrado que la capacidad para manejar variaciones de frecuencia se ve afectada negativamente en función con el aumento de capacidad instalada de generación intermitente.

II.5.2.3 Respuesta rápida en frecuencia para plantas eólicas

En el numeral 13.1 del Código de Conexión, contenido en el anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995, se establecen los servicios que los generadores deben proveer. Sin embargo, para el caso de las plantas eólicas es necesario incluir como servicio a proveer la respuesta rápida de frecuencia.

Esta funcionalidad se encuentra definida en los códigos de Irlanda y Brasil y se ajusta según los análisis de seguridad en cada red en particular. Por ejemplo, en Brasil las plantas eólicas contribuyen con un 10% de la potencia nominal por un periodo de 5 segundos en régimen de sub-frecuencia para desviaciones de frecuencia superiores a 0.2 Hz, y se retira automáticamente la contribución en caso de que la frecuencia vuelva a su valor nominal. La inyección de potencia activa debe ser proporcional a la variación de frecuencia con una tasa mínima de 0.8 p.u de la potencia nominal del aerogenerador por cada Hz de desvío de frecuencia. La funcionalidad solo debe activarse cuando el aerogenerador funcione a 25% de la potencia nominal.

Este requisito solo aplica para plantas eólicas ya que las plantas solares necesitarían de sistemas de almacenamiento como las baterías.

La característica propuesta de respuesta rápida de frecuencia requerida en plantas eólicas se incluye dentro del soporte de la adición del numeral 5.6.3 y solo se acciona cuando la frecuencia cae a valores comprendidos entre 59.85 Hz y 59.17 Hz.

El CND es quien revisa y re ajusta de acuerdo a la topología del sistema colombiano y las condiciones operativas todos los valores de esta funcionalidad.

La siguiente ilustración y puntos explican la característica sugerida:

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG 093-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 145

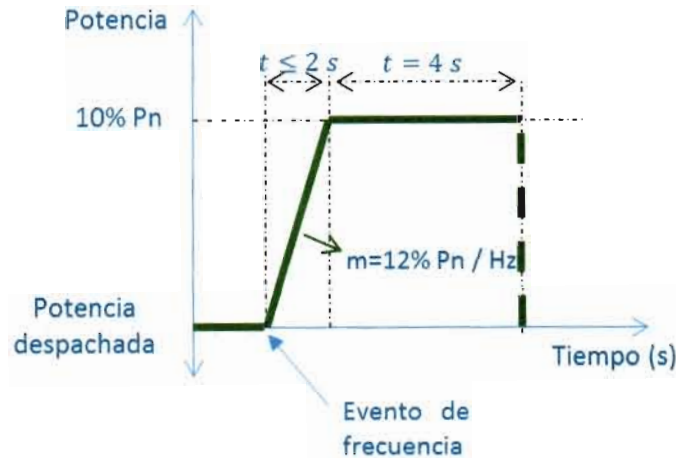


Ilustración 1: Respuesta rápida en frecuencia plantas eólicas

- Cuando se activa la funcionalidad, el parque eólico debe tener una inyección de potencia proporcional a la caída de frecuencia en razón a 12% de la potencia nominal de la planta de generación por cada Hertz.
- La inyección de potencia del parque eólico debe alcanzar en 2 segundos un aporte no mayor a 10% de la potencia nominal y que debe sostenerse máximo 4 segundos.
- Luego de transcurridos 6 segundos (2 segundos para alcanzar el 10% de la potencia nominal y 4 segundos sosteniendo este aporte) se debe retirar de forma automática el aporte de potencia activa.
- El aporte también deberá ser retirado automáticamente del sistema si la frecuencia entra al rango definido por la banda muerta del control frecuencia/potencia (30 mHz).
- La función de respuesta rápida de frecuencia se cumple mientras la planta opere al menos al 25% de su potencia nominal.

II.5.2.4 Control de voltaje/potencia reactiva y curva de capacidad

En muchos países el control de potencia reactiva se realiza mediante consignas a los generadores despachados centralmente. La entrada de generación intermitente puede apoyar la gestión del control de tensión mediante el uso de electrónica de potencia y la evaluación de sus funcionalidades, entre ellas el estadismo configurable.

De la experiencia internacional se ha visto que, al contrario de la frecuencia, el control de potencia reactiva se ve beneficiado con la entrada de energías intermitentes mediante el uso de la electrónica de potencia debido a la flexibilidad de los inversores que estas tecnologías usan.

REGLAS TRANSITORIAS PARTICIPACIÓN FNCER EN MERCADO ELÉCTRICO DE CORTO PLAZO

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG 093-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 146

Handwritten signature or mark.

Handwritten signature or mark.

En el código de Alemania se define una curva de capacidad, para plantas que usan fuentes renovables, donde se relaciona la potencia reactiva con el voltaje y el factor de potencia en el punto de conexión con la red. Las plantas deben ser capaces de operar en el interior de los límites definidos y ser capaces de cambiar el estado operativo de inyección de reactivos en un corto tiempo. Para lo anterior, el control de tensión tiene tres modos de operación: control de potencia reactiva, control de tensión y control de factor de potencia

En Irlanda también se tienen los tres modos de control mencionados anteriormente, y debe ser capaz de ejercer el control dentro de los 20 segundos posteriores de haber recibido el mando.

En Brasil también se tienen los tres modos de control, y se debe cumplir con la curva de capacidad establecida en el código y debe poder cumplirla en el punto de conexión.

En los estudios de la UPME y el CND, se identifican curvas de capacidad que deben cumplir las plantas solares y eólicas en el punto de conexión en el sistema colombiano. Dichos estudios coinciden en que cuando la potencia activa generada sea menor al 10 % de la potencia nominal, no se exige capacidad de absorción o inyección de reactiva, también se tienen definidas curvas de capacidad que deben cumplir en el punto de conexión.

De acuerdo con todo lo anterior, la propuesta para el control de tensión/potencia reactiva y con base en el estudio del CND incluye que:

- El regulador de tensión deberá contar con los siguientes modos de control: tensión, potencia reactiva y factor de potencia.
- El regulador de tensión deberá disponer de un estatismo en tensión configurable para poder cambiar de un punto de operación a otro a diferente velocidad, según se requiera. El estatismo en tensión establece la relación de cambio de potencia reactiva necesaria ante cambios de tensión.
- El tiempo de respuesta inicial de 2 segundos y de establecimiento de 15 segundos. Estos tiempos son similares a los definidos para el control frecuencia/potencia activa pero esta vez para el control de potencia reactiva / tensión y que dependen del estatismo en tensión.

Además, la curva de capacidad dentro de la cual deben operar las plantas solares fotovoltaicas y eólicas es la siguiente:

REGLAS TRANSITORIAS PARTICIPACIÓN FNCER EN MERCADO ELÉCTRICO DE CORTO PLAZO

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG 093-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 147

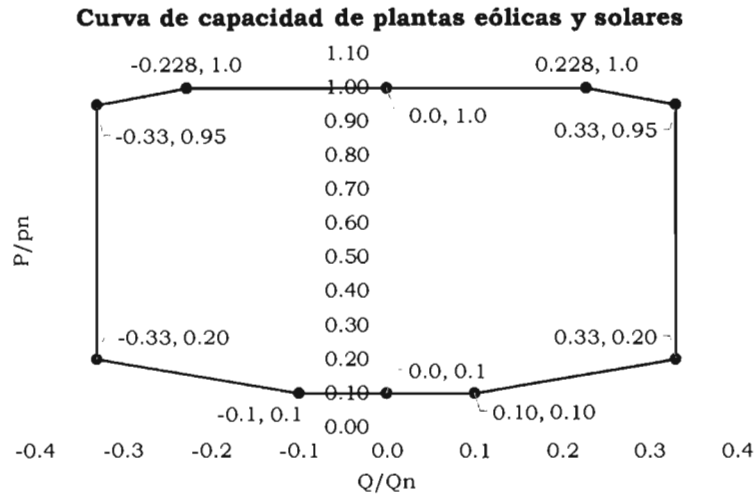


Ilustración 2: Curva de capacidad de plantas eólicas y solares

Siendo Q y P, la potencia reactiva y potencia activa de operación, respectivamente, y Pn y Qn, la potencia activa y potencia reactiva, nominales.

II.5.2.5 Condiciones de operación ante fallas

De la experiencia internacional, se observa que en Dinamarca, en 1998, se introducen aspectos de comportamiento de las plantas eólicas ante fallas, pudiendo soportar algunos intervalos de tiempo niveles de tensiones bajos en el punto de conexión. Este requisito más tarde fue incorporado en otros códigos de redes (UPME, Elaboración de requisitos técnicos y recomendaciones regulatorias para la incorporación de la Generación Eólica al Sistema Interconectado Nacional en Colombia, 2016).

En el código de Alemania (para eólicas y solares), Brasil (para plantas solares y eólicas) e Irlanda (para plantas eólicas) se definen curvas de comportamiento ante fallas para caídas de tensión y sobre tensiones, que pueden ser consultadas en dichos códigos. Por ejemplo, en Alemania, si la tensión en el punto de conexión de la red disminuye, y permanece por debajo de un valor del 85% de la tensión de referencia, y si se absorbe simultáneamente potencia reactiva en el punto de conexión de la red, la instalación generadora debe desconectarse de la red con un retardo de tiempo de 0.5 segundos. En Brasil si la tensión cae a 0.2 p.u. la planta puede permanecer conectada máximo 0.5 segundos bajo esta condición y cuando existe sobre tensión hasta 1.2 p.u. máximo 2.5 segundos.

Tanto la UPME como el CND definen curvas de operación bajo fallas para sobre tensión y caídas de tensión en sus estudios. En todo caso, en esta propuesta se toman los valores encontrados por el CND y que se encuentran analizados en el segundo informe de planeamiento operativo eléctrico de largo plazo – 2017 (XM, Diciembre 2017).

REGLAS TRANSITORIAS PARTICIPACIÓN FNCER EN MERCADO ELÉCTRICO DE CORTO PLAZO

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG 093-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 148

La propuesta es que las plantas solares y eólicas operen entre las siguientes curvas de operación para fallas en el STN y STR:

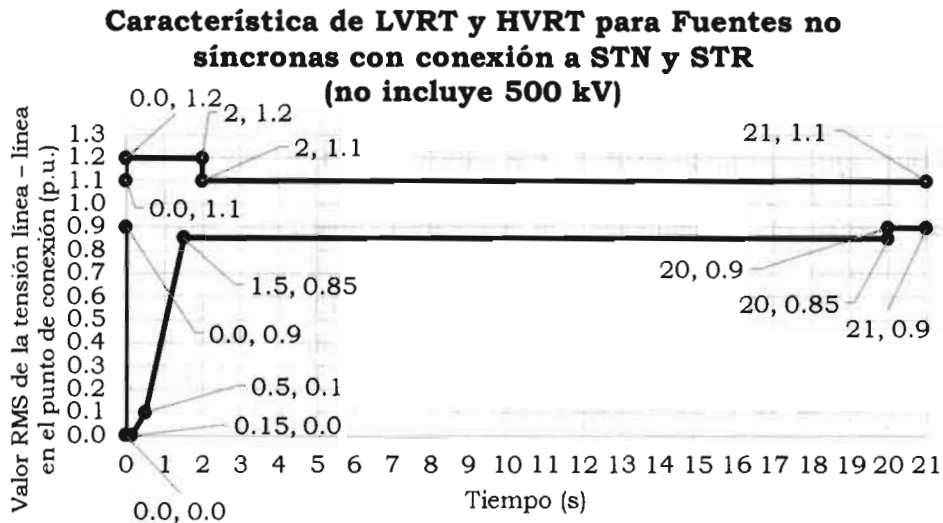


Ilustración 3: Curva LVRT y HVRT plantas eólicas y solares – no incluye nivel de 500 kV

En la anterior figura, por ejemplo, cuando el voltaje cae a 0 p.u., la planta de generación debe permanecer operando sin desconectarse durante 0.15 segundos. Cuando el voltaje sube hasta 1.2 p.u., la planta debe mantenerse operando durante 2 segundos. La planta puede operar de forma indefinida cuando el voltaje esta entre 0.9 p.u. y 1.1 p.u. Asi sucesivamente se interpreta toda la gráfica.

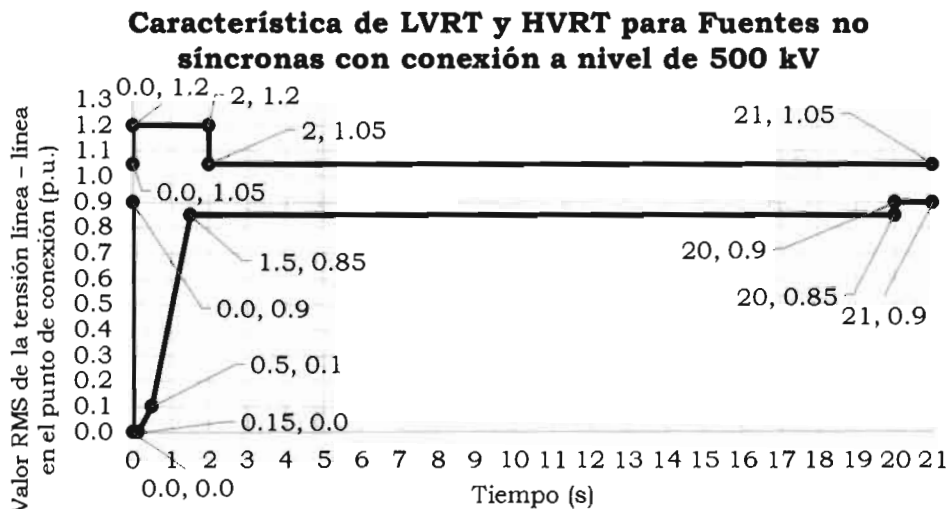


Ilustración 4: Curva LVRT y HVRT plantas eólicas y solares –nivel de 500 kV

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG 093-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 149

[Firma manuscrita]

[Firma manuscrita]

En la anterior figura se tiene la misma interpretación que la Ilustración 3: Curva LVRT y HVRT plantas eólicas y solares – no incluye nivel de 500 kV

. Sin embargo, con respecto a la anterior tiene el límite diferente para sobre tensión. Esto es porque en el Código de Redes, Resolución CREG 025 de 1995, las tensiones en el nivel de 500 kV tienen como límite operativo el valor de 1.05 p.u.

Finalmente, se solicita que las plantas sean capaces de soportar caídas de tensión sucesivas; como ejemplo de la experiencia internacional, en México las fuentes de energía deberán permanecer conectadas al Sistema cuando ocurran dos fallas consecutivas (monofásicas, bifásicas, trifásicas o alguna combinación de ellas) en un lapso de dos minutos. En Australia, el criterio para determinar si un sistema de generación puede cumplir con los requisitos de fallas múltiples puede ser cumplido cuando cumple al menos uno de los siguientes criterios: a) Una duración de la perturbación acumulada; b) Un número total de perturbaciones dentro de una ventana de tiempo móvil; c) Suma de los cambios en el voltaje por la duración de la perturbación ($\Delta V \times \Delta t$).

II.5.2.6 Control rápido de corriente reactiva

Esta funcionalidad consiste en el soporte adicional de corriente reactiva para que el voltaje vuelva a sus valores permitidos. Para lo anterior se define una curva que relaciona la variación en tensión con respecto a la cantidad adicional de corriente reactiva necesaria que debe ser inyectada.

La funcionalidad solo actúa cuando la tensión se sale de la banda permitida. El comportamiento de inyección de reactivos depende de la pendiente ajustable, k, de respuesta y del cambio de tensión:

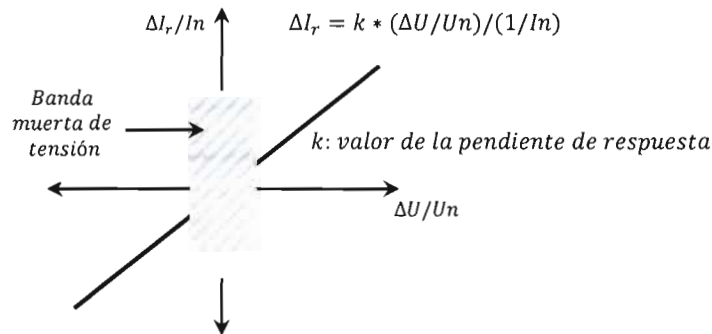


Ilustración 5: Características de control rápido de reactivos

Esta funcionalidad está implementada en los códigos de Brasil y Alemania.

En Brasil la banda de tensión es cuando la tensión cae más de 15% o sube más de 10%, el tiempo de respuesta del control es de 30 segundos y el operador de la red define el valor

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG 093-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 150

de la pendiente k en función de las características del sistema donde la central será conectada.

En Alemania, la banda de tensión está para una desviación de tensión mayor al 10% y el control debe asegurar el suministro de una corriente reactiva con una contribución de, al menos, el 2% de la corriente nominal por cada 1% de la caída de tensión y el tiempo de respuesta del control debe ser menor de 20 ms. Se debe poder suministrar una corriente reactiva hasta del orden del 100% de la corriente nominal. El valor de k debe ser mayor o igual a 2. Después de que el voltaje vuelve a su banda de operación normal, el control de tensión debe mantenerse durante 500 ms.

La propuesta de esta funcionalidad para plantas solares fotovoltaicas y eólicas, de acuerdo al estudio del CND en el sistema colombiano, es como sigue:

- ΔI_r es el cambio en corriente reactiva requerido respecto del valor nominal, I_n es la corriente nominal, ΔU es la variación de tensión respecto del valor nominal y U_n es la tensión nominal.
- Se deben priorizar la inyección de corriente reactiva de forma que alcance un 90% del delta de cambio esperado en menos de 50 ms, con una tolerancia permitida del 20%, ante desviaciones de tensión que excedan los límites operativos de la tensión nominal en la planta de generación. Los 50 ms consideran el tiempo necesario para detectar la falla.
- La pendiente k de cada unidad de generación debe ser ajustable con valores entre 0 y 10. El CND determinará el valor de k a ser usado en el punto de conexión, después de realizar los estudios eléctricos con el modelo suministrado por cada planta de generación. Cada planta de generación solar fotovoltaica y eólica debe determinar el valor de k a utilizar en cada unidad de generación para cumplir con el valor de k definido por el CND en el punto de conexión.
- El aporte de potencia reactiva adicional se limitará al 100% de la corriente nominal del generador.
- La banda muerta de tensión corresponde al rango de tensión de operación normal en el punto de conexión definido en el numeral 5.1 del Código de Operación.
- El aporte de potencia reactiva adicional se debe mantener siempre que la tensión esté por fuera del rango normal de operación.
- Se debe mantener un aporte de potencia reactiva por 500 ms después de que la tensión entre a la banda muerta de tensión manteniendo un aporte adicional proporcional a la desviación de la tensión con respecto al valor de referencia (1 p.u).

REGLAS TRANSITORIAS PARTICIPACIÓN FNCER EN MERCADO ELÉCTRICO DE CORTO PLAZO

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG 093-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 151

El valor de $K=0$ es una particularidad del sistema colombiano, dado que después de que el CND realizara sus estudios, determinaron que, si la planta está conectada en un punto débil del sistema, el tener un aporte rápido de corriente reactiva puede llevar a la desconexión de la planta por superarse el valor máximo de tensión de la curva HVRT. Este valor de cero significa que no hay aporte de corriente rápido de reactivos.

II.5.2.7 Rampa operativa para arranque y parada de plantas solares fotovoltaicas y eólicas

Debido a que estas plantas pueden entrar y salir de forma rápida, y con el fin de evitar oscilaciones de potencia que causen problemas operativos, se propone que las plantas solares fotovoltaicas y eólicas tengan una velocidad de entrada y salida que sea ajustable. Inicialmente, y de acuerdo con el estudio de seguridad del CND, la propuesta es una rampa del 14% de la potencia nominal, en MW/min, siempre y cuando exista el recurso primario.

Un ejemplo de lo anterior en la experiencia internacional, es en el código de Irlanda donde estas rampas son ajustables entre el 1% y 100% y en el código de Alemania deben ser mayor o igual al 1%. En los casos anteriores el operador de red define en qué valor se ajusta la rampa.

II.5.2.8 Protecciones

Las protecciones son parte esencial de un sistema de potencia, y con la entrada de nuevos elementos es necesario reevaluar las exigencias existentes y la relevancia de crear nuevas necesidades.

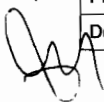
Las protecciones que debe tener un parque eólico y solar, identificados en los estudios de la UPME y el CND, son: protecciones de baja frecuencia, sobre frecuencia, baja tensión, sobre tensión y detección de aislamientos. Así las, cosas para el STN y STR la propuesta es la que se enuncia a continuación.

En el STN

Actualmente, el numeral 8.1.2 del Código de Conexión de la Resolución CREG 025 de 1995 contiene los requerimientos que deben cumplir los generadores para minimizar el impacto por fallas en los circuitos de su propiedad. En este numeral, se exige de forma general una protección de falla de interruptor.

De acuerdo a lo anterior y dadas las características de los generadores eólicos y solares se encuentra necesario realizar las siguientes precisiones o adiciones, al contenido del numeral mencionado anteriormente, con el fin de preservar la estabilidad y mantener el suministro de energía al usuario final cumpliendo con los estándares de calidad, confiabilidad y seguridad establecidos. Las precisiones o adiciones propuestas son las siguientes:

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG 093-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 152



- a) Debido a las características de las plantas de generación eólicas y solares, estas no deben contar con protección por deslizamiento de polos.
- b) La protección de falla de interruptor deberá ser implementada en un relé independiente de las protecciones propias del equipo protegido o podrá estar incluida como una función adicional en una protección diferencial de barras.
- c) Los generadores eólicos y solares deberán contar con funciones de protección de sobre y baja frecuencia, instalados en el punto de conexión y ajustados según requerimientos operativos del sistema de potencia. Los criterios y ajustes de las funciones de protección de sobre y baja frecuencia deberán ser definidos por el CND, de acuerdo a las necesidades del SIN.
- d) Los generadores eólicos y solares deberán contar con funciones de protección de sobre y baja tensión, instalados en el punto de conexión y ajustados según requerimientos operativos del sistema de potencia. Los criterios y ajustes de las funciones de protección de sobre y baja tensión deberán ser definidos por el CND, de acuerdo a las necesidades del SIN.
- e) Para las plantas eólicas y solares conectadas al STR, se deberá coordinar entre el generador y el agente la conveniencia de habilitar una protección anti-isla la cual, en caso de ser requerida, deberá ser tipo Intertrip.

En el STR

Actualmente, el numeral 4.3.3 del anexo general de la Resolución CREG 070 de 1998 contiene los requerimientos que debe cumplir el esquema de protecciones de los generadores conectados al STR y SDL. También define que dichos esquemas deben ser acordados con el operador de red.

Teniendo en cuenta la propuesta del CND para el esquema de protecciones y dadas las características de los generadores eólicos y solares se encuentra necesario realizar las siguientes precisiones al numeral 4.3.3, con el fin de preservar la estabilidad y mantener el suministro de energía al usuario final cumpliendo con los estándares de calidad, confiabilidad y seguridad establecidos. Las precisiones o adiciones propuestas son las siguientes:

- Toda bahía de generación conectada en el STR deberá disponer de una protección tipo falla interruptor, la cual deberá ser implementada en un relé independiente de las protecciones propias del equipo protegido o podrá estar incluida como una función adicional en una protección diferencial de barras.
- Disponer de un mecanismo de corte visible en el punto de conexión del sistema de generación con el STR, con capacidad de maniobra y bloqueo manual verificable por parte del operador de red.

REGLAS TRANSITORIAS PARTICIPACIÓN FNCER EN MERCADO ELÉCTRICO DE CORTO PLAZO

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG 093-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 153

- Cuando se realiza la conexión de sistemas de generación mediante un transformador delta-estrella, con delta en el punto de conexión de generador con el OR, se deberá evaluar con el operador de red la conveniencia de implementar una protección de sobretensión de secuencia cero en el punto de conexión.
- La generación conectada al STR debe contar con sistemas de protección principal y respaldo, con capacidad para detectar fallas en el generador y en el punto de conexión con el STR, el cual deberá contar con un esquema de protección selectiva que coordine con la red existente.
- La bahía de conexión de todo generador conectado en el STR, deberá disponer de dos relés de protección principales y estar en capacidad para despejar las fallas en el elemento protegido en un tiempo menor a 150 milisegundos.
- Es responsabilidad del agente representante del recurso de generación garantizar que todos los equipos de su instalación se encuentren correctamente protegidos para satisfacer los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad durante la operación del sistema eléctrico de potencia. Adicionalmente, en el punto de conexión, se deberán cumplir los siguientes requisitos.
 - Disponer de funciones de protección de sobre y baja tensión ajustados según requerimientos operativos del sistema de potencia. Los criterios y ajuste de las funciones de protección de sobre y baja tensión serán definidos por el CND de acuerdo a las necesidades del SIN.
 - Disponer de funciones de protección de sobre y baja frecuencia ajustados según requerimientos operativos del sistema de potencia. Los criterios y ajustes de las funciones de protección de sobre y baja frecuencia se establecerán mediante acuerdo CNO.

Además, respecto del numeral 4.5.6.2 de la Resolución CREG 070 de 1998, se debe especificar en el literal g que en caso de plantas eólicas y solares fotovoltaicas, conectadas al STR, se debe coordinar con el operador de red la conveniencia de habilitarse una protección anti-isla, en caso de requerirse esta protección, deberá ser de tipo Intertrip.

II.5.2.9 Inclusión de recursos solares y eólicos en el planeamiento operativo energético

Se propone modificar el numeral 2.1 del Código de Operación, contenido en el anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995 dado que es introductorio a la regulación que debe ser observada para el planeamiento operativo energético y con el fin de dar uniformidad a la modificación de la regulación vigente. La modificación realizada es la inclusión de las plantas eólicas y solares dentro de los recursos energéticos considerados para el planeamiento mencionado.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG 093-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 154



II.5.2.10 Registro de mantenimientos de las plantas solares fotovoltaicas y eólicas y pruebas

Actualmente las plantas despachadas centralmente registran su plan de mantenimientos en una herramienta que tiene el CND. Se propone modificar el primer inciso del numeral 2.1.1.3 que contiene las condiciones para coordinación de mantenimientos y desconexiones de equipos de generación, con el fin de que estas condiciones también sean observadas por los generadores eólicos y solares que se conecten al STN y STR.

Por otra parte, al igual que como se establece para las plantas convencionales, deben incluirse las pruebas a todas las funcionalidades que tienen relación con el control de potencia activa/frecuencia, control de tensión, comportamiento ante fallas, etc. Se excluye la prueba de restablecimiento, dada las características de estas tecnologías.

II.5.2.11 Velocidad de toma de carga y potencia de salida de plantas eólicas y solares fotovoltaicas

Se propone que las plantas solares y eólicas declaren su capacidad de toma de carga en función de la potencia de salida y de acuerdo a su recurso. Por ejemplo, las plantas eólicas tienen una curva que indica de acuerdo a la velocidad del viento cuanto es su potencia de salida.

Lo anterior con el fin de conocer las capacidades de las mismas y su caracterización de respuesta para los modelos que utiliza el CND.

II.5.2.12 Monitoreo de variables meteorológicas plantas solares fotovoltaicas y eólicas.

De la experiencia internacional, se observa que varios códigos incorporan la medición en tiempo real las variables meteorológicas y se cuenta con envío en tiempo real al operador de la red con un intervalo de tiempo definido.

En Irlanda, para plantas eólicas, existe supervisión en tiempo real en el sitio de la planta de velocidad y dirección del viento a la altura del buje, temperatura y presión atmosférica.

En Brasil, se debe enviar al operador del sistema, con una periodicidad menor o igual a 4 segundos: velocidad y dirección del viento medido a la altura del buje (plantas eólicas), presión atmosférica (plantas eólicas), temperatura ambiente (plantas eólicas y solares) e irradiación solar (plantas solares).

La propuesta es que las centrales eólicas y solares cuenten la capacidad de medición de estas variables que están en la propuesta del CND, pero que, en todo caso, es el CNO quien establece los protocolos de medición de las mismas:

Variable	Unidad
Velocidad del viento	Metros por segundo [m/s]

REGLAS TRANSITORIAS PARTICIPACIÓN FNCER EN MERCADO ELÉCTRICO DE CORTO PLAZO

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG 093-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 155

Variable	Unidad
Dirección del viento	Grados relativos al norte geográfico [grados]
Temperatura ambiente	Grados centígrados [°C]
Humedad relativa	Porcentaje [%]
Presión atmosférica	Hectopascales [hPa]

Tabla 2. Variables meteorológicas para plantas eólicas

Variable	Unidad
Irradiación en el plano del panel fotovoltaico	Vatios por metro cuadrado [W/m ²]
Temperatura posterior del panel fotovoltaico	Grados centígrados [°C]
Irradiación global horizontal	Vatios por metro cuadrado [W/m ²]
Temperatura ambiente	Grados centígrados [°C]

Tabla 3: Variables meteorológicas para plantas solares fotovoltaicas

Para las anteriores variables no se solicita el envío remoto, pero si se debe contar con la medida en caso de que en regulación posterior se precise usar.

II.5.2.13 Supervisión de variables y telecomandos para plantas solares fotovoltaicas y eólicas.

En la regulación actual se tiene monitoreo en tiempo real de variables eléctricas en las centrales de generación, como por ejemplo potencia activa y reactiva. Dicho monitoreo se realiza actualmente cada 4 segundos por parte del CND.

En todo caso y dado que en el Anexo CC.6 del Código de Redes de la Resolución CREG 025 de 1995, dice que (...) *La información intercambiada por el enlace debe cumplir con los requisitos técnicos del CND(...)* (...) *en cuanto a velocidad de refresco y precisión de los datos (...)*, entonces se ratifica la velocidad de cada 4 segundos y el grado de precisión así: (...) *El agente debe asegurar la correcta sincronización de la estampa de tiempo de las señales enviadas al centro de control y supervisión del CND; el error máximo permitido no podrá exceder +/- 200 ms (...)*.

En la propuesta se tiene la inclusión de nuevas variables para supervisión, además de las ya existentes, se incluye la corriente de fase, el voltaje-línea, estado de la función de control frecuencia, valores en las consignas de tensión, potencia reactiva, factor de potencia y los modos de control (tensión y frecuencia).

REGLAS TRANSITORIAS PARTICIPACIÓN FNCER EN MERCADO ELÉCTRICO DE CORTO PLAZO

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG 093-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 156

Lo anterior para realizar el seguimiento de las características nuevas que incluyen los parques eólicos y solares fotovoltaicos. Para la adecuada medición de estas variables, el CND definirá la metodología de los criterios de calidad y confiabilidad para las medidas de las variables análogas y digitales de acuerdo a estándares internacionales.

De otro lado, se recuerda que actualmente el CND establece el nivel de reactivos en cada generador para contribuir con el control de tensión de acuerdo a su curva de capacidad declarada. Así las cosas, dentro de las variables que tienen la etiqueta "consigna" que son asociadas al control de tensión, son las variables que son necesarias para realizar el seguimiento al control de tensión de cada generador y por lo cual se crea el numeral 3.3.1.1 en el Anexo CC.6.

Dentro de las posibilidades de supervisión, además de las usadas actualmente, se amplía a la posibilidad a utilizar protocolos de comunicación sobre la red pública de datos de internet.

Adicionalmente, con el fin de hacer los cálculos de reserva de potencia en el día a día y que el CND pueda prever eventos, se solicita la transmisión cada 5 minutos del porcentaje de la planta disponible para generación. Corresponde al porcentaje de las turbinas o arreglos de paneles solares fotovoltaicas que se encuentran en operación. El CND deberá firmar acuerdos de confidencialidad de esta información. Un ejemplo de la experiencia internacional en este aspecto es en el código de Alemania donde existe envío diario del pronóstico de la generación y se debe contar con capacidad de registro online de la capacidad de las plantas.

II.5.2.14 Modelos de control

Previos a la entrada en operación

El numeral 8.2 del Código de Conexión, contenido en el anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995 establece los requisitos técnicos que deben cumplir los generadores que se conecten al sistema en cuanto a temas como la puesta a tierra al neutro que debe tener el transformador, relés de frecuencia y ajustes de relés.

Adicional a lo anterior, para el caso de las plantas eólicas y solares conectadas al STN y STR se encuentra necesario contar con información antes de su entrada en operación, con el fin de realizar simulaciones que permitan identificar el impacto y las necesidades que pueden generarse en la operación del sistema cuando ingresen o también poder mitigar posibles problemas para su conexión.

Por lo anterior, en la propuesta se incluye que, seis meses antes de la entrada en operación de estas plantas, los agentes representantes deben entregar los modelos de control preliminares del generador y sus controles asociados para los estudios de simulación RMS por parte del CND.

REGLAS TRANSITORIAS PARTICIPACIÓN FNCER EN MERCADO ELÉCTRICO DE CORTO PLAZO

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG 093-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 157

Después de entrada en operación

Se propone adicionar un sub-numeral al numeral 2.2.1 del Código de Operación que contiene la información básica utilizada para los análisis de planeamiento operativo eléctrico.

En el numeral adicionado se incluye la obligación a los generadores eólicos y solares de entregar los modelos de simulación RMS detallados en la herramienta de simulación que utiliza el CND. Para que estos modelos cumplan con los requerimientos establecidos en la regulación vigente deben ser validados y parametrizables de acuerdo con los requerimientos técnicos definidos para el control de potencia activa y frecuencia y el control de tensión y potencia reactiva.

Con el fin de garantizar que los modelos cumplen con lo requerido, se establece que el CND defina una metodología de validación que debe ser aprobada por la CREG.

El objetivo de este numeral es contar con la versión definitiva de los modelos de simulación RMS que fueron entregados por los generadores eólicos y solares antes de su entrada en operación, como se exige a través del numeral 8.2.4. del Código de Conexión que fue incluido como parte de los ajustes propuestos con esta modificación transitoria. Se considera que estos modelos son fundamentales para llevar a cabo las tareas propias del planeamiento operativo y de la operación del sistema, y su ajuste y sintonización es indispensable para garantizar que los estudios eléctricos realizados por el CND den las señales adecuadas para mantener la seguridad y confiabilidad del SIN.

II.5.15 Procedimiento de entrada en operación

Dado que para la entrada en operación de las plantas eólicas y solares se requiere definir los pasos a seguir, se propone que el CNO, en un plazo de 30 días después de la entrada en vigencia de la resolución, defina mediante acuerdo la información, el procedimiento y los parámetros que deben cumplir estas plantas para que se puedan conectar al STN o al STR y, así, ser declaradas en operación comercial.

Además, se propone ratificar que no se permitirán conexiones en T de las plantas de generación eólicas o solares.

II.6 ANALISIS DE IMPACTOS

Con las reglas transitorias previstas en la propuesta se ha identificado que puede tener los siguientes impactos:

- i. **En agentes generadores.** Los agentes generadores que funcionan con fuentes no convencionales van a tener requisitos necesarios para conectarse al SIN y poder incorporarse a la matriz energética nacional.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG 093-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 158

- ii. **En el SIN.** Con los requisitos sugeridos se garantiza una operación segura, confiable y económica del sistema y garantizando el cumplimiento de los índices de calidad del sistema en cuanto niveles de tensión y frecuencia.

II.7 CONSULTA PUBLICA

Teniendo en cuenta los análisis adelantados en el presente capítulo de este documento se recomienda que el proyecto de resolución que acompañe a ésta propuesta, tenga los requisitos aquí expuestos y se publique para consulta de los agentes generadores y terceros interesados.

II.8 INDICADORES DE SEGUIMIENTO

Los indicadores de seguimiento de las reglas planteadas, son la participación de fuentes no convencionales en el sistema eléctrico colombiano a través del tiempo.

II.9 CONCLUSIONES

Las reglas actuales de conexión y operación contenidas en la Resolución CREG 025 de 1995 están diseñadas para plantas hidráulicas y térmicas.

Con la entrada de nuevas tecnologías y el auge que se está presentando en Colombia de plantas solares fotovoltaicas y eólicas, se encuentra conveniente diseñar requisitos técnicos de conexión y operación para permitir su integración de acuerdo a las características de las mismas.

Teniendo en cuenta lo anterior, se hizo una revisión de la regulación actual y se identificaron aspectos que debían ser definidos en la normativa para permitir la integración de este tipo de fuentes: aspectos relacionados con frecuencia, voltaje, potencia reactiva, entre otros.

De acuerdo a lo anterior y al estudio del CND y la experiencia internacional, se recomienda la alternativa 2 del numeral II.5.2 de este capítulo (aspectos a incluir en el código de conexión y operación) para que se aplique a las plantas solares fotovoltaicas y eólicas conectadas al STN y STR.

III. ASPECTOS OPERATIVOS Y COMERCIALES

En este capítulo se presentan los ajustes transitorios al Código de Conexión, Resolución CREG 025 de 1995, y al Código Comercial en los aspectos, Resolución CREG 024 de 1995, necesarios para la oferta y transacciones en la bolsa de energía, mercado de corto

REGLAS TRANSITORIAS PARTICIPACIÓN FNCER EN MERCADO ELÉCTRICO DE CORTO PLAZO

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG 093-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 159

plazo, de las plantas con generación variable tales como son los recursos eólicos y solares.

III.1 ANTECEDENTES

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, adoptó mediante las Resoluciones CREG-024 y 025 de 1995 y CREG 051 de 2009 el esquema de subastas diarias para el despacho eléctrico, el cual tiene las siguientes características:

- i. Los agentes generadores con plantas térmicas e hidráulicas con capacidad mayor o igual a 20 MW, informan diariamente para cada planta y/o unidad: i) la oferta de precios¹⁰, que corresponde a un precio para todas las horas del día, y ii) la disponibilidad a nivel horario. Las plantas con una capacidad menor a 20 MW declaran solamente la disponibilidad.
- ii. Los agentes generadores con plantas térmicas deben declarar trimestralmente los costos de arranque-parada.
- iii. El primer despacho que se hace es para atender las necesidades de regulación secundaria de frecuencia, la cual es atendida por lo general con plantas de generación hidráulicas.
- iv. El segundo despacho que se adelanta con la información reportada por los agentes y la demanda esperada, es el programa de despacho de energía mediante un proceso de optimización de 24 horas, donde se busca encontrar la solución más económica para atender la demanda del día, sujeto a las restricciones del sistema.
- v. En el día de operación, cuando existe eventos que afecten la atención de la demanda, por ejemplo, la salida de una planta o una línea, se hace un redespacho que permite actualizar el programa de despacho.
- vi. El precio de bolsa horario de energía se determina como el mayor precio de oferta de las plantas y/o unidades. Este proceso se lleva a cabo mediante el despacho ideal, el cual se realiza considerando los precios ofertados y los precios de arranque-parada de tal forma que se escoge la combinación de plantas que permite atender la demanda real al menor costo, sin considerar las restricciones del sistema.
- vii. Las diferencias entre el despacho programado y el ideal de las plantas y/o unidades generación se concilian mediante un proceso de reconciliación en donde se evalúan las desviaciones para definir las compensaciones (positivas o negativas).

¹⁰En la Res. 025 de 1995 se hablaba de ofertas de precio a nivel horario, lo cual se modificó con la Res. 026 de 2001 por un precio para las 24 horas.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG 093-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 160

- viii. Los precios de las ofertas los hacen los agentes teniendo en cuenta sus costos y la percepción de riesgo de los generadores.

El esquema tal como fue descrito anteriormente, resumido en la ilustración 1, viene operando desde el año 1995. El único cambio relevante se dio en el año 2009, donde se separaron las ofertas de las plantas térmicas en costos variables y costos de arranque-parada.

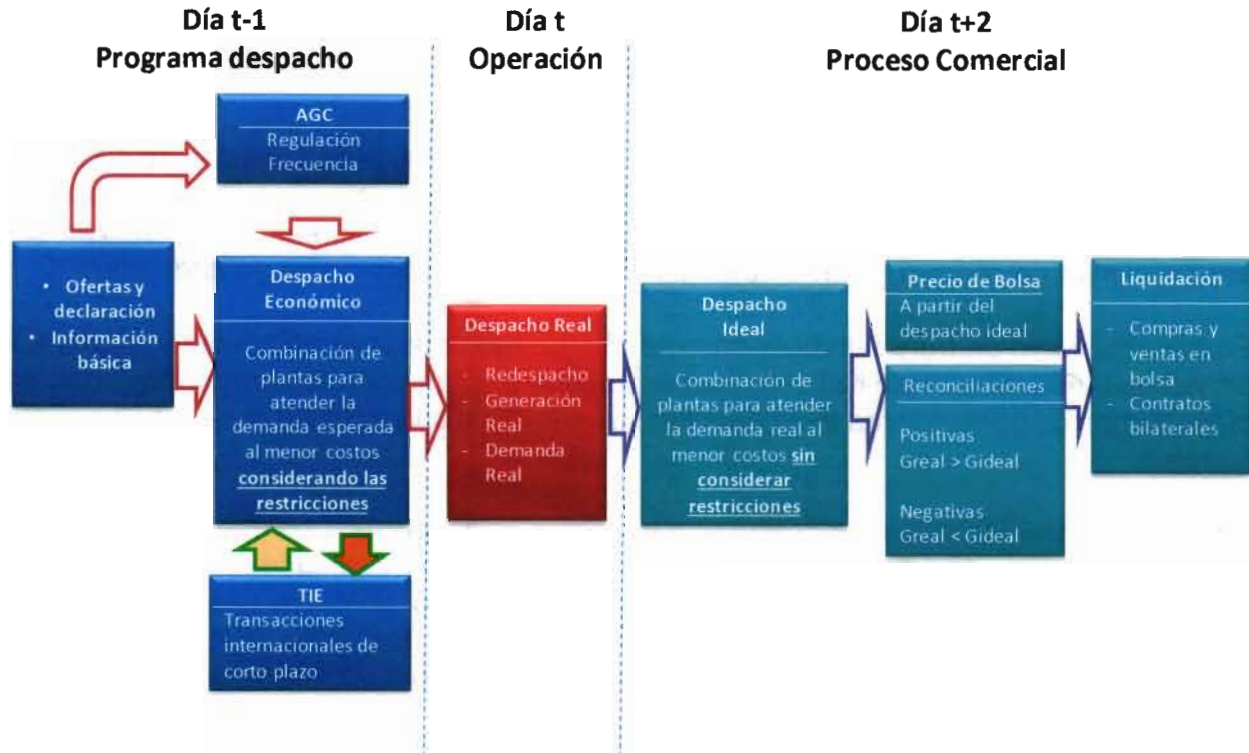


Ilustración 6: Esquema de mercado de energía de corto plazo

Teniendo en cuenta que el mercado descrito anteriormente, que en su momento fue referente para los mercados eléctricos en Latinoamérica, hoy en día con los nuevos desarrollos que existen para los mercados eléctricos requiere evolucionar, dado que conlleva a ciertas inflexibilidades que no permite: participación de nuevas tecnologías, participación de la demanda y coordinación con el sector gas. En ese sentido, la CREG mediante el Documento 004B de 2016 evaluó la problemática, encontrando que, de acuerdo con la experiencia internacional, la alternativa que podría subsanar los problemas señalados era migrar hacia un esquema de despacho vinculante junto con mercados intradiarios.

Este documento cuenta con nueve (9) secciones incluida esta de antecedentes. A continuación, se presenta de forma general el funcionamiento del mercado de corto plazo.

REGLAS TRANSITORIAS PARTICIPACIÓN FNCER EN MERCADO ELÉCTRICO DE CORTO PLAZO

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG 093-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 161

En la tercera y cuarta sección se procede con la definición del problema y objetivos, de acuerdo con los lineamientos de análisis de impacto normativo. En la quinta sección se presentan los ajustes a las reglas vigentes establecidas en las Resoluciones CREG 024 y 025 de 1995 y se presentan dos (2) alternativas para el tema de desviaciones que es una regla nueva para las fuentes no convencionales y en la sexta parte los impactos de las mismas. En la séptima sección se establece la conveniencia de poner en consulta la resolución que acompaña este documento. En la octava sección se presentan los indicadores de seguimiento de esta propuesta regulatoria y finalmente, en la última sección se concluye.

III.2 INFORMACIÓN GENERAL

El Mercado de Energía Mayorista (MEM) está conformado por un conjunto de sistemas de intercambio de información entre los generadores y los comercializadores que operan en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), que permite a estos agentes realizar sus transacciones de compra y venta de electricidad tanto de corto como de largo plazo.

En este mercado se transa toda la energía que se requiere para abastecer la demanda de los usuarios conectados al SIN, representados por los comercializadores, y que es ofertada por los generadores que conectan sus plantas o unidades de generación a dicho Sistema.

Son agentes del MEM los generadores y los comercializadores. Los generadores están obligados a participar en el MEM con todas sus plantas o unidades de generación conectadas al SIN y con capacidad mayor o igual a 20 MW, las cuales deben ser despachadas centralmente por el Centro Nacional de Despacho (CND). Todos los comercializadores que atiendan usuarios finales conectados al SIN están obligados a realizar sus transacciones de energía a través del MEM.

Las transacciones en el MEM se efectúan bajo estas modalidades: i) transacciones horarias en la bolsa de energía; ii) contratos bilaterales financieros de energía; y iii) subastas para la asignación de Obligaciones de Energía Firme, del Cargo por Confiabilidad.

Cualquier generador que ingrese a este mercado puede desarrollar la actividad de generación mediante su participación libre, en igualdad de condiciones, en cualquiera de estas transacciones o en todas ellas.

Este esquema operativo, así como las reglas de funcionamiento y participación han permanecido estables desde la entrada en operación del MEM, incorporando solamente las modificaciones necesarias para promover la competencia y la eficiencia en el mercado.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG 093-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 162

III.3 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

Siguiendo los lineamientos del análisis de impacto normativo, en esta sección se identifican las consecuencias y las causas del problema que se quiere resolver a través de la expedición de nueva regulación.

En el numeral 1 se hizo un recuento de la forma en que opera el mercado de corto plazo en donde se identifica que con las reglas actuales no es posible la participación de las nuevas tecnologías tanto en generación como en participación de la demanda. En ese sentido, la recomendación de la CREG es evolucionar hacia un un esquema de despacho vinculante junto con mercados intradiarios. Sin embargo, el tránsito del mercado actual al propuesto, que se encuentra dentro de la agenda de trabajo de la CREG, es un cambio estructural del mercado eléctrico de corto plazo, cuya implementación puede tomar varios años, dada la complejidad de la tarea.

El mercado de despacho vinculante junto con mercados intradiarios se requiere, entre otras razones, para facilitar la participación en el mercado eléctrico de corto plazo de las nuevas tecnologías que se espera tengan un desarrollo importante con la aplicación de los mecanismos de contratación de largo plazo propuesto por el Ministerio de Minas y Energía, Resolución MME-40791, y la construcción de la línea colectora de la Guajira, establecida en el Plan de Expansión de Transmisión de la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), lo que se tiene previsto para finales de 2022.

Sin embargo, en la actualidad existen desarrolladores de proyectos de generación con nuevas tecnologías interesados en entrar al sistema en el corto plazo, lo que se podría ver comprometido, dada la falta de reglas para dichas tecnologías.

Teniendo en cuenta la conveniencia de la participación en el mercado eléctrico de corto plazo de dichas tecnologías, es necesario establecer reglas transitorias de fácil implementación, partiendo de las reglas vigentes, que permitan la participación de las nuevas tecnologías y den señales hacia los nuevos mercados que se quieren implementar.

III.4 OBJETIVOS

Partiendo del diagnóstico identificado en la sección anterior, los objetivos que se persiguen son los siguientes:

Objetivo general: Ajustar la regulación para permitir la participación de las plantas de generación no convencionales en el mercado de energía mayorista.

Objetivo principal: Incorporar las reglas en los códigos de operación y comercial para la participación de las plantas de generación no convencionales en el mercado de energía mayorista.

REGLAS TRANSITORIAS PARTICIPACIÓN FNCER EN MERCADO ELÉCTRICO DE CORTO PLAZO

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG 093-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 163

Objetivo específico: Establecer las reglas para la operación diaria, oferta de los recursos y liquidación de las transacciones en el mercado de energía mayorista con participación de las plantas de generación no convencionales.

III.5 ALTERNATIVAS

Para hacer la identificación de los procesos que se deben ajustar para permitir la participación de las plantas de generación no convencionales en el mercado de energía mayorista, en la ilustración 2 se tienen identificados dichos procesos destacando con color aquellos que requieren ajustes.

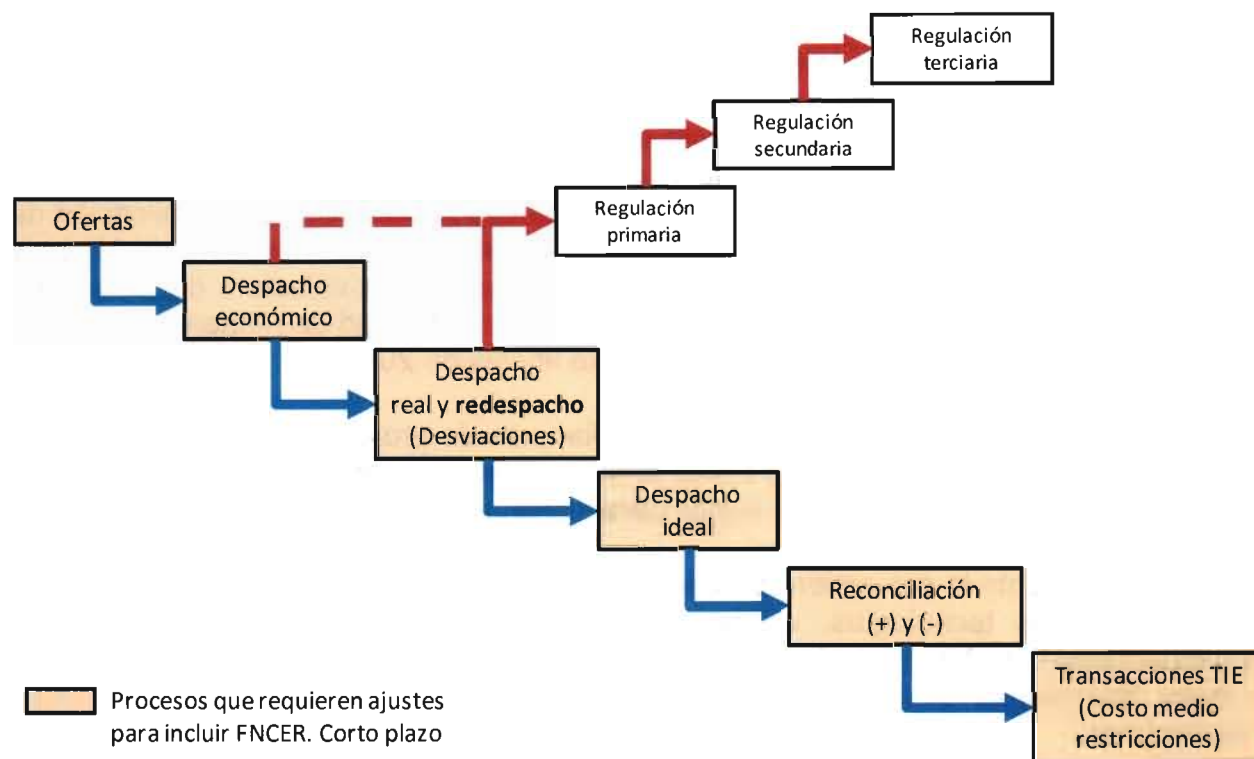


Ilustración 7: Procesos para el despacho y liquidación del mercado diario

III.5.1 ALTERNATIVA 1: MANTENER LA REGLAS VIGENTES

De mantenerse las reglas vigentes, las cuales están definidas en función de las plantas hidráulicas y térmicas, no se viabilizaría la participación de las fuentes no convencionales, dado que no se contarían con las reglas para que dichas tecnologías puedan hacer ofertas en el mercado diario o de corto plazo.

REGLAS TRANSITORIAS PARTICIPACIÓN FNCER EN MERCADO ELÉCTRICO DE CORTO PLAZO

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG 093-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 164

III.5.2 ALTERNATIVA 2: AJUSTAR LAS REGLAS VIGENTES

En los siguientes procesos el ajuste que se requieren para permitir la participación de las nuevas tecnologías se circunscriben a ampliar la regla vigente para las fuentes no convencionales, tal como se señala a continuación.

- i. **Ofertas.** El artículo 6 de la Resolución CREG 055 de 1994 establece las reglas para oferta de precios en la bolsa de energía para las plantas termoeléctricas e hidráulicas. Hay que incluir las reglas para las ofertas de fuentes no convencionales, las cuales deberán reflejar el costo oportunidad del momento de la oferta, teniendo en cuenta la operación económica del SIN.
- ii. **Despacho económico.** En el despacho económico que es el proceso mediante el cual se elabora el programa de despacho para los recursos del sistema del SIN, es necesario definir una regla para escoger los recursos a despachar cuando hay restricciones en el sistema y las plantas que no ofertan precio, tal como ocurre con las plantas no despachadas centralmente (PNDC). En ese sentido, se propone que se asigne la capacidad disponible en la red a prorrata de la capacidad de las plantas. En caso que la prorrata a una planta sea inferior al mínimo técnico declarado, dicha planta se retira y se vuelve a asignar la capacidad disponible en la red a prorrata entre las plantas restantes.
- iii. **Desviaciones.** Las desviaciones corresponden a la diferencia entre el programa de despacho y la generación real. En el caso de las fuentes no convencionales, eólica y solar, los pronósticos con la anticipación que se maneja en el mercado actual hacen que dicha tarea sea de alta incertidumbre. En ese sentido, se ha encontrado que se requiere desarrollar nuevas reglas que permitan mitigar dicha incertidumbre. En sección independiente se hará la propuesta sobre el tema.
- iv. **Despacho ideal.** El numeral 1.1.1 del anexo A de la Resolución CREG 024 de 1995, se establece la forma de determinar el despacho ideal indicando que para ello se considerarán los precios de oferta de los recursos de generación térmicos e hidráulicos y la disponibilidad comercial para atender la demanda real. En este procedimiento se requiere incluir las ofertas y disponibilidades de las fuentes no convencionales.
- v. **Reconciliaciones.** Las reconciliaciones son el mecanismo mediante el cual se concilian las diferencias entre la generación real y la generación ideal: la reconciliación positiva se da cuando la generación real es mayor que la generación ideal y la reconciliación negativa se da cuando la generación ideal es mayor que la generación real. Las reglas que definen la forma de remunerar las reconciliaciones positivas y negativas de plantas hidráulicas y térmicas se tienen en la Resolución CREG 034 de 2001, tal como se puede ver en la ilustración 3.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG 093-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 165


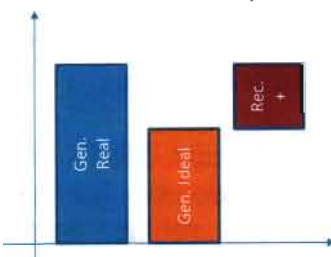
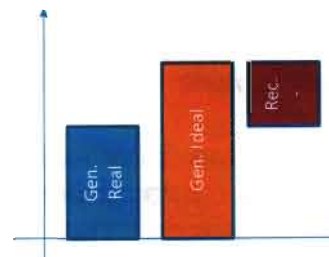

Tipo de planta	Reconciliación positiva	Reconciliación negativa
 <p>HYDROELECTRIC POWER PLANT</p>	 <p>Modificada por Resolución 036 de 2010</p>	 <p>Modificada por Resolución 176 de 2015</p>
 <p>NATURAL GAS POWER PLANT</p>	<p>Mínimo entre el precio oferta y el precio de bolsa.</p> <p>Mínimo entre el precio de oferta y los costos.</p> <p>Los costos se determinan con los precios de los combustibles, AOM y arranque-parada.</p>	<p>Precio de bolsa</p> <p>Precio de bolsa en condiciones normales.</p> <p>En condición crítica se remuneran con los costos.</p>

Ilustración 8: Reconciliación positiva y negativa

Dado que no se tiene reglas para el pago de la reconciliación de plantas con fuentes no convencionales (eólica y solar) se requiere incluirlas. Ahora, teniendo en cuenta que dichos recursos son renovables y no se transan en un mercado, se propone el valor de la reconciliación sea el costo de oportunidad que corresponde al precio de bolsa en el mercado eléctrico.

- vi. **Transacciones TIE.** En la determinación del costo de restricciones del enlace, anexo 4 de Resolución CREG 014 de 2004, se requiere conocer el promedio ponderado horario del precio de reconciliación positiva de acuerdo con los diferentes tipos de tecnología. Teniendo en cuenta que en la reconciliación positiva no se tienen incluidas las plantas con fuentes no convencionales, tal como se explicó anteriormente, se requiere incluir en esta parte del procedimiento, las fuentes no convencionales.

Proceso REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento CREG 093-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 166




III.5.2.1 Despacho económico, redespacho y desviaciones

El Código de Operación, Resolución CREG 025 de 1995, y el Código Comercial, Resolución CREG 024 de 1995, establecen las reglas para llevar a cabo el despacho económico, establece las causales para solicitar redespachos y el cálculo de los pagos de desviaciones del programa de generación, tal como se presenta en la ilustración 4.

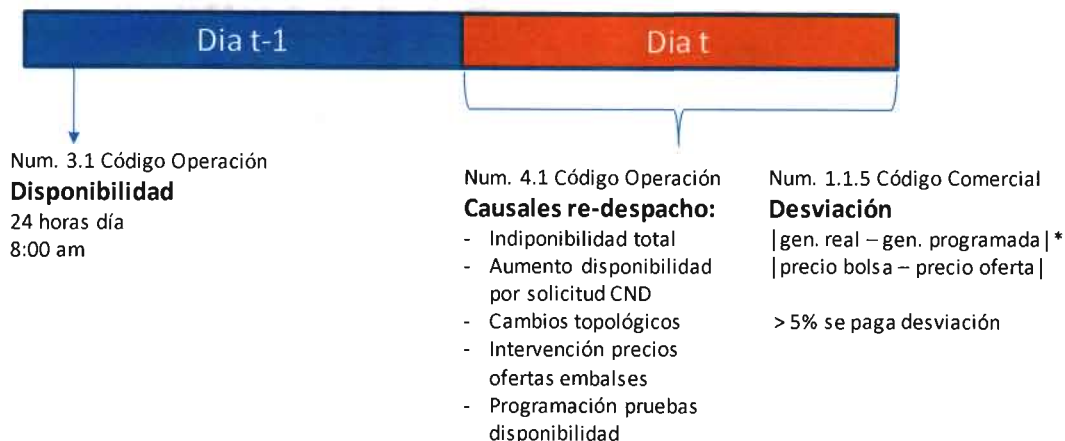


Ilustración 9: Disponibilidad, causales redespacho y desviación

Para hacer el despacho económico los agentes con recursos de generación con capacidad mayor o igual a 20 MW deben ofertar el precio y la disponibilidad para las veinticuatro (24) horas del día t, antes de las 8:00 am del día t-1. Es decir, se debe tener la capacidad de hacer pronósticos de disponibilidad con una anticipación de más de veinticuatro (24) horas.

El redespacho permite solicitar el ajuste del programa de generación de una planta por la pérdida de disponibilidad total, programación de pruebas o eventos externos al agente como cambios de topología del sistema y aumentos de disponibilidad por solicitud del operador. Cambios en la disponibilidad por variaciones en los recursos con los cuales se genera, no son causales de redespacho.

En el caso de las fuentes no convencionales, la problemática para participar en el mercado con las reglas señaladas se presenta por: i) baja información histórica de la operación, ii) limitada disponibilidad de datos meteorológicos, y iii) largo período de anticipación del pronóstico.

Las dificultades para los pronósticos se pueden evidenciar con los resultados del prototipo de pronósticos del CND¹¹, cuyas desviaciones de la energía diaria total entre las declaraciones de despacho y despacho se presentan en la ilustración 5, donde se tiene la distribución probabilística para una planta renovable no convencional en Colombia.

¹¹ Documento XM CND 2018-18, "Justificación propuesta transitoria integración de generación solar y eólica al STN y STR"
 REGLAS TRANSITORIAS PARTICIPACIÓN FNCER EN MERCADO ELÉCTRICO DE CORTO PLAZO

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG 093-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 167

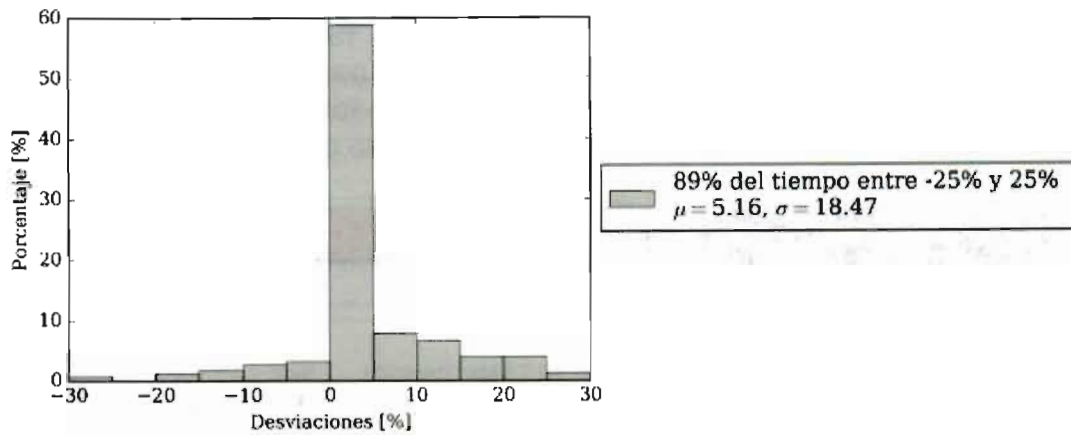


Ilustración 10: Distribución de probabilidad de las desviaciones entre pronósticos de despacho y despacho

La experiencia internacional muestra que la mejora en los pronósticos permite tener errores con porcentaje de un dígito (4% al 6%) para períodos de pronóstico cortos.

En el caso de España, los errores de predicción han ido disminuyendo con el paso del tiempo, tal como se puede ver en la siguiente ilustración¹², llegando a valores inferiores al 10%, aún para períodos horarios extensos.

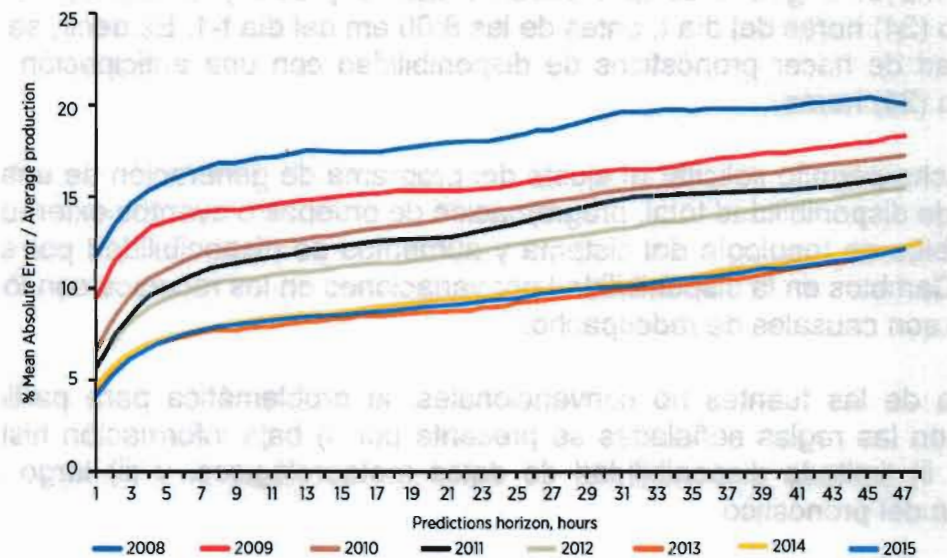


Ilustración 11: Error de predicción de plantas eólicas en España (IRENA, 2017, sobre datos de Red Eléctrica de España)

¹² Universidad Pontificia Comillas, “Estudio para la modernización del despacho y el mercado spot de energía eléctrica – despacho vinculante y mercados intradiarios”. Septiembre de 2018.
 REGLAS TRANSITORIAS PARTICIPACIÓN FNCR EN MERCADO ELÉCTRICO DE CORTO PLAZO

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG 093-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 168

Las anteriores causales conllevan a que se tenga una alta incertidumbre respecto de los pronósticos de generación, llevando a que los riesgos de asumir costos por desviaciones sean significativos. Lo que puede afectar la participación de las tecnologías con generación variable en el mercado eléctrico colombiano.

Para administrar las situaciones planteadas, en la sección siguiente se desarrolla la propuesta para el cobro de las desviaciones.

III.5.2.2 Propuesta para el cobro de las desviaciones

Teniendo en cuenta lo anterior, se propone una alternativa para flexibilizar la participación de las fuentes no convencionales en el mercado energía, buscando que se cumpla con los siguientes principios: i) dar los incentivos para realizar pronósticos de generación ajustados, lo que permitirá garantizar la seguridad y la eficiencia en la operación del sistema, ii) dar flexibilidad a los pronósticos de recursos variables sin regulación, y iii) dar las señales para migrar el mercado intradiario, que es el objetivo definido en el Documento CREG 004B de 2016.

En ese sentido, la alternativa tiene las siguientes características:

- Permitir que las plantas con generación variable puedan invocar como causal de redespacho el cambio de disponibilidad.
- La causal de redespacho por cambio de disponibilidad solamente se podrá invocar cuatro (4) veces al día.



Ilustración 12: Número de veces para invocar redespacho

- Mantener una evaluación de las desviaciones para aplicar las siguientes reglas:
 - o Se establece la desviación horaria como la relación de la diferencia absoluta del programa de despacho horario (incluido último redespacho) y la generación real horaria entre el programa de despacho horario (incluido último redespacho).

REGLAS TRANSITORIAS PARTICIPACIÓN FNCER EN MERCADO ELÉCTRICO DE CORTO PLAZO

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG 093-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 169

- Se compara porcentualmente la disponibilidad acumulada declarada para el despacho con la disponibilidad acumulada declarada para el redespacho. Dicho cálculo se denomina relación porcentual.

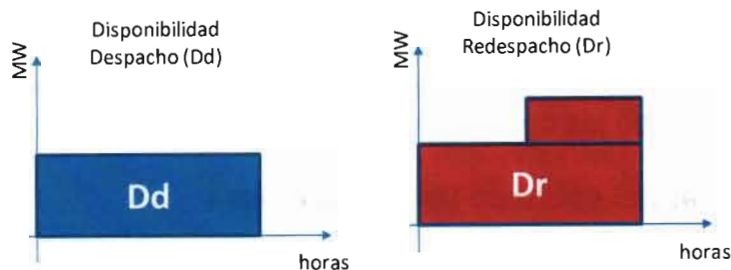


Ilustración 13: Disponibilidad acumulada despacho y redespacho

- Para establecer el nivel a partir del cual se cobra desviación horaria se aplica la siguiente función.

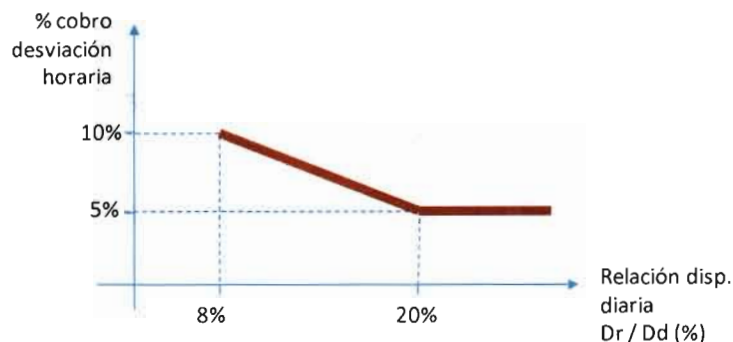


Ilustración 14: Función para el cobro de desviaciones

Lo que indica la función es que, si la relación porcentual entre la disponibilidad del redespacho y la disponibilidad declarada es menor al 8%, no se cobrará desviación. Si la relación porcentual es 8%, se cobra por desviaciones a partir de que dicho valor sea igual o mayor al 10%. Si la relación porcentual es igual o mayor del 20%, se cobra por desviaciones a partir de que dicho valor sea igual o mayor del 5%. Cuando la relación porcentual está entre 8% y 20% se aplica el valor porcentual que salga de aplicar la función lineal que se presenta en la ilustración.

Esta alternativa tiene las siguientes ventajas:

- Mantiene el incentivo de realizar pronósticos de generación ajustados, lo que permite garantizar la seguridad y la eficiencia en la operación del sistema.
- Da flexibilidad a los pronósticos de recursos variables sin regulación.

REGLAS TRANSITORIAS PARTICIPACIÓN FNCR EN MERCADO ELÉCTRICO DE CORTO PLAZO

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG 093-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 170

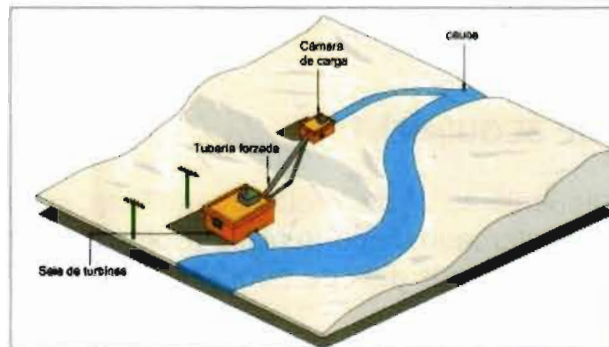
- Da las señales para la migración al mercado intradiario.

III.5.2.3 Plantas filo de agua

En la regulación actual se tiene la categoría de plantas filo agua, Resolución CREG 152 de 2011, que son despachadas centralmente pero no tienen capacidad de regulación.

Teniendo en cuenta que dichas plantas tienen el problema de incertidumbre en los pronósticos, a dichas plantas se les dio las siguientes alternativas:

- Efectuar ofertas de precios y disponibilidad en la misma forma, tiempo y modo que los demás agentes generadores del SIN.
- No presentar ofertas de precio para el despacho centralizado, en cuyo caso solo deberán suministrar diariamente, antes de la hora de cierre de las ofertas para despacho, el programa horario de generación para el día siguiente, sin que sean objeto de pago por desviaciones al programa de despacho. Adicionalmente, en el despacho ideal, la generación de tales plantas y la disponibilidad comercial, se considerarán igual a su generación real.



ESQUEMA DE UNA CENTRAL A FILO DE AGUA

Ilustración 15: Planta filo de agua

Considerando la regulación anterior, en el SIN se acogieron 575 MW correspondientes a la sumatoria de las capacidades de: Carlos Lleras, Cucuana, Esmeralda, San Francisco, San Miguel, Darío Valencia y Amoyá.

Sin embargo, dicha regla no cumple con los principios señalados en el último párrafo del numeral 5.1. Por lo tanto, se recomienda migrar estas plantas hacia la alternativa planteada en el numerales 5.1.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG 093-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 171

III.6 ANÁLISIS DE IMPACTOS

Con las reglas transitorias previstas en la propuesta se ha identificado que puede tener los siguientes impactos:

- iii. **En el mercado.** Se podrá contar desde ya con la participación de fuentes no convencionales en el mercado de corto plazo, incrementando la posibilidad de contar con nuevos agentes y fuentes de energía, lo que conlleva a la diversificación de la matriz energética con recursos de generación con baja emisión de CO₂ y una formación de precios en la bolsa con mayor competencia.
- iv. **En agentes generadores.** Los agentes generadores van a tener procedimientos necesarios para participar en el mercado de corto plazo (bolsa de energía). Lo que, sumado a las posibilidades de participar en los mercados de contratos y cargo por confiabilidad, les dará todas las posibilidades para definir el portafolio de alternativas para transar la energía y viabilizar las plantas con fuentes no convencionales.

III.7 CONSULTA PÚBLICA

Teniendo en cuenta los análisis adelantados en el presente documento se recomienda que el proyecto de resolución que acompañe a esta propuesta, se publique para consulta de los agentes generadores y terceros interesados.

III.8 ÍNDICADORES DE SEGUIMIENTO

Los indicadores de seguimiento de las reglas planteadas, son la participación de fuentes no convencionales en el mercado de corto plazo (Bolsa de Energía) y que se encuentran registradas en las bases de datos del operador (XM S.A. E.S.P.).

III.9 CONCLUSIONES

Las reglas actuales del mercado de corto plazo, definidas en las Resoluciones CREG 024 y 025 de 1995, están escritas para la participación de las tecnologías que se tenían en la fecha de expedición, siendo ellas las plantas hidráulicas y las plantas térmicas. Sin embargo, con el desarrollo de las nuevas tecnologías de generación con fuentes no convencionales se ha encontrado conveniente permitir la participación de dichas tecnologías para lo cual se deben adaptar las reglas actuales, en forma transitoria, para permitir la participación de los desarrollos que se vienen adelantando mientras se hacen los ajustes estructurales planteados en el Documento CREG 004B de 2016: despacho vinculante y mercado intradiario, los cuales están planteados para estar listos cuando entren en forma intensiva con la construcción de la línea colectora de la guajira.

REGLAS TRANSITORIAS PARTICIPACIÓN FNCER EN MERCADO ELÉCTRICO DE CORTO PLAZO

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG 093-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 172

Teniendo en cuenta lo anterior, se hizo una revisión de las reglas vigentes a modificar para permitir la participación de las nuevas tecnologías con fuentes no convencionales, encontrándose necesario hacer ajustes a los siguientes procesos: oferta, despacho económico, despacho ideal, reconciliaciones y transacciones TIE, los cuales se adaptaron para incluir las fuentes no convencionales.

En lo que respecta a las desviaciones, diferencia entre el programa de despacho y la generación real. En el caso de las fuentes no convencionales, eólica y solar, los pronósticos con la anticipación que se maneja en el mercado actual, la baja información histórica de operación y la limitada disponibilidad de datos meteorológicos hacen que dicha tarea tenga incertidumbre. En ese sentido, la alternativa permite dar flexibilidad a los pronósticos, manteniendo el incentivo a que se realicen con las mejores prácticas y herramientas, lo que permitirá garantizar la seguridad, confiabilidad y eficiencia en la operación del sistema.

Finalmente, se recomienda que la alternativa planteada se aplique a las plantas filo de agua que tienen una situación parecida a las fuentes no convencionales.

REGLAS TRANSITORIAS PARTICIPACIÓN FNCER EN MERCADO ELÉCTRICO DE CORTO PLAZO

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG 093-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 173