



Entidad originadora:	Ministerio de Minas y Energía
Fecha (dd/mm/aa):	23/12/2022
Proyecto de Decreto/Resolución:	Por la cual se adopta el Plan de Expansión de Transmisión 2022-2036

1. ANTECEDENTES Y RAZONES DE OPORTUNIDAD Y CONVENIENCIA QUE JUSTIFICAN SU EXPEDICIÓN.

1.1 Antecedentes

La Unidad de Planeación Minero-Energética - UPME, de acuerdo con las competencias otorgadas por el artículo 17 de la Ley 143 de 1994, elaboró el "Plan de Expansión de Transmisión 2022 – 2036", a través del cual se definen las obras necesarias para la incorporación de la segunda fase de renovables desde el Departamento de La Guajira, y obras relacionadas con la atención de la demanda, lo que contribuya a garantizar la confiabilidad y la seguridad del Sistema de Transmisión Nacional. Los análisis consideraron las proyecciones de demanda de la UPME de 2021, en la cual se identifican las necesidades y soluciones de corto plazo, y que incluye obras al interior de subestaciones, nuevos transformadores y líneas complementarias.

Esta versión del Plan ofrece continuidad a los análisis de la incorporación de la segunda fase de renovables desde el Departamento de La Guajira y de manera revolucionaria propone una nueva obra de gran magnitud, en corriente continua, para transportar la energía asociada hacia el centro del país. El contar con mayores recursos de generación repercute en la mejora en la competitividad, la reducción de los costos operativos del Sistema Interconectado Nacional, y, por ende, en beneficios a los usuarios del servicio, con un abastecimiento creciente desde fuentes limpias evitando el aporte en emisiones.

El día 11 de noviembre de 2022, mediante radicado MME 1-2022-045256 (UPME 20221000149341) la Unidad de Planeación Minero-Energética - UPME remitió oficio al Ministerio de Minas y Energía, en el que recomienda la ejecución de las siguientes obras del Sistema de Transmisión Nacional:

1. Obras en Córdoba:

- a) Segundo circuito Cerromatoso - Sahagún - Chinú 500 kV, con fecha de entrada en operación diciembre de 2025
- b) Corte central en el diámetro uno (1) de la subestación Chinú 220 kV, con fecha de entrada en operación en noviembre de 2023

2. Obra en Valle:

- a) Bahía de compensación, corte central para el nuevo diámetro, bahía de transformador en el diámetro dos (2), protección diferencial para el barraje en la subestación San Marcos 500 kV, con fecha de entrada en operación en diciembre de 2024

3. Obra en Bolívar:

- a) Tercer Transformador en la subestación Bolívar 500/220 kV, con fecha de entrada en operación en junio de 2026

4. Obra en Risaralda:

- a) Instalación segundo Transformador en la Subestación La Virginia 500/230 kV mediante traslado de transformador existente, con fecha de entrada en operación diciembre de 2024

5. Obra en Guajira – Cesar - Magdalena:



BR



a) Línea de Transmisión HVDC a 600 kV, tipo VSC, bipolo con retorno metálico, interconectando la subestación Colectora 2 500 kV en el departamento de La Guajira con la subestación Primavera 500 kV, con fecha de entrada en operación diciembre de 2032

6. Obra en Arauca

a) Reconfiguración de la subestación Banadía 230 kV de Barra sencilla a Barra Principal más Barra de Transferencia – BPT, con fecha de entrada en operación para noviembre de 2025

1.2 Oportunidad y conveniencia

A continuación se detallan cada una de las obras recomendadas por la UPME, y en las que se especifica la problemática encontrada, la solución propuesta, y los beneficios asociados, para determinar la oportunidad y conveniencia de los proyectos a aprobar.

1.2.1 Obras en Córdoba

a) Segundo circuito Cerromatoso - Sahagún - Chinú 500 kV

Al realizar una simulación del impacto de un evento de desconexión en ambos circuitos asociados a la Subestación Sahagún 500 kV, se observa lo siguiente:

- Caída súbita de la frecuencia del sistema, lo cual ocasiona la activación del EDAC hasta su cuarta etapa.
- Aún con la actuación del EDAC, la frecuencia del sistema cae hasta un mínimo de 58,72 Hz antes de iniciar su estabilización.
- Según el Acuerdo CNO 1515 de 2022, la activación de la cuarta etapa del EDAC implica la desconexión del 20% de la demanda del SIN.

Por lo anterior, se propone la apertura del circuito Cerromatoso – Chinú 2 500 kV para su reconfiguración en los circuitos Cerromatoso – Sahagún 2 500 kV y Sahagún – Chinú 2 500 kV. Se trata del ingreso de un nuevo circuito entre Cerromatoso y Chinú 500 kV a la subestación Sahagún para lograr mayor confiabilidad y seguridad teniendo en cuenta las nuevas capacidades a conectarse en la referida subestación.

La fecha de puesta en operación del proyecto es diciembre de 2025.

Valorando los costos en UC's según las resoluciones CREG 011 de 2009, se tiene un valor de **USD\$9.457.313,49**.

La obra propuesta brinda un aumento de confiabilidad significativo en la subestación Sahagún 500 kV, así como a la generación con capacidad asignada en dicha subestación, y la relación beneficio costo es de 2,57 veces con una probabilidad del 78,97%. En el escenario de alto despacho en Sahagún 500 kV, la obra propuesta puede tener una relación beneficio costo de hasta 10,2 veces.

b) Corte central en el diámetro uno (1) de la subestación Chinú 220 kV

La subestación Chinú 220 kV ubicada en el departamento de Córdoba, fue concebida y construida para operar en interruptor y medio (IM), sin embargo, por la forma en la que se encuentran conectados el transformador Chinú 500/220 kV y la línea Chinú – Montería 220 kV se encuentra operando actualmente en anillo. Para el año 2023 se tiene programada la conexión de un nuevo usuario, el cual



se conectará en el diámetro uno (1), en el cual a su vez se encuentra conectado el transformador Chinú 500/220 kV, sin embargo, este diámetro no cuenta con un corte central.

Por lo anterior se propone la instalación del corte central del diámetro uno (1) de la subestación Chinú 220 kV.

La fecha de puesta en operación del proyecto es noviembre de 2023.

Valorando los costos en UC's según las resoluciones CREG 011 de 2009, se tiene un valor de **USD\$431.718,73**.

La obra propuesta permite mejorar la confiabilidad de la subestación Chinú 220 kV al evitar la pérdida de generación adicional, ante la salida del transformador Chinú 500/220 kV o viceversa; adicionalmente, permite que la subestación comience a operar en la configuración para la cual fue diseñada y la correcta conexión del proyecto de generación de 99.9 MW para la fecha en la cual está previsto. Los beneficios estimados del proyecto son de USD\$30.911.568,30, por lo que su relación beneficio costo es de 71,6011 veces.

1.2.2 Obras en Valle

Bahía de compensación, corte central para el nuevo diámetro, bahía de transformador en el diámetro dos (2), protección diferencial para el barraje en la subestación San Marcos 500 kV

En el área de influencia de la Subestación San Marcos 500 kV, para los años 2024 y 2029, se presentan tensiones con valores fuera de los rangos admisibles por la regulación vigente, en un escenario de demanda y generación mínimas, esto es las subestaciones Alférez, San Marcos, Virginia, Cartago y Yumbo. Para mejorar estos perfiles de tensión es necesario el despacho de hasta 6,1 Unidades Equivalentes de generación en el área, lo cual, podría ocasionar un costo adicional al sistema y sus usuarios.

Por lo anterior se propone el siguiente proyecto:

- Una (1) bahía para la instalación del reactor de barra de 120 MVAR en la subestación San Marcos 500 kV.
- Un (1) corte central para el nuevo diámetro de la subestación San Marcos 500 kV donde se instalará el reactor de barra.
- Una (1) bahía de transformador para completar el diámetro 2 de la subestación San Marcos 500 kV.

La fecha de puesta en operación del proyecto es diciembre de 2024.

Valorando los costos en UC's según las resoluciones CREG 011 de 2009, se tiene un valor de **USD\$9.456.773,20**.

La obra propuesta permite completar el diámetro 2 de subestación San Marcos 500 kV para operar en su configuración diseñada (Interruptor y medio) y no en anillo, y reducir el número de Unidades Equivalentes de generación, lo que representa menores costos operativos, de tal forma que sus beneficios ascienden a USD\$87.007.796, por lo que su relación beneficio costo es de 9,6 veces.

BR



1.2.3 Obras en Bolívar

Tercer Transformador en la subestación Bolívar 500/220 kV

Ante contingencia de uno de los transformadores en la subestación Bolívar 500/220 kV, se presenta una sobrecarga en el transformador restante cercana al límite de emergencia definido para el activo.

Por lo anterior se propone la instalación de un tercer transformador en la subestación Bolívar 500/230 kV – 450 MVA.

La fecha de puesta en operación del proyecto es junio de 2026.

Valorando los costos en UC's según las resoluciones CREG 011 de 2009, se tiene un valor de **USD\$11.626.420,65**.

La obra propuesta permite ampliar la capacidad de nueva generación con un valor de 650 MW, de tal forma que sus beneficios ascienden a USD\$183.444.000, por lo que su relación beneficio costo es de 15,77 veces. Aun con la conexión de generación con capacidades del orden de 100 MW, el proyecto sigue siendo viable con una relación beneficio costo superior a 1.

1.2.4 Obras en Risaralda

Instalación segundo Transformador en la Subestación La Virginia 500/230 kV mediante traslado de transformador existente

Con la salida del Circuito La Virginia – San Marco 500 kV, se genera una sobrecarga del único transformador La Virginia 500/230 kV, por el alto flujo de potencia desde el centro del país, para atender la demanda de los departamentos de Caldas, Quindío, Risaralda, Valle, Cauca, Nariño y la exportación hacia Ecuador. Esta condición de sobrecarga permanece hasta la entrada en operación del proyecto de expansión Refuerzo Suroccidental 500 kV completo, incluido el circuito La Virginia – Alférez 500 kV a partir del año 2025. En los años 2022, 2023 y 2024, para mitigar esta condición de sobrecarga se debe despachar generación térmica fuera de mérito al interior del área, más específicamente en el Valle del Cauca, la cual debe superar los 254 MW.

Por lo anterior se propone Traslado Transformador 500/230 kV – 450 MVA a la subestación La Virginia 500/230 kV, el cual está siendo remunerado actualmente al Grupo Energía Bogotá – GEB. Esta propuesta se da por el atraso de la entrada en operación del Refuerzo Suroccidental completo (con el circuito La Virginia - Alférez 500 kV), por lo cual se daría el traslado de uno de sus transformadores 500/230 kV de la subestación Alférez 500 kV o la subestación Norte 500 kV, a la subestación La Virginia 500/230 kV.

La fecha de puesta en operación del proyecto es diciembre de 2024.

Teniendo en cuenta que el transformador ya está remunerado, no se consideran costos asociados al proyecto.

La obra propuesta permite mitigar la restricción durante los años 2023, 2024 y hasta la entrada completa en operación del Refuerzo Suroccidental en el año 2025. La obra se podrá ejecutar dependiendo de la disponibilidad de espacio en la subestación La Virginia 500/230 kV y los acuerdos a que se llegue entre el GEB y el propietario de la subestación.



1.2.5 Obras en Guajira – Cesar - Magdalena

Línea de Transmisión HVDC a 600 kV, tipo VSC, bipolo con retorno metálico, interconectando la subestación Colectora 2 500 kV en el Departamento de La Guajira con la subestación Primavera 500 kV

El Caribe concentra la mayor porción de la capacidad asignada, los siete departamentos agregan 9.042 MW de FNCER y de fuentes convencionales. Actualmente la capacidad de transporte de la red existente y de las expansiones se encuentra agotada, condicionando la conexión de nuevos proyectos de generación, Así las cosas, para asignar nueva capacidad de transporte a nuevos generadores, por encima de lo que se ha liberado, se requiere expansión adicional a la que hoy está en ejecución

Por lo anterior se propone la construcción de la Línea de transmisión en +/-600 kV HVDC – VSC bipolo de Colectora 2 a Primavera, con un trazado terrestre de 713 km aproximadamente.

La fecha de puesta en operación del proyecto es diciembre de 2032.

Los costos asociados a la obra considerando posibles atrasos ascienden a **USD\$1.953.000.000.**

La obra propuesta permite la incorporación de 2.000 MW de generación en 2028 y 1.000 MW adicionales en 2032, con lo cual se proyectan beneficios por reducción del costo marginal de energía, energía firme no comprometida, y emisiones evitadas por valor de USD\$2.964.300.000, con una relación beneficio costo de 1,64 veces.

1.2.6 Obras en Arauca

Reconfiguración de la subestación Banadía 230 kV de Barra sencilla a Barra Principal más Barra de Transferencia – BPT

Dadas las condiciones de radialidad en la subárea de Arauca se identifican restricciones en el sistema que producen condiciones de demanda no atendida ante las contingencias de los siguientes elementos del sistema.

Por lo anterior se propone la reconfiguración de la subestación Banadía 230 kV de Barra Sencilla a Barra Principal más Barra de Transferencia - BPT, esta obra se propone en consideración de la entrada en operación de la obra Alcaraván – Banadía – La Paz 230 kV adoptadas en el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2016 – 2030.

La fecha de puesta en operación del proyecto es noviembre de 2025.

Valorando los costos en UC's según las resoluciones CREG 011 de 2009, se tiene un valor de **USD\$7.973.157.**

La obra propuesta junto con el desarrollo del proyecto Alcaraván – Banadía – La Paz 230 kV, que se pretende ejecutar mediante el mecanismo de ampliación (Resolución CREG 193 de 2020, por medio de la cual se modifica la Resolución CREG 022 de 2001) permite la conexión de 120 MW de generación, y el ahorro de energía no suministrada, contribuyendo a la eliminación de la baja confiabilidad del sistema de la subárea Arauca.



El costo total del proyecto, incluyendo el proyecto Alcaraván – Banadía – La Paz 230 kV ascienden a USD\$29.168.554, con beneficios por valor de USD\$251.155.057 por lo que su relación beneficio costo es de 3,63 veces.

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN Y SUJETOS A QUIENES VA DIRIGIDO

La presente resolución tiene aplicación para todas las Empresas de Servicios Públicos de energía eléctrica que estén interesados en la ejecución de los proyectos necesarios para ejecutar el plan de expansión.

3. VIABILIDAD JURÍDICA

3.1 Análisis de las normas que otorgan la competencia para la expedición del proyecto normativo

La resolución se expide de acuerdo con las facultades que se encuentran contenidas en el numeral 8° del artículo 5° del Decreto 0381 de 2012, en el que se establece que entre las funciones del Ministerio de Minas y Energía, se encuentra “Adoptar los planes generales de expansión de generación de energía y de la red de interconexión y establecer los criterios para el planeamiento de la transmisión y distribución”.

3.2 Vigencia de la ley o norma reglamentada o desarrollada

La resolución “Por la cual se adopta el Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2020-2034” estará vigente desde su publicación y hasta que la misma sea derogada

3.3. Disposiciones derogadas, subrogadas, modificadas, adicionadas o sustituidas

La presente resolución no deroga, no subroga ni sustituye ninguna disposición normativa

3.4 Revisión y análisis de la jurisprudencia que tenga impacto o sea relevante para la expedición del proyecto normativo (órganos de cierre de cada jurisdicción)

De acuerdo con la información suministrada y avalada por el Coordinador del Grupo de Defensa Judicial de la Oficina Asesora Jurídica, una vez analizadas las bases de datos de procesos con las que cuenta dicha dependencia, no se evidenciaron sentencias judiciales expedidas con relación a la expedición del presente Decreto.

3.5 Circunstancias jurídicas adicionales

No se evidencia ninguna circunstancia jurídica que pueda ser relevante en la expedición del decreto.

4. IMPACTO ECONÓMICO (Si se requiere)

La presente resolución, no tiene un impacto económico en el presupuesto del Ministerio de Minas y Energía ni en el de otra entidad. Y tampoco representa un impacto económico para la nación.

5. VIABILIDAD O DISPONIBILIDAD PRESUPUESTAL (Si se requiere)

No requiere

BR



6. IMPACTO MEDIOAMBIENTAL O SOBRE EL PATRIMONIO CULTURAL DE LA NACIÓN (Si se requiere)

Conforme lo establece el numeral sexto del artículo 2.1.2.1.6 del Decreto 1081 de 2015, no es necesario desarrollar este punto, en vista que por medio de esta resolución no hay una afectación o impacto medioambiental o sobre el patrimonio cultural.

7. ESTUDIOS TÉCNICOS QUE SUSTENTEN EL PROYECTO NORMATIVO (Si cuenta con ellos)

UPME - Plan de Expansión de Transmisión 2022-2036

ANEXOS:

Certificación de cumplimiento de requisitos de consulta, publicidad y de incorporación en la agenda regulatoria <i>(Firmada por el servidor público competente –entidad originadora)</i>	X
Concepto(s) de Ministerio de Comercio, Industria y Turismo <i>(Cuando se trate de un proyecto de reglamento técnico o de procedimientos de evaluación de conformidad)</i>	N/A
Informe de observaciones y respuestas <i>(Análisis del informe con la evaluación de las observaciones de los ciudadanos y grupos de interés sobre el proyecto normativo)</i>	N/A
Concepto de Abogacía de la Competencia de la Superintendencia de Industria y Comercio <i>(Cuando los proyectos normativos tengan incidencia en la libre competencia de los mercados)</i>	N/A
Concepto de aprobación nuevos trámites del Departamento Administrativo de la Función Pública <i>(Cuando el proyecto normativo adopte o modifique un trámite)</i>	N/A
Oficio con radicado 20221000149341 (MME 1-2022-045256) de la Unidad de Planeación Minero-Energética – UPME en el que remite el Plan de Expansión Transmisión 2022 – 2036	X
Acta Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión Acta No. 196	X
Comunicación CAPT Concepto Plan de Expansión de Referencia Transmisión 2022-2036	X

Aprobó:

JUAN DIEGO BARRERA REY
Jefe de la Oficina Asesora Jurídica

CARLOS ARTURO RODRIGUEZ CASTRILLON
Director de Energía Eléctrica (E)

Elaboró: Juan Sánchez Salazar
 Revisó: Rodrigo Prieto Lara , Carlos Rodríguez Castrillón , Sergio García Marín , Belizza Ruiz Mendoza. **BR**
 Margareth Muñoz Romero , Juan Diego Barrera Rey.