



JUSTIFICACIÓN PROPUESTA TRANSITORIA INTEGRACIÓN DE GENERACIÓN SOLAR Y EÓLICA AL STN Y STR

Gerencia Centro Nacional de Despacho

Documento XM CND 2018 - 18

Julio 2018



1. Contenido

1. JUSTIFICACIÓN REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA CONEXIÓN DE GENERACIÓN EÓLICA Y SOLAR AL STN y STR	4
1.1 Rangos de operación en frecuencia	4
1.2 Potencia activa - control de frecuencia	5
1.3 Respuesta rápida de frecuencia	5
1.4 Requerimiento de rampas operativas de entrada y salida	6
1.5 Control de tensión	6
1.6 Capacidad de potencia reactiva	7
1.7 Comportamiento ante fallas	8
1.8 Control rápido de corriente reactiva	11
1.9 Supervisión, Control y Comunicaciones	13
1.9.1 Propuesta señales mínimas a supervisar	14
1.9.2 Propuesta requerimientos de supervisión de variables meteorológicas	14
1.9.3 Requerimientos de control	15
1.9.4 Requerimientos calidad y disponibilidad	16
1.10 Protecciones	16
2. REQUERIMIENTOS OPERATIVOS	19
2.1 Pronósticos de generación	19
2.1.1 Pronósticos de corto plazo	21
2.1.2 Pronósticos de despacho	22
2.1.3 Pronósticos de redespacho	23
2.2 Series históricas para el planeamiento operativo energético de fuentes no síncronas	23
2.3 Coordinación de Mantenimientos	24
2.4 Despacho	24
2.4.1 Oferta de precios y declaración de disponibilidad	24
2.4.2 Rampas de aumento y disminución para unidades de generación	26
2.5 Redespacho	26
2.5.1 Causales de redespacho	26
2.5.2 Reservas	27
2.5.3 Recepción y envío de la información para el proceso de redespacho	27
2.5.4 Desviaciones	27



2.6	Requerimientos de información	28
2.6.1	Modelos de simulación eléctrica	28
2.7	Pruebas	29
	BIBLIOGRAFÍA	30



1. JUSTIFICACIÓN REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA CONEXIÓN DE GENERACIÓN EÓLICA Y SOLAR AL STN y STR

El Código de Red actual, la Resolución 025 1995, fue diseñado para sistemas que operan con generación sincrónica, los cuales proporcionan tradicionalmente estabilidad al sistema eléctrico de potencia mediante control de tensión, frecuencia, aporte de inercia, capacidad de operar continuamente y de recuperarse ante perturbaciones en el SIN. Teniendo en cuenta que en el sistema eléctrico colombiano se prevé la conexión en el corto plazo de fuentes no síncronas, cuyas características técnicas y operativas se deben integrar de forma eficiente a la operación del sistema, es necesario establecer unos requerimientos mínimos para la conexión de generación eólica y solar al STN y STR, de tal forma que se preserve la operación segura y confiable del SIN.

En este documento se proponen los requerimientos mínimos técnicos necesarios para la conexión de generación eólica y solar al STN y STR. Se presenta la justificación técnica de cada uno de los requisitos de conexión de estas plantas, describiendo su aporte a la seguridad, y confiabilidad del sistema. Adicionalmente, se comparan los requisitos de conexión necesarios para el sistema colombiano con estándares internacionales.

La generación eólica y solar, por sus características variabilidad e incertidumbre, implica cambios en los procesos de planeación y operación del SIN para poder predecir su producción de potencia y mantener el balance entre la carga y la generación, por lo cual se hace necesaria una modificación de estos procesos, así como la definición de nuevas actividades como el pronóstico de generación y carga para el despacho operativo en tiempo real. En este documento se proponen y justifican la modificación de los procesos de planeación y operación con el fin de operar el sistema eléctrico colombiano de forma segura, confiable y económica.

1.1 Rangos de operación en frecuencia

Se mantienen los rangos de frecuencia establecidos en la regulación vigente, 57.5 - 63 Hz. En la Tabla 1, se muestra una comparación de los rangos de frecuencia de otros sistemas y los rangos factibles de operación de acuerdo con la información suministrada por fabricantes.

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

Tabla 1 .Comparación rangos de frecuencia para diferentes sistemas



1.2 Potencia activa - control de frecuencia

Todos los sistemas eléctricos de potencia deben contar con esquemas de regulación de frecuencia que permitan mantener en la operación en tiempo real el balance carga – generación. En la medida que la capacidad instalada de generación variable aumente, la capacidad del sistema para manejar variaciones en la frecuencia puede disminuir. Este fenómeno ha sido ampliamente analizado y reportado a nivel mundial, como una de las causas de eventos que afectan la seguridad y flexibilidad de sistemas de potencia con integración de fuentes variables.

En particular, para el caso colombiano, se ha evidenciado que ante el incremento de generación variable y en caso de no contar con un servicio suficiente de regulación primaria de frecuencia, se puede llegar a condiciones de actuación del EDAC, ante eventos que son cubiertos actualmente y que son de alta probabilidad de ocurrencia.

Se propone que las plantas eólicas y solares tengan un control de frecuencia que les permita participar en la regulación primaria de frecuencia de acuerdo con los requerimientos del SIN. Inicialmente, y de forma transitoria, se propone que las plantas solares y eólicas aporten a la regulación primaria solo para eventos de sobre frecuencia. Sin embargo, a medida que ingresen más fuentes variables al sistema se prevé que se va a requerir también de la participación de la plantas eólicas y solares en la regulación primaria para eventos de sub-frecuencia, ya sea como requisitos de obligatorio cumplimiento o mediante herramientas de mercado.

En la Tabla 2, se compara el requisito propuesto con los requisitos de otros sistemas.

Sistema	Frecuencia mínima (Hz)
Colombia	Todos los generadores solares y eólicos conectados al STN y STR deben proveer control de potencia activa/frecuencia y deben responder a las condiciones de sobre frecuencia con una banda muerta de ± 30 mHz, estatismo de 2-4 %, con respuesta inicial de 2 segundos y tiempo de establecimiento de 15 segundos,
CAISO	Todos los generadores solares y eólicos existentes deben de cumplir con los requisitos de operación ante alta y baja frecuencia del WECC (Norma NERC PRC-024-1) y deben responder a las condiciones de sobre frecuencia (Un 5% de cambio en la frecuencia debe producir un cambio del 100% en la producción de la planta)
REE	La instalación de generación deberá disponer de los equipos necesarios que le permitan realizar regulación potencia-frecuencia, es decir, estará capacitada para producir incrementos o decrementos de potencia activa.
UTE	La instalación de generación deberá disponer de los equipos necesarios que le permitan realizar regulación potencia-frecuencia, es decir, estará capacitada para producir incrementos o decrementos de potencia activa.

Tabla 2. Comparación control de frecuencia para diferentes sistemas

1.3 Respuesta rápida de frecuencia

Se propone que las plantas eólicas, conectadas al STN y STR, cuenten con la funcionalidad de respuesta rápida de frecuencia a través de la modulación transitoria de la potencia de salida, cumpliendo con los siguientes requisitos:



- La funcionalidad debe activarse cuando la frecuencia alcance un valor igual o inferior a 59.85 Hz, contribuyendo con un aporte en potencia proporcional a la caída de frecuencia en razón a 12% de la potencia nominal de la planta de generación por cada Hertz. Este aporte deberá ser retirado automáticamente del sistema si la frecuencia entra al rango definido por la banda muerta del control frecuencia/potencia, que corresponde a +/- 30 mHz. En caso de que al cabo de 8 segundos la frecuencia no haya regresado al rango mencionado anteriormente se puede retirar el aporte adicional de potencia activa.
- El aporte adicional de potencia activa debe ser limitado a 10% de la potencia nominal del generador.
- Ante desviaciones de frecuencia mayores a 0.15 Hz y menores o iguales a 0.83 Hz (Desviación correspondiente a un aporte del 10% de la potencia nominal) con respecto a la frecuencia nominal el generador deberá alcanzar el aporte adicional en un tiempo igual o menor a 2 segundos contabilizados a partir de que se supere el umbral de activación de la funcionalidad. Esta característica deberá ser probada en las pruebas de puesta en servicio y notificada al CND.
- La función de respuesta rápida de frecuencia debe cumplir con los requisitos establecidos anteriormente mientras el generador opere al menos al 25% de su potencia nominal, de lo contrario, se debe reportar el valor de contribución y los tiempos de respuesta para valores de potencia inferiores al 25% de la potencia nominal de la planta de generación.

Esta funcionalidad se encuentra en los códigos de Brasil, Canadá e Irlanda. En el caso colombiano el requerimiento y su parametrización deriva de los resultados de estudios técnicos de estabilidad de frecuencia donde se identifica la necesidad de implementar esta funcionalidad, la cual permitirá mantener los mismos valores del nadir de frecuencia actuales, para ciertos escenarios operativos y eventos esperados, teniendo en cuenta los niveles de penetración de generación con FERNC con concepto de conexión aprobado por la UPME para el año 2023.

1.4 Requerimiento de rampas operativas de entrada y salida

La generación basada en inversores tiene la posibilidad de realizar cambios muy rápidos en el valor de su producción. Los cambios simultáneos a gran velocidad en el aumento o disminución de los valores de producción de las plantas de generación eólica y solar pueden excitar oscilaciones y ocasionar posibles excursiones de la frecuencia fuera de la banda operativa normal. Para limitar grandes variaciones de generación se deben definir rampas operativas de entrada y de salida de la generación que se conecte al SIN, siempre y cuando el recurso primario esté disponible.

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

1.5 Control de tensión

El control de tensión es esencial para mantener la estabilidad del sistema de potencia y permitir la transferencia de potencia activa en el sistema de transmisión nacional y en los sistemas de transmisión



regionales. Actualmente, la Resolución CREG 025 de 1995 en el Código de Conexión en numeral 13.1 exige que los generadores provean control de tensión, no obstante, es necesario establecer los requerimientos mínimos de desempeño y de conexión necesarios de las unidades de generación eólicas y solares para una operación segura, confiable y económica. De este modo, se debe buscar que estos recursos de generación puedan entregar y absorber potencia reactiva, de forma que efectivamente ayuden a controlar la tensión.

Este requisito se encuentra en todos los códigos de conexión de plantas eólicas y solares a nivel mundial. En la Tabla 3, se compara el requisito propuesto con los requisitos de otros sistemas relevantes.

Sistema	Frecuencia mínima (Hz)
Colombia	El regulador de tensión para las plantas eólicas y solares deberá contar con los siguientes modos de control: tensión, potencia reactiva y factor de potencia. Deberá disponer de un estatismo configurable para limitar la interacción inestable con otros recursos conectados al mismo punto de conexión o en sub-estaciones cercanas. El control debe tener la capacidad de recibir al menos una consigna de potencia reactiva, de tensión o factor de potencia activa de forma local o remota. Adicionalmente, debe tener un tiempo de respuesta inicial menor a 2 segundos y un tiempo de establecimiento menor a 10 segundos.
CAISO	El modo de control opera normalmente en control de tensión. Debe regular tensión en el punto de conexión en condiciones de estado estable y bajo eventos. Adicionalmente, las consignas son programadas usando un sistema de control automático de tensión.
NEM Australia	Modos de control: tensión, potencia reactiva y factor de potencia. Tiempo de establecimiento menor a 5 segundos para un cambio mínimo del 5 % en la tensión.

Tabla 3. Comparación control de tensión para diferentes sistemas

1.6 Capacidad de potencia reactiva

Actualmente, la Resolución CREG 025 de 1995 en el Código de Conexión en numeral 13.1 exige que los generadores provean control de tensión y potencia reactiva; la misma resolución en el Código de Operación en el numeral 5.7 establece que todas las plantas del SIN están obligadas a participar en el control de tensión, por medio de la generación o absorción de potencia reactiva de acuerdo con la curva de capacidad declarada en los formatos de capacidad. Sin embargo, dado que la curva de capacidad para las plantas solares y eólicas está asociada a un control parametrizable del inversor, es necesario establecer los requerimientos mínimos de la curva de capacidad para una operación segura, confiable y económica. En la Figura 1, se compara la curva de capacidad de potencia reactiva propuesta con la de otros sistemas.

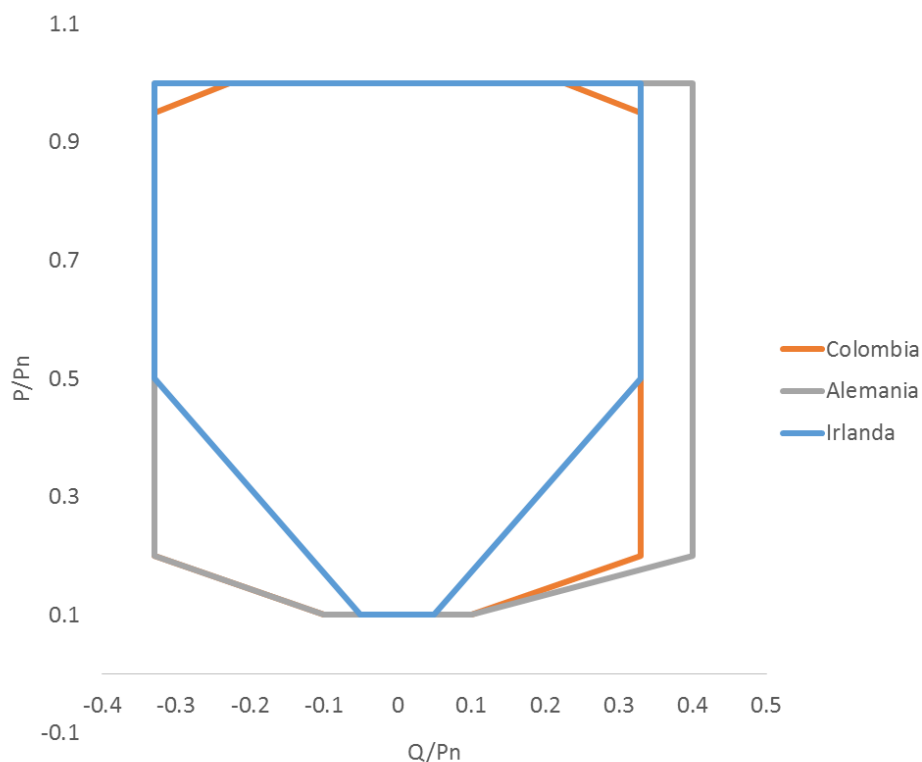


Figura 1. Comparación de curvas de potencia reactiva para diferentes sistemas

1.7 Comportamiento ante fallas

Para una operación segura, confiable y económica del SIN, es fundamental que la generación eólica y solar permanezca conectada durante y después de eventos que perturben el estado estacionario del sistema de potencia. Por tanto, se evidencian riesgos en la operación del SIN en caso de no establecer requerimientos mínimos para el desempeño de los recursos de generación eólicos y solares ante perturbaciones. Esto podría ocasionar la pérdida simultánea de grandes bloques de generación dentro de una misma zona (en caso de que las fuentes de generación estén sometidas a la misma desviación en la tensión), poniendo en riesgo la estabilidad del sistema. Por este motivo se propone la curva de la Figura 2, como requerimiento de comportamiento ante fallas para las plantas eólicas y solares.

Los valores establecidos en el eje vertical de la Figura 2, corresponden al valor RMS de la tensión de línea – línea en el punto de conexión de las plantas. Los valores del eje horizontal corresponden al tiempo mínimo para el cuál no se permite la desconexión de las plantas, de acuerdo con los niveles de tensión del eje vertical.

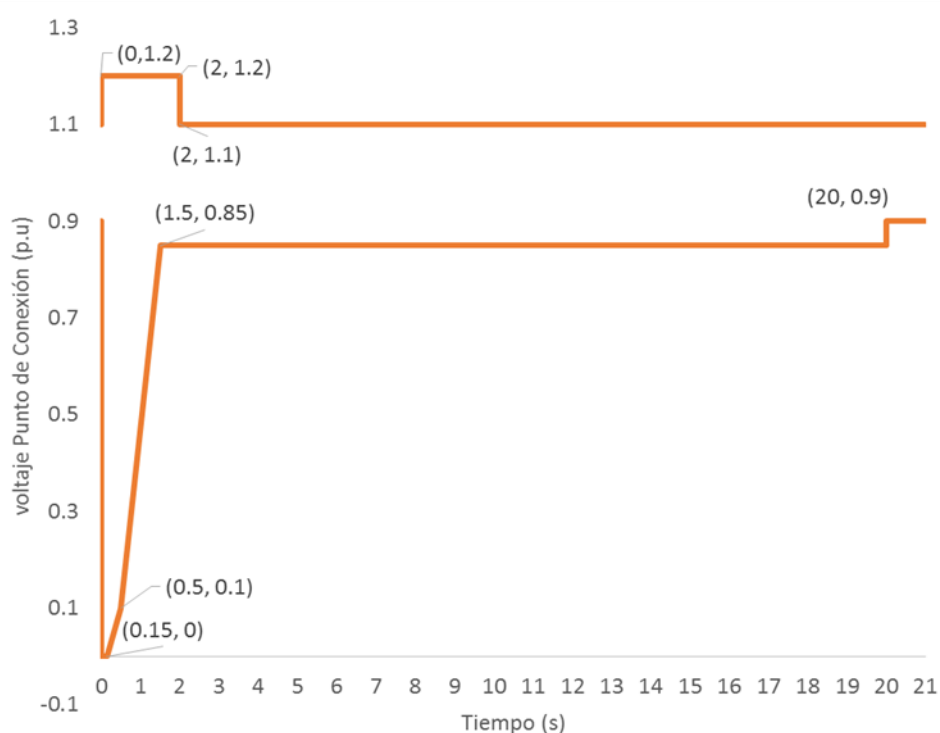


Figura 2. Característica de LVRT y HVRT - Fuentes no síncronas

Los límites establecidos en la Figura 2 para huecos de tensión se identificaron mediante análisis de simulaciones dinámicas en el SIN. Los estudios dinámicos consistieron en simulaciones de corto circuitos trifásicos a tierra, al 0% y al 100% de la longitud de las líneas de transmisión del STN y STR, en el modelo eléctrico del sistema interconectado nacional. Para las simulaciones se asumió la topología esperada de la red según el Plan de Expansión de la UPME 2016 -2030. Se consideraron tiempos típicos de despeje de la falla mediante actuación de la protección principal (150 ms) y de la protección de respaldo (500 ms). La variable monitoreada en las subestaciones del SIN durante las simulaciones dinámicas fue la tensión fase – fase. Una vez realizadas las simulaciones dinámicas se propuso la característica de LVRT de la Figura 2, la cual corresponde a la envolvente de las tensiones en las barras del SIN ante los diferentes eventos simulados.

En la Figura 3, se muestra en naranja la curva envolvente de LVRT que deben de cumplir en el punto de conexión las plantas solares y eólicas. Como se observa en esta misma figura, el comportamiento de la tensión de todos los eventos simulados está contenida en esta envolvente.

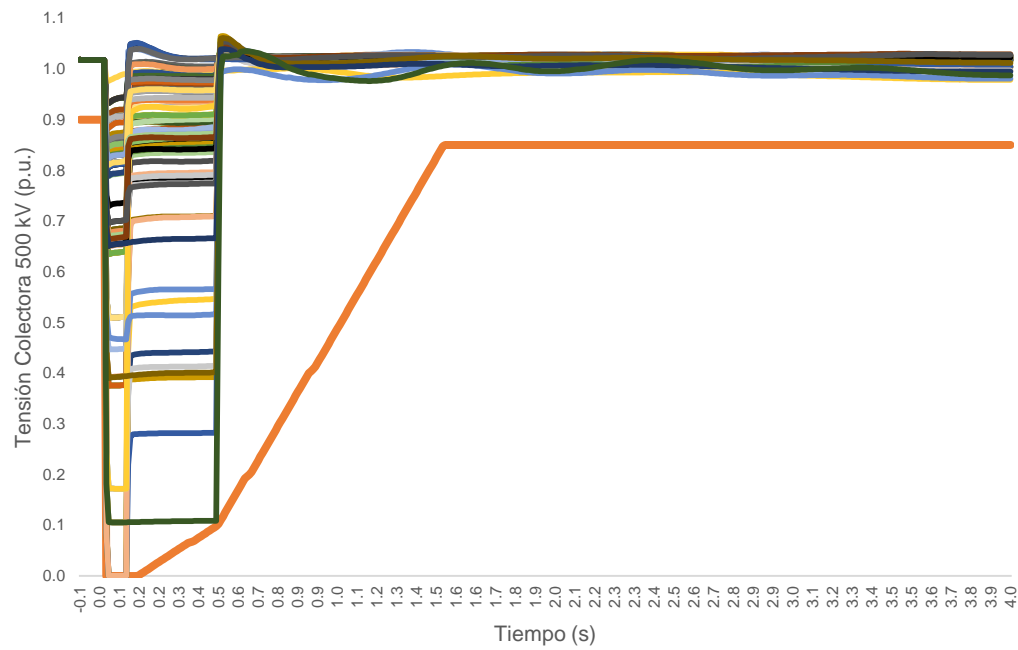


Figura 3. Simulaciones dinámicas para determinar el comportamiento ante huecos de tensión de las plantas eólicas y solares

Adicionalmente, se revisaron los requerimientos de otros sistemas, ver la Figura 4, para verificar que la propuesta específica para del SIN se enmarcará dentro de los estándares internacionales.

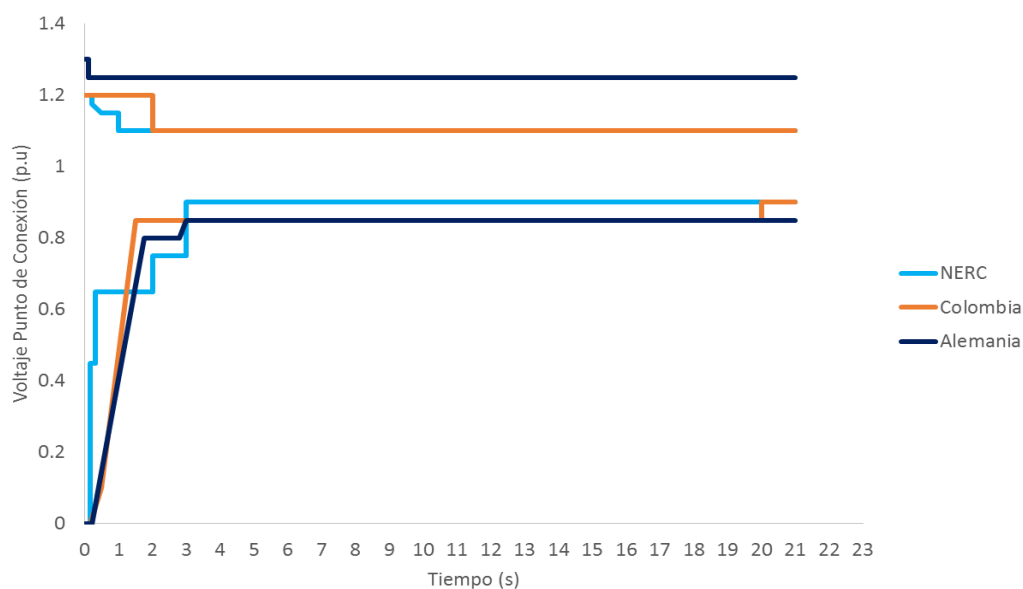


Figura 4. Comparación comportamiento ante huecos de tensión de varios sistemas

1.8 Control rápido de corriente reactiva

Ante eventos de tensión en el sistema, un soporte inadecuado de corriente reactiva reduce la probabilidad de una recuperación exitosa. Por otra parte, un soporte de corriente reactiva adecuado previene la propagación de los huecos de tensión a lo largo del sistema y reduce el riesgo de tener inestabilidad o desconexión de grandes bloques de generación de forma simultánea.

La manera más efectiva de proporcionar un soporte dinámico de tensión durante fallas, y del mismo modo evitar la desconexión no deseada de unidades de generación, es que estas provean corriente reactiva suficiente para ayudar a la recuperación de la tensión.

Por tal motivo, se propone que, ante desviaciones de tensión que excedan los límites operativos de la tensión nominal, las plantas eólicas y solares conectadas al STN y STR entreguen en el punto de conexión corriente reactiva de acuerdo con la característica de la Figura 5 y los siguientes criterios:

- Se debe alcanzar un 90% del valor final esperado de la corriente reactiva, de acuerdo con la característica de la Figura 5 en menos de 50 ms, con una tolerancia 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 (ver Figura 5) de cada unidad de generación debe ser ajustable con valores entre 0 y 10.
- El aporte de potencia reactiva adicional se limitará al 100% de la corriente nominal del generador.
- 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 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, para lo cual se debe tener en cuenta una k parametrizable entre 0 y 10 en la unidad de generación y el valor máximo declarado para el generador.

- La banda muerta corresponde al rango de operación normal de la tensión nominal del punto de conexión (0.9-1.1 p.u).
- El aporte de potencia reactiva adicional se debe mantener siempre que la tensión esté fuera del rango normal de operación.
- Se debe mantener un aporte de potencia reactiva por 500 ms después de que la tensión entre a la banda muerta manteniendo un aporte adicional proporcional a la desviación de la tensión con respecto al valor de referencia (1 p.u).

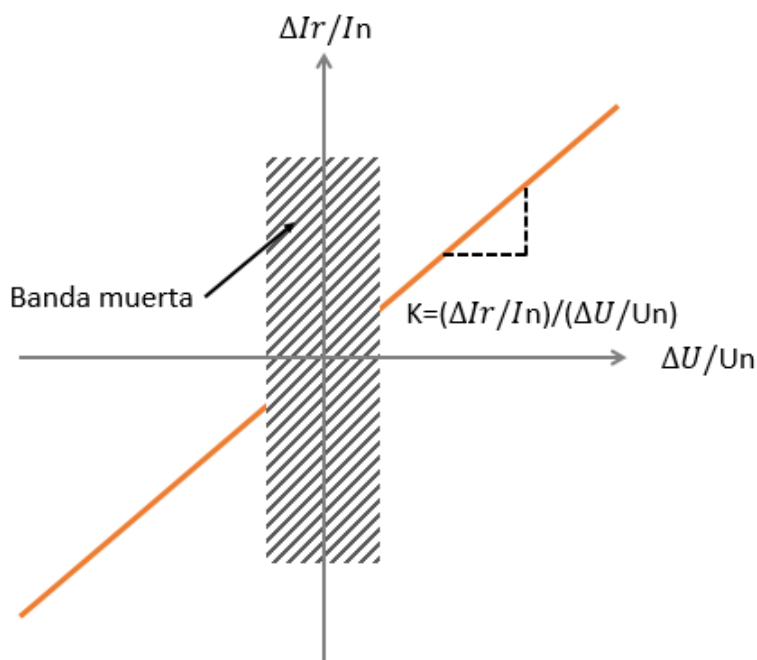


Figura 5. Característica de aporte adicional de corriente reactiva en el punto de conexión

Para identificar la necesidad de este requerimiento se realizaron estudios dinámicos en los cuales se simularon corto circuitos en diferentes puntos de la red y se comparó el resultado con y sin aporte adicional de corriente reactiva de las fuentes eólicas y solares. Los resultados se muestran en la Figura 6. De los resultados de las simulaciones dinámicas se observa que, al contar con un aporte adicional de corriente reactiva por parte de las plantas solares y eólicas, el tiempo de recuperación de la tensión a los valores normales es menor (curva azul). Sin la opción de aporte adicional de corriente reactiva (curva amarilla), aumenta el riesgo de que las fuentes no síncronas se desconecten al no estar dentro de la curva LVRT (curva naranja).

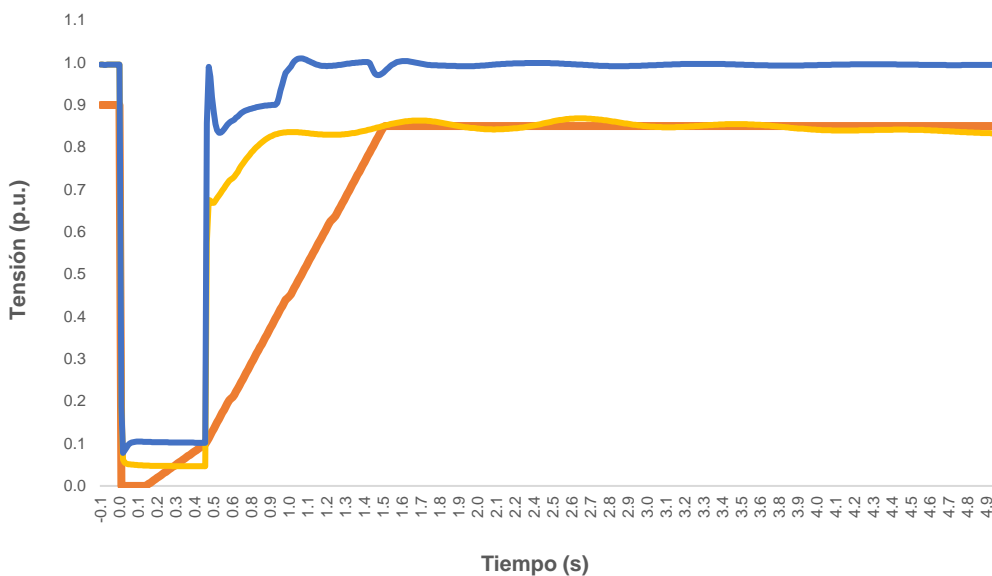


Figura 6. Sensibilidad a la inyección de corriente reactiva adicional

1.9 Supervisión, Control y Comunicaciones

Debido a las características del sistema eléctrico colombiano y teniendo en cuenta el incremento esperado de fuentes de generación variable en el SIN (1.4 GW instalados actualmente y se espera a 2023 llegar a 3.5 GW de acuerdo con los conceptos de conexión aprobados por la UPME), es necesario definir los criterios mínimos de supervisión y control para garantizar la seguridad y economía en la operación del sistema.

La supervisión de la generación conectada al SIN es uno de los mecanismos para manejar la variabilidad de los recursos, dando conciencia situacional al operador y siendo insumo para la predicción producción de generación. En la propuesta se busca actualizar los requisitos de supervisión de la generación eólica y solar, de tal forma que se incluyan las necesidades que no son cubiertas por la normatividad vigente y que den al CND las herramientas necesarias para operar el SIN de una forma confiable y segura.

Las condiciones mínimas de supervisión que se proponen son:

- Las plantas eólicas y solares deben contar con supervisión, la cual se podrá realizar desde el CND de manera directa por medio de unidades terminales remotas (RTU), de manera indirecta utilizando los protocolos de comunicación entre centros de control vigentes al momento de la integración o utilizando protocolos de comunicación sobre la red pública de datos internet que sean soportados por el centro de supervisión y control del CND, que hayan sido avalados previamente por el CND y que garanticen los criterios de seguridad y confiabilidad requeridos para la operación del sistemas interconectado nacional.
- Los datos telemididos de tiempo real se enviarán al CND con una periodicidad menor o igual a 4 segundos y con las unidades y cifras decimales definidas por el CND. El agente debe asegurar la correcta sincronización de la estampa de tiempo de las señales enviadas al centro de control y supervisión del CND; el error máximo permitido no podrá exceder +/- 200 ms.



1.9.1 Propuesta señales mínimas a supervisar

Adicional a los requerimientos establecidos en la Resolución CREG 025 de 1995 Código de Conexión se propone para las plantas eólicas y solares conectadas al STN y al STR la supervisión de:

- Tensión línea – línea
- Corriente de fase

Se propone además que los agentes representantes de las plantas eólicas y solares conectadas al STN y STR, pongan a disposición del CND un listado de todas las variables monitoreadas en su sistema de supervisión y control. El CND definirá si requiere intercambiar alguna de las variables de este listado.

Se propone que los agentes representantes de las plantas eólicas y solares conectadas al STN y STR suministren la siguiente información al CND cada 4 segundos o menos:

- Estado de la función de control de frecuencia
- Valor de la consigna de control de P y Q
- Valor consigna de control de tensión
- Valor consigna factor de potencia
- Modo del control de tensión y frecuencia

Se propone que los agentes representantes de las plantas eólicas y solares conectadas al STN y STR suministren la siguiente información al CND cada 5 minutos o menos:

- Porcentaje de la planta disponible para generación. Corresponde al porcentaje de las turbinas o arreglos de paneles solares que se encuentran en operación.
- Generación máxima posible (MW), teniendo en cuenta las variables meteorológicas y la disponibilidad de las turbinas o arreglos de paneles solares en tiempo real. Este valor puede diferir del porcentaje de la planta disponible en situaciones operativas tales como disminución de la potencia activa por solicitud del CND.

1.9.2 Propuesta requerimientos de supervisión de variables meteorológicas

Para el caso de las variables meteorológicas se propone que las plantas eólicas y solares cuenten con sistemas de monitoreo que permitan la transmisión de sus datos al CND cada 30 segundos o menos.

Esta transmisión se debe realizar usando los protocolos que defina el CND. Además, se deben garantizar los criterios de calidad de las medidas establecidos por el CND y cumplir con estándares nacionales e internacionales de calidad en su instalación, calibración, y mantenimiento, de tal forma que se garantice la calidad y continuidad de la información. Los valores de las variables meteorológicas que se reporten en tiempo real al CND deben contar con la calidad y confiabilidad que permitan estimar la generación de la planta. El CND definirá la metodología para el cálculo de la calidad y confiabilidad de las mediciones, los cuales someterá a comentario de los agentes y remitirá a la CREG.

Se propone supervisar las variables mencionadas en la Tabla 4.

Variable	Unidad	Altura del sensor
----------	--------	-------------------



Velocidad del viento (plantas eólicas)	Metros por segundo [m/s]	Altura de buje
Dirección del viento (plantas eólicas)	Grados relativos al norte geográfico [grados]	Altura de buje
Irradiación global horizontal (plantas solares)	Vatios por metro cuadrado [W/m ²]	Altura de los módulos
Temperatura ambiente (plantas solares)	Grados centígrados [°C]	Altura de los módulos

Tabla 4. Variables meteorológicas mínimas ser monitoreadas

Se propone que en caso de considerarlo necesario el CND pueda solicitar variables meteorológicas adicionales para su supervisión, en coordinación con el agente representante de la planta.

1.9.3 Requerimientos de control

En cuanto al control de las plantas eólicas y solares por parte del operador del sistema, el cual es indispensable en condiciones de emergencia para de mitigar los problemas del SIN y mantener una operación confiable y económica, se propone que;

- Las plantas eólicas y solares conectadas al STN y STR tengan la capacidad de recibir consignas de potencia activa con una periodicidad que dependa del ciclo de control definido para el control automático de generación en el CND. Para esto, los generadores deben estar en capacidad de recibir consignas de forma automática desde el CND y ejecutar las consignas mediante sus respectivos sistemas de control. Los agentes operadores de estos equipos serán responsables de la ejecución de estas consignas y de las desviaciones que se generen producto de su incumplimiento. El CND realizará un seguimiento mensual del cumplimiento de estas consignas, e informará los resultados de este seguimiento a quien defina la CREG.
- Las plantas eólicas y solares conectadas al STN y STR estén en capacidad de recibir de forma automática consignas de potencia reactiva, tensión, factor de potencia y modo de operación (factor de potencia, tensión y potencia reactiva) según la periodicidad definida por el CND. Los operadores de estos equipos serán responsables de la ejecución de estas consignas. El CND realizará un seguimiento mensual del cumplimiento de estas consignas, e informará los resultados de este seguimiento a quien defina la CREG
- El CND controle directamente o indirectamente la potencia activa, potencia reactiva, factor de potencia y tensión de las plantas de generación eólica y solar, independiente de su capacidad, que a su criterio se requiera. Para lo cual se coordinará con el operador de la planta si se realiza el control directo o indirecto.



1.9.4 Requerimientos calidad y disponibilidad

En cuanto a la calidad y disponibilidad de los datos se propone que el CND haga seguimiento a la calidad y disponibilidad de los datos teledados de las plantas eólicas y solares, independiente de la capacidad de la planta de generación. En caso de detectarse errores o problemas con las señales, se propone que el agente tenga la obligación de realizar las correcciones o los ajustes que se requieran para garantizar la confiabilidad de la información.

Para las variables análogas, los criterios de calidad (Tabla 5) se definieron teniendo en cuenta las recomendaciones dadas por la norma IEEE C57.13

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

Tabla 5. Criterios de calidad variables análogas

Adicionalmente, para variables análogas y digitales se propone tener en cuenta como criterio de calidad las banderas con las que estas señales lleguen al centro de control del CND, de acuerdo con los criterios presentados en la Tabla 6.

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

Tabla 6. Banderas de calidad variables análogas y digitales

Se propone que el CND defina la metodología para el cálculo de la calidad de las mediciones y defina un error máximo, los cuales someterá a comentarios de los agentes y remitirá a la CREG.

1.10 Protecciones

El objetivo más importante de los sistemas de protección es detectar fallas y fenómenos eléctricos adversos que comprometan la operación segura y confiable de un sistema eléctrico de potencia, llevando a éste a puntos de operación por fuera de los rangos normales.

Los sistemas de protección deben cumplir con criterios de rapidez, seguridad, confiabilidad y selectividad. La estabilidad de un sistema de potencia puede verse afectada por una falla no despejada rápida y selectivamente, por lo que un adecuado despeje de fallas eléctricas, en el generador y en los equipos



asociados al punto de conexión, contribuye a preservar la estabilidad y a mantener el suministro de energía al usuario final cumpliendo con los estándares de calidad, confiabilidad y seguridad establecidos.

Según lo anterior se proponen los requerimientos de protecciones mínimos que los generadores eólicos y solares conectados al STN y STR deben de cumplir, para continuar operando el SIN de una forma confiable y segura. Concretamente, para plantas eólicas y solares conectadas al STN se propone que:

- El generador provea una protección de falla de interruptor, que ordene el disparo de todos los interruptores de potencia locales o remotos garantizando el despeje de la falla en un tiempo ajustable entre 100 ms y 500 ms después de detectada la condición de falla de interruptor. Esta protección 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.
- En el punto de conexión se disponga de funciones de protección de sobre y baja tensión ajustados según requerimientos operativos del sistema de potencia. Se propone que los criterios y ajustes de las funciones de protección de sobre y baja tensión se establezcan mediante acuerdo CNO

Para plantas eólicas y solares conectadas al STR, se propone que:

- Toda bahía de generación conectada en el STR disponga de una protección tipo falla interruptor, implementada en un relé independiente de las protecciones propias del equipo protegido o incluida como una función adicional en una protección diferencial de barras.
- Se disponga 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.
- Cuando se realice la conexión de sistemas de generación mediante un transformador delta-estrella, con delta en el punto de conexión de generador con el OR, se evalúe con el operador de red la conveniencia de implementar una protección de sobretensión de secuencia cero¹ en el punto de conexión.
- La generación conectada al STR cuente con sistemas de protección principal y de respaldo, con capacidad para detectar fallas en el generador y en el punto de conexión con el STR, que cuente con un esquema de protección selectiva que coordine con la red existente.
- La bahía de conexión de todo generador conectado en el STR, disponga de dos relés de protección principales^{2 3} y esté en capacidad para despejar las fallas en el elemento protegido en un tiempo menor a 150 milisegundos.
- Sea 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 debe de cumplir los siguientes requisitos.

¹ Protección Voltage Displacement Neutral – VDN por sus siglas en inglés.

² Las protecciones principales deberán ser acordadas con el operador de red.

³ Los esquemas de protección en el punto de conexión deberán establecerse según documento “Esquemas normalizados de protección recomendados para nuevos proyectos de líneas y barras en el SIN colombiano”.



- Disponer de funciones de protección de sobre y baja tensión ajustados según requerimientos operativos del sistema de potencia. Los criterios y ajustes de las funciones de protección de sobre y baja tensión se establezcan mediante acuerdo CNO.
- 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 establezcan mediante acuerdo CNO.

Adicionalmente, para el caso de las plantas eólicas y solares, conectadas al STR, se propone que el generador coordine con el operador de red la conveniencia de habilitar una protección anti-isla⁴ y en caso de requerirse esta protección, que sea de tipo Intertrip⁵.

⁴ La protección anti-isla evita que se presenten islas indeseadas en el SIN. Cuando un sistema de generación se encuentre conectada a una red con posibilidad de reconexión automática, la protección anti-isla deberá ser lo suficientemente rápida para garantizar que no se vaya a ejecutar la reconexión de la red sin la apertura del sistema de generación. La protección anti-isla deberá garantizar que el sistema de generación no inyectará energía a la red mientras esta permanezca desenergizada.

⁵ Intertrip: Esquema de protección que envía comando de disparo remoto al punto de conexión cuando se detecta la apertura del interruptor del alimentador principal al cual se encuentra conectado el sistema de generación



2. REQUERIMIENTOS OPERATIVOS

2.1 Pronósticos de generación

La experiencia internacional ha demostrado que los pronósticos de generación basados en información meteorológica ayudan a reducir significativamente los costos y los riesgos asociados a los errores en la programación de estas fuentes (Greening the Grid, 2016; GIZ GmbH, 2015; Ernst, 2007; Tuohy, 2015), impulsado así su crecimiento y permitiendo una operación confiable, segura y económica de los sistemas de potencia. De acuerdo con las prácticas actuales los pronósticos de generación para las FERNC – Fuentes de energía renovables no convencionales - se manejan de forma centralizada, descentralizada o mixta (GIZ GmbH, 2016; GIZ GmbH, 2015).

En el esquema centralizado una entidad central, usualmente el Operador del Sistema, realiza por cuenta propia o contratada con un tercero los pronósticos para todo el sistema, de acuerdo con la resolución temporal y espacial y los horizontes de tiempo que mejor se adapten a sus prácticas operativas y de mercado. En este caso los agentes representantes de las plantas eólicas y solares deben poner a disposición del operador la información meteorológica y de disponibilidad necesaria para la elaboración de los pronósticos.

En el esquema descentralizado los agentes representantes de las plantas producen (por cuenta propia o contratando con terceros) sus propios pronósticos y los entregan al Operador. Normalmente bajo este esquema se entregan y producen pronósticos por planta. La resolución temporal y espacial y los horizontes de tiempo con que las plantas entregan los pronósticos son definidos por la autoridad competente de acuerdo con las prácticas operativas y de mercado en cada sistema.

En el esquema mixto se producen y utilizan al mismo tiempo pronósticos centralizados y descentralizados. Usualmente los pronósticos centralizados se utilizan para actividades relacionadas con la seguridad en la operación del sistema, tales como programación de mantenimientos, reservas y análisis de seguridad. Los pronósticos descentralizados se usan para actividades relacionadas con el mercado de energía, por ejemplo, ofertas de los agentes en el mercado del día anterior o en el mercado intradiario.

De acuerdo con el estudio realizado en (GIZ, GmbH, 2016), para 15 sistemas de potencia⁶ con diferentes características a nivel institucional y de estructura de mercado, casi todos los Operadores (13 de 15), independiente del tipo de mercado, disponen de un pronóstico centralizado de generación eólica. En el caso de la generación solar fotovoltaica, solo aquellos con mayores niveles de participación tenían un sistema central establecido (6 de 15); otros tres se encontraban al momento del estudio en proceso de implementar un sistema central para este caso.

Solo en dos de los casos mencionados en el estudio de (GIZ, GmbH, 2016), Sudáfrica e India, se manejaban exclusivamente pronósticos descentralizados y en todos los casos se estaba discutiendo la posibilidad de implementar esquemas centralizados.

Los esquemas mixtos, de acuerdo con (GIZ, GmbH, 2015 y GIZ, GmbH, 2016), se presentan en casos donde las FERNC participan, como en Colombia, en mercados de oferta. En la Tabla 7, se muestra un resumen de los tipos de pronósticos usados por varios países.

⁶ Los sistemas analizados fueron los operados por: CAISO, NYISO, MISO, PJM, ERCOT en Estados Unidos, REE (España), 50 Hz (Alemania), Hidro Quebec (Canadá), UTE (Uruguay), Eskom (Sudafrica), Energinet (Dinamarca), National Grid (Inglaterra), RTE (Francia), POSOCO (India), SGCC (China)

País	Tipo de pronóstico	Usuario / Usos
Alemania (mercado desagregado con participación de agentes comercializadores de energía "traders" en el mercado spot y competencia a todos los niveles de la cadena excepto transmisión y distribución)	Día antes e intradiario del Operador, para portafolio de generación FERNC	Operador: hacer ofertas de la energía con FERNC que vende en el mercado spot
	Día antes e intradiario del comercializador- representante de los generadores FERNC en el mercado, para portafolio de generación FERNC	Comercializador: Hacer ofertas acertadas de la energía con FERNC que vende en el mercado spot, minimizando costos de balance que de lo contrario debe asumir
	Día antes e intradiario del Operador para toda su área de control y combinado país	Operadores: análisis de seguridad Agentes del mercado: Información de mercado para facilitar decisiones de transacciones
	Día anterior hasta tiempo real a nivel nodal de los operadores de transmisión y distribución	Operadores de red: Manejo de congestiones y seguridad del sistema Agentes de mercado: Información cercana al tiempo real del mercado para facilitar decisiones de transacciones
Chile (mercado desagregado)	Semana antes, día antes e intradiario de las plantas eólicas	Operador: Programación de la operación Nuevo reglamento de Coordinación y Operación: Coordinador deberá elaborar un pronóstico centralizado de generación renovable variable."
	Semana y día antes de las plantas fotovoltaicas	
Brasil (mercado desagregado)	Pronósticos propios del Operador para horizontes de semanas, días y horas antes	Operador: Programación de la operación
India (mercado con separación de funciones en estado de implementación avanzado)	Predicción para el día siguiente en intervalos de 15 minutos por parte de plantas eólicas con capacidad igual o mayor a 10 MW	Operador regional: Programación de la operación
Uruguay (el operador del sistema es el propietario de la mayor parte de la capacidad de generación instalada)	Pronósticos de generación eólica producidos por un tercero para el Operador	Operador: Programación de la operación
Sudáfrica (sector verticalmente integrado)	Semana y día anterior por planta	Operador: para hacer la programación de la operación y análisis de seguridad

Tabla 7. Ejemplos de prácticas internacionales, pronósticos de generación con FERNC para sistemas y sectores eléctricos con características distintas (información tomada de GIZ GmbH, 2015; CNE, 2016 y GIZ GmbH, 2016)

De acuerdo a lo anterior, se propone un esquema mixto donde los agentes representantes de las plantas eólicas y solares conectadas al STN y STR realicen pronósticos de su generación y los suministren al CND junto con la información detallando el porcentaje de la planta que está en funcionamiento para cada horizonte horario.

Adicionalmente, se propone que el CND cuente con pronósticos propios de la generación de estas plantas para los diferentes procesos de la planeación y la operación del sistema. Estos pronósticos pueden ser realizados por el CND, contratados con entidades expertas en el tema, o una combinación de ambos. La Figura 7 resume la frecuencia, resolución y horizonte con la que se propone que el CND y los agentes realicen los pronósticos de generación para los diferentes procesos de la operación del SIN.



Figura 7. Pronósticos a realizar para los procesos de planeación operativa de corto plazo

2.1.1 Pronósticos de corto plazo

Se propone que el CND elabore los pronósticos indicativos de producción de las plantas eólicas y solares, conectadas al STN y STR, con resolución horaria para la semana (lunes a domingo) siguiente a la de operación. Estos pronósticos serán usados en los estudios energéticos y eléctricos de corto plazo.



Los pronósticos de generación de solar y eólica para el horizonte de corto plazo, se requieren por parte del CND para dar cumplimiento a lo establecido en la Resolución CREG 065 de 2000, especialmente en lo relacionado a la coordinación semanal de mantenimientos y/o desconexiones de equipos que está a cargo del CND, específicamente:

La programación de los mantenimientos y/o desconexiones de la semana en ejecución y de la siguiente deberá cumplir adicionalmente lo establecido en el Numeral 5.5.2 de este Código de Operación.

El CND verificará si con los programas de mantenimiento consignados en el sistema de información se preserva o no la seguridad y confiabilidad del SIN, para lo cual utilizará los modelos de Planeamiento Operativo Energético y Eléctrico, además de considerar los mantenimientos reportados para los equipos del sistema de generación del SIN.

Si el CND establece que con los programas de mantenimiento reportados no se preservan los márgenes de seguridad y confiabilidad del SIN, el CND informará sobre la ocurrencia de tal circunstancia a los agentes, con el fin de que éstos reprogramen sus mantenimientos. Si pese a esto, no se logran reestablecer los márgenes de seguridad y confiabilidad del SIN, el CND les informará a los propietarios u operadores respectivos, quienes tendrán cinco (5) días para acordar la modificación de los mantenimientos; para la semana en ejecución y la siguiente el plazo será el que defina el CND, de acuerdo con lo establecido en el Numeral 5.5.2. Si no llegasen a un acuerdo, el CND establecerá el programa de mantenimientos. Para efectuar estas modificaciones el CND respetará, en lo posible, el orden cronológico, desplazando primero aquellos mantenimientos que fueron reportados más recientemente. Igual mecanismo se aplicará para los casos en que cambien los supuestos de demanda o los parámetros y criterios definidos en el sistema de información.

De acuerdo con lo anterior, los pronósticos semanales de generación de plantas eólicas y solares son necesarios para reducir el nivel de incertidumbre en el planeamiento operativo eléctrico y energético de corto plazo. Con esto se permite validar de mejor forma que se cumplan con los márgenes de seguridad y confiabilidad del SIN ante la integración e incremento de fuentes variables en el sistema y, por tanto, se permitirá la programación eficiente y segura de mantenimientos en el SIN.

2.1.2 Pronósticos de despacho

Se propone que diariamente, a más tardar a las 8:00 a.m, los agentes que representan las plantas eólicas y solares, conectadas al STN y STR, envíen al CND los pronósticos de la generación esperada para las siguientes 40 horas. El periodo pronosticado comprende las 24 horas para el día d+1 (d, día de operación), la resolución del pronóstico deberá ser horaria.

Adicionalmente, se propone, con el fin de determinar y programar las reservas operativas necesarias, que el CND realice pronósticos (pueden ser propios, contratados por entidades expertas en el tema, o una combinación de ambos). Estos pronósticos comprenden un horizonte de 24 horas del día d+1 (d, día de operación) y una resolución horaria.

Los pronósticos realizados por los agentes son necesarios para que estos puedan declarar, con la menor incertidumbre posible, la disponibilidad de cada una de sus plantas en el despacho económico, reflejando la variabilidad del recurso, los mantenimientos y otras particularidades que la afecten.



Adicionalmente, la declaración de disponibilidad basada en pronósticos por parte de los agentes es necesaria para mantener la seguridad, confiabilidad y economía en la operación del sistema. El programa de despacho económico tiene en cuenta las ofertas, la declaración de disponibilidad del parque de generación, las características técnicas de las plantas, las restricciones eléctricas y operativas del sistema y se ejecuta considerando, entre otras, la reserva adecuada para las condiciones operativas esperadas. La incertidumbre asociada a la disponibilidad de un recurso eólico o solar se traslada por tanto a la evaluación y cubrimiento de las restricciones del sistema. La reducción de la incertidumbre en las declaraciones de disponibilidad por parte de los agentes implica entonces una reducción en la incertidumbre de los análisis de seguridad para el despacho.

Para el caso del SIN los pronósticos realizados por el Operador en el horizonte de tiempo del despacho son necesarios para garantizar la seguridad, confiabilidad y economía en la operación del sistema, ya que estos serían utilizados para programar las reservas operativas del día siguiente. Una programación adecuada y eficiente de las reservas, de acuerdo con las posibles condiciones meteorológicas a las que se encontrarán expuestas las plantas eólicas y solares, garantiza la disponibilidad de recursos para mantener el balance entre generación y demanda en tiempo real al menor costo posible para el sistema.

Sumado a todo lo anterior, el hecho de contar con dos estimaciones de los recursos, una por parte de los agentes y otra por parte del operador, facilita la cuantificación de la incertidumbre esperada, calculada a partir de las diferencias que se tengan en ambos pronósticos.

2.1.3 Pronósticos de redespacho

Se propone que los agentes que representan las plantas eólicas y solares, conectadas al STN y STR, envíen al CND, cada hora, los pronósticos de su generación esperada con resolución horaria para las siguientes 40 horas de operación.

Adicionalmente, con el fin de determinar y programar las reservas operativas necesarias, se propone que el CND realice pronósticos cada hora para las siguientes 36 horas de operación (pueden ser propios, contratados por entidades expertas en el tema, o una combinación de ambos).

La alta variabilidad en la predictibilidad de la generación solar y eólica implica que los errores que se obtienen de sus pronósticos aumenten mientras mayor sea el horizonte temporal para el cual estos se realizan. Una forma de reducir la incertidumbre asociada a estas fuentes es realizar pronósticos más cercanos al momento de la operación, esto permite una asignación más eficiente de los recursos de generación y de las reservas, así como de consideraciones más acertadas sobre riesgos en la seguridad y confiabilidad del sistema por cargabilidad de los circuitos o su estabilidad. Todo esto siendo reflejado en una mayor seguridad para la operación.

Por lo anterior, se requiere que el CND actualice sus pronósticos de generación cada hora. De igual forma se requiere que los agentes actualicen sus pronósticos cada hora y soliciten redespacho en caso de que lo requieran.

2.2 Series históricas para el planeamiento operativo energético de fuentes no síncronas

Se propone que antes de su entrada en operación comercial, las plantas solares y eólicas conectadas al STN y STR suministren al CND series de datos correspondientes a las variables meteorológicas que afecten su generación, con un horizonte de mínimo diez (10) años. Un mínimo de un (1) año completo debe corresponder a datos medidos en el sitio de las plantas con una resolución no superior a diez (10)



minutos, y el tiempo restante podrá ser estimado con fuentes de información secundarias con una resolución no superior a una (1) hora. Se debe asegurar que estas fuentes secundarias presenten una alta correlación con los datos medidos en sitio y sean representativos de los mismos.

Esta información es importante para garantizar la seguridad y confiabilidad del SIN, debido a que es un insumo indispensable para realizar los estudios de seguridad y suficiencia de mediano y largo plazo del SIN.

2.3 Coordinación de Mantenimientos

Actualmente se coordinan los mantenimientos de todas las plantas despachadas centralmente, sin embargo, debido al crecimiento de la generación no despachada centralmente es importante incluir en la coordinación de mantenimientos todas la generación eólica y solar conectada al STN y STR.

De acuerdo a lo anterior, se propone que las empresas propietarias u operadoras de las plantas eólicas y solares conectadas al STN y STR, ingresen su programa de mantenimientos y/o desconexiones mediante un sistema de información desarrollado por el CND, con el propósito de garantizar la reserva de potencia necesaria para la operación confiable y segura del SIN, de acuerdo con los criterios y parámetros técnicos definidos en el Código de Redes y en los acuerdos del CNO.

Esta propuesta permite que se tenga una coordinación de mantenimientos más cercana a la de la operación y se disminuya la incertidumbre de la generación que no estará disponible por temas de mantenimientos.

2.4 Despacho

2.4.1 Oferta de precios y declaración de disponibilidad

La reglamentación vigente establece que las plantas variables (filo de agua⁷, plantas menores⁸, cogeneradores⁹ y autogeneradores) sean programadas en el despacho económico en la base con la disponibilidad declarada, atendiendo una porción de la demanda con esta generación. Adicionalmente, para estos recursos no existe en la reglamentación vigente una obligación en el cumplimiento de su programa de generación ya que no son sujetos al cálculo de desviaciones. El incremento de estas fuentes de generación genera riesgos operativos por la falta de firmeza de sus programas de generación, ya que todos los horizontes de análisis consideran la disponibilidad declarada por los agentes representantes de estos recursos, pero en tiempo real, por su variabilidad, se pueden tener valores de generación alejados del programa.

⁷ Que optan por la opción b del artículo 1 de la Resolución CREG 152 de 2011, que en la actualidad son todas las plantas filo de agua registradas en el sistema

⁸ Plantas menores a 10MW y de escogencia de no ir al despacho central entre 10 y 20MW, que en la actualidad son todas las plantas menores registradas en el sistema.

⁹ De acuerdo a lo establecido con la Resolución CREG 005 de 2010, que en la actualidad son todos Cogeneradores con despacho en la base.

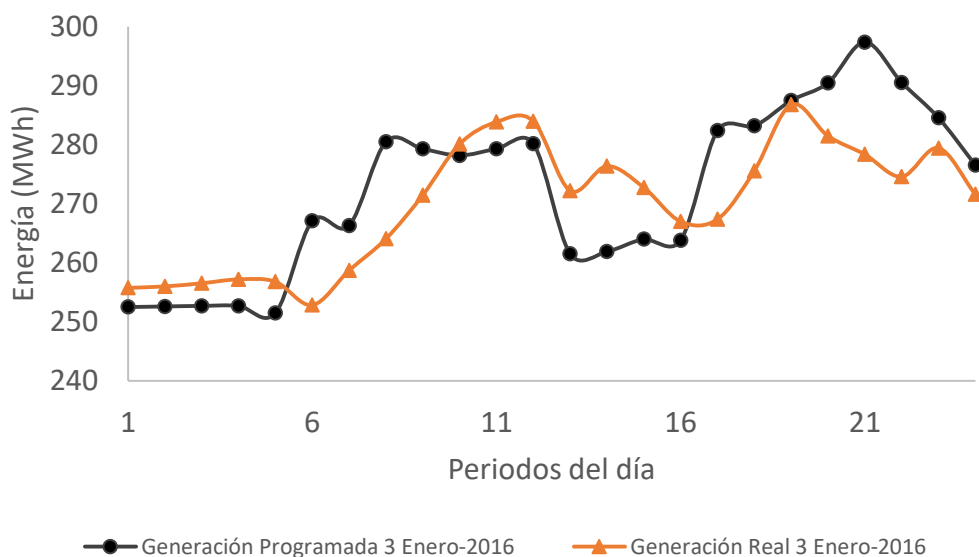


Figura 8. Generación programada y real de menores y cogeneradores del día 3 de enero 2016

En la Figura 8, se presentan los datos de generación programada y real para el día 3 de enero 2016, en el cual se observa que en ciertos periodos del día la generación real estuvo por debajo de la programada y en otros casos el comportamiento fue lo contrario. Las diferencias que se presentan entre la generación programada y la generación real en este tipo de recursos, debido a la no firmeza de su programa de generación, impactan el despacho económico y la operación de la siguiente manera:

- En general las diferencias entre generación programada y generación real de estos recursos obligan la actuación del servicio de regulación secundaria de frecuencia (AGC) restándole capacidad para responder ante eventos fortuitos en el sistema. Adicionalmente, estas diferencias pueden incrementar la necesidad de reservas en el sistema.
- Ante desviaciones negativas de la generación real respecto a la generación programada se debe invocar en tiempo real plantas que no estaban despachadas desde la programación del día anterior a la operación o en el último redespacho. Esto podría poner en riesgo el balance demanda-generación y por tanto la estabilidad del sistema eléctrico de potencia. Esta situación se agrava cuando se presentan déficit de producción de generación por fenómenos hidroclimáticos, limitaciones en los gasoductos y parques de generación poco flexibles que no pueden responder rápidamente a los requerimientos del sistema.

Según lo anterior se propone que las plantas solares y eólicas entreguen una declaración de disponibilidad expresada en (MWh), para las 24 horas del día siguiente, la cual debe de realizarse teniendo en cuenta los pronósticos que cada planta realice para estimar, con la menor incertidumbre posible, la generación de la planta para el día de operación.

Adicionalmente, se propone para las plantas eólicas y solares conectadas al STN y STR, la posibilidad de entregar una oferta de precio única, expresada en valores enteros (\$/MWh), para las 24 horas del día siguiente junto con una declaración de disponibilidad, expresada en valores enteros (MWh), para cada una de las horas del día siguiente.



Para el caso de las plantas eólicas y solares conectadas al STN y STR que no realicen precios de oferta para el despacho económico se propone, en caso de tener que limitar la generación de dos o más recursos por restricciones en el sistema, que la generación se asigne en forma aleatoria equiprobable.

2.4.2 Rampas de aumento y disminución para unidades de generación

Las características técnicas de las unidades de generación son un insumo fundamental en la programación óptima de unidades para el problema de optimización del despacho económico, redespacho y por tanto para la coordinación de la operación en tiempo real. De este modo, con el fin de afrontar la variabilidad de generación introducida por la generación eólica y solar cobra gran relevancia conocer la velocidad a la cual cada una de las unidades del sistema puede responder tanto para la toma de carga como para la descarga, con el fin de evitar que durante la operación real del sistema se produzcan desbalances entre la generación y la demanda a velocidades superiores a las cuales el sistema está en capacidad de responder.

En el caso colombiano, la declaración actual es una estimación de la energía en un periodo, con bloques fijos o variaciones máximas de energía horaria, lo cual imposibilita establecer la velocidad real de respuesta del sistema ante desbalances carga – generación y genera naturalmente desbalances carga – generación durante la operación real del sistema. Adicionalmente, un modelo de bloques de energía horario, como el existente, es insuficiente para preparar el sistema a las condiciones de operación que plantean la integración al SIN de las fuentes variables.

Según lo anterior, para efectos de la programación de los recursos de generación se propone que los agentes reporten al CND, para toda la generación eólica y solar, una curva donde se relacione la velocidad de toma de carga Vs la potencia de salida.

2.5 Redespacho

2.5.1 Causales de redespacho

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

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



- Cambio de combustible (establecido mediante acuerdo CNO).

Bajo este marco regulatorio, la confiabilidad, seguridad y economía del sistema podrían verse comprometidas, debido a que las causales de redespacho actuales no proveen la flexibilidad necesaria para manejar grandes cambios en las expectativas de producción y consumo, producto de la introducción de generación eólica y solar. Por lo anterior se hace necesario proponer una nueva causal de redespacho:

- Cambios en los pronósticos de producción de las fuentes de generación eólica y solar, siempre que estos sólo correspondan a cambios en las condiciones meteorológicas.

Teniendo en cuenta que las declaraciones de disponibilidad para el redespacho deben ser lo más preciso posible, con el fin de disminuir los requerimientos de reservas en el sistema y evitar condiciones inseguras de operación, se propone esta nueva causal de redespacho, la cual le permite al agente generador de actualizar su disponibilidad en el redespacho, en caso de que con sus pronósticos encuentre señales que le indiquen que debe actualizar su disponibilidad. Adicionalmente esta actualización de disponibilidad le ayuda al operador a determinar el nuevo programa de generación necesario para atender de forma económica, confiable y segura la demanda del SIN.

2.5.2 Reservas

La variabilidad de las plantas solares y eólicas genera nuevos requerimientos de reservas para poder conservar el balance carga generación manteniendo los niveles de seguridad, confiabilidad y económica con los que se debe operar el SIN.

Según lo anterior se propone que el CND pueda reevaluar las reservas requeridas y modificar el despacho/redespacho en caso de que sea requerido para garantizar la operación segura, confiable y económica del sistema.

2.5.3 Recepción y envío de la información para el proceso de redespacho

Debido a que el volumen de información intercambiada con los agentes en el escenario de redespacho se incrementará, por la nueva causal de redespacho propuesta, la recepción y envío de la información requerida para el redespacho por medio telefónico (tal como está establecido actualmente en la regulación aplicable) se hace inviable.

Por tanto, se propone que la información necesaria para el redespacho y los programas de generación que resulten de este, se intercambien entre XM y los agentes mediante una herramienta transaccional para la recepción de la información y notificación de los programas de producción horarios de los recursos del SIN, sustituyendo las llamadas telefónicas y formatos enviados por FAX como está establecido actualmente.

2.5.4 Desviaciones

Para las plantas eólicas y solares, conectadas al STN y STR despachadas centralmente se propone que:

- La máxima desviación permitida entre el despacho programado horario (resultado del Redespacho) y la generación real, sea del 5 %.



- Durante los primeros 6 meses de operación de cada planta de generación eólica y solar conectadas al STN y STR despachadas centralmente, los agentes propietarios calibren sus modelos de pronósticos y durante este periodo no se aplique la regla de máxima desviación del 5 %
- Para efectos de determinar el margen máximo de desviación, entre el despacho programado horario (resultado del Redespacho) y la generación real de las plantas eólicas y solares conectadas al STN y STR despachadas centralmente, el CND evalúe los resultados de los pronósticos de los agentes y los del CND.
- El CND realice un Informe de Seguimiento de la desviación por planta para cada hora de la operación, así como de los errores de pronóstico en este horizonte y lo publique a más tardar el mes siguiente a la operación el día 10 calendario.

Según los resultados del seguimiento, la CREG podrá reevaluar la máxima desviación permitida entre el despacho programado horario (resultado del Redespacho) y la generación real, para las plantas eólicas y solares, conectadas al STN y STR despachadas centralmente.

En el caso que las plantas eólicas y solares conectadas al STN y STR no realicen precios de oferta para el despacho económico, la CREG deberá establecer una regla de valoración de desviaciones.

De otra parte, con el objetivo minimizar las diferencias entre el programa de despacho óptimo del día anterior y el redespacho, con las consecuentes desviaciones en los costos operativos del sistema y los riesgos para su seguridad explicados a lo largo de este documento se propone que se aplique una banda aceptable del 25% para la diferencia entre la energía declarada en el despacho y la declarada en el redespacho. Adicionalmente, se propone que:

- Durante los primeros 6 meses de operación de cada planta de generación eólica y solar conectadas al STN y STR despachadas centralmente, los agentes propietarios calibren sus modelos de pronósticos y durante este periodo no se aplique la regla de máxima desviación del 25 %
- Para efectos de determinar el margen máximo de desviación, entre la declaración de disponibilidad del despacho y el redespacho acumulado día, para la generación eólica y solar conectada al STN y STR despachada centralmente, el CND evalúe los resultados de los pronósticos de los agentes y los del CND.
- El CND realice un Informe de Seguimiento a la desviación por planta en energía diaria y de los errores de pronóstico en este horizonte en el mes siguiente a la operación y lo publique el día 10 calendario a más tardar.

Según los resultados del seguimiento, la CREG podrá reevaluar la máxima desviación permitida entre la declaración de disponibilidad del despacho y el redespacho acumulado día, para la generación eólica y solar conectada al STN y STR despachada centralmente.

2.6 Requerimientos de información

2.6.1 Modelos de simulación eléctrica

Los modelos de simulación eléctrica de las plantas solares y eólicas son fundamentales para realizar los estudios de planeamiento operativo de mediano y largo plazo. Mediante estos estudios se pueden determinar los parámetros iniciales de control, tales como la k de la corriente rápida de reactivos (ver 1.8), e identificar y mitigar posibles problemas para la conexión de la planta eólica y solar.



Adicionalmente, posterior a la conexión es fundamental realizar el ajuste y sintonización de estos modelos, para garantizar que los estudios eléctricos realizados en XM den las señales adecuadas para mantener la seguridad y confiabilidad del SIN.

De acuerdo a lo anterior, se propone que previo a la entrada en operación, 6 meses antes, deben suministrarse al CND los modelos preliminares del generador y sus controles asociados para los estudios de simulación RMS en las herramientas utilizadas por el CND, los cuales deben estar descriptados (si es necesario se firmarán acuerdos de confidencialidad entre el Operador del Sistema y el fabricante). Estos modelos de simulación deben reflejar el comportamiento esperado de todo el proyecto de generación en el punto de conexión. Deben contener información sobre la estructura, los parámetros del generador y controles asociados que permitan determinar su impacto en el comportamiento en estado estacionario, transitorio y dinámico del sistema.

Adicionalmente, se propone que, en los 30 días posteriores a la entrada en operación del proyecto, los agentes representantes de la generación que se conecte al SIN deben entregar los modelos de simulación RMS detallados, los cuales deben ser validados en las herramientas utilizadas por el CND. Los modelos deben estar descriptados (si es necesario XM firmará acuerdos de confidencialidad con los fabricantes).

Respecto a la información se propone que El CNO establezca mediante Acuerdo la información, procedimiento de entrada en operación y los parámetros que los generadores eólicos y solares conectados al STN y STR, deben de cumplir para la entrada en operación de sus plantas.

2.7 Pruebas

Con el objetivo de verificar el cumplimiento de los requisitos de conexión y para determinar los valores de operación reales de las fuentes de generación eólica y solar utilizados para los estudios de planeación del SIN, se requiere realizar pruebas en campo y/o certificación del fabricante, donde se verifique la validez de la información correspondiente.

De acuerdo a lo anterior, se propone realizar y remitir los resultados de las siguientes pruebas al CND, de acuerdo con los términos y plazos establecidos mediante Acuerdo CNO:

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



BIBLIOGRAFÍA

[Greening the Grid, 2016]: <http://greeningthegrid.org/>, consultado en abril 2018

[GIZ GmbH, 2015]: VRE Discussion Series- Paper # 6, Variable Renewable Energy Forecasting – Integration into Electricity Grids and Markets –A Best Practice Guide, Junio 2015

[Ernst, 2007]: Bernhard Ernst, Brett Oakleaf, Mark L. Ahlstrom, Matthias Lange, Corinna Moehrlen, Bernhard Lange, Ulrich Focken, and Kurt Rohrig, Predicting the Wind. IEEE power & energy magazine. 2007

[Tuohy, 2015]: Aidan Tuohy, John Zack, Sue Ellen Haupt, Justin Sharp, Mark Ahlstrom, Skip Dise, Eric Gritmit, Corinna Möhrlen, Matthias Lange, Mayte Garcia Casado, Jon Black, Melinda Marquis, and Craig Collier. Solar forecasting. IEEE power & energy magazine. 2015

[CNE, 2016]: Comisión Nacional de Energía, Ministerio de Energía, Gobierno de Chile, Norma técnica de seguridad y calidad de servicio, enero 2016

[Du, Baldick y Touhy, 2017]: Pengwei Du; Ross Baldick; Aidan Tuohy, Integration of Large-Scale renewable Energy into Bulk Power Systems from Planning to Implementation, Springer, 2017

[GIZ GmbH, 2016]: Pronósticos de la generación renovable eólica y solar fotovoltaica – Una comparación internacional, Santiago de Chile, febrero 2016

[NERC, 2010] IVGTF Task 2.1 Report. Variable generation Power Forecasting for Operations.

[Dobschinski, 2014] How good is my forecast? Comparability of wind power forecast errors. Proceedings of the 14th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants. 2014

[EPRI, 2017] Solar Power Forecasting for Grid Operations: Evaluation of Commercial Providers. Technology Insights, Electric Power Research Institute, Nov 16, 2017

[NREL, 2011]: Santoso S., Singh Mohit, Dynamic Models for Wind Turbines and Wind Power Plants, Octubre 2011. <https://www.nrel.gov/docs/fy12osti/52780.pdf> Documento consultado en abril 2018

[Burnham, 2009]: Burnham D.J, Santoso S., Muljadi E., Variable Rotor-Resistance Control of Wind Turbine Generators, 2009 IEEE.

[IRENA, 2016]: Scaling Up Variable Renewable Power, The Role of Grid Codes, 2016. Disponible en <http://irena.org/mwg-internal/de5fs23hu73ds/progress?id=ZDUFEJWxDaJybRJPu36n0iMPkmGD3GcZ-C3oU4QBCBs> . Documento consultado en abril 2018