

Bogotá D. C., 27 de julio de 2018

Doctor
Jaime Alejandro Zapata Uribe
GERENTE CENTRO NACIONAL DE DESPACHO
Centro Nacional de Despacho-CND-XM
Medellín
Colombia

Asunto: Comentarios a la "Propuesta Transitoria para la conexión de generación solar y eólica al STN y STR"

Respetados Doctor Zapata:

El Consejo Nacional de Operación-CNO en ejercicio de las funciones que la Ley 143 de 1994 le ha asignado, de acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional-SIN sea segura, confiable y económica, y ser el organismo ejecutor del Reglamento de Operación, presenta a continuación sus comentarios al documento y presentación del asunto.

De manera general, y no obstante no hace parte del alcance de la propuesta actual puesta para comentarios, consideramos que la regulación transitoria también debería cobijar a las nuevas plantas hidroeléctrica filo de agua que se conecten a los Sistemas de Transmisión Nacional y Regionales de Transporte, STN y STR, haciéndoles extensiva la aplicación de los aspectos operativos y de información propuestos por XM en los numerales 1.9, 1.10, 2.1, 2.2, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6 y 2.7 del documento de justificación. En los comités y subcomités del Consejo se ha evidenciado el crecimiento de esta tecnología durante los últimos años en la matriz eléctrica y la incertidumbre que generan en la programación de la operación del SIN.

Adicionalmente, tal como lo hemos planteado anteriormente, recomendamos incluir en la resolución transitoria un instructivo para la realización de nuevos análisis, enmarcados en los estudios de conexión al STN y STR de esta clase de tecnologías (plantas solares fotovoltaicas y eólicas). Actualmente los transportadores y la UPME no tienen en cuenta las funcionalidades planteadas por XM, situación que puede generar un riesgo para la operación del SIN si se sigue viabilizando la incorporación de sistemas de generación asíncronos bajo las condiciones actuales (según

información del Plan de Expansión de la UPME, ya se ha aprobado para el 2024 la conexión de 3 GW de capacidad eólica y solar fotovoltaica).

Teniendo en cuenta lo anterior, a continuación presentamos nuestras observaciones:

- Se debe incluir un aparte de definiciones en la propuesta transitoria. Por ejemplo, los conceptos de Tiempo de establecimiento y Respuesta inicial, que son necesarios para el entendimiento de las nuevas funcionalidades, no están definidos en la regulación actual. Por ello recomendamos incluir su explicación, textual y gráficamente.
- Numeral 1.2. Potencia activa-control de frecuencia. Se propone:

"(...) Las plantas eólicas y solares, conectadas al STN y STR, deben contar con un control de potencia activa/frecuencia que incluya una banda muerta ajustable y un estatismo permanente variable, permitiendo su participación en la regulación primaria de frecuencia del sistema, tanto para eventos de sobre-frecuencia como para eventos de sub-frecuencia (...)"

"(...) Durante la etapa transitoria se propone excluir de la obligatoriedad de la prestación del servicio de respuesta primaria para eventos de sub frecuencia (...)"

Sugerimos ajustar la redacción de la siguiente manera:

"(...) Las plantas eólicas y solares, conectadas al STN y STR, deben contar con un control de potencia activa/frecuencia que incluya una banda muerta y estatismo ajustables, permitiendo su participación en la regulación primaria de frecuencia del sistema, para eventos de sobre y sub frecuencia.

Inicialmente durante la etapa transitoria, estas tecnologías sólo deberán participar en el servicio de regulación primaria de frecuencia para eventos de sobre frecuencia (...)"

- Numeral 1.3. Respuesta rápida de frecuencia. En los Subcomités de Análisis y Planeamiento Eléctrico-SAPE y Controles-SC del Consejo XM presentó el procedimiento de cálculo de los parámetros de esta funcionalidad para las plantas eólicas. Para ello se llevaron a cabo análisis dinámicos para el SIN en el año 2024, considerando un escenario de demanda mínima, sin generación eólica y desactivando los controles de todas las plantas sincrónicas (caracterización del sistema durante los primeros 10 segundos simulando eventos de frecuencia).

Teniendo en cuenta estos supuestos, es importante validar si ante la no entrada de la central Ituango los parámetros encontrados siguen siendo validos, dado el aporte inercial que tendría esta planta de 2400 MW y el porcentaje de demanda instantánea que cubriría, todo ello, en el caso de simulación propuesto. Sin dicha central hidroeléctrica se debería contar con otras

unidades de generación y su inercia correspondiente, motivo por el cual el comportamiento del SIN puede ser diferente.

Por otro lado, la respuesta rápida de frecuencia o emulación de inercia es un requisito sofisticado, que se ha aplicado en sistemas con alta participación de generación intermitente de forma instantánea e interconexiones no-inerciales (interconexión HVDC de Gran Bretaña con Europa continental, por ejemplo). Si bien consideramos válido que se solicite esta funcionalidad por practicidad (hacerlo después podría implicar un sobre costo), no es clara su necesidad a partir del año 2018, es decir, en la transición. Técnicamente hablando, Colombia se puede dividir en cinco (5) macro áreas que están interconectadas entre sí (redes AC), y la inercia de cada una de ellas contribuye a la respuesta en frecuencia del SIN (con la interconexión Colombia-Ecuador el comportamiento es más estable). En este sentido, sugerimos validar si en la transición se podría solicitar la funcionalidad, pero aplicarla en el momento que se necesite, como ha sucedido en Brasil, Irlanda y Canadá.

- Numeral 1.4. Requerimientos de rampas operativas de entrada y salida. Se propone:

"(...) Para el caso de las plantas eólicas y solares conectadas al STN y STR, se propone una rampa operativa para arranque y parada ajustable entre 0.1 y 14 % de la potencia nominal de la planta, en MW/min, desde que se cuente con el recurso primario. (...)".

" (...) Los generadores solares y eólicos deben reportar al CND, una curva donde se relacione la velocidad de toma de carga Vs la potencia de salida (...)".

Según los estudios de XM presentados al SAPE y SC del Consejo, el límite superior del 14 % está referenciado a Ituango, la planta más grande considerada en los análisis de cálculo de las rampas de arranque y parada (mismos supuestos de demanda y despacho del numeral 1.3.). Dado que para la definición de este límite se tuvo en cuenta dicho proyecto de generación y la interconexión con Ecuador (sin ella el límite superior sería 5.6 %), surge la misma inquietud, es decir, si sigue siendo válido el 14 % sin contar con la central Ituango. Teniendo en cuenta el vínculo que hay entre estos parámetros con la inercia y respuesta en frecuencia del SIN, sugerimos validar el límite superior sin dicha planta y referenciar su valor a otra central.

- Numeral 1.5. Control de tensión. Se propone:

"(...) Se propone que las plantas eólicas y solares, conectadas al STN y STR, puedan controlar la tensión en forma continua en el rango operativo normal del punto de conexión, de acuerdo con su curva de carga declarada y según las consignas de operación definidas por el CND (...)".

Sugerimos ajustar la redacción de la siguiente manera:

"(...) Las plantas eólicas y solares conectadas al STN y STR deben controlar la tensión en forma continua en el rango operativo normal del punto de conexión, por medio de la entrega o absorción de potencia reactiva, de acuerdo con su curva de carga declarada y según las consignas de operación definidas por el CND (...)"

- Numeral 1.6. Capacidad de potencia reactiva. En este apartado se plantea una curva de capacidad para las plantas eólicas y solares. Se excluyen de la entrega y absorción de potencia reactiva cuando estén operando en valores de potencia inferiores al 10 % de su capacidad nominal. Asimismo, se menciona que en dicha condición no deberán exceder el 5 % de su capacidad en aporte o absorción de potencia reactiva.

Al respecto, si bien entendemos que la curva fue calculada a partir de análisis eléctricos, sugerimos comparar la misma con la definida para el sistema AEMO, que es más exigente. Desde el punto de vista de la ubicación del recurso eólico y el estado de la red, nuestro sistema es muy similar al australiano.

También recomendamos incluir la comparación de la curva de capacidad de Colombia con la del sistema AEMO (Australia).

- Números 1.7 y 1.8. Comportamiento ante fallas y Control rápido de corriente reactiva:

Entendemos de estos numerales, que ante desviaciones de tensión que excedan los límites operativos, se priorice para las nuevas plantas eólicas y solares, la inyección de corriente reactiva, para alcanzar un 90% del valor final esperado en menos de 50 ms, con una tolerancia del 20%.

Asimismo, se plantea cumplir en el punto de conexión con las características de la figura de la diapositiva 13 (presentación) y los siguientes criterios (documento de justificación):

- *"(...) La pendiente k de cada unidad de generación debe ser ajustable con valores entre 0 y 10.*
- *(...) 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) (...)"*

Al respecto, los análisis de XM contenidos en sus informes de planeamiento operativo, evidencian que con un $K=2$, la tensión para algunas plantas solares estaría por debajo del límite impuesto por la curva LVRT ante diferentes fallas, es decir, se desconectarían dichas

plantas. Si bien en la propuesta transitoria se solicita un K ajustable entre 0 y 10, se debe validar para dicho rango si es posible garantizar que cualquier planta eólica o solar en las áreas Caribe o Nordeste, por ejemplo, permanezca en servicio. Asimismo, no es claro qué pasaría para aquellos puntos de la red donde un K mayor a cero pueda generar inestabilidad de tensión y la curva FRT no garantice la permanencia de la planta ante un hueco de tensión.

Por lo anterior, recomendamos verificar si se debe ajustar la función FRT (bajar la curva LVRT del numeral 1.7.).

Por otro lado, se propone una banda muerta para esta funcionalidad entre 0.9 y 1.1 en pu (tensión en el punto de conexión). Sin embargo, no se tienen en cuenta los diferentes niveles de voltaje que existen en el STN. En la red de 500 kV por ejemplo, la máxima tensión permitida es 1.05 en pu. Por lo anterior y teniendo en cuenta que se espera la incorporación de más de 1.45 GW de capacidad eólica en la Guajira a través de la subestación Colectora 500 kV, proponemos la siguiente redacción para la condición resaltada previamente.

- *"(...) La banda muerta corresponde al rango de operación normal de la tensión nominal del punto de conexión (0.9-1.1 p.u en el caso del STR y STN con tensión inferior a 230 kV, y 0.9-1.05 pu para tensiones superiores o iguales a 500 kV) (...)".*
- Numeral 1.9. Supervisión, Control y Comunicaciones. Se menciona que el control se podrá hacer directa o indirectamente (Active/Reactive Output Power, para el primer caso). En otros sistemas de referencia, esta función la tiene directamente el Independent System Operator-ISO. Adicionalmente, consideramos que desde ya deben definirse los criterios para el rechazo de generación (curtailment), cuando varias plantas estén en el mismo punto de conexión y se necesite disminuir su generación agregada por condiciones de seguridad. En Japón por ejemplo, se hace un sorteo.
- Numeral 2.1.2. Pronósticos de generación para el despacho. Para el caso de las plantas eólicas y solares conectadas al STN y STR, indistintamente si son o no despachadas centralmente, e inclusive para el rango de potencia en que pueden optar por ello (10-20 MW), se entiende de la propuesta que las unidades podrán ofertar precio. Se solicita aclarar si esto sería posible tecnológicamente desde XM, o simplemente se quiere cubrir este evento, es decir, que una planta eólica o solar conectada al STR de 4 MW, por ejemplo, pueda ofertar precio. Si bien lo anterior en la práctica pueda que no tenga sentido, en la redacción se dejaría abierta esta posibilidad.
- Numeral 2.2. Sugerimos la siguiente redacción para el título de este numeral. "Series históricas para el planeamiento operativo energético de fuentes no síncronas y análisis de flexibilidad del SIN".
- Numeral 2.4.1. Oferta de precios y declaración de disponibilidad. Se entiende de la propuesta que las plantas eólicas y solares conectadas al STR y STN no despachadas centralmente,

estarían en la base cuando ellas no oferten precio (dependiendo de la disponibilidad declarada). En los casos que se tengan varias plantas de generación en esta condición en un mismo nodo, y por condiciones de seguridad no se puede despachar toda la potencia, se solicita aclarar bajo que criterio se limitaría la generación de alguno de los recursos conectados en dicho nodo.

- Numeral 2.5.1. Causales de re-despacho. Se propone:

"(...) Nueva casual de re-despacho debido a 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.

Para el caso de las plantas eólicas y solares, conectadas al STN y STR, estas podrán entregar una nueva declaración de disponibilidad, expresada en valores enteros MWh, para las siguientes horas del re-despacho. Adicionalmente, los agentes representantes de las plantas deberán suministrar información al CND detallando la máxima capacidad (porcentaje) de la planta que estará en funcionamiento, para las siguientes horas del día de operación con resolución horaria (...)"

Se recomienda estudiar la pertinencia de incluir esta misma causal para todas las tecnologías, de cara al mercado intra-diario. Para las plantas hidroeléctricas filo de agua, por ejemplo, es claro que la variabilidad de su producción y el reflejo de ello en los pronósticos, también impacta al SIN. Para las plantas térmicas a gas la disponibilidad del energético repercute en su generación (coordinación gas/electricidad).

- Numeral 2.5.4. Desviaciones. Se propone:

"(...) La máxima desviación permitida entre el despacho programado horario (resultado del Re-despacho) y la generación real, para las plantas eólicas y solares, conectadas al STN y STR despachadas centralmente es 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 deben calibrar sus modelos de pronósticos y durante este periodo no se aplicará la regla de máxima desviación del 5 % (...)"

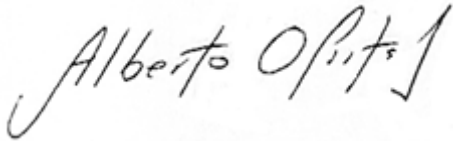
Sugerimos establecer cómo se articula esta desviación con el mercado intra-diario en la propuesta transitoria.

- Numeral 2.7. Para las pruebas: i) estatismo (s) potencia/frecuencia; ii) modelos validados de generación y controles asociados, y iii) potencia reactiva, se sugiere que se haga la armonización regulatoria con la Resolución CREG 025 de 1995, ya que estas pruebas aplican

actualmente para todas las plantas del SIN, indistintamente de su punto de conexión y capacidad.

Agradecemos a la CREG y XM la oportunidad para presentar nuestros comentarios. Quedamos atentos a enviar cualquier información adicional que consideren necesaria.

Atentamente,



ALBERTO OLARTE AGUIRRE

Secretario Técnico del Consejo Nacional de Operación-CNO

Copia: Doctor Henry Navarro Sánchez
EXPERTO COMISIONADO
Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG