

Código Dependencia: 4005
Acceso: Reservado (), Público (x), Clasificado ().

Memorando

Bogotá, D.C.

PARA: LUIS JULIAN ZULUAGA LOPEZ
LJZULUAGA@MINENERGIA.GOV.CO
Grupo De Energia Electrica

DE: GRUPO DE GESTION DE LA INFORMACION Y SERVICIO AL
CIUDADANO

ASUNTO: Remisión certificación publicación informe de comentarios proyecto Criterios de resiliencia, seguridad y confiabilidad suministro de energía E

Una vez finalizado el término para recibir comentarios sobre la publicación del proyecto el veinticuatro (24) de diciembre de 2020, me permito remitir constancia de publicación.

Teniendo en cuenta lo anterior, de manera atenta se solicita que una vez se tenga consolidada la matriz de comentarios y el acto administrativo en firme sean remitidos a esta coordinación, con el fin de dar cumplimiento a lo conceptuado el Decreto 1273 de 18 de septiembre de 2020.

Agradezco su colaboración.

Atentamente,



LUISA FERNANDA HURTADO BERNAL,
Coordinadora Grupo de Gestión de la
Información y Servicio al Ciudadano

Documento firmado electrónicamente amparado en las disposiciones referidas por la Ley 527 de 1999.

Anexos: 93 folios
Copia a:
PAOLA GALEANO ECHEVERRI (pgaleano@minenergia.gov.co)
Elaboró: MARTHA ISABEL JAIME GALVIS
Revisó: LUISA FERNANDA HURTADO BERNAL
Aprobó: LUISA FERNANDA HURTADO BERNAL

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

La SUSCRITA COORDINADORA DEL GRUPO DE GESTIÓN DE LA INFORMACIÓN Y
SERVICIO AL CIUDADANO DEL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

HACE CONSTAR

Que en cumplimiento de las siguientes normas:

- Decreto 1273 del 18 de septiembre de 2020 que modifica y adiciona el Decreto 1081 de 2015, Decreto Único Reglamentario de la Presidencia de la República, en relación con la participación de los ciudadanos o grupos de interesados en la elaboración de proyectos específicos de regulación.
- Resolución 4 0310 del 20 de abril de 2017, que reglamenta los plazos para la publicación de proyectos específicos de regulación que expide el Ministerio de Minas y Energía y se dictan otras disposiciones.
- Resolución 4 1304 del 24 de noviembre de 2017 que modifica la Resolución 4 0310 del 20 de abril de 2017 por la cual se reglamenta los plazos para la publicación de proyectos específicos de regulación que expide el Ministerio de Minas y Energía y se dictan otras disposiciones.

El Ministerio de Minas y Energía publicó para consulta de la ciudadanía y grupos de interés, y a fin de recibir opiniones, sugerencias y propuestas alternativas al Proyecto de Resolución “Por la cual se definen criterios de resiliencia, seguridad y confiabilidad para el suministro de energía eléctrica”

Que dicho proyecto se publicó desde del nueve (09) hasta veinticuatro (24) de diciembre de 2020 en el portal web, sección Atención al Ciudadano/Foros en Consulta Ciudadana en el siguiente vínculo:

<https://www.minenergia.gov.co/foros?idForo=24257509&idLbl=Listado+de+Foros+de+Diciembre+De+2020>, al que también pudieron acceder los interesados desde la sección de transparencia y acceso a la información pública.

Que, para facilitar la participación de los interesados, se informó sobre la disponibilidad de este documento en discusión y los canales de comunicación a donde enviar sus observaciones, mediante los siguientes medios: Home/otras noticias

Que durante el tiempo dispuesto el documento en consulta ciudadana, recibió diez (10) comentarios a través de los canales dispuestos: Correo electrónico pciudadana@minenergia.gov.co y sección comentarios



Dada en Bogotá el veintiséis (26) de enero de 2021.

Luisa Hurtado
Luisa Fernanda Hurtado Bernal

Anexo: Noventa y un (91) folios Informe de comentarios Grupo de Gestión de la Información y Servicio al Ciudadano

Proyectó: Martha Isabel Jaime Galvis

Revisó y Aprobó: Luisa Fernanda Hurtado Bernal

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

GRUPO DE GESTIÓN DE LA INFORMACIÓN Y SERVICIO AL CIUDADANO

Informe documento en discusión

Proyecto de Resolución “Por la cual se definen criterios de resiliencia, seguridad y confiabilidad para el suministro de energía eléctrica”

Fecha Inicio: 09 de diciembre de 2020

Fecha fin para recibir comentarios: 24 de diciembre de 2020

Solicitantes:

Lucas Arboleda Henao
Oficinas Asesora jurídica

Luis Julián Zuluaga López
Dirección de Energía Eléctrica

Julián Antonio Rojas Rojas
**Oficina de Asuntos Regulatorios y
Energías No Convencionales**

Paola Galeano Echeverry
Oficina Asesora Jurídica

Medios de divulgación:

Portal Web www.minenergia.gov.co en:

- Módulo de Foros: Min Energía/ Atención al Ciudadano/Proyectos de Actos Administrativos en Consulta Ciudadana
- Aviso en Home
- Redes sociales

Medios de recepción comentarios: correo pciudadana@minenergia.gov.co

PUBLICACIÓN

Página 3 de 93

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergia.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergia.gov.co



Se publicó la noticia, enlace directo al foro donde se presentó el documento en discusión, tal cual se evidencia en el siguiente enlace e imágenes.

<https://www.minenergia.gov.co/foros?idForo=24257509&idLbl=Listado+de+Foros+de+Diciembre+De+2020>

Listado de Foros de Diciembre De 2020

Criterios de resiliencia, seguridad y confiabilidad suministro de energía E

Sector Energía

Fecha Inicio 9 de diciembre de 2020

Fecha Fin 24 de diciembre de 2020

En cumplimiento de lo señalado en el numeral 8 del artículo 8 de la Ley 1437 de 2011, en concordancia con lo previsto en el inciso 2 del artículo 2.1.2.1.14 del Decreto 1081 de 2015, sustituido por el artículo 1 del Decreto 1273 de 2020 y las resoluciones 4 0310 y 4 1304 de 2017, se publica para participación ciudadana el Proyecto de Resolución "Por la cual se definen criterios de resiliencia, seguridad y confiabilidad para el suministro de energía eléctrica", con el objeto de recibir observaciones y comentarios.

Documentos Propuestos

Proyecto de Resolución "Por la cual se definen criterios de resiliencia, seguridad y confiabilidad para el suministro de energía eléctrica"

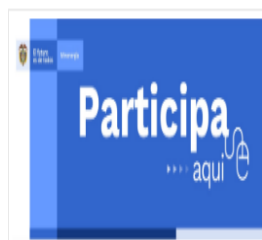
Las observaciones, comentarios y propuestas al referido proyecto de resolución deberán realizarse por medio de este foro o diligenciando el formulario para recepción de comentarios, el cual debe enviar conservando el formato editable al correo electrónico pcudadana@minenergia.gov.co, hasta el próximo miércoles 23 de diciembre de 2020.

Otros documentos

Memoria justificativa

Conclusiones

Ilustración 1 Divulgación: publicación en el espacio foros/ Portal Web MinEnergía



Proyecto de Resolución "Por la cual se definen criterios de resiliencia, seguridad y confiabilidad para el suministro de energía eléctrica"

Proyecto de Resolución "Por la cual se definen criterios de resiliencia, seguridad y confiabilidad para el suministro de energía eléctrica"

miércoles 9 de diciembre de 2020, Cundinamarca, Bogotá D.C., Fuente: MinEnergía

Sector: Energía

Ilustración 2 Divulgación: Home/ Otras Noticias

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.



Ilustración 3 Divulgación: Redes Sociales

COMENTARIOS RECIBIDOS DE LA CIUDADANÍA

Durante el tiempo dispuesto para recepción de comentarios Proyecto de Proyecto de Resolución “Por la cual se establecen los requisitos y se adopta el procedimiento para la expedición de autorizaciones para el transporte seguro de materiales radiactivos en el territorio colombiano”, recibió diez (10) comentarios a través de los canales dispuestos para tal fin:

- Correo electrónico: pciudadana@minenergia.gov.co
- Sección comentarios

Comentario 1

De: Borrero Angarita, María Antonieta, Enel Colombia

Enviado: viernes, 18 de diciembre de 2020 12:27

Asunto: Comentarios Enel Emgesa Resolución criterios de resiliencia



Bogotá D.C., 18 de diciembre de 2020
CGRRI-275-20

Doctor
MIGUEL LOTERO ROBLEDO
Viceministro de Minas
Ministerio de Minas y Energía
Calle 43 No. 57 - 31 CAN
Ciudad

Asunto: Comentarios al proyecto de resolución por el cual se definen los criterios de resiliencia, seguridad y confiabilidad para el suministro de energía eléctrica

Doctor Lotero,

En atención al proyecto de resolución por el cual se definen los criterios de resiliencia, seguridad y confiabilidad para el suministro de energía eléctrica, a continuación, presentamos algunas observaciones y sugerencias.

En general entendemos que la norma en consulta se justifica en los últimos eventos que han afectado al Sistema de Transmisión Nacional, como el ocurrido el pasado 24 de junio en el área Caribe y que afectó la prestación del servicio y el cumplimiento de los criterios previstos en la reglamentación. Sin embargo, consideramos que los criterios de resiliencia que proponga el Ministerio como política pública deben tener una visión holística, incluyendo un análisis de los posibles eventos improbables que pueden afectar el funcionamiento de cualquier eslabón de la cadena por situaciones tan diversas como el cambio climático, así como la vulnerabilidad o fortalecimiento del sistema ante la incorporación de nuevas tecnologías.

En este sentido, sugerimos al Ministerio profundizar los análisis teniendo en cuenta la situación observada en el Sistema durante el Fenómeno El Niño 2015-2016, y las propuestas que se realizaron en su momento y se incluyeron en el Decreto 570 de 2018, donde se asignó a la UPME la tarea de incluir en los Planes de Expansión los estudios para *"Fortalecer la resiliencia de la matriz de generación de energía eléctrica ante eventos de variabilidad y cambio climático a través de la diversificación del riesgo"*.

Por otra parte, encontramos indispensable que dentro de los análisis de resiliencia, seguridad y confiabilidad se impulse la robustez del sistema a través de la formalización de los servicios complementarios. Si bien vemos positivo que esta norma designa a la CREG la función de establecer la remuneración del Black Start para las plantas de generación, es importante que se reglamenten los mercados de servicios como el control de tensión, la regulación primaria, terciaria y el control rápido de frecuencia, considerando la transformación de la matriz de generación y el impacto operativo en el sistema de las plantas con recursos intermitentes.

Emgesa S.A. ESP. – NIT. 860.063.875-8 – Carrera 11 No. 82 - 76 – Bogotá, Colombia – C +571 219 0330 – www.enel.com.co



Así mismo, es importante que dentro de la reglamentación de los servicios complementarios se favorezca la introducción de nuevas tecnologías como los sistemas de almacenamiento y los esquemas de respuesta de la demanda, que pueden facilitar la gestión de contingencias o eventos críticos que afecten la prestación del servicio. Sobre este tema es importante recordar que el 27 de noviembre del presente año remitimos al Ministerio el documento "Servicios Complementarios en el Mercado de Energía Colombiano", con propuestas de regulación y remuneración para los diferentes servicios complementarios que identificamos como indispensables en la transición energética.

En cuanto a la función otorgada al CND en el artículo 3 del proyecto de resolución, consistente en determinar y calificar las subestaciones del SIN, sugerimos que se defina a partir de qué instrumento se emitirá esa identificación y calificación de las subestaciones, en la medida en que dichas facultades discrecionales, para entidades administrativas se definen a través de Actos Administrativos, los cuales no son del resorte del CND o de XM dada su naturaleza jurídica, de acuerdo con la ley 142 de 1994.

Finalmente, sugerimos aclarar desde cuando se cuentan los 3 meses previstos el artículo 8, para que la CREG expida la resolución con los requerimientos de disponibilidad, exactitud y precisión para las mediciones análogas y digitales supervisadas en tiempo real por el CND.

Quedamos atentos a cualquier aclaración que requiera el Ministerio.

Cordial saludo,

VICTOR JULIO ANGEL ROJAS

Gerente de Regulación, Relaciones Institucionales y Medio Ambiente (E)

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergía.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergía.gov.co





FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS

Sector: Energía

Proyecto: Resolución

“Por la cual se definen criterios de resiliencia, seguridad y confiabilidad para el suministro de energía eléctrica”

Fecha inicio: 9/12/2020

Fecha fin: 23/12/2020

Fecha Comentario: 18/12/2020 0:00

Datos de contacto: Victor Angel	Correo electrónico:	
Nombre de la empresa o interesado:		Enel Emgesa

No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.





1	Definición criterios de resiliencia	General	<p>En general entendemos que la norma en consulta se justifica en los últimos eventos que han afectado al Sistema de Transmisión Nacional, como el ocurrido el pasado 24 de junio en el área Caribe y que afectó la prestación del servicio y el cumplimiento de los criterios previstos en la reglamentación. Sin embargo, consideramos que los criterios de resiliencia que proponga el Ministerio como política pública deben tener una visión holística, incluyendo un análisis de los posibles eventos improbables que pueden afectar el funcionamiento de cualquier eslabón de la cadena por situaciones tan diversas como el cambio climático, así como la vulnerabilidad o fortalecimiento del sistema ante la incorporación de nuevas tecnologías.</p> <p>En este sentido, sugerimos al Ministerio profundizar los análisis teniendo en cuenta la situación observada en el Sistema durante el Fenómeno El Niño 2015-2016, y las propuestas que se realizaron en su momento y se incluyeron en el Decreto 570 de 2018, donde se asignó a la UPME la tarea de incluir en los Planes de Expansión los estudios para “Fortalecer la resiliencia de la matriz de generación de energía eléctrica ante eventos de variabilidad y cambio climático a través de la diversificación del riesgo”.</p>
2	Competencia CND	Artículo 3	<p>En cuanto a la función otorgada al CND en el artículo 3 del proyecto de resolución, consistente en determinar y calificar las subestaciones del SIN, sugerimos que se defina a partir de qué instrumento se emitirá esa identificación y calificación de las subestaciones, en la medida en que dichas facultades discrecionales, para entidades administrativas se definen a través de Actos Administrativos, los cuales no son del resorte del CND o de XM dada su naturaleza jurídica, de acuerdo con la ley 142 de 1994.</p>

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.





3	Plazos	Artículo 8	Sugerimos aclarar desde cuando se cuentan los 3 meses previstos el artículo 8, para que la CREG expida la resolución con los requerimientos de disponibilidad, exactitud y precisión para las mediciones análogas y digitales supervisadas en tiempo real por el CND.
4	Servicios complementarios	Artículo 9	<p>Encontramos indispensable que dentro de los análisis de resiliencia, seguridad y confiabilidad se impulse la robustez del sistema a través de la formalización de los servicios complementarios. Si bien vemos positivo que esta norma designa a la CREG la función de establecer la remuneración del Black Start para las plantas de generación, es importante que se reglamenten los mercados de servicios como el control de tensión, la regulación primaria, terciaria y el control rápido de frecuencia, considerando la transformación de la matriz de generación y el impacto operativo en el sistema de las plantas con recursos intermitentes.</p> <p>Así mismo, es importante que dentro de la reglamentación de los servicios complementarios se favorezca la introducción de nuevas tecnologías como los sistemas de almacenamiento y los esquemas de respuesta de la demanda, que pueden facilitar la gestión de contingencias o eventos críticos que afecten la prestación del servicio. Sobre este tema es importante recordar que el 27 de noviembre del presente año remitimos al Ministerio el documento “Servicios Complementarios en el Mercado de Energía Colombiano”, con propuestas de regulación y remuneración para los diferentes servicios complementarios que identificamos como indispensables en la transición energética.</p>

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergia.gov.co
 Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
 Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergia.gov.co





Comentario 2

De: INFORMACION XM

Enviado: miércoles, 23 de diciembre de 2020 13:04

Asunto: Comentarios Proyecto de Resolución “Por la cual se definen criterios de resiliencia, seguridad y confiabilidad para el suministro de energía eléctrica”

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergia.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergia.gov.co





6010 – 11

CÍTESE 202044025908-1 XM
MEDELLÍN 23-DIC-2020
ORIGEN:6010 VIA:11

Doctor
DIEGO MESA PUYO
Ministro de Minas y Energía
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Calle 43 No. 57 - 31 Centro Administrativo Nacional
Teléfono: (091) 220 03 00, 26000
Correo electrónico: dmesa@minenergia.gov.co,
pciudadana@minenergia.gov.co
Bogotá D.C.

Asunto: Comentarios Proyecto de Resolución "Por la cual se definen criterios de resiliencia, seguridad y confiabilidad para el suministro de energía eléctrica"

Respetado doctor Mesa:

En atención a lo previsto en el Proyecto de Resolución "Por la cual se definen criterios de resiliencia, seguridad y confiabilidad para el suministro de energía eléctrica", nos permitimos remitir el archivo Excel dispuesto para tal fin por el Ministerio de Minas y Energía, en el cual consignamos nuestros comentarios de detalle al proyecto de Resolución y adicionalmente presentamos los siguientes comentarios generales:

En primer lugar agradecemos que se hayan acogido una buena parte de las recomendaciones que XM S.A. E.S.P. ha presentado al Ministerio, y consideramos que a partir del desarrollo de las ocho líneas de acción que allí se establecen para las Autoridades y los agentes del sector se apalanca el logro del objetivo de mantener una operación estable del Sistema Interconectado Nacional –SIN y se propende por el suministro del servicio de energía a los usuarios, al mitigar la afectación que puede derivarse de los eventos que se presenten en el SIN.

Por otro lado, consideramos que todas las líneas de acción planteadas para el logro de estos objetivos deberán ser consideradas en el nuevo Código de Redes que se está adelantando y debe expedir el Regulador.

De igual forma llamamos la atención del Ministerio respecto a que en el proyecto en consulta se establece que para la implementación y aplicación de lo propuesto se debe considerar la definición de Ciberseguridad, sin embargo, dentro de las líneas de acción no evidenciamos que se haya asignado de manera explícita el desarrollo de este aspecto.

Calle 12 sur 18 - 168
Teléfono (57-4) 317 22 44
Medellín - Colombia
www.xm.com.co

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.



Para su consideración y de acuerdo con las instrucciones del Ministerio los comentarios de detalle y las propuestas sugeridas en cada uno de los apartes del proyecto puesto en consulta se encuentran en el archivo Excel que se anexa.

Reiteramos nuestro compromiso en el desarrollo de las acciones propuestas y todas las demás que sean necesarias para garantizar una operación segura y confiable del SIN y así asegurar el suministro del servicio a los usuarios y estaremos atentos a revisar o ampliar el detalle de lo expuesto en nuestros comentarios.

Cordialmente,

CARLOS ANDRES CANO ISAZA
Gerente Centro Nacional de Despacho (E)

Anexo:

- Archivo Excel con comentarios de detalle.

Elaboró y Aprobó: Carlos Arturo Vanegas Vesga

Calle 12 sur 18 - 168
Teléfono (57-4) 317 22 44
Medellín - Colombia
www.xm.com.co

Página 13 de 93

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergia.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergia.gov.co





FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS

Sector: Energía
Proyecto: “Por la cual se definen criterios de resiliencia, seguridad y confiabilidad para el suministro de energía eléctrica”
Resolución
Fecha inicio: 9/12/2020
Fecha fin: #####
Fecha
Comentario:

Datos de contacto:	Correo electrónico:	
Nombre de la empresa o interesado:		

N o	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
--------	---------------------	--	----------------------

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.





1	Requerimientos para subestaciones estratégicas	Artículo 4	Es importante que se incorporen aspectos relacionados con requerimientos de sistemas de protección para subestaciones y que estos se articulen con los nuevos requerimientos que se expedirán en el nuevo Código de Redes. También, se deberán incluir requerimientos mínimos de sistemas de protección para STR y adicionalmente, para las subestaciones críticas se incorpore el concepto de redundancia de sistemas de protección a nivel de barras y bahías para las subestaciones .
2	Sistemas de medición sincrofasorial	Artículo 7	Se recomienda al Ministerio incluir la obligatoriedad de tener este tipo de medición en unidades de generación despachadas centralmente y al STR.
3	Supervisión en tiempo real.	Artículo 8	Recomendamos que los criterios y los tiempos de indisponibilidad de las medidas reportadas al CND deberían ser establecidos periódicamente por el mismo CND, lo cual deberá ser detallado en la Resolución de la CREG sobre este tema.
4	Remuneración del servicio complementario de arranque en negro o autónomo de plantas de generación	Artículo 9	Considerar no solo la remuneración del servicio de arranque autónomo a plantas despachadas centralmente sino ampliar está a plantas no despachadas centralmente e incluso a nuevas tecnologías que puedan prestar dicho servicio.

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.





5	Programas de capacitación	Artículo 11	<ol style="list-style-type: none">1. Se debe tener presente que la legislación colombiana prohíbe que una misma entidad capacite y certifique las mismas competencias, razón por la cual recomendamos ajustar el proyecto en este sentido. (Decreto 1595 del 2015)2. XM cuenta con el conocimiento integral sobre la operación de los recursos del Sistema Interconectado nacional y sus empleados conocen los procedimientos óptimos a seguir al respecto, por lo cual se propone que XM sea el responsable de la función de capacitación de los operadores. XM puede proporcionar los docentes, la pedagogía y el uso de simuladores y escenarios de práctica. Esta actividad de entrenamiento, que sería asignada y remunerada por la CREG, es una de las medidas de prevención del riesgo más efectivas y apunta directamente a la seguridad operacional del sistema eléctrico colombiano. Posteriormente, los operadores serían certificados por el SENA o cualquier otra entidad certificadora.3. Se considera necesario establecer las Normas de Competencia Laboral (NCL) que permitan determinar los estándares procedimentales que deben seguirse en la operación del sistema y este es el protocolo para la capacitación y entrenamiento del personal.4. La obligatoriedad de obtener la certificación en NCL, la debe establecer explícitamente la regulación, según lo dispuesto en el Decreto 1595 del 2015 del MINTIC, según el cual el regulador de cada sector debe definir los requisitos y habilidades para que las personas reciban la certificación en NCL.5. Las instituciones que pueden otorgar una certificación en NCL, son aquellas que se habiliten para ello ante el Organismo Nacional de Acreditación Colombiana - ONAC - sea el SENA o cualquier entidad o empresa que surta los trámites exigidos por la ONAC para poder ser un ente certificador.
---	---------------------------	-------------	---

Comentario 3

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.





De: NORMATIVIDAD ENERGIA Y GAS

Enviado: miércoles, 23 de diciembre de 2020 9:54

Para: Participación Ciudadana <pciudadana@minenergia.gov.co>

Asunto: ISAGEN - Comentarios proyecto resolución criterios resiliencia, seguridad y confiabilidad (Radicado ISAGEN No. E2020-010461)

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS

Sector: Energía

Proyecto: Resolución Por la cual se definen criterios de resiliencia, seguridad y confiabilidad para el suministro de energía eléctrica

Fecha inicio: 9/12/2020

Fecha fin: 23/12/2020

Fecha Comentario: 23/12/2020

Datos de contacto:	Correo electrónico:	
Nombre de la empresa o interesado:		ISAGEN S.A. E.S.P.

No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
----	---------------------	--	----------------------

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.





1	General	Artículo 1. Objeto	<p>Si bien compartimos con el Ministerio de Minas y Energía la importancia de estos atributos para el Sistema Interconectado Nacional, tenemos dudas sobre la conveniencia de hacer los cambios con un acto administrativo de este estilo. Consideramos que los elementos que se desarrollan en el Proyecto de Resolución están más dirigidos a una modernización del Código de Redes (Resolución CREG 025 de 1995) y complementar los criterios para definir las inversiones para el Plan de Expansión de Transmisión.</p> <p>En ese orden de ideas, sugerimos al Minenergía reorientar estos esfuerzos particulares hacia un enfoque más integral, que podría ser materia de regulación específica por la CREG y también en criterios específicos de planeación por parte de la UPME. Coincidimos en que es importante modernizar la red de transporte e irla adecuando a las mejores prácticas operativas y tecnologías disponibles hoy en día.</p>
2	Subestaciones estratégicas	Artículos 3, 4 y 5	<p>Nos surgen dudas sobre el tratamiento diferencial que se quiere tener sobre algunas subestaciones del SIN que tienen actualmente problemas estructurales. Desde nuestro punto de vista, creemos que la modernización del SIN puede darse en forma más ordenada y universal si se actualizan algunos de los criterios y requerimientos que se tratan en el Código de Redes. Es posible que una vez se actualicen las exigencias del Código de Redes, sean necesarias nuevas inversiones para reemplazar subestaciones obsoletas o cambiar equipos de patio y equipo de control y protecciones.</p>

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.





3	Resiliencia y confiabilidad	Artículo 6	Opinamos que en términos generales, el Minenergía puede dar los lineamientos de política en cuanto a los objetivos de seguridad, calidad y continuidad del servicio que quieren garantizarse a nivel del sistema eléctrico de potencia y a partir de ellos, ordenarle a la CREG encargarse de regularlos en el Código de Redes y en aquellas otras normas complementarias que buscan tener un sistema eficiente (mínimo costo), confiable y seguro.
4	Seguimiento y vigilancia	Articulos 8, 11 y 12	Consideramos importante que el Minenergía entregue los lineamientos al Regulador para que se establezcan las señales regulatorias para que la operación y coordinación de protecciones del sistema eléctrico se realice en óptimas condiciones. De todas formas, consideramos importante establecer plazos razonables para hacer las actualizaciones y mejoras por parte de los agentes involucrados, dado que es posible que los correctivos no puedan hacerse de un momento a otro sin incurrir en inversiones y uso de recurso humano en esas tareas.

Comentario 4

De: Dirección Regulación Energía EPM

Enviado: miércoles, 23 de diciembre de 2020 15:32

Asunto: 20200130251808_Criterios de resiliencia, seguridad y confiabilidad suministro de energía eléctrica

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS

Sector: Energía

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.





Proyecto: Resolución

“Por la cual se definen criterios de resiliencia, seguridad y confiabilidad para el suministro de energía eléctrica”

Fecha inicio: 9/12/2020

Fecha fin: 23/12/2020

Fecha Comentario: 23/12/2020

Datos de contacto:	Correo electrónico:	
Nombre de la empresa o interesado:		

No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.





1	Definiciones	Artículo 2	<p>Definición y criterios de Resiliencia. Compartimos con el MME la importancia para el sistema de tener la capacidad para resistir, adaptarse y recuperarse ante las interrupciones propiciadas por eventos de envergadura, esto es, eventos de alto impacto y baja probabilidad. Sin embargo, notamos que el enfoque está más orientado al componente de transmisión de electricidad por lo que consideramos fundamental abordar este tema bajo un enfoque más integral donde los diferentes componentes de la cadena toman partido, incluyendo al rol que puede tomar la demanda bajo su participación activa y que a hoy precisamente es uno de los temas en desarrollo dentro de la agenda de la CREG. Particularmente, en el componente de generación consideramos fundamental propiciar la cobertura de la demanda ante la ocurrencia de eventos como puede llegar a ser la salida de plantas o unidades generadoras significativas para el sistema. Tal cuestión puede llegar a incorporarse dentro del marco del cargo por confiabilidad al momento de definir la demanda objetivo que debe ser cubierta luego de considerar un factor específico de seguridad que incorpore precisamente el componente de Resiliencia, visión bajo la cual se estaría cumpliendo un lineamiento de política pero desde un enfoque de mercado como bien se da dentro de la asignación de Obligaciones de Energía Firme (OEF) a los generadores.</p>
---	--------------	------------	--

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.





1	Definiciones	Artículo 2	<p>Sugerimos que en la política se definan las condiciones y criterios para lograr la resiliencia y la confiabilidad para que el regulador y otros entes ya precisen todas las condiciones técnicas y económicas. Para sus consideraciones en sentido de lo anterior compartimos la definición "<i>Medidor sincrofasorial – PMU (Phasor Measurement Unit): Una unidad de medición fasorial (PMU por sus siglas en inglés) es un dispositivo tecnológico que permite realizar, con gran precisión y velocidad, el análisis dinámico del estado de un sistema eléctrico de transmisión o de distribución</i>" no es exacta, pues quien "<i>permite realizar, con gran precisión y velocidad, el análisis dinámico del estado de un sistema eléctrico de transmisión o de distribución</i>", es el conjunto de tecnologías asociadas a las "Mediciones Fasoriales Sincronizadas" o "Sistemas de medición de sincrofasorial". La PMU solo genera los datos, por lo que sugerimos considerar para definir la política el siguiente concepto de PMU según la norma <i>IEC/IEEE 60255-118-1 Measuring relays and protection equipment – Synchrophasor for power systems – Measurements: "Dispositivo o función en un dispositivo multifunción que produce estimaciones sincronizadas de fasores, frecuencia y tasa de cambio de frecuencia (ROCOF) a partir de señales de voltaje y / o corriente y una señal de sincronización de tiempo"</i></p>
---	--------------	------------	---

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.





2	Plazos y participación del sector	Artículo 3	En cuanto al plazo de 6 meses para identificar subestaciones estratégicas sugerimos dejar claro que es a partir de la vigencia de la resolución. Nos parece importante que deje explícita la participación de los diferentes agentes del mercado interesados en el tema, en especial los transportadores que por conocimiento pueden ayudar a capitalizar la metodología para cuantificar el nivel de criticidad de las subestaciones. Considerar también la definición de activos estratégicos los que correspondan en el caso del STR y SDL, o dado el caso considerar subestaciones completas. Para la relevancia del tema y su impacto, consideramos que es poco tiempo para establecer una metodología integral y el primer diagnóstico.
3	Articulación con Transportadores	Artículo 4	Consideramos importante involucrar la participación de la Transportadores (STN, STR, SDL) con el fin de validar la posibilidad de implementar los requerimientos establecidos por la CREG para definir las condiciones en las cuales es posible su implementación. Otro asunto con igual importancia es la inclusión de la evaluación económica de estos requerimientos (no solo técnico) en los análisis y definiciones correspondientes. sugerimos armonizar los plazos teniendo en cuenta lo que se defina en el artículo 3.
4	Articulación con anteriores	Artículo 5	En cualquier caso es fundamental compatibilizar la remuneración de los activos de acuerdo con las posibilidades reales de la infraestructura actual y las evaluaciones económicas

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.





5	Involucrar otros	Artículo 6	Para la definición de los criterios y las señales adecuadas vemos significativo que la CAPT participe en los análisis que soportarán las definiciones que realizará la CREG. El CAPT está definiendo criterios de convergencia de Planeación y Operación, entre otros, para poner en consideración de la CREG en la revisión del Código de redes. Este punto específico debe ser articulado con las definiciones que está haciendo la CREG alrededor de la revisión del Código de redes.
6	Articulación con anteriores	Artículo 7	Esta resolución de la que habla este artículo, no debe ser diferente a la referenciada en el artículo 4. Se sugiere que este artículo más bien sea un parágrafo del Artículo 4.
7	Definición sistema	Artículo 7	Sistemas de Medición Fasorial: Acorde con el comentario sobre el concepto de PMU, la regulación necesaria debe ser no solo para la incorporación de PMUs en todas las subestaciones del STN, sino que debe incluir las comunicaciones, el software de concentración de fasores (PDC) y el software para uso de dicha información en la operación y en los análisis postoperativos. En ese sentido, para aprovechar integralmente la información que aportan las PMU, se debe constituir un ecosistema de PMUs-Comunicaciones- Bases de datos-Aplicaciones, por lo que se debe definir además: * La jerarquía del uso de dicha información * Marco de referencia de los usos de la información que se le darán en el país, de acuerdo al estado del arte de las Mediciones Fasoriales Sincronizadas * Las herramientas/aplicaciones necesarias para dicha jerarquía de uso y marco de referencia de uso de la información, con base en el estado del arte de las mediciones fasoriales sincronizadas con referentes como el

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.





			NASPI (North American SynchroPhasor Initiative). Planteamos que las anteriores definiciones, para la derfinición regulatora sean analizadas y definidas con el apoyo de diferentes expertos o en el ámbito del CNO o el CAPT, con el fin de sacar el máximo provecho a dicho conjunto de teccnologías
8	Plazos	Artículo 8	Puede resultar prematuro las fechas que se proponen sin conocer el alcance de las obras, la CREG podrá definir estos tiempos con base en el ejercicio inicial de diagnóstico y posibilidades de implementación (ejercicio completo). Es importante en esta definición que se considere la disponibilidad de infraestructura y tecnologías de comunicaciones en todas las regiones del país. Proponemos que las penalizaciones por incumplimiento se apliquen 1 año despúes de la publicación de los requerimientos de la CREG

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.





9	Servicios complementarios	Artículo 9	Coincidimos con la necesidad de que un servicio complementario como el Black Start sea reglamentado precisamente bajo los objetivos del MME de fortalecer los componentes de seguridad, resiliencia y confiabilidad para el sistema. Pero es entonces el momento de propiciar más bien el desarrollo integral de los servicios complementarios en su conjunto bajo las premisas de neutralidad tecnológica y enfoque de mercado, tarea incorporada para la agenda regulatoria del siguiente año y que está en línea con los planteamientos de los expertos del Foco 1 de la Misión de Transformación Energética.
10	Plazos	Artículo 10	No se menciona el plazo requerido para esta actividad y debe estar enlazada con los artículos anteriores. Es pertinente que esto quede explícito y que se complemente el Código de redes actual. Importante que esta misma señal se incluya en la revisión del código de redes.

Comentario 5

De: Gómez Pineda, Manuel José, Enel Colombia

Enviado: miércoles, 23 de diciembre de 2020 16:58

Asunto: CODENSA - Comentarios Resolución Criterios de Resiliencia seguridad y confiabilidad

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.





Bogotá, D.C. 23 de diciembre de 2020
CGRRI-278-20

Doctor
DIEGO MESA PUYO
Ministro de Minas y Energía
Ministerio de Minas y Energía
Ciudad

Asunto: Comentarios al Proyecto de Resolución con Criterios de resiliencia, seguridad y confiabilidad para el suministro de energía eléctrica.

Respetado doctor Mesa:

Con relación a la propuesta de resolución compartimos la iniciativa del Ministerio de Minas y Energía, pues es evidente que el sector requiere trabajar en programas de resiliencia, para proteger en forma anticipada el sistema y a su vez brindar la respuesta oportuna ante eventos ocurridos en los sistemas eléctricos.

Nuestra compañía viene adelantando políticas de resiliencia que pretenden fortalecer la infraestructura y preparar el sistema para afrontar eventos extremos a fin de mantener la prestación del servicio. Con base en la experiencia sugerimos **que la política incluya dentro de los criterios la ocurrencia de eventos climatológicos no solo en el STN sino de los STR y SDL** ya que la infraestructura eléctrica es vulnerable a fenómenos como temporadas invernales o de lluvia extremas. A su vez, la resolución debería **desarrollar elementos de defensa del sistema y por tanto definir planes de contingencia**, acordados entre el CND y los ORs, que permitan alertar situaciones críticas y gestionarlas para recuperar la normalidad de la operación a la brevedad y evitar el colapso del sistema (operaciones en isla u otros), todo ello alineado con el nuevo código de redes y reglamento de distribución.

Igualmente, la resolución debería **abordar la problemática de la robustez de la infraestructura en forma más explícita**. Si se tiene en cuenta que el sistema nacional opera en condición N-4 o incluso más restringida (con infraestructura en mantenimiento y alguna contingencia eventual, por ejemplo) **se impone que los sistemas de control, protección, comunicaciones y servicios auxiliares tengan una especial atención**. Como se mencionó, en ejercicio de las políticas de resiliencia **se viene invirtiendo en fortalecer los sistemas de protección, implantar el Centro de Gestión de Protecciones, incorporar componentes para certificar criterios de ciberseguridad, reponer los sistemas de control y protección de las subestaciones frontera con el STN** y normalizar con altos estándares toda la infraestructura



de alta tensión, entre otros, sin embargo en un ejercicio de asignación y valoración estricto **muchas de estas inversiones pueden estar quedando represadas** y de hecho algunas han sido rechazadas, pues no cuentan con los activos asimilables que permitan su reconocimiento en la distribución. Para ello **se ha destacado la necesidad de que se haga un mayor trabajo en el reconocimiento de activos digitales dentro de los activos de distribución eléctrica, caracterizándolos por su alta componente de hardware, software y vidas útiles de incluso 3 años.**

En relación con los anteriores planteamientos, a continuación, presentamos los principales comentarios al proyecto de resolución.

La propuesta plantea un nivel de resiliencia inicial en aspectos de identificar activos críticos y monitorear las instalaciones del STN. Nos permitimos **sugerir que la resolución defina un elemento adicional de resiliencia que se oriente a la mitigación de los eventos**, pues de lo contrario la resolución tendría un vacío en la solución de eventos que se puedan presentar a futuro. En esta dirección presentamos las siguientes propuestas.

La naturaleza de los eventos en cascada en el SIN han surgido por problemas de los sistemas de protección en los SDLs, STR y STN o fallos en procedimientos que migran al STN afectando la infraestructura del SIN. Por tanto, las acciones se deben direccionar a robustecer los sistemas de distribución y no solo a impedir que cuando el evento llegue al STN este evolucione y afecte otras subestaciones o líneas del STN. En este orden de ideas, **se propone que la política establezca que además del CND, todos los distribuidores, generadores y transmisores presenten sus diagnósticos de mejora de los niveles de resiliencia de los sistemas que operan y a la vez elaboren los planes de acción para presentar a la CREG dentro de los planes de inversión de los ORs** y en el caso de los Transmisores a la UPME para su aprobación. En cualquier caso, es necesario **definir una metodología para calcular el índice de resiliencia de red** y de esta manera orientar las acciones para alcanzar el nivel deseado de resiliencia.

En cuanto a desarrollar los requerimientos estos deben ir más allá de intervenir las subestaciones estratégicas del STN. En el entendido que las subestaciones de distribución con o sin frontera con el STN pueden requerir acciones, **es necesario que las señales de requerimientos sean integrales y contemplen señales de inversión y mejora operativa de los sistemas de distribución.** A su vez, estos requerimientos deben identificarse a partir de los diagnósticos y planes de acción que presenten los distribuidores. **Se propone que todas las empresas del sector presenten al CNO los planes de acción de resiliencia, para que las actuaciones sean armónicas, coordinadas y sujetas a estándares técnicos acordados.**

Respecto de la observabilidad del SIN los **Sistemas de Medición Sincrofasorial son una opción frente a otras posibilidades y por tanto deben ser evaluados en términos económicos,**



además de que por sí solos no permiten recuperar el sistema ante eventos. Se sugiere que un ente neutral defina la necesidad de instalar estos equipos en el STN pues técnicamente no se requieren instalar en todas las subestaciones del STN. Adicionalmente, **teniendo en cuenta que los procedimientos de restablecimiento son ejecutados por los distribuidores, se debe definir la integración de estos equipos con la infraestructura de distribución existente y futura para que contribuyan con información que permita gestionar los automatismos y acciones operativas a cargo del distribuidor.** Para ello se hace necesario implementar estándares internacionales como el IEEE37118 y/o IEC 61850.

En cuanto a las inversiones en distribución **se sugiere brindar señales en el artículo 5° para que la CREG remunere en el SDL las inversiones pertinentes para la recuperación del sistema tales como: sistemas de diagnóstico automático de fallas, infraestructura de respuesta inmediata ante eventos de operación, centros de gestión de protecciones, generadores móviles, sistemas móviles de almacenamiento, sistemas de comunicaciones y servicios auxiliares, así como dotar del reconocimiento de repuestos críticos y accesorios.** Por otra parte, se sugiere promover el desarrollo de nuevas subestaciones del STN para evitar incrementar la susceptibilidad de las subestaciones actuales.

La supervisión del sistema es fundamental para el monitoreo del sistema, sin embargo, las reglas para definir los indicadores, su cálculo y metas de disponibilidad deben considerar las condiciones limitantes asociadas a la infraestructura existente y aspectos de propiedad.

Por último, en los temas de capacitación y procedimientos de auditoría debe buscarse a los actores más idóneos para llevar a cabo estos ejercicios y aplicar mecanismos que en efecto busquen la mejora de los procedimientos más que penalizar o sancionar incumplimientos.

Cordialmente,

VICTOR JULIO ANGEL ROJAS

Gerente de Regulación, Relacionamento Institucional y Medio Ambiente (E)

Copia: Dr. Luis Julián Zuluaga López – Director de Energía Eléctrica MME

Anexos: Formulario excel diligenciado: Comentarios al Proyecto de Resolución con Criterios de resiliencia, seguridad y confiabilidad para el suministro de energía eléctrica.

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS

Sector: Energía
Proyecto: “Por la cual se definen criterios de resiliencia, seguridad y confiabilidad para el suministro de energía eléctrica”
Resolución
Fecha inicio: 9/12/2020
Fecha fin: 23/12/2020
Fecha
Comentario:

Datos de contacto:	Correo electrónico:	
Nombre de la empresa o interesado:		

N o	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
	Considerando s		<p>Se hace referencia a la ocurrencia de eventos sistémicos y a la necesidad de que los agentes incorporen criterios de planificación que le den capacidad de resiliencia al sistema. Para ello se sugiere tener en cuenta:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Que el alcance de esta Resolución sea incorporado o contenido en la actualización del Código de Redes (Res. 025 de 1995) (concordancia normativa para la planeación, supervisión y operación). - La mayoría de eventos que motivan la norma ocurrieron en el sistema de electricaribe, por tanto los problemas identificados no necesariamente corresponden a una problemática generalizada en el SIN. - Teniendo en cuenta que las inversiones eficientes en el STN son definidas por la UPME y la remuneración es aprobada por la CREG, en el documento soporte no se presenta la evaluación económica que justifica la



		<p>Objeto</p> <p>Artículo 1</p>	<p>pertinencia de incorporar las PMU en 40 subestaciones del STN y ejecutar estas inversiones en el STN.</p> <p>Este artículo indica que las medidas propuestas en la Resolución tienen como fin mantener una operación estable del SIN, sin embargo en artículos posteriores solo se hace referencia al STN y STR.</p> <p>Es oportuno y conveniente que esta política sea extendida en forma explícita a los SDL, buscando la convergencia entre el STN, STR y SDLs en la implementación de tecnologías para la adaptación a los cambios de la transición energética y el aumento de la resiliencia. Esto, teniendo en cuenta que los SDL también presentan eventos que impactan y afectan de manera importante la atención de la demanda y que requieren mejorar su flexibilidad y robustez, lo que hace necesario implementar en los SDLs tecnologías para la operación, supervisión, control, protecciones, comunicaciones, redundancia, alternativas de respaldo, entre otros.</p> <p>Adicionalmente, en términos de oportunidad y pertinencia, se sugiere que en lo posible la política incluya la necesidad que se tiene de dar más celeridad a la inclusión e implementación de nuevas tecnologías en la infraestructura del sistema eléctrico buscando que el marco normativo contenga la convergencia y alineación técnica y económica para todos los agentes involucrados.</p>
--	--	---	---



	<p>Definiciones</p>	<p>Artículo 2º</p>	<p>1) En lugar de Medidor Sincrofasorial se recomienda emplear una definición más amplia referida a los Sistemas de Medición Sincrofasorial para no limitarlo a PMU o medidor Sincrofasorial. Esto con el fin de que quede incorporada toda la infraestructura, accesorios, comunicaciones y demás elementos necesarios para el correcto funcionamiento de la medición sincrofasorial. Esta definición debe ser acorde a estándares internacionales IEEE37118 y/o IEC 61850, en la que la información tiene el despliegue a los agentes implicados (operador central, transmisores, distribuidores) y en la que se definen roles y responsabilidades en la supervisión, monitorización y toma de decisiones.</p>
	<p>Identificación de subestaciones estratégicas. (CND / CNO / UPME)</p>	<p>Artículo 3</p>	<p>1. Se sugiere incluir los siguientes criterios adicionales en la metodología para identificar Subestaciones Estratégicas:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Incluir criterios de eventos en cascada ante diferentes escenarios de Gx / Tx y análisis de estabilidad transitoria que pueda afectar la frecuencia del sistema. - Incluir estadística de eventos climáticos - Considerar eventos que pueden ocurrir a futuro en un horizonte de 2030 a 2050 (con supuestos de intensidad y número de eventos) <p>2. Las Subestaciones que serán objeto del análisis de este artículo pueden incluir puntos frontera con sistemas de distribución tanto del STR como del SDL. En estos casos para el diagnóstico, análisis y formulación de recomendaciones, previamente el CND debe consultar al Operador de Red</p>





			<p>responsable, de manera que se contemple la visión del distribuidor responsable de ejecutar el restablecimiento del servicio.</p> <p>3. No solo los puntos críticos están en el STN. Un sistema de distribución tienen nodos muy críticos y un evento en ese punto se puede reflejar en todo el sistema, esto lleva a tener que observar la problemática en forma sistémica.</p> <p>4. Respecto de la función asignada al CND, desde el punto de vista legal se entiende que esa es una facultad que se podrá desarrollar de manera discrecional por el CND (con apoyo de la UPME y el C.N.O) no obstante, es importante que se defina a partir de que instrumento se emitirá esa identificación y calificación de las subestaciones, en la medida en que dichas facultades discrecionales, para entidades administrativas se definen a través de Actos Administrativos, los cuales no son del resorte del CND o de XM dada su naturaleza jurídica, de acuerdo con la ley 142 de 1994.</p> <p>5. Si se tiene en cuenta que la mayoría de subestaciones del sistema de transmisión nacional son de propiedad de intercolombia, se solicita al MME tener en cuenta que lo más conveniente es que una entidad neutral como la UPME sea la encargada de identificar las Subestaciones Estratégicas del STN.</p>
		Parágrafo - Artículo 3°	1. La actualización de las Subestaciones Estratégicas debe hacerse anual como se menciona o cuando la inclusión de un gran proyecto Gx / Tx / Dx modifique las condiciones del sistema o de un área en particular (similar a las guías de restablecimiento).

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.





	Requerimientos para subestaciones estratégicas. (CREG)	Artículo 4	<ol style="list-style-type: none">1) Es necesario que en la política sea explícita la inclusión de criterios de racionalidad económica (análisis, validaciones técnico-económicos en un trabajo conjunto entre los agentes, dado el impacto que implican dichos requerimientos de inversiones en el STN, STR y SDL, oportunidad en la ejecución de inversiones e impacto en la tarifa al usuario final. En esta medida, los análisis de resiliencia deben ser realizados por todos los actores que tienen incidencia en la red y no solo por el operador central. De acuerdo con lo anterior, todos los agentes del sector deben poder aportar en la definición de las acciones requeridas para aumentar la resiliencia del SIN.2) Es pertinente que los requerimientos respondan a una estrategia y plan de acción (inversión, operación, mantenimiento, entre otros) verificando eventos que han ocurrido en el pasado y descartando otros. De esta manera se debe proponer una meta para llevar a cabo acciones.3) En los casos de acciones para atender eventos extremos normalmente las soluciones no son tan rápidas, por ello la política debe contemplar elementos de defensa del sistema que eviten el descalabro, así se trate de soluciones intermedias o temporales (operaciones en isla, deslastres de carga, entre otros) o incluso solo acciones de operación pueden ser una solución económica.4) Los requerimientos de las subestaciones estratégicas deben estar incluidos en la actualización del Código de Redes.
--	--	------------	--



5) En cuanto a los requerimientos, se sugiere tener presente lo siguiente:

- Se sugiere redundancia de protecciones, medición y comunicaciones para Bahías del STN (Uso y Conexión).

- En los planes de expansión futuros a cargo de la UPME y de los distribuidores, conviene definir un estándar mínimo para subestaciones del STN, STR y SDL que por ejemplo no permita las configuraciones en Barra Sencilla y que limite el máximo número de Bahías de manera que se tenga una configuración de alta confiabilidad (Interruptor y Medio, Doble Barra, etc)

- Entre los criterios de seguridad se entiende que se incluyen los temas de ciberseguridad. Es necesario aclarar como se promoverán estas iniciativas para ser implementadas desde el punto de vista de las señales de inversión y remuneración, pues los requisitos operativos del sector indicados por los acuerdos de C.N.O vigentes aunque definen una señal de inversión no convergen enteramente con la señal de remuneración definida por la CREG en las Unidades Constructivas.

6) Las inversiones se requieren en todas las subestaciones del SIN (STN, STR y SDL) y no solo en las Subestaciones estratégicas que se identifiquen. La problemática de resiliencia es un asunto transversal a toda la infraestructura eléctrica que debe llevar a ejecutar inversiones en los STN, STR y SDLs, pues a manera de ejemplo los temas de ciberseguridad no se pueden tratar como casos aislados (ni siquiera solo a nivel de sector eléctrico). Por tanto la política debe orientarse a invertir en todos los niveles si se quiere abrodar de



			<p>findo la resiliencia de un sistema tanto a nivel de la red de potencia como de la red de datos.</p>
Remuneración de Inversiones en Subestaciones estratégicas	Artículo 5		<ol style="list-style-type: none">1. Teniendo en cuenta que las subestaciones estratégicas contemplan activos del STN, STR y SDL, es necesario que la política brinde las señales de inversión en la totalidad de los sistemas de forma explícita. En esta medida, la señal a la Comisión debe incorporar la reglamentación de esquemas de remuneración en el STN, STR y SDL facultando a la CREG para ajustar o incluir las metodologías de remuneración también para las inversiones realizadas en las subestaciones calificadas y que hagan parte del STR y/o SDL.2. Se deben incluir las inversiones asociadas a las recomendaciones emitidas por planes de contingencias de las empresas del sector eléctrico y la frecuencia para su determinación en términos del artículo 3. Entre las inversiones a considerar se requieren las

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.





			<p>soluciones de generación y almacenamiento de energía móviles para la recuperación del sistema, ya que de forma integral la recuperación del STN no se logra únicamente realizando las adaptaciones o inversiones en el STN.</p> <p>3. Entre las inversiones a considerar el gobierno deben dar señales para que los distribuidores puedan implementar soluciones de gestión avanzada de protecciones tales como Diagnostico automatico de fallas y sistemas autonomos de protecciones de area extendida donde se usen PMUS.</p> <p>4. La remuneración de inversiones en subestaciones estratégicas es una opción, sin embargo, para reducir la vulnerabilidad del STN en lugar de intervenir subestaciones del STN con configuraciones débiles (realizadas por ampliación y no en competencia) se deben promover convocatorias que ejecuten nuevas subestaciones del STN para que se descarguen las subestaciones actuales. Las ventajas de hacer nuevas subestaciones radica en ampliar el número de nodos del sistema ampliando la competencia en el STN.</p>
	Resiliencia	Artículo 6	<p>1) La propuesta de política plantea un nivel básico de resiliencia que se enfoca en identificar subestaciones y medir (previsión y preparación) dejando de lado recuperar el sistema. Se sugiere que además de obtener información para identificar cisnes negros o eventos extremos de baja probabilidad (PMU) y establecer activos críticos del STN (Subestaciones estratégicas del STN), se definan medidas de política para recuperar el sistema ante la ocurrencia de estos eventos.</p>



2) La propuesta auncuando hace referencia al SIN debe establecer específicamente la necesidad de que cada uno de los actores del SIN (transmisores, distribuidores, generadores) y no solo el CND, elaboren diagnósticos para mejorar los niveles de resiliencia en respuesta a eventos extremos de baja probabilidad y en consecuencia identificar acciones de inversión, mantenimiento y operación para alcanzar el nivel de resiliencia deseado. Por ejemplo: la norma NERC de Estados Unidos prevé la discusión (en comités de confiabilidad) de los planes de mejora de resiliencia presentados por los diversos agentes del sector. En este sentido se sugiere que todos los agentes del SIN remitan al CNO sus planes de mejora del nivel de resiliencia para efectos de coordinación de las actuaciones y los estándares y a la CREG para que estos puedan ser aprobados y ejecutados en el marco de la regulación de cada actividad.

3) Un sistema de distribución tienen nodos muy críticos y un evento en ese punto se puede reflejar en todo el sistema, esto lleva a ver la problemática en forma sistémica. Por tanto, la política no debe limitarse a identificar subestaciones del STN estratégicas, sino a estudiar todos los puntos críticos de los sistemas de transmisión y distribución, considerando además la operación y redundancia de los esquemas de protección. Esto es evidente si se considera que el evento de Valledupar tuvo afecciones del sistema de distribución y del STN, que llevan a que el responsable del sistema de distribución tome acciones de

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.





			<p>inversión y operación para aumentar su resiliencia ante este tipo de eventos.</p> <p>4) Las inversiones en resiliencia deben abarcar todas las subestaciones e infraestructura del SIN (subestaciones y redes del STN, STR y SDL) y no solo algunas subestaciones del STN. Eventos en el SDL han escalado a transmisión (eventos independientes de SE Concordia, SE Suba, SE Usaquén de Codensa) lo que implicó que los sistemas de control/protección/comunicaciones/supervisión de la infraestructura gestionada por Codensa tuvieran que ser coordinada. De esta manera, a partir de los eventos descritos el estándar de todas las subestaciones de Codensa se incrementó y no solo el de las subestaciones más relevantes por demanda.</p> <p>5) Para la recuperación del sistema, se deben promover inversiones en el nivel de distribución en los siguientes aspectos: generadores móviles, almacenamiento móvil, sistemas de diagnóstico automático de fallas e infraestructura de respuesta inmediata ante eventos de operación, centros de gestión de protecciones (tiempo y tipo de fallas, el tiempo que toleras para recuperarse), sistemas de comunicaciones y servicios auxiliares, así como dotar del reconocimiento de repuestos críticos y accesorios. Los sistemas de protecciones de área extendida requieren operar en tiempos mucho menores que los actuales sistemas scada, pues su fin debe ser acorde a las respuestas en frecuencia. Bajo ese entendido se debería considerar no solo la infraestructura de PMUs sino los accionamientos,</p>
--	--	--	--

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.





			<p>comunicaciones, ciberprotecciones necesarias para lograr realmente el impacto en la resiliencia del sistema, de lo contrario por si solas las PMU se asemejan a los actuales registradores de falla,</p> <p>6) Se sugiere introducir un esquema complementario a los incentivos en calidad para incentivar planes de resiliencia. Los actuales incentivos a la calidad permiten mejorar el desempeño promedio, pero este marco no protege a los usuarios ante eventos raros de menor probabilidad de ocurrencia. Es importante considerar que puede haber zonas con alto nivel de calidad y que pese al mejor desempeño estas resultan débiles ante eventos extraordinarios, por tanto es necesario considerar esquemas complementarios de inversión que remuneren proyectos que mitiguen estas situaciones extraordinarias.</p> <p>7) Un sistema puede fallar pero se recupera rápido, eso depende de los planes de contingencia del CND y de los ORs y eso no se aborda en la resolución.</p> <p>8) Se debe definir en forma objetiva que son eventos extremos: - Se debe definir explícitamente por medio de un análisis la definición de un Evento extremo, el cual debe ser reconsiderado frente a nuevas condiciones del sistema y a eventos nuevos que se presenten. - Hoy en día el CND garantiza que el sistema siempre este cubierto ante contingencias sencillas n-1 (Líneas, Compensadores/Reactores y Transformadores), más allá de este tradicional análisis debe pensarse en análisis n-k (Barrajes o varios de los elementos mencionados en el n-1).</p>
--	--	--	---

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.





			<p>- Las consideraciones de los análisis n-k deben ser limitadas a las subestaciones de mayor impacto, por el costo económico que podrían representar para el sistema y que pudieran causar un aumento desmedido en la tarifa.</p> <p>- Al buscar las mejores soluciones para la resiliencia del sistema, se están dando 6 meses a la CREG, sin haber aún finalizado el periodo de los 12 meses que se otorgó para requerimientos de SSEE estratégicas (art 4). Consideramos que estos tiempos deben ser convergentes</p> <p>-Se sugiere incluir la remuneración de equipos disponibles de forma permanente como subestaciones móviles y grupos electrógenos para atender cargas específicas como hospitales y entidades de gobierno.</p> <p>9) Esta norma debería ser compatible con los otros requisitos de operación ya existentes sobre ciberseguridad para reducir los riesgos de interpretación errada de información ante contextos de operación no considerados.</p> <p>10) Las redes de comunicación asociados a PMUs están en proceso de incorporación en el país, implican esfuerzos coordinados con los pilotos de redes 5g que impulsa el Mintic.</p>
--	--	--	--



	Sistemas de medición sincrofasorial	Artículo 7	<p>1) Los sistemas PMU son una de las múltiples opciones, por lo que recomienda incorporar una etapa de análisis de criterios de interoperabilidad entre agentes antes de definir las PMU como un requisito, adicionalmente solo los análisis técnicos así como los estudios de beneficio costo permitirían establecer si se justifica que todas las bahías del STN deben contar con una PMU. En este orden de ideas se solicita que la política no defina la necesidad de instalar PMUs en el sistema sino que esto responda a evaluaciones técnicas a cargo de las entidades encargadas de la expansión del STN.</p> <p>2) El artículo indica que el objetivo es mejorar la visibilidad de la red del sistema de transmisión. Como política es necesario que esta infraestructura (las PMU y otros dispositivos), así como los análisis e información que provean estos equipos sea disponible para los distribuidores y facilite el diagnóstico y la mitigación de eventos en el sistema eléctrico.</p> <p>3) En relación con lo anterior:</p> <ul style="list-style-type: none">- Adicional a la medición con PMUs, se debe incluir si estas tendrán actuación sobre activos en operación dependiendo de la situación identificada.D23- Se deberían incluir más opciones como Baterías, FACTS, Smart Valves, etc.- Considerar que estos dispositivos pueden también ser instalados en Bahías de Conexión al STN (Transformadores de Frontera)- Debe quedar explícito si el sistema de medición sincrofasorial solo tendrá alcance en el STN o si este también se debe integrar con PMU del STR y/o SDL. Hoy día algunos ORs (incluyéndonos)
--	-------------------------------------	------------	--



			<p>tienen subestaciones en el STR que pueden habilitar esta funcionalidad (por ejemplo las subestaciones digitales).</p> <ul style="list-style-type: none">- Se recomienda definir en forma más amplia los Sistema de Medic+D23ión sincrofasorial y no limitarlo a PMU o medidor Sincrofasorial, con el fin de incluir infraestructura, comunicaciones y demás elementos necesarios para el correcto funcionamiento de la medición sincrofasorial.- Se requiere de una definición acorde a estándares internacionales IEEE37118 y/o IEC 61850, en donde la información tenga el despliegue a los agentes implicados, en donde se definan roles y responsabilidades en la supervisión, monitorización y toma de decisiones.- Los Sistemas de Medición Sincrofasorial va más allá de instalar PMUs sino que abarca: PDCs, sistema de sincronización de tiempo, competencias del personal, los elementos de supervisión y políticas de gobierno hacia la expansión y disponibilidad de canales de comunicación en las diferentes zonas y regiones del país.
Supervisión en tiempo real.	Artículo 8		<p>1) Las propuestas en relación con la Supervisión de activos deben diferenciar las instalaciones nuevas de las instalaciones existentes. La intervención de subestaciones existentes con nuevas reglas de supervisión o solicitud de nuevas medidas por parte del CND, deben tener en cuenta las restricciones técnicas de cambio de equipos conforme la tecnología con la que fueron diseñadas las subestaciones y las limitaciones técnicas para implementar redundancia en algunas etapas de adquisición de las señales. La regulación debe prever en forma integral los mecanismos técnicos, de procedimiento, de reconocimiento de inversiones y de propiedad en caso de subestaciones de terceros que limitan las posibilidades reales para adaptar la infraestructura existente.</p>





2) Deben definirse diversos niveles de supervisión conforme la clasificación de los activos del sistema (subestaciones estratégicas, equipos críticos, etc.)

3) Se debe incluir funcionalidades homologadas de diagnóstico de fallas automáticas de tal forma que este proceso sea digital y de baja volatilidad en las interpretaciones de responsabilidades sobre eventos atípicos del sistema.

4) Es pertinente definir una regla para determinar los activos que deben ser supervisados y condicionar la solicitud de supervisión de activos adicionales a que se realice la justificación técnica de cada caso al CNO.

5) Se solicita reglamentar el método de medición de indisponibilidades de supervisión, cálculo de indicadores y exclusión de indisponibilidades por eventos forzados o trabajos programados.

6) Las definiciones de exactitud y precisión de índices de supervisión debe basarse en normas internacionales.

7) La resolución propone un máximo de 30 minutos de indisponibilidad en las medidas. Este límite debe tener en cuenta la capacidad actual de los sistemas, la disponibilidad del enlace de comunicaciones y de las RTU.

8) En lugar de penalizaciones, los conceptos de resiliencia promueve planes de mejoramiento para subsanar las situaciones fuera del estándar.

8) Se define un plazo máximo de 3 meses para que la CREG expida resolución con los requerimientos de disponibilidad, exactitud y precisión. No obstante, no define 3 meses

			contados a partir de qué fecha o momento. Sugerimos se aclare.
Remuneración del servicio complementario de arranque en negro	Artículo 9		Es necesario fomentar el uso sistemas duales de generación y almacenamiento móvil, como es la tendencia en el mundo de incorporar almacenamiento de energía en firme para respuesta en frecuencia entre otros servicios.
Planificación de la expansión de transmisión	Artículo 10		<p>1) Las acciones de planeación deben ir más allá de la planeación del sistema de transmisión. La política debe dirigirse a que los planes de expansión de las empresas de distribución (tanto en el STR como en el SDL) lleven a cabo los diagnósticos del nivel de resiliencia y que estas incorporen los proyectos que sean necesarios en los Planes de inversión. Para el efecto la resolución CREG 070/98 (metodología de distribución) debe ajustarse en consecuencia.</p> <p>2) Es necesario definir un método de cálculo del índice de resiliencia de las redes del SIN, así como de los diversos subsistemas eléctricos y establecer un nivel objetivo deseado, que permita definir planes de acción en respuesta a los hallazgos. Teniendo en cuenta los posibles requerimientos en materia de inversión y de la diversidad de empresas que deben contribuir con las acciones, se sugiere que la Comisión defina el método de cálculo y asigne</p>

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.





			<p>responsabilidades entre los actores para atender las diversas responsabilidades en el proceso e implementación.</p> <p>2) En el caso de los diagnósticos que elaboren los distribuidores, a semejanza de la norma NERC de Estados Unidos que prevé la discusión (en comités de confiabilidad) de los planes de mejora de resiliencia presentados por los diversos agentes del sector, se sugiere que todos los distribuidores del SIN remitan al CNO sus planes de mejora del nivel de resiliencia para efectos de coordinación de las actuaciones y los estándares y a la CREG para que estos puedan ser aprobados y ejecutados en el marco de la regulación de distribución.</p> <p>3) Se recomienda no solo orientar a inversiones en equipos de potencia, sino incorporar las soluciones digitales acordes con los planes de acción.</p> <p>4) En cuanto al rol de la UPME para realizar el seguimiento de las acciones en torno al plan de expansión del STN y STR's, se sugiere incorporar una instancia de coordinación previa con el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, así como con las CARs, para gestionar la ejecución de los proyectos del plan de expansión con miras a agilizar los trámites de Licenciamiento Ambiental de los proyectos de infraestructura eléctrica. Esto en el entendido que los proyectos planeados y su entrada oportuna en operación contribuyen con la resiliencia del sistema.</p>
--	--	--	--



	Programas de capacitación.	Artículo 11	<p>1) Como política es conveniente que la capacitación sea orientada y se dé relevancia al conocimiento, las competencias, herramientas y demás requerimientos que deben tener el ente/instituciones que tendrán a cargo dichas capacitaciones y el mecanismo para la certificación de los operadores.</p> <p>2) El programa de competencias debe incluir las características de entidades privadas o públicas para certificar a los operadores en tiempo real. Depender sólo del SENA puede generar inconvenientes para cumplir este requerimiento.</p> <p>3) La regla debe admitir como válidos para el cumplimiento de esta política, los programas o planes de capacitación realizados en forma autónoma por los diferentes operadores con los expertos de los sistemas, equipos y procesos específicos de cada compañía.</p> <p>4) Conviene precisar que los planes de capacitación a las diferentes áreas de la compañía involucren temas como supervisión, medidas, protecciones, planeación, planificación, mantenimiento y otros áreas que contribuyan a la resiliencia, seguridad y confiabilidad del suministro de energía.</p> <p>5) Se recomienda fomentar los métodos asociados a los modelos híbridos como realidad aumentada para las formaciones y evaluaciones con el fin de consolidar procesos de capacitación más simples y acordes a las posibilidades tecnológicas actuales.</p>
	Auditorías esquemas de protección	Artículo 12	<p>1) Se sugiere reconsiderar el término auditoría y precisar que se lleven a cabo validaciones sobre equipos instalados o pruebas a los sistemas implementados.</p>





			<p>Deben considerarse normas internacionales como la NERC para recoger elementos de buenas prácticas.</p> <p>2) En cuanto a la aplicación de certificaciones periódicas, debe permitirse que sea la CREG la entidad que defina la viabilidad de implementar estas certificaciones con algún grado de periodicidad o por una única vez.</p> <p>3) Hasta el momento existen acuerdos del CNO que plantean referentes para aplicación de pruebas o validaciones para infraestructura nueva, pero no se han definido estándares para infraestructura existente en operación. En esta medida, para la infraestructura existente implementada con estándares previos es necesario que en el CNO se evalúen los mejores mecanismos para validar su adecuada implementación y operación.</p> <p>4) Es necesario especificar el alcance de la auditoría y si aplican pruebas en campo. Si corresponde a validaciones en subestaciones, se deben reglamentar los casos específicos donde se presentan eventos con demanda desatendida durante las pruebas asociadas a estas auditorías. Se sugiere ampliar pruebas a interruptores de baja operación que están incluidos dentro de los esquemas de protección. Por ejemplo: Prueba de protección diferencial en horas de la noche. Recomendamos que estas auditorías consideren explícitamente los riesgos de ciberseguridad, y fomentar los mecanismos autónomos, propios de los tiempos actuales.</p>
--	--	--	---

Comentario 6

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.





De: Paula Fajardo <paula.fajardo@andesco.org.co>

Enviado: miércoles, 23 de diciembre de 2020 17:07

Asunto: Comentarios proyecto resolución

- Criterios de resiliencia, seguridad y confiabilidad suministro de energía eléctrica



P-307/2020
Bogotá, 23 de diciembre de 2020

Doctor
DIEGO MESA PUYO
Ministro
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Calle 43 57-31, CAN
Bogotá, D.C.

Asunto: Comentarios Proyectos de Resolución "Por la cual se definen criterios de resiliencia, seguridad y confiabilidad para el suministro de energía eléctrica"

Respetado Ministro,

Desde la Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones – Andesco, agradecemos el espacio otorgado para remitir comentarios al proyecto de resolución del asunto, por lo que a continuación presentamos nuestras observaciones.

En primer lugar, consideramos fundamental garantizar la resiliencia, seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico en su conjunto, y valoramos la toma de medidas que propendan por garantizarlo, como es el Proyecto de Resolución del asunto. El Gobierno Nacional ha venido incorporando el objetivo de resiliencia en algunas disposiciones de política pública, como, por ejemplo, el mecanismo para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica definido en el Decreto 570 de 2018. Este mecanismo, tenía como objetivo, entre otros, fortalecer la resiliencia de la matriz de generación de energía eléctrica ante eventos de variabilidad y cambio climático a través de la diversificación del riesgo.

Adicionalmente, en el proyecto de resolución en consulta, se define la resiliencia como la *"capacidad del sistema eléctrico para resistir, adaptarse y recuperarse de las interrupciones"*. Este concepto incluye eventos de baja probabilidad y alto impacto, incluidos desastres naturales, situaciones provocadas por el ser humano o situaciones fortuitas, que afecten el sistema eléctrico"



Al respecto, consideramos necesario analizar la resiliencia como una característica integral del sistema eléctrico y de toda la cadena de prestación del servicio considerando los planes de resiliencia y acciones de inversión, operación y planes de contingencia. A nivel internacional se ha abordado este tema de manera integral como, por ejemplo, en Estados Unidos y el Reino Unido.

La Comisión Reguladora de Energía Federal - FERC, ha analizado la importancia de considerar la resiliencia en los sistemas eléctricos de manera integral, concluyendo que, si bien la gestión y análisis que pueden realizar las organizaciones regionales de transmisión (RTO) y los operadores de sistemas independientes (ISO) son necesarios, por cuanto consideran los requerimientos de la operación en la prestación del servicio en sus zonas geográficas, el análisis de la resiliencia del sistema debe ser más integral, incorporando, entre otros, el diseño y reglas del mercado mayorista, la planificación de transmisión, estándares de confiabilidad obligatorios, planes de emergencia, mantenimiento rutinario del sistema, entre otros.¹

En este mismo documento la FERC indica que se considera la resiliencia como: *"La capacidad de resistir y reducir la magnitud y/o duración de eventos disruptivos, que incluye la capacidad de anticipar, absorber, adaptarse y/o recuperarse rápidamente de tal evento"*

Es así como indican que, la resiliencia podría abarcar una variedad de atributos, características y servicios que permitan que la red resista, se adapte y se recupere de eventos disruptivos tanto naturales como provocados por el hombre. Para ello se requiere, como punto básico, abordar dos asuntos: el primero, determinar de qué riesgos se espera proteger la red, y el segundo, identificar los pasos y acciones necesarias para garantizar que se aborden esos riesgos.²

Por su parte, PJM propone un ajuste a la definición dada por la FERC, destacando la importancia de gestionar vulnerabilidades y amenazas, así: *"La capacidad de resistir o reducir la magnitud y/o duración de eventos disruptivos, que incluye la capacidad de identificar y mitigar vulnerabilidades y amenazas, y planificar, prepararse, absorber, adaptarse y/o recuperarse de tal evento"*³

¹ Documento FERC – RM18-1-000 y AD18-7-000, 2018

² Ibidem

³ PJM - Grid Resilience in RTOs and ISOs, 2018



En el Reino Unido, también se han dado avances en el abordaje de la resiliencia en el sistema eléctrico, y dentro de los análisis que ha realizado la Cámara de los Lores, con el apoyo de la Institución de Ingeniería y Tecnología (IET), se ha analizado la resiliencia como una propiedad del sistema que pertenece a éste de principio a fin, incluyendo las grandes centrales de generación, e incluso, las cadenas de suministro de combustibles, de fabricación, y todo lo demás; hasta lo que sucede más allá del medidor de electricidad en las instalaciones del consumidor. Además, sugiere pensar la resiliencia en conjunto y no por partes, porque si se piensa de esta manera, tenderán a perderse interacciones importantes.⁴

En este contexto, valoramos la evaluación de medidas que permitan que el sistema sea cada vez más resiliente, para lo cual sugerimos que se tenga en cuenta un análisis integral de variables a atender dentro del sistema, considerando el mismo con un todo en su cadena de prestación del servicio, teniendo en cuenta actuaciones en las redes de transmisión y distribución a fin de que se valore el nivel de resiliencia en estos sistemas, efectuando un análisis de los riesgos y las acciones necesarias para abordarlos.

Adicionalmente, vemos importante considerar no sólo el esquema de supervisión del sistema, sino una estructura integral de protección, que permita atender tanto eventos de interrupciones como cualquier necesidad de flexibilidad, seguridad y confiabilidad, considerando, entre otros, la integralidad entre las redes de transmisión y distribución. En este orden de ideas, vemos importante que la resolución considere la necesidad de fortalecer los sistemas de control, protección, comunicaciones, ciberseguridad y servicios auxiliares de todas las empresas del sector, que faciliten el restablecimiento del sistema y la actuación coordinada con el CND mediante la implementación de planes de contingencia. Además, vemos necesario efectuar un análisis beneficio costo de las medidas propuestas, que robustezcan la propuesta, considerando los criterios económicos establecidos en la Ley 143 de 1994.

De otra parte, en la medida que se supervise y automatice en mayor medida el sistema, la ciberseguridad toma un rol preponderante, por lo que valoramos la incorporación de la definición en el proyecto de resolución, sin embargo, no observamos que sea desarrollado en la propuesta. Por lo anterior, sugerimos definir

⁴ House of Lords UK - The Resilience of Electricity Infrastructure, 2014

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.



lineamientos generales de ciberseguridad con base en un diagnóstico de necesidades el respecto, que permitan atender los requerimientos del sector.

A continuación, presentamos comentarios a algunas disposiciones particulares de la resolución:

- En el artículo 4°, se indica que la Comisión deberá establecer los requerimientos para las subestaciones estratégicas para el sistema identificadas previamente. Al respecto, sugerimos articular estas disposiciones y los plazos allí contenidos con el avance de la Comisión sobre la actualización del Código de Redes, cuya decisión definitiva según el proyecto de agenda regulatoria de la entidad espera tomarse en el primer semestre del 2021.
- Por su parte, el artículo 5° define que la CREG deberá incorporar dentro de los criterios de remuneración, según corresponda, las inversiones eficientes en las subestaciones estratégicas identificadas. Consideramos fundamental la incorporación de este asunto, dado que en efecto se ha identificado la necesidad de reconfigurar y repotenciar algunas subestaciones del sistema, sin embargo, las señales económicas vigentes en la regulación no contemplan el reconocimiento de estas obras, por cuanto sólo se remunera como inversión adicional la correspondiente a las unidades constructivas que se agregan, sin tener en cuenta la dimensión que dichas obras conllevan. En este punto, es importante considerar las subestaciones en las fronteras de los Operadores de Red con el STN, por lo que vemos relevante que las señales de inversión contemplen el fortalecimiento del STN, STR y SDL.
- En el artículo 6°, se define que con el objetivo de garantizar que los operadores del Sistema Interconectado Nacional - SIN mejoren su resiliencia ante eventos extremos, la CREG definirá la incorporación de criterios, diferentes a los tradicionales como el N-1. Consideramos importante que, en aras de contar con un análisis integral y transversal de dichos criterios, su definición se trabaje de manera articulada con la UPME, el CAPT, el CNO y el CND, para de esta manera contar con la perspectiva de la regulación, la planeación y la operación.
- En el artículo 9° se indica que, con el fin de garantizar la pronta recuperación del servicio de electricidad después de una falla, la Comisión deberá regular el servicio complementario de arranque en negro en plantas de generación del SIN

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergia.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergia.gov.co





despachadas centralmente. Vemos necesario analizar de forma integral la definición de los servicios complementarios del sistema, y el trabajo articulado en el marco del desarrollo regulatorio que adelanta la Comisión al respecto. También, vemos necesario ampliar los posibles prestadores de este servicio, teniendo en cuenta que existen nuevas tecnologías, como el almacenamiento a gran escala que también pueden proveerlo; lo anterior, en el marco de competencia que subyace el mercado de energía mayorista para proveer los diferentes servicios. Cabe mencionar que es importante identificar la pertinencia de instalar sistemas móviles de almacenamiento como un mecanismo para la recuperación rápida del sistema.

- En el artículo 10° se establece, a través de la CREG, la implementación de procesos periódicos de auditorías certificadas para todos los esquemas de protección existentes en el STN y STR. Consideramos necesario que se mencione en la resolución que la Comisión realizará los ajustes pertinentes para que los costos correspondientes sean reconocidos a través de los esquemas de remuneración del AOM.

Finalmente, es importante tener en cuenta la consistencia entre los plazos propuestos para las diferentes actividades y su articulación con el avance de la agenda regulatoria de la Comisión, así como un periodo transitorio suficiente que permita efectuar los cambios a los que haya lugar.

Agradecemos la atención y quedamos atentos.

Cordialmente,

CAMILO SÁNCHEZ ORTEGA
Presidente

c.c Dr. Miguel Lotero, Viceministro, MME
Dr. Jorge Valencia, Director Ejecutivo, CREG
Dr. Christian Jaramillo, Director General, UPME
Dra. Diana Díaz, Subdirectora Minas y Energía, DNP

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS

Sector: Energía
Proyecto: Resolución “Por la cual se definen criterios de resiliencia, seguridad y confiabilidad para el suministro de energía eléctrica”

Fecha inicio: 9/12/2020

Fecha fin: 23/12/2020

Fecha Comentario:

Datos de contacto: Kathrine Simancas	Correo electrónico:	
Nombre de la empresa o interesado:		ANDESCO

No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	General	General	En primer lugar, consideramos fundamental garantizar la resiliencia, seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico en su conjunto, y valoramos la toma de medidas que propendan por garantizarlo, como es el Proyecto de Resolución del asunto. El Gobierno Nacional ha venido incorporando el objetivo de resiliencia en algunas disposiciones de política pública, como, por ejemplo, el mecanismo para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica definido en el Decreto 570 de 2018. Este mecanismo, tenía como objetivo, entre otros, fortalecer la resiliencia de la matriz de generación de energía eléctrica ante eventos de variabilidad y cambio climático a través de la diversificación del riesgo



2	General	Resiliencia	<p>Adicionalmente, en el proyecto de resolución en consulta, se define la resiliencia como la “capacidad del sistema eléctrico para resistir, adaptarse y recuperarse de las interrupciones. Este concepto incluye eventos de baja probabilidad y alto impacto, incluidos desastres naturales, situaciones provocadas por el ser humano o situaciones fortuitas, que afecten el sistema eléctrico”</p> <p>Al respecto, consideramos necesario analizar la resiliencia como una característica integral del sistema eléctrico y de toda la cadena de prestación del servicio considerando los planes de resiliencia y acciones de inversión, operación y planes de contingencia. A nivel internacional se ha abordado este tema de manera integral como, por ejemplo, en Estados Unidos y el Reino Unido.</p>
---	---------	-------------	--





3	General	Resiliencia	<p>La Comisión Reguladora de Energía Federal - FERC, ha analizado la importancia de considerar la resiliencia en los sistemas eléctricos de manera integral, concluyendo que, si bien la gestión y análisis que pueden realizar las organizaciones regionales de transmisión (RTO) y los operadores de sistemas independientes (ISO) son necesarios, por cuanto consideran los requerimientos de la operación en la prestación del servicio en sus zonas geográficas, el análisis de la resiliencia del sistema debe ser más integral, incorporando, entre otros, el diseño y reglas del mercado mayorista, la planificación de transmisión, estándares de confiabilidad obligatorios, planes de emergencia, mantenimiento rutinario del sistema, entre otros.</p> <p>En este mismo documento la FERC indica que se considera la resiliencia como: "La capacidad de resistir y reducir la magnitud y/o duración de eventos disruptivos, que incluye la capacidad de anticipar, absorber, adaptarse y/o recuperarse rápidamente de tal evento"</p> <p>Es así como indican que, la resiliencia podría abarcar una variedad de atributos, características y servicios que permitan que la red resista, se adapte y se recupere de eventos disruptivos tanto naturales como provocados por el hombre. Para ello se requiere, como punto básico, abordar dos asuntos: el primero, determinar de qué riesgos se espera proteger la red, y el segundo, identificar los pasos y acciones necesarias para garantizar que se aborden esos riesgos.</p> <p>Por su parte, PJM propone un ajuste a la definición dada por la FERC, destacando la importancia de gestionar vulnerabilidades y amenazas, así: "La capacidad de resistir o</p>
---	---------	-------------	--





reducir la magnitud y/o duración de eventos disruptivos, que incluye la capacidad de identificar y mitigar vulnerabilidades y amenazas, y planificar, prepararse, absorber, adaptarse y/o recuperarse de tal evento" En el Reino Unido, también se han dado avances en el abordaje de la resiliencia en el sistema eléctrico, y dentro de los análisis que ha realizado la Cámara de los Lores, con el apoyo de la Institución de Ingeniería y Tecnología (IET), se ha analizado la resiliencia como una propiedad del sistema que pertenece a éste de principio a fin, incluyendo las grandes centrales de generación, e incluso, las cadenas de suministro de combustibles, de fabricación, y todo lo demás; hasta lo que sucede más allá del medidor de electricidad en las instalaciones del consumidor. Además, sugiere pensar la resiliencia en conjunto y no por partes, porque si se piensa de esta manera, tenderán a perderse interacciones importantes.

En este contexto, valoramos la evaluación de medidas que permitan que el sistema sea cada vez más resiliente, para lo cual sugerimos que se tenga en cuenta un análisis integral de variables a atender dentro del sistema, considerando el mismo con un todo en su cadena de prestación del servicio, teniendo en cuenta actuaciones en las redes de transmisión y distribución a fin de que se valore el nivel de resiliencia en estos sistemas, efectuando un análisis de los riesgos y las acciones necesarias para abordarlos.



			Adicionalmente, vemos importante considerar no sólo el esquema de supervisión del sistema, sino una estructura integral de protección, que permita atender tanto eventos de interrupciones como cualquier necesidad de flexibilidad, seguridad y confiabilidad, considerando, entre otros, la integralidad entre las redes de transmisión y distribución. En este orden de ideas, vemos importante que la resolución considere la necesidad de fortalecer los sistemas de control, protección, comunicaciones, ciberseguridad y servicios auxiliares de todas las empresas del sector, que faciliten el restablecimiento del sistema y la actuación coordinada con el CND mediante la implementación de planes de contingencia. Además, vemos necesario efectuar un análisis beneficio costo de las medidas propuestas, que robustezcan la propuesta, considerando los criterios económicos establecidos en la Ley 143 de 1994.
4	General	General	
5	Ciberseguridad	Ciberseguridad	De otra parte, en la medida que se supervise y automatice en mayor medida el sistema, la ciberseguridad toma un rol preponderante, por lo que valoramos la incorporación de la definición en el proyecto de resolución, sin embargo, no observamos que sea desarrollado en la propuesta. Por lo anterior, sugerimos definir lineamientos generales de ciberseguridad con base en un diagnóstico de necesidades el respecto, que permitan atender los requerimientos del sector.
6	Articulación disposiciones	Artículo 4	En el artículo 4º, se indica que la Comisión deberá establecer los requerimientos para las subestaciones estratégicas para el sistema identificadas previamente. Al respecto, sugerimos articular estas disposiciones y los plazos allí contenidos con el avance de la Comisión sobre la actualización del Código de Redes, cuya decisión definitiva según el proyecto de

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.





			agenda regulatoria de la entidad espera tomarse en el primer semestre del 2021.
7	Remuneración de inversiones en subestaciones estratégicas	Artículo 5	Por su parte, el artículo 5° define que la CREG deberá incorporar dentro de los criterios de remuneración, según corresponda, las inversiones eficientes en las subestaciones estratégicas identificadas. Consideramos fundamental la incorporación de este asunto, dado que en efecto se ha identificado la necesidad de reconfigurar y repotenciar algunas subestaciones del sistema, sin embargo, las señales económicas vigentes en la regulación no contemplan el reconocimiento de estas obras, por cuanto sólo se remunera como inversión adicional la correspondiente a las unidades constructivas que se agregan, sin tener en cuenta la dimensión que dichas obras conllevan. En este punto, es importante considerar las subestaciones en las fronteras de los Operadores de Red con el STN, por lo que vemos relevante que las señales de inversión contemplen el fortalecimiento del STN, STR y SDL.
8	Resiliencia.	Artículo 6	En el artículo 6°, se define que con el objetivo de garantizar que los operadores del Sistema Interconectado Nacional - SIN mejoren su resiliencia ante eventos extremos, la CREG definirá la incorporación de criterios, diferentes a los tradicionales como el N-1. Consideramos importante que, en aras de contar con un análisis integral y transversal de dichos criterios, su definición se trabaje de manera articulada con la UPME, el CAPT, el CNO y el CND, para de esta manera contar con la perspectiva de la regulación, la planeación y la operación.



9	Arranque en negro	Artículo 9	En el artículo 9° se indica que, con el fin de garantizar la pronta recuperación del servicio de electricidad después de una falla, la Comisión deberá regular el servicio complementario de arranque en negro en plantas de generación del SIN despachadas centralmente. Vemos necesario analizar de forma integral la definición de los servicios complementarios del sistema, y el trabajo articulado en el marco del desarrollo regulatorio que adelanta la Comisión al respecto. También, vemos necesario ampliar los posibles prestadores de este servicio, teniendo en cuenta que existen nuevas tecnologías, como el almacenamiento a gran escala que también pueden proveerlo; lo anterior, en el marco de competencia que subyace el mercado de energía mayorista para proveer los diferentes servicios. Cabe mencionar que es importante identificar la pertinencia de instalar sistemas móviles de almacenamiento como un mecanismo para la recuperación rápida del sistema.
10	AOM	Artículo 10	En el artículo 10° se establece, a través de la CREG, la implementación de procesos periódicos de auditorías certificadas para todos los esquemas de protección existentes en el STN y STR. Consideramos necesario que se mencione en la resolución que la Comisión realizará los ajustes pertinentes para que los costos correspondientes sean reconocidos a través de los esquemas de remuneración del AOM.
11	General	Plazos	Finalmente, es importante tener en cuenta la consistencia entre los plazos propuestos para las diferentes actividades y su articulación con el avance de la agenda regulatoria de la Comisión, así como un periodo transitorio suficiente que permita efectuar los cambios a los que haya lugar.

Comentario 7

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.



De: PABLO JAVIER FRANCO RESTREPO NTERCOLOMBIA

Enviado: miércoles, 23 de diciembre de 2020 18:27

Asunto: Comentarios del CAPT sobre el Proyecto de Resolución “Definición de criterios de Resiliencia, Seguridad y Confiabilidad para el suministro de energía eléctrica”

**COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA
TRANSMISIÓN**

Bogotá D.C., 23 de diciembre de 2020

Doctor

DIEGO MESA PUYO

Ministro de Minas y Energía

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

Calle 43 No. 57 - 31 CAN

PBX 2200300

Ciudad

Asunto: Comentarios del Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión sobre el Proyecto de Resolución “Definición de criterios de Resiliencia, Seguridad y Confiabilidad para el suministro de energía eléctrica”.

Respetado Señor Ministro:

En desarrollo de sus funciones, el Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión - CAPT viene realizando análisis sobre nuevos criterios, que aseguren la convergencia entre la planeación de la expansión y la planeación de la operación, así como análisis relativos a las configuraciones de las subestaciones del STN y los STR, y a su capacidad de corto circuito, entre otros aspectos relevantes de la planeación.

En este sentido, el CAPT resalta la importancia del Proyecto de Resolución y las definiciones allí planteadas, que permitirán la incorporación de criterios complementarios para la operación y la expansión del sistema y que contribuirán a fortalecer sus condiciones de confiabilidad y seguridad, así como a mejorar su resiliencia.

Para el efecto, el Comité pone a su consideración algunos comentarios que podrían aportar en la resolución definitiva, los cuales se encuentran contenidos en el formato especificado por el Ministerio de Minas y Energía, anexo a esta comunicación, y a su vez están siendo enviados a la dirección electrónica pciudadana@minenergia.gov.co.

SECRETARÍA TÉCNICA DEL CAPT: UPME
Avenida Calle 26 # 69D – 91 Piso 9 Bogotá D.C.
PBX: (57)1 2220601
<http://www.upme.gov.co>



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

Agradecemos su amable atención y quedamos a su disposición para aclarar cualquier inquietud sobre nuestros comentarios.

Cordialmente,

PABLO JAVIER FRANCO RESTREPO

Presidente

Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión - CAPT

Copia:

- Doctor Miguel Lotero Robledo. Viceministro de Energía. Ministerio de Minas y Energía.
- Doctor Christian Jaramillo Herrera. Director General. Unidad de Planeación Minero Energética.

SECRETARÍA TÉCNICA DEL CAPT: UPME
Avenida Calle 26 # 69D – 91 Piso 9 Bogotá D.C.
PBX: (57)1 2220601
<http://www.upme.gov.co>

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergia.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergia.gov.co



FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS

Sector: Energía
Proyecto: Resolución “Por la cual se definen criterios de resiliencia, seguridad y confiabilidad para el suministro de energía eléctrica”

Fecha inicio: 9/12/2020

Fecha fin: 23/12/2020

Fecha Comentario:

Datos de contacto: Presidencia CAPT. Pablo Franco Secretaría CAPT. Antonio Jiménez	Correo electrónico:	
Nombre de la empresa o interesado: Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión - CAPT		

No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Revisión y complementación de algunas definiciones.	Artículo 2. Definiciones	<ul style="list-style-type: none"> - Ciberseguridad: Se sugiere desarrollar el concepto en el articulado de la resolución. - PMU: Se sugiere revisar y acotar su definición, teniendo en cuenta que éste es solo un dispositivo de medida y que no realiza análisis dinámicos. Para que pueda tener el alcance planteado por el Ministerio, se sugiere que éste se incorpore en el

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.



			<p>artículo correspondiente (Artículo 7). Adicionalmente, se podría referenciar a normas internacionales o acuerdos del CNO como la IEEE C37.118 o el Acuerdo CNO 1347.</p> <p>- Resiliencia: Se sugiere alinear esta definición con la del Decreto 0570 de 2018, para que se tenga un concepto más integral.</p>
2	Algunos aspectos relevantes a tener en cuenta en el marco de las Subestaciones Estratégicas.	Artículo 3. Identificación de subestaciones estratégicas	<p>- Se recomienda que se definan o amplíen los conceptos que hoy no están definidos en la regulación o que podrían tener un entendimiento diferente, y que se estarían incorporando como criterios para la definición de las subestaciones estratégicas, como la seguridad interna, la flexibilidad, el mantenimiento.</p> <p>- Se sugiere que, además de la identificación de las subestaciones estratégicas, las otras actividades asignadas al CND</p>

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.





			<p>(diseño de la metodología para cuantificar la criticidad de las mismas y actualización periódica del listado de subestaciones estratégicas), sea articulado con la UPME, el CAPT y el CNO.</p> <p>- Se sugiere revisar si la definición de las subestaciones estratégicas debería estar enfocada sólo a la atención de la demanda o también a la operación del sistema.</p> <p>- Sobre la actualización anual de las subestaciones estratégicas, ésta podría articularse con los cambios topológicos que surgen de la definición del Plan de Expansión por parte de la UPME. Así mismo, sería conveniente definir el horizonte a tener en cuenta en los análisis para la determinación de las subestaciones estratégicas, el cual podría coincidir con el horizonte del</p>
--	--	--	--

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergia.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergia.gov.co





			<p>Plan de Expansión.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Se sugiere precisar que el diseño de la metodología para cuantificar la criticidad de las subestaciones estratégicas estaría dentro de los seis (6) meses definidos para la identificación de las mismas. - Parágrafo: Se sugiere dejar explícito que para la definición e implementación de las recomendaciones que efectúe el CND en el marco de sus análisis sobre las subestaciones estratégicas, se tendrá un trabajo articulado entre el CNO, la UPME y la CREG.
3	Extensión de los requerimientos a las subestaciones estratégicas del SIN	Artículo 4. Requerimientos para subestaciones estratégicas	Se sugiere que los requerimientos que se identifiquen para las subestaciones estratégicas no se limiten al STN sino que sean extensivos a las subestaciones del SIN, a fin de que se tenga una mejora integral a lo largo de todo el sistema interconectado, en lo que aplique.

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.





4	Armonización de plazos y necesidad de que se tengan señales para eventos de gran magnitud	Artículo 5. Remuneración de inversiones en subestaciones estratégicas	<ul style="list-style-type: none">- En el mismo sentido del comentario anterior, se sugiere extender la aplicación de este artículo a las subestaciones estratégicas del SIN, no sólo las del STN.- Se define además un plazo de cinco (5) meses para la incorporación de las inversiones eficientes en las subestaciones estratégicas como parte de los criterios de remuneración, el cual es inferior al plazo definido en el Artículo 4 para el establecimiento de los requerimientos que deben cumplir dichas subestaciones (doce (12) meses). Se sugiere por tanto armonizar ambos plazos.- Teniendo en cuenta el propósito del proyecto de resolución y la posibilidad de ocurrencia de eventos de gran magnitud como el ocurrido hace años atrás en el departamento de
---	---	--	---

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.





			<p>Putumayo, que generó impactos considerables en la Subestación Mocoa 230 kV y en el departamento, se recomienda definir un mecanismo que prevea la disponibilidad y remuneración de un parque especial de elementos y equipos de repuesto que permita atender este tipo de eventos con la mayor oportunidad y el menor impacto posible para el sistema y los usuarios. Dicho parque de repuestos podría tener cobertura nacional, o preverse parques específicos para coberturas regionales, pudiendo permitirse además la compartición de estos elementos entre diferentes prestadores.</p>
5	Armonización de plazos y precisión en el propósito de la definición de los criterios de Resiliencia.	Artículo 6. Resiliencia	- Se sugiere ajustar el propósito de la definición de los criterios de resiliencia, así: "... y el costo de la energía no suministrada entre otros, <u>que</u>

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.





			<p>incorporen <u>estos eventos extremos</u> y permitan cuantificar el riesgo del sistema ante ellos, y que puedan además mejorar la capacidad del sistema para resistir y recuperarse de estos eventos.</p> <p>- Se sugiere también revisar el plazo para la definición de los criterios de Resiliencia y armonizarlo con el plazo de seis (6) meses definido en el Artículo 3, de modo que permita incorporar el trabajo relativo a las Subestaciones Estratégicas.</p>
6	Integración de los sistemas de medición sincrofasorial con otros conceptos relevantes.	Artículo 7. Sistemas de medición sincrofasorial	<p>- Se sugiere ampliar el alcance de este artículo a las PMU, incluyendo otros conceptos como la Ciberseguridad, la gestión de estos equipos, las comunicaciones, entre otros.</p> <p>- Adicionalmente, se recomienda que la CREG defina las bahías en las que se requerirían estos sistemas de medición sincrofasorial,</p>

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.





			dejando claro en todo caso que como mínimo deberían implementarse en las subestaciones estratégicas, considerando las recomendaciones de la UPME y el CND.
7	Extensión de los prestadores del servicio de arranque en negro.	Artículo 9. Remuneración del servicio complementario de arranque en negro o autónomo de plantas de generación	Se sugiere extender la viabilidad de prestación del servicio de arranque en negro a plantas pequeñas (no sólo las despachadas centralmente) y a otras tecnologías (como el Almacenamiento), dado que estos recursos también tienen la posibilidad de prestar este servicio.
8	Incorporación de los criterios de los Artículos 3 y 6 en el Código de Planeamiento.	Artículo 10. Planificación de la expansión de transmisión	Se sugiere dejar explícito que los criterios resultantes de la aplicación de los Artículos 3 y 6, así como su definición, deberán quedar incorporados en el Código de Planeamiento.
9	Integralidad en la definición de los programas de certificación de competencias.	Artículo 11. Programas de capacitación	En la misma línea de los comentarios iniciales, se sugiere que, para la definición de las

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.





			competencias y el inventario correspondiente, se incorporen los trabajos y experiencias del CNO y XM sobre el tema.
10	Ampliar el alcance a esquemas de protección	Artículo 12. Auditorías esquemas de protección	<p>- Se sugiere ampliar el alcance del artículo a Esquemas de protección, indicando entre otros aspectos la necesidad de que se tengan redundancias, las cuales podrían definirse en función de los análisis y recomendaciones que realicen el CND, el CNO y la UPME, y que las auditorías sean un aspecto más a considerar dentro del tema de esquemas de protección.</p> <p>- Sobre el tema específico de las auditorías, se solicita dejar un lineamiento orientado a que en su programación y ejecución no se generen riesgos en la operación del sistema.</p>

Comentario 8

De: PABLO JAVIER FRANCO RESTREPO INTERCOLOMBIA

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.





Enviado: miércoles, 23 de diciembre de 2020 18:37

Asunto: Comentarios de ISA-INTERCOLOMBIA sobre el Proyecto de Resolución por el cual definen criterios de Resiliencia, Seguridad y Confiabilidad para el suministro de energía eléctrica



CÍTESE 202077006417-1 ITCO
MEDELLÍN, 23/12/2020, 6:20:02 p. m.
ORIGEN: 1111 VIA: 9

1111-9

Doctor
DIEGO MESA PUYO
Ministro de Minas y Energía
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Bogotá

Asunto: Comentarios y planteamientos sobre el Proyecto de Resolución del Ministerio de Minas y Energía – Criterios de Resiliencia, Seguridad y Confiabilidad.

Respetado Doctor Mesa:

En primer lugar, queremos agradecer la publicación y puesta a comentarios del Proyecto de Resolución del Ministerio de Minas y Energía mediante el cual se definen criterios de resiliencia, seguridad y confiabilidad para el suministro de energía eléctrica, y el cual consideramos de gran valor para el sector eléctrico colombiano, al permitir mejoras en la confiabilidad y seguridad de la operación del sistema interconectado nacional.

En particular, queremos resaltar la iniciativa del Ministerio por incorporar criterios en la planeación de la expansión y de la operación, que trasciendan los criterios tradicionales y que permitirán tener una mayor resiliencia del sistema, en los términos que el mismo proyecto de resolución lo expone.

En el formulario anexo a esta comunicación, publicado por el Ministerio de Minas y Energía, incluimos nuestros comentarios de detalle sobre algunos de los puntos que aborda el Proyecto de Resolución, los cuales buscan que se precisen algunos conceptos y lineamientos, y además que se tenga un trabajo muy articulado entre las diferentes entidades del Sector para las definiciones previstas en dicho proyecto de resolución.

Así mismo, algunos de nuestros comentarios están orientados a que se den los lineamientos que aseguren que los esquemas de remuneración definidos en la regulación contemplen las señales económicas que permitan el reconocimiento y la viabilización de las obras y equipos que deban incorporarse en el sistema para el logro del propósito del Proyecto de Resolución.

Agradecemos su consideración y estaremos atentos a cualquier aclaración que sea requerida.

Respetuosamente,

CHEMMY ANTONIO CUADRADO ACOSTA
Gerente General Encargado

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS

Sector: Energía
Proyecto: Resolución “Por la cual se definen criterios de resiliencia, seguridad y confiabilidad para el suministro de energía eléctrica”

Fecha inicio: 9/12/2020
Fecha fin: 23/12/2020
Fecha Comentario: 23/12/2020

Datos de contacto: Pablo Franco Restrepo	Correo electrónico:
Nombre de la empresa o interesado: ISA y sus empresas de transmisión en Colombia	

No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Definición de Ciberseguridad.	Artículo 2. Definiciones	La definición de Ciberseguridad que se incluye en el proyecto de resolución podría ser más clara, haciendo referencia a su gran importancia para prevenir y/o mitigar potenciales amenazas que pongan en riesgo la disponibilidad y continuidad del servicio de energía eléctrica por amenazas cibernéticas, y a la orientación que dicho concepto tiene a proteger el acceso indebido y no sólo la privacidad de los datos, así como su alcance a los sistemas de control y protección, y no solo al de medida. En este sentido, respetuosamente sugerimos al Ministerio articular dicho concepto con el trabajo



			<p>realizado por el Consejo Nacional de Operación - CNO sobre el tema, así como considerar el Acuerdo CNO 1347 - Guía de Ciberseguridad (versión 2020). Adicionalmente, llama la atención que dicho concepto, aunque se define en el Artículo 2, no se retoma a lo largo del documento, por lo cual se sugiere articularlo en los lineamientos incluidos en el proyecto de resolución.</p>
2	Diseño de la metodología para definir el nivel de criticidad de las subestaciones estratégicas.	Artículo 3. Identificación de subestaciones estratégicas	<p>Dada la importancia de las subestaciones estratégicas para el sistema eléctrico, se sugiere que la metodología para definir el nivel de criticidad de cada una de ellas se diseñe conjuntamente entre el Consejo Nacional de Operación – CNO, Centro Nacional de Despacho – CND y la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME. Adicionalmente, se propone que en la identificación de las subestaciones estratégicas se considere el estudio “Diagnóstico de las subestaciones del sistema de transmisión nacional: Análisis, identificación de subestaciones estratégicas, identificación de equipos en situación crítica y recomendaciones”, realizado por ConCol y presentado a la UPME en el año 2009, en el marco del Proyecto 913. Además, se considera esencial que, para la definición de las de subestaciones estratégicas, se revise la definición de activos críticos establecida en la Guía de Ciberseguridad del CNO. Finalmente, se espera que en los criterios para la identificación de la criticidad de las subestaciones estratégicas, se consideren no solo los conceptos de potencia del sistema (configuraciones, conectividad, grandes generadores y consumidores, etc.), sino también los esquemas de control, supervisión, protecciones, servicios auxiliares, etc.</p>



3	Necesidad de articulación y visión integral para la definición de los requerimientos para las subestaciones estratégicas, y de un esquema de transición	Artículo 4. Requerimientos para subestaciones estratégicas	<p>En cuanto a los requerimientos para las subestaciones estratégicas, observamos que este lineamiento ha sido introducido en gran medida por el código de redes (Resolución CREG 025 de 1995 y aquellas que lo modifican, adicionan o sustituyen) en tal sentido, se recomienda armonizar dichos requerimientos con el código mencionado.</p> <p>De otra parte, si bien es claro que la CREG, vía regulación, definiría los requerimientos aplicables a las subestaciones estratégicas, se recomienda que para dicha definición, la cual incluiría criterios de operación y la planeación de la expansión del sistema, se realice un trabajo conjunto con el CNO y la UPME.</p> <p>Finalmente, se solicita que se defina un esquema de transición para la aplicación de los requerimientos que se definirían para las subestaciones estratégicas, considerando el nivel de inversión y los trabajos que podrían requerirse.</p>
---	---	---	--



4	Necesidad de que se tengan las señales económicas adecuadas, que viabilicen la ejecución de las obras requeridas en las subestaciones estratégicas	Artículo 5. Remuneración de inversiones en subestaciones estratégicas	Una de las necesidades que se ha identificado desde tiempo atrás para algunas subestaciones del STN es el cambio de su configuración actual por otras configuraciones de mayor confiabilidad, seguridad y flexibilidad. Así mismo, se tiene identificada la necesidad de repotenciar algunas subestaciones del STN, como resultado del crecimiento del sistema. Por lo anterior, es de gran relevancia que los lineamientos de esta resolución establezcan de forma explícita la necesidad de que la CREG defina un esquema de remuneración especial para este tipo de obras, que considere la dimensión real de los trabajos y los costos en que se incurre para adelantar un proyecto de tal naturaleza. Es de resaltar que el esquema actual de remuneración de obras de Ampliación definido en las Resoluciones CREG 011 de 2009 y CREG 022 de 2001, sólo considera como remuneración adicional la diferencia que se tendría entre los Costos Unitarios regulados de la configuración actual y los costos de la nueva configuración, para el caso de reconfiguraciones, así como la diferencia entre los Costos Unitarios regulados de los equipos actuales y los costos de los nuevos equipos, para el caso de las repotenciones. No se consideran por tanto los altos costos de desmontaje y demolición en que se debe incurrir para adelantar obras de reconfiguración y repotenciación, ni tampoco las inversiones aún no recuperadas de los equipos que se desmontan y dan de baja para dar lugar a la nueva obra, especialmente importantes para el caso de las repotenciones. Adicionalmente, es importante que en la definición de los esquemas de respaldo de equipos, se considere la necesidad de
---	--	---	--

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.





			disponer de unidades de reserva para los equipos de compensación (inductiva, capacitiva y estática), con su correspondiente remuneración, toda vez que tales unidades de reserva, con su correspondiente remuneración, sólo se tienen contempladas para los equipos de transformación, y para los equipos de compensación de los proyectos ejecutados por convocatoria.
5	Resiliencia. Importancia de un trabajo articulado e integral.	Artículo 6. Resiliencia	Al igual que en el diseño de la metodología para definir la criticidad de las subestaciones estratégicas y en la definición de los requerimientos para dichas subestaciones, vemos necesario que se incorporen las visiones del CNO y la UPME en la definición de los criterios de Resiliencia, por lo que sugerimos que se tenga un trabajo colaborativo entre las entidades mencionadas y la CREG para la definición e incorporación de criterios diferentes a los hoy establecidos.



6	<p>Análisis sobre la necesidad de los sistemas de medición sincrofasorial en todas las subestaciones.</p>	<p>Artículo 7. Sistema de medición sincrofasorial</p>	<p>Si bien la incorporación de Medidores Sincrofasoriales - PMU permitirían obtener imágenes precisas y completas del estado del sistema eléctrico, es importante que la decisión de instalar PMU en todas las bahías del STN sea evaluada por su costo/beneficio, frente a la alternativa de hacerlo sólo en una parte de ellas, considerando las implicaciones en costo y las asociadas con disponibilidad de espacios y riesgos de disparo durante la instalación. Adicionalmente, se considera que la información de las PMU debería quedar disponible también para las empresas prestadoras del servicio, dado que podría convertirse en una fuente que agregaría redundancia y mayor confiabilidad a las labores de supervisión. Es importante definir los criterios para la arquitectura y ciberseguridad a considerar en la integración de las PMU en las subestaciones, en relación con los sistemas de control, protección y telecomunicaciones existentes. Se recomienda, trabajar tales criterios conjuntamente con el CNO.</p>
7	<p>Supervisión en tiempo real. Necesidad de articulación y de definir un esquema de transición para su aplicación.</p>	<p>Artículo 8. Supervisión en tiempo real</p>	<p>En cuanto a los requerimientos de disponibilidad, exactitud y precisión que se defina para la supervisión en tiempo real, se considera igualmente necesario que se tenga una articulación entre la CREG y el CNO. De otro lado, para mejorar la disponibilidad histórica de las variables del sistema eléctrico, hemos identificado la posibilidad de que los agentes incorporen nuevas utilidades, como el sistema historiador, acompañado de las señales correspondientes para su remuneración. Adicionalmente, para fortalecer la capacidad de respuesta a eventos en tiempo real y postoperativo, se sugiere incorporar tecnología y mejoras</p>



			<p>para disponibilidad de información del SOE y de los registros de falla de todos los agentes.</p> <p>En relación con el Parágrafo 1, dado que las exigencias que defina la CREG pueden requerir importación de equipos, se solicita incrementar el plazo de 6 meses para la aplicación y cumplimiento de dichas exigencias, a fin de que consideren la viabilidad ed su implementación.</p> <p>Sobre el Parágrafo 2, teniendo en cuenta que en las subestaciones se cuenta con diferentes tipos de medidas y que éstas puede ser complementarias entre ellas o permitir redundancia y confiabilidad, se sugiere revisar la posibilidad de un indicador a nivel de la supervisión de la subestación completa y no de la medida individual como tal. Esto es una redundancia a nivel del Gateway o RTU e incluso entre RTU/SAS y las PMU, con el objetivo de no perder la visibilidad de un nodo del sistema.</p>
8	Posibilidad de prestación del servicio complementario de arranque en negro por diferentes tecnologías.	Artículo 9. Remuneración del servicio complementario de arranque en negro o autónomo de plantas de generación	Considerando que hay nuevas tecnologías que pueden ofrecer el servicio complementario de arranque en negro, se propone modificar la redacción de tal forma que se admita que este servicio sea prestado por cualquier tipo de instalación que esté en capacidad de hacerlo, como los sistemas de Almacenamiento.
9	Necesidad de definición de un procedimiento para la incorporación de los criterios definidos en el marco de la planificación integral STN-STR.	Artículo 10. Planificación de la expansión de transmisión	Se encuentra muy conveniente la integración de la planificación entre el STN y los STR, dado que las redes de los STR se vienen configurando cada vez más como sistemas troncales, que permiten transportar flujos de potencia y energía eléctrica en forma bidireccional, para contribuir a la confiabilidad y seguridad del SIN, en conjunto con el STN. En este sentido, se recomienda que las consideraciones que se tendrían en cuenta por la UPME para la planificación



			<p>de la expansión con esta visión integral, y teniendo en cuenta además el criterio de resiliencia y las subestaciones estratégicas, sean incorporadas en un procedimiento o metodología pública, de tal manera que sean tenidas en cuenta en los estudios de conexión de proyectos de demanda y generación (promotores independientes) y en los conceptos de los transportadores.</p>
10	<p>Necesidad de considerar la experiencia operativa en la definición de las competencias y en los programas de capacitación para los operadores en tiempo real.</p>	<p>Artículo 11. Programas de capacitación</p>	<p>Si bien es importante la participación del SENA, se recomienda considerar la experiencia y conocimiento que tiene el Operador del Sistema y los Centros de Supervisión y Maniobras de los transportadores, para la definición del programa de certificación de competencias para los operadores en tiempo real del SIN.</p> <p>Se considera importante incluir también el tema de resiliencia y los criterios que se definan, en las competencias base de los programas de capacitación.</p> <p>Para mejorar la componente práctica del entrenamiento y su posterior evaluación, los agentes podrían incorporar una capacidad para usar un OTS (Operator Training System), con la correspondiente señal de remuneración.</p> <p>Adicionalmente, en lugar de los programas de capacitación, se solicita revisar la posibilidad de implementar un esquema de auditorías a los procesos de entrenamiento de las empresas y a partir de allí certificar la competencia laboral.</p> <p>Finalmente, si se opta por un programa de capacitación y/o certificación de competencias, se recomienda que éste contenga no solo contenidos técnicos, sino temas relacionados con factores humanos, manejo del error, del estrés, de la fatiga, entre otros.</p>





11	Auditorías a los esquemas de protección. Necesidad de que se definan minimizando los riesgos en la operación.	Artículo 12. Auditorías esquemas de protección	<p>Si bien se encuentra conveniente que se defina un esquema de seguimiento a la adecuada implementación de los esquemas de protección, las intervenciones en dichos esquemas de protección pueden introducir riesgos a la operación del sistema y al suministro continuo de la energía, por lo que vemos necesario que se definan los niveles de intervención en los mismos. Para el efecto, y apoyados en los estándares internacionales “Protection System Maintenance” y PRC-027-1 Coordination of Protection Systems for Performance During Faults” del North American Electric Reliability Corporation – NERC, proponemos que, en primer lugar, las pruebas o verificaciones a las que haya lugar en el marco de las auditorías propuestas en el Proyecto de Resolución tengan una periodicidad no mayor a 7 años, y, en segundo lugar, que se prioricen trabajos Off-line para minimizar riesgos.</p> <p>Adicionalmente, consideramos importante que se deje explícito que dichas auditorías no aplicarían para los nuevos proyectos ni para los que han entrado en operación en los últimos años, dado que para ellos se realizan estudios en los esquemas de protecciones por firmas especializadas, las cuales además son revisados por el CND, quien a su vez realiza estudios sistémicos, y finalmente dichos proyectos son aprobados por el Interventor.</p> <p>Finalmente, vemos necesario tener en cuenta el beneficio/costo de considerar las auditorías para todos los esquemas de protección existentes en el STN y STR, puesto que eso implicaría intervenir tanto los IED como los sistemas secundarios, equipos de medida, servicios auxiliares y parte del control y telecomunicaciones de todas las subestaciones, con costos y</p>
----	---	--	--

		duración de trabajos potencialmente costosos y de muy alto riesgo para la seguridad del sistema. Adicionalmente, que se tenga en cuenta la exoneración de responsabilidad de los agentes por las desconexiones y eventos que puedan presentarse por la ejecución de las auditorías.
--	--	---

Comentario 9

De: Mauricio Llanos Beltrán celsia

Enviado: miércoles, 23 de diciembre de 2020 19:09

Asunto: Comentarios de Celsia sobre el proyecto de Resolución MME sobre criterios de resiliencia

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS

Sector: Energía

Proyecto: Resolución

“Por la cual se definen criterios de resiliencia, seguridad y confiabilidad para el suministro de energía eléctrica”

Fecha inicio: 9/12/2020

Fecha fin: 23/12/2020

Fecha Comentario:

Datos de contacto:	Correo electrónico:	
Nombre de la empresa o interesado:		Celsia Colombia S.A. E.S.P.

No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Comentario General de la Propuesta		Consideramos valioso actualizar los criterios que se deben aplicar en la planeación energética y operativa del sistema interconectado para



		<p>que reflejen las nuevas condiciones en las que se debe suministrar el servicio de energía, valorando aspectos ambientales y sociales.</p> <p>En ese sentido, los lineamientos de política que establezca el Ministerio para incorporar nuevos criterios como el del resiliencia deben estar soportados en un análisis en el que se establezca claramente su significado y su cómo relación con los criterios de confiabilidad que se aplican en la regulación vigente, así como su relación con el principio de eficiencia económica.</p> <p>Así mismo, como señalamos en los comentarios a continuación, es importante que en la normativa que defina el Ministerio sobre este tema, se establezcan lineamientos para evaluar los riesgos de eventos extremos de alto impacto pero bajísima probabilidad de ocurrencia, teniendo en cuenta que los problemas que se solucionan en el ejercicio de planeación energética y los que se solucionan en la planeación operativa, aun cuando son complementarios para lograr el objetivo de atender la demanda, son de diferente naturaleza.</p> <p>Es fundamental que en los dos procesos operativos, las decisiones se fundamenten en</p>
--	--	---

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.





		<p>análisis de beneficio costo que tenga en cuenta la probabilidad de ocurrencia de los fenómenos o eventos contra los cuales se busca proteger al sistema, de manera que la reglamentación que expida la CREG para reglamentar dichos lineamientos cumpla con el principio de eficiencia, y el servicio se preste a un costo eficiente, bajo condiciones de seguridad, continuidad y calidad.</p> <p>Cualquier cobertura adicional respecto a eventos de alto impacto y bajísima probabilidad, distintos a los ya considerados en el código de redes se reflejará en mayores costos para los consumidores de energía del país, por lo que es importante que los beneficios derivados de las soluciones de infraestructura que se espere obtener compensen esas inversiones adicionales.</p> <p>En ese sentido, sugerimos que medidas como la planteada en el artículo 7, consistente en instalar equipos de medición sincrofasorial en el 100% de las bahías, o auditorías al 100% de los sistemas de protección, se determine con base en un análisis cuantitativo sobre los costos y beneficios que le aportan al sistema, pues no necesariamente este tipo de inversiones son necesarias o razonables con la cobertura indicada.</p>
--	--	--

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.





2	Sistemas de medición sincrofasorial	Artículo 7	<p>En la vía de implementar sistemas de control y protección sistémicos para mejorar la seguridad y confiabilidad de la operación del sistema, la práctica internacional indica la necesidad de instalar unidades de medición sincrofasorial en barras estratégicas del sistema, de tal manera, que se garantice la observabilidad del todo el SIN.</p> <p>Como dato de referencia, en la revisión de los códigos de red tanto de Estados Unidos como en la Unión Europea se identificó que, para lograr la operación segura y confiable del sistema, NO es necesario o recomendable instalar unidades de medición sincrofasorial en todas las bahías de las subestaciones.</p> <p>Por otro lado, para garantizar la funcionalidad las unidades de medición sincrofasorial es necesario cumplir con exigencias técnicas tanto a nivel de los sistemas de comunicación como a nivel del sistema de sincronización de tiempo. En ese sentido:</p> <p>i) Solicitamos evaluar si el sistema de comunicaciones dispuesto en las diferentes zonas del país cumplen técnicamente con los requisitos que permitan garantizar la funcionalidad de las unidades de medición sincrofasorial.</p> <p>ii) En cuanto a la sincronización</p>
---	-------------------------------------	------------	--





de tiempo, hay varias subestaciones del país ubicadas en lugares geográficos en donde NO es posible captar la señal de sincronización por GPS, por ello, técnicamente no es posible garantizar la funcionalidad de las unidades de medición sincrofasorial en todo el país.

En conclusión, de acuerdo con la experiencia internacional, NO se recomienda instalar unidades de medición sincrofasorial en todas las bahías de las subestaciones, debido, a que el costo que representaría para la operación del sistema interconectado no sería eficiente, y que, además no sería posible obtener un beneficio de su implementación al no poderse garantizar la funcionalidad de las unidades de medición sincrofasorial en aquellas zonas del país donde se presentan limitaciones técnicas en cuanto desempeño de los canales de comunicación y acceso a la señal de sincronización.

Por lo tanto, para cumplir el objetivo de operar el sistema de una manera segura, confiable y económica, solicitamos evaluar el alcance de este requisito en función de la viabilidad técnica y considerando la práctica internacional y enfocarlo a un análisis de las subestaciones

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.





			estratégicas en el que se identifique en cuáles subestaciones y en cuáles bahías es requerida su implementación.
3	Supervisión en tiempo real	Artículo 8, Parágrafo 3	<p>Solicitamos al MME precisar el concepto de redundancia de los equipos de medición y sistemas de comunicación por las siguientes implicaciones técnicas:</p> <p>La redundancia de los equipos puede implicar DUPLICIDAD en la instalación de transformadores de corriente, transformadores de potencial y equipos de medida, dado que en subestaciones existentes se presentan restricciones técnicas de espacio para cumplir con el requisito, debido, a las distancias de seguridad consideradas en el diseño de las subestaciones, limitación de espacio para instalar nuevos equipos en los tableros de control y protección existentes, y restricciones para la instalación de nuevos tableros de medida en las salas de control de las subestaciones.</p> <p>En este sentido, proponemos que en el paragrafo se haga la referencia a "(...) En cualquier caso, la indisponibilidad de las mediciones reportadas al CND no deberán ser superior a 30 minutos sobre una ventana de un mes (...)". Por lo tanto, es del alcance de cada agente realizar las adecuaciones de</p>

			ingeniería necesarias para garantizar tanto precisión, disponibilidad y supervisión de la medida.
4	Identificación de subestaciones estratégicas	Artículo 3	<p>En las definiciones del Artículo 1 se establece la del concepto ciberseguridad. No obstante, este concepto no se utiliza dentro del cuerpo de la Resolución en comentarios.</p> <p>Recomendamos al MME incluir en el concepto de subestaciones estratégicas, la característica de ciberseguridad considerando los acuerdos emitidos por el Concejo Nacional de Operación - CNO.</p>
5	Identificación de subestaciones estratégicas Criterio de Resiliencia	Artículo 3 Artículo 6	<p>El Artículo 6 plantea que, con el objetivo de garantizar que los operadores del SIN mejoren su resiliencia ante eventos extremos, la CREG definirá la incorporación de criterios, diferentes a los tradicionales como el n - 1.</p> <p>Consideramos que tener en cuenta cualquier criterio de planeación que trate de cubrir eventos extremos de muy baja probabilidad originaría un requerimiento de grandes inversiones que pueden no ser eficientes, y conducir a un incremento desproporcionado del costo de la transmisión.</p> <p>Por ello, recomendamos al MME acotar el número de contingencias consideradas y considerar dentro de los análisis la relación</p>

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

			beneficio/costo, debido a que a mayor número de contingencias cubiertas, mayor será el costo para la operación del sistema. Directrices como la de instalar PMU's en el 100% de las bahías del STN extrapoladas a criterios como redundancia en cualquier tipo de activo sería ineficiente.
6	Supervisión en tiempo real	Artículo 8	Recomendamos al MME considerar lo dispuesto en la Resolución CREG 025 de 1995 y en la Resolución CREG 080 de 1999 en lo referente al alcance y responsabilidad, tanto de los operadores de red, como del CND, en la supervisión de las subestaciones.
7	Programas de capacitación	Artículo 11	Recomendamos al MME habilitar la opción de certificación de los operadores del SIN a través los operadores de red y/o transportadores nacionales o transportadores regionales, para que dispongan con la infraestructura de un centro de entrenamiento debidamente certificado. En ese sentido, es necesario, definir los requisitos para certificar un centro de entrenamiento y definir los requisitos para certificar a un operador del SIN.

Comentario 10

De: Radicación Correspondencia gecelca

Enviado: miércoles, 23 de diciembre de 2020 20:08

Asunto: Correo electrónico saliente No radicación RAD-60-2020, COMENTARIOS PROYECTO DE RESOLUCIÓN "POR LA CUAL



SE DEFINEN CRITERIOS DE RESILIENCIA, SEGURIDAD Y CONFIABILIDAD PARA EL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA”

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS

Sector: Energía

Proyecto: Resolución

“Por la cual se definen criterios de resiliencia, seguridad y confiabilidad para el suministro de energía eléctrica”

Fecha inicio: 9/12/2020

Fecha fin: 23/12/2020

Fecha Comentario:

Datos de contacto: Carolina Palacio Garcerant	Correo electrónico:
Nombre de la empresa o interesado:	GECELCA S.A. E.S.P

No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
----	---------------------	--	----------------------

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.





1	Comentario General	<p>Inicialmente resaltamos y valoramos estas medidas que aportarían a la resiliencia del sector eléctrico y que ayudarían a prevenir la ocurrencia de eventos sistémicos. No obstante, amablemente sugerimos la realización de un análisis integral de los aspectos del sistema que inciden en la resiliencia del sector eléctrico, tal como lo muestra la literatura y los análisis operativos que se han realizado en otros países.</p> <p>Según los diferentes estudios internacionales asociados a resiliencia, definen a la misma como la capacidad que tienen un sistema de anticiparse, prepararse, adaptarse a las diferentes condiciones cambiantes (comportamiento de demanda, conexión de nuevas tecnologías a la red, la inclusión de nuevas tecnologías de generación y la infraestructura del Sistema), de resistir y recuperarse rápidamente de las interrupciones. En este sentido, para mejorar la resiliencia se debe analizar la misma de manera sistémica donde participen todas las partes interesadas, donde se identifiquen las vulnerabilidades que incluyen riesgos, probabilidad de amenaza y gravedad de la vulnerabilidad y de este modo desarrollar estrategias y políticas que permitan mejorar la resiliencia del sector, estos análisis deben incluir evaluaciones de beneficio costo con el fin de identificar cual sería la mejor opción para la demanda.</p>
---	--------------------	---

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.





2	Auditorías esquemas de protección	Artículo 12	<p>En cuanto a la propuesta de auditorías periódicas, respetuosamente consideramos que para garantizar la correcta operación de los sistemas y esquemas de protección no vemos la necesidad de implementar una auditoría, dada la experiencia y conocimiento que se requiere del SIN lo cual sería difícil de encontrar en un tercero. Consideramos adecuado que se mantenga el esquema actual, que incluye un procedimiento para la implementación de los esquemas y sistemas de protecciones, el cual inicia con un estudio de coordinación previo a la entrada en operación comercial de cualquier proyecto que luego es validado por el transportador, el operador de red y por XM.</p> <p>Así mismo, es importante tener en cuenta que la realización de las auditorías tendrían las siguientes implicaciones:</p> <ol style="list-style-type: none">1. La realización de auditorías en sitio se vuelve inviable e inmanejable, considerando que existe un número significativo de protecciones instaladas en todo el Sistema Interconectado Nacional. Por otro lado, no es claro cuál sería el alcance de la realización de la misma y en caso que se emitan conceptos por parte del auditor que impliquen ajustes o pruebas a los sistemas ya instalados, se podría correr un riesgo alto en el sistema por la intervención del mismo, llevando a posibles interrupciones del servicio, lo cual no es deseable para el Sistema.2. Por otro lado, existiría la limitante en el personal técnico especialista para realizar auditorías a los
---	-----------------------------------	-------------	--

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.





		<p>sistemas de protección ya que la experiencia del mismo se encuentra dentro del sector eléctrico y es difícil que un análisis integral lo realice un tercero.</p> <p>Por lo anterior, amablemente recomendamos que se mantenga el esquema actual donde los agentes con el administrador del mercado, el transportador y el operador de red, realizan el estudio de coordinación de los esquemas de protección.</p>
--	--	--

Los comentarios se enviaron a la Dirección de Energía Eléctrica, área de su competencia, para ser tenido en cuenta a la hora de expedir el Acto Administrativo.

Atentamente,

Luisa Fernanda Hurtado Bernal
Coordinadora Grupo de Gestión de la información y Servicio al Ciudadano

Copia: Dirección de Energía Eléctrica, Oficina de Asuntos Regulatorios y Energías no Convencionales

Proyectó: Martha Isabel Jaime Galvis
Revisó y Aprobó: Luisa Fernanda Hurtado Bernal

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

