



Radicado No.: 20181520053141

Fecha: 21-12-2018

Doctor  
**LUIS ALEJANDRO CAMARGO SUAN**  
Gerente General  
**INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P.**  
Calle 12 Sur 18 – 168 Bloque 1  
Medellín, Colombia.

**RADICADO 201944000079 – 3 XM**  
MEDELLIN, ENE-02-2019 03:47 PM  
DESTINO : 6050

**ASUNTO:** Concepto de Conexión Planta de Generación Solar Guayepo 400 MW a la subestación Sabanalarga 500 kV.

Respetado doctor Camargo:

En cumplimiento de la reglamentación vigente, en especial de las Resoluciones CREG 025 de 1995 por la cual se establece el Código de Redes y CREG 106 de 2006 por la cual se establece el procedimiento para el estudio y aprobación de puntos de conexión de generadores a los Sistemas de Transmisión Nacional (STN), Regional (STR) y Distribución Local (SDL), la UPME llevó a cabo la revisión y análisis de los siguientes estudios de conexión relacionados con la subestación Sabanalarga: i) Bosques Solares de Bolívar 5x19.9 MW, ii) Guayepo 400 MW, iii) Fotovoltaico Sabanalarga 200 MW y iv) Atlántico Photovoltaic 199.5 MW, presentados por ELECTRICARIBE e INTERCOLOMBIA mediante radicados UPME 20171110034462, UPME 20171110053002, UPME 20171110054422 y UPME 20171110055722, respectivamente.

En este sentido, es importante tener en cuenta los siguientes antecedentes relacionados con las solicitudes de conexión e infraestructura considerada por la Unidad en el área de influencia de los proyectos:

- El 20 de junio de 2017, el Operador de Red ELECTRICARIBE, mediante radicado UPME 20171110034462, hizo entrega a esta Unidad del estudio de conexión del parque de generación Bosques Solares de Bolívar 5x19.9 MW. En éste se analizan dos alternativas de conexión correspondientes a: i) **Alternativa 1:** conexión en 2020 de 5 plantas solares de 19.9 MW cada una a la subestación Sabanalarga 34.5 kV y la instalación de 2 transformadores 220/34.5 kV – 60 MVA (activos de uso) en la subestación Sabanalarga 220 kV y ii) **Alternativa 2:** conexión en 2020 de 3 plantas solares de 19.9 MW cada una a la subestación Sabanalarga 34.5 kV y conexión de 2 plantas adicionales de 19.9 MW cada una a la subestación Sabanalarga 110 kV.

El estudio de conexión recomendó la **Alternativa 2**; sin embargo, ELECTRICARIBE mediante radicado UPME 20171110077022, emitió concepto aprobatorio únicamente para las plantas conectadas a Sabanalarga 34.5 kV, argumentado que los activos donde se realizan las conexiones de las plantas en 110 kV son propiedad de Transelca y que este último es quien debe dar su concepto de viabilidad técnica.







- El 11 de septiembre de 2017, el Transmisor INTERCOLOMBIA, mediante radicado UPME 20171110053002, hizo entrega a esta Unidad del estudio de conexión de la central de generación solar Guayepo 400 MW. En éste se analizan dos alternativas de conexión correspondientes a: i) **Alternativa 1:** conexión del proyecto mediante dos fases. La primera en el año 2020 contempla la conexión de 200 MW a la subestación Sabanalarga 500 kV mediante un circuito de 12.3 km de longitud a 500 kV y un transformador Guayepo 500/33 kV – 250 MVA. La segunda fase en el año 2021 contempla la conexión de 200 MW adicionales (400 MW en total) mediante un segundo transformador Guayepo 500/33 kV – 250 MVA y ii) **Alternativa 2:** conexión del proyecto mediante dos fases. La primera en el año 2020 contempla la construcción de una nueva subestación a 220 kV que reconfiguraría el doble circuito Sabanalarga – Fundación 2/3 220 kV en Sabanalarga – Nueva Subestación – Fundación 1/2 220 kV. A dicha subestación se conectarían 200 MW mediante un doble circuito de 2 km de longitud a 220 kV y un transformador Guayepo 220/33 kV – 250 MVA. La segunda fase en el año 2021 contempla la conexión de 200 MW adicionales (400 MW en total) mediante un segundo transformador Guayepo 500/33 kV – 250 MVA.

La **Alternativa 1** es la recomendada por el estudio de conexión y viabilizada por el Transmisor INTERCOLOMBIA.

- El 15 de septiembre de 2017, el Transmisor INTERCOLOMBIA, mediante radicado UPME 20171110054422, hizo entrega a esta Unidad del estudio de conexión del Parque Solar Fotovoltaico Sabanalarga 200 MW. En éste se analizan dos alternativas de conexión correspondientes a: i) **Alternativa 1:** conexión del proyecto de generación en 2018 a la subestación Sabanalarga 500 kV a través de un transformador 500/110/34.5 kV – 250 MVA y un circuito de 7.96 km de longitud a 110 kV y ii) **Alternativa 2:** conexión del proyecto de generación en 2018 a la subestación Bolívar 500 kV a través de un transformador 500/110/34.5 kV – 250 MVA y un circuito de 70 km de longitud a 110 kV.

La **Alternativa 1** es la recomendada por el estudio de conexión y viabilizada por el Transmisor INTERCOLOMBIA.

- El 20 de septiembre de 2017, el Transmisor INTERCOLOMBIA, mediante radicado UPME 20171110055722, hizo entrega a esta Unidad del estudio de conexión de la central de generación solar Atlántico Photovoltaic 199.5 MW. En éste se analizan dos alternativas de conexión correspondientes a: i) **Alternativa 1:** conexión del proyecto de generación en 2021 a la subestación Sabanalarga 220 kV mediante un circuito a 220 kV (activo de conexión) de 16 km de longitud y ii) **Alternativa 2:** conexión del proyecto de generación en 2021 a la subestación Sabanalarga 500 kV mediante un circuito a 500 kV (activo de conexión) de 16 km de longitud.

El estudio recomendó la conexión el proyecto mediante la **Alternativa 1**; sin embargo, INTERCOLOMBIA emitió viabilidad técnica favorable para la conexión a la subestación Sabanalarga 500 kV (**Alternativa 2**), por lo que la UPME considerará esta última para sus análisis técnicos.

- El 21 de diciembre de 2017, el Transmisor TRANSELCA, mediante radicado UPME 20171110076842, hizo entrega a esta Unidad del estudio de conexión del proyecto







Radicado No.: 20181520053141

Fecha: 21-12-2018

Ternium 105 MW (demanda). En éste se analizan dos alternativas de conexión correspondientes a: i) **Alternativa 1:** conexión del proyecto mediante 2 fases. La primera en el año 2019 a través de un circuito sencillo a 220 kV de 16 km de longitud a la subestación Sabanalarga 220 kV y la instalación de un transformador Ternium 220/13.8 kV – 30 MVA para la atención de una demanda de 15 MW. La segunda fase en el año 2028 consiste en la instalación de un segundo transformador Ternium 220/34.5 kV – 120 MVA para la atención de 90 MW adicionales en la subestación Ternium 34.5 kV y ii) **Alternativa 2:** conexión del proyecto mediante 2 fases. La primera en el año 2019 a través la instalación de un transformador Sabanalarga 220/34.5 kV – 120 MVA, un doble circuito a 34.5 kV de 16 km de longitud y un transformador Ternium 34.5/13.8 kV – 30 MVA para la atención de una demanda de 15 MW. La segunda fase en el año 2028 consiste en la instalación de un segundo transformador Sabanalarga 220/34.5 kV – 30 MVA, un segundo doble circuito a 34.5 kV de 16 km de longitud y la conexión de 90 MW adicionales en la subestación Ternium 34.5 kV.

El estudio de conexión recomienda la ejecución de la primera fase del proyecto mediante la **Alternativa 2** dado el tiempo de construcción y consecución de licencias. Para la segunda fase del proyecto se migrará hacia la **Alternativa 1** dadas las ventajas técnicas que representa la misma. Este proyecto cuenta con concepto de conexión aprobatorio mediante radicado UPME 20181520003441 del día 2 de febrero de 2018, considerando que el mismo no afecta la capacidad de conexión de los generadores mencionados.

- El Ministerio de Minas y Energía, mediante Resolución MME 40629 del 28 de junio de 2016, modificó la Resolución 40095 de 2016 mediante la cual se adoptó el Plan de Expansión de Referencia Generación y Transmisión 2015-2029. En la misma, se definió la Fase 1 para la incorporación de renovables que consta de las siguientes obras:

- Subestación Colectora 1 AC a 500 kV.
- Nuevo doble circuito Cuestecitas – Colectora 500 kV.
- Nuevo circuito Cuestecitas – La Loma 500 kV.

Fecha de entrada: Noviembre 30 de 2022.

- Segundo transformador Ocaña 500/230 kV – 360 MVA.

Fecha de entrada: Junio 30 de 2020.

- El Ministerio de Minas y Energía, mediante Resolución MME 40790 del 31 de julio de 2018, adoptó el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2017 – 2031. En la misma, se definió la Fase 2 para la incorporación de renovables que consta de las siguientes obras:

#### Fase 2.A

- Segundo circuito Cuestecitas – La Loma 500 kV.
- Nuevo circuito La Loma – Sogamoso 500 kV.

Fecha de entrada: Diciembre de 2023.

**RADICADO 201944000079 – 3 XM**

MEDELLIN, ENE – 02 – 2019 03:47 PM

DESTINO : 6050

**El futuro  
es de todos**

Miniminas



**Fase 2.B**

- Colectora 3 en 500 kV en AC.
- Colectora 2 en 500 kV en AC.
- Interconexión en 500 kV en AC entre Colectora 2 y 3 mediante dos circuitos en 500 kV.
- Red HVDC VSC Colectora 2 – Cerromatoso 550 kV.

Fecha de entrada: Por definir.

Con respecto a la recomendación de la conexión de las renovables – Fase 2.B, si bien se analizó en el Plan 2017 – 2031, **su definición, fecha y características dependerán de las necesidades energéticas y los resultados de los mecanismos del cargo por confiabilidad y las eventuales subastas de contratación de largo plazo.**

- El 15 de agosto de 2018, el Operador de Red ELECTRICARIBE, mediante radicado UPME 20181100047802, emitió concepto aprobatorio para la conexión a Sabanalarga 110 kV de las dos unidades restantes del proyecto Bosques Solares de Bolívar (503 y 504 de 19.9 MW cada una). Según lo indicado por el OR, el concepto fue condicionado a:

"(...)

1. *Todas las obras, adecuaciones, repotenciaciones, ampliaciones, compra de lotes y demás consideraciones que se identifiquen en las visitas conjuntas que se realicen entre el promotor y las partes, para la conexión de los proyectos al barraje 110 kV de la subestación Sabanalarga, estarán a cargo del promotor del proyecto.*
  2. *El promotor del proyecto será el encargado de atender todos los términos y condiciones manifestados por TRANSELCA descritos en el concepto de viabilidad física anexo a este documento.*
  3. *Para la conexión del proyecto, el promotor deberá construir líneas exclusivas e independientes a las redes (servidumbre, estructuras y terrenos) de USO General.*
- (...)"

Así mismo, en el citado radicado UPME 20181100047802 TRANSELCA indicó: "(...) Se concluye que la subestación no tiene espacio físico disponible para la conexión del proyecto descrito por la información suministrada y el Documento IEB revisado. Por lo anterior el promotor debe considerar que la prolongación del barraje que requiere para la construcción de su instalación a 110 kV fuera del predio de TRANSELCA, está disponible al final de la barra actual de 110 kV en predio de TRANSELCA, desde donde se deberá considerar la transición de aéreo a subterráneo y conducción subterránea hasta el sitio que elija para la construcción de sus instalaciones y en cuyo afloramiento se debe proveer un medio de corte y seccionamiento de barras con interruptor de potencia automático (...)" [sic].

- El 18 de mayo de 2018, mediante radicado UPME 20181520019621, la Unidad informó a los promotores interesados en conectarse a la subestación Sabanalarga que: "(...) la UPME está evaluando la definición de una obra a nivel del STN que permita la conexión de todos los proyectos en Sabanalarga, por lo que una vez surtido dicho proceso, se hará público, se someterá a observaciones y se solicitará a los respectivos promotores







las garantías necesarias para la ejecución de la obra de acuerdo con la regulación vigente (...). No obstante, el estudio en mención se actualizó teniendo en cuenta los recientes acontecimientos relacionados con la entrada en operación del proyecto hidroeléctrico Ituango, la interconexión con Panamá, la demanda del proyecto Ternium y lo mencionado por el Ministerio de Minas y Energía sobre la conexión de renovables - Fase 2B, en la Resolución MME 40790 del 31 de julio de 2018.

Teniendo en cuenta lo anterior, la Unidad realizó los respectivos análisis técnicos de las solicitudes de conexión, encontrando que:

**Sin la entrada de los proyectos de generación Bosques Solares de Bolívar 5x19.9 MW, Guayepo 400 MW, Fotovoltaico Sabanalarga 200 MW y Atlántico Photovoltaic 199.5 MW, con la demanda del proyecto Ternium, con la generación conceptuada en la Costa Caribe, con las Fases 1 y 2.A para la conexión de renovables aprobadas por el MME y con la primera fase de Ituango.**

- Para el año 2023 con los proyectos definidos por la Unidad, en condición normal de operación, bajo un escenario de demanda media, alta generación en Ituango (considerando la primera etapa), máxima generación en la Costa Caribe, máxima generación renovable (Conexión Eólicas, Fases 1 y 2.A), generación de seguridad en otras áreas operativas del país y considerando la generación menor conectada al sistema, se evidencian cargabilidades superiores al 70% y menores al 100% en los enlaces Santa Marta – Termocol 220 kV, Ancón Sur – Envigado 110 kV, Ancón Sur – Medellín 1 y 2 220 kV y los transformadores Norte 500/230 kV y Medellín 1 y 2 500/230 kV.
- Bajo las mismas condiciones listadas anteriormente, en condiciones de contingencia sencilla, se observan cargabilidades superiores al 100% sin que superen los niveles máximos permitidos en los elementos, así:

Elemento Identificado	Contingencia
Sabana de Torres – San Alberto 115 kV	Ocaña – Sogamoso 500 kV
Transformador Norte 500/230 kV	La Loma – Sogamoso 500 kV
Transformadores Medellín 1 o 2 500/230 kV	Norte – Nueva Esperanza 500 kV
	Transformador Medellín 2 o 1 500/230 kV
	Medellín – Virginia 500 kV
Ancón Sur – Medellín 1 o 2 220 kV	Medellín – Virginia 500 kV
	Ancón Sur – Medellín 2 o 1 220 kV
	Medellín – Occidente 220 kV
Ancón Sur – Envigado 110 kV	Guayabal – Ancón Sur 220 kV
Santa Marta – Termocol 220 kV	Guajira – Santa Marta 220 kV
Porce III – San Carlos 500 kV	Antioquia – Medellín 500 kV

Así mismo, se observan cargabilidades superiores al 80% en los siguientes elementos evaluados, sin que estos alcancen valores superiores al 100%:







Elemento Identificado	Contingencia
Medellín – Occidente 220 kV	Medellín – Virginia 500 kV
Antioquia – Medellín 500 kV	Porce III – San Carlos 500 kV
Guajira – Santa Marta 220 kV	Santa Marta – Termocol 220 kV
La Loma – Ocaña 500 kV	La Loma – Sogamoso 500 kV
Transformadores Ocaña 1 o 2 500/230 kV	Transformadores Ocaña 2 o 1 500/230 kV
Transformadores Chinú 1, 2 o 3 500/110 kV	Transformadores Chinú 2, 3 o 1 500/110 kV
La Loma – Sogamoso 500 kV	La Loma – Ocaña 500 kV

**Con la entrada de los proyectos de generación Bosques Solares de Bolívar 5x19.9 MW, Guayepo 400 MW, Fotovoltaico Sabanalarga 200 MW y Atlántico Photovoltaic 199.5 MW, con la demanda del proyecto Ternium, con la generación conceptuada en la Costa Caribe, con las Fases 1 y 2.A para la conexión de renovables aprobadas por el MME, con la primera fase de Ituango.**

- Para el año 2023 con los proyectos definidos por la Unidad, en condición normal de operación, bajo un escenario de demanda media, alta generación en Ituango (considerando la primera etapa), máxima generación en la Costa Caribe, máxima generación renovable (Conexión Eólicas, Fases 1 y 2.A), generación de seguridad en otras áreas operativas del país y la generación menor conectada al sistema, se evidencian cargabilidades superiores al 70% y menores al 100% en los enlaces Santa Marta – Termocol 220 kV, Ancón Sur – Envigado 110 kV, Ancón Sur – Medellín 1 y 2 220 kV y los transformadores Norte 500/230 kV y Medellín 1 y 2 500/230 kV.
- Bajo las mismas condiciones listadas anteriormente, en condiciones de contingencia sencilla, se observan cargabilidades superiores al 100% sin que superen los niveles máximos permitidos en los elementos, así:

Elemento Identificado	Contingencia
Sabana de Torres – San Alberto 115 kV	Ocaña – Sogamoso 500 kV
	La Loma – Sogamoso 500 kV
Transformador Norte 500/230 kV	Norte – Nueva Esperanza 500 kV
Transformadores Medellín 1 o 2 500/230 kV	Transformador Medellín 2 o 1 500/230 kV
	Medellín – Virginia 500 kV
Ancón Sur – Medellín 1 o 2 220 kV	Medellín – Virginia 500 kV
	Ancón Sur – Medellín 2 o 1 220 kV
	Medellín – Occidente 220 kV
Ancón Sur – Envigado 110 kV	Guayabal – Ancón Sur 220 kV
Santa Marta – Termocol 220 kV	Guajira – Santa Marta 220 kV
Porce III – San Carlos 500 kV	Antioquia – Medellín 500 kV

Así mismo, se observan cargabilidades superiores al 80% en los siguientes elementos evaluados, sin que estos alcancen valores superiores al 100%:

Elemento Identificado	Contingencia
Medellín – Occidente 220 kV	Medellín – Virginia 500 kV
Antioquia – Medellín 500 kV	Porce III – San Carlos 500 kV
Guajira – Santa Marta 220 kV	Santa Marta – Termocol 220 kV







Radicado No.: 20181520053141

Fecha: 21-12-2018

Elemento Identificado	Contingencia
La Loma – Ocaña 500 kV	La Loma – Sogamoso 500 kV
Transformadores Ocaña 1 o 2 500/230 kV	Transformadores Ocaña 2 o 1 500/230 kV
Transformadores Chinú 1, 2 o 3 500/110 kV	Transformadores Chinú 2, 3 o 1 500/110 kV
La Loma – Sogamoso 500 kV	La Loma – Ocaña 500 kV

**Con la entrada de los proyectos de generación Bosques Solares de Bolívar 5x19.9 MW, Guayepo 400 MW, Fotovoltaico Sabanalarga 200 MW y Atlántico Photovoltaico 199.5 MW, con la demanda del proyecto Ternium, con la generación conceptuada en la Costa Caribe, con las Fases 1 y 2.A para la conexión de renovables aprobadas por el MME, con las fases 1 y 2 de Ituango.**

- Para el año 2025 con los proyectos definidos por la Unidad, en condición normal de operación, bajo un escenario de demanda media, alta generación en Ituango, máxima generación en la Costa Caribe, máxima generación renovable (Conexión Eólicas, Fases 1 y 2.A), generación de seguridad en otras áreas operativas del país y la generación menor conectada al sistema, se evidencian cargabilidades cercanas al 100% en los enlaces Santa Marta – Termocol 220 kV, Ancón Sur – Envigado 110 kV, Ancón Sur – Medellín 1 y 2 220 kV y los transformadores Norte 500/230 kV y Medellín 1 y 2 500/230 kV, sin que se superen las capacidades de sobrecarga de los mismos
- Bajo las mismas condiciones listadas anteriormente, en condiciones de contingencia sencilla, se observan cargabilidades superiores al 100% sin que superen los niveles máximos permitidos en los elementos, así:

Elemento Evaluado	Contingencia
Sabana de Torres - San Alberto 115 kV	Ocaña – Sogamoso 500 kV
	La Loma – Sogamoso 500 kV
Transformador Norte 500/230 kV	Norte – Nueva Esperanza 500 kV
Transformadores Medellín 1 o 2 500/230 kV	Transformador Medellín 2 o 1 500/230 kV
	Medellín – Virginia 500 kV
Ancón Sur – Medellín 1 o 2 220 kV	Medellín – Virginia 500 kV
	Ancón Sur – Medellín 2 o 1 220 kV
	Medellín – Occidente 220 kV
Ancón Sur – Envigado 110 kV	Guayabal – Ancón Sur 220 kV
Santa Marta – Termocol 220 kV	Guajira – Santa Marta 220 kV
Porce III – San Carlos 500 kV	Antioquia – Medellín 500 kV

Así mismo, se observan cargabilidades superiores al 80% en los siguientes elementos evaluados, sin que estos alcancen valores superiores al 100%:

Elemento Evaluado	Contingencia
Medellín – Occidente 220 kV	Medellín – Virginia 500 kV
Antioquia – Medellín 500 kV	Porce III – San Carlos 500 kV
Guajira – Santa Marta 220 kV	Santa Marta – Termocol 220 kV
La Loma – Ocaña 500 kV	La Loma – Sogamoso 500 kV
Transformadores Ocaña 1 o 2 500/230 kV	Transformadores Ocaña 2 o 1 500/230 kV
Transformadores Chinú 1, 2 o 3 500/110 kV	Transformadores Chinú 2, 3 o 1 500/110 kV
La Loma – Sogamoso 500 kV	La Loma – Ocaña 500 kV







Expuesto lo anterior se observa que, bajo las condiciones planteadas, incluso antes de la entrada de los proyectos de generación se evidencian altas cargabilidades en las líneas Ancón Sur – Medellín 1 y 2 220 kV, Sabana de Torres – San Alberto 115 kV, Ancón Sur – Envigado 110 kV, Santa Marta – Termocol 220 kV, Porce III – San Carlos 500 kV, Medellín – Occidente 220 kV, Antioquia – Medellín 500 kV, Guajira – Santa Marta 220 kV, La Loma – Ocaña 500 kV, La Loma – Sogamoso 500 kV y los transformadores Norte 500/230 kV, Medellín 1 y 2 500/230 kV, Ocaña 1 y 2 500/230 kV y Chinú 1, 2 y 3 500/110 kV, sin que se superen las capacidades máximas de sobrecarga.

Teniendo en cuenta lo anteriormente expuesto y considerando que no es necesario definir infraestructura de uso para las condiciones evaluadas, la UPME emite concepto aprobatorio para la conexión del proyecto de generación solar **Guayepo 400 MW** mediante dos etapas. La primera etapa, para diciembre de 2020, contempla la conexión de 200 MW a la subestación Sabanalarga 500 kV mediante un circuito de 12.3 km de longitud a 500 kV y un transformador Guayepo 500/33 kV – 250 MVA. La segunda etapa, para diciembre de 2021, contempla la conexión de 200 MW adicionales (400 MW en total) mediante un segundo transformador Guayepo 500/33 kV – 250 MVA.

Se debe señalar que el presente concepto es de carácter técnico y no genera remuneración de activos vía Cargos por Uso del STR o del STN. Adicionalmente, sólo se emite para la capacidad de generación solicitada bajo las consideraciones y supuestos referenciados en el presente documento, el estudio de conexión y la topología prevista en el mediano plazo por el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2017 – 2031. Ante cambios en dichas condiciones y supuestos, el promotor del proyecto estará en la obligación de realizar la correspondiente actualización del estudio de conexión y remitirlo ante esta Unidad con el fin de verificar las condiciones e implicaciones para el Sistema y para el promotor.

De otra parte, se debe tener en cuenta que la conexión del proyecto no deberá limitar en ninguna medida la expansión futura de la **subestación Sabanalarga** en cualquier nivel de tensión, y deberá evitar poner en riesgo la operación y los mantenimientos a causa de eventuales cruces aéreos de la (s) línea (s) de conexión del proyecto de generación solar Guayepo 400 MW con la infraestructura existente.

Así mismo, será responsabilidad del agente generador cumplir con las obligaciones establecidas en la regulación vigente, especialmente aquellas consignadas en la Resolución CREG 106 de 2016 en lo referente a requerimientos y procedimientos exigidos dentro de la misma. Se debe tener presente el literal 1.6 del Anexo de la resolución CREG 106 de 2006:

*“1.6. Una vez la UPME haya remitido el concepto sobre la solicitud de conexión al STN, STR o SDL, el interesado deberá entregar a la UPME y al transportador un cronograma de actividades del proyecto de generación, junto con la “curva S” que muestre el porcentaje de avance del proyecto durante el tiempo de ejecución y, durante la etapa de construcción, presentará informes de avance cuando le sean requeridos.”*







Radicado No.: 20181520053141

Fecha: 21-12-2018

Finalmente, se recomienda dar cumplimiento a los requisitos establecidos en el Acuerdo CNO 646 de 2013 o el que lo sustituya, para los procedimientos de conexión.

Cordialmente,



**RICARDO RAMÍREZ CARRERO**  
Director General

Copia: Christian Rafael Jaramillo. Director Ejecutivo. CREG. Av. Cll 116 7-15 Edifi. Cusezar Int. 2 Oficina 901 Fax: (1) 3121900. Bogotá D.C.  
Marta Noemí Arboleda. Gerente General XM S.A. E.S.P. Calle 12 Sur No. 18-168 Bloque - 2, Fax: (4) 3170989. Medellín, Antioquia.  
Edgar Sojo. Presidente. ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. Carrera 55 # 72 - 109 Piso 7. Barranquilla, Colombia  
Adriana Turbay. Representante Legal. INGENOSTRUM COLOMBIA S.A.S. [aturbay@ingenostrum.com](mailto:aturbay@ingenostrum.com). Carrera 12 #79-50 Oficina 701. Teléfono: 57-1-322 99 14. Bogotá D.C.

Elaboró: Antonio Jiménez Rivera

Aprobó: Javier Martínez Gil

TRD: 152-12-11

**RADICADO 201944000079-3 XM**  
MEDELLIN, ENE-02-2019 03:47 PM  
DESTINO : 6050

JAN 21 19PM 2:14

