

Las barreras que frenan proyectos de generación de energía eléctrica

A la fecha existen 106 con trámites pendientes, de los cuales el 46% son por licenciamiento ambiental y el 38 % ante las corporaciones autónomas.

Leidy Julieth Ruiz Clavijo

DEBIDO A TRÁMITES ambientales, conflictos sociales en los territorios, procesos extensos de consulta previa, demoras en conexiones y la creciente inseguridad en algunas zonas del país, se han venido acumulando grandes rezagos en la salida a flote de diversos proyectos de generación de energía eléctrica.

Por estas causas, en los últimos años la entrada de estas iniciativas ha venido disminuyendo de manera importante y por consiguiente se ha reportado menor energía nueva en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

El panorama es más que preocupante hacia el corto plazo: en 2021 solo ingresó el 7% con 132 megavatios (MW) de la energía esperada; en 2022 fue el 27,5% con 995 megavatios (MW); en 2023 fue el 17,47% con 1.155 megavatios (MW); en 2024 fue del 25,29% con 1.447 megavatios (MW), y en lo que va del 2025 solo ha ingresado en operación el 8,5% de lo esperado a inicios del año al llegar a 299,57 megavatios (MW).

Al interior del mercado se ha venido advirtiendo que la no materialización de la capacidad de generación esperada incrementa directamente el riesgo de desabastecimiento eléctrico, sin que por ahora las señales de política pública mitiguen esas preocupaciones.

De acuerdo con cifras consolidadas por Andeg, con datos del sector y de

XM, operador del mercado eléctrico, a la fecha existen 106 proyectos de generación, con capacidad de 2.500 megavatios, con trámites pendientes, de los cuales el 46% son por licenciamiento ambiental (1.159 megavatios) y el 38% ante las corporaciones autónomas, es decir, una capacidad de 1.159 megavatios sin poder entrar a suplir una demanda que no para de crecer. Por su parte, el 10% corresponden a procesos pendientes ante la Unidad de Planeación Minero Energética (Upme), y 5% tienen trámites pendientes de consulta previa ante el Ministerio del Interior.

Ante esta radiografía, varios expertos y académicos han alertando por los efectos que tiene este rezago en la entrada de proyectos de generación por conexión y factores sociales y normativos, como por ejemplo serias implicaciones económicas y de seguridad energética para el país.

Y las consecuencias ya se están viendo, porque las cifras disponibles del operador del mercado (XM), reflejan que ya hay una brecha negativa entre la demanda de energía y la oferta, que ya está en el -1,6%.

Así las cosas, la no materialización de la capacidad de generación esperada incrementa el estrés y la vul-

nerabilidad del sistema, especialmente durante periodos de hidrología crítica o alta demanda, como lo señaló recientemente Natalia Gutiérrez, presidenta de la Asociación Colombia de Generadores de Energía Eléctrica (Acolgén), gremio de los generadores de energía eléctrica. Y como consecuencia, esta situación no solo encarece la energía al depender de recursos más costosos, sino que también afecta la confianza de los inversionistas en la planificación sectorial y pone en riesgo la confiabilidad del suministro a nivel nacional.

Por ello, para los expertos es fundamental asegurar la velocidad y el ritmo esperado de ejecución de estos proyectos es indispensable para mantener la estabilidad macroeconómica y la continuidad de este servicio esencial.

LAS CAUSAS DEL FRENO

Existen varios factores que han generado estos rezagos en los diferentes proyectos de generación de energía. Dentro de estas se encuentran los trámites ambientales que se han venido ralentizando de manera significativa.

Otro punto son los conflictos sociales en los territorios, los cuales han generado que varios proyectos, entre éstos los eólicos, salgan

mayormente afectados ya que no se logra llegar a acuerdos que permitan avanzar con la construcción o incluso la conexión con las diferentes líneas de transmisión del país.

Además, los procesos extensos de consulta previa generan mayores retrasos a este tipo de proyectos de generación de energía, ya que las entidades encargadas de dar las aprobaciones como la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) y las Corporaciones Autónomas Regionales (CAR) a veces toman mayor tiempo del esperado.

Otra de las situaciones que han repercutido en el avance de la salida a flote de estos proyectos está relacionada con la inseguridad en algunas zonas del país, es decir, el desarrollo de iniciativas en zonas de conflicto armado genera impactos para las empresas.

A esto se suma que las señales de política pública para incentivar nuevas inversiones han sido débiles, e incluso contradictorias. Fuentes del sector explican que el discurso oficial reciente ha desincentivado el desarrollo de más plantas térmicas e hidráulicas, precisamente las que han garantizado que el país no se apague en los últimos 30 años.

De acuerdo con informa-



Natalia Gutiérrez, presidenta de Acolgén. Foto: Acolgén

ción pública de XM, existen retrasos de hasta 13 años en infraestructura del Sistema de Transmisión Nacional y de 11 años en infraestructura del Sistema de Transmisión Regional.

Un dato que no es menor ya que se estima que las empresas deben hacer inversiones anuales de alrededor de \$13 billones para garantizar la prestación del servicio, además de las inversiones ambientales y sociales.

Según la información de la Upme en la última jornada de implementación de estudios de conexión (Upme, 2022), hay casi 16 gigavatios (GW) de proyectos con posibilidad de ser instalados en los próximos años: 5,055 gigavatios (GW) de proyectos con garantías y compromisos, 10,267 gigavatios (GW) con garantías y sin compromiso, 0,585 giga-

váticos (GW) en verificación. La capacidad total que solicita conexión supera los 56 gigavatios (GW) en proyectos conectados al Sistema de Transmisión Nacional (STN) y los 1,7 gigavatios (GW) en proyectos distribuidos.

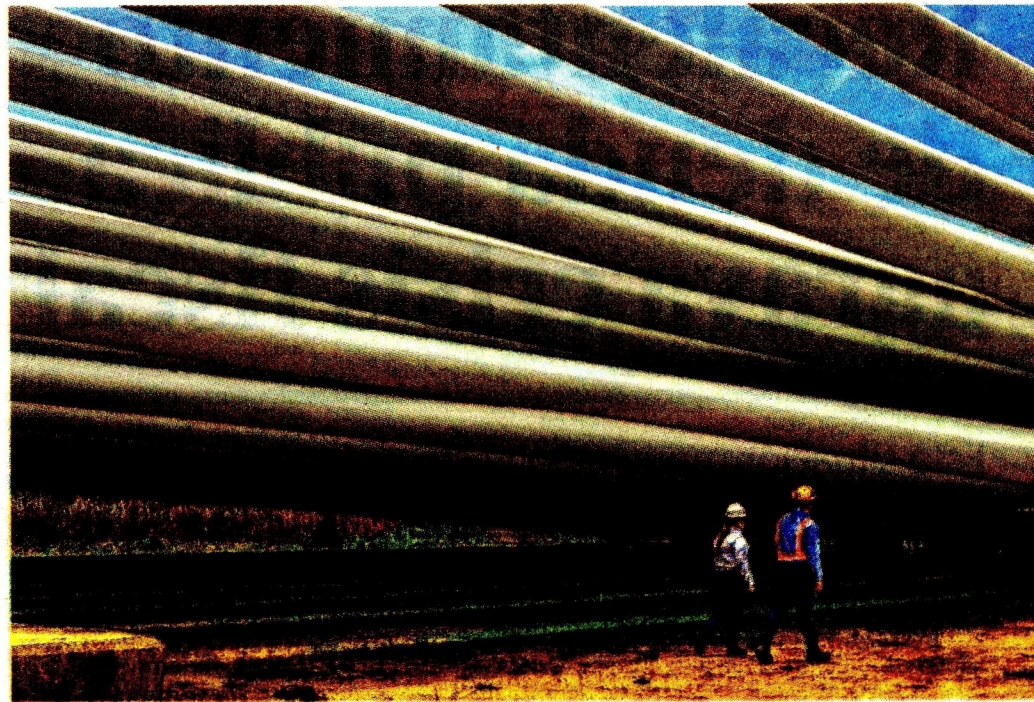
Para Natalia Gutiérrez, presidenta de Acolgén, los cuellos de botella están más que identificados: licenciamiento ambiental, inseguridad, consultas previas y conflictividad social, entre otros. "La transición no se logra con discursos; se logra destrabando proyectos y garantizando la seguridad energética. Porque sin seguridad energética no hay transición energética", recalcó.

De acuerdo con el Centro Regional de Estudios de Energía (Cree) el respaldo de las fuentes intermitentes requiere participación de hidroeléctricas, pero parece poco realista en el entorno actual de restricciones sociales y ambientales.

"El modelo indica la selección de tecnología de mínimo costo, pero no incorpora los esfuerzos de política. Tal vez este resultado indique que sería necesario un esfuerzo en generar capacidad en este aspecto, o cómo se reemplaza o se ralentiza. Las metas pueden ser muy agresivas para agentes del sector y las restricciones", señaló el Cree en un reciente documento.

¿QUÉ DICEN LAS EMPRESAS?

Con este panorama son las empresas las más afectadas ante los retrasos en la



El proyecto Windpeshi, de Ecopetrol, sigue con las aspas parqueadas en terreno. Foto: Ecopetrol

46%

es el porcentaje de proyectos de generación de energía eléctrica que están a la espera por el trámite de licenciamiento ambiental, sumando 1.159 megavatios de capacidad. Esto a contribuido a que la brecha entre la demanda y la oferta esté negativa, en -1,6%.



entrada de los proyectos de generación. Para Camilo Marulanda, presidente de Isagén, existen dos barreras grandes que han hecho que se generen dificultades en estas iniciativas.

“Hay unas barreras sociales, ambientales en la parte de licenciamiento y de construcción, el segundo tema es la incertidumbre regulatoria asociada a diferentes cambios que ha realizado la Comisión de Regulación de Energía y Gas (Creg) y unas señales preocupantes en torno a modificaciones con proyectos de ley que están en curso en el Congreso de todo el esquema regulatorio de la estructura regulatoria del sector eléctrico”, resaltó.

Según cifras entregadas por el presidente de esta compañía, en los últimos cinco años ha entrado menos del 20% de la oferta nueva de los proyectos nuevos que se tenía en el portafolio. “El último año creo que ha sido menos del 5% de esos proyectos”, mencionó.

Entre tanto, resaltó que, aunque se haya avanzado en la entrada de iniciativas solares en el país, estas se mantienen muy por debajo de lo que se había previsto.

“A pesar de que se ha crecido sensiblemente en el componente solar de la generación en el país llegando a casi 3.000 megas, eso está muy por debajo de las estimaciones que se tenían para este momento en términos de nueva oferta. Yo creo que eso hay que pararle mucha atención”, dijo Marulanda.

Y advirtió que la situación más complicada la está teniendo el departamento de La Guajira, al tener la mayor cantidad de proyectos suspendidos debido a que es una de las zonas de mayor problemática con las comunidades e incluso se complica la aprobación del licenciamiento ambiental.

“Creo que la situación más grave es en la Guajira, cerca de 2.000 megavatios de capacidad que ya debieron haber estado funcionando desde el 2022, hoy ni siquiera se están construyendo. Creo que ha habido algunos avances en el tema de la Colectora, que es la línea principal para conectar esos proyectos al centro del país, pero todavía falta un camino muy largo en las conexiones de esos proyectos a esa línea que en algunos casos pueden ser de entre 50 y 70 kilómetros, y en la construcción de los proyectos”, añadió.

Esta situación ha generado que empresas como

“Ha crecido sensiblemente el componente solar de la generación, pero está muy por debajo de las estimaciones que se tenían para este momento”.

Enel y como EDP Renewables hayan abandonado o salido de los proyectos que están en esta zona del país y empresas como Celsia y EPM han decidido no adelantar los proyectos que tenían pensados en la zona.

Con lo anterior, Marulanda mencionó que a lo que el Gobierno debería hacerle hincapié es a procurar generar mayor claridad regulatoria para que las inversiones vuelvan al país y los proyectos salgan a flote.

“Tenemos una subasta de cargo por confiabilidad en el segundo trimestre del año entrante, donde hay unas normas que están cambiando frente a lo que se traía y donde las condiciones que hoy están en firme hacen poco atractivo participar en esa subasta”, agregó el presidente de Isagén.

Y otro punto que resaltó Marulanda está relacionado con que hay un proyecto de ley en curso, que modifica toda la estructura tarifaria y regulatoria del sector, el cual calificó como ‘preocupante’ ya que impactará la inversión local y extranjera en proyectos.

Y si bien hay algunos avances como el de las consultas previas del proyecto Windpeshi, ahora a cargo de Ecopetrol, desde los proyectos de energía renovable se continúan presentando demoras significativas en la evaluación de trámites por parte de algunas entidades. La dispersión de criterios, tiempos de respuesta prolongados y solicitudes adicionales no estandarizadas siguen generando incertidumbre para los proyectos.

Por ejemplo, en la comparación entre los tiempos estipulados por regulación y los tiempos que efectivamente están tardando los trámites con base en la experiencia del sector durante 2025 hay una brecha evidente.

Con esto, para los contratos de conexión, estos se están tardando entre 5 y 7 meses para proyectos entre 1 y 10 megavatios y para los de más de 10 megavatios el tiempo está entre 6 y 10 meses y lo que dice la norma es que deben ser cuatro meses.

Para la licencia ambiental parque y línea que le corresponde a los mayores a 10 megavatios el tiempo estipulado es de seis meses y este se está demorando entre 7 y 18 meses.

En lo que corresponde al permiso ambiental parque y línea para proyectos de menos de 10 megavatios el tiempo está entre los cinco y 12 meses y lo recomendado son dos meses.

Para la aprobación de licencias ambientales se espera que sea de un mes el trámite, pero se está demorando 14 meses.

Y si se agregan los dispendiosos trámites de consultas previas, la situación se enreda más, ya que no en vano, luego de varios años y ahora en manos de Ecopetrol, esta compañía dijo a finales de noviembre que luego de tres meses había alcanzado un avance superior al 90% en la recepción de los acuerdos de consulta previa de los proyectos Parque Eólico Windpeshi, de 205 megavatios de capacidad, y su línea de transmisión. Además de las 41 turbinas de 5 megavatios, la infraestructura eléctrica adicional que requiere Windpeshi está compuesta por una

subestación elevadora de 180 megavoltio amperios, una línea de transmisión de 60 kilómetros con 138 torres, vías internas, campamentos y facilidades para su operación.

En medio de estos escollos, se calcula que Colombia necesita triplicar su capacidad actual para evitar un déficit estructural hacia 2027. Es por ello que, en los

“En la subasta de cargo por confiabilidad hay normas que están cambiando y las condiciones hacen poco atractivo participar”.

próximos cinco años se requerirán al menos 6.000 megavatios (MW) adicionales de energía renovable y una inversión cercana a US\$5.000 millones para garantizar un suministro eléctrico suficiente, competitivo y sostenible. Debido a esto, desde el sector eléctrico se ha instado a que culminen las medidas del plan de choque que aún están en discusión, asegurando su adopción y aplicación efectiva como el almacenamiento y las subastas, declarar un fast track de emergencia para la resolución de trámites retrasados, con mecanismos claros de articulación interinstitucional.

Igualmente, fomentar mayor competencia mediante la creación de bonos tributarios transables asociados a la inversión en renovables, equilibrar la participación comunitaria con la urgencia de avanzar en los cronogramas de construcción y entrada a operación, entre otros. ▢



RENDICIÓN de CUENTAS 2025

El Ministerio de Justicia y del Derecho invita a la ciudadanía a conocer los resultados de su gestión durante el último año.

 **16 de diciembre de 2025**
 9:30 a. m.
 Complejo Penitenciario y Carcelario de Bogotá - La Picota (avenida calle 51 sur, Bogotá).

