

	Acta de reunión Acta N° 775 5 Diciembre, 2024 Hotel Hilton Garden Inn Bogotá
Reunión CNO 775	

Lista de asistencia

Empresa	Nombre Asistente	Invitado	Miembro
PROELECTRICA	Carlos Haydar	NO	SI
CNO	Adriana Perez	SI	NO
CNO	Alberto Olarte	SI	NO
EPM	German Caicedo	NO	SI
Energía del Suroeste	Gabriel Jaime Ortega	NO	SI
TEBSA	Eduardo Ramos	NO	SI
ENEL Colombia	Gina Pastrana	NO	SI
XM	Juan Carlos Morales	NO	SI
XM	Emma Maribel Salazar	NO	SI
ISAGEN	Mauricio Arango	NO	SI
ISAGEN	Juan Esteban Flórez	NO	SI
CNO	Marco Antonio Caro Camargo	SI	NO
TERMONORTE	Sebastian Rodriguez	SI	NO
CELSIA	German Garces	NO	SI
MINENERGÍA	Carlos Eduardo Martinez	SI	NO
GECELCA	Carolina Palacio	NO	SI
ENERTOTAL SA ESP	Eliana Garzón	NO	SI
AIR-E S.A.S. E.S.P.	Henry Andrade López	NO	SI
UPME	Hector Rosero	SI	NO
UPME	José Morillo	SI	NO

AES COLOMBIA	Juan Carlos Guerrero	NO	SI
Energía del Suroeste	Julieta Naranjo	NO	SI
UPME	Enrique Cifuentes	SI	NO
UPME	Luis López	SI	NO
TEBSA	Mauro Gonzalez	NO	SI
AIR-E S.A.S. E.S.P.	Santiago Villa	NO	SI
Termoyopal Generación 2	Vanessa Archila	SI	NO
UPME	Andrés Peñaranda	SI	NO
CNOGas	Hernán Salamanca	SI	NO
Enfragen	Javier Ferreira	SI	NO
IDEAM	Julieta Serna	SI	NO

Agenda de reunión

N°	Hora	Descripción
1	08:30 - 09:15	Informe IDEAM.
2	09:15 - 09:45	Aprobaciones. - Actas pendientes. - Acuerdos.
3	09:45 - 10:15	Resultados elecciones miembros CNO 2025 y solicitudes Invitados 2025.
4	10:15 - 11:15	Informe Secretario Técnico.
5	11:15 - 12:15	Presentación XM – Situación eléctrica y energética.
6	12:15 - 13:00	Informe UPME.
7	13:00 - 13:15	Varios.

Verificación quórum	SI
---------------------	----

Desarrollo

Punto de la agenda	Plan operativo	Objetivo	Acción	Presentación	Inclusión plan operativo
1. INFORME IDEAM	NO	Presentar la evolución de las principales variables hidrometereológicas y la predicción del clima en el país.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

Se está experimentando una fase convectiva de la oscilación MJO, pero no tan marcada como en ocasiones anteriores. Adicionalmente, se espera este comportamiento para la segunda mitad de diciembre del año en curso.

Al margen de lo anterior, CELSIA comenta que lo presentado por el IDEAM no es concordante con la hidrología que se está experimentando, donde las precipitaciones no han sido las esperadas durante la primera mitad de diciembre del año 2024.

Conclusiones

- De acuerdo con el informe publicado el 19 de noviembre de 2024 por el IRI, las condiciones oceánicas y atmosféricas en todo el Pacífico tropical son indicativas de condiciones de ENSO-Neutral. Tanto los índices tradicionales como los ecuatoriales de Oscilación del Sur se encuentran en un rango neutral respecto del ENSO. Los vientos alisios (a 850 hPa) están cerca de lo normal en el Pacífico tropical ecuatorial central y oriental, mientras que los vientos de nivel superior (a 200 hPa) también están cerca del promedio en el Pacífico ecuatorial.
- Durante septiembre, octubre y principios de noviembre, hubo un debilitamiento sostenido de los vientos alisios en el Pacífico ecuatorial, lo que tendió a inhibir el desarrollo de La Niña. Las temperaturas por debajo de la media persisten en profundidad en el Pacífico oriental y central (al este de la línea de cambio de fecha), mientras que las temperaturas por encima de la media dominan tanto en profundidad como cerca de la superficie en el Pacífico occidental. En conjunto, estas condiciones observadas en el sistema océano-atmósfera acoplado indican que las condiciones ENSO continúan siendo neutrales en el Pacífico ecuatorial.
- Pese a que se esperan condiciones La Niña para el trimestre diciembre/24-enerofebrero/25; las lluvias para este periodo no solo dependerán de esta fase del ENOS, sino también del ciclo estacional propio de la época del año y de la influencia de la variabilidad intraestacional (MJO y otras ondas ecuatoriales).
- Acorde al consenso oficial emitido por el IRI, se prevé un favorecimiento de condiciones La Niña para el trimestre diciembre/24-enero-febrero/25 (probabilidad de ocurrencia del 72%) hasta el trimestre enero-febrero-marzo/25 con una probabilidad del 61%; sin embargo, el modelo probabilístico publicado por este mismo ente el 19 de noviembre, estima que condiciones de La Niña sólo se presentarían por el trimestre diciembre/24- enero-febrero/25, pero con probabilidades cercanas al 50%. Por lo anterior, la evolución y duración de esta fase del ENSO (La Niña) aún es una incertidumbre .

- Por ahora, tanto modelos internacionales como los propios de Ideam, prevén para el mes de diciembre, precipitaciones entre normal y por encima de la climatología de referencia 1991-2020 en gran parte del país.
- No obstante, para el trimestre consolidado diciembre/24-febrero/25, el modelo de predicción climática del Ideam estima precipitaciones entre 10% y 30% por encima de la climatología de referencia 1991-2020 en gran parte del territorio colombiano. En la Orinoquía, se prevén déficits de precipitación entre un 10% y un 30% con respecto a los promedios históricos en gran parte de la región. En la Amazonía, en general, se prevén precipitaciones dentro de los valores históricos..
- Para el trimestre consolidado marzo-mayo/25 se prevén incrementos de precipitaciones superiores al 30% con respecto a los promedios 1991-2020 para la mayor parte de las regiones Caribe, Andina y Orinoquía. Para la Pacífica y la Amazonía se estima precipitaciones dentro de los promedios históricos, excepto para Vaupés, centro-oriente de Caquetá y gran parte de Amazonas donde se prevén déficits de lluvias alrededor del 20%.

2. APROBACION ACTAS Y ACUERDOS	NO	Presentar las actas pendientes y los acuerdos recomendados para su aprobación.	APROBACIÓN	SI	NO
--------------------------------	----	--	------------	----	----

Desarrollo

- ACTAS:

1. ACTA 771: Publicada para comentarios el 12 de noviembre. Sin Comentarios.
2. ACTA 772: Publicada para comentarios el 30 de noviembre. Sin Comentarios.
3. Acta 773: Publicada para comentarios el 30 de noviembre. Sin comentarios.
4. ACTA 774: C N O no Presencial.

El Consejo aprueba las actas presentadas con los comentarios allegados.

2. ACUERDOS:

Se presentaron los siguientes acuerdos recomendados para su aprobación:

1. Por el cual se modifican los parámetros Velocidad máxima de cambio de carga del Sistema y Velocidad mínima de cambio de carga por unidad.
2. Por el cual se aprueban las actualizaciones del mínimo técnico y las rampas de la planta Termosierra.
3. Por el cual se aprueba la ampliación de la vigencia del Volumen Útil y del Volumen Mínimo Técnico temporales del embalse Guavio.
4. Por el cual se aprueba la actualización del plazo para la presentación de los resultados de las pruebas de estatismo y banda muerta de las unidades Termoyopal G3 y G5.
5. Por el cual se aprueba la ampliación del plazo para la realización de las pruebas de capacidad efectiva neta y consumo térmico específico de la planta Termosierra.
6. Por el cual se certifican las pruebas de estatismo y banda muerta de las unidades y plantas de generación conectadas al SIN.
7. Por el cual se aprueba el procedimiento para la realización de las pruebas de verificación de la curva de capacidad de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW.
8. Por el cual se aprueba la modificación del mínimo técnico de la unidad 1 de la planta de generación Urrá.
9. Por el cual se aprueba la actualización de la serie hidrológica para la central Amoyá.
10. Por el cual se actualiza la integración de la lista de firmas interventoras de los proyectos de expansión que se ejecuten en los Sistemas de Transmisión Regional STRs.
11. Por el cual se actualiza el "Procedimiento para la realización de las pruebas de verificación de la curva de capacidad de las plantas de generación eólicos y solares fotovoltaicas conectados al STN y STR y de los autogeneradores conectados al STN y al STR sin entrega de excedentes".

12. Por el cual se aprueba la modificación del Reglamento Interno del Consejo Nacional de Operación.

Los acuerdos presentados fueron aprobados salvo el de Reglamento interno que se someterá a aprobación en el siguiente punto del acta y el acuerdo " Por el cual se actualiza el "Procedimiento para la realización de las pruebas de verificación de la curva de capacidad de las plantas de generación eólicos y solares fotovoltaicas conectados al STN y STR y de los autogeneradores conectados al STN y al STR sin entrega de excedentes" el cual dependerá de las resoluciones CREG que el regulador considere su vigencia teniendo en cuenta el decreto MME 1403.

Conclusiones

- Las actas presentadas fueron aprobadas.
- Los acuerdos presentados fueron aprobados salvo el acuerdo de modificaciones al Reglamento interno que se presentará en el siguiente punto del acta. Los acuerdos presentados fueron aprobados salvo el de Reglamento interno que se someterá a aprobación en el siguiente punto del acta y el acuerdo " Por el cual se actualiza el "Procedimiento para la realización de las pruebas de verificación de la curva de capacidad de las plantas de generación eólicos y solares fotovoltaicas conectados al STN y STR y de los autogeneradores conectados al STN y al STR sin entrega de excedentes" el cual dependerá de las resoluciones CREG que el regulador considere su vigencia teniendo en cuenta el decreto MME 1403.

3. RESULTADOS ELECCIONES 2025 Y SOLICITUDES INVITADOS 2025	NO	Presentar al Consejo los resultados de las elecciones de miembros C N O para el año 2025 y las solicitudes de invitados.	APROBACIÓN	SI	NO
--	----	--	------------	----	----

Desarrollo

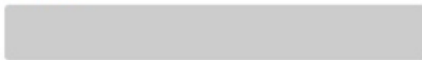
El 8 de noviembre del año en curso se dio apertura a la convocatoria para la selección de los miembros por elección del CNO en el año 2025, dando cumplimiento al cronograma de selección de los miembros por elección. A continuación, los resultados de la votación por grupos:

- Grupo generación 1. Empresas de generación con una capacidad instalada entre el 1 y el 5% del total nacional: 3 postulados.



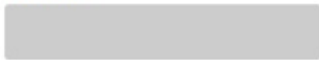
TEBSA

Votos: 8



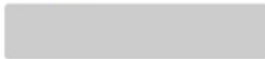
GECELCA

Votos: 6



AES COLOMBIA

Votos: 5



- Grupo generación 2. Empresas de generación con capacidad instalada inferior al 1% del total nacional: 2 postulados.



PROELECTRICA

Votos: 17



TERMONORTE

Votos: 0



- Grupo generación 3. Empresas de generación que lo hacen de forma exclusiva con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable-FNCER: 2 postulados.



Energía del Suroeste

Votos: 8



LA UNION

Votos: 7

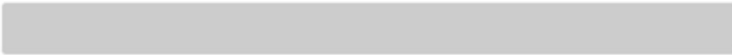


- Grupo transmisores nacionales. Empresas transmisoras nacionales: 1 postulado.



ENLAZA

Votos: 4



Grupo demanda regulada. Comercializadores independientes que atiendan de forma exclusiva la demanda regulada: 1 postulado.



ENERTOTAL SA ESP

Votos: 2



- Grupo distribuidores. Empresas distribuidoras que no realizan prioritariamente la actividad de distribución: no hubo postulaciones.
- Grupo demanda no regulada: no hubo postulaciones.

Atendiendo lo dispuesto en el Reglamento Interno del Consejo, se da inicio al siguiente procedimiento alternativo de selección del representante de la demanda no regulada:

“Se solicitará al ASIC la lista de los usuarios no regulados de mayor a menor, en orden decreciente en función de su demanda anual de energía (medida en MWh) al 31 de octubre del año de la apertura de la elección.

Con base en la lista entregada, el CNO le solicitará al usuario no regulado con la mayor demanda anual de energía ser representante de la demanda no regulada, si no acepta la solicitud, se le ofrecerá al usuario que siga en demanda, hasta que alguna empresa clasificada en este grupo acepte ser representante de la demanda no regulada”.

Para el grupo por elección de los representantes de las empresas distribuidoras que no realicen prioritariamente la actividad de comercialización y de un (1) representante de la actividad de transmisión, se abrió la nueva convocatoria el 3 de diciembre con el siguiente cronograma:

Recepción de postulaciones.	5 de diciembre de 2024.
Comunicación informando los postulados e instrucciones de acceso a la plataforma de votación.	6 de diciembre de 2024.
Votación a través de la página Web.	9 de diciembre de 2024.
Publicación de resultados.	10 de diciembre de 2024.

Expedición del Acuerdo que actualiza la integración del CNO.	11 de diciembre de 2024.
--	--------------------------

Si con posterioridad a los procedimientos adicionales de selección de los representantes de los grupos de demanda no regulada, transmisión y distribución los puestos se declaran vacantes, se informará a las autoridades competentes.

El Consejo aprueba estos resultados y los procedimientos adicionales que establece el reglamento interno.

A continuación, se presenta la lista de solicitudes para ser invitados a las reuniones del Consejo durante el año 2025:

- AES COLOMBIA: Solicitud recibida el 20 de noviembre del año en curso.
- TERMONORTE: Solicitud recibida el 20 de noviembre del año en curso.
- TERMOYOPAL: Solicitud recibida el 25 de noviembre del año en curso.
- TERMOCENTRO: Solicitud recibida el 25 de noviembre del año en curso.
- ENERFIN-PORTÓN DEL SOL: Solicitud recibida el 26 de noviembre del año en curso.
- JULIA RD: Solicitud recibida el 26 de noviembre del año en curso.
- ERCO ENERGY: Solicitud recibida el 29 de noviembre del año en curso.
- COMPAÑÍA ELÉCTRICA DE SOCHAGOTA: Solicitud recibida el 2 de diciembre del año en curso.
- ENFRAGEM: Solicitud recibida el 3 de diciembre del año en curso.
- TERMOFLORES: Solicitud recibida el 3 de diciembre del año en curso.
- TERMOVALLE: Solicitud recibida el 3 de diciembre del año en curso.

En el Acuerdo 1804 de 2024 se prevé lo siguiente sobre los invitados a las reuniones CNO:

“(...) A las reuniones del Consejo podrán asistir los representantes de hasta 6 empresas que desarrollen las actividades de generación, generación exclusiva con FNCER, transmisión nacional, distribución y de la demanda regulada que estén registradas como agentes del mercado ante el ASIC y de la demanda no regulada, quienes podrán asistir con voz, pero sin voto, bajo los siguientes parámetros:

En el mes de noviembre de cada año, el Representante Legal de las empresas de generación, generación exclusiva con FNCER, transmisión nacional, distribución y de la demanda regulada que estén registradas como agentes del mercado ante el ASIC, y de la demanda no regulada, que deseen ser invitadas a las reuniones del Consejo Nacional de Operación, deben enviar una comunicación al Secretario Técnico del CNO solicitándolo.

En la reunión del CNO del mes de diciembre de cada año, el Secretario Técnico del CNO informará a los miembros del CNO cuántas y cuales empresas solicitaron ser invitadas.

El CNO decidirá a qué empresas acepta invitar a sus reuniones, lo cual será informado por el Secretario Técnico a los representantes legales de las empresas solicitantes (...).”.

El Consejo acepta las cinco primeras solicitudes para ser invitados al CNO y teniendo en cuenta que hasta el momento los dos renglones de los distribuidores están vacantes , define que al único distribuidor que solicitó ser invitado EBSA, se acepte su solicitud. Respecto a la conformación del Consejo, AES manifiesta su preocupación y llama la atención sobre el no cumplimiento del principio rector, en el sentido que se permitió que los grupos empresariales dominaran la votación para la conformación del CNO.

Con relación a la modificación del reglamento interno, no se aprueba el voto el blanco ni permitir que puedan darse

entradas y salidas parciales de los miembros. Respecto a limitar la votación por grupos empresarial, este ajuste si se aprueba.

TEBSA indicó que, si se tienen en cuenta grupos empresariales, la capacidad efectiva neta sería mayor, y siempre se garantizaría la presencia de una empresa de dicho grupo en el CNO. Los funcionarios del Consejo aclaran que la ley definió revisar la capacidad por empresa para establecer los miembros directos, no por grupo.

AES propone para establecer los invitados del CNO, que se debería definir un ranking donde se pondere el aporte de cada empresa a cada uno de los Comités y Subcomités, y el tiempo que llevan participando en el Consejo (historia).

Conclusiones

- Se aprueba la conformación del Consejo para el 2025 con los resultados de las elecciones.
- Se aceptan los invitados de los cinco primeros en orden de las solicitudes allegadas y el sexto cupo se acepta para el único distribuidor que solicitó ser invitado que fue EBSA.

4. INFORME CNO 775	NO	Presentar las gestiones y avances de los diferentes temas a cargo del C N O, de sus comités y subcomités.	INFORMATIVO	SI	NO
--------------------	----	---	-------------	----	----

Desarrollo

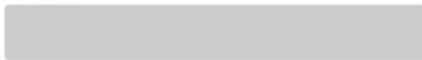
Temas administrativos:

1. El 8 de noviembre del año en curso se dio apertura a la convocatoria para la selección de los miembros por elección del CNO en el año 2025, dando cumplimiento al cronograma de selección de los miembros por elección. A continuación, los resultados de la votación por grupos:
 - Grupo generación 1. Empresas de generación con una capacidad instalada entre el 1 y el 5% del total nacional: 3 postulados.



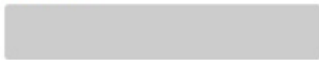
TEBSA

Votos: 8



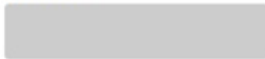
GECELCA

Votos: 6



AES COLOMBIA

Votos: 5



- Grupo generación 2. Empresas de generación con capacidad instalada inferior al 1% del total nacional: 2 postulados.



PROELECTRICA

Votos: 17



TERMONORTE

Votos: 0



- Grupo generación 3. Empresas de generación que lo hacen de forma exclusiva con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable-FNCER: 2 postulados.



Energía del Suroeste

Votos: 8



LA UNION

Votos: 7

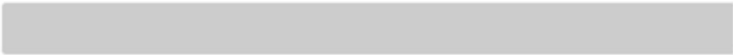


- Grupo transmisores nacionales. Empresas transmisoras nacionales: 1 postulado.



ENLAZA

Votos: 4



Grupo demanda regulada. Comercializadores independientes que atiendan de forma exclusiva la demanda regulada: 1 postulado.



ENERTOTAL SA ESP

Votos: 2



- Grupo distribuidores. Empresas distribuidoras que no realizan prioritariamente la actividad de distribución: no hubo postulaciones.
- Grupo demanda no regulada: no hubo postulaciones.

Atendiendo lo dispuesto en el Reglamento Interno del Consejo, se da inicio al siguiente procedimiento alternativo de selección del representante de la demanda no regulada:

“Se solicitará al ASIC la lista de los usuarios no regulados de mayor a menor, en orden decreciente en función de su demanda anual de energía (medida en MWh) al 31 de octubre del año de la apertura de la elección.

Con base en la lista entregada, el CNO le solicitará al usuario no regulado con la mayor demanda anual de energía ser representante de la demanda no regulada, si no acepta la solicitud, se le ofrecerá al usuario que siga en demanda, hasta que alguna empresa clasificada en este grupo acepte ser representante de la demanda no regulada”.

Para el grupo por elección de los representantes de las empresas distribuidoras que no realicen prioritariamente la actividad de comercialización y de un (1) representante de la actividad de transmisión, se abrió la nueva convocatoria el 3 de diciembre con el siguiente cronograma:

Recepción de postulaciones.	5 de diciembre de 2024.
Comunicación informando los postulados e instrucciones de acceso a la plataforma de votación.	6 de diciembre de 2024.
Votación a través de la página Web.	9 de diciembre de 2024.
Publicación de resultados.	10 de diciembre de 2024.

Expedición del Acuerdo que actualiza la integración del CNO.	11 de diciembre de 2024.
--	--------------------------

Si con posterioridad a los procedimientos adicionales de selección de los representantes de los grupos de demanda no regulada, transmisión y distribución los puestos se declaran vacantes, se informará a las autoridades competentes.

2. Se presenta para aprobación del Consejo el presupuesto de funcionamiento para el año 2025. Este fue elaborado teniendo en cuenta un Incremento del salario mínimo del 8 % y un IPC del 5.5 %. En la reunión ordinaria de enero del año 2025 se presentará nuevamente para ratificación del CNO con las cifras definitivas del salario mínimo y del IPC 2024.

- Presupuesto anual: Col\$ 2522'066.887
- Aporte anual por miembro: Col\$ 210'172.240,6
- Número miembros CNO 2025: 12

3. A continuación, se presenta la lista de solicitudes para ser invitados a las reuniones del Consejo durante el año 2025:

- AES COLOMBIA: Solicitud recibida el 20 de noviembre del año en curso.
- TERMONORTE: Solicitud recibida el 20 de noviembre del año en curso.
- TERMOYOPAL: Solicitud recibida el 25 de noviembre del año en curso.
- TERMOCENTRO: Solicitud recibida el 25 de noviembre del año en curso.
- NERFIN-PORTÓN DEL SOL: Solicitud recibida el 26 de noviembre del año en curso.
- JULIA RD: Solicitud recibida el 26 de noviembre del año en curso.
- ERCO ENERGY: Solicitud recibida el 29 de noviembre del año en curso.
- COMPAÑÍA ELÉCTRICA DE SOCHAGOTA: Solicitud recibida el 2 de diciembre del año en curso.
- ENFRAGEM: Solicitud recibida el 3 de diciembre del año en curso.
- TERMOFLORES: Solicitud recibida el 3 de diciembre del año en curso.
- TERMOVALLE: Solicitud recibida el 3 de diciembre del año en curso.

En el Acuerdo 1804 de 2024 se prevé lo siguiente sobre los invitados a las reuniones CNO:

"...) A las reuniones del Consejo podrán asistir los representantes de hasta 6 empresas que desarrollen las actividades de generación, generación exclusiva con FNCER, transmisión nacional, distribución y de la demanda regulada que estén registradas como agentes del mercado ante el ASIC y de la demanda no regulada, quienes podrán asistir con voz, pero sin voto, bajo los siguientes parámetros:

En el mes de noviembre de cada año, el Representante Legal de las empresas de generación, generación exclusiva con FNCER, transmisión nacional, distribución y de la demanda regulada que estén registradas como agentes del mercado ante el ASIC, y de la demanda no regulada, que deseen ser invitadas a las reuniones del Consejo Nacional de Operación, deben enviar una comunicación al Secretario Técnico del CNO solicitándolo.

En la reunión del CNO del mes de diciembre de cada año, el Secretario Técnico del CNO informará a los miembros del CNO cuántas y cuales empresas solicitaron ser invitadas.

El CNO decidirá a qué empresas acepta invitar a sus reuniones, lo cual será informado por el Secretario Técnico a los representantes legales de las empresas solicitantes (...)".

Los criterios de designación del representante de la demanda regulada en el CNO son: comercializadores independientes de las demás actividades de la prestación del servicio de energía eléctrica, que vendan energía eléctrica a los usuarios regulados. Además, y teniendo en cuenta lo previsto en el artículo primero del Decreto 2238 de 2009, se hace énfasis en que las personas designadas por el representante legal de la empresa comercializadora seleccionada para representar a la demanda regulada para participar en las reuniones del CNO y de los comités, subcomités, y comisiones temporales de trabajo y demás grupos de trabajo, deben estar vinculadas a las áreas técnicas u operativas de dicha empresa.

Previo análisis de la empresa Julia RD, que solicitó ser invitada a las reuniones del CNO, se encuentra que es una empresa comercializadora que no cumple con los requisitos que se exigen al representante de la demanda regulada, y no integra la lista que el ASIC entregó.

Por Reglamento Interno, el CNO decide a qué empresas invita a sus reuniones, en un número máximo de 6 empresas. La recomendación al Consejo es aceptar las primeras seis solicitudes recibidas, que cumplan con los criterios de dicho reglamento.

4. En la reunión 131 del Comité Legal del 2 de diciembre se presentó el análisis de la situación actual de selección de los representantes de los grupos por elección. A continuación, se listan las alternativas que se definieron en la reunión, relacionadas con el incentivo para completar los representantes de los grupos por elección:

- Opción 1: Hacer un cobro diferencial de los aportes al presupuesto de funcionamiento del CNO entre los miembros por designación legal y los miembros por elección.
- Opción 2: Dado que los invitados a las reuniones del CNO deben pagar por Reglamento Interno el 25% de la cuota de presupuesto anual de un miembro, y hay un cupo máximo de 6 invitados, se propone que el aporte de 3 invitados que corresponde al 75% de la cuota de un miembro del CNO se destine a cubrir el pago del aporte de 1 representante de los distribuidores, y el 25% restante lo asume la empresa distribuidora seleccionada.
- Opción 3: Solicitar a MINENERGÍA la reglamentación del artículo 46 de la Ley 2099 de 2021 que modificó el artículo 37 de la Ley 143 de 1994 (Conformación del CNO).

Adicionalmente, se presenta al CNO la propuesta de modificación del Reglamento Interno (ver presentación).

El Consejo no aceptó la modificación del reglamento interno para incluir el voto en blanco puesto que no lo vió necesario. El Consejo no aceptó ninguna de las opciones para disminuir la cuota de los miembros que faltan por llenar las vacancias. La propuesta para limitar a un voto de empresas de un mismo grupos empresarial fue aprobada.

5. Se publicó la Circular 146 del 3 de diciembre de 2024, en la que se establecen las condiciones para que las empresas soliciten ser invitadas a las reuniones de los Comités y Subcomités del CNO, durante el año 2025.

Temas técnicos:

6. A continuación, se presentan los temas más relevantes abordados en los grupos de trabajo, subcomités y Comités, para conocimiento del Consejo:

Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER:

- El panorama no ha cambiado respecto a la probabilidad de materialización del fenómeno de "La Niña" durante el trimestre centrado en el mes de noviembre del año en curso, que es superior al 70 %.

- Se revisó la actualización del cálculo del desbalance energético del SIN, el cual tiene un valor de 7.57 GWh-día considerando una ventana móvil de 6 años para su cuantificación, y sin tener en cuenta desbalances promedio negativos. Se resalta que el valor no cambió respecto al mes anterior.
- Se solicitó a través de comunicación oficial una reunión con la CREG, para presentarle algunos casos que se están presentando respecto al procedimiento de actualización de series de irradiación global horizontal y velocidad del viento, una vez se cuenta con nueva información medida y se requiere recalcular el coeficiente correlación de Pearson.

Subcomité de Plantas-SP:

- EPM solicitó el aplazamiento de las pruebas de Heat Rate y Capacidad Efectiva Neta de TERMOSIERRA para su configuración número 14, motivado por la no disponibilidad de gas natural. La situación se presentó al Comité de Operación-CO teniendo en cuenta que la misma se podría extender a otras unidades del SIN. Vale la pena mencionar que algunas plantas de generación manifestaron que, ante la escasez de dicho energético, se estaría analizando la posibilidad de desmontar la infraestructura que permite el uso de gas natural para la producción de energía eléctrica.
- Se abordaron las lecciones aprendidas sobre el mantenimiento de la terminal de regasificación del Caribe. Entre los aspectos más relevantes destacamos:
 - Durante el mantenimiento, las constantes reuniones de coordinación de los dos sectores, que permitieron gestionar positivamente la intervención.
 - La participación de todos los involucrados, que propiciaron el aplazamiento de mantenimientos y los ajustes normativos que se requirieron.
 - La apertura de CALAMARÍ y SPEC al aplazamiento del mantenimiento.
 - Al margen de lo anterior, todavía persisten elementos por mejorar, como, por ejemplo, la certidumbre de las cantidades de gas disponible para el sector termoeléctrico, al igual que la expedición de normas que garanticen el uso prioritario de dicho energético para la generación de seguridad de las áreas operativas Caribe y Caribe 2.
 - Finalmente, persisten los vacíos regulatorios de los Estatutos de Racionamiento y Riesgo para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento.
- Respecto a las horas de operación equivalentes de las plantas de generación térmicas, se acordó seguir reportando la información, y quien no lo pueda hacer, plasmar en el archivo compartido los motivos de dicha imposibilidad.

Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO:

- Al 28 de noviembre del año en curso el embalse agregado del SIN se ubicaba a 0.51 puntos porcentuales de la senda de referencia de la estación de invierno. Se comentó que era muy probable que al 30 de noviembre del año en curso se alcanzara el valor final de la misma. Respecto a la condición del Sistema, este se encontraba en vigilancia, según los términos de la nueva Resolución CREG 101 063.
- Desde el 17 de noviembre del año en curso se activó la exportación hacia el Ecuador, con un nivel cercano a 10 GWh-día. Se sugirió al CND tener en cuenta el volumen actual de intercambio en las simulaciones energéticas. ENEL recomendó no programar a Quimbo y Betania para soportar la exportación, dado que la recuperación de sus embalses no ha sido la esperada.

- Se solicitó al CND revisar si la senda de referencia de la estación de invierno 2024, definida por la CREG, estuvo en alguna etapa por debajo de la envolvente inferior histórica del embalse de ese momento. Asimismo, se recomendó al SPO revisar que cualquier propuesta de senda que se sugiera a la CREG, ya sea de invierno o verano, en ninguna etapa se encuentre por debajo de la citada envolvente.
- Respecto al panorama energético, se evidenció que el SIN contaba con los recursos suficientes para atender la demanda de electricidad durante los próximos dos (2) años, considerando solamente los proyectos con compromisos de energía en firme atrasados un año en su fecha de puesta en operación, escenarios de hidrología crítica como la serie 91-93, y sin contemplar eventos de alto impacto y baja probabilidad de ocurrencia.
- Se acordó que conjuntamente con TEBSA se revisen nuevos indicadores de confiabilidad para gestionar el riesgo de sistemas eléctricos de potencia, ello a partir de la revisión bibliográfica del estado “de la frontera tecnológica”, que contemple nuevas métricas en función de los porcentajes de integración de la generación basada en inversores.

Subcomité de Protecciones-Sprotec:

- Se presentó por parte de ISA-INTERCOLOMBIA la aplicación del acuerdo CNO 1617, por el cual se aprueba la actualización del procedimiento para la elaboración de informes de análisis de eventos en el SIN. Al respecto, se sugirió por parte del transportador analizar la posibilidad de discriminar la Demanda No Atendida-DNA, entre la que se ocasiona directamente por la falla o indisponibilidad de un activo, y aquella que se genera producto de la evolución natural del evento hacia otras zonas o áreas operativas. El subcomité acordó estudiar la propuesta.
- Se presentó por parte del CND el seguimiento a las acciones pendientes y planes de acción ANSI 87B para las barras del STR y STN.

Subcomité de Controles del Sistema-SC:

- Nuevamente se identificó un mal desempeño en algunas plantas de generación basadas en inversores en diferentes eventos del Sistema. Se evidenció para algunos casos mala parametrización de los inversores, dificultades en los puntos de conexión común y limitadores de potencia reactiva, parametrización incorrecta de la curva FRT, cesación momentánea de potencia, oscilaciones de tensión e incumplimiento de la curva PQ.
- Se presentó por parte del CND la revaluación de la holgura del SIN por la entrada en operación de la planta solar fotovoltaica Guayepo (370 MW), situación que no impacta a los parámetros previamente establecidos para la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia-AGC.

Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE:

- Teniendo en cuenta los análisis de eventos recientes, donde se identificó el fenómeno de recuperación lenta e inducida de tensión ante falla, se envió comunicación a la CREG para buscar un espacio donde se sensibilice al regulador sobre la importancia de la validación de los modelos de carga en el análisis de este tipo de fenómenos.
- Respecto a las restricciones de cortocircuito en las subestaciones del STN y STR, la Unidad presentó los avances de obras para mitigar esta problemática en la subárea Atlántico. Al respecto, se destaca el ejercicio de la UPME y los resultados encontrados, donde interviniendo seis (6) subestaciones se reduce el nivel de corto para 16 barras. Al margen de lo anterior, se sugirió a la Unidad tener en cuenta los efectos colaterales del fraccionamiento de subestaciones en condiciones de red completa y degradada, la valoración dentro de los costos de las indisponibilidades por generación de nuevas restricciones, la viabilidad física de las obras propuestas en el caso de los reactores de acople, y el mecanismo regulatorio de remuneración de las inversiones.

Finalmente, se solicitó nuevamente la información faltante a los agentes PRIME TERMOFLORES, EBSA y EMCALI, y generar nuevos espacios para analizar conjuntamente las soluciones definitivas.

- Se presentó por parte de cada uno de los transportadores y operadores de red las acciones de corto plazo que se podrían implementar para eliminar y/o reducir las restricciones del STN y STR, que implican la limitación de la generación térmica y solar fotovoltaica en el SIN. Al respecto, se encontró que algunas de ellas no tendrían solución, y otras, podrían subsanarse a través del cambio de elementos limitantes, como transformadores de corriente, o la incorporación de límites dinámicos de sobrecarga.

Grupo de trabajo pronóstico plantas solares fotovoltaicas:

- El Sistema de Alertas Tempranas del área metropolitana del Valle de Aburrá presentó su metodología de pronóstico de nubosidad, la cual utiliza información pública satelital del GOES-EAST, y metodológicamente considera algoritmos de inteligencia artificial. Al respecto, los integrantes del grupo manifestaron su interés de trabajar con este modelo y analizar cómo podría mejorar sus pronósticos de producción de plantas solares fotovoltaicas.
- ZELETRA e ISAGEN presentaron sus metodologías de pronóstico de la producción de plantas solares fotovoltaicas. Asimismo, se definió plantear una carta de comentarios al documento CREG 901-142 de 2024, sobre las alternativas para gestionar las desviaciones de los programas de generación de las plantas variables, Circular 088 de 2024. El plazo de recepción de observaciones es el 9 de diciembre del año en curso.

Comité de Distribución-CD:

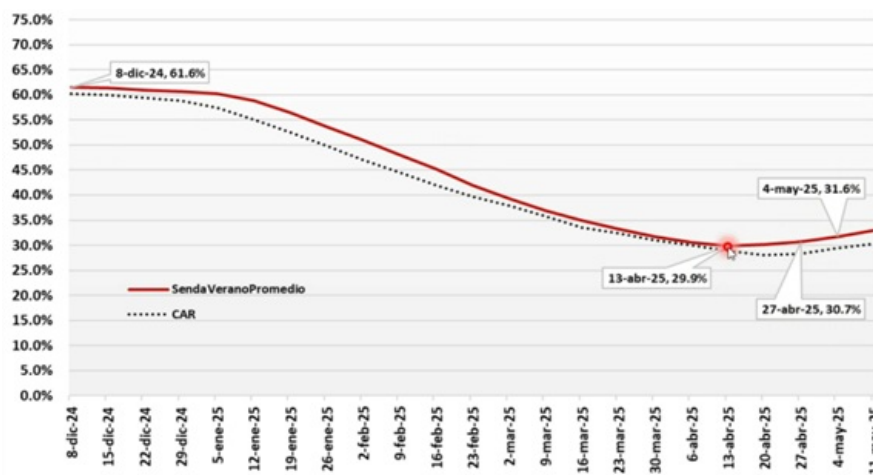
- AIR-E comentó que aún persisten los inconvenientes para el reporte de los pronósticos de demanda en los aplicativos del CND, lo anterior debido a los “coletazos” del ataque cibernético sufrido por el Operador de Red, y trámites administrativos internos por el cambio del agente interventor. Adicionalmente, se resalta que AIR-E, a la fecha, está incumpliendo el Acuerdo 1303 relacionado al seguimiento a las desviaciones de los pronósticos oficiales respecto a la demanda real.

Se acordó por parte del CND y la SSPD el envío de un correo electrónico, indicando todos los procedimientos y Acuerdos que AIR-E está incumpliendo.

Comité de Transmisión-CT:

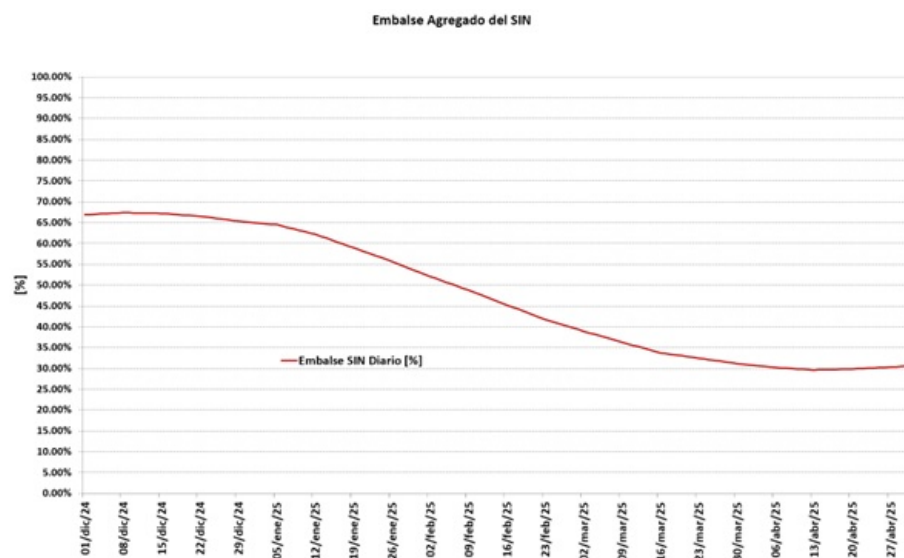
- Respecto a la operación de los cambiadores de tomas- “taps” de los transformadores de potencia, donde el CND indicó que se dan instrucciones a través de tensiones objetivos, se decidió conformar un grupo de trabajo, cuyo objetivo de revisar regulatoriamente si dichas instrucciones deben realizarse por posición, o como actualmente el Operador del Sistema lo realiza. El grupo está conformado por ENLAZA, ISA-INTERCOLOMBIA, CELSIA, TRANSELCA, EPM, SSPD, CND y CNO.
- Se solicitará a la CREG autorización para que el consultor ISES Soluciones Especializadas, presente al Comité el primer informe asociado a la consultoría para *“identificar las nuevas tecnologías que se estén utilizando para hacer más eficiente el sistema de transmisión, incluyendo activos que aumenten la capacidad de los existentes, así como analizar la variación de precios de las unidades constructivas a considerar en la metodología de transmisión y proponer la forma de actualizarlos”*, lo anterior en el marco de la Circular CREG 103 de 2024.

7. Se definió por parte del Subcomité de Planeamiento Operativo y el Comité de Operación, la propuesta de Senda de Referencia para la estación de verano 2024-2025, según los términos establecidos por el Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento.



Al respecto, vale la pena mencionar que TEBSA manifestó no estar de acuerdo con la propuesta, debido al nivel mínimo de embalse que se alcanza, inferior al 30 %, y la condición inicial del embalse agregado del SIN.

En línea con lo anterior, la CREG publicó la Senda de Verano 2024-2025 definitiva, la cual se presenta a continuación:



8. Teniendo en cuenta la publicación del Decreto MINENERGÍA 1403 del 2024, donde se estableció que no se pueden definir requisitos de conexión y operación a la actividad de autogeneración que no entregue excedentes al SIN (artículo 2.2.3.2.4.11), indistintamente de su tamaño, cada uno de los Comités y Subcomités del Consejo están analizando los riesgos operativos. Del análisis preliminar destacan:

- Pérdida de la trazabilidad de la integración de este tipo de recursos al sistema y sus usuarios.
- Riesgo sistémico para el SIN por la ausencia total de cumplimiento de requisitos, como, por ejemplo, el levantamiento de la prohibición de las conexiones “tipo T”.
- Incremento de la incertidumbre asociada a los pronósticos de la demanda, situación que podría originar congestiones de red y problemas de inestabilidad de frecuencia.
- Demanda No Atendida adicional por la activación del Esquema de Desconexión de Carga por baja Frecuencia-EDAC.

- Análisis operativos y de la expansión alejados de la realidad por la falta de información de los autogeneradores que no inyectan excedentes al SIN.
- “Copamiento” más rápido de la capacidad de interrupción de las subestaciones del STN y STR, por incremento de las corrientes de cortocircuito que aportarían los autogeneradores convencionales y sincronizados con el SIN.
- Encarecimiento en la prestación de los servicios estabilizadores del SIN, control de tensión y control de frecuencia, por la incertidumbre asociada a los consumos netos de los autogeneradores, y la no obligatoriedad de participar en dichos servicios, que implicarían una mayor programación de reservas.
- Posibles limitaciones de generación de plantas instaladas en el SIN, dada la prioridad que podrían tener los autogeneradores o productores marginales.
- Riesgo de colapso del SIN por el no cumplimiento de los requisitos de protecciones.

Adicionalmente, para el caso de los autogeneradores remotos con entrega de excedentes, se identifican riesgos relacionados al agotamiento de la capacidad de transporte, necesidades adicionales de expansión por parte de la UPME y los Operadores de Red, al igual que un posible impacto para la confiabilidad del SIN por la incertidumbre asociada a las reglas de participación de los autogeneradores en el cargo por confiabilidad.

Asimismo, el Decreto deroga tácitamente aspectos de las Resoluciones CREG 025 de 1995, 070 de 1998, 060 de 2019, 148 de 2021, 075 de 2021, 174 de 2021 y 101 011 de 2022, junto con los Acuerdos que soportaron dicha normatividad, e inclusive, el mismo Reglamento de Instalaciones Eléctricas-RETIE.

Finalmente, se debe resaltar que el artículo 2.2.3.2.4.1, simetría en las condiciones de participación en el mercado mayorista entre los generadores, autogeneradores y productores marginales, establece que al emitir la regulación para la entrega de excedentes al Sistema Interconectado Nacional (SIN), o para el consumo de energía desde el SIN por parte de los autogeneradores o por parte de los productores marginales, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) asegurará que apliquen las mismas reglas, incluyendo las condiciones de conexión y demás trámites ante la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). Es decir, los artículos 2.2.3.2.4.1 y 2.2.3.2.4.11 se contradicen abiertamente.

9. Se presentó, por solicitud del CNO, una simulación energética del CND, donde se limitó la generación térmica a 85 GWh-día (85 % de lo que se estaba programando en el predespacho ideal de este momento por parte del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento-ESRD), que reflejara la situación del mercado, donde la producción de este tipo de plantas se alejaba de la meta térmica del Estatuto. Al respecto, si bien las simulaciones arrojaron la incursión del embalse por debajo de la Curva de Aversión al Riesgo durante algunas etapas del verano 24-25, no se evidenció déficit de energía.
10. Se informó por parte del CND que, para soportar el flujo de potencia desde el interior al suroccidente del país, fue necesario abrir el circuito a nivel de 500 kV Heliconia-La Virginia, para reducir la programación de generación de seguridad en esta área operativa del SIN. El CND aclara que esta acción topológica no genera nuevas restricciones ni degrada la confiabilidad y la seguridad del SIN.
11. Respecto a los dispositivos mSSSC instalados en las líneas Candelaria-Ternera 220 kV, nuevamente se identificó una mala operación de estos dispositivos ante un evento de falla, generando Demanda No Atendida-DNA en la subárea Bolívar. Por lo anterior, el CND solicitó para estos elementos, nuevamente, volver al modo monitoreo.
12. El CND indicó que se presentó un colapso del sistema eléctrico que abastece al departamento del Guaviare por falla en el activo radial Granada-San José del Guaviare 115 kV.
13. En el CNO, el CND presentó un seguimiento a la situación energética presentando el comportamiento de las principales variables. Respecto a la senda de referencia de la estación de invierno, teniendo en cuenta las nuevas reglas establecidas por el Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento-ESRD de la Resolución CREG 101 063, el mecanismo se desactivó el miércoles 20 de noviembre para el despacho del jueves 21 de noviembre del

año en curso, dado que la condición del SIN era de alerta.

14. Respecto al Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento-ESRD, el Comité de operación analizó su aplicación durante los meses de septiembre, octubre y noviembre del año en curso. Al respecto, se planteó que el costo asociado al embalsamiento requerido y el nivel de generación térmica que efectivamente se programó en la operación real del SIN, fue ineficiente. Asimismo, se resaltó que aún no hay claridad sobre las condiciones de activación y desactivación del ESRD, y que el mismo no considera los posibles vertimientos que se pueden generar para los embalses con baja/media capacidad de regulación.

Se mencionó por parte de los miembros del Comité, que la hidrología en Colombia, al igual que los parámetros asociados a los diferentes embalses, son muy diferentes por áreas operativas, situación que el Estatuto no considera. Se comentó que el ESRD está primando sobre el mismo mecanismo del Cargo por Confiabilidad, y ello debe analizarse.

GECELCA propuso que no se debería permitir la activación del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento hasta que el mecanismo se ajuste estructuralmente. También resaltó el impacto del ESRD para la demanda descubierta. Al respecto, EdelS comentó que no está de acuerdo en proponer a las instituciones no permitir la activación del Estatuto.

Se indicó que se debe revisar si las sendas de referencia sugeridas, y la definida por la CREG, estuvieron en alguna etapa por debajo de la envolvente histórica inferior del embalse de ese momento. En línea con lo anterior, se debe revisar la metodología de definición de la generación térmica dentro del ESRD y estudiar alternativas más dinámicas, que puedan activarse en función de las condiciones del Sistema.

El CND resaltó que bajo las condiciones hidrológicas que se experimentaron durante gran parte de la estación de invierno, la no materialización del fenómeno de “La Niña”, al igual que la incertidumbre respecto a los aportes para la estación de verano 2024-2025 y parte del año próximo, fue necesaria la programación de toda la generación térmica disponible, condición que no fue posible alcanzar en la operación real del Sistema por las inflexibilidades ya identificadas y socializadas por el CNO en sus comunicaciones. Asimismo, hizo un llamado a considerar la variabilidad y el cambio climático en los futuros ejercicios de planeamiento operativo.

Finalmente, se acordó conformar un grupo de trabajo para construir la posición definitiva del Comité de Operación.

15. Se expidió la Resolución CREG 101 061 de 2024, por la cual se amplía el término para la aplicación de la medida de desviaciones para plantas variables, hasta el 30 de abril del año 2025.
16. Se expidió por parte de la CREG la Resolución 101 062 de 2024, por la cual se convocan subastas de reconfiguración de compra de Obligaciones de Energía Firme para los períodos 2025-2026, 2026-2027 y 2027-2028, y se modifican otras disposiciones. Vala la pena mencionar que la Comisión estableció requisitos adicionales de participación, dentro de los cuales destaca:
 - Certificado de vigencia del concepto de conexión aprobado por la UPME, donde conste que la planta o unidad de generación cuenta con conexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN) y que la fecha establecida de puesta en operación del proyecto en dicho concepto, como máximo, corresponde al inicio del período de vigencia de las obligaciones de energía firme que se asignarán en la subasta.
 - Solo podrán participar plantas o unidades de generación térmicas nuevas, especiales o existentes con obras que cumplan con los valores de los Costos Variables de Combustible Estimados (CVCE) conforme el artículo 23 de la Resolución CREG 101 024 de 2022, o aquellas que la modifiquen adicionen o sustituyan.
 - Para aquellas plantas o unidades existentes que pretenden adelantar obras de infraestructura que impliquen la conversión de la planta para operar con un combustible que reduzca emisiones de CO₂, esto debe demostrarse usando la calculadora de emisiones FECOC 2016 de la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) y se deberá declarar y certificar por el representante legal de la planta ante el ASIC junto con la declaración de parámetros.

17. Se expidió por parte de la CREG la Resolución 101 063 de 2024, por la cual se ajustó el artículo 6 de la Resolución CREG 026 de 2014, Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento. En la norma se definen tres nuevas condiciones para desactivar el mecanismo, asociadas con la tasa de embalsamiento o desembalsamiento de los últimos siete (7) días promedio móvil, el estado del indicador PBP y el nivel del embalse respecto a la “senda-X”.
18. Se expidió la Resolución CREG 101 065 de 2024, por la cual se amplía hasta el 1 de marzo del año 2025 la vigencia del programa transitorio para la participación de la demanda en la bolsa de energía, establecido en la Resolución CREG 101 054 de 2024.
19. Se expidió la Resolución CREG 101 066 de 2024, por la cual se definen nuevos precios de escasez del Cargo por Confiabilidad, y se hacen modificaciones a la Resolución CREG 071 de 2006 y a otras normativas. Se debe resaltar que se definieron dos precios de escasez, uno para el grupo de plantas con precios variables superiores (PCVS), es decir, aquellas unidades que respaldan sus Obligaciones de Energía en Firme-OEF con combustibles líquidos, mezclas de combustibles líquidos o gas combustible; y otro para el grupo de plantas con precios variables inferiores (PCVI), es decir, aquellas unidades que respaldan sus OEF con recursos renovables o carbón en más del 50%.
20. Se publicó por parte de la CREG la Agenda Regulatoria Indicativa del año 2025 (Circular 096 de 2024). El plazo para recepción de observaciones por parte del regulador es el 4 de diciembre del año en curso.
21. ISAGEN informó el inicio del vertimiento controlado e intermitente de la central SOGAMOSO para el 15 de noviembre del año en curso, debido a que el embalse TOPOCORO llegó a niveles cercanos a su cota máxima de 320 metros sobre el nivel del mar. El generador recalco que, debido al Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento-ESRD, la generación de energía fue sujeta a consideraciones por fuera de la operación habitual de la Central.
22. GECELCA informó al CND y CNO que, de acuerdo con la información suministrada por el equipo de despacho del CND a los ingenieros de turno de su central TERMOGUAJIRA, las unidades de esta planta fueron re despachadas a su mínimo técnico por margen de regulación, ocasionando reconciliaciones negativas en la liquidación comercial que realiza el ASIC, afectando económicamente a la compañía durante la activación del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento-ESRD.
23. ENEL informó al Consejo que el día 24 de noviembre del año en curso, un grupo de personas del municipio de El Colegio llegó a las centrales hidroeléctrica Paraíso y Guaca para manifestar su inconformidad frente al presunto incumplimiento de los acuerdos establecidos con ENEL, bloqueando el ingreso y salida a las centrales, limitando la libre movilidad de los ciudadanos que trabajan en las mismas. Se indicó por el generador que esta situación impide adelantar las acciones de mantenimiento previamente definidas.
24. El CND presentó la nueva versión del PARATEC, que se incorporará a las nuevas fuentes de información que utiliza el operador del Sistema (Modelo Común de Datos-MCD). Se resaltan las mejoras de la interfaz con el usuario, la minimización de los tiempos para la generación de reportes y la publicación de un mapa interactivo y georreferenciado con los principales elementos del SIN.

Respecto a este último punto, se sugirió revisar la pertinencia o no de tener habilitado al público en general la información detallada del Sistema.

25. EPM socializó las fechas de entrada en operación de la segunda etapa (unidades 5 a 8), del proyecto Ituango, las cuales no tienen Obligaciones de Energía en Firme:

ETAPA 2	
Unidad	Fecha entrada
5	4 de abril de 2027
6	7 de junio de 2027
7	12 de agosto de 2027
8	2 de octubre de 2027

Conclusiones

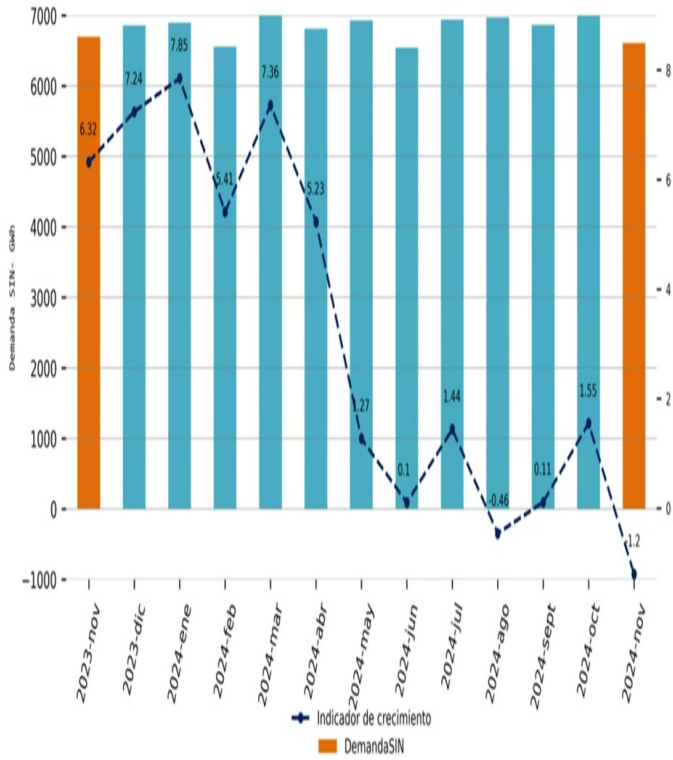
- Se aprueba enviar comunicación sectorial sobre la escasez de gas para la ejecución de pruebas, situación que apoya TERMOCENTRO. Asimismo, se recomienda llamar la atención sobre el posible desmontaje de la infraestructura que permite el uso del gas natural para la producción de energía eléctrica.

5. PRESENTACION XM SITUACION ELECTRICA Y ENERGETICA	NO	Presentar la actualización de las variables operativas y las perspectivas de la situación eléctrica y energética del SIN.	INFORMATIVO	SI	NO
---	----	---	-------------	----	----

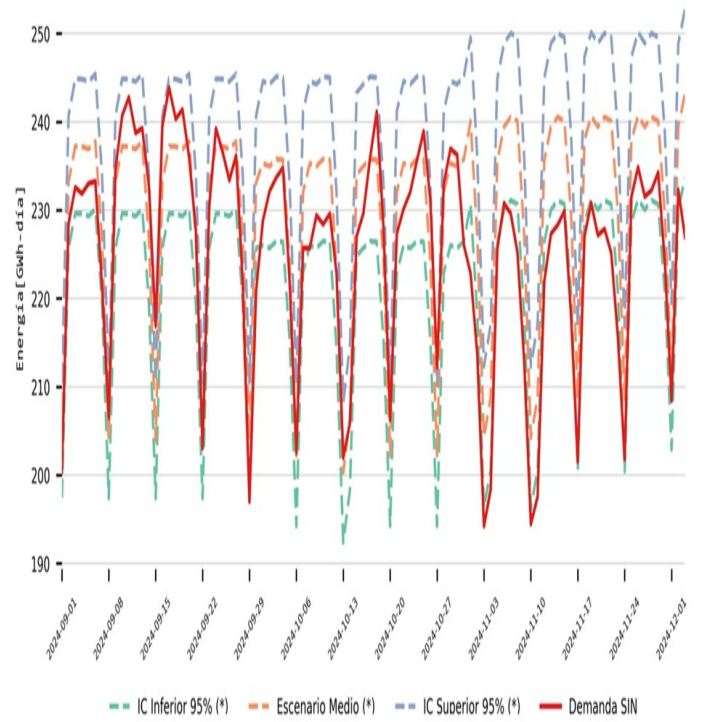
Desarrollo

Se presenta a continuación el comportamiento de las principales variables energéticas del SIN:

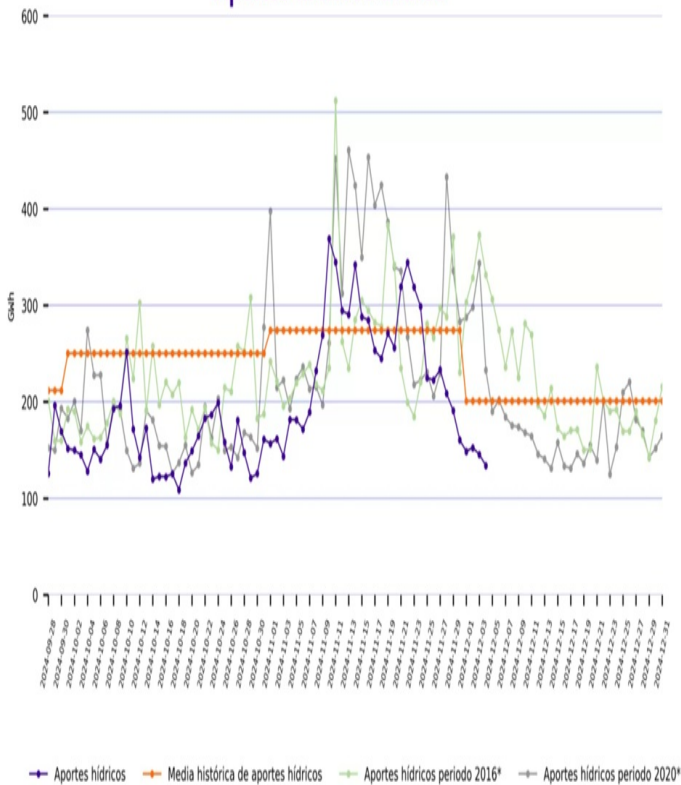
Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento



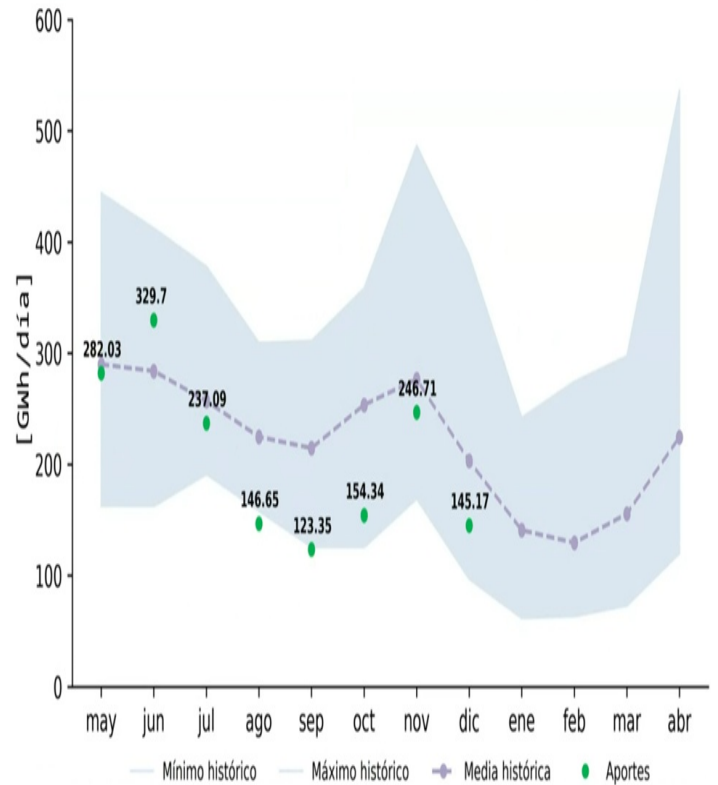
Seguimiento Diario Demanda



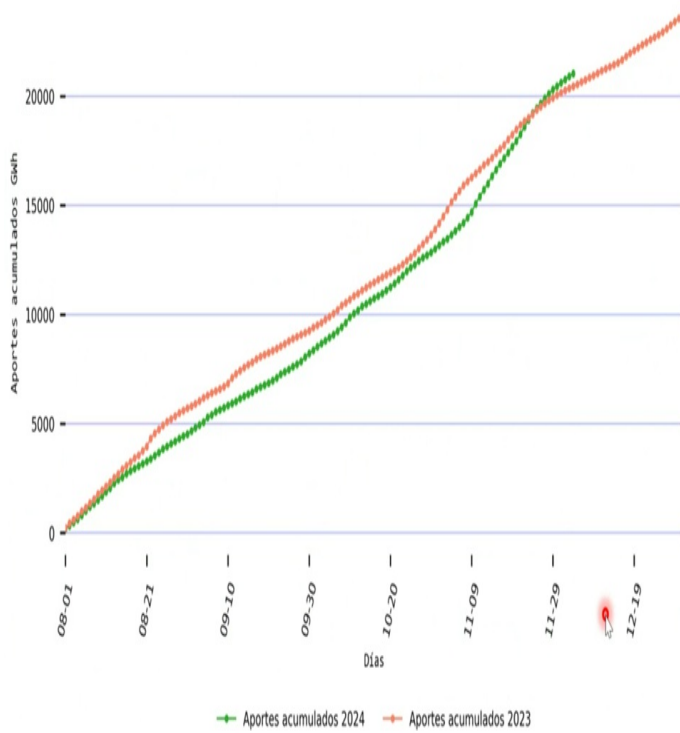
Aportes hídricos diarios



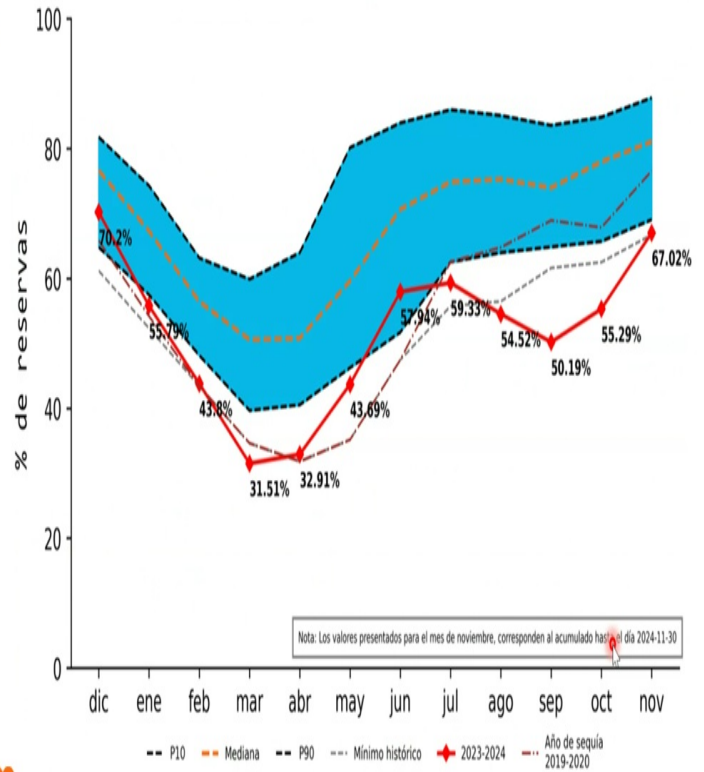
Aportes históricos (desde 1982) vs Aportes reales (mes actual)



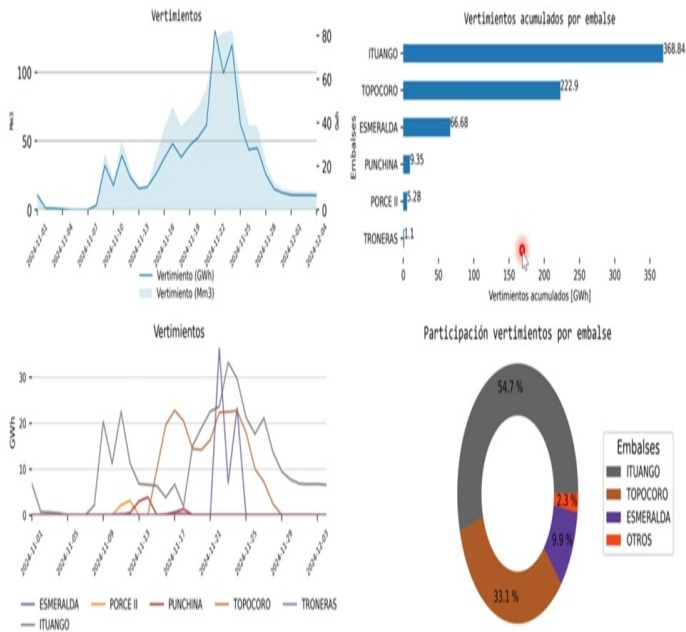
Aportes Diarios Acumulados



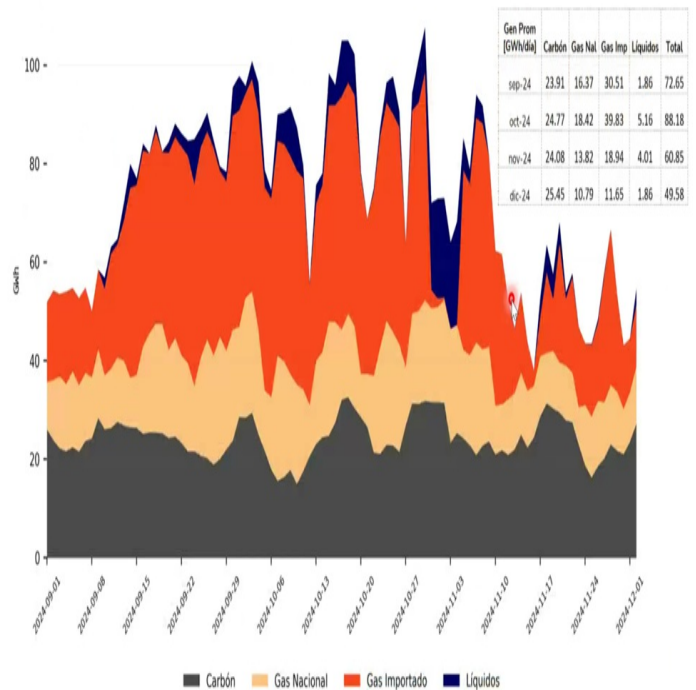
Reservas hídricas



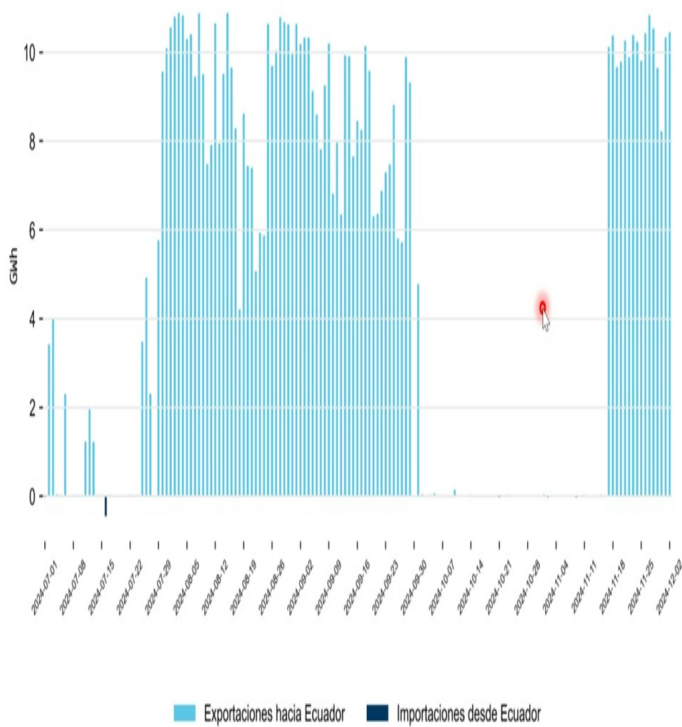
Vertimientos del SIN



Evolución Generación térmica Despachada Centralmente



Importaciones y exportaciones de energía



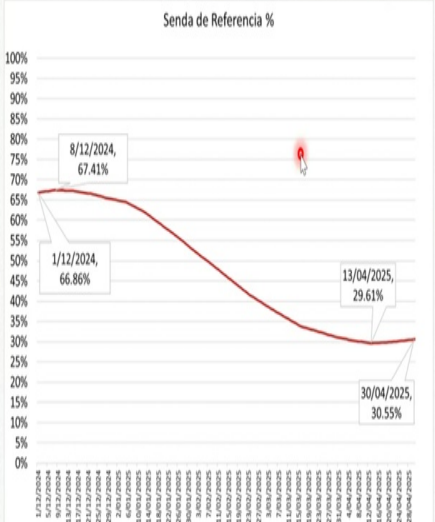
Definición de la senda de referencia Verano 2024-2025

Principales Supuestos:

Demanda Escenario medio de la última proyección publicada por UPME

Hidrología: Metodología estocástica propuesta por CND.

Condición inicial del embalse: Menor valor entre el nivel del embalse real al momento de la simulación y el valor final de la senda de referencia precedente (Invierno 2024).



SEGUIMIENTO INDICADORES RESOLUCIÓN CREG 209 DE 2020



ÚLTIMA FECHA DE CÁLCULO

lunes, 02 de diciembre de 2024

PBP

Bajo

NE

Superior

95,65 %

HSN

66,93 %

Embalse Real SIN

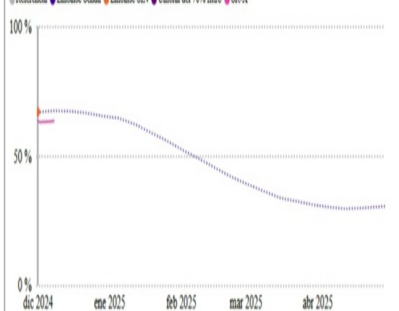
66,86 %

Embalse Senda

CONDICIÓN DEL SISTEMA

Normal

■ Referencia ■ Embalse Senda ■ Embalse SIN ■ Uchirá del 70% filtro ■ SP-X



Seguimiento energético - Verano 2024-2025



Comparación de valores Real vs Referencia

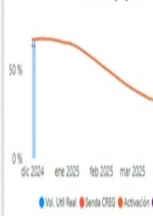
Rango de fechas

01/12/2024 - 30/04/2025

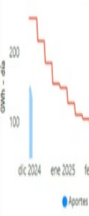
REFERENCIA CREG

	Embalse	Aportes	Demanda	Hidráulica	Térmica	Menos y FERNIC	Neto Acum. Imp-Exp
[T]	-0,55 %	-41,33 %	-4,22 %	-14,79 %	51,21 %	18,23 %	
[GWh]	-148,04	-409,00	-44,23	-79,40	53,00	12,96	-31,23

Embalse Agregado



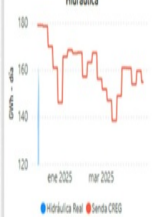
Aportes



Demanda



Hidráulica



Térmica



Menos y FERNIC



Acumulado Imp-Exp



Es probable que, con dos evaluaciones semanales y si persisten los bajos aportes, se active el Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento-ESRD. TEBSA resalta que el mercado no ha llegado a niveles de precio que impliquen la programación de mayor generación térmica.

- Nuevamente el Balance ENFICC demanda es deficitario, según la presentación del CND.

Balance ENFICC -Demanda

ENFICC vs Demanda [GWh/año]



- Se incluye la planta solar Caracolí 1 para la vigencia 2025-2026 proceso de asignación de OEF mecanismo toma
- Las plantas ALPHA y BETA se considerarán desde la vigencia 2025-2026
- La planta SUANORTE se considerará existente desde la vigencia 2024-2025
- La planta GUAYEPO se considerará existente desde la vigencia 2024-2025
- Las plantas CARTAGENA 1, CARTAGENA 2, TERMOCENTRO y TERMOYOPAL 2 no son consideradas para la vigencia 2024-2025
- Las plantas CARTAGENA 1, CARTAGENA 2, GUAJIRA 1, GUAJIRA 2 y WINDPECHI no fue incluida en este balance.

app.goto.com está compartiendo tu pantalla.

Dejar de compartir

Ocultar

Subastas de Reconfiguración de Compra de OEF



El intercambio de información será a través de SUICC

¿Quiénes pueden participar?

Agentes que representen comercialmente plantas o unidades de generación:

- Existentes - vigencia OEF 1 año
- Existentes con obras - vigencia OEF hasta 5 años
- Especiales - vigencia OEF de 1 a 10 años
- Nuevas - vigencia OEF de 1 a 20 años (2027-2028)

Periodos para asignar

Vigencias

- 2025-2026
- 2026-2027
- 2027-2028

Subastas de Reconfiguración de Compra de OEF



Próximos Hitos relevantes



La subasta se llevará a cabo el día 21 de abril de 2025



Se tiene programada capacitación en SUICC para el próximo 09 de diciembre



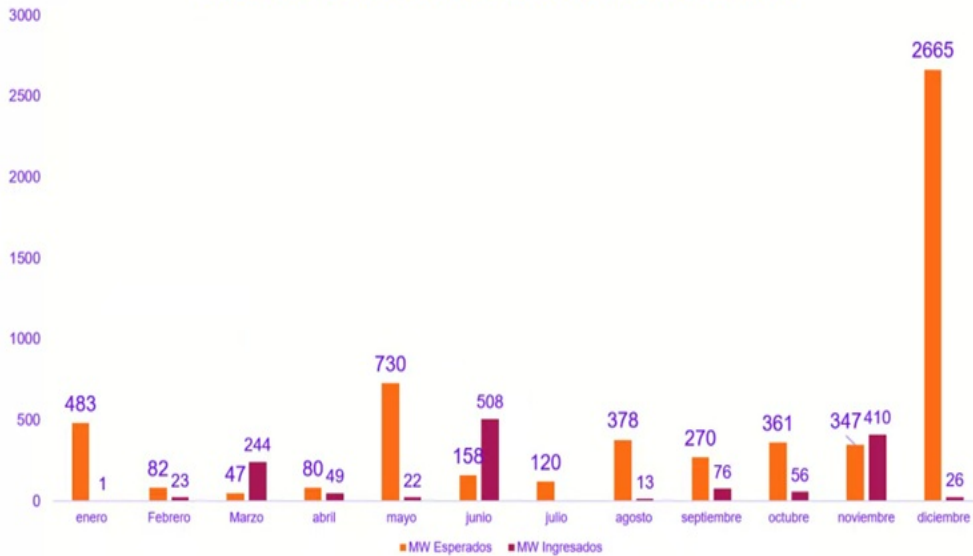
No son claras las reglas de liquidación para esta nueva subasta, y como se articulan los dos nuevos precios de escasez. Asimismo, persiste la problemática de la entrada de nuevos proyectos de generación, como se muestra en la siguiente figura:



Proyectos esperados iniciando el 2024



CAPACIDAD ESPERADA VS INGRESADA 2024 MENSUAL



De los 5720 MW que se esperaban iniciando el 2024, el 47% estaba programado para ingresar en diciembre.

La capacidad esperada a 2024 se obtuvo de la información que se tenía registrada en el CND en enero de 2024



Esperado en diciembre 2024



STN – STR 50 MW



Nombre del proyecto	FPO	CEN	Cumplimiento de requisitos (%)
Caracoli I	18/12/2024	50	86

SDL 115 MW



Nombre del proyecto	FPO	CEN	Estado de la Etapa	Cumplimiento de requisitos (%) de la etapa
Parque Solar Rovira	31/12/24	3.1	Pruebas (Energizado)	48
Buenavista Solar	05/12/24	9.9	Pruebas (Energizado)	45
PCH Alejandria II	01/12/24	2	Pruebas (Energizado)	88
Centro Solar	30/11/24	9.9	Pruebas (Energizado)	48
PCH TZ II	31/12/24	10.5	Pruebas (Energizado)	79
Bosques Solares de Bolivar 500	31/12/24	19.9	Pruebas (Energizado)	60
Bosques Solares de Bolivar 501	31/12/24	19.9	Pruebas (Energizado)	61
Bosques Solares de Bolivar 502	31/12/24	19.9	Pruebas (Energizado)	61

De acuerdo con el cumplimiento de requisitos en diciembre de 2024 se espera que ingresen 165 MW, de 2665 MW que se tenían proyectados para entrar

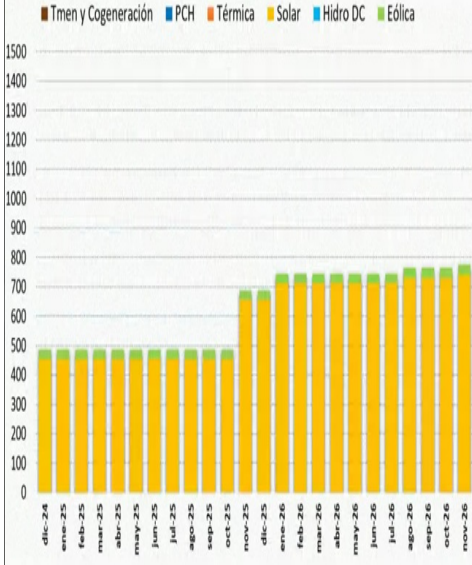
Considerando la incertidumbre de los dos precios de escasez, la falta de reglamentación de la CREG, el desconocimiento sobre la liquidación de las subastas y su demanda objetivo, así como la problemática de la no entrada de los proyectos de generación, es probable que las subastas no sean exitosas y no se pueda cubrir el déficit de energía en firme identificado por el CND.

- A continuación, se presenta el panorama energético de mediano plazo.

Datos de entrada y supuestos considerados



Expansión de la Generación (MW)



Detalle proyectos de generación:



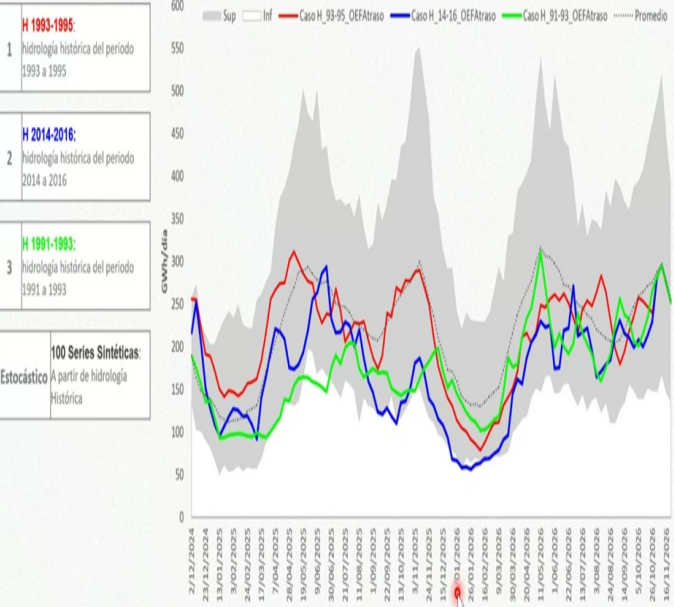
Los Proyectos Guajará (19.9 MW), Weopí (12MW), Sumonte (35 MW), Caracolí (50 MW) y Guayupo (370 MW) son considerados generando, dado el comportamiento de su generación en pruebas.

Datos de entrada y supuestos considerados



Hidrología

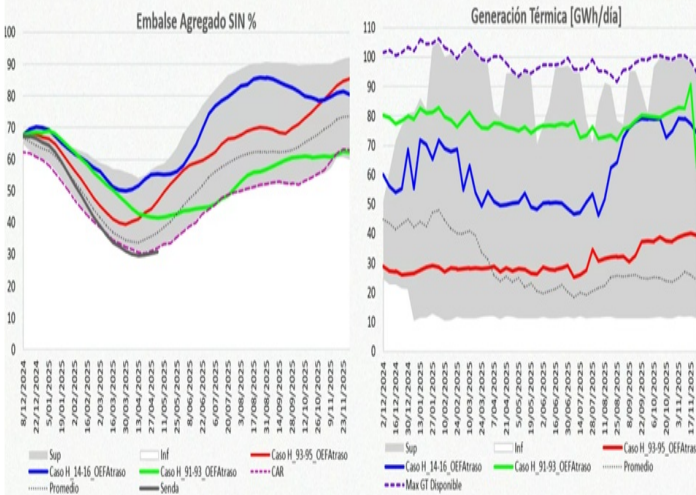
ESCENARIOS HIDROLÓGICOS [GWh/DÍA]



Conclusiones y Recomendaciones

- » Sin considerar eventos de alto impacto y baja probabilidad y considerando el escenario de demanda medio publicado por UPME en agosto de 2024 y los proyectos de generación con OEF atrasados un año en su fecha de puesta en operación, se observa que la demanda es atendida cumpliendo los criterios definidos en la normatividad vigente. Sin embargo, se observa alta exigencia del parque térmico para los siguientes meses, ante escenarios deficitarios de aportes contrario a lo esperado (niña o normalidad).
- » Dado el incremento en la incertidumbre de los aportes hídricos, como la situación evidenciada a lo largo de 2024, es necesario realizar análisis rigurosos de temas climáticos e hidrologicos, evaluando además las condiciones particulares de los embalses del país para la generación de energía eléctrica.
- » La entrada en operación de los proyectos de expansión de la red de transmisión y de generación, de acuerdo con las fechas oficiales declaradas por los agentes, son de gran importancia para lograr el impacto esperado de la entrada masiva de proyectos de generación en áreas particulares del SIN. Por lo anterior, se recomienda seguimiento a esta información y más aún al panorama de desarrollo de los mismos, para permitir dar señales oportunas al sector que garanticen la atención segura y confiable de la demanda del SIN.

Resultados Mediano Plazo



% respecto a la media histórica de hidrología

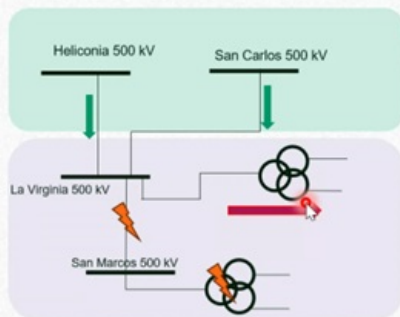
Hidrología	Verano 24-25	Invierno 2025
H 1993-95	118.3%	97.7%
H 2014-16	91.0%	73.3%
H 1991-93	69.5%	66.9%

Generación térmica Promedio (GWh/día)

Caso	Verano 24-25	Invierno 2025
H 1993-95	27.88	32.16
H 2014-16	60.04	62.13
H 1991-93	78.97	76.91

- En situaciones operativas, el CND presenta la apertura de circuitos a 500 kV en el suroccidente del país.

Apertura Heliconia – La Virginia 500 kV



Límites:

- San Marcos 500/230 / La Virginia 500/230 (predominante)
- La Virginia - San Marcos 500 / La Virginia 500/230 (predominante)
- La Virginia 500/230 / San Marcos 500/230 (secundaria)

Impacto

1. Generación de seguridad en suroccidente

Recomendaciones:

Abrir Heliconia – La Virginia en ambos extremos

Impacto:

Disminución de los requerimientos de generación de seguridad en suroccidente

Con la reconfiguración topológica apertura la operación mantiene los niveles de seguridad y confiabilidad, optimizando la utilización de los recursos del SIN.

Solución Estructural:

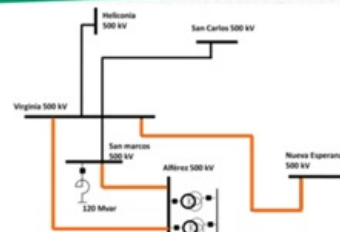
UPME 04 - 2014 Circuito Alférez – San Marcos 500 kV FPO: 31/12/2024*

Límite de importación cambia de 560 MW a 600 MW

UPME 07 - 2016 LT Virginia – Nueva Esperanza 500 kV FPO: 11/08/2025

UPME 04 – 2014 Línea Alférez – La Virginia 500 kV; FPO: 27/02/2026

Límite de importación cambia de 600 MW a 1250 MW



- Se presentan los riesgos operativos asociados al Decreto 1403 de 2024.

Decreto 1403 del MME

22 de noviembre de 2024



Autogeneradores sin entrega de excedentes

Independiente si son o no a gran escala, NO requieren ningún tipo de autorización para conectarse al SIN, ni límite de capacidad.

Autogeneradores con entrega de excedentes

Figura de productor marginal.

Pueden entregar energía a la red en un punto de conexión diferente al punto de conexión de consumo. (Autogeneración remota)

La cantidad de energía sobrante o excedente podrá superar en cualquier porcentaje al valor de su consumo propio.

Deberán cumplir con la regulación establecida por la CREG cuando hagan uso del SIN para la entrega de los excedentes, tomen energía de la red, el consumo de la energía autogenerada sea de manera remota.

CREG deberá evaluar si participan o no del Cx

Impactos y riesgos en la operación del SIN



Autogeneradores sin entrega de excedentes

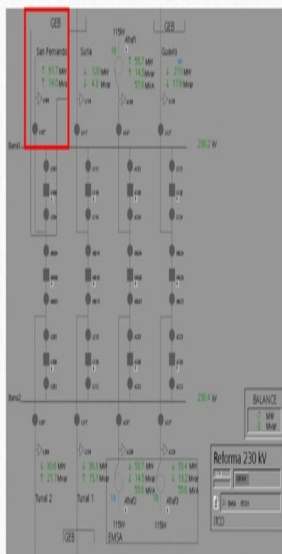
- Se pierde trazabilidad de la integración de este tipo de recursos al sistema y los usuarios
- Riesgos en la operación del sistema por ausencia de cumplimiento de requisitos.
- Se incrementa la incertidumbre de la demanda del sistema (desviaciones y congestiones en la red).
- Se pueden presentar déficit de demanda para esquemas sistémicos como el EDAC.
- Requiere modificar resoluciones CREG, Acuerdo CNO (Actualmente en trámite de cumplimiento del Acuerdo CNO 14 proyectos)

Recomendamos al Consejo como encargado de acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional sea segura, confiable y económica, y ser el órgano ejecutor del reglamento de operación, evaluar posibles impactos adicionales.

Autogeneradores con entrega de excedentes

- Se pueden presentar mayores agotamientos de la capacidad de transporte y necesidades de expansión adicional (autogeneradores remotos)
- Incertidumbre en reglas para determinar participación en el cargo por confiabilidad y el cálculo de la ENFICC

Desviaciones de demanda en BL La Reforma a San Fernando 230 kV

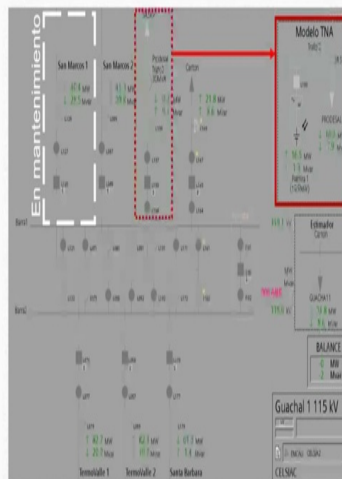


Eventos de sobrefrecuencia ocasionados por disminución en la carga con autogeneración en San Fernando conectada a La Reforma 230 kV:

- 04/11/2021 21:22 horas, Evento con $frec=60.24$ Hz
 - Causa:** Disminución de 147 MW y la carga queda inyectando 57 MW.
- 17/01/2023 03:15 horas, Evento con $frec=60.4$ Hz
 - Causa:** Disminución de 96 MW y la carga queda inyectando 8 MW.
- 28/04/2024 17:33 horas, Evento con $frec=60.21$ Hz
 - Causa:** Disminución de 88 MW (pronosticado 135 MW) y la carga queda inyectando 0 MW.

Adicionalmente, es probable que los pronósticos de demanda no tengan en cuenta la autogeneración, por lo que las desviaciones de demanda respecto al pronóstico pueden ser superiores al 100%.

Desviaciones de demanda en Guachal 115 kV



- Antecedente:** Mantenimiento de la línea Guachal-San Marcos 115 kV que requería techo en Termovale.
- Causa:** Desviación de pronóstico de demanda sin considerar autogeneración de Palmira (en pruebas).
- Impacto:** Redistribución de flujos que afectó cargabilidad de equipos, requiriendo mayor limitación de generación Despachada Centralmente.

03/11/2024 12:20 horas

Desconexión Guachal - San Marcos 215 kV por falla ante contacto ocasionando DNA.

Carga	Pronóstico	Real	Desviación
Prodesal	14.18 MW	0.14 MW	
Carton	13.31 MW	15.08 MW	
Total	27.49 MW	15.08 MW	45.14 % ↓

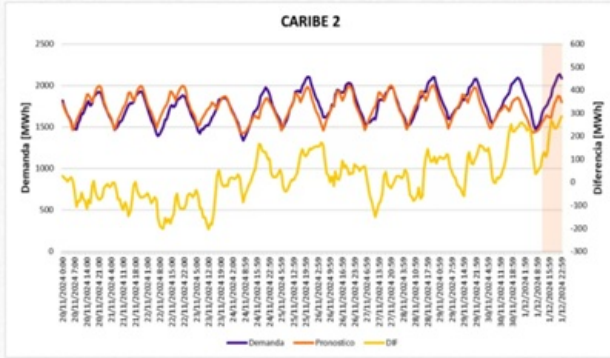
05/11/2024 11:39 horas

Sobrecarga de Guachal - San Marcos 215 kV al cumplir programa Termovale con acción oportuna remedial del CND.

Carga	Pronóstico	Real	Desviación
Prodesal	13.59 MW	0.02 MW	
Carton	9.57 MW	16.85 MW	
Total	23.16 MW	16.87 MW	27.15 % ↓

- Se están presentando desviaciones importantes de demanda, que han generado riesgos para la operación segura del SIN en el área Caribe 2.

Comportamiento de demanda CARIBE 2



- Se han evidenciado desviaciones de demanda promedio para el área CARIBE 2 entre 200MW y 300MW en los periodos de demanda alta, el cual corresponde a una desviación de demanda porcentual de hasta el 15% con respecto a la demanda pronosticada.
- XM envió comunicados a los MC con desviaciones significativas para la semana del 25 de noviembre al 1 de diciembre (copia SSPD).
- XM se ha comunicado con AFINIA y AIR-E para solicitar ajustes y/o modificaciones al pronóstico de la demanda durante el mes de noviembre.
 - Se mantiene omisión de entrega de pronósticos por parte de AIR-E. AIR-E manifiesta no tener acceso a los aplicativos para realizar ajuste a los pronósticos de demanda (esta situación se presenta desde septiembre de 2024) e indica que espera generar pronósticos a partir de la semana entrante.
- AFINIA ajusta sus pronósticos diariamente, a pesar de esto se han evidenciado errores hasta del 14.5% respecto al pronóstico,

- Se socializó por parte del CND el nuevo PARATEC, que estará disponible a partir de enero del año 2025.

NUEVO PARATEC

¿Qué es PARATEC?

Es un portal público que muestra los reportes con los **parámetros técnicos** de los elementos del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Plan de comunicación

¿Qué hemos hecho?

- Notificación en el boletín de clientes: Prepárate para el nuevo Paratec
- Banner con la noticia en la página web XM
- Presentación en el Comité de Distribución
- Presentación en el Comité de Transmisión
- Presentación en el Comité de Operación

Nos estamos preparando para:

- Publicaciones en nuestras redes: Instagram - LinkedIn
- Entregar un ABC con preguntas y respuestas
- Capacitación de agentes

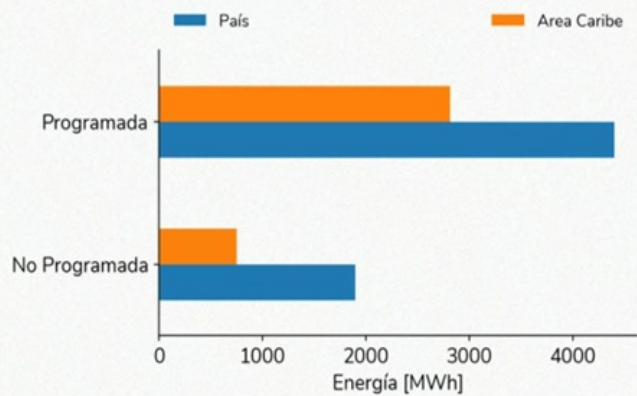
Beneficios:

- Mejoras en interfaz de usuario
- Reportes con la información detallada
- Optimización del rendimiento
- Funcionalidad de mapa interactivo

Fecha de entrada:
Enero de 2025

xm
Sumamos energía,
sumamos pasión

- Adjunto a esta Acta se pueden consultar los indicadores de la operación, se resalta la Demanda No Atendida-DNA del área Caribe.



La demanda no atendida programada para el Área Caribe fué de 2.818 GWh, siendo un 64.02% de la demanda no atendida programada nacional (4.402 GWh) para el mes de noviembre.

La demanda no atendida no programada para el Área Caribe fué de 0.751 GWh, siendo un 39.55% de la demanda no atendida no programada nacional (1.899 GWh) para el mes de noviembre.

Conclusiones

6. INFORME UPME	NO	Presentar los avances en los procesos por convocatoria y los estudios de obras urgentes que adelanta la UPME.	INFORMATIVO	SI	NO
-----------------	----	---	-------------	----	----

Desarrollo

A continuación, se presenta el seguimiento a las expansiones del STN y STR del SIN, al igual que el avance de la consultoría adelantada por HVM sobre el agotamiento de la capacidad de cortocircuito.

AVANCE CONSULTORÍA DE SOLUCIONES PARA SUBESTACIONES CON AGOTAMIENTO DE CAPACIDAD DE INTERRUPCIÓN POR CORTOCIRCUITO



Diagnóstico y priorización de subestaciones

ALTERNATIVAS PARA MITIGAR AGOTAMIENTO POR CORTOCIRCUITO EN SUBESTACIONES DEL SIN



Metodología general

Con los resultados del diagnóstico y priorización (Entregable 1) iterativamente se evalúan técnica y económicamente las alternativas para las subestaciones. La secuencia opciones constructivas es priorizada de menor a mayor complejidad. La selección de las soluciones se basa en el tipo específico de falla. Se consideran:

- Reconfiguraciones operativas.
- Seccionamiento (segmentación) de barras.
- Instalación de reactores serie.
- Nuevas subestaciones para descongestión
- Repotenciación completa de la SE

Igual se considera la superposición de alternativas.

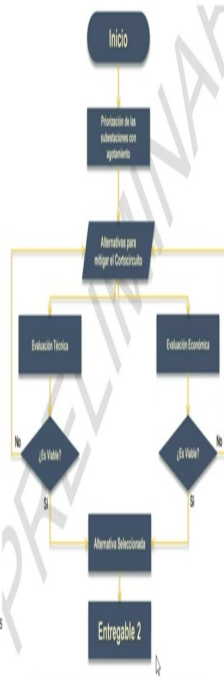


Figura 1. Resumen general de la metodología Entregable 2



Subestaciones priorizadas y a intervenir

Se presentan los resultados de la priorización para 64 subestaciones con posible agotamiento de su capacidad de interrupción, distribuidas, tanto en el STN, como el STR, así:

Área (SEs priorizadas)	Intervenidas	STN	STR
Antioquia (8)	6	2	4
Atlántico (16)	7	4	3
Bogotá (12)	5	3	2
Bolívar (9)	4	1	3
Boyacá – Casanare (7)	7		7
Córdoba – Sucre (3)	2		2
GCM (2)	2	1	1
Santander – N. de Santander (2)	2		2
Valle y CQR (5)	4		4

Tabla 2. Priorización recomendada para subestaciones del STN - Antioquia

No. Subestación	Tensión (kV)	Capacidad Nominal (kA)	Calificación prioridad	Año de agotamiento WC
1. Guatapé 220	220	31,50	0,517	2027
2. Primavera 220	220	31,50	0,339	>2034

Tabla 3. Priorización recomendada para subestaciones del STR - Antioquia

No. Subestación	Tensión (kV)	Capacidad Nominal (kA)	Calificación prioridad	Año de agotamiento WC
1. Ancón EPM 110	110	21,00	0,645	2024
2. Belén (Antioquia) 110	110	21,00	0,455	2024
3. El Salto (EPM) 110	110	31,50	0,391	>2034
4. Guayabal 110	110	40,00	0,269	>2034
5. San Diego 110	110	31,50	0,227	>2034
6. Central 110	110	31,50	0,162	>2034

Fuente: Documento preliminar "Entregable 2". Consultoría HMV 20-11-2024.



Seccionamiento de barras

- Con bahía entre barras
- Con reactores serie entre barras

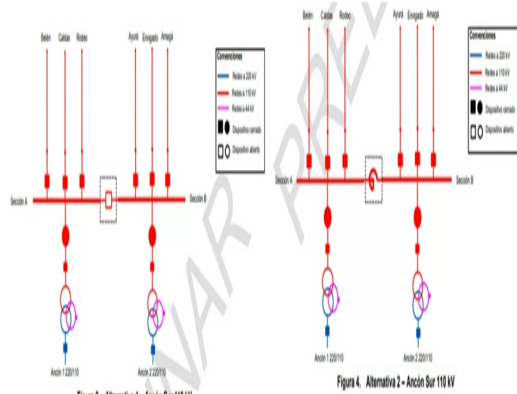


Figura 3. Alternativa 1 - Ancón Sur 110 kV

Figura 4. Alternativa 2 - Ancón Sur 110 kV

Fuente: Figuras: Documento preliminar "Entregable 2". Consultoría HMV 20-11-2024.



Reactor serie en líneas o en líneas y barras

- Reactores: entre barras y en línea
- Reactor serie en líneas o en líneas y barras
- Reactor en línea

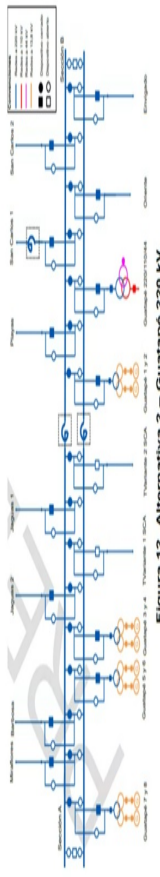


Figura 12. Alternativa 2 - Guatapé 220 kV

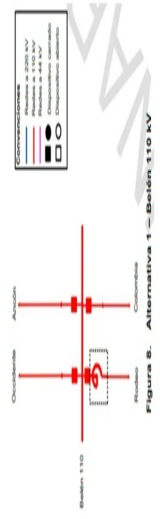


Figura 8. Alternativa 1 - Belén 110 kV

Fuente: Figuras: Documento preliminar "Entregable 2". Consultoría HMV 20-11-2024.

Resistencias de puesta a tierra

- En transformadores

Impacto directo de alternativas recomendadas en otras subestaciones

- Diagnóstico

Tabla 81. Nivel de Cortocircuito respecto a Capacidad Declarada - Nueva Magdalena 110 kV

Subestación	Cap Nom (A)	Falla	Nivel de Cortocircuito respecto a Capacidad Declarada (%)									
			2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Nva Magdalena 110	40	ZG	111,0	117,0	121,0	123,8	123,8	123,8	123,8	123,8	123,8	123,8

Nota:
(1) Tipo de falla en la que se presenta el mayor nivel de cortocircuito en la subestación.

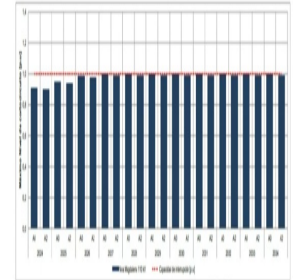


Figura 16. Nivel máximo de cortocircuito - Nueva Magdalena 110 kV

- Resultado considerando las alternativas recomendadas para Termofiores 220/110 kV, Tebsa 220 kV y El Río 110 kV

Fuente: Documento preliminar "Entregable 2". Consultoría HMV 29-11-2024.

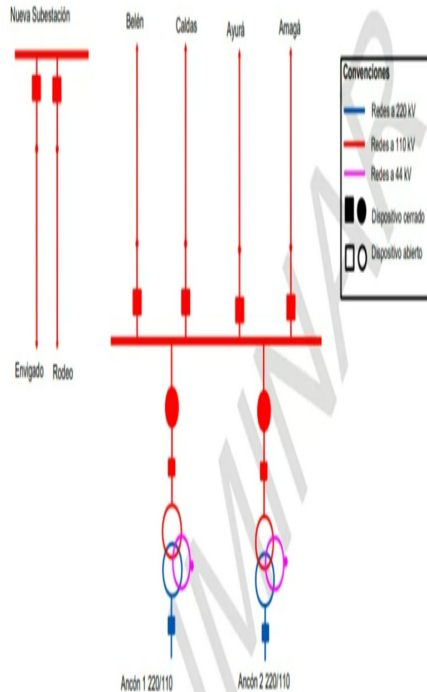


Figura 5. Alternativa 3 - Ancón Sur 110 kV

Apertura bahía de seccionamiento de barras

Conclusiones (1)

Los análisis realizados contemplan medidas en busca de mitigar las condiciones del agotamiento de la capacidad de interrupción en subestaciones del SIN, resultantes de la evaluación individual y en conjunto de alternativas para las subestaciones de cada área o subárea operativa.

Las particularidades de cada área o subárea, determinan el impacto de cada alternativa sobre problemáticas en otras subestaciones de la zona con riesgo de agotamiento identificado. Algunas subestaciones admiten soluciones individuales sin mitigación por efecto de implementaciones en subestaciones cercanas, así como otras demandan implementación simultánea de alternativas en varias subestaciones de su área o subárea, para obtener los niveles de cortocircuito que permitan garantizar condiciones de seguridad en la operación del sistema.

Las alternativas de mitigación se consideran necesarias a partir del año identificado con el agotamiento de la capacidad de interrupción en la subestación correspondiente, con validez para toda la ventana de análisis (2024 - 2034), sin embargo, están sujetas a revisión con el ingreso de nuevos proyectos.

Las alternativas de mitigación propuestas se fundamentan en análisis netamente técnicos y deben revalidarse por verificaciones complementarias de las condiciones físicas existentes, de análisis de ingeniería y de la viabilidad constructiva. Tales actividades deberán ejecutarse en etapas posteriores. La viabilidad de implementar resistencias de puesta a tierra en el neutro de transformadores requiere verificación del aislamiento en los componentes del transformador y de la subestación, que puedan ser afectados.

La evaluación económica entrega valoraciones cuantitativas que permiten el ejercicio comparativo entre las alternativas y la reopotenciación de la subestación con riesgo identificado. Esta evaluación es un ejercicio referencial a partir de costos de UC y valores de referencia obtenidos de las experiencias del consultor.

Grupo de conexión con Y aislada

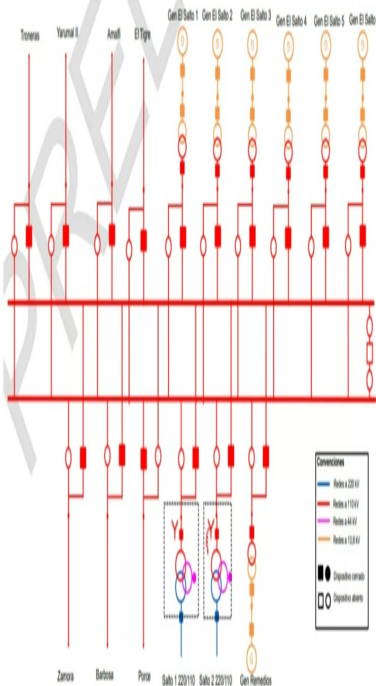
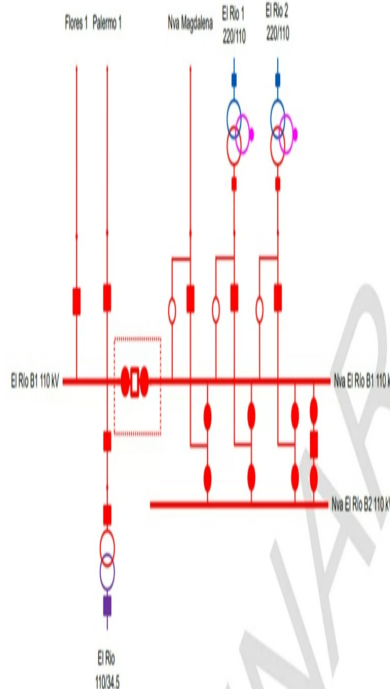
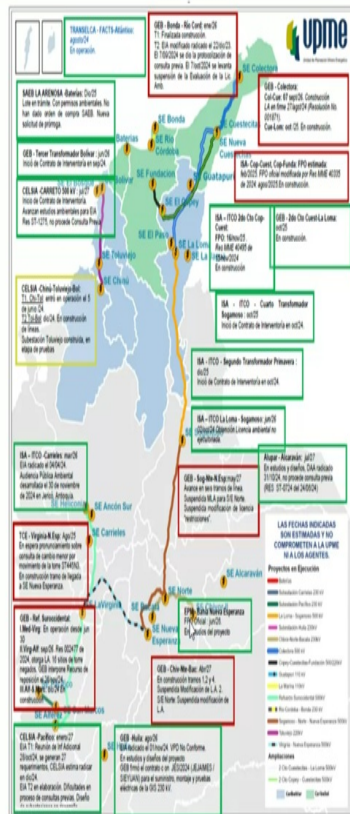


Figura 17. Alternativa 2 - El Salto 110 kV



Fuente figuras: Documento preliminar "Entregable 2". Consultoría HMV 29-11-2024.

STN:	19
STR:	1
Ampliación:	2



EVEN W

Área	OBRA	FPO	Estado
Huila	Subestación Huila 230 KV y dos líneas de transmisión a interceptar línea Mirolindo – Betania	2026	En ejecución
Santander	4 transformador Sogamoso 500/230 KV	2024	En ejecución
Santander	2 transformador Primavera 500/230 KV	2024	En ejecución
Casanare	Subestación Alcaraván y línea de transmisión San Antonio - Alcaraván 230 kV	2027	En ejecución
Arauca	Subestación La Paz y línea de transmisión Alcaraván - Banadía - La Paz 230 kV	2028	Declarada desierta
Bolívar	Subestación Carreto 500 KV y línea de transmisión a interceptar Bolívar – Sabanalarga	2027	En ejecución
Casanare	Alcaraván STR 115 kV	2027	Estructurada
Arauca	La Paz 115 kV	2028	Estructurada
Bolívar	Pasacaballos 230 KV	2027	Adjudicada
Santander	Trinitaria (Cabrera) 230 KV"	31/03/2028	Prepublicada
Antioquia	Corrientes (San Lorenzo) 230 KV	31/10/2028	Prepublicada
Bolívar	Subestación Magangué 500 KV	2028	En proceso de adjudicación
Valle del C	Estambul 230 KV	2026	Estructurada
Putumayo	Renacer - Yarumo 115 KV	2027	Estructurada
Tolima	Mirolindo - Gualanday 115 KV	2027	Estructurada
Tolima	Flandes - Lancersos 115 KV	2027	Estructurada
Cundinamarca	Bahía trafo Nueva Esperanza 500 KV	2026	En ejecución
Chocó	Compensación capacitiva SVC	2027	Declarada desierta
Cundinamarca	Subestación Sopó 230 KV	31/12/2028	Prepublicada
Córdoba	2 Cto Sahagún 500 KV	2026	En ejecución
Bolívar	3 Trafo Bolívar	2026	En ejecución

8.000 000

Próxima Expansión (Ampliaciones)

Proyecto	Transmisor posible interesado	FPO de acuerdo con el Plan de Expansión 2022-2036, Resolución 40477 del 24 de julio de 2023	Nueva FPO
Instalación del corte central del diámetro uno (1) de la subestación Chinú 220 kV	ISA INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P.	nov-24	31-dic-25
Ampliación en la subestación San Marcos 115 kV	ISA INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P.	dic-24	30-sep-26

7.VARIOS

NO

INFORMATIVO

NO

NO

Desarrollo

- Próxima reunión ordinaria del C N O el 9 de enero de 2025.

El presupuesto de funcionamiento del Consejo para el 2025 se ratificará en reunión ordinaria de enero.
Conclusiones

Presidente - Germán Garces

Secretario Técnico - Alberto Olarte

