

**Acta de reunión**

Acta N° 740

26 Marzo, 2024 Gotomeeting

Reunión Extraordinaria CNO 740

Lista de asistencia

Empresa	Nombre Asistente	Invitado	Miembro
CNO	Adriana Perez	SI	NO
CNO	Alberto Olarte	SI	NO
PROELECTRICA	Carlos Haydar	NO	SI
MINENERGÍA	Carlos Eduardo Martinez	SI	NO
GECELCA	Carolina Palacio	NO	SI
TEBSA	Eduardo Ramos	NO	SI
XM	Emma Maribel Salazar	NO	SI
EPM	German Caicedo	NO	SI
ENEL Colombia	Gina Pastrana	NO	SI
AIR-E S.A.S. E.S.P.	Henry Andrade López	NO	SI
ISAGEN	Hugo Cely	NO	SI
Prime Energy	Javier Ferreira	SI	NO
ENEL Colombia	John Rey	NO	SI
PRIME TERMOFLORES	Jose Serje	SI	NO
AES COLOMBIA	Juan Carlos Guerrero	NO	SI
XM	Juan Carlos Morales	NO	SI
GECELCA	Juan Manuel Salas	NO	SI
CELSIA	Julian Cadavid	NO	SI
ENEL Colombia	Karina Ruge	NO	SI
XM	Liliana Marcela Pineda Hernández	NO	SI

MINENERGÍA	Luis Alberto Orjuela	SI	NO
EPM	Luz Marina Escobar	NO	SI
GEB	Miguel Mejía Uribe	NO	SI
CELSIA	Marcelo Javier Alvarez Ríos	NO	SI
CNO	Marco Antonio Caro Camargo	SI	NO
MINENERGÍA	María Victoria Ramírez	SI	NO
EPM	Mauricio Correa	NO	SI
TEBSA	Mauro Gonzalez	NO	SI
AES COLOMBIA	William Alarcon	NO	SI
ENERTOTAL SA ESP	Yamir Dario Sanchez	NO	SI
UPME	Adrián Correa	SI	NO
CNOGas	Fredi López	SI	NO
CNOGas	Hernán Salamanca	SI	NO
SUPERSERVICIOS	Sandra Milena Tellez	SI	NO
UPME	Jose Morillo	SI	NO

Agenda de reunión

N°	Hora	Descripción
1	08:00 - 10:00	Situación energética.
Verificación quórum		SI

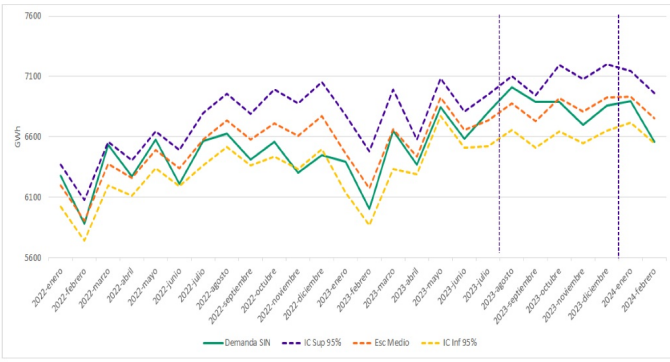
Desarrollo

Punto de la agenda	Plan operativo	Objetivo	Acción	Presentación	Inclusión plan operativo
1. SITUACION ENERGETICA	NO		INFORMATIVO	SI	NO

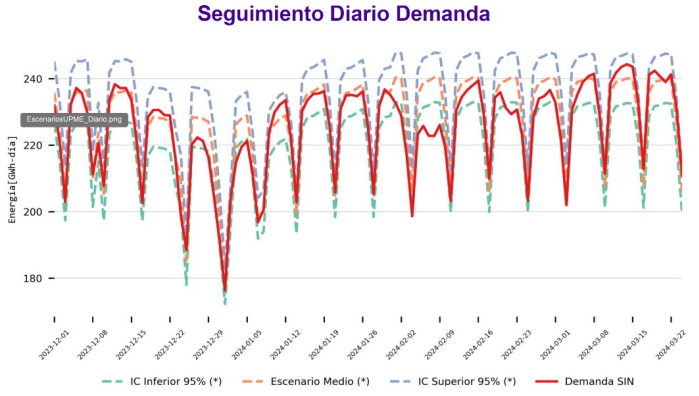
Desarrollo

El CND presentó el seguimiento a las principales variables energéticas, el panorama energético y las principales situaciones operativas.

• Respecto a las variables, en las siguientes gráficas se presenta su comportamiento:

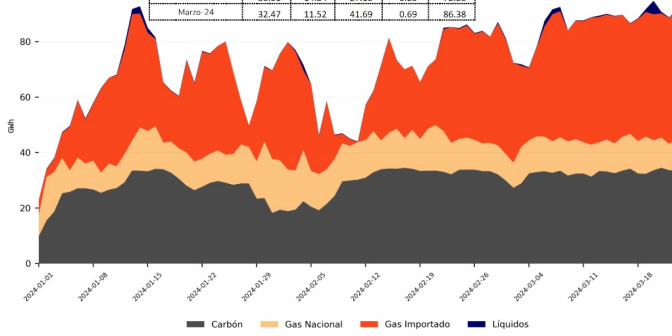


(*) IC Inferior 95%, Medio e IC Superior 95% son valores diarios calculados por el CND a partir de las proyecciones de demanda de la UPME.
 Para la determinación de los valores diarios calculados por el CND previos al 1 de agosto de 2023 se consideraron las proyecciones UPME actualizadas en septiembre de 2022, para los valores posteriores al 1 de agosto de 2023 se consideraron las proyecciones UPME de julio de 2023 y para los valores posteriores al 1 de enero de 2024 se consideraron las proyecciones UPME de enero de 2024.

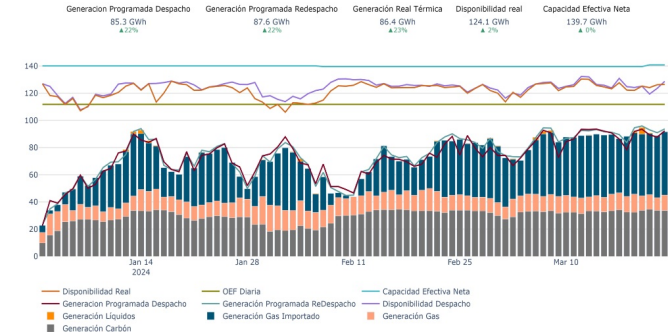


Evolución Generación térmica Despachada Centralmente

Gen Prom (GWh/día)	Carbón	Gas Nat	Gas Imp	Líquidos	Total
Noviembre: 23	18,62	18,43	11,04	6,30	54,38
Diciembre: 23	27,08	17,04	31,46	3,55	79,14
Enero: 24	27,48	13,62	25,36	0,42	66,88
Febrero: 24	30,01	14,84	27,10	0,25	72,20
Marzo: 24	32,47	11,52	41,69	0,69	86,38

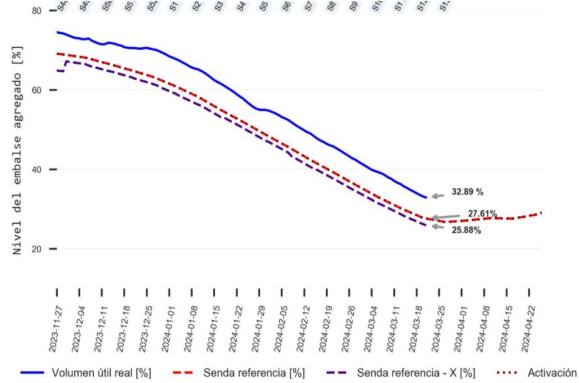
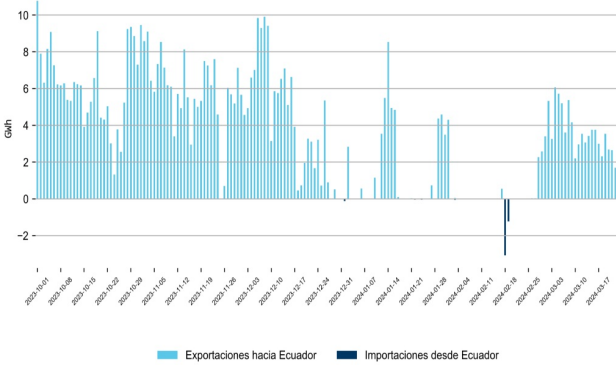


Seguimiento a la generación térmica

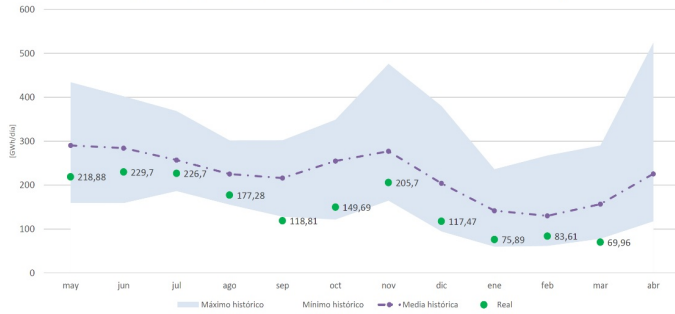


Los indicadores corresponden al promedio del mes actual.
 Las variaciones se calculan con respecto al mes inmediatamente anterior.

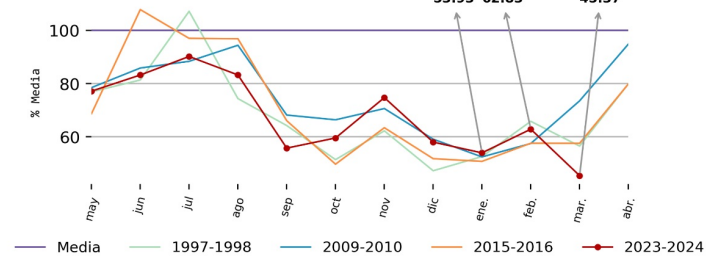
Importaciones y exportaciones de energía



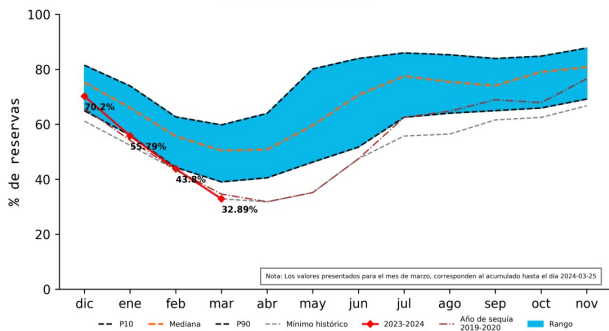
Aportes históricos (1982 a 2023) vs Aportes reales (2023-2024)



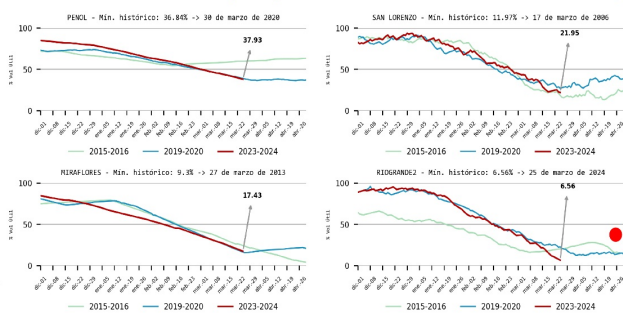
Aportes hídricos



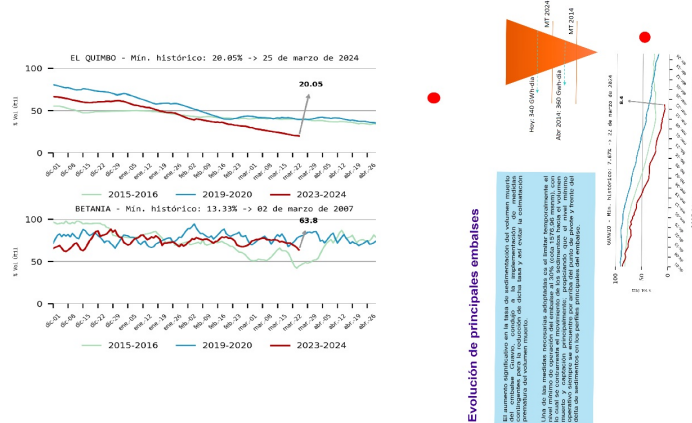
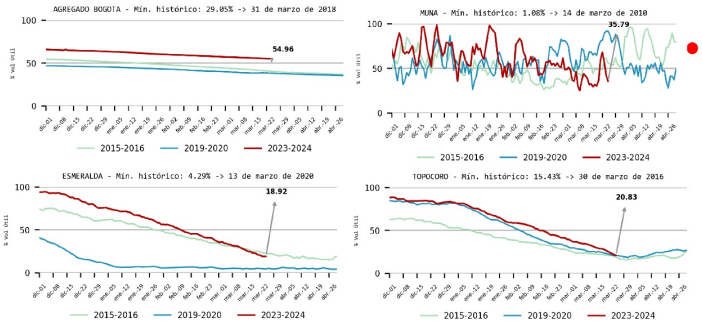
Reservas hídricas



Evolución de principales embalses - Diaria



Evolución de principales embalses - Diaria



Evolución de principales embalses

Región	Embalse/Planta	Variables	Restricción Conocida	Impacto
Caribe	Urra	Útil: 50.28 % 82 GWh	No Reportó restricción en el 2023. Este embalse alimenta los acueductos de Montería y otros municipios.	Vienen declarando una disponibilidad del 25-28% de su capacidad
Antioquia	Peñol – Guatapé	Útil: 37.93 % 1563 GWh	No Reporta restricción. Este embalse representa a la fecha el 27.4 % de las reservas del sistema	Vienen declarando el 82% de su capacidad
Antioquia	San Lorenzo – Jaguas	Útil: 21.95 % 93 GWh	No Reporta restricción.	Vienen declarando el 78% de su capacidad
Antioquia	Río Grande – Tasajera	Útil: 6.56 % 36 GWh	No Reportó restricción en el 2023. En comunicación del 21/03/2024, informa: "Es necesario derratear la potencia de la Central Hidroeléctrica La Tasajera (204 MW cuando volumen útil sea <=10% y 102 MW cuando volumen útil sea <=5% en función del nivel de embalse para evitar la formación de vórtices en la captación en niveles inferiores al 10 %."	Viene declarando disponibilidad derrateada en 33% de su capacidad, puede afectar disponibilidad de Porce II y Porce III
Antioquia	Miraflores– Guatran	Útil: 17.43 % 79 GWh	No Reporta restricción. Por trabajos en el embalse EPM informó lo debe llevar al 0% para el mes de mayo.	Viene declarando indisponible el 20% de su capacidad

Región	Embalse/Planta	Variables	Restricción Conocida	Impacto
Centro	Topocoro – Sogamoso	Útil: 20.83 % 215 GWh	No Reporta restricción. Cuando el volumen útil llegue a cero se saca la planta de servicio y se debe abrir descarga de fondo para cumplir el caudal ecológico	Vienen declarando el 78% de su capacidad
Suroccidente	Miel	Útil: 31.07 % 73 GWh	No Reporta restricción.	Vienen declarando el 82% de su capacidad
Suroccidente	Calima	Útil: 50.59 % 110 GWh	No Reporta restricción	Vienen declarando el 78% de su capacidad
Suroccidente	Salvajina	Útil: 30 % 159 GWh	No Reporta restricción. Esta planta alimenta el acueducto de Cali.	Vienen declarando el 78% de su capacidad
Suroccidente	Betania	Útil: 63.80 % 77 GWh	No reporta restricción técnica. ENEL reportó posible riesgo de problemas sociales, industria piscícola	Vienen declarando cerca del 90% de su capacidad
Suroccidente	Quimbo	Útil: 20.05 % 215 GWh	No reporta restricción técnica.	Vienen declarando el 72% de su capacidad
Oriental	Esmeralda – Chivor	Útil: 18.92 % 213 GWh	AES aclara que no existe restricción en la operación sin embargo la operación por debajo del 5% del V.U. del embalse no se ha presentado a plena carga.	Viene declarando indisponible el 20% de su capacidad

Región	Embalse/Planta	Variables	Restricción Conocida	Impacto
Oriental	Guavio	Útil: 8.4 % 122 GWh	Tiene cambio temporal de embalse, reduciendo el volumen útil en 30%. ENEL informó que no puede operar por debajo del nivel mínimo actual.	Viene declarando indisponible el 26% de su capacidad
Oriental	Agregado Bogotá - Pagua	Útil: 54.96 % 2194 GWh	Este embalse representa a la fecha el 38% de las reservas del sistema (Tominé 28% de las reservas del país) Max 11 m3/s Tominé	Si bien viene disponible luego de los bloqueos, su despacho no ha sido a plena carga todos los días.
Oriental	Muña - Pagua	Útil: 35.79 % 20 GWh	No Reportó restricción en el 2023. En comunicación del 22/03/2024, ENEL informa se ha observado aumento en sedimentos por baja hidrología. Situación que puede comprometer la operación de PAGUA cuando el embalse este por debajo del 70%	Viene declarando el 28% de las reservas del SIN
Sistema	Parte de Cadenas		Troneras, Porce II, Porce III, Playas, Punchiná (San Carlos)	Por su baja capacidad de regulación pueden alcanzar valores bajos en algunos días, afectando la disponibilidad de las plantas que atienden
Sistema	Aislados		Ituango*, Alto y Bajo Anchicayá	

El 65,7% de las reservas del sistema están en los embalses del agregado Bogotá y El Peñol.
*Actualmente declarando el 33% de disponibilidad

Disponibilidad y despacho de Guatapé y Pagua

Pagua				
CEN 600 MW = 14.4 GWh-día				
Fecha	Disp declarada GWh-día	G programada despacho GWh-día	GProg/Disp	
20-mar	12,8	2,9	23%	
21-mar	14,4	0,9	7%	
22-mar	14,4	14,4	100%	
23-mar	14,4	13,7	95%	
24-mar	14,4	14,4	100%	
25-mar	14,4	7,5	52%	
26-mar	14,4	9,2	64%	
Prom	14,2	9,0	63%	

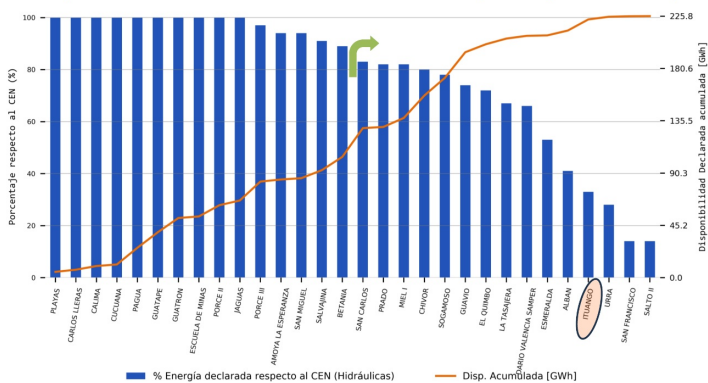
Guatapé				
CEN 560 MW = 13.44 GWh-día				
Fecha	Disp declarada GWh-día	G programada despacho GWh-día	GProg/Disp	
20-mar	13,44	13,42	99,9%	
21-mar	13,44	13,42	99,9%	
22-mar	13,44	13,42	99,9%	
23-mar	13,44	13,42	99,9%	
24-mar	13,44	13,42	99,9%	
25-mar	13,44	13,42	99,9%	
26-mar	13,44	13,42	99,9%	
Prom	13,44	13,42	100%	

La planta de Pagua hace parte de la cadena del Río Bogotá que al 25 de marzo tiene unas reservas útiles de 2.199 GWh-día (38% de las reservas del SIN)

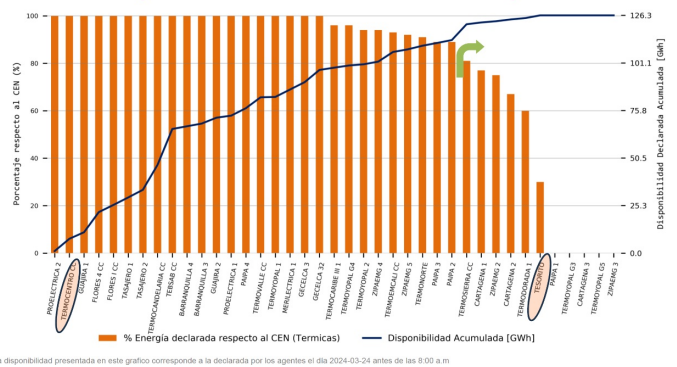
El embalse el Peñol al 25 de marzo tiene unas reservas útiles de 1.585 GWh-día (28% de las reservas del SIN)

Entre la cadena del Río Bogotá y El Peñol, se tiene el 66% de reservas útiles del SIN.

Disponibilidad Hidráulica Declarada en el Despacho (25 de marzo)



Disponibilidad Térmica Declarada en el Despacho



disponibilidad presentada en este gráfico corresponde a la declarada por los agentes el día 2024-03-25 antes de las 8:00 a.m

La disponibilidad presentada en este gráfico corresponde a la declarada por los agentes el día 2024-03-24 antes de las 8:00 a.m

Vale la pena resaltar que son varias las centrales hidráulicas y térmicas que tienen una disponibilidad declarada

inferior al 80 %. Asimismo, en las cadenas del río Bogotá y el Peñol se ubican el 66 % de las reservas del SIN.

EPM informó sobre una posible afectación en la generación de Riogrande cuando el embalse se encuentre por debajo del 5% por temas de potabilización de agua para acueducto.

- Respecto al panorama energético, en las siguientes gráficas se presenta su comportamiento:

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.epm.com.co/portal/epm/comunicacion/temas/temas-energeticos>

Condición Inicial Embalse <p>Mar 24 33.15%</p>	Intercambios Internacionales <p>No se consideran</p>	Mantenimiento Generación <p>Aprobados, solicitados y en ejecución en el horizonte</p>	Costos de racionamiento <p>Último Límite UPM para Mar 2024</p>	Parámetros del SIN <p>PARATEC: Heat Rate + 15% Plantas a Gas</p>
Embalses <p>MOL MAXIMOS, NEP Desbalances de 10.1 GWh/día promedio Se incluye Restricción CAR sistémica</p>	Información combustibles <p>Precios: Reportados por IPMIE (Act. Oct./2023). Disponibilidad: se considera que no hay limitación.</p>	Expansión Generación <p>Proyectos con OEF Atraso un año en su FPC.</p>		

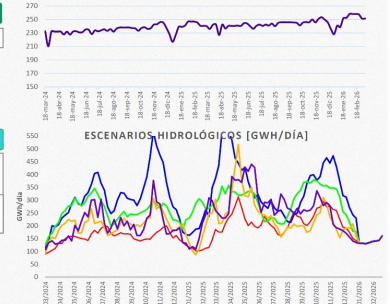
* Se incluye mantenimiento de vaciado de conducción de la central Chivor reportados por AES Colombia en comunicación del 7 de nov de 2023.
 * Se incluye restricción al embalse de Miraflores e hongo reportado por EPM en comunicación del día 15 de junio de 2023 y 21 de febrero de 2024 respectivamente.
 * Se incluye restricción al embalse y unidades de Gavio por mantenimiento de la bocatoma, de acuerdo a información reportada por ENEI en comunicación del 11 de abril de 2023.

Datos de entrada y supuestos considerados

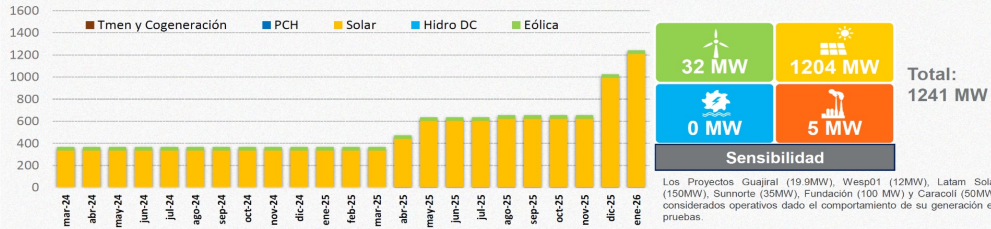
Demanda
 Escenario Medio* de la IPMIE (Actualización Ene 2024)
 * Cálculo por el CNO a resolución semanal

Hidrología

H 1992-1994: hidrología histórica del periodo mar de 1992 a feb de 1994.	H 1998-2000: hidrología histórica del periodo mar de 1998 a feb de 2000.
H 2010-2012: hidrología histórica del periodo mar de 2010 a feb de 2012.	H 2016-2018: hidrología histórica del periodo mar de 2016 a feb de 2018.
H 2020-2022: hidrología histórica del periodo mar de 2020 a feb de 2022.	

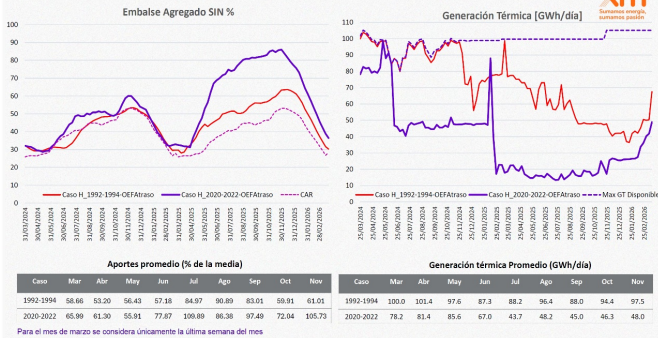


OEF Atraso 1 año

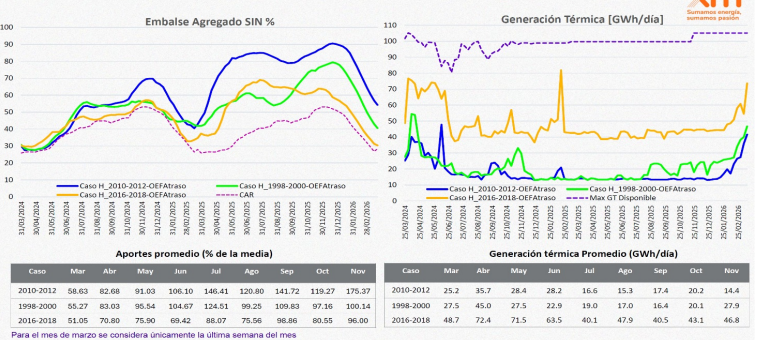


Los Proyectos Guajiral (199MW), Wesp01 (12MW), Latam Solar (150MW), Sumonte (258MW), Fundación (100 MW) y Caracolí (50MW) considerados operativos dado el comportamiento de su generación en pruebas.

Resultados Determinísticos



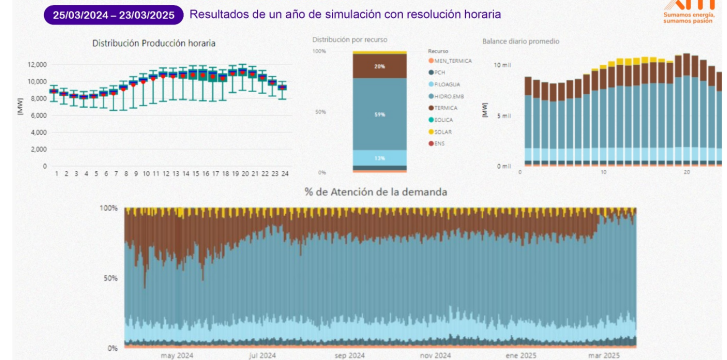
Resultados Determinísticos

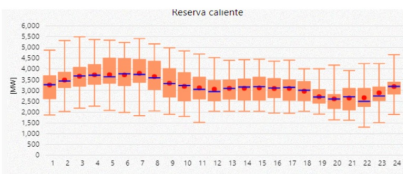


Conclusiones y Recomendaciones Panorama Energético

- Bajo los supuestos considerados, la demanda es atendida, en los diferentes escenarios cumpliendo los criterios de confiabilidad establecidos en la reglamentación. Estos análisis no incluyen eventos de baja probabilidad y gran impacto.
- El seguimiento a la entrada en operación de los proyectos de expansión de generación y transmisión es de gran importancia para dar señales oportunas al sector que garanticen la atención segura y confiable de la demanda del SIN.
- Ante la permanencia del fenómeno climático de hidrología deficitaria, más allá de las expectativas climáticas y ante el escenario de atraso de un año de los proyectos de generación con compromisos de OEF, se observa:
 - Una alta exigencia a la disponibilidad del parque térmico y su infraestructura de abastecimiento de combustible. Esto implica incremento en las emisiones de gases efecto invernadero y mayores costos.
 - Se requiere hacer un adecuado uso de las reservas del SIN de forma que garanticen niveles de embalse que permitan gestionar toda la estación de verano.

Resultados de Potencia

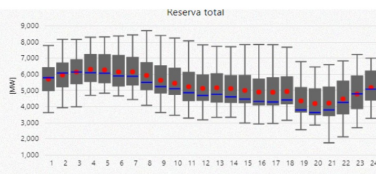




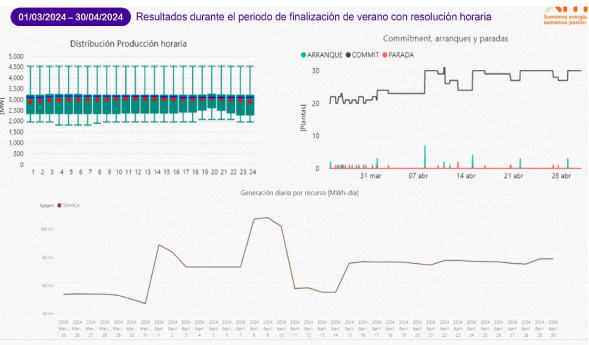
La reserva caliente se compone de todas las plantas térmicas e hidroeléctricas con embalse despachadas centralmente que se encuentran en operación durante cada periodo

La reserva caliente de cada planta en operación es la diferencia entre su capacidad disponible* y su generación en cada periodo

*La capacidad disponible de las plantas hidroeléctricas depende de su CEN y de su nivel de embalse (curva Potencia vs Volumen y Volumen mínimo operativo)

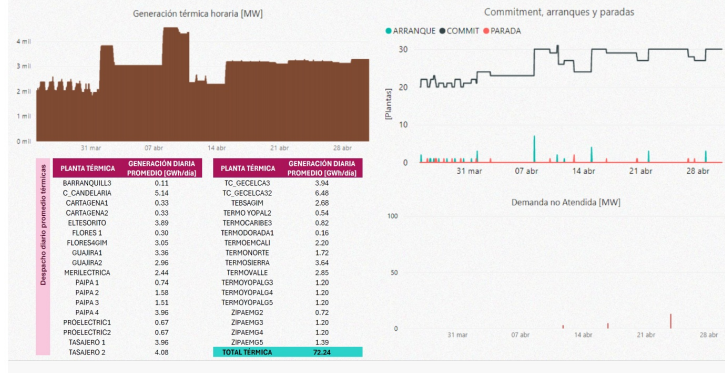


La reserva total se compone de la reserva caliente y las plantas térmicas e hidroeléctricas con embalse despachadas centralmente que no se encuentran operativas durante cada periodo



Comportamiento Generación Térmica

01/04/2024 - 30/04/2024 Resultados durante el periodo de finalización de verano con resolución horaria



Recomendaciones situación energética actual

- Dada la condición actual del sistema se recomienda:
- ✓ Garantizar la libre movilidad de personas, insumos y equipos, así como el libre acceso a las instalaciones del sector eléctrico (distribuciones y centrales) así como las de producción y transporte de energéticos primarios.
 - ✓ Reforzar en medios y redes sociales campaña de uso eficiente de la energía.
 - ✓ Coordinar teletrabajo para las entidades oficiales en el territorio nacional (Ahorro de iluminación y aires acondicionados) en aquellas que no sea posible, apagar iluminación en horas de la noche.
 - ✓ Invitar a ASURBE, a realizar ahorro de calefacción en piscinas.
 - ✓ Aquellas plantas con gran capacidad de regulación y con recursos no controlables, deberían estar aportando la máxima cantidad de energía posible al sistema.
 - ✓ Extender en el ámbito de aplicación de la Resolución CREG 101 D34 de 2024, todas las plantas independientes de la tecnología y el tipo de planta y por tanto, evaluar los procedimientos definidos actualmente garantizando que puedan ser aplicados en el menor tiempo posible.
 - ✓ Entregar el gas que no consumen las industrias en semana santa al sector térmico con contratos OCG
 - ✓ Poner a disposición del parque generador térmico la mayor cantidad de gas posible.
 - ✓ Tener presente que luego de los niveles de embalse que se alcancen es necesario recuperar el nivel de estos y por tanto es posible se requiera una generación térmica importante al menos durante el primer semestre
 - ✓ Viabilizar la conexión de proyectos de autogeneración solar sin entrega de excedentes conectados al STN y STR que se encuentren en capacidad de entregar energía de manera inmediata, por ejemplo, Drummond, Reficar y la Ciria Infantes, con el objetivo de reducir la demanda de dichas industrias.
 - ✓ Desplazar los mantenimientos del parque generador térmico, hasta que se recuperen los aportes del sistema.
 - ✓ Adelantar gestiones con el ANLA y Minambiente para flexibilizar temporalmente la regla ambiental de Itango y permitir ubicar la generación donde el sistema la requiera, sin comprometer un caudal mínimo ambiental.
 - ✓ Revisar el mecanismo de activación del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento, en caso de requerirse
 - ✓ Generar herramientas regulatorias que permitan poner en la base todo el parque generador térmico del SIN
 - ✓ Desarrollar un mecanismo de respuesta de la demanda.

Si bien se tienen expectativas de una "migración" hacia la situación neutral a mediados de mayo, los análisis energéticos y de potencia evidencian una generación térmica superior a los 90 GWh día durante todo el año 2024 si se presenta un escenario de aportes hídricos deficitario, como la hidrología 92-94.

- Respecto a las novedades operativas:

Pruebas de disponibilidad discrecionales



✓ Se invocaron pruebas discrecionales desde la Dirección Coordinación de la Operación a TermoSierra y Termodorada.

Termosierra fue programado para realizar pruebas de disponibilidad el 20 de marzo de 2024 entre los períodos 01 al 12. Las pruebas fueron exitosas en el segundo intento, es decir, en los periodos 02 al 13.

TermoDorada fue programada para realizar pruebas de disponibilidad el 24 de marzo de 2024 entre los períodos 12 al 24. Aunque fueron declaradas exitosas por el agente, se espera el análisis final de liquidación sobre el asunto.

Reprogramación de mantenimientos



Desde XM, como operador del SIN estamos:

Reprogramando mantenimientos de transmisión que techan generación o que generan mayores requerimientos de unidades en oriental.

Reprogramando mantenimientos de recursos de generación.

No se están reprogramando mantenimientos que se requieran para garantizar la continuidad de la operación, como mantenimientos de emergencia y los que los agentes informen que se encuentran en esa condición.

Adicionalmente, se está pidiendo a generadores aclaraciones respecto de declaraciones de disponibilidad inferiores a la CEN.

Conclusiones

Se acuerda hacer seguimiento permanente a la situación energética y programar reunión extraordinaria del CNO durante la semana de pascua.