



El futuro
es de todos

Minenergía

405

Memorando

Bogotá, D.C.,

PARA: Ingeniero Rafael Andrés Madrigal Cadavid, Coordinador Dirección de Energía Eléctrica

DE: Coordinadora, Grupo de Gestión de la Información y Servicio al Ciudadano

ASUNTO: Remisión certificación publicación proyecto acto administrativo

Una vez finalizado el término para publicación del proyecto de acto administrativo en consulta ciudadana (Por la cual se adopta el Plan de Expansión de Transmisión 2019 – 2033) el catorce (14) de agosto de 2019, 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 270 de 14 de febrero de 2017.

Agradezco su colaboración.

Atentamente,

Luisa Fernanda Hurtado Bernal

Anexos: Veinticinco (25) folios - Certificación publicación acto administrativo Grupo de Gestión de la Información y Servicio al Ciudadano

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

TRD: Facilitativo



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 270 del 14 de febrero de 2017 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 ha publicado para consulta de la ciudadanía y grupos de interés, y a fin de recibir opiniones, sugerencias y propuestas alternativas, el siguiente proyecto:

Proyecto de Decreto *"Por la cual se adopta el Plan de Expansión de Transmisión 2019 – 2033"*

Que dicho proyecto se publicó del cinco (05) hasta el catorce (14) de septiembre de 2019 en el portal web, sección Atención al Ciudadano/Foros en Consulta Ciudadana en el siguiente vínculo:

<https://www.minenergia.gov.co/foros?idForo=24136178&idLbl=Listado+de+Foros+de+Septiembre+De+2019>, 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:

- Aviso home/otras noticias
- Redes sociales



Que durante el tiempo dispuesto el documento en consulta ciudadana, recibió nueve (09) comentarios a través de los canales dispuestos: Correo electrónico pciudadana@minenergia.gov.co y sección comentarios

Dada en Bogotá a los diecisiete (17) días del mes de septiembre de 2019.

Luisa Fernanda Hurtado Bernal

Anexo: Veinticuatro (24) folios - Informe Grupo de Gestión de la Información y Servicio al Ciudadano

Proyectó: Martha Isabel Jaime Galvis

Revisó y Aprobó: Luisa Fernanda Hurtado Bernal



El futuro
es de todos

Minenergía

405

GRUPO DE GESTIÓN DE LA INFORMACIÓN Y SERVICIO AL CIUDADANO

Informe documento en discusión

Proyecto de Decreto “Por la cual se adopta el Plan de Expansión de Transmisión 2019 – 2033”

Fecha de inicio de publicación: 05 de septiembre de 2019

Fecha fin de publicación Inicial: 14 de septiembre de 2019

Solicitantes:

Diana Marcela Cely Garzón
Dirección de Energía Eléctrica

Medios de divulgación:

Portal Web www.minenergia.gov.co en:

- Módulo de Foros: MinEnergía/Atención al Ciudadano/Foros/

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

PUBLICACIÓN

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=24136178&idLbl=Listado+de+Foros+de+Septiembre+De+2019>





Listado de Foros de Septiembre De 2019

Por la cual se adopta el Plan de Expansión de Transmisión 2019 – 2033

Sector Energía

Fecha Inicio 5 de septiembre de 2019

Fecha Fin 14 de septiembre de 2019

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 270 de 2017 y las resoluciones 4 0310 y 4 1304 de 2017, se publica para participación ciudadana el Proyecto de resolución "Por la cual se adopta el Plan de Expansión de Transmisión 2019 – 2033", con el objeto de recibir observaciones y comentarios.

Documento propuesto

Proyecto de Decreto "[Por la cual se adopta el Plan de Expansión de Transmisión 2019 – 2033](#)"

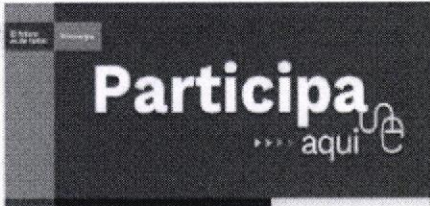
Las observaciones, comentarios y propuestas al referido proyecto de resolución deberán realizarse por medio de este foro o diligenciando el [formulario para recepción de comentarios](#), el cual debe enviar conservando el formato editable al correo electrónico plciudadana@minenergia.gov.co, hasta el próximo sábado 14 de septiembre de 2019.

Documentos adicionales

- [Plan de expansión de referencia generación - transmisión 2019-2033](#)

Conclusiones

Ilustración 1 Divulgación: MinEnergía/Atención al Ciudadano/Foros



Proyecto de resolución "Por la cual se adopta el Plan de Expansión de Transmisión 2019 – 2033"

Proyecto de resolución "Por la cual se adopta el Plan de Expansión de Transmisión 2019 – 2033"

jueves 5 de septiembre de 2019, Cundinamarca, Bogotá D.C., Fuente: MinEnergía

Sector: Energía

Ilustración 2 Divulgación: MinEnergía/home/otras noticias



El futuro
es de todos

Minenergía



Minenergía @MinMinas · 6 sept.

Proyecto de resolución "Por la cual se adopta el Plan de Expansión de Transmisión 2019 – 2033". Participa en el siguiente enlace > bit.ly/2kmdCKp



Ilustración 3 Divulgación: Redes Sociales

COMENTARIOS RECIBIDOS DE LA CIUDADANÍA

Durante el tiempo dispuesto para hacer comentarios al documento "Proyecto de Decreto de Decreto "Por la cual se adopta el Plan de Expansión de Transmisión 2019 – 2033". Recibió nueve (09) comentario a través de los canales dispuestos para tal fin:

- Correo electrónico: pciudadana@minenergia.gov.co
- Comentarios

Comentario 1

De: Jennifer Pinzón

Fecha: martes, 10 septiembre de 2019 a las 14:52

Asunto: Propuestas - Plan de Expansión 2019-2033 –





El futuro
es de todos

Minenergía

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS

Sector: Energía

Proyecto: Resolución

"Por la cual se adopta el Plan de Expansión de Transmisión 2019 - 2033"

Fecha inicio: 5/09/2019

Fecha fin: 14/09/2019

Fecha Comentario: 9/10/2019 0:00

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
1	Repotenciación líneas de la red Guajira baja	Proyecto resolución MME plan de expansión	Repotenciación línea Cuestecitas - San Juan 220kV - para circulación de corriente hasta 1590A Repotenciación línea Copey - Valledupar 220kV_1 - para circulación de corriente hasta 1590A Repotenciación línea Copey - Valledupar 220kV_2 - para circulación de corriente hasta 900A Repotenciación línea Guajira - Santa Marta 220kV - para circulación de corriente hasta 734A Repotenciación línea San Juan - Valledupar 220kV - para circulación de corriente hasta 1650A Repotenciación línea Santa Marta - Termocol 220kV_1 - para circulación de corriente hasta 840A

Comentario 2

De: **José Vicente Melo Díaz**

Fecha: jue., 12 sept. 2019 a las 9:25

Asunto: Comentarios al proyecto de
resolución: Por la cual se adopta el Plan de Expansión de Transmisión 2019 - 2033

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS

Sector:	Energía
Proyecto:	Resolución "Por la cual se adopta el Plan de Expansión de Transmisión 2019 – 2033"
Fecha inicio:	5/09/2019
Fecha fin:	14/09/2019
Fecha Comentario:	12/09/2019
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
1	Nombre de obra recomendada	Artículo 1	Ajustar el nombre de la obra recomendada en Córdoba de la siguiente manera: Nueva subestación Sahagún 500 kV y líneas de transmisión asociadas , seccionando uno de los circuitos Cerromatoso – Chinú 500 kV, con Fecha de Puesta en Operación – FPO en junio de 2023.
2	Nombre de obra recomendada	Artículo 1	Ajustar el nombre de la obra recomendada en Bolívar de la siguiente manera: Nueva subestación Pasacaballos 220 kV y líneas de transmisión asociadas , seccionando <u>el circuito</u> Toluvielo – Bolívar 220 kV, con Fecha de Puesta en Operación – FPO en junio de 2024.

Comentario 3

De: **Paula Fajardo**

Fecha: viernes, 13 septiembre de 2019 a las 14:12

Asunto: Comentarios Proyecto de Resolución "Por la cual se adopta el Plan de Expansión de Transmisión 2019 – 2033".



P-181/2019

Bogotá, 13 de septiembre de 2019

Doctora

MARÍA FERNANDA SUÁREZ LONDOÑO

Ministra de Minas y Energía

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

Calle 43 57-31, CAN

Bogotá, D.C

Asunto: Comentarios proyecto de resolución "Por la cual se adopta el Plan de Expansión de Transmisión 2019 – 2033"

Apreciada señora Ministra,

La Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones – Andesco – y sus empresas afiliadas, agradecemos el espacio para emitir comentarios a la propuesta de resolución en consulta, frente al cual nos permitimos hacer las siguientes observaciones.

En primer lugar, resaltamos la labor del Ministerio de Minas y Energía y la Unidad de Planeación Minero Energética, de elaborar y publicar el Plan de Expansión de referencia de Transmisión 2019-2033, identificando las necesidades de expansión del sistema, en aras de garantizar el abastecimiento oportuno, seguro y confiable de la demanda de energía eléctrica en el país en el mediano plazo, atendiendo la necesidad de integración de nuevas fuentes de generación.

Para un mejor cumplimiento de este propósito, consideramos necesario robustecer el ejercicio de planeación, teniendo en cuenta dentro de los análisis los diferentes factores que inciden en el desarrollo oportuno de este tipo de proyectos. Es importante que se tengan en cuenta las dimensiones sociales, ambientales y prediales que en los mismos se deben abordar y que pueden incidir en su desarrollo exitoso.

En tal sentido, vemos necesario que el Gobierno Nacional continúe fortaleciendo las acciones que garanticen el desarrollo sostenible y oportuno de los proyectos requeridos por el Sistema de Transmisión Nacional (STN) y el Sistema de Transmisión Regional (STR), principalmente en aspectos como consultas previas y relacionamiento con los territorios,





licenciamiento ambiental, gestión social y predial, entre otros y se tenga una adecuada coordinación interinstitucional, que busque convergencia en la priorización de las acciones necesarias para estos desarrollos, fundamentales para garantizar la atención de la demanda de energía eléctrica en forma oportuna, confiable, segura, y eficiente.

Así mismo, vemos necesario que los plazos dados para la ejecución de los proyectos contemplados en los planes de expansión se definan atendiendo a las realidades antes mencionadas, y puedan entrar en operación en el tiempo para el cual son planeados.

Adicionalmente, es relevante que, una vez se tenga la resolución definitiva que adopte el Plan de Expansión de Transmisión 2019-2033, se adelanten de manera ágil los procesos establecidos en la regulación para el desarrollo de los proyectos, con el fin de poder dar inicio a los mismos con mayor celeridad.

Finalmente, esperamos que en los próximos análisis se incluyan las obras necesarias para el alivio de restricciones en el sistema y la instalación de sistemas de almacenamiento.

Desde Andesco hemos venido trabajando con las empresas y las entidades del Gobierno para definir una hoja de ruta con acciones que mitiguen los riesgos asociados a la viabilidad de los proyectos, y continuamos prestos a seguir trabajando en conjunto para estos fines.

Cordialmente,

MAURICIO LÓPEZ GONZÁLEZ
Vicepresidente Técnico

CC. Dr. Diego Mesa Puyo, Viceministro de Energía, MME
Dr. Ricardo Ramírez Carrero, Director General, UPME





El futuro
es de todos

Minenergía

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS

Sector:	Energía
Proyecto:	Resolución "Por la cual se adopta el Plan de Expansión de Transmisión 2019 - 2033"
Fecha inicio:	5/09/2019
Fecha fin:	14/09/2019
Fecha Comentario:	
Datos de contacto:	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	La Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones – Andesco – y sus empresas afiliadas, agradecemos el espacio para emitir comentarios a la propuesta de resolución en consulta, frente al cual nos permitimos hacer las siguientes observaciones. En primer lugar, resaltamos la labor del Ministerio de Minas y Energía y la Unidad de Planeación Minero Energética, de elaborar y publicar el Plan de Expansión de referencia de Transmisión 2019-2033, identificando las necesidades de expansión del sistema, en aras de garantizar el abastecimiento oportuno, seguro y confiable de la demanda de energía eléctrica en el país en el mediano plazo, atendiendo la necesidad de integración de nuevas fuentes de generación. Para un mejor cumplimiento de este propósito, consideramos necesario robustecer el ejercicio de planeación, teniendo en cuenta dentro de los análisis los diferentes factores que inciden en el desarrollo oportuno de este tipo de proyectos. Es importante que se tengan en cuenta las dimensiones sociales, ambientales y prediales que en los mismos se deben abordar y que pueden incidir en su desarrollo exitoso.
2	Robustecer el ejercicio de plan	General	



3	General	General	En tal sentido, vemos necesario que el Gobierno Nacional continúe fortaleciendo las acciones que garanticen el desarrollo sostenible y oportuno de los proyectos requeridos por el Sistema de Transmisión Nacional (STN) y el Sistema de Transmisión Regional (STR), principalmente en aspectos como consultas previas y relacionamiento con los territorios, licenciamiento ambiental, gestión social y predial, entre otros y se tenga una adecuada coordinación interinstitucional, que busque convergencia en la priorización de las acciones necesarias para estos desarrollos, fundamentales para garantizar la atención de la demanda de energía eléctrica en forma oportuna, confiable, segura, y eficiente.
4	Plazos	General	Así mismo, vemos necesario que los plazos dados para la ejecución de los proyectos contemplados en los planes de expansión se definan atendiendo a las realidades antes mencionadas, y puedan entrar en operación en el tiempo para el cual son planeados.
5	Procesos posteriores a la adopción	General	Adicionalmente, es relevante que, una vez se tenga la resolución definitiva que adopte el Plan de Expansión de Transmisión 2019-2033, se adelanten de manera ágil los procesos establecidos en la regulación para el desarrollo de los proyectos, con el fin de poder dar inicio a los mismos con mayor celeridad.
6	Próximos análisis	General	Finalmente, esperamos que en los próximos análisis se incluyan las obras necesarias para el alivio de restricciones en el sistema y la instalación de sistemas de almacenamiento.
7	General	General	Desde Andesco hemos venido trabajando con las empresas y las entidades del Gobierno para definir una hoja de ruta con acciones que mitiguen los riesgos asociados a la viabilidad de los proyectos, y continuamos prestos a seguir trabajando en conjunto para estos fines.

Comentario 4

De: Alfonso Pinedo Martínez

Fecha: viernes, 13 de septiembre de 2019 a las 16:36

Asunto: Comentarios al plan de expansión de referencia transmisión 2019 – 2033 en su versión preliminar.



Barranquilla, Septiembre 13 de 2019

CONSECUTIVO: 01 - 773 - 2019
UBICACIÓN: E-4584

Señora:
María Fernanda Suárez
Ministra
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA - MME
Calle 43 No. 57 - 31 CAN
Bogotá D.C.

Asunto: Comentarios al plan de expansión de referencia transmisión 2019 - 2033 en su versión preliminar.

Estimada Doctora Suárez,

El Ministerio de Minas y Energía colocó a disposición del público en general en su página web el documento preliminar "Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2017-2031", además designo como fecha límite para la recepción de comentarios el día 14/09/2019. Teniendo en cuenta lo anterior y luego de revisar el documento, nos permitimos remitir los siguientes comentarios que esperamos sea considerados para la emisión final del plan de expansión:

1. Generales

1.1. Para ninguno de los análisis en los STR se especifica cuáles fueron los supuestos bajo los cuales se realizaron los análisis para identificar las problemáticas, razón por la cual no se tiene una base clara para comparar con los resultados del plan de expansión de Electricaribe como Operador de Red. Los supuestos se refieren a las demandas, proyecciones de crecimiento empleadas, escenario de crecimiento usados, parámetros, escenarios de generación, escenarios de demanda y topologías bases que empleo la UPME para la elaboración de su plan de expansión.

2. Zona Atlántico

2.1. Comentario: En la página 85 numeral 2.4.1 Área Caribe - Atlántico. Con respecto a la gráfica 1-16 Área caribe Actual, se evidencia que las líneas de los sistemas STN y STR no concuerda con la georeferenciación de la zona. Se recomienda actualizar la gráfica.



El futuro
es de todos

Minenergía

Electricaribe
Santos Todos

UPME el plan de expansión del STR horizonte 2018-2028 mediante comunicado con consecutivo DT-440-2018, anexando el estudio de expansión interconexión de las subestaciones La Loma – El Banco – Mompos a nivel de 110kV, donde se consideró la instalación del segundo transformador en la subestación El Copey 220/110/34,5kV de 100/70/30 MVA con sus respectivas bahías de interconexión. Por lo cual se solicitó a Transelca la conexión del devanado 34,5kV del transformador 5 220/110/34,5kV de 100MVA, y posterior normalización con sus respectivas bahías a nivel 220/110/34,5kV.

- 6.2. Punto: En el apartado 2.4.5. tabla 1-75 se hace mención a sobrecargas en los transformadores de conexión al STN en la SE Santa Marta ante contingencia N-1.

Comentario Electricaribe 1: Electricaribe ha remitido estudios que abordan la problemática de la zona en sus planes de expansión STR 2017-2027 y STR 2018-2028 con los consecutivos GR-323-2017 y DT-440-2018, respectivamente. En el actual plan de expansión STR horizonte 2019-2029 se envió adjunto el estudio de la SE Bureche 110kV la cual estará alimentada desde SE Gaira y SE Santa Marta y la nueva línea Libertador – Manzanares recibido por la UPME el 14 de Mayo de 2019, como reposa en la guía 044013540528 de la mensajería Envía.. Electricaribe esperaba comentarios acerca del mismo en el documento, con el propósito de trabajar las recomendaciones de la unidad.

Quedamos a su disposición para atender cualquier información o aclaración adicional que estimen pertinente.

Cordialmente,


ÁNGELA PATRICIA ROJAS COMBARIZA
Agente Especial
ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.

Copia
Dr Ricardo Ramirez – Director General - UPME.

Anexo:
Anexo 1. Plan de Expansión del STR Electricaribe Horizonte 2018 – 2028.
Anexo 2. Información Estándar de Planeamiento.

ELABORÓ: Juan Rueda / Alan Palacio / Mario Mejía
REVISÓ: Alfonso Pineda / Henry Andrade
APROBÓ: Javier Restrepo / María Villacón





5. Zona Cerromatoso

5.1. Punto: En la página 93 numeral 2.4.4 área Caribe – Cerromatoso, en las conclusiones se considera lo siguiente:

- **Agotamiento de capacidad de transformación:** En el mediano plazo, ante condiciones de falla de uno de los transformadores 500/110 kV en Cerromatoso, se observan sobrecargas en los transformadores que quedan en servicio, lo que puede producir desatención de demanda y limitación para atender nuevas demandas, además la posible desoptimización del despacho, debido a las necesidades de generaciones de seguridad al interior de la subárea. Por lo anterior, **se solicita al OR presentar un proyecto para mitigar esta condición, tal como un cuarto transformador en Cerromatoso 500/110 kV – 150 MVA.**

Comentario Electricaribe 1: Electricaribe en el plan de inversiones remitido a la CREG en el marco de la resolución CREG 015 de 2018 (que aún se encuentra en revisión y a la espera de la aprobación), presento obras en el SDL interconectando las red 34,5kV que alimenta la SE Planeta Rica, minimizando las altas cargabilidades de los transformadores de la SE Cerromatoso ante contingencia sencilla (N-1).

Propuesta: En función de la nueva subestación aprobada por UPME en el presente plan llamada Sahagún 500kV, Electricaribe evaluará una posible conexión al STR de Cerromatoso y Chinú, de cara a validar el impacto y posibles mejoras que se tendría con esta interconexión.

Comentario Electricaribe 2:

- **Nivel de corto:** alto nivel de corto en la subestación Cerromatoso 110 kV, por lo cual se hace necesario que el OR adelante todas las actividades para repotenciar la capacidad de corto de esta subestación.

Con respecto al párrafo anterior, se le informó a Transelca como dueño de la subestación realizara todas las gestiones necesarias para que en el corto plazo y mediano plazo, se aumenten los niveles de corto en esta subestación a nivel de 110kV.

6. Zona GCM

6.1. Punto: En la página 93 numeral 2.4.4 área Caribe – Guajira – Cesar – Magdalena, en la Tabla 1-75: Desempeño del sistema.

Comentario Electricaribe 1: Para el 2019 ha entrado en operación el tercer transformador en la subestación Valledupar 220/34,5/13,8kV de 60MVA mitigando de esta manera, las cargabilidades en operación normal mencionadas.

Comentario Electricaribe 2:

Alta cargabilidad del transformador Copey 220/110/34,5 kV, en condición normal de operación, por lo cual el OR debe definir una obra para mitigar esta situación, tal como un aumento de capacidad transformador.

Con respecto al párrafo anterior, y con el objetivo de aliviar las altas cargabilidades en operación normal producidas por la carga alimentada por el devanado 34,5kV del transformador 230/110/34,5kV de 100MVA de la subestación Copey, se remitió a



El futuro
es de todos

Minenergía

Electricaribe
Somos Todos

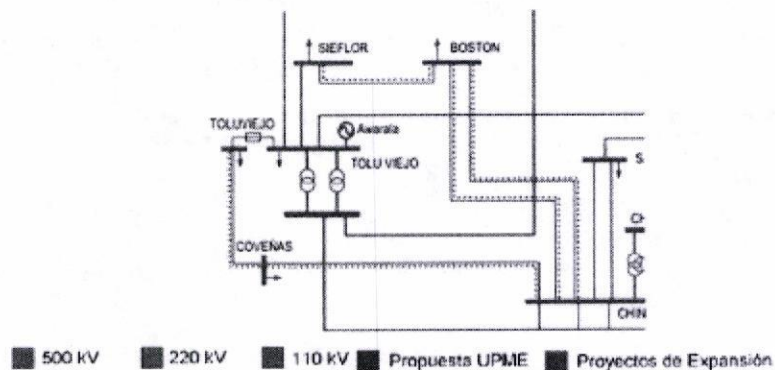
Años 2016/2020

- Segundo circuito Chinú – Boston 110 kV – Ejecutado por ELECTRICARIBE.
- Conexión al STN en nueva subestación Montería 230 kV.
- Subestación Cereté 110 kV.
- Proyecto Toluvejo STN/STR y obras asociadas.
- Repotenciación de los circuitos Coveñas — Toluvejo 110 kV, Sierra Flor — Toluvejo 110 kV, Boston — Sierra Flor 110 kV, Boston — Chinú 1 110 kV y Boston — Chinú 2 110 kV.

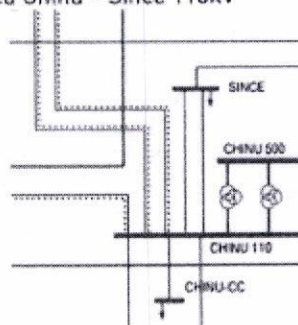
Comentario Electricaribe: el proyecto de conexión al STN en nueva subestación Montería 230kV, se encuentra en operación, de igual como se indicó en los unifilares para esta obra (punto 1).

1.4. Punto: Anexo 1 de Diagramas Unifilares.

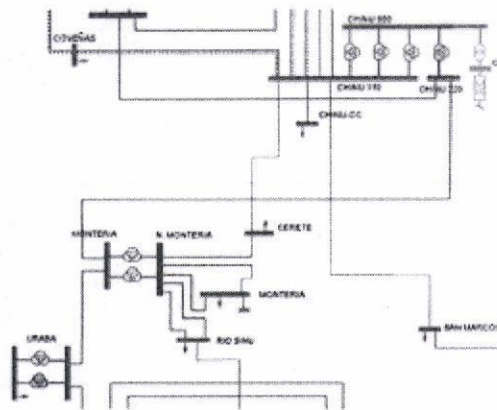
Comentario Electricaribe: Se recomienda incluir nomenclatura, el símbolo de línea punteada para los proyectos que requieren ampliación de capacidad, debido que la línea punteada puede dar interpretaciones de una segunda línea.



En el unifilar se puede evidenciar una segunda línea Chinú – Since 110kV como obra de expansión que no ha sido adoptada y tampoco se hace referencia en el presente documento del plan de expansión. Por tal motivo, se requiere la actualización del unifilar sin la segunda línea Chinú – Since 110kV



se puede apreciar en los unifilares del plan de expansión se considera como proyectos de expansión y debe estar como infraestructura existente.



1.2. Punto: En la página 92 numeral 2.4.3 área Caribe – Chinú, en las conclusiones se considera lo siguiente:

- **Agotamiento de capacidad de transformación:** Ante condiciones de falla de uno de los transformadores 500/110 kV en Chinú, se observan sobrecargas en el transformador que queda en servicio, lo que puede producir desatención de demanda y limitación para atender nueva demanda. Para esta situación, se definió el proyecto Toluviwejo STN/STR y Montería STN/STR. No obstante, con los crecimientos de demanda se vuelve a observar agotamiento de la transformación en el mediano plazo; **el OR presentó el proyecto de interconexión La Loma – El Banco – Mompox 110 kV, proyecto que reduce la cargabilidad de los transformadores de Chinú, sin embargo, es necesario una solución más estructural en el área.**

Comentario Electricaribe: Además del proyecto de interconexión a nivel de 110kV entre las subestaciones La Loma – El Banco – Mompo a 110kV (del cual no se tiene respuesta a la fecha), Electricaribe también planteo el proyecto nueva Subestación Carreto el cual fue enviado bajo la guía 044013610861 de envía, y fue recibido el 26 de Julio del presente año por la UPME. Electricaribe solicita conocer el estado de dicho estudio.

1.3. Punto: En la página 92 numeral 2.4.3 área Caribe – Chinu, en los “*proyectos presentados por el operador de red y/o proceso de convocatoria*” se mencionan las siguientes obras:



alcanzada por la UCP para el 2018 aplicando la respectiva proyección. No coincide con la reportada en la Tabla 23. Proyección de la demanda de potencia máxima –UCP Cartagena (MW) del documento Proyecciones Regionales de Demanda de Energía Eléctrica en Colombia - Revisión Abril 2019. En este orden Electricaribe solicita que se especifique que demanda se utilizó y como se proyectó la misma. Además, que escenarios de generación fueron analizados, puesto que solo hacen referencia a generación mínima en algunos resultados.

2. En la tabla no se evidencian las cargabilidades mencionada en tabla 1-67 Pasacaballo + NewGen. A falta del apartado de otros proyectos en análisis y la no mención de los proyectos de pasacaballo, Turbaco y Campestre en el apartado proyectos presentados, aprobados al Operador de Red y/o en proceso de convocatoria. Electricaribe consulta si los proyectos pasacaballo, Turbaco y campestre se incluyeron en el análisis.

3. Electricaribe evidencia las altas cargabilidades en las líneas asociadas a la SE La marina ante contingencias en líneas que conectan con la misma. Sin embargo estas altas cargabilidades pueden ser mitigadas con control de tensiones en las subestaciones que alimentan la misma operando taps en los transformadores de conexión al STN en dependencia del escenario de generación del área, siendo esta una solución de corto plazo.

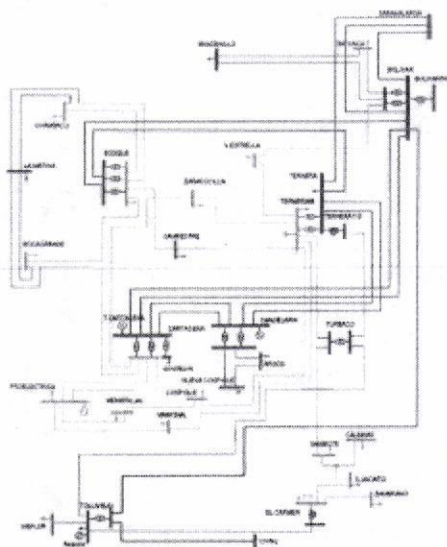
4. Sobre el caso de DNA en la SE El Carmen y subestaciones aguas abajo, Electricaribe remitió el estudio de SE Carreto, el cual mejora las condiciones de operación de la zona. Dicho estudio fuere remitido bajo la guía 044013610861 de la mensajería envía, y fue recibido el 26 de Julio del presente año por la UPME. Electricaribe solicita conocer el estado de dicho estudio, puesto que no se hace mención alguna de este en el documento.

Electricaribe solicita atender las anteriores inquietudes para analizar la situación presentada en la tabla, validar los resultados del presente informe y realizar los respectivos análisis.

4. Zona Córdoba-Sucre.

4.1. Punto: En la página 91 numeral 2.4.3 área Caribe – Chinú.

Comentario Electricaribe: Con respecto a los resultados de la Tabla 1-73: Desempeño del sistema en Chinú, para las altas cargabilidades y bajas tensiones en la zona no se consideró la subestación Nueva Montería 230/110kV, la cual a la fecha se encuentra en operación. Debido a lo anterior se recomienda actualizar los análisis considerando dicha obra en operación, o dejar plasmada esta aclaración. Igualmente



3.2. Punto: Numeral 2.4.2. [Conclusiones]

Comentario Electricaribe: se hace necesario que Transelca como dueño de la subestación Ternera y Cospique adelanten todas las acciones necesarias para que, en el corto plazo y mediano plazo, se aumenten los niveles de corto en esta subestación a nivel de 110kV.

No obstante Electricaribe en sus actividades de OR ha informado a Transelca sobre la situación de las subestaciones. Por su parte Electricaribe se encuentra analizando la situación de la SE Bosque.

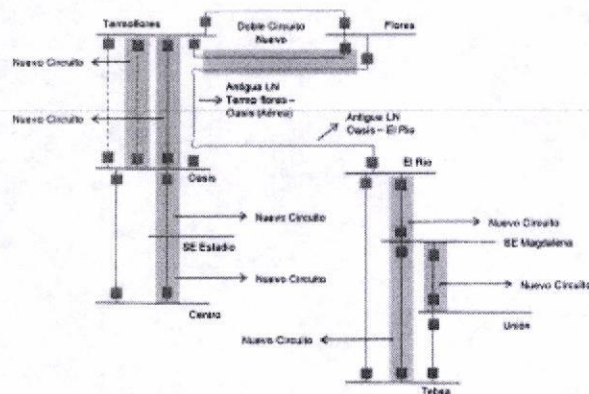
3.3. Punto: Numeral 2.4.2. Tabla 1-72

Comentarios Electricaribe: Electricaribe en su plan de expansión no evidencia las altas cargabilidad mencionadas en la tabla 1-72, en los análisis presentados por Electricaribe en su plan de expansión reposan los supuestos operativos para las simulaciones. En el documento UPME no reposa de forma tácita la información de supuesto impidiendo la validación de sus resultados. De esta situación se desprende los siguientes comentarios:

1. Electricaribe realizó sus análisis con la demanda coincidente de los activos de la compañía y la proyección de demanda de la UPME, como se remitió en los supuestos del plan de expansión del STR 2019-2029. En el documento no especifican el tipo de demanda tomada y como la proyectaron. Se asume que se tomo los mismos valores de demanda para UCP presentada en las tablas 1-2, 1-3, 1-37 y 1-38 en demanda media y máxima para los estudios del STR. No obstante, al compararla con la usada en nuestros análisis no coinciden, y a su vez no corresponde a la máxima demanda



activos de conexión al STN de la zona Atlántico puesto a que están en operación. Con respecto a las obras futuras "Proyectos de Expansión" la línea Tebsa - Unión 110kV ya no hace parte de la convocatoria y esta fue cambiada por la línea Tebsa - Magdalena 110kV. Se recomienda actualizar la gráfica publicada. Las obras de la convocatoria UPME STR 02-2019 quedaran de la siguiente manera:



3. Zona Bolívar

3.1. Punto: Numeral 2.4.2. (Conclusiones). Anexo Unifilar Bolívar pág. 115

Comentario Electricaribe: Las obras del tercer transformador del Bosque se encuentran a 96% con fecha estimada de entrada Noviembre del presente año, como reposa en el mapa de convocatorias emitido por el CAPT del mes de agosto. Con respecto a un nuevo punto de conexión Electricaribe envió el documento Plan de expansión Bolívar - Occidente con consecutivo GR 320-2013 en el cual se incluye el proyecto Subestación Pasacaballo, el cual fue analizado en el numeral 2.1.1. del documento, y se evidencia su aprobación en el proyecto de resolución: "Por la cual se adopta el Plan de Expansión de Transmisión 2019-2033" con FPO junio de 2024. Adicionalmente en el mismo estudio Plan de expansión Bolívar - Occidente se enviaron los proyectos SE Turbaco y SE Campestre los cuales se evidencia en los unifilares de la zona (pág. 115), pero no se hacen mención de la aprobación de los mismos o si están en estudio. Electricaribe solicita saber el estado de estos proyectos puesto que no figura el apartado de proyectos otros proyectos en análisis.

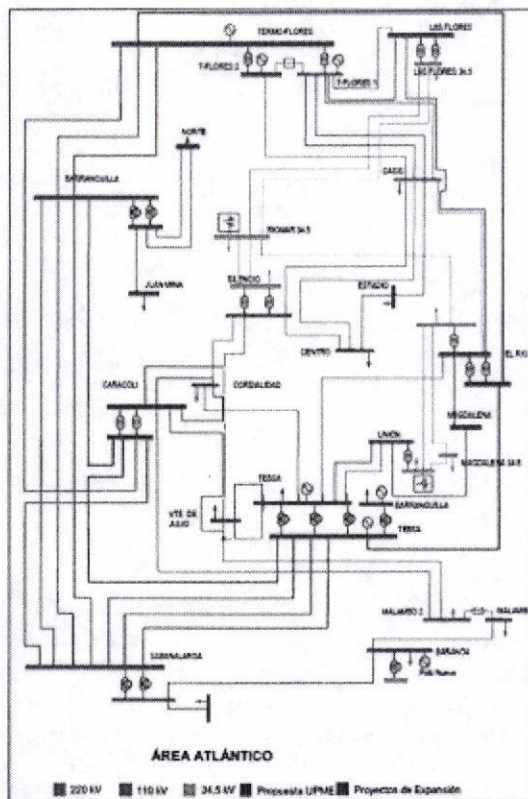


Adicionalmente los proyectos relacionados a continuación cambiaron de configuración y esta información puede ser verificada en la Convocatoria UPME STR 02-2019.

Año 2018/2024

- Nueva línea Tebsa – Unión 110 kV y línea Unión – El Río 110 kV.
- Nuevo circuito (segundo circuito) subterráneo Termoflores – Oasis 110 kV.

2.5. Punto: En la página 113 Anexo 1. Diagramas Unifilares – Área Atlántico se presentan los proyectos SE Caracolí y obras asociadas como proyectos de expansión al igual que la SE Norte, adicionalmente, se evidencia que la configuración de las obras relacionadas con la convocatoria UPME STR 02-2019 no coincide con lo establecido en el Anexo 1 de la misma.



Comentario Electricaribe: Como se mencionó anteriormente, la SE Caracolí, Transformadores de la SE Nueva Barranquilla y SE Norte no deberían estar graficadas con líneas y rellenos azules debido a que estas ya hacen parte del STR y



subestaciones Termoflores, Las Flores, Centro, Oasis, Magdalena, Unión, Tebsa y Estadio en el departamento de Atlántico" la cual se encuentra "Oficialmente Abierta".

2.3. Punto: En la página 87 numeral 2.4.1 Área Caribe – Atlántico, en las conclusiones se expone lo siguiente:

- **Agotamiento en la red de 110 kV de Atlántico:** Se observa agotamiento de la red que puede producir desatención de la demanda y desoptimización del despacho, debido a la generación de seguridad que se debe mantener para poder preservar el sistema ante contingencia simple. Actualmente se tiene definido el proyecto Caracolí y obras asociadas, obras adicionales en el STR de Atlántico, y el proyecto El Río y obras asociadas para solucionar esta problemática, los cuales tienen como fecha de entrada en operación entre el año 2017 y 2020. Actualmente no existen escenarios seguros para la operación, se espera que con la repotenciación de los circuitos que salen de la subestación TEBSA se logren conseguir algunos escenarios seguros.

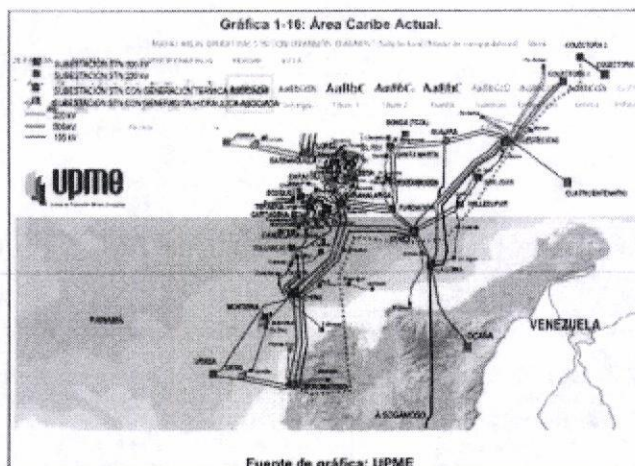
Comentario Electricaribe: Como se ha venido mencionando en los puntos anteriores del presente documento, el proyecto Caracolí 220/110kV y obras asociadas ya se encuentran en operación. Mientras que los proyectos El Río y las obras adicionales al STR de Atlántico son requeridos para solucionar esta problemática y tienen fecha de entrada en operación entre el año 2022 y 2023 como lo establecen las convocatorias UPME 06-2018 y UPME STR02-2019 respectivamente.

2.4. Punto: En la página 88 numeral 2.4.1 Área Caribe – Atlántico, en los "proyectos presentados por el operador de red y/o proceso de convocatoria" se mencionan las siguientes obras:

Año 2018/2024

- Reemplazo del transformador Tebsa 230/110 kV de 180 MVA por un transformador de 100 MVA, quedando tres transformadores de igual capacidad de 100 MVA.
- Traslado de la generación de Temobarranquilla a la barra a 230 kV de la S/E Tebsa (conectada actualmente a 110 kV), utilizando el transformador de 180 MVA de la S/E Tebsa, el cual tendrá conectada también demanda regulada, por lo cual seguirá siendo de Uso.
- Nueva S/E Caracolí, con dos transformadores 230/110 kV de 150 MVA.
- Apertura de los circuitos Silencio – Cordialidad 110 kV y Silencio – Veinte de Julio 110 kV (A1), nuevo doble circuito Caracolí hasta el punto de apertura A1, quedando doble circuito Caracolí – Silencio 110 kV.
- Normalización de la T de Veinte de Julio 110 kV, construyendo aproximadamente 500 m de línea para la segunda línea Veinte de Julio – Tebsa 110 kV.
- Con el tramo sobrante de Silencio – Veinte de Julio 110 kV y las líneas T Veinte de Julio – Veinte de Julio 110 kV y T Veinte de Julio – Malambo 110 kV, se crean las líneas Cordialidad – Caracolí 110 kV y Caracolí – Malambo 110 kV.
- Nuevo transformador en paralelo 230/110/13.8 kV de 100 MVA en Nueva Barranquilla.
- Nuevo doble circuito subterráneo a 110 kV (4 km) desde Barranquilla hasta S/E Norte 110 kV.
- Subestación Norte 110 kV.
- Nuevo circuito (segundo circuito) Malambo – Caracolí 110 kV.

Comentario Electricaribe: Los proyectos relacionados con la SE Tebsa (traslado de generación y reemplazo de transformador), SE Caracolí (transformadores 230/110kV de 150 MVA y líneas asociadas), SE Nueva Barranquilla (Segundo transformador en paralelo) y SE Norte (Barra 110kV) ya se encuentran en operación.



2.2. Punto: En la página 85 numeral 2.4.1 Área Caribe – Atlántico. En lo que respecta a lo descrito en "Problemáticas identificadas" se menciona que – *'El área Atlántico presenta múltiples problemáticas, en su mayoría como consecuencia de agotamiento y nula expansión por parte del OR a nivel de 110 kV, además del agotamiento de la capacidad de la transformación STN/STR y STR/SDL...'*

Problemáticas identificadas:

El área Atlántico presenta múltiples problemáticas, en su mayoría como consecuencia de agotamiento y nula expansión por parte del OR a nivel de 110 kV, además del agotamiento de la capacidad de la transformación STN/STR y STR/SDL, lo que conlleva a tener generación de seguridad en el área, generación que adicionalmente debe ser cuidadosamente balanceada entre los recursos ubicados en el área y los niveles de tensión; además de tener el riesgo de una posible desatención de demanda ante fallas N-1 de elementos de red a nivel del Sistema de Transmisión Regional y Sistema de Distribución Local. Así mismo, se presenta agotamiento de los niveles de corto de las subestaciones del área.

Comentario Electricaribe: En lo que va corrido del año 2019 en el STR de Atlántico entraron en operación los siguientes proyectos:

- SE Caracolí 220/110kV y obras asociadas.
- Tercer transformador Tebsa 110/220kV – 100 MVA.
- Traslado de Generación Termobarranquilla 03/04 al barraje 220kV en SE Tebsa.
- Transformador SDL 110/13.8kV – 15 MVA SE Tebsa.

Dichos proyectos, mitigaron el agotamiento de transformación en el STN/STR e impactaron el SDL, motivo por el cual no vemos adecuada la expresión *'nula expansión por parte del OR a nivel de 110 kV'*. Adicionalmente, a la fecha el OR ha propuesto obras en el STR del Atlántico que eliminan las problemáticas identificadas y se encuentran bajo convocatoria *'UPME STR 02-2019 Obras asociadas a las*

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS

Sector:

Proyecto:

Fecha inicio:

Fecha fin:

Fecha Comentario:

Energía

"Por la cual se adopta el Plan de Expansión de Transmisión 2019 - 2033"

5/09/2019

14/09/2019

Datos de contacto:

Henry Andrade

/Alfonso Pinedo

Correo electrónico:

apinedom@electricaribe.co / handrade@electricaribe.co

Nombre de la empresa o interesado:

Electricaribe

No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
16	Supuestos para las simulaciones	Generales a los resultados en los STR's	1.1. Para ninguno de los análisis en los STR se especifica cuáles fueron los supuestos bajo los cuales se realizaron los análisis para identificar las problemáticas, razón por la cual no se tiene una base clara para comparar con los resultados del plan de expansión de Electricaribe como Operador de Red. Los supuestos se refieren a las demandas, proyecciones de crecimiento empleadas, escenario de crecimiento usados, parámetros, escenarios de generación, escenarios de demanda y topologías bases que emplee la UPME para la elaboración de su plan de expansión. Con respecto a la gráfica 1-16 Área Caribe Actual, se evidencia que las líneas de los sistemas STN y STR no concuerda con la georeferenciación de la zona. En lo que va corrido del año 2019 en el STR de Atlantico entraron el operación los siguientes proyectos:
1	Área Caribe – Atlántico	Página 85 numeral 2.4.1.	• SE Caracolí 220/110kV y obras asociadas. • Tercer transformador Tebsa 110/220kV – 100 MVA. • Traslado de Generación Termobarranquilla 03/04 al barraje 220kV en SE Tebsa. • Transformador SDL 110/13.8kV – 15 MVA SE Tebsa.
2	Área Caribe – Atlántico Problemáticas Identificadas	Página 85 numeral 2.4.1.	Dichos proyectos, mitigaron el agotamiento de transformación en el STN/STR e impactaron el SDL, motivo por el cual no vemos adecuada la expresión "nula expansión por parte del OR a nivel de 110 kV". Adicionalmente, a la fecha el OR ha propuesto obras en el STR del Atlántico que eliminan las problemáticas identificadas y se encuentran bajo convocatoria "UPME STR 02- 2019 Obras asociadas a las subestaciones Termoflores, Las Flores, Centro, Oasis, Magdalena, Unión, Tebsa y Estadio en el departamento de Atlántico" la cual se encuentra "Oficialmente Abierta".
3	Área Caribe – Atlántico Agotamiento en la red de 110 kV de Atlántico	página 87 numeral 2.4.1	Como se ha venido mencionando en los puntos anteriores del presente documento, el proyecto Caracolí 220/110kV y obras asociadas ya se encuentran en operación. Mientras que los proyectos El Río y las obras adicionales al STR de Atlántico son requeridos para solucionar esta problemática y tienen fecha de entrada en operación entre el año 2022 y 2023 como lo establecen las convocatorias UPME 06-2018 y UPME STR02- 2019 respectivamente.





El futuro
es de todos

Minenergía

Área Caribe – Atlántico "proyectos presentados por el operador de red y/o proceso de convocatoria" - Año 2018/2024	página 88 numeral 2.4.1	Los proyectos relacionados con la SE Tebsa (traslado de generación y reemplazo de transformador), SE Caracolí (transformadores 230/110kV de 150 MVA y líneas asociadas), SE Nueva Barranquilla (Segundo transformador en paralelo) y SE Norte (Barra 110kV) ya se encuentran en operación. Adicionalmente, se evidenció que no se hicieron los cambios pertinentes con relación a las obras futuras que se describen en la convocatoria UPME STR 02-2019, estos cambios son: • La Línea Tebsa – Unión 110kV será reemplazada por la futura Línea Magdalena – Tebsa 110 kV, dejando únicamente la construcción de la futura Línea Unión – El Río 110kV. Y la reconfiguración. • Con base en la convocatoria UPME STR 02-2019 se construirán dos nuevos circuitos desde la SE Termoflores 110kV hacia la SE Oasis 110kV con una de estas se configurará el nuevo circuito Termoflores – Oasis – Estadio - Centro.
Anexo 1. Diagramas Unifilares – Área Atlántico	página 113	Como se mencionó anteriormente, la SE Caracolí, Transformadores de la SE Nueva Barranquilla y SE Norte no deberían estar graficadas con líneas y rellenos azules debido a que estas ya hacen parte del STR y activos de conexión al STN de la zona Atlántico puesto a que están en operación. Con respecto a las obras futuras "proyectos de Expansión" la línea Tebsa – Unión 110kV ya no hace parte de la convocatoria y esta fue cambiada por la línea Tebsa – Magdalena 110kV. Se recomienda actualizar la gráfica publicada.
Resultados de la Tabla 1-73	Página 91 numeral 2.4.3 área Caribe – Chinu	Con respecto a los resultados de la Tabla 1-73: Desempeño del sistema en Chinú, para las altas cargabilidades y bajas tensiones en la zona no consideró la subestación Nueva Montería 230/110kV la cual a la fecha se encuentra en operación. Debido a lo anterior se recomienda actualizar los análisis considerando dicha obra en operación, o dejar plasmada esta adaración. Igualmente se puede apreciar en los unifilares del plan de expansión se considera como proyectos de expansión y debe estar como infraestructura existente.
Agotamiento de capacidad de transformación	Página 92 numeral 2.4.3 área Caribe – Chinu	Además del proyecto de interconexión a nivel de 110kV entre las subestaciones La Loma – El Banco – Mompox a 110kV (del cual no se tiene respuesta a la fecha), Electricaribe también planteó el proyecto nueva Subestación Carreto el cual fue enviado bajo la guía 044013610861 de envía, y fue recibido el 26 de Julio del presente año por la UPME. Electricaribe solicita conocer el estado de dicho estudio.
proyectos presentados por el operador de red y/o proceso de convocatoria	Página 92 numeral 2.4.3 área Caribe – Chinu	El proyecto de conexión al STN en nueva subestación Montería 230kV, se encuentra en operación, de igual como se indicó en los unifilares para esta obra
Agotamiento de capacidad de transformación y Nivel de corto	Página 93 numeral 2.4.4 área Caribe – Cerromatoso	Electricaribe en el plan de inversiones remitido a la CREG en el marco de la resolución CREG 015 de 2018 (que aún se encuentra en revisión y a la espera de la aprobación), presento obras en el SDL interconectando las red 34,5kV que alimenta la SE Planeta Rica, minimizando las altas cargabilidades de los transformadores de la SE Cerromatoso ante contingencia sendilla (N-1). Propuesta: evaluar una posible conexión a nivel de 110kV en la futura subestación de conexión de la planta de generación Tesorito. Se hace necesario que Transelca como dueño de la subestación adelanten todas las acciones necesarias para que en el corto plazo y mediano plazo, se aumenten los niveles de corto en esta subestación a nivel de 110kV.



El futuro
es de todos

Minenergía

Resultados Tabla 1-75	Página 93 numeral 2.4.4 área Caribe – Guajira – Cesar - Magdalena	Para el 2019 ha entrado en operación el tercer transformador en la subestación Valledupar 220/34, 5/13,8kV de 60MVA mitigando de esta manera, las cargabilidades en operación normal mencionadas. Con el objetivo de aliviar las altas cargabilidades en operación normal producidas por la carga alimentada por el devanado 34,5kV del transformador 230/110/34,5kV de 100MVA de la subestación Copey, se remitió a UPME el plan de expansión del STR horizonte 2018-2028 mediante comunicado con consecutivo DT-440-2018, anexando el estudio de expansión interconexión de las subestaciones La Loma – El Banco – Mompox a nivel de 110kV, donde se consideró la instalación del segundo transformador en la subestación El Copey 220/110/34,5kV de 100/70/30 MVA con sus respectivas bahías de interconexión. Por lo cual se solicitó a Transelca la conexión del devanado 34,5kV del transformador 5 220/110/34,5kV de 100MVA, y posterior normalización con sus respectivas bahías a nivel 220/110/34,5kV. Se recomienda incluir nomenclatura, el símbolo de línea punteada para los proyectos que requieren ampliación de capacidad, debido que la línea punteada puede dar interpretaciones de una segunda línea. En el unifilar se puede evidenciar una segunda línea Chinu – Since 110kV como obra de expansión que no ha sido adoptada y tampoco se hace referencia en el presente documento del plan de expansión. Por tal motivo, se requiere la actualización del unifilar sin la segunda línea Chinu – Since 110kV
Diagrama unifilar	Anexo 1	Electricaribe ha remitido estudios que abordan la problemática de la zona en sus planes de expansión STR 2017-2027 y STR 2018-2028 con los consecutivos GR-323-2017 y DT-440-2018, respectivamente. En el actual plan de expansión STR horizonte 2019-2029 se envió adjunto el estudio de la SE Bureche 110kV la cual estará alimentada desde SE Gaira y SE Santa Marta y la nueva línea Libertador – Manzanares recibido por la UPME el 14 de Mayo de 2019, como reposa en la guía 044013540528 de la mensajería Envía.. Electricaribe esperaba comentarios acerca del mismo en el documento, con el propósito de trabajar las recomendaciones de la unidad.
Agotamiento de capacidad de transformación en Santa Marta	Numeral 2.4.5. Tabla 1-75	Las obras del tercer transformador del Bosque se encuentran a 96% con fecha estimada de entrada Noviembre del presente año, como reposa en el mapa de convocatorias emitido por el CAPT del mes de agosto. Con respecto a un nuevo punto de conexión Electricaribe envió el documento Plan de expansión Bolívar – Occidente con consecutivo GR 320-2013 en el cual se incluye el proyecto Subestación Pasacaballo, el cual fue analizado en el numeral 2.1.1. del documento, y se evidencia su aprobación en el proyecto de resolución: “Por la cual se adopta el Plan de Expansión de Transmisión 2019-2033” con FPO junio de 2024. Adicionalmente en el mismo estudio Plan de expansión Bolívar – Occidente se enviaron los proyectos SE Turbaco y SE Campestre los cuales se evidencia en los unifilares de la zona (pág. 115), pero no se hacen mención de la aprobación de los mismos o si están en estudio. Electricaribe solicita saber el estado de estos proyectos puesto que no figura el apartado de proyectos otros proyectos en análisis. Se hace necesario que Transelca como dueño de la subestación Ternera y Cospique adelanten todas las acciones necesarias para que, en el corto plazo y mediano plazo, se aumenten los niveles de corto en esta subestación a nivel de 110kV.
Nivel de corto de las subestaciones Bosque, Ternera y Cospique	Numeral 2.4.2. (conclusiones)	No obstante Electricaribe en sus actividades de OR ha informado a Transelca sobre la situación de las subestaciones. Por su parte Electricaribe se encuentra analizando la situación de la SE Bosque.





El futuro
es de todos

Minenergía

Resultados operativos del Área Bolívar		Electricaribe en su plan de expansión reposan los supuestos operativos para las simulaciones. En el documento UPME no reposa de forma táctica la información de supuesto impidiendo la validación de sus resultados. De esta situación se desprende los siguientes comentarios: 1. Electricaribe realizó sus análisis con la demanda coincidente de los activos de la compañía y la proyección de demanda de la UPME, como se remitió en los supuestos del plan de expansión del STR 2019-2029. En el documento no especifican el tipo de demanda tomada y como la proyectaron. Se asume que se tomó los mismos valores de demanda para UCP presentada en las tablas 1-2, 1-3, 1-37 y 1-38 en demanda media y máxima para los estudios del STR. No obstante, al compararla con la usada en nuestros análisis no coinciden, y a su vez no corresponde a la máxima demanda alcanzada por la UCP para el 2018 aplicando la respectiva proyección. No coincide con la reportada en la Tabla 23. Proyección de la demanda de potencia máxima—UCP Cartagena (MW) del documento Proyecciones Regionales de Demanda de Energía Eléctrica en Colombia - Revisión Abril 2019. En este orden Electricaribe solicita que se especifique que demanda se utilizó y como se proyectó la misma. Además, que escenarios de generación fueron analizados, puesto que solo hacen referencia a generación mínima en algunos resultados. 2. En la tabla no se evidencian las cargabilidad mencionada en tabla 1-67 Pasacaballo + NewGen. A falta del apartado de otros proyectos en análisis y la no mención de los proyectos de pasacaballo, Turbaco y Campestre en el apartado proyectos presentados, aprobados al Operador de Red y/o en proceso de convocatoria. Electricaribe consulta si los proyectos pasacaballo, Turbaco y campestre se incluyeron en el análisis. 3. Electricaribe evidencia las altas cargabilidades en las líneas asociadas a la SE La marina ante contingencias en líneas que conectan con la misma. Sin embargo estas altas cargabilidades pueden ser mitigadas con control de tensiones en las subestaciones que alimentan la misma operando taps en los transformadores de conexión al STN en dependencia del escenario de generación del área, siendo esta una solución de corto plazo. 4. Sobre el caso de DNA en la SE El Carmen y subestaciones aguas abajo, Electricaribe remitió el estudio de SE Carreto, el cual mejora las condiciones de operación de la zona. Dicho estudio fuere remitido bajo la guía 044013610861 de la mensajería envía, y fue recibido el 26 de Julio del presente año por la UPME. Electricaribe solicita conocer el estado de dicho estudio, puesto que no se hace mención alguna de este en el documento. Electricaribe solicita atender las anteriores inquietudes para analizar la situación presentada en la tabla, validar los resultados del presente informe y realizar los respectivos análisis.
--	--	---

Comentario 5

De: **Luisa Fernanda Barrera Escobar**

Fecha: viernes, 13 de septiembre de 2019 a las 16:38

Asunto: Comentarios Plan de Expansión 2019-2033.

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321





El futuro
es de todos

Minenergía

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS

Sector:
Proyecto:

Energía

Resolución

"Por la cual se adopta el Plan de Expansión de Transmisión 2019 - 2033"

Fecha inicio: 5/09/2019
Fecha fin: 14/09/2019
Fecha Comentario: 13/09/2019 0:00
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
1	Proyecto subestación Vije 115 kV	Plan de Expansión: pág 107	En el documento no se menciona el proyecto subestación Vije 115 kV el cual cuenta con concepto de la UPME de fecha 06/04/2018 con radicado UPME.20181520013961
2	Proyecto subestación Mesa del Sol 115 kV	Plan de Expansión: pág 96	En el documento no se menciona el proyecto subestación Mesa del Sol 115 kV el cual cuenta con concepto de la UPME de fecha 28/08/2018 con radicado UPME.20181520035201 Para el proyecto Nueva subestación Sahagún 500 kV, como lo indicamos en las reuniones realizadas con la UPME, es importante que la fecha de entrada en operación de la subestación y las líneas establecidas en el Plan de la UPME sea octubre de 2022, en aras de la confiabilidad y para la estabilidad de precios en el MEM, de modo que el sistema pueda contar con el proyecto Tesorito operativo en dicha fecha: i) Las condiciones energéticas que puede enfrentar el sistema interconectado nacional en 2022, y que pueden afectar la confiabilidad en la atención de la demanda ii) La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) ha propuesto realizar una subasta de reconfiguración para asignar obligaciones de energía firme adicionales para el periodo 2020-2021 y 2021-2022 (Res. CREG 092/2019) iii) Un proyecto de generación que está por ingresar al sistema con fecha prevista en 2021 y con OEF asignadas, está comprando energía para respaldar sus obligaciones en el año 2022 Nuestra solicitud se fundamenta en los siguientes argumentos, que demuestran que ya hay avances materiales en el cronograma del proyecto por parte del promotor del proyecto de generación: i) Se adquirió el terreno para la nueva Subestación, que será cedido (venta o arriendo) al inversionista seleccionado. ii) Dentro de la licencia ambiental del proyecto de Generación, se incluyó tanto la subestación como la construcción de las líneas de conexión. iii) Se espera obtener el visto bueno de No DAA por parte del ANLA en los próximos días. iv) Se ha cuenta con un adelanto en trámites preliminares necesarios para el EIA de la subestación Sahagún 500 kV. Como se aprecia de la comparación de las gráficas 1 y 2 (adjuntas), el adelanto en los trámites señalados conduce a que el inicio de la construcción de la subestación Sahagún se pueda adelantar a su vez en 1,5 años (18 meses).
3	Proyecto Nueva subestación Sahagún 500 kV	Plan de Expansión: pág 60 Resolución: Hoja 2	Así mismo, contando con la Licencia Ambiental aprobada en junio de 2020, en 18 meses se puede realizar la construcción de la subestación, y puede entrar en operación a finales del 2021.





El futuro
es de todos

Minenergía

3	Proyecto Nueva subestación Sahagún 500 KV	Plan de Expansión: pág 60 Resolución: Hoja 2	Para el Proyecto Nueva subestación Sahagún 500 KV, como lo indicamos en las reuniones realizadas con la UPME, es importante que la fecha de entrada en operación de la subestación y las líneas establecidas en el Plan de la UPME sea octubre de 2022, en aras de la confiabilidad y para la estabilidad de precios en el MEM, de modo que el sistema pueda contar con el proyecto Tesorito operativo en dicha fecha: i) Las condiciones energéticas que puede enfrentar el sistema interconectado nacional en 2022, y que pueden afectar la confiabilidad en la atención de la demanda. ii) La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) ha propuesto realizar una subasta de reconfiguración para asignar obligaciones de energía firme adicionales para el periodo 2020-2021 y 2021-2022 (Mes. CREG 09/2019). iii) Un proyecto de generación que está por ingresar al sistema con fecha prevista en 2021 y con OEF asignadas, está comprando energía para respaldar sus obligaciones en el año 2022. Nuestra solicitud se fundamenta en los siguientes argumentos, que demuestran que ya hay avances materiales en el cronograma del proyecto por parte del promotor del proyecto de generación: i) Se adquirió el terreno para la nueva subestación, que será cedido (venta o arriendo) al inversionista seleccionado. ii) Dentro de la licencia ambiental del proyecto de Generación, se incluyó tanto la subestación como la construcción de las líneas de conexión. iii) Se espera obtener el visto bueno de No DAA por parte del ANLA en los próximos días. iv) Se ha cuenta con un adelanto en trámites preliminares necesarios para el EIA de la subestación Sahagún 500 KV. Como se aprecia de la comparación de las gráficas 1 y 2 (adjuntas), el adelanto en los trámites señalados conduce a que el inicio de la construcción de la subestación Sahagún se pueda adelantar a su vez en 1,5 años (18 meses). Asimismo, contando con la Licencia Ambiental aprobada en junio de 2020, en 18 meses se puede realizar la construcción de la subestación, y puede entrar en operación a finales del 2021. Aun si el nuevo inversionista en la subestación Sahagún decidiese no aceptar la cesión de la Licencia Ambiental e iniciar los trámites de nuevo, el plazo estimado de FPO sería hacia octubre de 2022. Las Obligaciones de Energía Firme de la planta el Tesorito inician el 1 de diciembre de 2022, por lo cual una FPO de la subestación posterior retrasaría la entrada del proyecto de generación y abriría la posibilidad de un incumplimiento grave e insalvable. Adicionalmente, se anexa una información dada por uno de los accionistas de la subestación Sahagún 500 KV, las fechas de operación con el sistema nacional.
4	Proyectos ampliación Termovalle y Termosolo 2	Plan de Expansión: pág 63	Se aclara que las obras de mitigación del desahogue de las barras en las subestaciones Termovalle y Guadalupe 115 KV, hacen parte de un esquema suplementario requerido para reducir los altos niveles de cortocircuito que se presentan actualmente en la zona. Adicionalmente, se propusieron las siguientes obras estructurales: SE Tullua 220 KV, SE Estambul 220 KV, SE Palmira 220 KV y obras complementarias del STR.
5	Proyecto doble circuito Flandes - Hidroprado 115 Kv	Plan de Expansión: pág 109	De acuerdo con lo mencionado en el plan expansión de Transmisión - Generación, se envió el proyecto doble circuito Flandes - Hidroprado 115 KV en el Plan de expansión 2019-2033 del OR, con el objetivo de anular la restricción, ya que en caso de contingencia N-1 se presentaría una desconexión de la zona sur del sistema.
6	Proyecto Subestación Salado 230/115 Kv	Plan de Expansión: pág 109	En el documento muestra la alarma de la cargabilidad de los ATR's de Miralindo, sin embargo se envió en el plan de expansión 2019 - 2033 del OR, la iniciativa de un punto de inyección a 230 KV "Proyecto Subestación Salado 230/115 KV" para poder mitigar dicha restricción.
7	Proyecto Subestación Salado 115/34,5 KV y Espinal 115/34,5 KV.	Plan de Expansión: pág 110	En el documento muestra la alarma de la cargabilidad de los ATR's de Miralindo, sin embargo se envió en el plan de expansión 2019 - 2033 del OR, la iniciativa de un punto de inyección a 230 KV "Proyecto Subestación Salado 230/115 KV" para poder mitigar dicha restricción.
8	Proyecto de generación Ambeima	Plan de Expansión: pág 124	En el diagrama unifilar aparece la generación de Ambeima, sin embargo dicha generación no tiene concepto favorable por parte del OR.

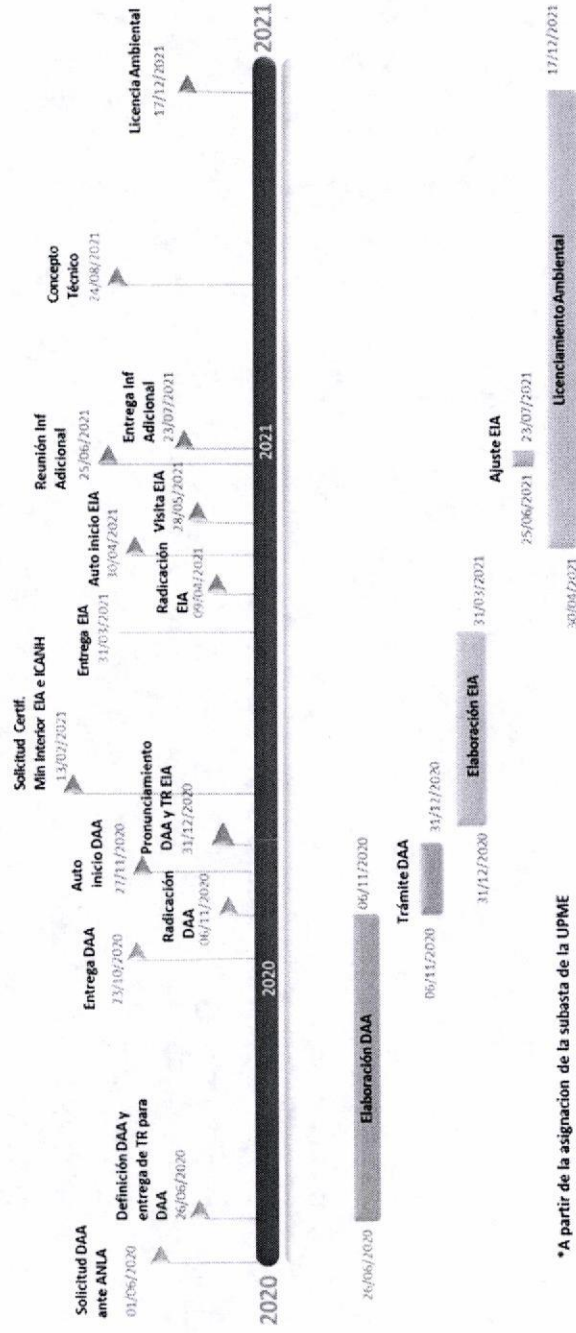




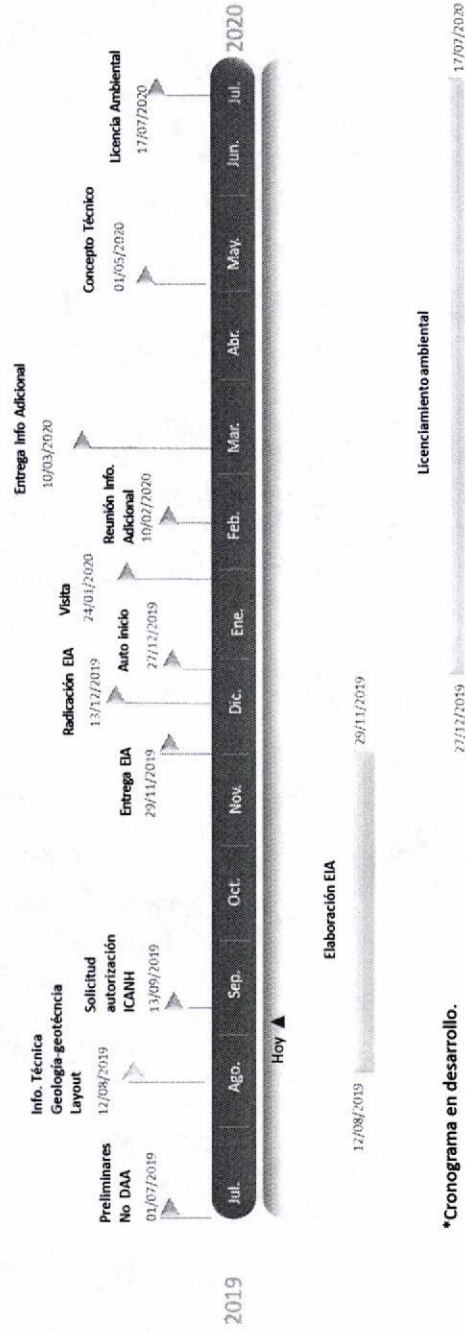
El futuro
es de todos

Minenergía

Gráfica 1. CRONOGRAMA LICENCIAMIENTO AMBIENTAL
Subestación Sahagún *



Gráfica 2. CRONOGRAMA LICENCIAMIENTO AMBIENTAL Subestación Sahagún*



Comentario 6

De: **Gómez Pineda, Manuel José, Enel Colombia**

Fecha: viernes, 13 septiembre de 2019 a las 19:12

Asunto: Comentarios: Proyecto de Resolución adoptión el Plan de Expansión de Transmisión 2019 – 2033.

Estimados señores MME:



De acuerdo a su solicitud de comentarios a continuación se relacionan las principales observaciones al documento anexo a la resolución del asunto. Se adjunta diligenciado el FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS.

Consideramos oportuna la expedición de esta versión del Plan de Expansión, toda vez que ante la necesidad de definir las obras asociadas con los proyectos del cargo por confiabilidad esta señal es esperada por la industria en general. Adicionalmente, resulta válido priorizar la publicación del plan de transmisión si bien para futuras oportunidades sugerimos de la manera más respetuosa publicar en el documento del plan el diagnóstico de generación y pronósticos de demanda con sus consideraciones toda vez que estas variables fundamentan los requerimientos en obras del sistema.

Con relación al desempeño del sistema Bogotá, en los resultados presentados por la UPME en la Tabla 1-81 se presentan comportamientos que agradeceremos puedan ser tratados en una mesa de trabajo con CODENSA, con el fin de lograr reproducirlos ya que las simulaciones realizadas bajo las condiciones indicadas por la UPME llevan a resultados diferentes. En este sentido sugerimos que en el diálogo se puedan identificar los supuestos de los estudios realizados por la Unidad así como tener en cuenta consideraciones adicionales de ser el caso, con el fin de revisar la posibilidad de ajustar los resultados que sean pertinentes.

Acerca de la conclusión del agotamiento de Nueva Esperanza 500/115kV, en el primer semestre de 2019 se remitió a la UPME un estudio básico para determinar la Fecha de Puesta en Operación del proyecto de ampliación que se ha identificado, con lo cual sugerimos tomar en cuenta esta propuesta en los análisis eléctricos de la Unidad.

De forma sugerimos ajustar el documento del plan en los siguientes aspectos:

- En la lista de Proyectos presentados y aprobados al Operador de Red CODENSA se sugiere actualizar el proyecto Nueva Esperanza pues este ya se encuentra en operación. Adicionalmente, en esta lista se solicita incluir el proyecto de repotenciación San José 115kV.
- Tabla 1-81 Desempeño del sistema Bogotá: Para N-1 Balsillas – Fontibón, se solicita aclarar para cuál de los dos enlaces entre las subestaciones Balsillas – Fontibón es la contingencia.
- La Gráfica 1-19 se encuentra desalineada (otras gráficas del documento también)



El futuro
es de todos

Minenergía

- El diagrama unifilar del área Bogotá se debe actualizar con la siguiente infraestructura en operación o proyectada: conexión en operación de la S/E Gran Sabana, incluir S/E Portugal y S/E San Jose 115kV, actualizar S/E Charquito
- Tabla 1-81 Desempeño del sistema Bogotá: excluir las líneas Cajamarca – Regivit 115 y Armenia – Regivit 115 puesto que pertenecen a otro sistema de distribución.

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS

Sector:	Energía
Proyecto: Resolución	"Por la cual se adopta el Plan de Expansión de Transmisión 2019 – 2033"
Fecha inicio:	5/09/2019
Fecha fin:	14/09/2019
Fecha Comentario:	
Datos de contacto: Wilman Garzón	Correo electrónico:
Nombre de la empresa o interesado:	ENEL-CODENSA

No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Publicar diagnóstico: Generación y soportes pronósticos de demanda	PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN – TRANSMISIÓN 2019 – 2033 Página 3 - Introducción	Consideramos oportuna la expedición de esta versión del Plan de Expansión, toda vez que ante la necesidad de definir las obras asociadas con los proyectos del cargo por confiabilidad esta señal es esperada por la industria en general. Adicionalmente, resulta válido priorizar la publicación del plan de transmisión si bien para futuras oportunidades sugerimos de la manera más respetuosa publicar en el documento del plan el diagnóstico de generación y pronósticos de demanda con sus consideraciones toda vez que estas variables fundamentan los requerimientos en obras del sistema.
2	Resultados de desempeño del área de Bogotá	PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN – TRANSMISIÓN 2019 – 2033 Página 3 - Numeral 2.4.12, Tabla 1-81, pgs. 101 a 104	Con relación al desempeño del sistema Bogotá, en los resultados presentados por la UPME en la Tabla 1-81 se presentan comportamientos que agradeceremos puedan ser tratados en una mesa de trabajo con CODENSA, con el fin de lograr reproducirlos ya que las simulaciones realizadas bajo las condiciones indicadas por la UPME llevan a resultados diferentes. En este sentido sugerimos que en el diálogo se puedan identificar los supuestos de los estudios realizados por la Unidad así como tener en cuenta consideraciones adicionales de ser el caso, con el fin de revisar la posibilidad de ajustar los resultados que sean pertinentes.





El futuro
es de todos

Minenergía

3	Resultados de desempeño del área de Bogotá	PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN – TRANSMISIÓN 2019 – 2033 Página 3 - Numeral 2.4.12, Tabla 1-81, pgs. 101 a 104	Acerca de la conclusión del agotamiento de Nueva Esperanza 500/115kV, en el primer semestre de 2019 se remitió a la UPME un estudio básico para determinar la Fecha de Puesta en Operación del proyecto de ampliación que se ha identificado, con lo cual sugerimos tomar en cuenta esta propuesta en los análisis eléctricos de la Unidad.
4	Resultados de desempeño del área de Bogotá	PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN – TRANSMISIÓN 2019 – 2033 Página 3 - Numeral 2.4.12, Tabla 1-81, pgs. 101 a 104	De forma sugerimos ajustar el documento del plan en los siguientes aspectos: 1. En la lista de Proyectos presentados y aprobados al Operador de Red CODENSA se sugiere actualizar el proyecto Nueva Esperanza pues este ya se encuentra en operación. Adicionalmente, en esta lista se solicita incluir el proyecto de repotenciación San Jose 115kV. 2. Tabla 1-81 Desempeño del sistema Bogotá: Para N-1 Balsillas – Fontibón, se solicita aclarar para cuál de los dos enlaces entre las subestaciones Balsillas – Fontibón es la contingencia. 3. La Gráfica 1-19 se encuentra desalineada (otras gráficas del documento también) 4. El diagrama unifilar del área Bogotá se debe actualizar con la siguiente infraestructura en operación o proyectada: conexión en operación de la S/E Gran Sabana, incluir S/E Portugal y S/E San Jose 115kV, actualizar S/E Charquito 5. Tabla 1-81 Desempeño del sistema Bogotá: excluir las líneas Cajamarca – Regivit 115 y Armenia – Regivit 115 puesto que pertenecen a otro sistema de distribución.

Comentario 7

De: **Mauricio Yepes Isaza**

Fecha: vie., 13 sept. 2019 a las 21:05

Asunto: RE: Avances Proyecto El Tesorito Conexión a 500kV

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321





El futuro
es de todos

Minenergía



Avances del Proyecto

Sept 2019

TERMOELECTRICA
EL TESORITO S.A.S
E.S.P



Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321





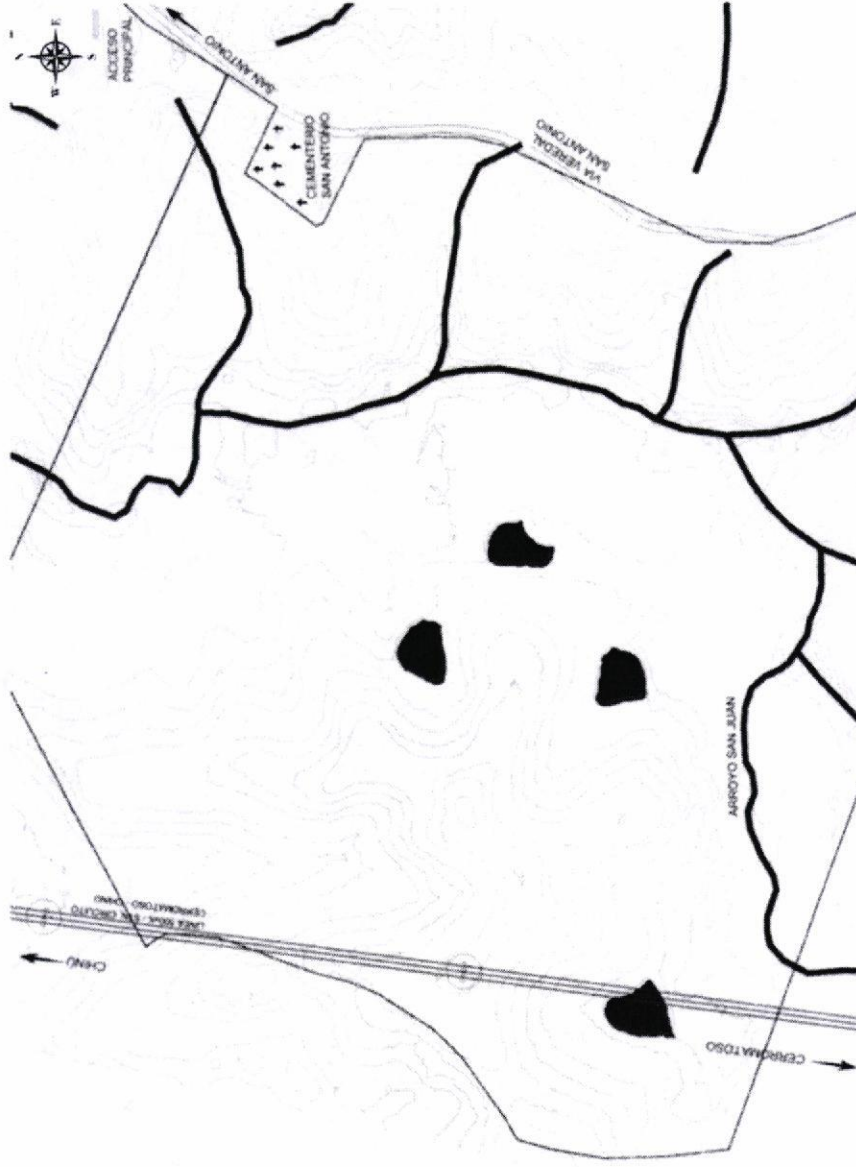
Avance del Proyecto Aspectos Socioambientales

- Solicitud de reconsideración de DAA para la Subestación Sahagún 500 kV.
 - Radicado en el ANLA en agosto 14.
 - Se espera respuesta en septiembre de No DAA
- Visita Mininterior verificación presencia de comunidades en proyecto de la Subestación.
 - Visita efectuada 20 y 21 de agosto.
 - Comunidad Santiago Abajo (pueblo Zenú) ubicada a 10 km del proyecto.
 - Adquirieron predio en San Antonio a 2 km del proyecto, posterior al registro como comunidad indígena, el cual utilizan únicamente para uso agrícola.
- Elaboración EIA Subestación Sahagún 500 kV:
 - En proceso por parte de Aval Ambiental y EyC Global
 - Se espera radicación del EIA en el mes de diciembre de 2019
- Elaboración EIA planta de generación:
 - Se contrato a Aval Ambiental (actividades compartidas con el EIA de la subestación)
 - Se espera radicación del EIA en el mes de enero de 2020



El futuro
es de todos

Minenergía



Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321

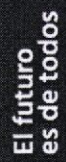




El futuro
es de todos

Minenergía



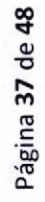


Minenergia





Minenergia

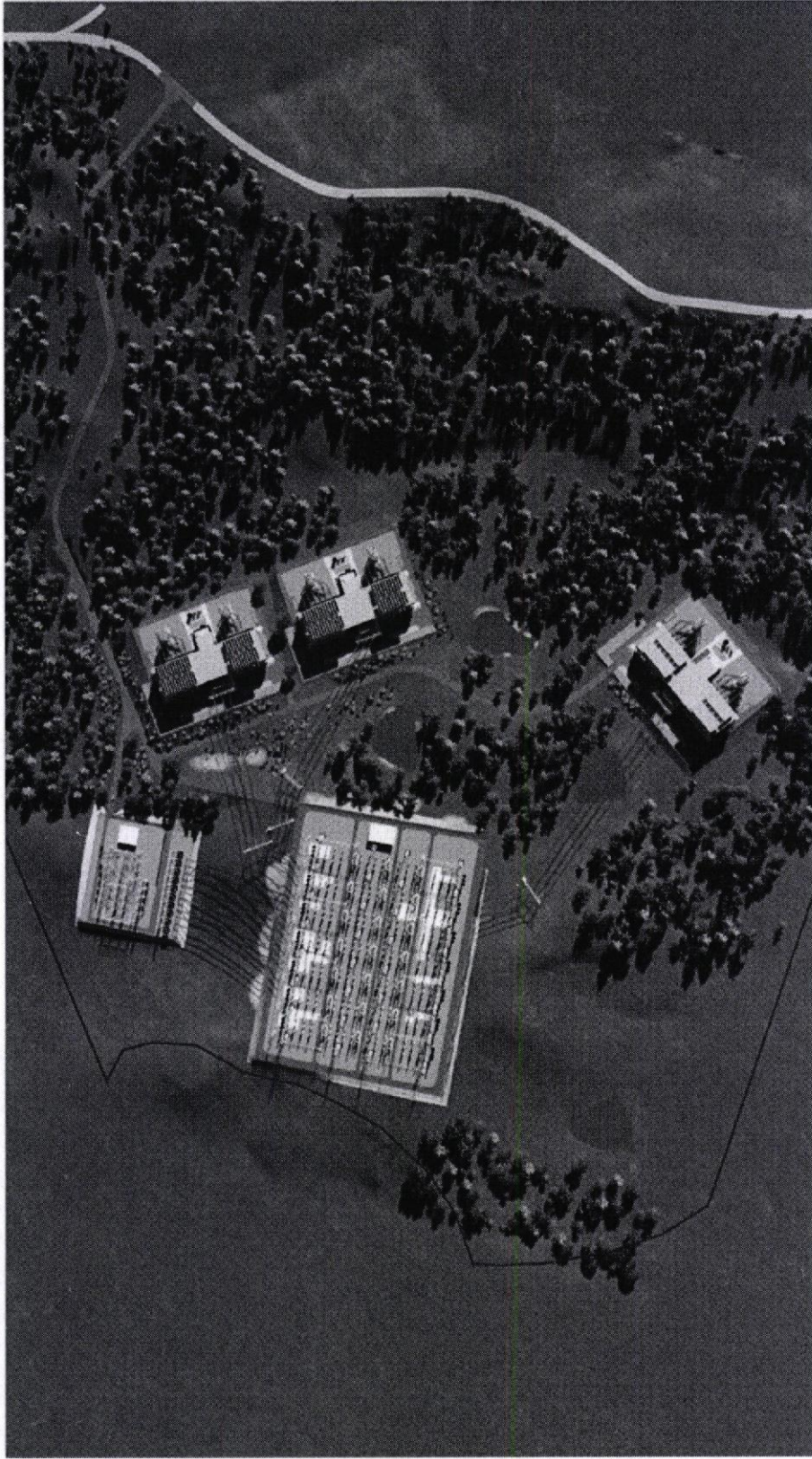


Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321



El futuro
es de todos

Minenergía



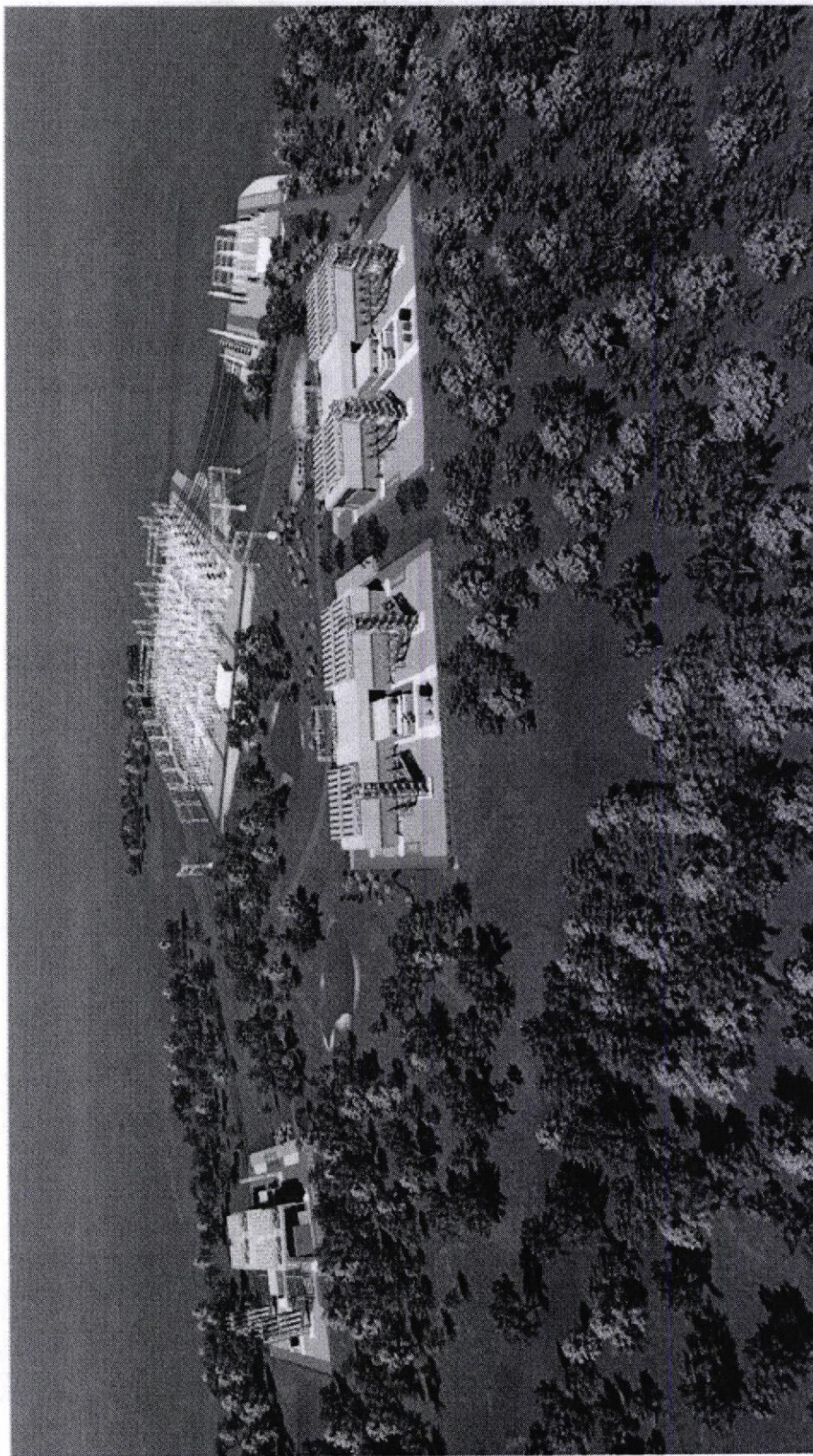
Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321





El futuro
es de todos

Minenergía



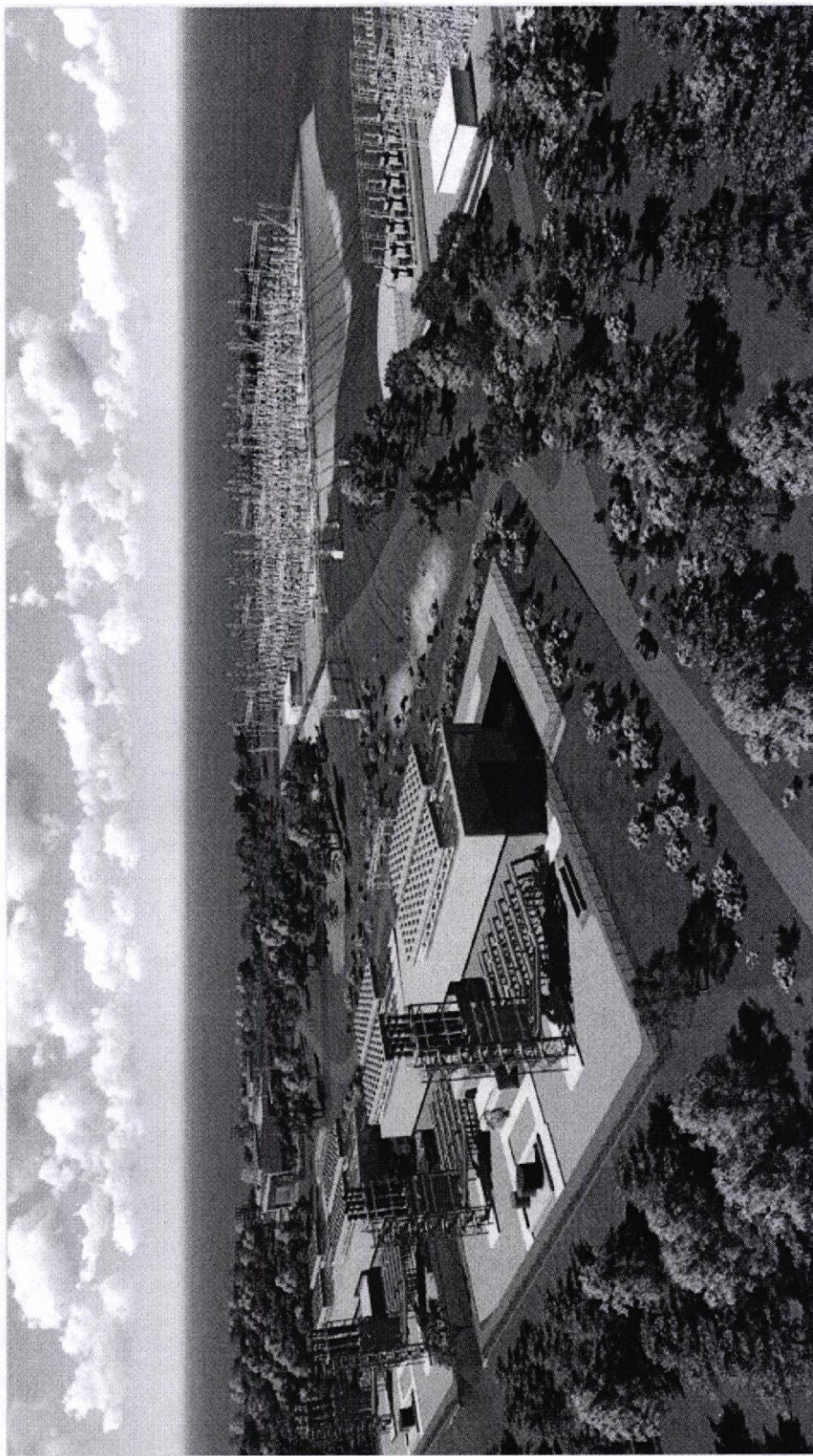
Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321





El futuro
es de todos

Minenergía



Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321





El futuro
es de todos

Minenergía

Avance del Proyecto

Cronograma conexión a Sahagún 500 kV

* Asume que no se requiere de DAA para Subestación, ni Planta y que no se deben adelantar Consultas Previas

Actividad	Mes Inicio	Duración (meses)	Fecha Inicio	Fecha Fin	2019	2020	2021
Subasta Cargo por Contabilidad	2	1	feb-19	feb-19			
Planificación							
Creación UPME y MME para definir punto de conexión	3	7	mar-19	sep-19			
Definición sitio del proyecto y compra de terreno	3	5	mar-19	jul-19			
Selección Tecnología planta de generación	4	3	abr-19	jun-19			
Trámites Socioambientales Subestación 500 kV - Sin consulta previa							
Solicitud Mininterior certificado presencia de comunidades Subestación	6	4	jun-19	sep-19			
Solicitud y visto bueno no DAA Subestación	6	4	jun-19	sep-19			
Elaboración EIA Subestación	7	5	jul-19	nov-19			
Estudio y aprobación Licencia ANA	12	8	dic-19	jul-20			
Desarrollo Subestación Sahagún 500 kV - UPME							
Publicación Plan de Expansión	6	4	jun-19	sep-19			
Términos, selección y adjudicación de inversionista	11	0	nov-19	abr-20			
Compra y fabricación de equipos Subestación	17	8	may-20	dic-20			
Transporte de equipos Subestación	26	2	ene-21	feb-21			
Asignación terreno y vías de acceso	20	3	ago-20	oct-20			
Construcción Subestación	23	13	nov-20	nov-21			
Comisionamiento Subestación	34	2	oct-21	nov-21			
Trámites Socioambientales Planta Generación - Sin consulta previa							
Solicitud Mininterior certificado presencia de comunidades Planta	10	2	oct-19	nov-19			
Solicitud y visto bueno no DAA Planta	10	2	oct-19	nov-19			
Elaboración EIA Planta	9	4	sep-19	dic-19			
Estudio y aprobación Licencia ANA	13	8	ene-20	ago-20			
Desarrollo Planta de Generación							
Elaboración pliegos técnicos para selección de EPC	8	3	ago-19	oct-19			
Proceso de selección EPC	11	3	nov-19	ene-20			
Negociación y firma contrato EPC	14	3	feb-20	abr-20			
Pago Fee de Ingeniería	14	1	feb-20	feb-20			
Ingeniería de Diseño	15	8	mar-20	oct-20			
Compra y fabricación de equipos de generación	15	13	mar-20	may-21			
Logística y transporte de equipos de generación	18	12	jun-20	may-21			
Adecuación terreno y vías de acceso	21	2	sep-20	oct-20			
Construcción Planta de generación	22	14	oct-20	nov-21			
Comisionamiento Planta	32	4	ago-21	nov-21			
Operación Comercial Proyecto							
Entrada en Operación Comercial	35	1	nov-21	nov-21			



El futuro
es de todos

Minenergía

Avance del Proyecto Cronograma Construcción S/E Sahagún 500 kV

* Asume que no se requiere de DAA para Subestación y que no se deben adelantar Consulta Previa

Actividad	Mes Inicio	Duración (meses)	Fecha Inicio	Fecha Fin	2019												2020												2021												2022																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																					
					E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
Trámites Socioambientales Subestación 500 KV - Sin consulta previa																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																														

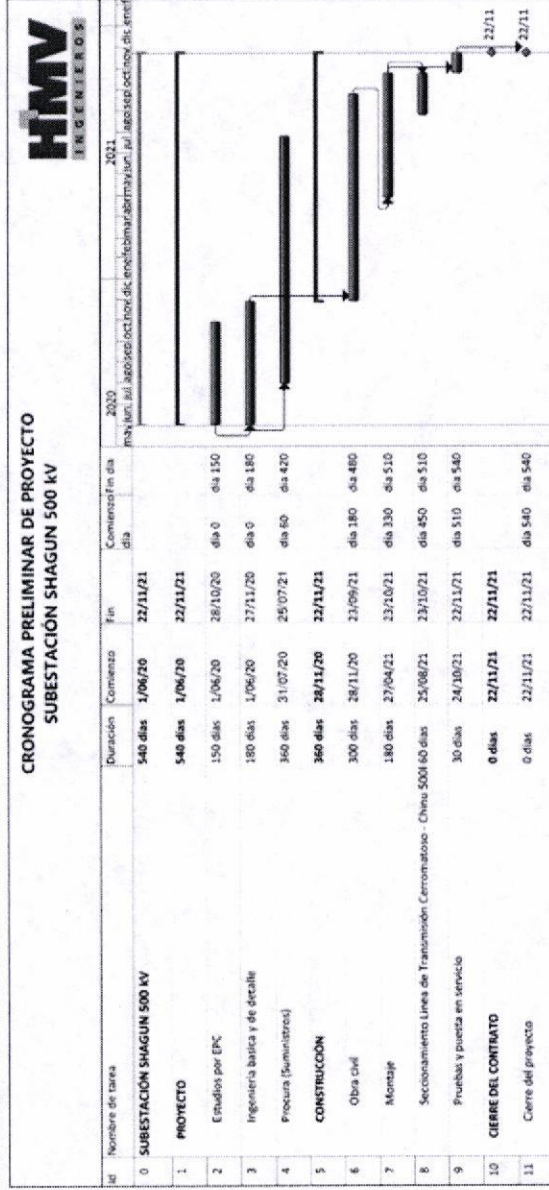
- Se asume que el inversionista ganador de la convocatoria inicia desde cero con los tramites ambientales una vez asignada la Subestación de Sahagún a 500 kV.
- Trámites socioambientales: 13 meses
- Construcción proyecto: 18 meses



El futuro
es de todos

Minenergía

Avance del Proyecto Cronograma Preliminar indicativo HMV



El cronograma ADJUNTO es "preliminar", sin "ningún" tipo de compromiso (no vinculante) por parte de HMV Ingenieros Ltda y solo indicando tiempos típicos para este tipo de proyectos y actividades principales. Solo pretende dar información de manera indicativa, mostrando las diferentes tareas que conlleva la construcción EPC de una subestación en configuración interruptor y medio, tipo AIS 500 kV, con equipos para un (1) solo diámetro, barraje para un total de 5 diámetros, caseta de control para un (1) diámetro y demás obras asociadas a esta construcción, desde recepción de la NTP hasta su energización.

Tener presente que este cronograma no incluye el suministro y obras asociadas para equipos de transformación y/o compensación (ni ATRs, ni Reactores), pues según condiciones del proyecto al momento de elaborar este cronograma, esto se definirá más adelante.

El cronograma también cuenta con la elaboración de trabajos previos para el proyecto, como es acuerdo en términos contractuales (negociación completa y terminada), la pre-selección de equipos principales y la adecuación básica del sitio a ser entregada por Celba.





El futuro
es de todos

Minenergía

Proyecto de Resolución - Plan de Expansión 2019 -2033 Comentarios

Se considera junio de 2023 la Fecha de Puesta en Operación - FPO para la nueva Subestación Sahagún de 500 kV.

- Observamos que el plazo anterior es bastante amplio y podría establecerse como FPO octubre de 2022, dado que ya se están realizando avances en el cronograma del proyecto como lo son:
 - Se cuenta con el terreno adquirido para la nueva Subestación, que será cedido (venta o arriendo) al inversionista seleccionado.
 - Se esta muy cerca de obtener el visto bueno de No DAA por parte del ANLA.
 - Se viene adelantando el EIA de la Subestación.
- Contando con la Licencia Ambiental en Junio de 2020, mas 18 meses estimados de construcción, se podría estar en operación a finales del 2021.
- Aun si el nuevo inversionista decidiese no aceptar la cesión de la Licencia ambiental e iniciar los tramites de nuevo, los tiempos estimados de FPO son hacia finales del 2022.
- Las Obligaciones de Energía Firme de la planta el Tesorito inician el 1 de diciembre de 2022, por lo cual una FPO de la subestación posterior podría retrasar la entrada del proyecto de generación.

Comentario 8

De: **Bonilla Martínez, Victoria Andrea, Enel Colombia**

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321





El futuro
es de todos

Minenergía

Fecha: viernes, 13 de septiembre de 2019 a las 23:24

Asunto: COMENTARIOS ENEL EMGESA - Proyecto de Decreto
"Por el cual se adopta el Plan de Expansión de Transmisión 2019 - 2033"

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS

Sector:	Energía
Proyecto:	Resolución "Por la cual se adopta el Plan de Expansión de Transmisión 2019 - 2033"
Fecha inicio:	5/09/2019
Fecha fin:	14/09/2019
Fecha Comentario:	13/09/2019
Datos de contacto:	Correo electrónico:
Nombre de la empresa o interesado:	ENEL EMGESA S.A. ESP

No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	ANÁLISIS DE PLANTAS QUE NECESITAN EXPANSIÓN, NO ESTÁ DEFINIDA Y SE ANALIZA EN EL PRESENTE PLAN	Página 11	En los análisis de contingencia de líneas de transmisión en las áreas de influencia de los proyectos de generación analizados, se observa la sobrecarga de algunos elementos del sistema en donde están conectados los proyectos de generación, sin embargo, se sugiere adicionar los casos sin proyecto (como casos base) para observar que tanto cambia la sobrecarga por la entrada del proyecto de generación, esto teniendo en cuenta que la sobrecarga de los elementos se puede estar presentando aun sin el proyecto de generación. En el numeral "2.1. ANALISIS 2018- TERMOCARIBE" se hace un análisis antes del proyecto de generación, por lo tanto se podría incluir algo similar en este numeral
2	ANÁLISIS DE PLANTAS QUE NECESITAN EXPANSIÓN, NO ESTÁ DEFINIDA Y SE ANALIZA EN EL PRESENTE PLAN	Página 15	Se recomienda validar la proyección de demanda para períodos de demanda media (P15) en Caribe, pues los valores presentes, año 2019, están siendo similares a los de la tabla 1-3 (proyección demanda 2020 a 2024)





El futuro
es de todos

Minenergía

3	ANÁLISIS DE PLANTAS QUE NECESITAN EXPANSIÓN, NO ESTÁ DEFINIDA Y SE ANALIZA EN EL PRESENTE PLAN	Página 11	Para los análisis de conexión de los proyectos Alpha, Beta y Tesorito se debería considerar un escenario de atraso de proyectos, pues los resultados de éstos cambian si se tienen o no los proyectos actualmente planeados por la UPME.
4	PLANTAS QUE NO NECESITAN EXPANSIÓN	Página 63	En cuanto a la conexión de Termovalle y Termosolo 2, no se debería considerar el desacople de subestaciones para permitir la conexión, pues esto disminuye la confiabilidad y flexibilidad de la red y por consiguiente disminuye la confiabilidad de la atención de la demanda.
5	ANÁLISIS 2018 - TERMOCARIBE	Página 64	En el análisis de Termocaribe, debe considerarse la operación abierta de ternera - Villa Estrella 66 kV, proyecto que no pudo anillarse con el resto de la red de Bolívar 66kV debido a sobrecargas de este circuito en condiciones normales y ante contingencia N-1.
6	ANÁLISIS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN REGIONALES		Se observa que en las obras definidas, o recomendadas se debe aumentar las capacidad de corto para algunas subestaciones del STN y STR; no obstante, la UPME deja al operador la responsabilidad de este aumento, sin poner esto como un requerimiento necesario para el desarrollo de los proyectos, lo cual podría generar retrasos en las obras y en la conexión de los nuevos proyectos.
7	ANÁLISIS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN REGIONALES		En el análisis del STR Atlántico, una de las posibles soluciones es el uso de baterías; la reglamentación de estos activos ya está en vigencia según la resolución CREG 098-2019, por lo cual agradecemos la publicación de la lista de los proyectos de almacenamiento identificados por la UPME

Comentario 9

De: **Juan Camilo Cardozo Granados**

Fecha: sábado, 14 de septiembre de 2019 a las 15:39

Asunto: Comentarios Proyecto Decreto Plan de Expansión 2019 - 2033



El futuro
es de todos

Minenergía

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS

Sector: Energía

Proyecto: Resolución

"Por la cual se adopta el Plan de Expansión de Transmisión 2019 - 2033"

Fecha inicio: 5/09/2019

Fecha fin: 14/09/2019

Fecha Comentario: 14/09/2019

Datos de contacto: Bayron Correo electrónico: direccionregulacion@acolgen.org.co

Nombre de la empresa o interesado: ACOLGEN

No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Beneficio por Reducción Cosro Marginal	Sección 1.2	Definir si el Costo Marginal de la Demanda se establece como el análogo al precio futuro de bolsa; lo anterior, considerando que dicho precio incluye la responsabilidad comercial del AGC y los costos de arranque y parada; la entrada de fuentes de generación con recursos variables incrementa dichos costos y por tanto el precio de bolsa. Se solicita compartir el estudio de los impactos en el precio de bolsa por mayores servicios de arranque y parada de las plantas térmicas y por los servicios auxiliares identificados.
2	Beneficio por Reducción Cosro Marginal	Sección 1.2	Se requiere, comedidamente, compartir el análisis realizado para garantizar que las plantas de generación, que dependen del Mercado de Energía y Confiabilidad, tengan suficiencia financiera. Es decir, una aclaración del impacto a las plantas existentes en el sistema que trae la reducción del precio de bolsa sin incremento del Cargo por Confiabilidad y sin rentas de escasez dados los menores costos marginales valorados (Gráfica 1-5).
3	Beneficio Cargo por Confiabilidad	Sección 1.2	Se pide aclarar si en el cálculo del beneficio de Cargo por Confiabilidad, en el cual se usó un Precio de Escasez (Tabla 1-27), se tuvo en cuenta que, a partir de la entrada en operación de la planta de regasificación del Pacífico, el costo de referencia del combustible será el del gas natural (Res. CREG 140 - 2017, art. 4). Lo anterior teniendo presente la entrada en operación de las plantas Alpha y Beta en el 2022.
4	Análisis de plantas que necesitan expansión, no está definida y se analiza en el Plan	Sección 1.2	Aclarar el modelo o metodología usada para calcular la energía media diaria de las plantas de generación eólica.
5	General	-	Si bien, la versión actual del Plan se basa exclusivamente en identificar obras de transmisión que habiliten la conexión de proyectos de generación, y algunas obras en el Putumayo en el marco de la reconstrucción de la Subestación; recomendamos que la versión final incluya el análisis técnico y económico específico de las propuestas asociadas a la disminución de restricciones, el cual es un tema de gran importancia y para lo cual la CREG ha adelantado varias propuestas regulatorias. Con el fin de garantizar el uso eficiente de los recursos energéticos de que trata la Ley 143 de 1994, es fundamental que este análisis incluya la totalidad de las alternativas asociadas a la disminución de restricciones (e.g. plantas de generación, respuesta de la demanda, Baterías de almacenamiento, entre otros) y que, dentro de los beneficios, tenga en cuenta aquellos asociados a la profundización de la competencia y señales de eficiencia en la formación de precio del mercado de corto plazo. Lo anterior cobra importancia en la medida que muchas de las alternativas que podrían contribuir a la reducción del costo de restricciones corresponden a nuevas tecnologías, lo cual origina la necesidad de garantizar que no se privilegie ninguna alternativa sobre otra y que, en la medida de lo posible, se promueva la reducción del costo de restricciones bajo esquemas de mercado donde los agentes, incentivados por la presión competitiva, la propia exposición al riesgo y la voluntad de maximizar sus beneficios, tomarán decisiones más informadas que conducirán a una mayor eficiencia general.

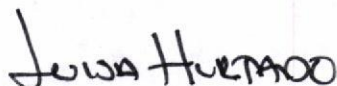




6	Análisis STR	Sección 2.4.1	Así mismo, en el análisis de la sección 2.4.1. Área Caribe – Atlántico, se concluye que una medida para reducir la desatención de la demanda corresponde a la posibilidad de uso de baterías, lo cual se analizó en el Plan de Expansión de 2015 – 2029; pero se está a la espera de la reglamentación de este elemento para su implementación. En este contexto, la Comisión ya expidió la Res. 098 de 2019 la cual no solo reglamenta los SAEB, sino que otorga a la UPME la facultad de identificar las necesidades de implementación y publicar los resultados en una lista adicional al Plan de Expansión, por lo que se sugiere que la versión completa del Plan incluya los análisis técnicos y económicos, en particular el de beneficio costo, en el marco de la normatividad expedida por CREG y teniendo en cuenta lo expuesto en el numeral anterior.
7	Análisis de plantas que necesitan expansión, no está definida y se analiza en el Plan - Sistemas de almacenamiento	Sección 1.2	Los cálculos para cuantificar los costos en el análisis beneficio-costos tradicionalmente se han realizado utilizando las unidades constructivas dado que están orientados a activos de transmisión; no obstante, en el caso de tecnologías disruptivas como Sistemas de Almacenamiento es necesario que la UPME documente o cite las fuentes que tuvo en consideración para realizar las evaluaciones. De igual forma, se sugiere que la Unidad tenga en cuenta los impactos ambientales, sociales y los mencionados en el numeral 5 que implica cada una de las alternativas con el fin de tener una evaluación completa.
8	Análisis de plantas que necesitan expansión, no está definida y se analiza en el Plan	Sección 1.2	En el marco de la simetría de condiciones para los agentes y conforme con lo establecido en la regulación vigente, se sugiere realizar un análisis respecto a: (i) los proyectos de generación que a través de garantías viabilizaron la construcción de la infraestructura de transmisión que era necesaria para su conexión al SIN, y (ii) los que actualmente necesitan expansión, no está definida que se analiza y habilita en el documento del Plan bajo consulta, en los dos casos explicando el análisis de beneficio costo que sustenta su incorporación en el Plan de Expansión.

Los cometarios se enviaron a la Dirección de Energías Eléctrica, área de su competencia, para ser tenidos en cuenta a la hora de expedir el Acto Administrativo.

En constancia firma,


Luisa Fernanda Hurtado

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