

Bogotá D.C., 15 abril de 2025

Doctor
ANTONIO JIMÉNEZ
Director Ejecutivo
Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG
Ciudad

Asunto: Propuesta CNO. Senda de referencia del embalse agregado del SIN para la estación de invierno 2025. Artículo 5 de la Resolución CREG 209 de 2020.

Respetado Director Ejecutivo:

El Consejo Nacional de Operación-CNO en ejercicio de las funciones que la Ley 143 de 1994 le ha asignado, de acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional-SIN sea segura, confiable y económica, ser el organismo ejecutor del Reglamento de Operación, y considerando lo definido en el Artículo 5 de la Resolución CREG 209 de 2020, donde se establece que, “(...) El CNO y el CND deberán remitir a la CREG, cada uno por separado, una propuesta de senda de referencia con desagregación diaria (...)”, presenta a continuación su propuesta de senda de referencia del embalse agregado del SIN para la estación de invierno 2025, incluyendo los supuestos utilizados para establecerla, el modelo de cálculo empleado y los niveles diarios obtenidos.

1. Análisis Energético estocástico del CNO para establecer la senda de referencia del embalse agregado del SIN para la estación de invierno 2025

1.1 Supuestos

En las gráficas 1, 2 y 3 se presentan los supuestos considerados por el Consejo en el análisis energético. De las mismas se debe destacar:

- Para el establecimiento de la senda de referencia del embalse agregado del SIN se consideró en el análisis energético el escenario de demanda “medio” vigente para todo el horizonte de análisis, el cual fue definido por la UPME.
- Respecto a los proyectos de expansión en generación, sólo se consideran aquellos que tienen Obligaciones de Energía en Firme-OEF, todos atrasados un (1) año en su fecha de entrada en operación.

- Se tuvieron en cuenta las proyecciones del Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER para las últimas semanas del mes de abril del año en curso.
- El análisis fue autónomo, es decir, no se tuvieron en cuenta importaciones y/o exportaciones con Ecuador. Adicionalmente, se consideró una condición inicial del volumen útil agregado del SIN al 30 de abril de 2025 del 40.4 %.

Gráfica 1 Supuestos simulación energética.



Gráfica 2 Supuestos simulación energética.

Datos de entrada y supuestos considerados

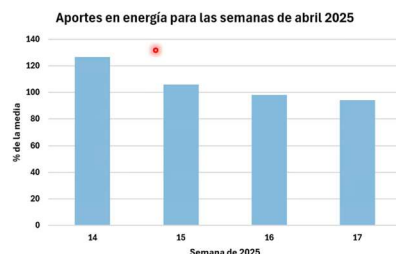


Gráfica 3. Supuestos simulación energética.

Datos de entrada y supuestos considerados

Condición Inicial de los Aportes:

Definidos por SURER para las semanas de Abril



Alternativas para definir la Condición Inicial del Embalse para la semana 18 (28/Abr/25)

- Condición real al momento de la simulación.
- Condición real al momento de la simulación menos un "gap" definido por la disponibilidad reciente del parque térmico.
- Un punto resultante de dividir la diferencia entre la condición actual y el nivel final de la senda de verano

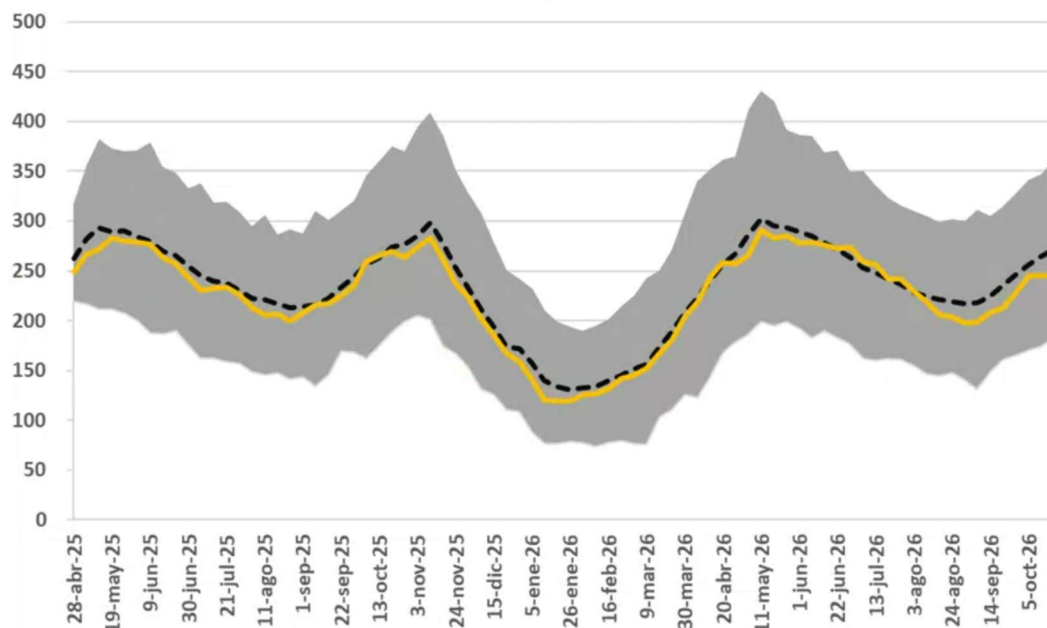
Condición inicial considerada : $(50.3\% - 30.6\%)/2 = 40.4\%$

PRONÓSTICO HIDROLÓGICO - Resumen en % de la media				
TOTALES en %media	mar-25	abr-25	may-25	jun-25
Antioquia	0.0	109.4	0.0	0.0
Centro	0.0	113.2	0.0	0.0
Oriente	0.0	105.7	0.0	0.0
Valle	0.0	121.2	0.0	0.0
Caribe	0.0	113.3	0.0	0.0
Caldas	0.0	111.2	0.0	0.0
TOTAL REGIONES	0.0	110.7	0.0	0.0

1.2 Escenario de aportes hídricos al SIN

Para la simulación energética se consideró un enfoque estocástico que tuvo en cuenta series equiprobables generadas por el modelo Autorregresivo de Parámetros-ARP, que hace parte del Modelo de Programación Dinámica, Dual y Estocástica- SDDP (Gráfica 4).

Gráfica 4 Escenarios hidrológicos estocásticos GW/día (franja gris).



1.3 Resultados

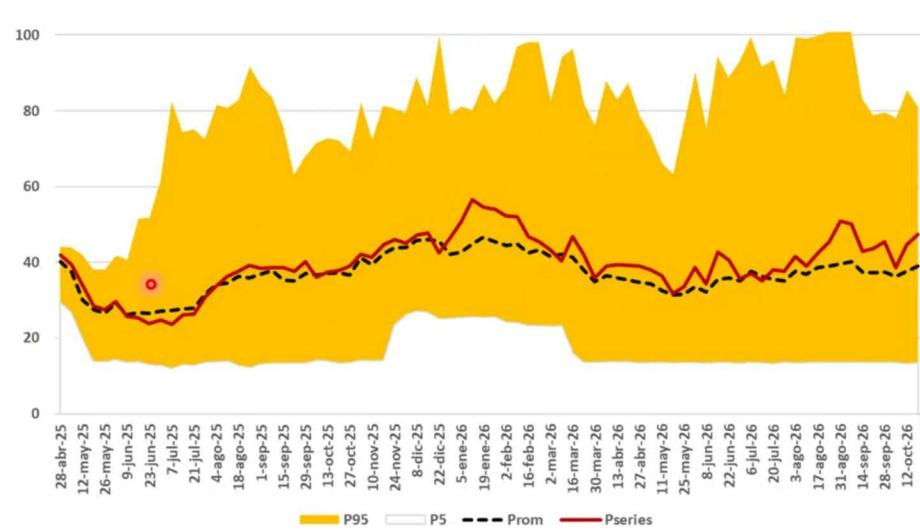
En las gráficas 5 y 6 se presenta, para los escenarios de aportes del numeral 1.2, el comportamiento de la generación térmica y la evolución esperada del embalse agregado del SIN (estación de invierno). Con relación al análisis estocástico, se muestran las trayectorias del embalse agregado del SIN. En esta simulación, de manera general, se minimiza el valor esperado de los costos operativos considerando la incertidumbre asociada a los aportes hídricos.

1.4 Análisis de resultados

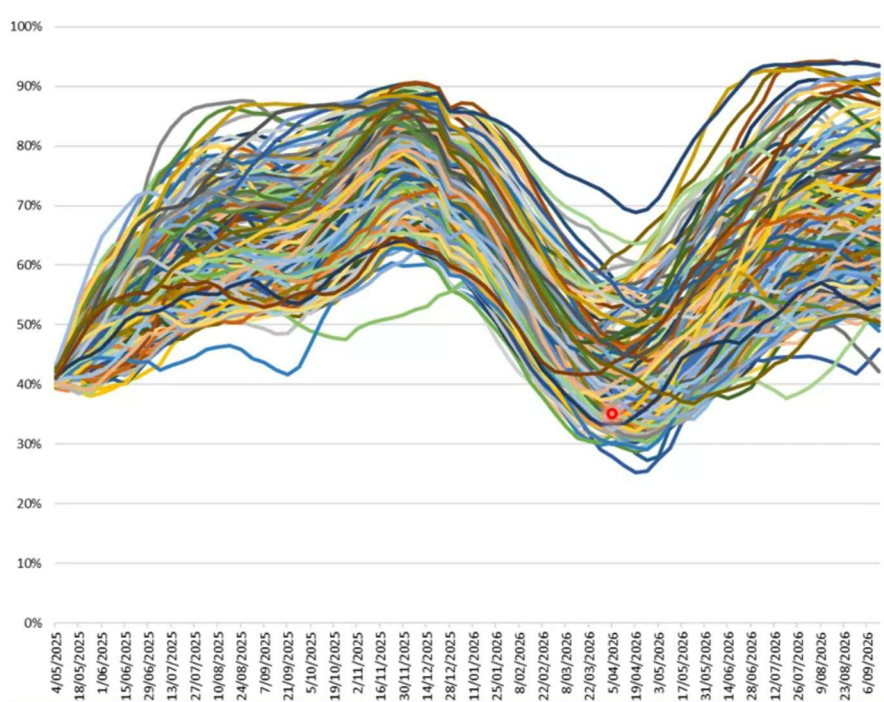
De las gráficas 5 y 6 se puede concluir:

- Para todos los casos simulados, enfoque estocástico, no se presenta déficit ni se identifican horas con reservas de potencia (reserva caliente) inferiores a 450 MW.
- La generación térmica requerida durante el invierno 2025 fue inferior a 100 GWh-día para todas las series equiprobables.
- Con relación con el comportamiento del volumen útil agregado del SIN, esta variable al final del invierno 2025 toma un valor mínimo del 51.6 % y máximo del 92 %.
- Si las variables energéticas evolucionan como se indica en los numerales 1.1 y 1.2 de esta comunicación, los resultados del modelo de simulación de la operación permiten concluir que el Sistema cuenta con los recursos suficientes para atender la totalidad de la demanda en un horizonte de 18 meses.

Gráfica 5. Generación térmica GWh/día.



Gráfica 6. Volumen útil agregado del SIN simulación estocástica (%).



2. Senda de referencia del volumen agregado del SIN propuesta por el CNO para la estación de invierno 2025

A partir de los resultados del numeral anterior se construyó la senda de referencia para la estación de invierno del CNO, la cual fue establecida a partir de la metodología del CND, que utiliza los resultados de la simulación estocástica. Por lo anterior, antes de presentar la senda del Consejo, a continuación, se lista una descripción de dicha metodología.

2.1. Descripción Metodología CND para construir senda de referencia estación de invierno

- Paso 1: Obtención de la distribución de las descargas del embalse agregado, entendiendo esta como la diferencia entre el nivel del embalse al inicio de diciembre y a finales de abril, ello a partir de una simulación estocástica.
- Paso 2: Determinación del nivel de reservas agregadas mínimas requeridas por el SIN al final de la estación de invierno, para afrontar la estación de verano. El nivel mínimo del embalse al comienzo del verano corresponde a la suma del valor de la Curva de Aversión al Riesgo-CAR (abril), la descarga necesaria obtenida del paso anterior (percentil 50) y un factor de seguridad ($\alpha\sigma$), siendo σ la desviación estándar de las descargas y el parámetro $\alpha > 0$. Dicho factor contempla el punto de partida del embalse agregado luego de un verano tipo “Niño”, las condiciones de transición en los

primeros meses del invierno, y la incertidumbre sobre los aportes en el segundo semestre del año objeto de estudio. Es decir, $\alpha\sigma$ debe entenderse como un mecanismo de administración del riesgo sobre el almacenamiento requerido para el siguiente verano.

- Paso 3: Obtención del percentil de la evolución estocástica del embalse agregado del SIN que mejor se aproxime al valor mínimo, determinado en el paso anterior, ello para finales del mes de noviembre.
- Paso 4: A partir de la simulación estocástica, identificación de las series de evolución del embalse con mayor aproximación a la curva del percentil hallado en el paso anterior (distancias mínimas).
- Paso 5: Obtención de la senda de la evolución agregada del embalse, calculada esta como el promedio de las series obtenidas en el paso 4.

2.2 Propuesta de senda de referencia para la estación de invierno 2025 del CNO

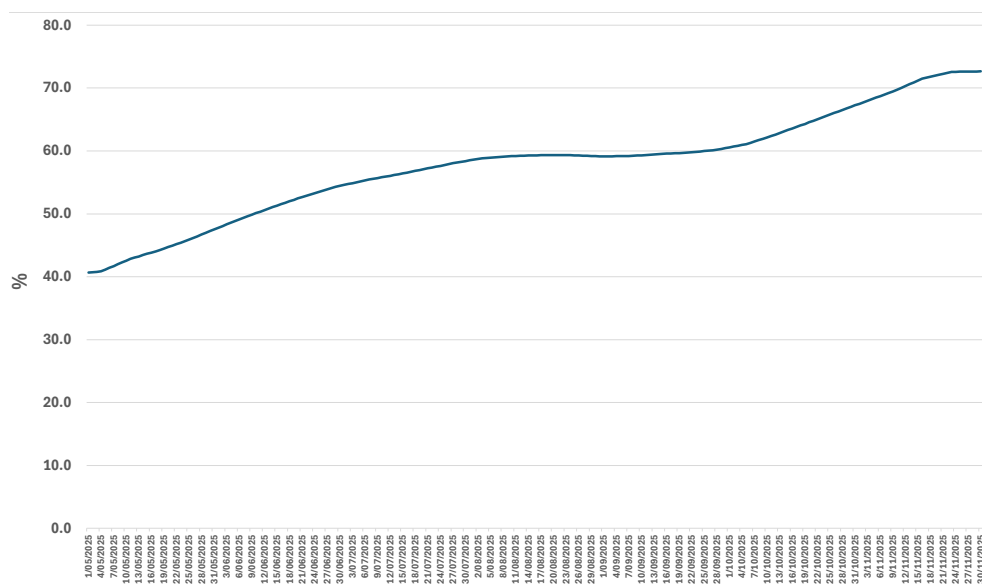
Teniendo en cuenta los numerales 1.1, 1.2, 1.3, 1.4, y la metodología del CND que considera la incertidumbre asociada a los aportes hídricos del SIN y un análisis estocástico, el Consejo presenta a continuación su propuesta de senda de referencia para la estación de invierno. Vale la pena mencionar que, si bien la senda fue establecida a partir de simulaciones con resolución semanal (domingo a domingo), la Comisión exige la misma con resolución diaria. En este sentido, los valores para los días ordinarios (lunes a sábado) se calcularon a través de interpolaciones lineales.

Tabla 1. Desagregación diaria. Propuesta CNO senda de referencia volumen útil agregado del SIN invierno 2025.

Día	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre
1	40.7%	47.8%	54.6%	58.6%	59.1%	60.6%	67.5%
2	40.7%	48.1%	54.7%	58.7%	59.1%	60.7%	67.7%
3	40.8%	48.3%	54.9%	58.8%	59.2%	60.8%	68.0%
4	40.8%	48.6%	55.0%	58.9%	59.2%	60.9%	68.2%
5	41.1%	48.8%	55.2%	58.9%	59.2%	61.1%	68.5%
6	41.4%	49.1%	55.3%	59.0%	59.2%	61.3%	68.7%
7	41.7%	49.4%	55.5%	59.0%	59.2%	61.5%	69.0%
8	42.0%	49.6%	55.6%	59.1%	59.2%	61.7%	69.2%
9	42.3%	49.9%	55.7%	59.1%	59.3%	61.9%	69.4%
10	42.6%	50.1%	55.8%	59.2%	59.3%	62.2%	69.7%
11	42.8%	50.3%	55.9%	59.2%	59.4%	62.4%	70.0%
12	43.0%	50.6%	56.0%	59.2%	59.4%	62.6%	70.3%

13	43.2%	50.8%	56.2%	59.2%	59.4%	62.8%	70.6%
14	43.4%	51.1%	56.3%	59.3%	59.5%	63.1%	70.9%
15	43.6%	51.3%	56.4%	59.3%	59.5%	63.3%	71.2%
16	43.8%	51.5%	56.6%	59.3%	59.6%	63.6%	71.5%
17	44.0%	51.8%	56.7%	59.3%	59.6%	63.8%	71.6%
18	44.2%	52.0%	56.8%	59.3%	59.6%	64.1%	71.8%
19	44.5%	52.2%	57.0%	59.3%	59.7%	64.3%	71.9%
20	44.7%	52.4%	57.1%	59.3%	59.7%	64.5%	72.1%
21	44.9%	52.7%	57.2%	59.3%	59.7%	64.8%	72.2%
22	45.2%	52.9%	57.4%	59.3%	59.8%	65.0%	72.4%
23	45.4%	53.1%	57.5%	59.3%	59.9%	65.3%	72.6%
24	45.6%	53.3%	57.6%	59.3%	59.9%	65.5%	72.6%
25	45.9%	53.5%	57.8%	59.3%	60.0%	65.8%	72.6%
26	46.2%	53.7%	57.9%	59.3%	60.0%	66.0%	72.6%
27	46.4%	53.9%	58.0%	59.2%	60.1%	66.3%	72.6%
28	46.7%	54.1%	58.2%	59.2%	60.2%	66.5%	72.6%
29	47.0%	54.3%	58.3%	59.2%	60.3%	66.8%	72.6%
30	47.3%	54.4%	58.4%	59.2%	60.4%	67.0%	72.6%
31	47.5%		58.5%	59.1%		67.2%	

Gráfica 6. Senda de referencia del volumen útil agregado del SIN para estación invierno 2025 CNO.

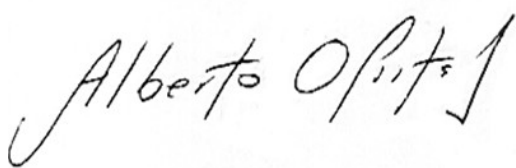


3. Conclusiones y Recomendaciones CNO

- Para todos los casos simulados no se presenta déficit, por lo tanto, bajo la senda de referencia propuesta se puede concluir que el Sistema cuenta con los recursos suficientes para atender la totalidad de la demanda del SIN en un horizonte de 18 meses. Se debe resaltar que el factor de seguridad fue igual a (0.75σ) , es decir, se contempló 0.75 desviaciones estándar como factor de riesgo adicional, lo anterior debido al actual balance ENFICC/Demanda, que es deficitario, así como las simulaciones estocásticas de largo plazo que prevén tasas de desembalsamiento superiores al 50 % para los próximos veranos, y las limitaciones de red identificadas para la conexión de futuros proyectos de generación.
- Se sugiere a la CREG tener en cuenta en la definición de su senda la real condición del embalse como punto de partida. Adicionalmente, contemplar posibles cambios en los supuestos.
- Las pendientes de la senda de embalsamiento en las etapas iniciales y finales son altas, ello se debe a las condiciones de aportes generadas por el modelo Autorregresivo de Parámetros-ARP del modelo de Programación Dinámica Dual y Estocástica-SDDP.

Finalmente, el Consejo continuará con el seguimiento a la situación del SIN, y en el marco de sus competencias y funciones, sus análisis energéticos y de potencia. Asimismo, evaluará el indicador del volumen útil agregado del sistema de manera periódica, contrastando el comportamiento real de esta variable con la senda definida por la Comisión, para eventualmente y dependiendo de la evolución del Sistema, solicitar un ajuste a la senda de referencia para la estación de invierno del año 2025.

Atentamente,



Alberto Olarte Aguirre
Secretario Técnico CNO

Copia: Dr. Juan Carlos Bedoya Viceministro (E) de Energía-MINENERGÍA.
Dr. German Caicedo. Presidente CNO.
Dr. Juan Carlos Morales. Gerente CND.