

Bogotá D.C., 15 abril de 2023

Señor
JOSE FERNANDO PRADA
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 2023. 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 2023, 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 2023

1.1 Supuestos

En las gráficas 1 y 2 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” para todo el horizonte de análisis, el cual fue definido por la UPME en el mes de noviembre del 2022.
- Respecto a los proyectos de expansión en generación, sólo se consideran aquellos que tienen Obligaciones de Energía en Firme-OEF, excluyendo del horizonte de simulación a las plantas eólicas Alpha, Beta y Acacias, esto debido a las dificultades que tienen los desarrolladores de dichos proyectos para la consecución de la licencia ambiental para su conexión al SIN.

- Vale la pena referenciar las restricciones informadas por AES, EPM y ENEL. Es decir, se modela el vaciado de la conducción de Chivor y las restricciones operativas de los embalses de Miraflores, Ituango y Guavio. Para este último caso, se debe recalcar que dicha restricción implicó la modificación de la Curva de Aversión del Riesgo-CAR del SIN.
- A pesar de que a la fecha algunas plantas no cuentan con asignaciones de Obligaciones de Energía en Firme-OEF, es decir, no es clara la disponibilidad de combustibles de las mismas para vigencias futuras, se consideraron en operación a las plantas Termocentro, Cartagena 1, 2 y 3, y Termoyopal, esto debido a la información reportada por los dueños de estos activos al momento de hacer las simulaciones.
- El análisis fue autónomo, es decir, no se tuvieron en cuenta importaciones y/o exportaciones con Ecuador. Adicionalmente, se consideró la condición inicial del volumen útil agregado del SIN del 10 de abril de 2023 (59.81 %).

Gráfica 1 Supuestos simulación energética.

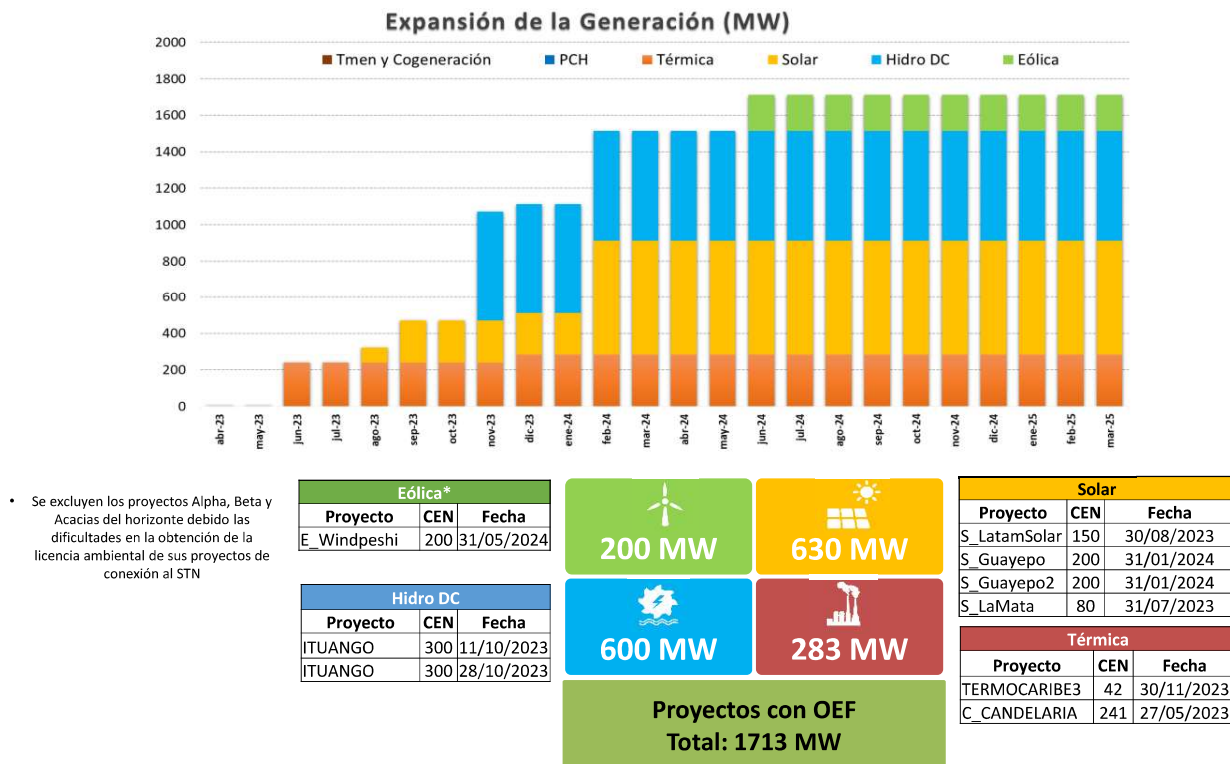


- Se incluye mantenimiento de vaciado de conducción de la central Chivor reportados por AES Colombia en comunicación del 6 de dic de 2022 y restricción al embalse de Miraflores reportado por EPM en comunicación del día 03 de marzo de 2023.
- Se incluye restricciones en la operación del embalse de Guavio de acuerdo a lo reportado por Enel en reunión del CNO el 13-Abr-23
- Se incluye restricciones en la operación del embalse de Ituango de acuerdo a lo reportado por EPM el 11-Abr-23

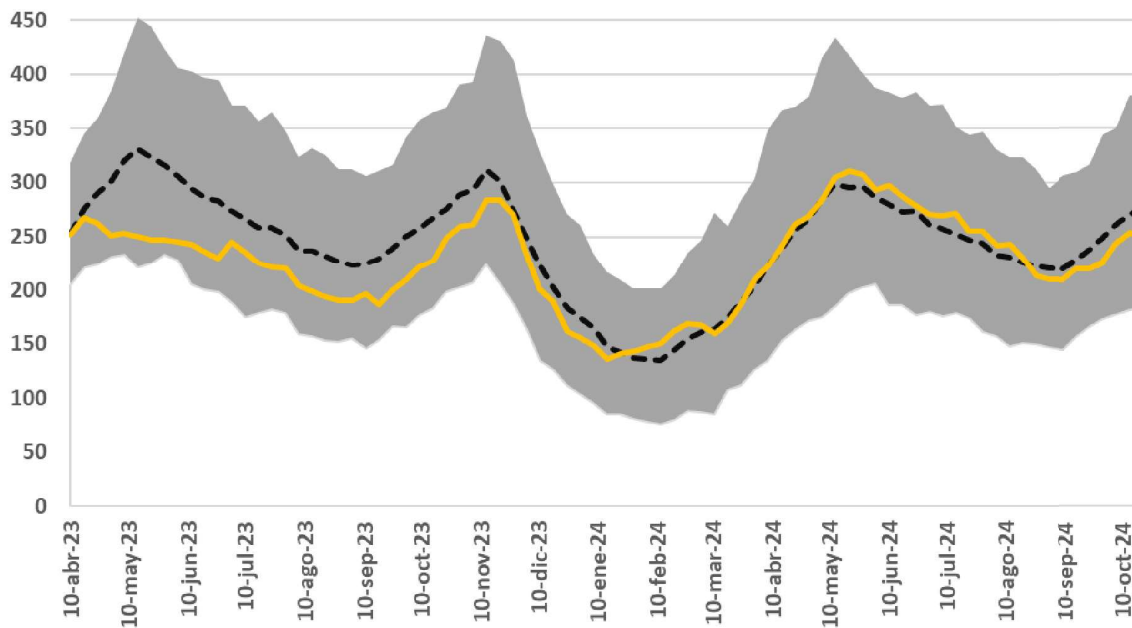
1.2 Escenario de aportes hídricos al SIN

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 3).

Gráfica 2 Supuestos simulación energética.



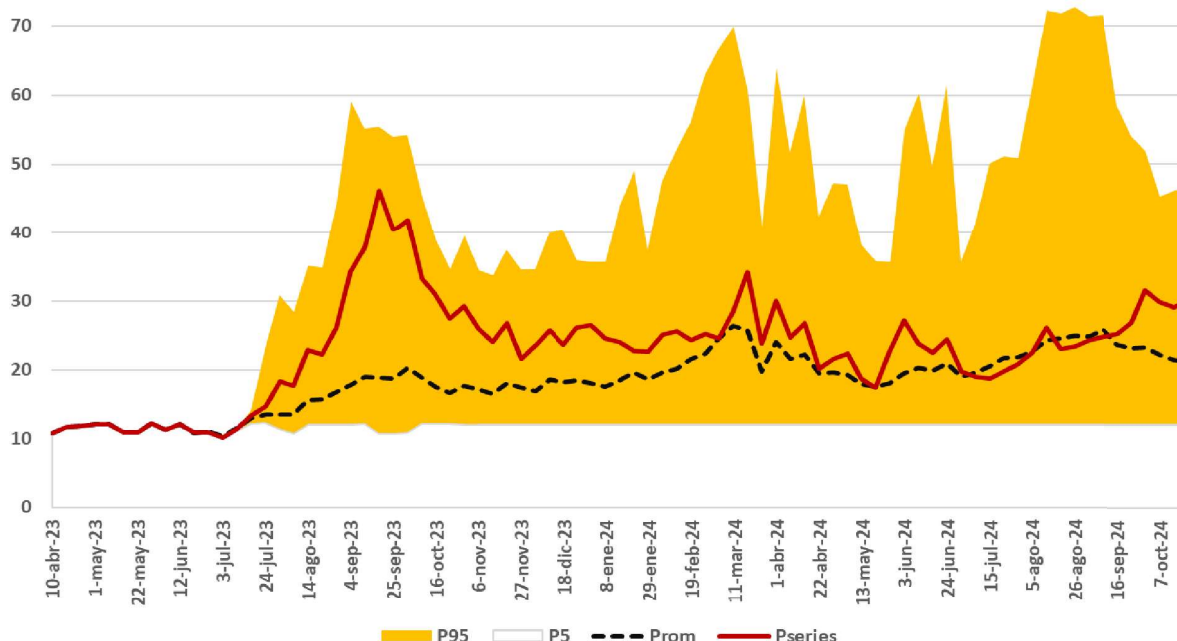
Gráfica 3 Escenarios hidrológicos estocásticos GW/día (franja gris).



1.3 Resultados

En las gráficas 4 y 5 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.

Gráfica 4. Generación térmica GWh/día.



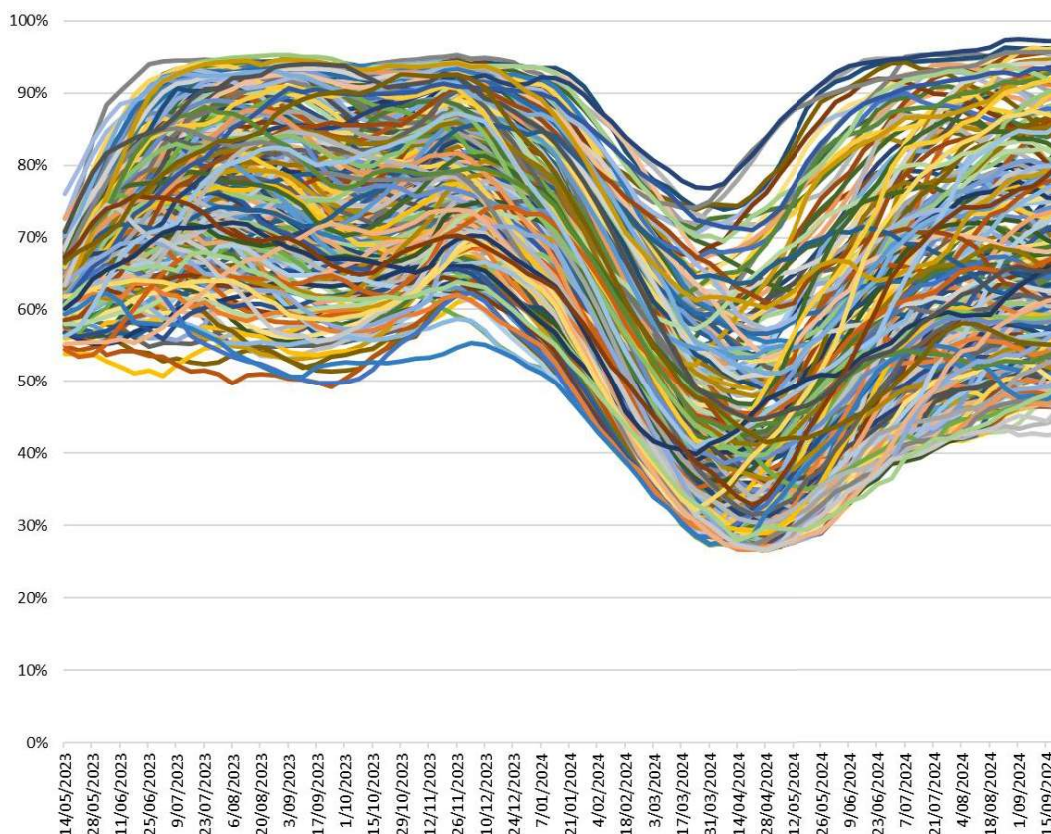
1.4 Análisis de resultados

De las gráficas 4 y 5 se puede concluir:

- Para todos los casos simulados, enfoque estocástico, no se presenta déficit ni se identifican horas con reservas de potencia inferiores a 400 MW.
- La generación térmica requerida durante el verano 2023-2024 fue inferior a 70 GWh/día para todas las series. Se observan, en algunos casos, picos puntuales en septiembre del 2023 y agosto de 2024.
- Con relación al comportamiento del volumen útil agregado del SIN, esta variable al comienzo del verano 2023-2024 toma un valor mínimo del 56 % y el máximo del 96 %.
- 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. 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 2023

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 mínima 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) y la descarga necesaria obtenida del paso anterior (percentil 50).
- 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 2023 del CNO

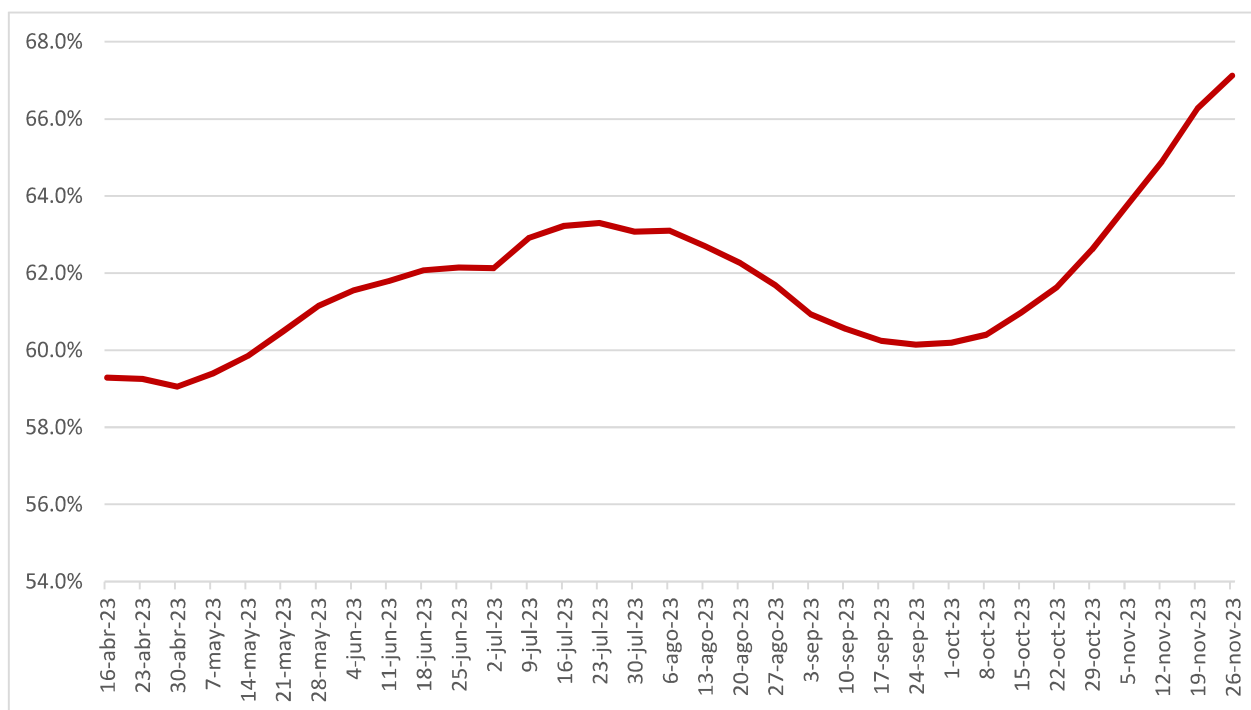
Teniendo en cuenta los numerales 1.1, 1.2, 1.3, 1.4, y la metodología del CNO que considera la incertidumbre asociada a los aportes hídricos del SIN y un análisis estocástico, el Consejo presenta a continuación su propuesta de senda de referencia para la estación de invierno. Vale la pena mencionar que, 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 2023.

Día	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre
1	59.1%	61.4%	62.1%	63.1%	61.2%	60.2%	63.1%
2	59.2%	61.4%	62.1%	63.1%	61.0%	60.2%	63.3%
3	59.2%	61.5%	62.2%	63.1%	60.9%	60.3%	63.4%
4	59.2%	61.6%	62.4%	63.1%	60.9%	60.3%	63.6%
5	59.3%	61.6%	62.5%	63.1%	60.8%	60.3%	63.7%
6	59.3%	61.6%	62.6%	63.1%	60.8%	60.3%	63.9%
7	59.4%	61.7%	62.7%	63.0%	60.7%	60.4%	64.1%
8	59.5%	61.7%	62.8%	63.0%	60.7%	60.4%	64.2%
9	59.5%	61.7%	62.9%	62.9%	60.6%	60.5%	64.4%
10	59.6%	61.8%	63.0%	62.9%	60.6%	60.6%	64.6%
11	59.7%	61.8%	63.0%	62.8%	60.5%	60.6%	64.7%
12	59.7%	61.8%	63.1%	62.8%	60.5%	60.7%	64.9%
13	59.8%	61.9%	63.1%	62.7%	60.4%	60.8%	65.1%
14	59.9%	61.9%	63.1%	62.6%	60.4%	60.9%	65.3%

15	59.9%	62.0%	63.2%	62.6%	60.3%	61.0%	65.5%
16	60.0%	62.0%	63.2%	62.5%	60.3%	61.1%	65.7%
17	60.1%	62.0%	63.2%	62.4%	60.2%	61.2%	65.9%
18	60.2%	62.1%	63.3%	62.4%	60.2%	61.3%	66.1%
19	60.3%	62.1%	63.3%	62.3%	60.2%	61.4%	66.3%
20	60.4%	62.1%	63.3%	62.3%	60.2%	61.4%	66.4%
21	60.5%	62.1%	63.3%	62.2%	60.2%	61.5%	66.5%
22	60.6%	62.1%	63.3%	62.1%	60.2%	61.6%	66.6%
23	60.7%	62.1%	63.3%	62.0%	60.2%	61.8%	66.8%
24	60.8%	62.1%	63.3%	61.9%	60.1%	61.9%	66.9%
25	60.9%	62.2%	63.2%	61.8%	60.1%	62.0%	67.0%
26	61.0%	62.1%	63.2%	61.8%	60.2%	62.2%	67.1%
27	61.1%	62.1%	63.2%	61.7%	60.2%	62.3%	67.1%
28	61.2%	62.1%	63.1%	61.6%	60.2%	62.5%	67.2%
29	61.2%	62.1%	63.1%	61.5%	60.2%	62.6%	67.2%
30	61.3%	62.1%	63.1%	61.4%	60.2%	62.8%	67.2%
31	61.3%		63.1%	61.3%		62.9%	

Gráfica 6. Senda de referencia del volumen útil agregado del SIN para estación invierno 2023 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 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 para la simulación estocástica, como pueden ser las fechas esperadas de entrada en operación de los proyectos de generación con Obligaciones de Energía en Firme-OEF, y las condiciones macroeconómicas actuales que pueden repercutir sobre los reales costos de los diferentes energéticos para la producción de energía (carbón, gas natural y combustibles líquidos).
- Se debe resaltar que el día de ayer, 14 de abril del año en curso, ENEL solicitó para las próximas simulaciones energéticas en el marco del planeamiento operativo de mediano y largo plazo, no considerar a la planta Termocartagena después de la fecha de culminación de sus Obligaciones de Energía Firme-OEF.

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, al igual que la evaluación del indicador del volumen útil agregado del sistema, contrastando el comportamiento real de esta variable con la senda definida por la Comisión.

Atentamente,


Alberto Olarte Aguirre
Secretario Técnico CNO

Copia: Dra. Irene Vélez Torres. Ministra de Minas y Energía-MINENERGÍA.
 Dr. Marcelo Alvarez. Presidente CNO.
 Dr. Jaime Alejandro Zapata. Gerente CND.