



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

ADICIÓN DE UN PARÁGRAFO AL ARTÍCULO 42 DE LA RESOLUCIÓN CREG 060 DE 2019

**DOCUMENTO CREG-102
25-06-2020**

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

Tabla de contenido

1. ANTECEDENTES Y SITUACIÓN ACTUAL	6
2. DEFINICIÓN Y ANALISIS DEL PROBLEMA	7
3. ALTERNATIVAS Y ANÁLISIS DE IMPACTOS	10
3.1 Alternativa 1: No aplicar ninguna medida adicional	10
3.2 Alternativa 2: Definir un procedimiento que permita al agente que no pudo cumplir lo solicitado en el tiempo de transición previsto presentar un plan de acción para la adecuación de la planta o un plan de salida de operación.	10
4. ANÁLISIS REGULATORIO	10
5. CONSULTA PÚBLICA	11
6. CONCLUSIÓN.....	11

ADICIÓN DE UN PARÁGRAFO AL ARTÍCULO 42 DE LA RESOLUCIÓN CREG 060 DE 2019

1. ANTECEDENTES Y SITUACIÓN ACTUAL

Mediante Resolución CREG 060 de 2019 se hicieron adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el STN y STR.

En el Capítulo 1 de dicha normativa, se trataron temas como:

- Respuesta ante eventos de frecuencia y el control
- Respuesta ante eventos de tensión y el control
- Medición de variables meteorológicas y eléctricas
- Supervisión y control.

En las consultas realizadas mediante proyectos de Resolución CREG 123 de 2018 y 037 de 2019, se tuvieron los siguientes comentarios sobre la aplicación de la normativa y que tienen relación con el periodo de transición:

- EPM (radicado CREG E-2019-005671): (...) *Para el caso particular de la planta eólica Jepirachi de EPM, cuya construcción y puesta en servicio se dio entre los años 2003-2004, esta presenta actualmente limitaciones en su sistema de supervisión (mediciones meteorológicas y eléctricas) por las siguientes causas: i) obsolescencia tecnológica en su infraestructura, debido a que es una planta con más de 15 años de puesta en servicio; ii) dependencia tecnológica con el fabricante, ya que cualquier modificación en el sistema requiere de intervención exclusiva de Nordex (el fabricante) en los sistemas de hardware y software de una arquitectura altamente cerrada, por lo que el cambio propuesto en la Resolución implicará un alto costo en tiempo y dinero; iii) poca vida útil residual, ya que este parque tiene garantía por 20 años de los cuales ya cumplió 16. En tal sentido, solicitamos, de un lado, eximir a la planta eólica Jepirachi del cumplimiento de los artículos referenciados y, de otro lado, que la aplicación de estos numerales deba ser exigible a las plantas nuevas (...)*
- EMGESA (radicado CREG E-2018-01367): (...) *finalmente en caso de que la comisión decida establecer de forma definitiva las propuestas operativas de esta resolución solicitamos que se otorgue un plazo mínimo de 6 meses desde la entrada en operación comercial de los proyectos para alcanzar todos los hitos asociados a la medición y proyección de los recursos tal como estaba previsto en los documentos publicados sobre este tema por xm (...).*
- XM (radicado CREG E-2018-013537): (...) *Se propone definir un año para que los proyectos de generadores eólicos y fotovoltaicos que entren en operación antes de la entrada en vigencia de la resolución transitoria cumplan con los requerimientos establecidos en la dicha resolución (...)*

En la Sesión CREG 926 de junio de 2019 se analizó el tema de transición y se concluyó que todas las plantas eólicas y solares fotovoltaicas deben cumplir con los mismos requisitos sin diferenciación.

Posteriormente, en el año 2020, la Comisión recibió los siguientes comunicados:

- EPM (radicado CREG E-2019-014273): (...) *con referencia al Radicado de EPM 20190130174291 enviado el día de ayer donde se solicito el retiro del Parque Eólico Jepirachi a partir del 01 de Marzo de 2020, se corrige la fecha para que el retiro se haga efectivo a partir del 4 de enero de 2020 ante la imposibilidad de cumplimiento de los requerimientos técnicos establecidos por la Resolución CREG 060 de 2019 (...).*
- Comunidad de Arrutkajui (E-2020-005600): (...) *Cordial Saludo desde la comunidad de arrutkajui área de influencia del parque eólico Jepirachi propiedad de empresas públicas de Medellín (E.P.M)*

La presente es con el fin de notificarle la preocupación que tenemos los miembros de la comunidad de arrutkajui con respecto al desmantelamiento y abandono del parque eólico Jepirachi ya que en la comunidad la empresa epm esta desarrollando unos proyectos productivos tales como la pesca en lo cual nos ha entregado unas embarcaciones dotados con todos los insumos y materiales para dicha actividad y las capacitaciones generada para hacer buena practica pesquera.

Artesanía nos han entregado insumos materiales para ejercer artesanía y con las capacitaciones e innovaciones y los demás empleo que genera el parque eólico Jepirachi tales como la vigilancia el aseo el transporte del personal de operación. agua. La empresa publica doto una planta desalinizadora que esta activa a pesar de que esta planta desalinizadora es propiedad del gobierno municipal.

Nuestra preocupación es por mantener dichos proyectos activos.

Ya que epm está en una etapa de desmantelamiento y abandono por un requerimiento de la Comisión de regulación de energía y gas (C.R.E.G.) y sin el funcionamiento del parque eólico no hay energía para la producción del vital liquido.

Teniendo en cuenta todo lo anterior nosotros como miembros de la comunidad de arrutkajui queremos saber si es posible la puesta en operación de los aerogeneradores del parque eólico Jepirachi ya que en medio de esta pandemia es vital todos los proyectos anteriores para nuestro medio de subsistencia (...)

2. DEFINICIÓN Y ANALISIS DEL PROBLEMA

En el Artículo 42 de la Resolución CREG 060 de 2019 se proporcionó un plazo de 6 meses para que las plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN y STR (en operación comercial) se ajustaran a los requisitos técnicos establecidos.

Vencido el plazo anterior, la Comisión tuvo conocimiento a través del operador del sistema de que la única planta que se encontraba en las condiciones referidas en el artículo 42, no se adecuó dentro del término estipulado con las adecuaciones requeridas.

Ante dicha situación la Comisión solicitó conceptos técnicos al CND y a la UPME respecto al impacto y la contribución de dicha planta a la operación segura del sistema cumpliendo los estándares de calidad.

A continuación, se presentan las respuestas correspondientes:

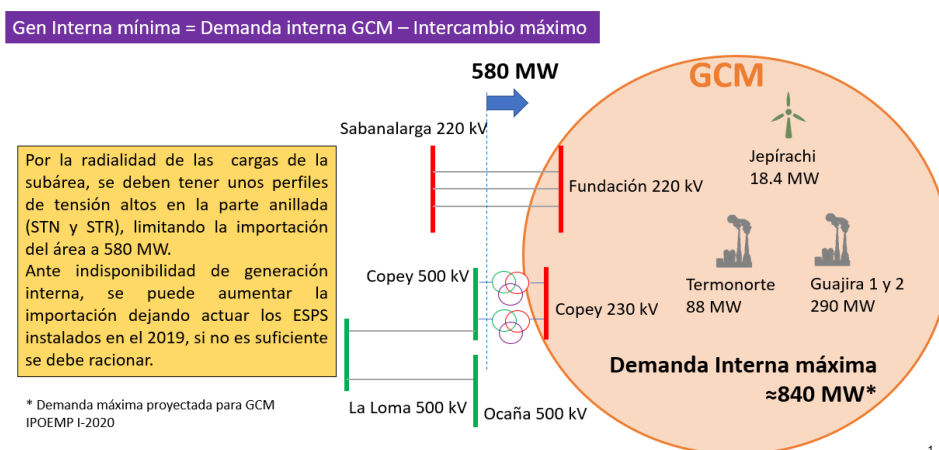
Respuesta XM (CREG E-2020-006995):

(...) 1. *Análisis de seguridad*

Teniendo en cuenta las características de diseño y funcionalidades que se conocen en XM del parque de generación, la planta Jepírachi no está en capacidad de prestar servicios para el control de la tensión o el control de la frecuencia en el sistema y su disponibilidad depende de la disponibilidad y variabilidad del recurso primario.

No obstante, teniendo en cuenta la restricción de importación de la subárea GCM (Ilustración 1), los recursos de generación internos en la subárea (Guajira 1 y 2, Termonorte y Jepírachi) y que los proyectos de expansión que impactan la operación de GCM, que se espera entren en operación a partir del año 2021, la potencia entregada a la red por la planta Jepírachi ayuda a reducir la magnitud de la importación de energía que requiere el área para la atención de la demanda interna de la subárea. Es decir, la planta Jepírachi ayuda a la atención segura y confiable de la demanda de GCM, especialmente ante situaciones que lleven a operar en condición de emergencia a la subárea, por indisponibilidad o contingencias de los recursos de generación internos o de la red.

Características área Caribe – Subárea GCM



Fuentes: CND, e información complementaria

2. *Análisis de suficiencia energética*

La información histórica de Jepírachi registrada entre 2018 y 2019, muestra que la generación del recurso fue en promedio de 4.4 GWh/mes. Según la información de demanda de la subárea, la generación de Jepírachi corresponde al 1.0% y 1.3% para 2018 y 2019, respectivamente.

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos, se concluye lo siguiente:

- a. No se evidencian impactos operativos que afecten la calidad de la subárea GCM como resultado de la operación del parque eólico Jepírachi en los próximos tres (3) años.*
- b. Actualmente GCM está conectada al SIN a través de una conexión débil. Por tanto, el efecto más importante de contar con la planta Jepírachi es la reducción de la demanda de la subárea, disminuyendo los requerimientos de potencia que provienen del resto del sistema.*
- c. En términos de aporte energético, la planta Jepírachi puede entregar al sistema una energía anual cercana al 1% de la demanda de la subárea GCM.*

En síntesis:

Desde el punto de vista del análisis de seguridad del SIN y conforme lo indicado en el numeral 1, la infraestructura actual presenta unos retrasos en la expansión por lo que la potencia entregada a la red por la planta Jepírachi ayuda a reducir la magnitud de la importación de energía que requiere el área para la atención de la demanda interna de la subárea. Es decir, la planta Jepírachi ayuda a la atención segura y confiable de la demanda de GCM, especialmente ante situaciones que lleven a operar en condición de emergencia a la subárea, por indisponibilidad o contingencias de los recursos de generación internos o de la red

Y con respecto al análisis de suficiencia, según lo indicado en el numeral 2 de este comunicado y dado la subárea GCM está conectada al SIN a través de una conexión débil, el efecto más importante de contar con la planta Jepírachi es la reducción de la demanda de la subárea, disminuyendo los requerimientos de potencia que provienen del resto del sistema. (...)

Respuesta UPME (CREG E-2020-006920):

(...) Al respecto, se debe iniciar señalando que actualmente la demanda del área Guajira – Cesar – Magdalena, donde se ubica la referida central, se atiende con generación local y la importación a través del Sistema de Transmisión Nacional – STN. Dada la condición del área, se tiene establecido un límite de importación del orden de 580 MW para evitar riesgo en la atención de la demanda ante ciertas contingencias.

La central Jepirachi está conectada a través de la línea a 110 kV entre Cuestecitas (Albania, La Guajira) y Puerto Bolívar, por lo que toda su generación se consume localmente, el sistema regional ve una menor demanda en Cuestecitas y de esta

manera se da una menor exigencia de importación a través de la red del STN mientras la misma esté despachada. No obstante, la central no aporta en la contabilidad de las “unidades equivalentes” disponibles por no aportar potencia reactiva.

De otra parte, si bien las obras de expansión¹ relajarán el límite de importación, mientras la central esté despachada seguirá reduciendo la necesidad de importación o de generación local con otras fuentes. Esto no implica que, en la planeación de largo plazo, la central se pueda considerar como un elemento que permita garantizar la seguridad del área. (...)

Una vez recibidos los conceptos técnicos del CND y la UPME relacionados con la única planta de generación a la que aplicaría la transición señalada en el artículo 42 de la Resolución CREG 060 de 2019, se concluyó que dicha planta no pone en riesgo la operación eléctrica de su zona de influencia y por el contrario aporta beneficios operativos a corto y mediano plazo especialmente en situaciones de contingencias en la zona.

3. ALTERNATIVAS Y ANÁLISIS DE IMPACTOS

Como alternativas se consideraron las siguientes:

3.1 Alternativa 1: No aplicar ninguna medida adicional

Es claro que dicho plazo solo afecta a la planta Jepírachi, la cual lleva varios años en operación comercial en el sistema. Todo indica que su ajuste a las condiciones técnicas requeridas durante el tiempo de transición previsto en la Resolución CREG 60 de 2019 (6 meses) no era factible lo que implicaría su retiro del mercado.

La situación anterior no está prevista en la resolución CREG 60 de 2019, por lo que no existe un procedimiento a seguir incluyendo los tiempos asociados para la decisión del agente de continuar con la planta conectada al STN o STR.

3.2 Alternativa 2: Definir un procedimiento que permita al agente que no pudo cumplir lo solicitado en el tiempo de transición previsto presentar un plan de acción para la adecuación de la planta o un plan de salida de operación.

Partiendo de la situación creada por el límite tiempo de transición previsto en la resolución CREG 60 de 2019, esta alternativa considera dar la oportunidad al agente relacionado para que manifieste las actividades y los tiempos requeridos para la toma de su decisión, es decir, la adecuación de su planta o la desconexión de la misma del STN o STR.

Esta alternativa permitiría determinar de manera formal el futuro de la planta acorde con los tiempos de transición más factibles que reporte el agente para los recursos en la situación del artículo 42 de la resolución CREG 60 de 2019 y los impactos de su operación en el tiempo.

4. ANÁLISIS REGULATORIO

Si bien es importante el impacto social que generaría la salida de la planta conforme lo exponen las comunidades, la Comisión basa sus análisis y decisiones en aspectos técnicos.

En ese sentido y teniendo en cuenta, el tiempo de transición previsto en la resolución 060 de 2019, los conceptos técnicos de la UPME y el CND, así como las alternativas evaluadas se considera que lo más conveniente es optar por la alternativa 2.

Se considera que la alternativa 2 tiene un impacto operativo positivo para el área Guajira, Cesar y Magdalena (GCM), especialmente para el caso de situaciones de contingencia, las cuales son impredecibles, como se observó el día 24 de junio de 2020 en la falla, aun bajo análisis, en el área caribe. Este beneficio se mantiene en un horizonte de mediano plazo por los retrasos de los refuerzos del STN relacionados con la subestación Cuestecitas.

Propuesta

La propuesta es que los agentes que tengan en operación comercial plantas solares fotovoltaicas o eólicas conectadas al STN o STR al momento de la expedición de la Resolución CREG 060 de 2019, y que no hayan cumplido la adecuación solicitada en el artículo 42 de esta resolución, deben presentar a la CREG, en un plazo máximo de 60 días calendario, contados a partir de la vigencia esta resolución modificatoria, un plan de acción para:

- a) Ajustar la planta a las exigencias técnicas regulatorias o,
- b) Definir y declarar una fecha de desconexión del STN o STR.

El plazo máximo para ejecutar el plan de acción o para la desconexión del STN o STR no debe superar los 36 meses a partir de su presentación a la CREG, el cual además debe ir con copia a la SSPD para su control y vigilancia.

Para este plan de mejora o, en su defecto, declaración de fecha de desconexión, se deberá contar con un concepto del CND que garantice que durante el tiempo que dure el plan de mejora o el tiempo de desconexión no se afecta la operación del sistema. Dicho análisis deberá contar con los siguientes aspectos:

- i. Análisis de la operación eléctrica.
- ii. Análisis de la coordinación operativa del sistema

5. CONSULTA PÚBLICA

Teniendo en cuenta el cambio propuesto, se recomienda publicar para comentarios de los agentes y terceros interesados, la propuesta contenida en el presente documento.

6. CONCLUSIÓN

La Comisión opta por la Alternativa 2 por las razones ya expuestas.