

Avance en proyectos de generación de electricidad a partir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER)

HADAR YESID SUÁREZ GÓMEZ, OLGA LILIANA LÓPEZ RODRÍGUEZ Y DIANA CLAUDIA DELGADO PRADA.
DIRECCIÓN Y REVISIÓN: GERMÁN CASTRO FERREIRA Y MARISOL MILLÁN HERNÁNDEZ.
CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA

El presente artículo se basó en el estudio sectorial sobre el avance en los proyectos de generación a partir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER)-(2021) y retoma elementos de actuaciones previas realizadas por la Contraloría General de la República (CGR), en relación con la política pública asociada a FNCER; específicamente se destacan: la auditoría coordinada sobre energías renovables en el sector eléctrico (2019); el estudio sectorial sobre sostenibilidad de mediano y largo plazo de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable –(FNCER)-(2020).

Contexto energético

Desde comienzos de este siglo, Colombia adhirió al Protocolo de Kioto y ratificó la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático, avanzando en temas de reducción de Gases Efecto Invernadero (GEI) y en la definición de políticas públicas en torno al Cambio Climático, Gestión del Riesgo de Desastres y Eficiencia Energética. Sin embargo, hasta la expedición de la Ley 1715 en 2014 se determinó que el sector eléctrico, a través de la integración de energías renovables no convencionales, aportaría a los objetivos de reducción de emisiones de GEI, sin renunciar a la seguridad del abastecimiento energético.

Con el Acuerdo de Cambio Climático París (COP 21), ratificado en la Ley 1844 de 2017, Colombia se comprometió a reducir sus emisiones de GEI en un 20%, con respecto a las emisiones proyectadas para 2030.

Otra importante motivación para impulsar la política pública de energías renovables deriva de la crisis de Hidroituango; desde la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), en su planeación de la oferta energética, se identificaron “*requerimientos por 2.886 MW de renovables no convencionales, en un escenario en que se recupere Hidroituango y 4.314 MW en un escenario en que se no recupere.*”¹



TECNOLOGIA	Cantidad FASE 1	Capacidad MW	Cantidad FASE 2	Capacidad MW	Cantidad FASE 3	Capacidad MW	TOTAL	TOTAL Capacidad MW
BIOMASA	19	241,2	7	79,0	3	61,4	29	381,6
EÓLICO	30	6.564,8	35	5.648,1			65	12.212,9
GEOTÉRMICO	1	50,0					1	50,0
HIDRÁULICO	354	14.882,4	127	9.112,6	29	2.121,7	510	26.116,7
SOLAR	522	6.682,2	341	16.468,3	81	280,0	944	23.430,5
TÉRMICO	19	1.517,6	96	17.835,1	4	75,5	119	19.428,2
TOTAL	945	29.938,2	606	49.143,1	117	2.538,6	1.668	81.619,9

Fuente: UPME; cálculos propios

Cuadro 1. Registro de proyectos de generación [MW]

Igualmente se identifica que en el escenario de expansión de generación más robusto, desde el punto de vista de confiabilidad en el suministro, de reducción de emisiones y de eficiencia en los costos del servicio, la oferta energética puede incluir hasta 25% de generación mediante FNCER.

Para avanzar en esta política pública, el Ministerio de Minas y Energía lideró la implementación de subastas para Contratación de Energía a Largo Plazo (CLPE) para energías renovables no convencionales, asignados en octubre de 2019 y noviembre de 2021, con resultados importantes en plantas a construir y con la vinculación de nuevos inversionistas al sector.

Con estas subastas y con la del Cargo por Confiabilidad (CxC), de concretarse la puesta en operación de los proyectos comprometidos, se lograría contribuir a aumentar la oferta en 3.287 MW mediante plantas renovables no convencionales que representa el 18% de un total de 18.000 MW que tiene el país.

Cabe destacar que, las subastas del CxC, al ser neutrales en cuanto a tecnología de generación a vincular, no estimulan la entrada de proyectos de FNCER. Es decir, el principal mecanismo de aumento de la oferta eléctrica del país no se articula con los objetivos de desarrollo bajo en carbono. Por su parte las subastas de renovables, son un mecanismo que bajo la normatividad actual sólo se harían esporádicamente.

En el registro de proyectos de generación de la UPME a 2022, se encuentran 1.039 proyectos de FNCER con 36.075 MW. Este mecanismo de registro se utiliza para conocer las diferentes iniciativas de proyectos de generación del país y se constituye en un insumo fundamental para elaborar el Plan Indicativo de Expansión de Generación².

Si bien existe una cantidad importante de proyectos de generación registrados (1.668; incluyendo térmicos e hidráulicos), sólo 117 con una capacidad de 2.538 MW, se encuentran en fase 3, la cual implica que estos ya han superado la etapa de factibilidad y hay avances en Ingeniería de detalle que hacen más viable la ejecución y operación del proyecto, los cuales deben contar con cronograma de ejecución y presupuesto estimado.

Problemas de los proyectos de FNCER en ejecución

Aunque se tiene identificados más proyectos de FNCER en curso, los análisis de la CGR se centran en aquellos comprometidos mediante los mecanismos de vinculación al mercado, específicamente las subastas del CxC y las de contratos de largo plazo; esto en la medida en que sobre dichos proyectos, hay mayor certeza en su desarrollo e incorporación a la oferta de energía.

Dichos proyectos suman 3.287 MW y sus compromisos de entrada a operar están entre el 1 de diciembre de 2020 y 1 de enero de 2023 (ver cuadro 2).

Proyecto	MW	Localización	Empresa	Tecnología	IPVO	Mecanismo Vinculación	Años*
El Paso Solar	86,2	El Paso - Cesar	EMGESA S.A. E.S.P.	Solar	1-dic-22	Cargo por Confiabilidad 2019	20
Chemesky (URRAICHI)	100	Uribia - La Guajira	ENEL GREEN POWER COLOMBIA S.A.S. E.S.P.	Eólico	1-dic-22	Cargo por Confiabilidad 2019	20
La Loma Solar	170	El Paso - Cesar	ENEL GREEN POWER COLOMBIA S.A.S. E.S.P.	Solar	1-dic-22	Cargo por Confiabilidad 2019	20
Tumawind (KUISA)	200	Uribia - La Guajira	ENEL GREEN POWER COLOMBIA S.A.S. E.S.P.	Eólico	1-dic-22	Cargo por Confiabilidad 2019	20
Windpeshi	200	Uribia/Maicao - La Guajira	ENEL GREEN POWER COLOMBIA S.A.S. E.S.P.	Eólico	1-dic-22	Cargo por Confiabilidad 2019	20
Parque Beta	280	Uribia/Maicao - La Guajira	EOLOS ENERGÍA S.A.S. E.S.P.	Eólico	1-dic-22 1-ene-22	Cargo por Confiabilidad 2019 & CLPE II-2019	20
Casa Eléctrica	180	Uribia - La Guajira	JEMEIWAA KA'I S.A.S.	Eólico	1-dic-22 1-ene-22	Cargo por Confiabilidad 2019 & CLPE II-2019	20
Parque Alpha	212	Maicao - La Guajira	VIENTOS DEL NORTE S.A.S. E.S.P.	Eólico	1-dic-22 1-ene-22	Cargo por Confiabilidad 2019 & CLPE II-2019	20
Campano	99	Chinú - Sucre	Trina Solar generador Colombia	Solar	1-ene-22	Subasta CLPE Renovables 2019	15
Cartago	99	Obando - Valle del Cauca	Trina Solar generador Colombia	Solar	1-ene-22	Subasta CLPE Renovables II-2019	15
San Felipe	90	Armero - Tolima	Trina Solar generador Colombia	Solar	1-ene-22	Subasta CLPE Renovables II-2019	15
Acacia 2	80	Maicao - La Guajira	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	Eólico	1-ene-22 1-dic-23	Subasta CLPE Renovables 2019 & CxConf CREG 132 de 2019	15/10
Apotolorry	74,59	Uribia - La Guajira	JEMEIWAA KA'I S.A.S.	Eólico	1-ene-22 1-dic-23	Subasta CLPE Renovables 2019 & CxConf CREG 132 de 2019	15/10
Camelia	250	Uribia - La Guajira	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	Eólico	1-ene-22	Subasta CLPE Renovables II-2019	15
PV La Unión; 100,0 MW NABUSIMAKE; 99,9 MW SOLAR ESCOBAL 6; 99,0 MW Parque Solar Fotovoltaico Manglares; 99,9 MW TEPUY; 83,0 MW PV La Mata; 80,0 MW BOSQUES SOLARES DE LOS LLANOS 6; 79,6 MW PLANTA DE GENERACIÓN SOLAR PUBENZA PSR2; 50,0 MW Parque Solar Caracol 1; 50,0 MW PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO SUNNORTE; 35,0 MW PARQUE SOLAR URRÁ; 19,9 MW	796,3	Córdoba Magdalena Tolima Antioquia Caldas Cesar Meta Cundinamarca Atlántico Norte de Santander Córdoba	SOLARPACK COLOMBIA S.A.S. E.S.P. ENEL GREEN POWER COLOMBIA S.A.S. E.S.P. CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. Fotovoltaico Arrayanes S.A.S. EPM S.A. E.S.P. SOLARPACK COLOMBIA S.A.S. E.S.P. EDF RENEWABLES COLOMBIA S.A.S. EDF RENEWABLES COLOMBIA S.A.S. Canadian Solar Energy Colombia S.A.S. Gensol S.A.S. URRA S.A. E.S.P.	Solar	1-ene-23	Subasta CLPE Renovables 2021	15
Guayepo	370	Ponedera y Sabanalarga - Atlántico	ENEL GREEN POWER COLOMBIA S.A.S. E.S.P.	Solar	1-dic-23	Cargo por Confiabilidad 2022	10

IPVO: Inicio del periodo de vigencia de la obligación **3.287**
 CxCon: Cargo por Confiabilidad
 CLPE: Contratos de largo plazo de energía
 * años de vigencia de compromisos adquiridos en los mecanismos de vinculación

Fuente: Auditorías Curva S e Informe estado de avance Generación y Transmisión - UPME (Versión, 30 de junio de 2021)

Cuadro 2. Proyectos de FNCER en ejecución

De los 26 proyectos de generación analizados, 14 estarán conectados al Sistema de Transmisión Nacional (STN), mediante 5 proyectos de líneas y subestaciones eléctricas, cuya construcción se asignó en convocatorias de expansión adelantadas por la UPME (ver Cuadro 3).

Proyecto	MW	Localización	Conexión STN
El Paso Solar	86	El Paso - Cesar	El Paso 110 kV
Chemesky (URRAICHI)	100	Uribia - La Guajira	Colectora 500 kV
La Loma Solar	170	El Paso - Cesar	La Loma 110 kV
Tumawind (KUISA)	200	Uribia - La Guajira	Colectora 500 kV
Windpeshi	200	Maicao - La Guajira	Cuestecitas 220 kV
Parque Beta	280	Uribia - La Guajira	Cuestecitas 500 kV
Casa Eléctrica	180	Uribia - La Guajira	Colectora 500 kV
Parque Alpha	212	Maicao - La Guajira	Cuestecitas 500 kV
Campano	99	Chinú - Sucre	Chinú 220 kV
Cartago	99	La Calera - Cundinamarca	Cartago 220 kV
San Felipe	90	Armero - Tolima	San Felipe 220 kV
Acacia 2	80	Maicao - La Guajira	Cuestecitas 110 kV
Apotolorry	75	Uribia - La Guajira	Colectora 500 kV
Camelias	250	Uribia - La Guajira	Cuestecitas 500 kV

Fuente: UPME; Informe estado de avance Generación y Transmisión (Versión, 29 de abril de 2020).

Cuadro 3. Proyectos de transmisión asociados a proyectos de FNCER

En los estudios realizados por la Contraloría se encontró que 2 de los 5 proyectos de líneas de transmisión en cuestión, Colectora-Cuestecitas y Copey- Cuestecitas, que tienen la mayor cantidad de proyectos asociados (9 en total, por 1.577 MW), presentan atrasos importantes³.

En estos análisis, la Contraloría identificó que el factor predominante para el retraso en la entrada en operación de los proyectos de generación de FNCER, radicaba en los mayores tiempos necesarios para que se concreten los proyectos de transmisión nacional y regional, con las condiciones de seguridad y estabilidad requeridas para la operación del sistema.

Con los retrasos de las líneas de transmisión, se pierde además la posibilidad de adelantar la entrada de proyectos de generación prevista y comprometida mediante mecanismos de vinculación al mercado.

Escenarios energéticos a 2022

La participación de las FNCER en los últimos cinco años, presenta una senda de crecimiento con mayores inversiones y proyectos en construcción; se destaca que en los últimos tres años la capacidad instalada ha aumentado impulsada por las plantas eólicas, solares y de biomasa.

El panorama identificado por los estudios de la Contraloría muestra que tan sólo 275 MW de los 3.287 MW en construcción, entraron a operar entre 2020 y 2022⁴. Los proyectos restantes se pueden extender hasta 2023, año en el que entrarían a operar el 92% de la generación prevista mediante FNCER.

Esta capacidad sería insuficiente y sin oportunidad si la comparamos con los 4.314 MW necesarios bajo el escenario de que no comience pronto la operación de la central de Hidroituango.

Si bien el Ministerio de Minas y Energía destaca que: “el país ya cuenta con más de 27 granjas solares en operación, 3 parques eólicos, 10 proyectos de autogeneración a gran escala y cerca de 3.000 proyectos solares fotovoltaicos a pequeña escala, con una capacidad acumulada de 1.015 MW”⁵, aún sería insuficiente para el escenario de renovables requerido según datos de la UPME.

Para el análisis de atención a la demanda, en el último plan de expansión de generación, la UPME estimó la energía firme⁶ del periodo 2022-2023, tanto para proyectos existentes como para proyectos nuevos vinculados mediante el cargo por confiabilidad.

En la imagen 1, se describe el comportamiento de la energía firme verificada hasta 2023, la energía firme asociada a cada proyecto de Cargo por Confiabilidad y de la subasta CLPE; así como el escenario de demanda de electricidad proyectado por la UPME en la revisión de la planeación realizada en junio de 2020.

A partir del escenario resumido en la Imagen 1, la UPME concluye que: “Considerando únicamente la

ENFICC⁷ estimada para los proyectos de las subastas de Cargo por Confiabilidad y CLPE, a partir de febrero de 2027 la demanda del escenario resultante supera la oferta de energía firme...

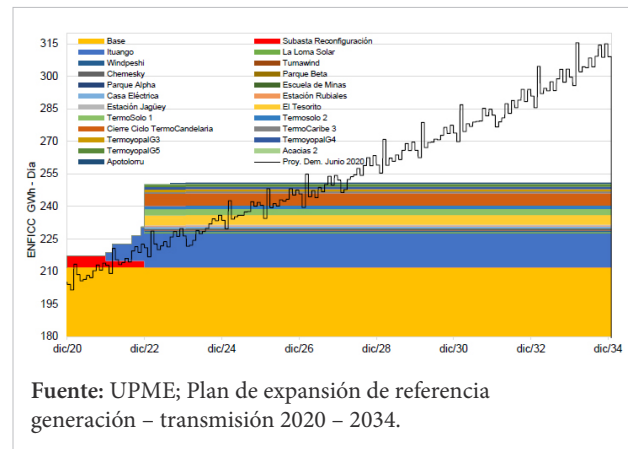


Imagen 1. Balance Energía en Firme Vs. Proyección Demanda de Energía Eléctrica.

Aunque la mayor expansión en capacidad se da con la tecnología eólica, en cuanto a energía firme el aporte se logra con tecnología hidroeléctrica y térmica asociado a los proyectos individuales del Cargo por Confiabilidad.”⁸

Para los análisis realizados la Contraloría toma sólo el escenario más conservador del Plan de Expansión de la UPME, que es el descrito como Escenario 0.1 (Ituango 1.200 MW), y en el cual se realiza una simulación operativa de referencia considerando sólo la expansión definida como fija.

Los resultados modelados muestran un posible crecimiento del 30% (5.391 MW) en la capacidad instalada del parque de generación, en comparación con 2019. Este incremento se explica principalmente por las asignaciones de nuevos proyectos realizadas en las Subastas de CxC y CLPE. Destacándose el crecimiento previsto del recurso eólico y solar con una capacidad total de 3.349 MW.

Complementariamente, en los escenarios identificados por la Contraloría, definidos a partir de los informes

de avance de los proyectos de FNCER y de proyectos de transmisión asociados, se encuentran que sólo 3 proyectos podrían entrar a operar en 2022 y según los requiere el mercado para garantizar confiabilidad en el abastecimiento de energía; ver Cuadro 4.

Adicionalmente, si tenemos en cuenta que la crisis de Hidroituango aceleró la implementación de la política de renovables, que tuvo su primer desarrollo con la aprobación de la Ley 1715 de 2014, se hacía necesario comparar si las expansiones futuras cubrirían la energía dejada de producir por los posibles retrasos en la entrada en operación de esta central⁹.

En tal sentido y analizado en términos capacidad instalada, al descontar de la oferta futura los primeros 1.200 MW de Hidroituango que estaban previstos para el 1 de diciembre de 2022, se tenía que el 2022 debió ser un año de mucha exigencia para el abastecimiento confiable de la demanda; adversidad que no se presentó por ser un año de fuertes precipitaciones donde se mantuvo la predominancia de la generación hidráulica que disminuyó el riesgo.

En su último estudio sobre FNCER, la Contraloría General analizó si los proyectos de generación en construcción serían suficientes para cubrir retrasos adicionales en la entrada en operación de esta central de Hidroituango, encontrando que, en términos de energía en firme, se puede, a partir del escenario más realista de puesta en marcha de proyectos asociados a FNCER, el año 2023 será muy exigente si se presentan mayores atrasos en la entrada de este proyecto, si se atrasan los proyectos de FNCER previstos para este año o si no se terminan las líneas de transmisión requeridas para llevar la energía a los usuarios finales.

Lo anterior hace evidente que se requieren ajustes a la planeación de la expansión del sistema de transmisión nacional y las conexiones de plantas generadoras, para que su entrada a operar sea más oportuna y no se convierta en un problema adicional, a los asociados al incumplimiento de fechas previstas en la planeación; los tiempos invertidos en licenciamiento, diseño y construcción, deben corresponder con las necesidades reales de estos trámites y deben ajustarse mejor a la demanda prevista de energía.

Proyecto	Tecnología	MW	IPVO	FPO (UPME escenario 1.0)	FPO Auditor Curva S	FPO (peor escenario)
Hidroituango	Hidro	1.200	2022	2022	2022	2022
El Paso Solar	Solar	86	2022	2021	2022	2022
Chemesky (URRAICHI)	Eólico	100	2022	2023	2023	2023
La Loma Solar	Solar	170	2022	2022	2022	2022
Tumawind (KUISA)	Eólico	200	2022	2023	2023	2023
Windpeshi	Eólico	200	2022	2022	2022	2022
Parque Beta	Eólico	280	2022	2023	2022	2023
Casa Eléctrica	Eólico	180	2022	2023	2023	2023
Parque Alpha	Eólico	212	2022	2023	2022	2023
Campano	Solar	99	2022	2022	2023	2023
Cartago	Solar	99	2022	2022	2023	2023
San Felipe	Solar	90	2022	2022	2023	2023
Acacia 2	Eólico	80	2022	2022	2023	2023
Apotolorry	Eólico	75	2022	2023	2023	2023
Camelia	Eólico	250	2022	2023	2024	2024
PV La Unión; 100,0 MW NABUSIMAKE; 99,9 MW SOLAR ESCOBAL 6; 99,0 MW Parque Solar Fotovoltaico Manglares; 99,9 MW TEPUY; 83,0 MW PV La Mata; 80,0 MW BOSQUES SOLARES DE LOS LLANOS 6; 79,6 MW PLANTA DE GENERACIÓN SOLAR PUBENZA PSR2; 50,0 MW Parque Solar Caracolí; 50,0 MW PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO SUNNORTE; 35,0 MW PARQUE SOLAR URRÁ; 19,9 MW	Solar	796	2023	n.a.	2023	2023
Guayepo	Solar	370	2023	n.d.	2023	2023
Totales		4.117,1				
Total FNCER		2.917,1				
MW de FNCER a 2021			-	86,5	-	-
MW de FNCER a 2022			5.138,5	1.529,5	2.266,1	562,3
MW de FNCER a 2023			2.047,4	5.569,9	4.551,5	6.255,3
MW de FNCER a 2024			n.d.	n.d.	368,3	368,3

ENFICC: Energía en firme
IPVO: Inicio del periodo de vigencia de las obligaciones
FPO: Fecha de puesta en operación

Fuente: UPME, XM; Cálculos propios

Cuadro 4. Escenarios expansión oferta FNCER + Hidroituango

También es necesario mejorar el seguimiento para que se identifiquen oportunamente los problemas que enfrentan los proyectos de generación comprometidos en los diferentes esquemas.

Conclusiones

- ▶ En 2022 y tras 8 años de expedición de la Ley 1715 de 2014, las Fuentes no Convencionales de Energía Renovables -FNCER- representan sólo el 2,4% de la capacidad instalada de generación en Colombia. En cuanto a producción eléctrica las fuentes no convencionales no alcanzan el 3% del total de energía producida.
- ▶ Lograr el objetivo de la citada Ley, que es el de aportar a la reducción de emisión de GEI, requiere que se establezcan condiciones preferenciales para la entrada de las FNCER; la neutralidad tecnológica predominante en la regulación del sector eléctrico puede ser contraproducente al permitir también la construcción de plantas que utilizan fuentes contaminantes.
- ▶ En un mecanismo como las Subastas del CxC que podría ser idóneo para estimular la promoción de FNCER, con la entrada de tecnologías de mayores emisiones, se corre el riesgo de anular los esfuerzos estatales para suplir la demanda de energía con criterios ambientales.
- ▶ Las subastas de renovables, son un mecanismo específico para promover las FNCER que, bajo las condiciones actuales, sólo se harían esporádicamente. Dado su gran potencial para garantizar las inversiones requeridas en proyectos de generación renovable, sería ideal establecer su activación periódica y más articulada con la planeación de la oferta de electricidad.
- ▶ Para lograr la transformación esperada de la matriz energética se debe sustituir la generación con mayores emisiones (carbón y combustibles líquidos), por recursos más limpios e incluso más económicos como las FNCER. Marchitar tecnologías

contaminantes de manera gradual y aumentar eficiencia energética pueden complementar la estrategia para avanzar en los objetivos con el cambio climático, al ser las medidas más costo-eficientes.

- ▶ Desde los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) asociados al servicio de electricidad, hay metas que requieren más trabajo para su consolidación, tales como la de acceso universal a la energía moderna y la de duplicar la mejora en la eficiencia energética. Por otro lado, se necesita mayor acompañamiento para que los proyectos entren a operar en las fechas que se requieren y así asegurar el abastecimiento de energía.

“ De concretarse la puesta en operación de los proyectos comprometidos, se lograría contribuir a aumentar la oferta en 3.287 MW mediante plantas renovables no convencionales. ”

- ▶ La gestión para la promoción y el aprovechamiento de las FNCER en Colombia aún no se puede considerar como una política pública consolidada y en buena marcha; esto en la medida en que aún se requieren ajustes normativos y mayor desarrollo regulatorio, que posibilite la implementación y oportuna entrada en operación de los proyectos.
- ▶ La correcta planificación, la consecución de los objetivos propuestos, la revisión permanente de indicadores y la articulación institucional, son algunas de las acciones que garantizarán la eficacia de la implementación de las políticas públicas en torno al cambio climático.
- ▶ Adicionalmente, se reconoce la necesidad de ajustar el marco regulatorio para que sea más adecuado y oportuno; paso que es fundamental para lograr la penetración y sostenibilidad de las

FNCER, aportando además al crecimiento económico del país dado el potencial de inversión y crecimiento de esta actividad.

- ▶ Se advierte que sólo 456MW de los 3.487MW en construcción podrían comenzar a operar en las fechas previstas y los restantes se pueden extender hasta 2023, año en el que entraría a operar el 76% de la generación comprometida mediante FNCER. Gran parte de estos proyectos podrían no empezar a operar en las fechas previstas y no se lograría que cubrieran los retrasos adicionales que pudiera presentar la central de Hidroituango, que estaba prevista para diciembre de 2022. Si bien el 2022 pudo ser un año crítico para el mercado de no ser por los altos volúmenes de lluvias; el año 2023 será más exigente para garantizar la oferta, si se presentan mayores contratiempos en la entrada de Hidroituango o no se consolidan los proyectos FNCER en curso.
- ▶ Finalmente, con los retrasos de los proyectos de transmisión, se pierde la posibilidad de adelantar la entrada de proyectos de generación prevista y comprometida mediante mecanismos de vinculación al mercado.



- ▶ El impulso de una actividad como las Energías Renovables no Convencionales, que es parte de la estrategia nacional para la distinción de la emisión de gases de efecto invernadero, debería prever con suficiente antelación las inversiones que se requieran en transmisión; así como las de generación de respaldo e incluso bancos de baterías u otro medio de almacenamiento para mitigar la intermitencia y viabilizar estos tipos de generación. ▲

-
- * **Hadar Yesid Suárez Gómez.** Ingeniero Electricista, Administrador Público y Especialista en Economía Internacional. Profesional del área de Estudios Sectoriales de la Contraloría Delegada para Minas y Energía, Contraloría General de la República (CGR).
 - * **Olga Liliana López Rodríguez.** Economista y Especialista en Finanzas y Mercado de Capitales, Profesional del área de Estudios Sectoriales de la Contraloría Delegada para Minas y Energía, Contraloría General de la República (CGR).
 - * **Diana Claudia Delgado Prada.** Economista y Especialista en Pensamiento Estratégico y Prospectiva, Profesional del área de Estudios Sectoriales de la Contraloría Delegada para Minas y Energía, Contraloría General de la República (CGR).
 - * **Marisol Millán Hernández.** Abogada, Especialista en Seguros con Maestría en Derecho Público y Candidata a Doctor en Agua y Desarrollo Sostenible, Directora de Estudios Sectoriales de la Contraloría Delegada para Minas y Energía, Contraloría General de la República (CGR).
 - * **Germán Castro Ferreira.** Ingeniero Eléctrico de la Universidad Tecnológica de Pereira (UTP), MBA de la Universidad de Los Andes con más de 40 años de experiencia en el sector energético. Fue Director Ejecutivo de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y actualmente es Contralor Delegado para el Sector de Minas y Energía de la Contraloría General de la República CGR.

- 1 UPME; Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 2017-2031.
- 2 UPME; Registro de proyectos de generación de energía eléctrica; 2018.
- 3 CGR; Avance en los proyectos de generación a partir de fuentes no convencionales de energía renovable -FNCER-; 2021.
- 4 Adicionalmente entraron 99,76 MW de otros proyectos no asociados a los mecanismos de vinculación analizados.
- 5 Ministerio de Minas y Energía; Memorias al Congreso Agosto 2018 - Julio 2022; Página 6.
- 6 Es la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación continuamente, en condiciones de baja hidrología, estimada para 1 año.
- 7 Energía firme del Cargo por Confiabilidad
- 8 UPME; Plan de expansión de referencia generación – transmisión 2020 – 2034; volumen 2; página 23.
- 9 Que tiene una capacidad estimada de 2.400, cerca del 14 % del parque de generación actual.