



Acta de reunión

Acta N° 691

12 Enero 2023 Oficinas C.N.O.

Lista de asistencia

Empresa	Nombre Asistente	Invitado	Miembro
CNO	Adriana Perez	SI	NO
RSM	Adriana Zapata	SI	NO
UPME	Adrián Correa	SI	NO
CNO	Alberto Olarte	SI	NO
SUPERSERVICIOS	Angela Sarmiento	SI	NO
XM	Carlos Cano	NO	SI
PROELECTRICA	Carlos Haydar	NO	SI
XM	Diana Guerrero	NO	SI
TERMOEMCALI	Diego Yesid Uribe Arbeláez	NO	SI
ENERTOTAL SA ESP	Eliana Garzón	NO	SI
CNOGas	Fredi Lopez	SI	NO
RSM	Ferney Alvarado	SI	NO
IDEAM	Franklyn Ruiz	SI	NO
Energía del Suroeste	Gabriel Jaime Ortega	NO	SI
CELSIA	German Garces	NO	SI
RSM	Gilberto Salazar	SI	NO
RSM	Hector Ortiz	SI	NO
XM	Jairo Serrano Luna	NO	SI
ENEL Colombia	John Rey	NO	SI
SUPERSERVICIOS	Jorge Zuluaga	SI	NO
GECELCA	Juan Manuel Salas	NO	SI
CELSIA	Julian Cadavid	NO	SI

Energía del Suroeste	Julieta Naranjo	NO	SI
RSM	Kevin Zapata	SI	NO
SUPERSERVICIOS	Luis Galvis	SI	NO
EPM	Luz Marina Escobar	NO	SI
TERMONORTE	Manuel Vasquez	SI	NO
XM	Marcela Buriticá	NO	SI
CELSIA	Marcelo Javier Alvarez Ríos	NO	SI
CNO	Marco Antonio Caro Camargo	SI	NO
EPM	Mauricio Correa	NO	SI
TEBSA	Mauro Gonzalez	NO	SI
GEB	Miguel Mejía Uribe	NO	SI
XM	Mónica Mejía	NO	SI
EPM	Nestor Tabares	NO	SI
RSM	Ferney Alvarado	SI	NO
TERMOEMCALI	Fernando Barrera	NO	SI
RSM	Victor Gómez	SI	NO
XM	Oscar Arango	NO	SI
ENERTOTAL SA ESP	Yamir Dario Sanchez	NO	SI
AES COLOMBIA	Juan Carlos Guerrero	NO	SI
UPME	Javier Martinez	SI	NO
ISAGEN	Juan Esteban Flórez	NO	SI
ISAGEN	Mauricio Arango	NO	SI
TEBSA	Eduardo Ramos	NO	SI
MINENERGÍA	Cristian Díaz	SI	NO
MINENERGÍA	Angela Sarmiento	SI	NO
IDEAM	Omar Vargas	SI	NO
SUPERSERVICIOS	Oscar Vélez	SI	NO

SUPERSERVICIOS	Diego Piñeros	SI	NO
MINENERGÍA	Irene Vélez	SI	NO

Agenda de reunión

N°	Hora	Descripción
1	08:30 - 09: 00	Presentacion C N O
2	09:00 - 09:30	Informe IDEAM
3	9:30 - 10:30	Situación energetica y eléctrica.
4	10:30 - 11:15	Actas y acuerdos.
5	11:15 - 12: 00	Auditoría Externa ASIC LAC TIES CND vigencia 2021.
6	12:00 - 01:00	Informe C N O.
7	01:00 - 01:20	Informe UPME.
8	01:20 - 01;30	Varios.
Verificación quórum		SI

Revisión de compromisos

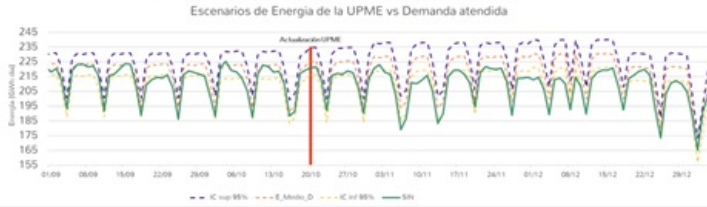
Compromiso	Reunión N°	Fecha	Responsable
Observaciones			

Desarrollo

Punto de la agenda	Plan operativo	Objetivo	Acción	Presentación	Inclusión plan operativo
1. PRESENTACION CNO	NO	Presentar las funciones legales del Consejo su conformación, y su organigrama.	INFORMATIVO	SI	NO
Desarrollo La reunión 691 del CNO da inicio con la presencia de la Señora Ministra, el Director de Energía del MME, la Jefe de la Oficina de Asuntos Regulatorios del MME y el Director de la UPME. La Señora Ministra dio un mensaje de aperturaque se resume en que en estar atenta a recibir alertas y temas en los que se pueden mejorar. Se mencionó en forma concreta los precios de bolsa. A continuación, se hizo una presentación institucional del CNO eléctrico, en la que se indicó el fundamento legal del Consejo y de sus funciones de Ley. Se mencionó la reglamentación del Decreto 2238 de 2009. Se presentaron a la Ministra de Minas y Energía las funciones legales del Consejo, su conformación y el organigrama para el desarrollo de sus tareas, se hizo énfasis en la importancia de la participación del MME en los comités y subcomités del Consejo y en el mismo C N O.					

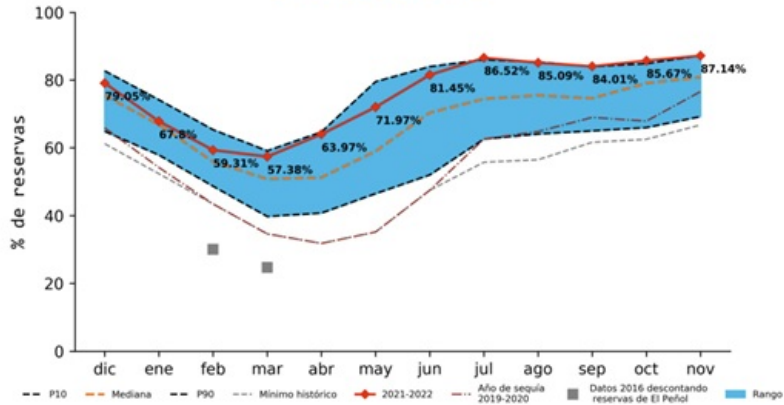
La Ministra confirmó lo anterior y el objetivo para este año, de desarrollar y apoyarse en los temas claves de la transición en los organismos y gremios del sector.					
Conclusiones					
2. INFORME IDEAM	NO	Presentar el informe de las perspectivas del clima en el país y los pronósticos para los próximos meses.	INFORMATIVO	SI	NO
Desarrollo Al dar inicio a esta presentación del IDEAM, la Señora Ministra comenta que las estimaciones climáticas que hace el IDEAM deberían ser vinculantes para la construcción de la metodología tarifaria y revisar cómo impacta esto en el seguimiento de la SSPD. Se debe analizar una ruta vinculante del pronóstico del IDEAM para efectos de la tarifa. El CPC-IRI informa que existe un 76% de probabilidad de La Niña durante el invierno del hemisferio norte (diciembre-febrero) 2022-23, favoreciendo una transición a ENOS Neutral en febrero-abril 2023 (57% de probabilidad). La TSM aún se conserva en valores fríos a lo largo del pacífico ecuatorial,y en la subsuperficie se conservan los núcleos cálidos en la zona occidental. El indicador ONI completó ya cerca de dos años y medio en valores característicos del fenómeno Niña. Las probabilidades de persistencia de la Niña disminuyen en el primer trimestre del 2023 para dar paso a una mayor probabilidad de un evento neutral en el resto del año y hacia los últimos trimestres del año se incrementa la probabilidad de un evento seco.					
Conclusiones - FENÓMENO LA NIÑA AGO21 - NOV22: El comportamiento climático sobre el territorio nacional será modulado en mayor medida por las perturbaciones de la escala intraestacional y la evolución del Fenómeno La Niña. - LLUVIAS : Valores normales durante el primer trimestre de 2023.					
3. PRESENTACION XM SITUACION ELECTRICA Y ENERGETICA	NO	Presentar las principales variables de la operación actual y la esperada junto con los riesgos para la operación del SIN.	INFORMATIVO	SI	NO
Desarrollo En la presentación de XM se encuentran las gráficas del balance del comportamiento de las principales variables del SIN en el año 2022. A continuación se presentan las más importantes:					

Escenarios de demanda de la UPME diarios respecto a la demanda actual del SIN



Con la actualización de los escenarios de la UPME el mes de septiembre cerró con la demanda ubicada un 2% por debajo del escenario medio de la UPME; por otro lado, el mes de octubre cerró con la demanda del SIN un 2.0% por debajo del escenario medio y un 5.9% por debajo del escenario IC superior 95% de la UPME. Además, el mes de noviembre finalizó con una demanda un 4.7% por debajo del escenario medio y un 8.4% por debajo del escenario IC superior 95% de la UPME. Finalmente, la demanda en el mes de diciembre se ubicó un 4.9% y 0.8% por debajo de los escenarios medio e IC inferior 95% de la UPME, y además, en lo que va corrido del mes de enero la demanda se sitúa un 0.5% por debajo del escenario medio y un 4.7% por encima del escenario IC inferior 95% de la UPME.

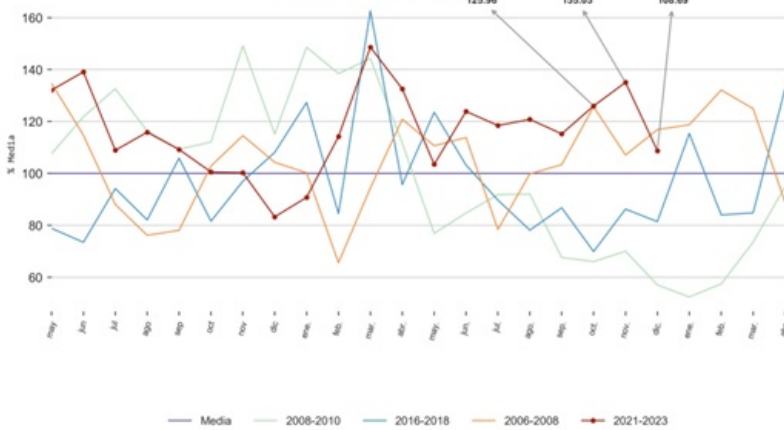
Reservas hídricas



Todos los derechos reservados para XM S.A. S.p.A.

Información hasta el 2022-11-30
Información actualizada el 2023-01-10

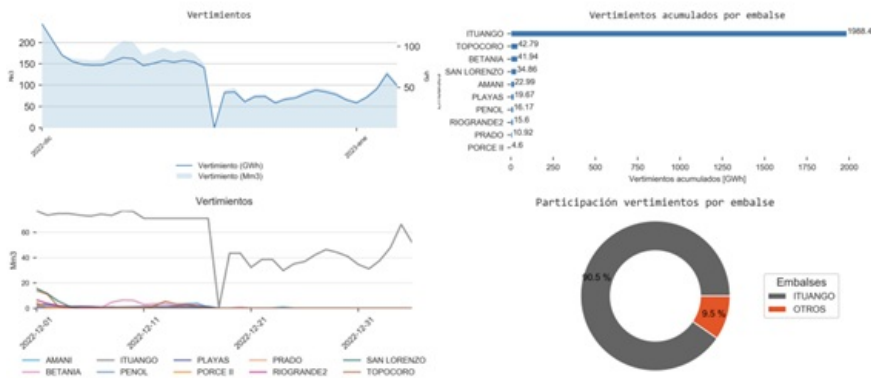
Aportes hídricos



Todos los derechos reservados para XM S.A. S.p.A.

Información hasta el 2022-12-31
Información actualizada el 2023-01-06

Vertimientos del SIN

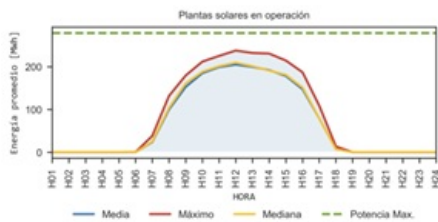


Todos los derechos reservados para XM S.A. S.p.A.

Información hasta el 2023-01-05
Información actualizada el 2023-01-06

Los vertimientos acumulados se consideran desde 2022-12-01 hasta 2023-01-05.
OTROS agrupa embalses con vertimientos menores al 5% del total.

Curva Generación Solar - Plantas en Operación



Corresponde a la generación real de los recursos solares en operación que inyectaron energía al SIN desde el 01 de diciembre de 2022 hasta el 31 de diciembre de 2022.

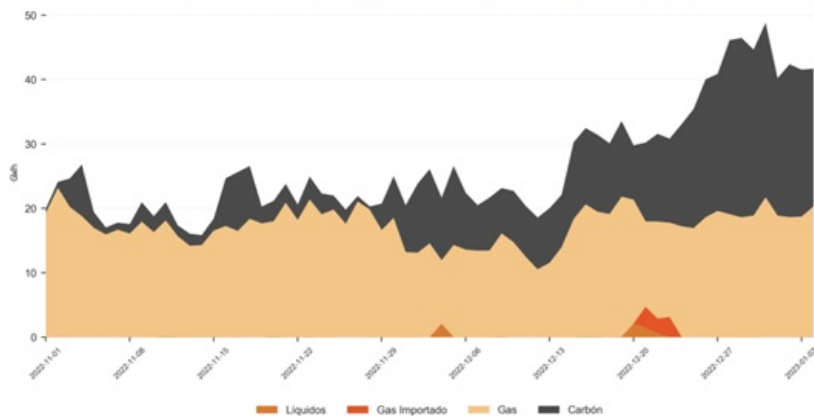
Planta	Capacidad Potencia Nominal (MW)	Generación Promedio (MWh-día)	Factor de planta (%)
BOSQUES SOLARES DE LOS LLANOS 4	19.9	163.28	34.2%
TRINA VATA BSL II	19.9	159.09	33.3%
TRINA VATA BSL I	19.9	158.93	33.3%
TRINA VATA BSL II	19.9	157.73	33.3%
BOSQUES SOLARES DE LOS LLANOS 3	17.9	147.11	34.2%
SINCE	18.5	142.04	32.0%
LA SERPIE	19.9	125.53	26.3%
GR PARQUE SOLAR TUCANES	9.9	75.71	31.9%
CERRITOS	9.9	64.13	27.0%
HELIOS I	16	63.91	16.6%
LA MEDINA	9.9	60.36	25.4%
LOS CABALLEROS	9.9	57.29	24.1%
PETALO DE CONDOBA I	9.9	49.43	20.8%
CELISA SOLAR BOLIVAR	8.06	47.69	24.7%
MONTELIBANO	9.9	39.13	16.5%
CELISA SOLAR ESPINAL	9.9	35.95	15.1%
CELISA SOLAR LA PAULA	9.9	27.8	11.7%
GRANJA SOLAR BELMONT	5.06	21.57	17.8%
AUTOS CELISA SOLAR LEVIAN	4.99	17.84	14.9%
CELISA SOLAR CARMELLO	9.9	15.68	6.6%
PLANTA SOLAR BAYUNCA I	3	15.37	21.3%
TERMOELECTRICA DOS SOLAR	4	11.87	12.4%
AUTOS CELISA SOLAR PUMBO	9.8	10.84	4.6%
AUTOS CELISA SOLAR MARINAS	2.45	7.83	13.3%
AUTOS COLOMBIA DEL CAUCA	0.3	1.51	20.9%
Total	278.66	1677.58	

Todos los derechos reservados para XCEL S.A. E.S.P.

Información hasta el 2022-12-31

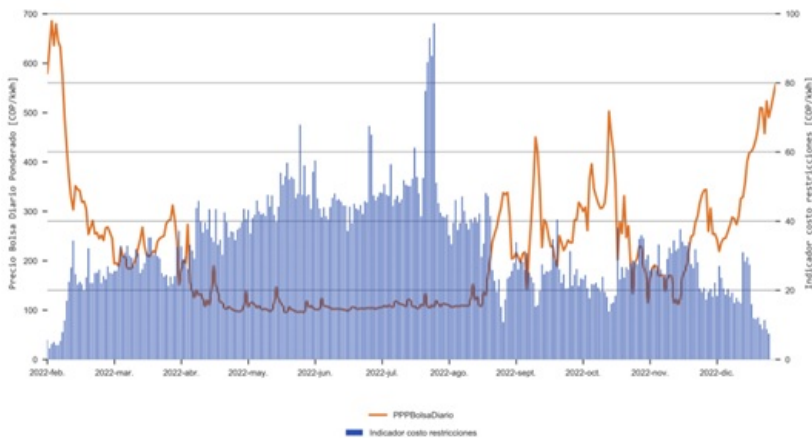
Información actualizada el 2023-01-06

Evolución Generación térmica Despachada Centralmente



Información hasta el 2023-01-04
Información actualizada el 2023-01-06

Indicador de seguimiento al costo de restricciones vs Precio de Bolsa Nacional



Información hasta el 2023-01-04
Información actualizada el 2023-01-06

Proelectrica menciona que el costo de las tarifas de Energía Eléctrica en la costa Caribe, es un factor que puede tener un impacto y consecuencia en la reducción de la demanda de Energía energía en esta zona del País.

En las siguientes gráficas se muestra el panorama energético del SIN para el mediano plazo (2 años):

Datos de entrada y supuestos considerados

Se muestran los principales supuestos y datos de entrada que mayor impacto tienen en el modelo de simulación, considerando las características técnicas, disponibilidad y con cuánta generación se podrá contar, demanda pronosticada, la cantidad de energía que llegará a los embalses y los diferentes costos asociados a la operación de los recursos.

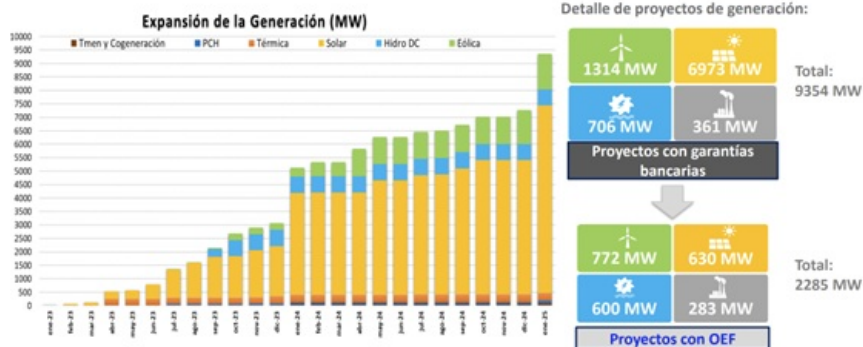


El detalle y explicación de los supuestos considerados pueden ser consultados en el siguiente enlace:

restricción del embalse Miraflores por mantenimiento: que inicia el 1 de abril de 2023 y finaliza el 31 de agosto del mismo año.
en mantenimiento de vacado de conducción de la central Chivor reportados por AES Colombia en comunicación del 6 de dic de 2022

<http://www.xm.com.co/Paginas/Operacion/Resultados-largo-plazo.aspx>

Datos de entrada y supuestos considerados



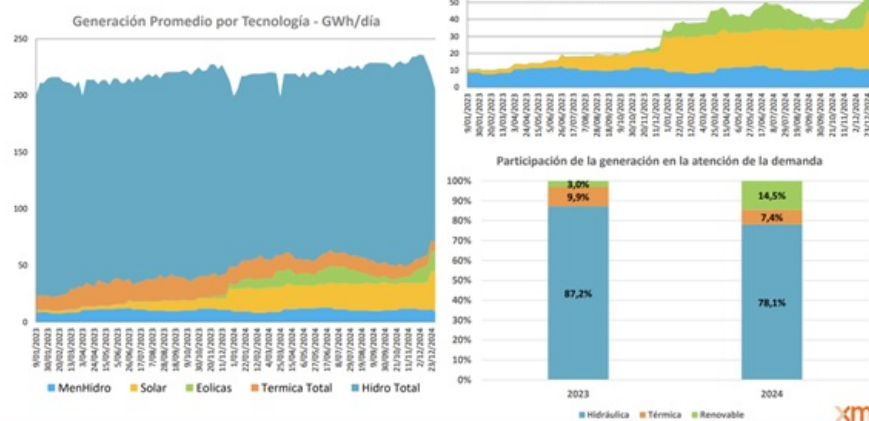
fueron considerados los siguientes proyectos en todo el horizonte de análisis:

- Proyectos que cuentan con garantía bancaria de acuerdo a las disposiciones de la resolución CREG 075 de 2021.
- Para los proyectos de generación supeditados se tiene en cuenta la fecha mayor entre el proyecto de generación y el proyecto de transmisión que lo supedita.
- Las Plantas de generación Termoproyectos (Jagüey) y Rubiales entraron en operación el 25 de diciembre de 2022 con conexión temporal a Chivor 230 kV (Artículo 34 de la

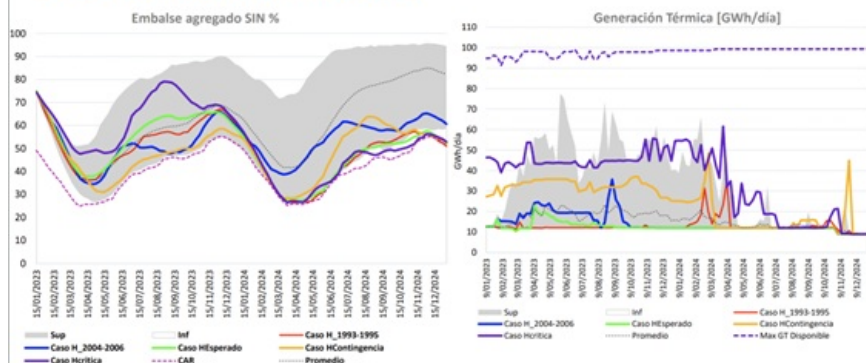
Datos de entrada y supuestos considerados



Resultados Estocásticos



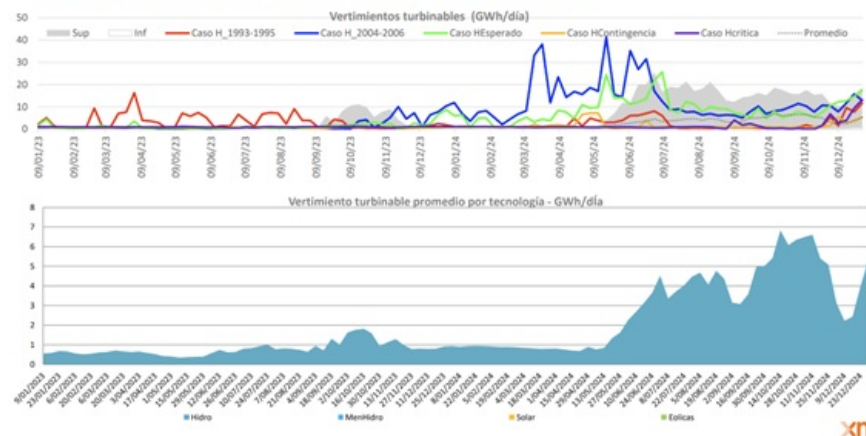
Resultados Determinísticos



Para los 100 escenarios considerados se atiende la demanda cumpliendo con los índices de confiabilidad establecidos en la regulación.

xm

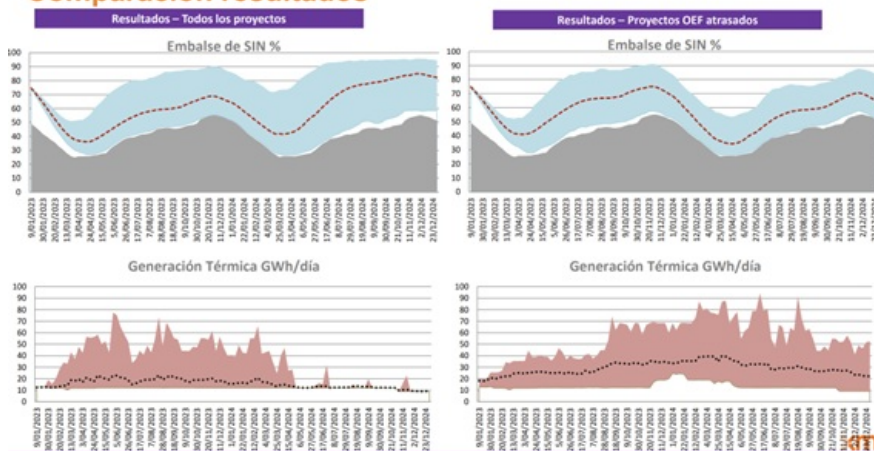
Resultados de Vertimientos Turbinables



xm

A continuación, se muestra una sensibilidad a los proyectos de generación, considerando solo aquellos que tiene Obligaciones de Energía Firme (OEF), estos mismos con atraso de un año en su puesta en servicio:

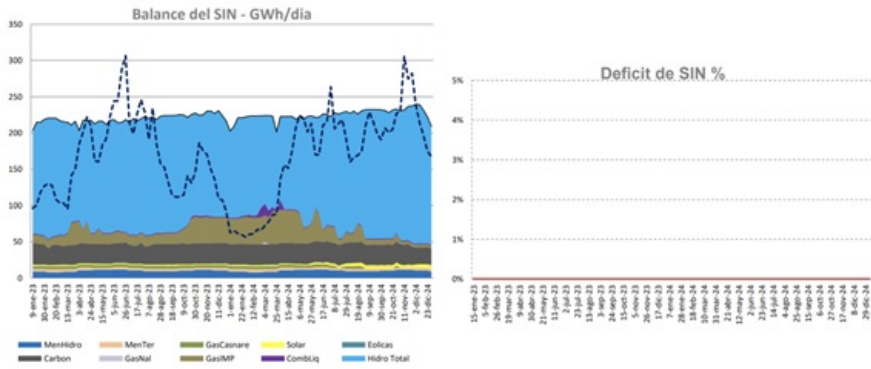
Comparación resultados



A continuación se realiza sensibilidad a los proyectos de generación considerando solo aquellos que tiene Obligaciones de Energía Firme (OEF) con un atraso de un año en su Fecha de Puesta en Operación (FPO) sobre un escenario determinístico crítico: • Hidrología Ene 2015 - Dic 2016

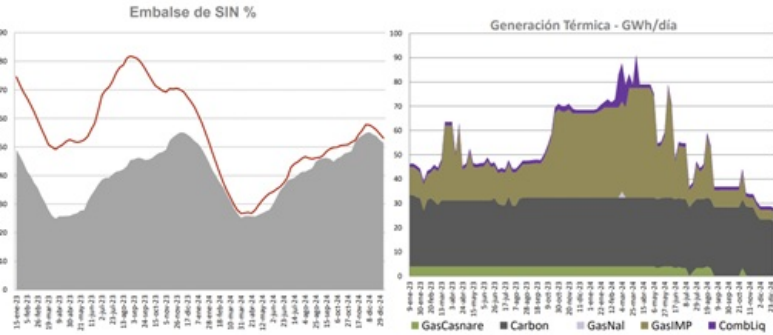
Resultados

Resultados Determinístico – Proyectos OEF atrasados 1 año



Resultados

Resultados Determinístico – Proyectos OEF atrasados 1 año



En las siguientes gráficas se muestra el panorama energético del SIN para el largo plazo (5 años):

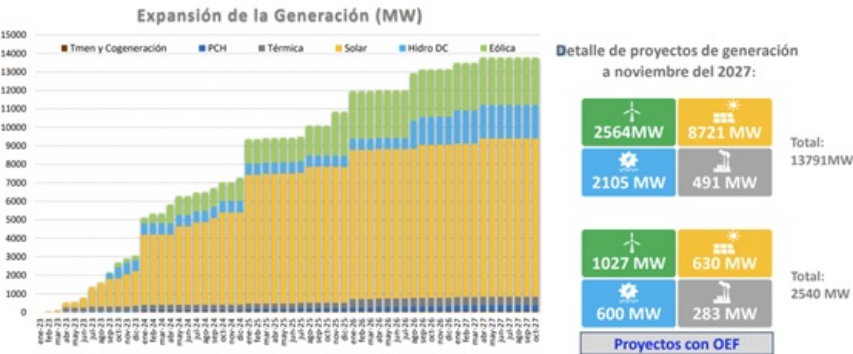
Datos de entrada y supuestos considerados

Se muestran los principales supuestos y datos de entrada que mayor impacto tienen en el modelo de simulación, considerando las características técnicas, disponibilidad y con cuánta generación se podrá contar, demanda pronosticada, la cantidad de energía que llegará a los embalses y los diferentes costos asociados a la operación de los recursos.



El detalle y explicación de los supuestos considerados pueden ser consultados en el siguiente enlace: <http://www.em.com.co/Paginas/Operacion/Resultados.aspx>

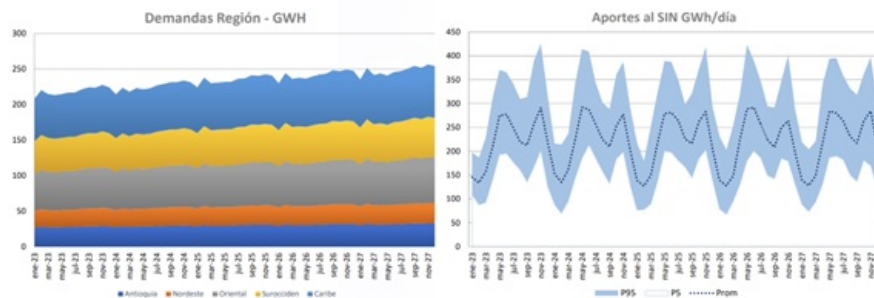
Proyectos de Expansión de Generación



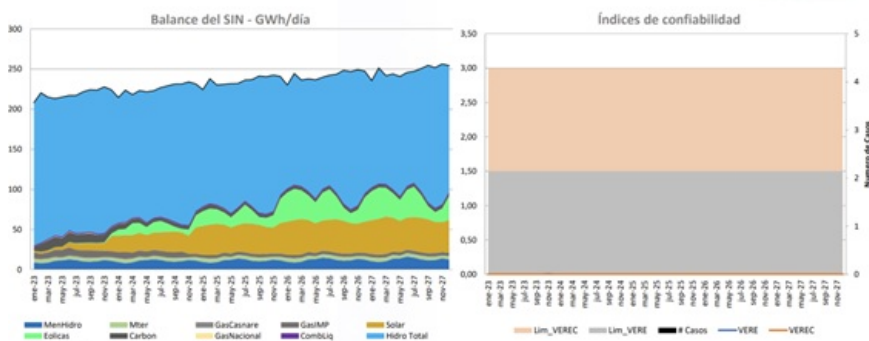
Fueron considerados los siguientes proyectos en todo el horizonte de análisis:
• Proyectos que cuentan con garantía bancaria de acuerdo a las disposiciones de la resolución CREG 075 de 2021.
• Para los proyectos de generación supeditados se tiene en cuenta la fecha mayor entre el proyecto de generación y el proyecto de transmisión que lo supedita.



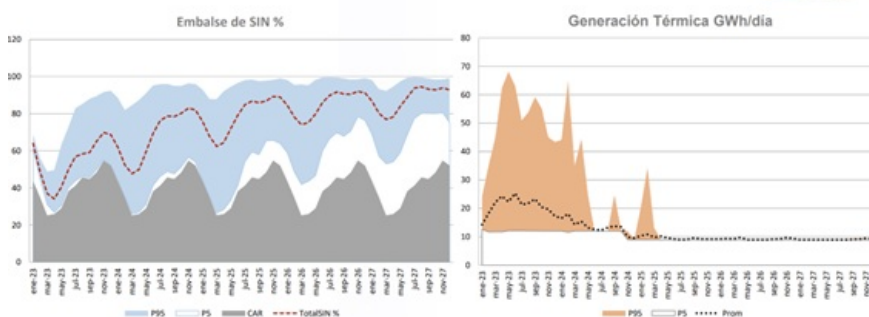
Datos de Entrada y Supuestos Considerados



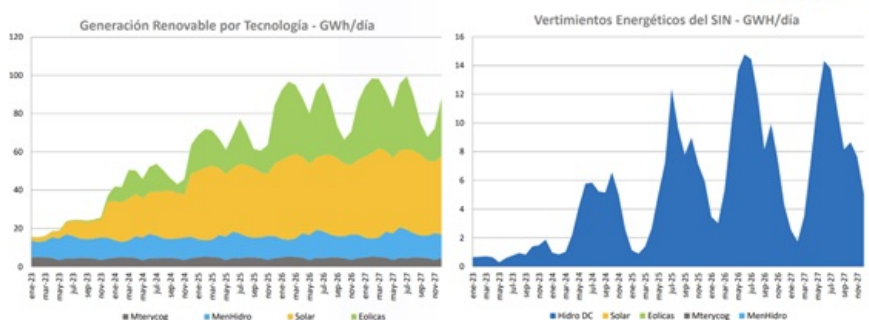
Resultados Largo Plazo – Estocástico



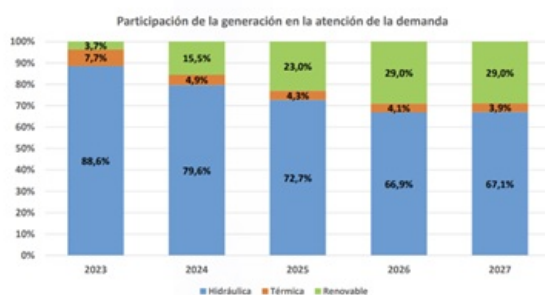
Resultados Largo Plazo – Estocástico



Resultados Largo Plazo – Estocástico



Resultados Largo Plazo – Estocástico



Conclusiones y Recomendaciones

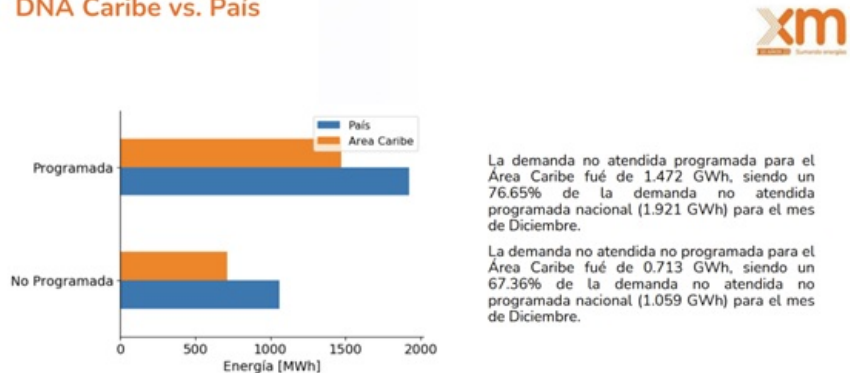
- En los horizontes de simulación 2 y 5 años, con los supuestos considerados y sus sensibilidades (demanda, entrada de proyectos de generación, entre otros), las simulaciones muestran que se cumplen los criterios de confiabilidad establecidos en la regulación vigente.
- De acuerdo a las fechas de entrada en operación para los proyectos de generación que cumplen con lo establecido en la Resolución CREG 075 de 2021, se evidencia un cambio importante en los porcentajes de participación de la atención de la demanda de las diferentes tecnologías de generación, siendo el cambio más representativo, en los casos base del análisis de mediano y largo plazo, en lo relacionado con la generación proveniente de fuentes renovables no convencionales, las cuales pasan de un 3% y 3.7% al inicio del horizonte al 14.5% y 29.0% al final de los mismos respectivamente.
- Ante escenarios de reducción de aportes y considerando un atraso de los proyectos se observa incremento en los requerimientos de generación térmica respecto a caso base.
- Bajo el escenario de hidrología crítica en el verano 2023-2024 y sin considerar expansión previa a este verano (considerado proyectos con OEF atrasados un año) se observa una alta exigencia al parque térmico desde octubre 2023 y una preparación previa de los niveles de embalses que permitan garantizar el abastecimiento confiable de la demanda durante el periodo de verano.

Conclusiones y Recomendaciones

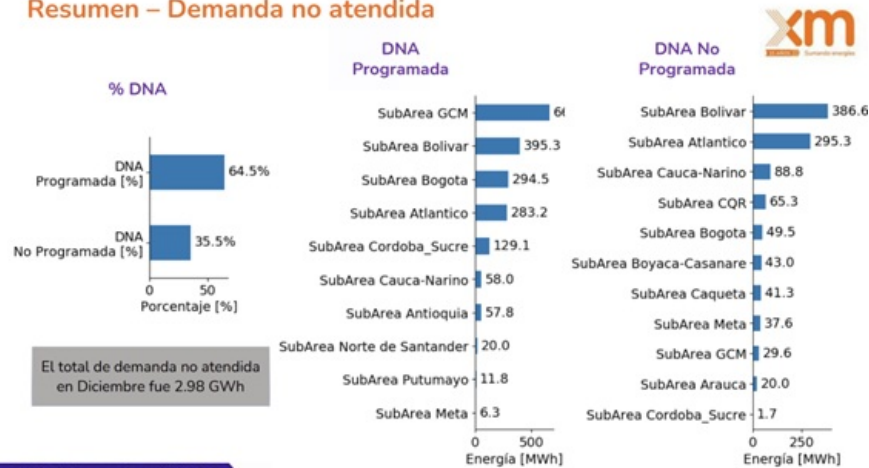
- La entrada en operación de los proyectos de expansión de la red de transmisión, de acuerdo a las fechas oficiales declaradas por los agentes, son de gran importancia para lograr el impacto esperado de la entrada masiva de proyectos de generación en áreas particulares del SIN.
- El supuesto de fecha de entrada de nuevos proyectos de generación y transmisión impactan de manera considerable los resultados de los análisis, razón por la cual se recomienda continuar con el 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.

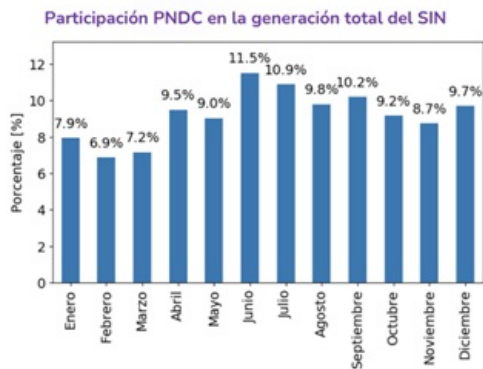
El detalle de los indicadores operativos del SIN se puede encontrar en la presentación adjunta al acta, sin embargo, se referencian los siguientes índices:

DNA Caribe vs. País



Resumen – Demanda no atendida





A continuación XM presentó los resultados del seguimiento que se hace a la entrada de los proyectos del STN, del STR y de generación, según la metodología del Acuerdo 696, los cuales se presentan como anexo de la presente acta.

Como resultado del informe presentado, a continuación las siguientes observaciones sobre el estado del SIN y las dificultades para el desarrollo de los proyectos de expansión:

- Un tema estructural del Sistema es la entrada de los proyectos, que impacta la atención de la demanda y la formación de precios.
- Debe hacerse un análisis de las barreras que se presentan por aspectos sociales y ambientales en el desarrollo de proyectos.
- En el Congreso MEM se acordó la necesidad de hacer una reunión de identificación de los problemas para el desarrollo de proyectos.

La Señora Ministra solicitó al CNO visibilizar el análisis de la problemática del licenciamiento ambiental y social. Con esa justificación se puede actuar desde la política pública. Menciona que en el Plan Nacional de Desarrollo se estableció una ruta especial de aceleración de la transición energética justa, con una articulación institucional para revisar los tiempos de licenciamiento ambiental y social, y los tiempos de aprobación de los puntos de conexión de la UPME. Además, mencionó que habrá un artículo específico en el PND. Hay una gerencia Guajira, que responde a la necesidad de la gerencia social y la gerencia Guajira para los temas de transición energética justa la tiene el MME. Esta gerencia dio inicio en enero de 2023, con una gestión interdisciplinaria entendiendo que se presenta una barrera en la que se requiere el acompañamiento de los diálogos.

El Consejo informó que enviará los resultados de la encuesta que se hizo para detectar los problemas los problemas de los costos y logística asociados al desarrollo de los proyectos. La Señora Ministra informó que en la primera semana de febrero se hará una reunión con los representantes de los proyectos de generación que se desarrollan en la Guajira.

La UPME pidió a XM la generación de seguridad en GWh. Para la UPME es importante analizar la generación de seguridad fuera de mérito o en mérito.

Sobre las exportaciones de energía se mencionó que obedecen al esquema TIE. Se está apoyando el sistema ecuatoriano por sus bajos aportes y condiciones de riesgo en el 2023. Se llevan 2 semanas con 10 GWh diarios de exportación.

Sobre la actualización de los costos de racionamiento, se recuerda que se actualizan con los costos de la UPME y los de combustibles con la actualización de los costos de la UPME del mes de julio. El modelo no tiene restricción de combustible.

EPM mencionó que la Unidad 2 de Ituango no está en operación continua. En operación continua se encuentra la unidad 1. La unidad 2 entró a mantenimiento por un tema de cojinetes, previa una consignación hasta el 21 de enero. Las unidades 3 y 4 avanzan adecuadamente, hay un contratista que inicio en enero de 2023 que está ejecutando las actividades en la parte civil y avanza el tema electromecánico.

Se reiteró una solicitud a la UPME de actualización de los costos de racionamiento y costos de combustibles en el corto plazo. El Director de la UPME mencionó que hay un estudio del mes de diciembre de 2023 en análisis.

Gecelca solicitó hacer una sensibilidad con el carbón y analizar cómo es la marginalidad del carbón en los próximos meses: este análisis se pasa al SPO.

Sobre el Caudal ecológico, en el planeamiento se toma en cuenta la información recibida de la renovación de las concesiones, sin embargo se advierte que no se tuvo respuesta de todos los agentes. Se solicita para el CO de febrero presentar los resultados de la renovación de las concesiones, mientras se consigue la información. Reiterar la solicitud en el SURER.

Se pide insistir a la CREG en la solicitud del cambio de plan semestral a plan trimestral de mantenimientos.

XM hace la presentación con el Informe desviaciones plantas menores, cuyas conclusiones se presentan a continuación:

- El CND realiza sus procesos de despacho y redespacho con la información declarada por los agentes.
- Las desviaciones de las PNDC está siendo considerable, lo que podría poner en riesgo la atención segura, confiable y económica de la demanda del SIN.
- Actualmente la mayor parte de las desviaciones se encuentra en las plantas con capacidad efectiva entre 5-20 MW.
- Se identifican varias plantas que deberían declarar una mejor disponibilidad esperada.
- Se identifican diferencias apreciables entre la información reportada por los agentes al centro de control diariamente para el informe de operación y la reportada por contadores.

A continuación se hacen las siguientes recomendaciones:

- Reflejar en la oferta diaria el mejor estimado de generación para el día siguiente. (Agentes)
- Acompañar la gestión con los representantes de las PNDC de forma que se realice una oferta diaria de acuerdo con el mejor valor esperado de generación y se compartan buenas prácticas de estimación de generación de este tipo de plantas. (CNO)
- Establezca incentivos regulatorios para que las PNDC realicen mejores pronósticos de su generación esperada y esta se refleje en la declaración de la oferta diaria. (CREG)

El CNO decide convocar a los representantes de las plantas a un taller para compartir buenas prácticas y hacer acompañamiento.

.

Conclusiones					
4. ACTAS Y ACUERDOS	NO	Presentar las actas pendientes y los acuerdos recomendados para aprobación por parte del Consejo.	APROBACIÓN	SI	NO

Desarrollo

ACTAS:

ACTA 681: Publicada para comentarios el 29 de noviembre. Comentarios de ENERTOTAL, ISAGEN, XM , TEBSA, INTERCOLOMBIA y PROELECTRICA.

ACTA 683: Publicada para comentarios el 29 de noviembre. Comentarios de PROELECTRICA, XM y TEBSA.

ACTA 686: Publicada para comentarios el 4 de enero de 2023. Comentarios de ENEL. El Consejo aprueba las actas 681 y 683 y la aprobación del acta 686 se programará para la agenda de la reunión ordinaria de febrero 2023.

2. ACUERDOS:

Por el cual se deroga el Acuerdo 355 de 2006.

Por el cual se modifica el parámetro de velocidad de toma de carga y descarga de las unidades de la central Guatapé.

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 de generación Cartagena 2.

Por el cual se establecen y actualizan las definiciones y los formatos de reporte de los parámetros técnicos de las unidades y plantas hidráulicas, térmicas, eólicas y solares y de los activos del STN y del STR para el planeamiento operativo y la operación del SIN.

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.

Los anteriores acuerdos fueron aprobados por el Consejo.

Conclusiones

Se aprobaron las actas 681 y 683.

Se aprobaron los acuerdos recomendados.

5. INFORME CNO 691	NO	Presentar el avance de las actividades técnicas y los temas administrativos para conocimiento del Consejo.	INFORMATIVO	SI	NO
-----------------------	----	--	-------------	----	----

Desarrollo

Temas administrativos

1. Se presenta para refrendación del Consejo el presupuesto del año 2023. Para la construcción de este se consideró el porcentaje aprobado previamente, correspondiente a un incremento del salario mínimo del 16 % el cual se aplica para los salarios de los tres funcionarios asistentes. Para los profesionales, el incremento que se aplicó fue igual al IPC estimado del 12.5 %, que es inferior al IPC real (13.12 %). En este sentido, la cuota anual para cada uno de los 14 miembros del CNO es de 142 '785.112, distribuido en tres cuotas de 47' 595.035. Se adjunta el presupuesto detallado. El CNO aprobó el presupuesto para el año 2023 con los supuestos de incrementos mencionados.

2. Por Reglamento Interno (Acuerdo 1635 de 2022), la elección de la empresa que será presidente del CNO para cada año calendario, se hace en la reunión del mes de enero, sin embargo, se propone que la elección se haga en la reunión de febrero, cuando estén presentes la mayoría de los representantes principales de los miembros del CNO. Igual situación se propone para la elección de los miembros del Comité Asesor de Estrategia.

3. El pasado mes de diciembre del año 2022 se llevó a cabo una reunión con la CREG para revisar de manera general algunas dificultades que se podrían estar presentando con las funciones de los auditores y dictaminadores, al igual que el estado de los aplicativos desarrollados por el CNO para la modelación de la producción de energía eléctrica de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas.

Con relación al primer punto, el Consejo informó que en todos los términos de referencia de la integración de las listas se prevé una cláusula específica sobre el compromiso de los representantes legales de no tener inhabilidades, incompatibilidades y conflictos de interés. A pesar de lo anterior, y según información de estos dictaminadores y algunos desarrolladores de proyectos, los primeros también están obrando como consultores (lista Acuerdo CNO 1042). En algunos casos sugiriendo mecanismos o estrategias para no cumplir con lo establecido por la regulación y los Acuerdos del Consejo; en otros, haciendo toda la reconstrucción de las series históricas, extralimitando la función establecida en la normatividad vigente. Adicionalmente se socializaron otros casos con la Comisión, donde aparentemente algunos auditores están incluyendo en sus informes procedimientos y resultados de pruebas que no reflejan la realidad operativa y constructiva de los diferentes recursos de generación. Al respecto, la CREG mencionó que estudiaría algunas medidas que permitan mitigar las situaciones presentadas.

Con relación al segundo punto, la CREG manifestó que en las resoluciones definitivas de cálculo de ENFICC de las plantas solares fotovoltaicas y eólicas, se utilizarán los modelos desarrollados por el Consejo y la Universidad de los Andes, pero que la administración soporte y actualización estarán en cabeza del CND.

4. El 5 de enero de 2023 se recibió la comunicación de Intercolombia con asunto: *"Inconformidad por la salida de INTERCOLOMBIA del CNO"*. En la carta expresa su sorpresa y rechazo frente a la forma como el Consejo Nacional de Operación-CNO ha tomado decisiones que tienen como efecto excluir a ISA INTERCOLOMBIA de este organismo. En su opinión, la exclusión de la empresa del CNO, puede poner en riesgo la función principal que la ley le asignó al mismo: garantizar que la operación del Sistema Interconectado Nacional-SIN sea segura, confiable y económica. Se considera que ISA INTERCOLOMBIA no fue formalmente convocada en la primera fecha para participar en la votación para la selección de los miembros por elección, lo cual sí se hizo con los demás agentes, situación que afectó el ejercicio del derecho al voto que tiene la empresa. Esta situación, en su opinión, obstaculizó la participación de la empresa en una decisión relevante para convocar los agentes idóneos en el Consejo, que aporten conocimiento, experiencia e información relevante para la adecuada operación del SIN, con la posible afectación a los demás actores del sistema y, finalmente, a todos los usuarios del servicio eléctrico. Finalmente ve con preocupación que las decisiones adoptadas por el CNO estarían incumpliendo con el mandato legal de tener dos (2) participantes de la actividad de transmisión nacional en el Consejo, lo cual sería también irregular e impediría que se construya una visión integral de la operación, creando sesgos y vacíos al interior del organismo, que, como antes se indicó, pueden llegar a afectar la prestación del servicio.

Por último, ISA INTERCOLOMBIA solicita respetuosamente al Consejo revisar el Acuerdo por el que se adopta el Reglamento Interno, de manera que, según ellos, se ajuste a la normatividad vigente. Asimismo, invita al CNO a reflexionar sobre cuál debe ser su composición para cumplir el espíritu de los objetivos y parámetros de conformación establecidos en la Ley. Al respecto, sobre el punto en el que ISA INTERCOLOMBIA considera que no fue formalmente convocada para participar en la votación, el 12 de diciembre de 2022 se envió al Gerente de esta compañía la trazabilidad de los correos y comunicaciones enviados en la convocatoria para la selección de los miembros por elección del CNO.

5. Se encuentran aún pendientes los integrantes de los Comités, Subcomités y el mismo CNO de algunas empresas para que por favor los reporten para completar la actualización de las bases de datos.
6. Se publicaron y enviaron a los agentes generadores, transmisores nacionales, distribuidores, demanda regulada y a los gremios que representan a la demanda no regulada las Circulares 108 y 109, en las que se les informa el procedimiento y plazo para que soliciten ser invitados a los Comités, Subcomités y a las reuniones del CNO.

Temas técnicos

7. El 7 de diciembre del año 2022 se tuvo reunión con la Viceministra de Energía para tratar los temas relacionados con la situación actual y esperada de la operación del SIN, y los riesgos identificados para la atención confiable, segura y económica de la demanda de energía eléctrica en el mediano y largo plazo. Específicamente se abordaron los siguientes tópicos: **i)** áreas operativas; **ii)** restricciones eléctricas; **iii)** balance actualizado ENFICC/Demanda; **iv)** atraso de proyectos de expansión; **v)** guía de cálculo para el caudal ambiental; **vi)** flexibilidad del SIN, entre otros. Derivado de este encuentro se acordó llevar a cabo una reunión con la Ministra Irene Vélez y contar con ella para la primera reunión del CNO del 2023. Vale la pena mencionar que en dicho encuentro también participó el recientemente posesionado director de la UPME, Carlos Adrián Correa.
8. El CNO envió comunicación a DISPAC, alertando sobre el elevado número de acciones que siguen abiertas, la poca gestión para resolver las mismas y la incertidumbre asociada a la formulación de medidas de mitigación, que necesita la subárea en el corto y mediano plazo dada su actual situación. La comunicación se encuentra disponible en la página web del Consejo.
9. En el Subcomité de Protecciones-SProtec del CNO continua la interacción con SIEMENS, dado los riesgos identificados para la operación del SIN y la atención confiable de la demanda, por situaciones asociadas a los Sistemas de Protección de este proveedor. En la reunión ordinaria del mes de diciembre de 2022 se presentó por parte del fabricante el avance en el plan de pruebas a los relés de protección de líneas, de cual

resaltamos los siguientes puntos:

- SIEMENS recibió en total (15) quince casos para las pruebas de diferentes bahías de línea; de estos cuatro (4) son de relés Siprotec-4 y (11) once Siprotec-5.
- Para 12 casos se recibieron los registros reales y el archivo formato .dex solicitado; para dos casos se requiere aún que el Operador-OR suministre el archivo formato .dex del relé, ello para poder incluirlos en las pruebas; y un caso requiere que el archivo formato .dex sea exportado desde el origen en versión 6.2 o superior. Se acordó que SIEMENS envíe correo resumiendo los casos.
- Los casos enviados para las pruebas incluyen disparos y bloqueos incorrectos del relé y por ANSI 68. Para varios de estos se realizó una extensión de las condiciones de pre-falla del archivo por encima de los 300 ms, para así ejecutar las pruebas.
- Se están simulando 100 veces cada evento en “Digital Twin” con 3 escenarios de ajustes: Función ANSI 68 habilitada en modo monitoreo, habilitada con bloqueo, y deshabilitada.
- Respecto al trabajo acordado se informa un 26 % de avance y se estima la culminación de este para la segunda semana de enero del 2023.
- En cada caso se están probando las versiones de Firmware 7.59 y 9.3.

Finalmente, se invitó a SIEMENS a participar en la reunión del subcomité de protecciones del 20 de enero de 2023, para presentar el resultado de todas las pruebas realizadas.

10. El 2 de diciembre de 2022 se presentaron por parte del CND los resultados de la cuarta versión del estudio de flexibilidad. Este es muy importante, dado los porcentajes de integración de fuentes intermitentes que se esperan en el mediano plazo para el SIN, al igual que los nuevos lineamientos de política de MINENERGIA para la transición energética justa, que tienen como prioridad la restauración y conservación del territorio. Entre los resultados obtenidos por el CND se destaca:

- Se identifican para algunos despachos requerimientos de inercia mínima, los cuales no serían cubiertos “naturalmente” por el SIN.
- Para algunas áreas eléctricas, particularmente Caribe, se observan limitaciones de generación (“vertimientos” renovables) por copamiento de los límites de transferencia (cortes).
- Los índices estudiados para definir la fortaleza eléctrica de la red indican que, lugares con buenos potenciales de producción renovable no convencional podrían ocasionar algunos eventos de inestabilidad de tensión si se materializan todas las intenciones de conexión. Particularmente se abordó el nuevo indicador SCR-IF.
- Se observa una holgura del SIN superior a 1000 MW para algunos periodos de un día típico de operación.
- Dada la debilidad de algunas subáreas del SIN, se observa una mayor facilidad para la propagación de huecos de tensión ante eventos de falla sencillos.
- El CND sugiere, considerando las simulaciones llevadas a cabo, sugerir al regulador la actualización de algunos requisitos de conexión para las plantas de generación basadas en inversores.

Desde el punto de vista técnico, la evaluación de la flexibilidad del SIN por parte del CND pareciera indicar que hay un límite a la conexión de las tecnologías de generación basada en inversores. Adicionalmente, no se ha estudiado los efectos económicos para el SIN de una penetración masiva de fuentes de generación con costos variables tendientes a cero. En este sentido, desde cada subcomité del Consejo se construirá un documento de recomendaciones con base en los resultados del estudio del CND.

11. Teniendo en cuenta la recomendación del CNO respecto a la activación del grupo de trabajo del caudal ambiental, el cual está conformado por el CND, el CNO y la UPME, XM viene realizando los estudios de valoración de impactos para el SIN de la actualización de dicha Guía. Los resultados serán presentados al Comité de Operación-CO del CNO en la reunión ordinaria de enero de 2023.
12. Respecto al seguimiento a las principales áreas del SIN, considerando la reunión con la Viceministra, la situación actual es la siguiente:
 - DISPAC: Se sigue a la espera que la UPME se pronuncie sobre el plan de expansión actualizado del Operador de Red, para convocar nuevamente al grupo.
 - ORIENTAL: Se espera aún que la UPME oficialice el plan de acción construido en la pasada reunión de seguimiento. Si bien ello fue un compromiso, cada una de las instituciones identificadas en el mismo han empezado a gestionar sus compromisos. Se sugiere a la Unidad para el corto plazo convocar otra reunión del grupo.
 - CARIBE: Se convocará próximamente al grupo para actualizar el seguimiento y estudiar paralelamente:
 - Posible afectación sobre el desarrollo de las obras de infraestructura en GCM por el proyecto de resolución del MADS *“por medio de la cual se declara, reserva, delimita y alindera como parte del Parque Nacional Natural Sierra Nevada de Santa Marta un área ubicada en los municipios Aracataca, Ciénaga, Fundación y Santa Marta en el departamento del Magdalena, Dibulla en el departamento de la Guajira, Pueblo Bello y Valledupar en el departamento del Cesar”*.
 - Analizar las reflexiones hechas por ISA-TRANSELCA sobre la operación actual y esperada del área Caribe.
13. Según lo acordado por el Comité de Operación-CO del CNO, se gestionará en un documento compartido la inclusión de los comentarios a la Resolución CREG 143 de 2021 por parte de los integrantes de los subcomités de Controles-SC, Plantas-SP, y Análisis y Planeamiento Eléctrico-SAPE. El plazo para el envío de las observaciones por parte de los integrantes de los subcomités es hasta el 18 de enero del año en curso.
14. Se solicita al CNO autorizar el envío de una comunicación al desarrollador del proyecto de Baterías de la subárea Atlántico, para que presente el estado de los SAEB y responda inquietudes sobre el control y coordinación de la descarga de dichos dispositivos ante múltiples contingencias. Vale la pena mencionar que a la fecha no ha sido posible contar con su participación en el SAPE en dos reuniones a las cuales se les ha invitado.
15. El grupo de trabajo conformado por el subcomité de Controles-SC y el Comité de Ciberseguridad le presentó al Comité de Operación la visión del CND y algunos agentes, respecto a la modificación de los parámetros que utiliza la función AGC cuando se ajusta cualquiera de sus subsistemas, su efecto en la elegibilidad para prestar el servicio de regulación secundaria de frecuencia y el requerimiento derivado relacionado con la realización de pruebas de sintonía.

Dadas las diferencias que aún persisten sobre los riesgos identificados cuando se lleva a cabo una intervención sobre los subsistemas de comunicaciones, se acordó tratar este punto en una reunión conjunta de los Comités de Operación, Ciberseguridad, Supervisión y el Subcomité de Controles programada para el 25 de enero. Si persisten las diferencias, se abordará el tema en el CNO para tomar finalmente una decisión.

16. El 16 de diciembre del año 2022 EPM presentó en el Comité de Ciberseguridad el ataque cibernético del cual fueron objeto. El agente mencionó que en el mismo se utilizó un ransomware llamado Black cat (Gato Negro), que pide rescate por retomar el control de las plataformas afectadas. Teniendo en cuenta este suceso y otros que se han presentado en diversos sectores, y que el regulador dio la siguiente respuesta a la solicitud del CNO de incluir el tema de ciberseguridad en la Agenda Regulatoria Indicativa del 2023: *“No se prioriza. El tema se incluirá en revisiones futuras de la agenda en la medida que la disponibilidad de recursos para trabajarlo lo permita”*, se propone al CNO enviar una comunicación a la CREG reiterando la importancia de este tema, y en el marco de la competencia del Consejo, adelantar acciones relacionadas con el tema a través del Comité de Ciberseguridad, como, por ejemplo: la definición de un procedimiento de reporte de eventos de ciberseguridad.
17. La Resolución CREG 101 032 de 2022, *“por la cual se establecen los criterios y condiciones para la realización de las verificaciones de la aplicación de la regulación de la calidad del servicio en los Sistemas de Distribución Local”*, le asignó una nueva tarea al CNO, que consiste en la revisión y evaluación de los requisitos exigidos a los potenciales verificadores.
18. El proyecto de Resolución CREG 701 027 de 2022, *“por la cual se adiciona el Anexo 6 de “Requerimientos técnicos de control de tensión y potencia reactiva para usuarios AGPE, AGGE con potencia máxima declarada menor a 5 MW y GD” a la Resolución CREG 174 de 2021”*, le asigna nuevas tareas al CNO, que consisten en:
- Expedir un Acuerdo que complemente el Acuerdo 1605 de 2022 para definir los requerimientos técnicos para los AGGE que sean hidráulicos, térmicos u otro tipo de recurso.
 - Complementar el Acuerdo 1605 de 2022 para el caso de AGGE solares y eólicos que apliquen la Resolución CREG 174 de 2021, conforme la indicación dada en el numeral 4 de este Anexo 6.
 - Dice la Comisión que *“(…) en ningún caso para los autogeneradores que aplican la Resolución CREG 174 de 2021 podrá solicitarse supervisión remota de variables eléctricas (tensión, corriente, factor de potencia u otras) desde el centro de control del OR, y solo se contará con la aplicación de las reglas de medición conforme el Capítulo IV de la citada resolución o la aplicación de las reglas de medida de la Resolución CREG 024 de 2015 para el caso del AGGE, o aquellas que la modifiquen adicionen o sustituyan (…)”*. Lo anterior se debería tener en cuenta en los Acuerdos que expida el CNO conforme las dos (2) viñetas anteriores.
 - El CNO tendría un tiempo de un (1) mes calendario para la expedición de los anteriores Acuerdos, contado a partir de la expedición de la resolución.

El tiempo para observaciones de este proyecto normativo vence el 24 de enero del año en curso.

19. Fue publicada la Agenda Regulatoria de la CREG para el año 2023, donde destacan los siguientes temas:

- Metodologías de ENFICC Hidroeléctrica: Revisión de las reglas para calcular la energía firme para el Cargo por Confiabilidad de las plantas hidráulicas.
- Revisión reglas de asignación de OEF a plantas existentes (proyecto de resolución 133 de 2021): Revisión de las reglas para la asignación de obligaciones de energía firme, OEF, a plantas existentes. Se parte de la propuesta contenida en la Resolución 133 de 2021 y el análisis de los comentarios recibidos durante la consulta.
- Estatuto de riesgo de desabastecimiento-revisión metodología senda de referencia: Definición de una regla que permita manejar las situaciones cuando el embalse real sea superior al nivel del embalse mínimo requerido, de tal forma que la senda definida no se convierta en un referente a seguir cuando la situación energética muestra que el embalse requerido para el sistema es inferior al embalse real.

- Agregador de demanda: Análisis de impacto normativo de la definición de la actividad y del agente que la realizaría, de acuerdo con los estudios técnicos realizados por la Comisión. Definición de la regulación para su implementación de acuerdo con la hoja de ruta propuesta por la CREG.
- Medición inteligente-AMI: Definición de la regulación definitiva para la implementación de la medición inteligente AMI. Regulación aplicable a la actividad de gestión independiente de datos e información.
- Código de redes: Planeación-Conexión-Operación: Se tendrán en cuenta las propuestas del Código de Planeamiento, código de Conexión y la nueva propuesta del mercado Mayorista, Resolución CREG 143 de 2021.
- Asignación de costos de restricciones por indisponibilidad de activos de transporte: Identificación de los costos de restricciones ocasionados por la indisponibilidad de activos de transporte y definición de la forma de asignarlos a cada transportador.
- Armonización regulatoria interconexión Colombia-Panamá. Reglamentos Decisión CAN 816. Trabajo conjunto con ASEP para la armonización regulatoria de las reglas aplicables al desarrollo de la interconexión Colombia-Panamá. Trabajo conjunto con los reguladores de la CAN para la adopción de los reglamentos previstos en la Decisión CAN 816 y la definición de un mecanismo de solución de controversias.
- Análisis de alternativas para la regulación de la planta de regasificación: Se determinarán las alternativas jurídicas y técnicas para la definición aplicable a las plantas de regasificación.
- Revisión de las reglas de integración vertical y participación de mercado: Definición de medidas para prevenir o mitigar conflictos de intereses entre agentes integrados, que puedan afectar la libre competencia, la prestación del servicio en condiciones de eficiencia y los intereses de los usuarios.
- Regulación de hidrógeno: Análisis sobre el alcance de la competencia de la CREG para la regulación del uso de hidrógeno en los servicios de energía y gas.

Conclusiones

- Enviar comunicación de respuesta a INTERCOLOMBIA.
- Invitar formalmente al desarrollador de proyecto de Baterías del Atlántico a reunión del SAPE.
- El Consejo está de acuerdo en aplazar la elección del presidente y del Comité Asesor de Estrategia para la reunión del mes de febrero.
- El CNO aprobó el presupuesto del CNO 2023.
- Sobre el tema de Ciberseguridad, el Consejo está de acuerdo en adelantar acciones a través del Comité de Ciberseguridad.

6. AUDITORIA EXTERNA ASIC LAC TIES CND VIGENCIA 2021.	NO	Presentar el informe final de la auditoria externa ASIC LAC TIES CND para la vigencia 2020- 2021.	INFORMATIVO	SI	NO
---	----	---	-------------	----	----

Desarrollo

Se presentaron los resultados de la Auditoría Externa ASIC LAC TIE CND vigencia 2020- 2021 por parte de la firma de auditoria RSM. Se cumplieron los objetivos señalados para esta auditoría,

Conclusiones

- Para la firma auditora RSM se cumplieron los objetivos y a satisfacción.					
7. INFORME UPME	NO	Presentar los avances y principales dificultades en el desarrollo de los proyectos por convocatorias que se están desarrollando en el SIN.	INFORMATIVO	SI	NO
Desarrollo Se hace el recuento obra por obra de avances y dificultades en su desarrollo.Se informa que hay un buen avance en el tema de las baterías, pero se sabe que no se ha dado orden de compra de las baterías. Se pide hacer seguimiento a las obras de expansión (La Marina) en el Comité de Distribución. Se solicita que se convoque el grupo Caribe, para que los operadores de red presenten las obras de expansión del SDL					
Conclusiones					
8. VARIOS	NO		INFORMATIVO		

Desarrollo -ENEL informó que el proyecto La Loma se encuentra en un avance del 80%. Tiene concepto de conexión atado a la entrada de los proyectos de expansión. Plantearon tener una dificultad regulatoria para entrar en operación comercial y que hay una alternativa para iniciar las pruebas según el Acuerdo 1612, el cual se podría modificar. Se les solicita presentar la alternativa en el Subcomité de Plantas. - XM informó que la conexión en T de Drummond se mantuvo con base en el concepto CREG recibido. - La próxima reunión del Consejo se llevará a cabo el 2 de febrero de 2023.					
Conclusiones					

Compromisos

Compromiso	Reunión N°	Fecha	Responsable

Observaciones