Consejo Nacional de Operación

Bogotá D. C., 19 de agosto de 2020

Señor
JORGE ALBERTO VALENCIA MARÍN
Director Ejecutivo
Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG
Ciudad

Asunto: Análisis de la situación energética del SIN y resultados del Indicador de seguimiento al Volumen Útil agregado del SIN durante la semana del 10 al 16 de agosto 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, y ser el organismo ejecutor del Reglamento de Operación, y considerando lo definido en el Artículo 2 de la Resolución CREG 125 de 2020, presenta a continuación su análisis de la situación energética del SIN, referenciando los supuestos utilizados, los escenarios estudiados y sus conclusiones y recomendaciones.

Esta comunicación se estructura en tres (3) capítulos, en el primero se presenta el análisis energético y de potencia del Consejo para un horizonte de dos años, con resolución semanal, a partir del **lunes 17 de agosto del 2020**. En la segunda parte se muestra el seguimiento al volumen útil agregado del SIN con fecha de corte al 16 de agosto del presente año. Finalmente se presentan las conclusiones y recomendaciones.

1. Análisis Energético y de Potencia del CNO

1.1 Supuestos

En las siguientes tablas se presentan los supuestos considerados por el Consejo en sus análisis energéticos y de potencia:

<table>
<tr><td rowspan="3">Proyectos de expansión</td><td>Proyectos de expansión de generación</td><td>
Proyectos de expansión de generación en periodo de análisis del AE
<table>
<tr><th>Proyecto</th><th>CEN (Capacidad Efectiva Neta)</th><th>FPO</th><th>Observación</th></tr>
<tr><td>Termo Yopal G3, G4</td><td rowspan="2">150 (aumento efectivo de 40 MW)</td><td>31/08/2020</td><td>Gas Natural</td></tr>
<tr><td>Termo Yopal G5</td><td>31/10/2020</td><td>Gas Natural</td></tr>
<tr><td>Latam Solar La Loma</td><td>150 MW</td><td>30/07/2021</td><td>Solar</td></tr>
</table>
• Termocentro se considera por fuera a partir de la vigencia OEF 2020-2021
• No se consideran restricciones de combustibles para los nuevos recursos térmicos.
</td></tr>
<tr><td>Parámetros de los proyectos de generación futuros</td><td>▪ Heat Rate (HR) de las plantas térmicas de gas informada por el agente para el Cargo por Confiabilidad al momento de los análisis y afectado en 15% de acuerdo con la recomendación del SPT.
▪ HR de las plantas térmicas con combustibles diferentes a gas informada por el agente para el Cargo por Confiabilidad al momento de los análisis.
▪ Factor de conversión medio para las plantas hidráulicas informada por el agente para el Cargo por Confiabilidad al momento de los análisis.
▪ Índices de disponibilidad según lo establecido en la regulación vigente</td></tr>
<tr><td>Condición inicial de embalses futuros</td><td>No aplica en el periodo de análisis (1 año).</td></tr>
</table>

<table>
<tr><td rowspan="3">Costos</td><td>De transporte y suministro de combustible</td><td>Precios UPME (Actualizados en Junio de 2020).</td></tr>
<tr><td>De racionamiento</td><td>Costos de racionamiento que se encuentren públicos en la pagina de la UPME al momento de la corrida. http://www.upme.gov.co/CostosEnergia.asp
Segmento 1 (100%) = 2378.63 USD/MWh (último bloque)
De acuerdo con lo definido en la reunión del SPO N°259</td></tr>
<tr><td>Otros costos variables</td><td>Los valores vigentes al momento de la corrida</td></tr>
<tr><td rowspan="1">Combustibles</td><td>Disponibilidad de combustible</td><td>
<table>
<tr><th>Agente</th><th>Fecha actualización</th><th>Agente</th><th>Fecha actualización</th></tr>
<tr><td>Celsia</td><td>Febrero 2020</td><td>TermoValle</td><td>Mayo 2020</td></tr>
<tr><td>Emgesa</td><td>Febrero 2020</td><td>TermoEmcali</td><td>Mayo 2020</td></tr>
<tr><td>Proelectrica</td><td>Marzo 2020</td><td>TEBSA</td><td>Febrero 2020</td></tr>
<tr><td>Isagen</td><td>Marzo 2020</td><td>TermoCandel.</td><td>Febrero 2020</td></tr>
<tr><td>EPM - CHEC</td><td>Octubre 2019</td><td>Prime</td><td>Junio 2020</td></tr>
</table>
</td></tr>
<tr><td rowspan="3">Otros</td><td>Curva de aversión al riesgo (CAR)</td><td>(Reunión SPO N°250):
• Se utiliza en política y simulación. Penalidad Reducida igual al costo del primer escalón de racionamiento de UPME 380 $USD/MWh. Se considera un nivel agregado que se construye a partir de los mínimos históricos individuales de embalses en cada semana del año. Desde enero de 2004 a la fecha.
• El detalle del cálculo se encuentra en el acta de la Reunión 250.</td></tr>
<tr><td>Desbalance hídrico</td><td>(Reunión CNO 592): Desbalances del SIN 7.7 GWH/día. De acuerdo con la metodología indicada en reunión N° 236 del SPO</td></tr>
<tr><td>Menores y cogeneradores</td><td>Promedio histórico de la generación de cada recurso en cada mes.
Nueva plantas menores: perfil porcentual del tipo-grupo (hidráulicas, térmicas, cogeneradores)</td></tr>
</table>

Parámetros Generales	**Horizonte**	2 años con resolución semanal. Con período de análisis a 12 meses.
	Condición terminal	Año adicional
	Tipo de estudio	Autónomo, versión **16.0.1** SDDP
	Mínimos operativos	Se utiliza el NEP para cada embalse.
	Condición inicial volumen de los embalses	El del día inmediatamente anterior a la corrida
	Demanda Nacional e Intercambios	Escenario a partir de los pronósticos UPME (Rev. jun/2020): • Escenario Resultante • Escenario Mayo Alto Intercambios con Ecuador (Acuerdo SPO 250): • Intercambio máximo Colombia → Ecuador 0 MW • Intercambio máximo Ecuador → Colombia 0 MW
Parámetros	**Plantas de generación existentes**	Parámetros declarados en PARATEC al momento de la corrida, considerando lo siguiente • Mantenimientos de generación en estado solicitado, aprobados y en ejecución en el Sistema Nacional de Consignaciones para 12 meses (PAM) al momento de la corrida. • Mantenimiento planta de regasificación del 3 al 7 de octubre de 2020. • Heat Rate (HR) de las plantas térmicas de gas informada por el agentes y afectado en 15% de acuerdo con la recomendación del SPT. Índices de disponibilidad: 1. Térmicas ICP e IH con el procedimiento regulado. 2. Hidráulicas ICP e IH con el procedimiento regulado.
	Sistema hidráulico Colombiano	▪ Modelos de embalse reportados para el Cargo por Confiabilidad, ajustados con las demandas de acueducto y filtración que realicen los agentes con la mejor información disponible.
	Red de transmisión	▪ Se considera la red de transmisión del STN. ▪ Los parámetros de la red de transmisión del STN al momento de la corrida y topología de la red actualizados al momento de las simulaciones. ▪ No se consideraron indisponibilidades menores a la resolución del modelo. ▪ Se consideran las restricciones del STN indicadas en el informe de Planeación operativa eléctrica de mediano plazo vigente.

Para los análisis energéticos y de potencia del Consejo se utilizaron dos (2) escenarios de demanda para todo el horizonte de análisis, "Mayo Alto" y "Resultante". El primero refleja un sostenimiento del impacto económico identificado en el mes de mayo de 2020 por el COVID19, durante seis (6) años. El segundo considera una reactivación de la economía para el mediano y largo plazo.

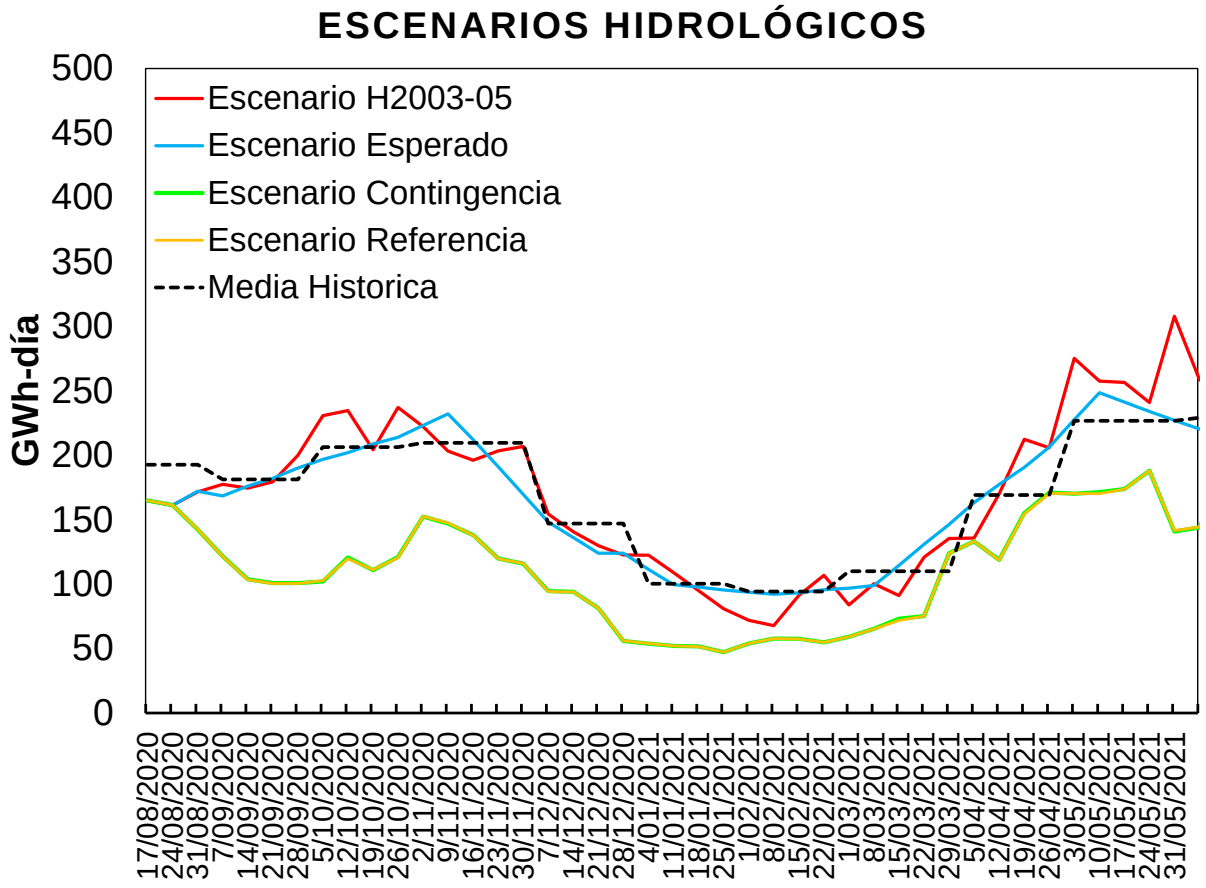
La simulación fue autónoma, es decir, no se tuvieron en cuenta importaciones y/o exportaciones con Ecuador, en virtud del esquema de intercambios de oportunidad vigente, que genera incertidumbre sobre su evolución para los dos (2) próximos años. Adicionalmente, la condición inicial del volumen útil agregado del SIN fue 61.35 %.

1.2 Escenarios de aportes hídricos al SIN

Para las simulaciones energéticas se consideraron cuatro (4) casos determinísticos de aportes hídricos al SIN, que fueron formulados por el Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER del CNO a través de la metodología de análogos del

Anexo 3 del Acuerdo 1327. El resumen de los mismos junto con su justificación se presenta en la siguiente tabla y gráfica.

Caso	Descripción	Justificación
H_2003-2005	Hidrología histórica del periodo 2003-2005.	Este escenario contempla durante el segundo año de simulación aportes hídricos por encima de la media histórica. Lo anterior teniendo en cuenta lo presentado por el IDEAM en la reunión CNO 603, donde se menciona la posibilidad de una materialización del fenómeno de La "Niña" durante el segundo semestre del año 2020.
Pronósticos agentes (Esperado)	Escenario de aportes esperado por los agentes para los dos años del horizonte de simulación.	Este escenario recoge el comportamiento esperado de los agentes en función de sus mediciones y pronósticos hidro-climáticos.
Referencia	Hidrología histórica del periodo 2015-2017, acotado al escenario esperado del SURER construido en el mes de junio de 2020.	Son los dos (2) casos más críticos de aportes hídricos. Considera durante los dos años del horizonte de simulación aportes por debajo de la media histórica. Si bien la única diferencia entre ellos es el "límite superior" de aportes hídricos, debido a la etapa inicial para las simulaciones de esta semana, estos dos casos nuevamente son similares.
Contingencia	Hidrología histórica del periodo 2015-2017, acotado al escenario esperado del SURER construido en el mes de agosto de 2020.	



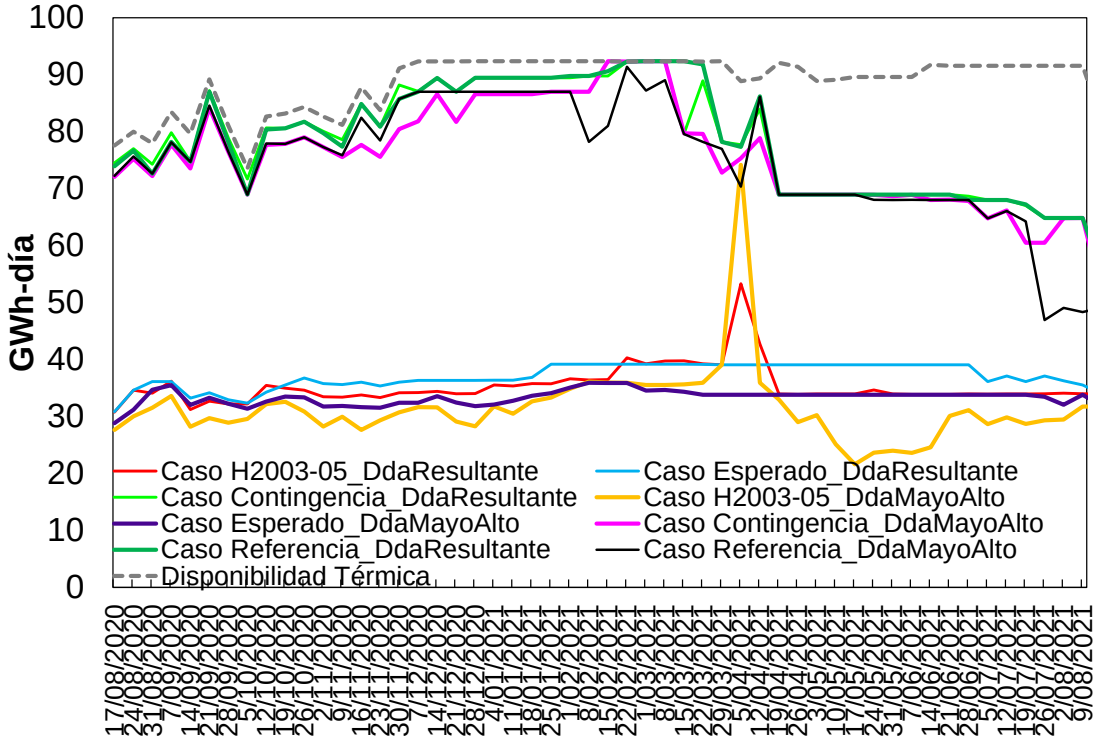
1.3 Resultados

En las siguientes tablas y gráficas se presenta para cada uno de los escenarios de aportes del numeral 1.2 y de demanda UPME, el comportamiento de la generación térmica y la evolución esperada del embalse agregado del SIN.

1.3.1 Generación térmica

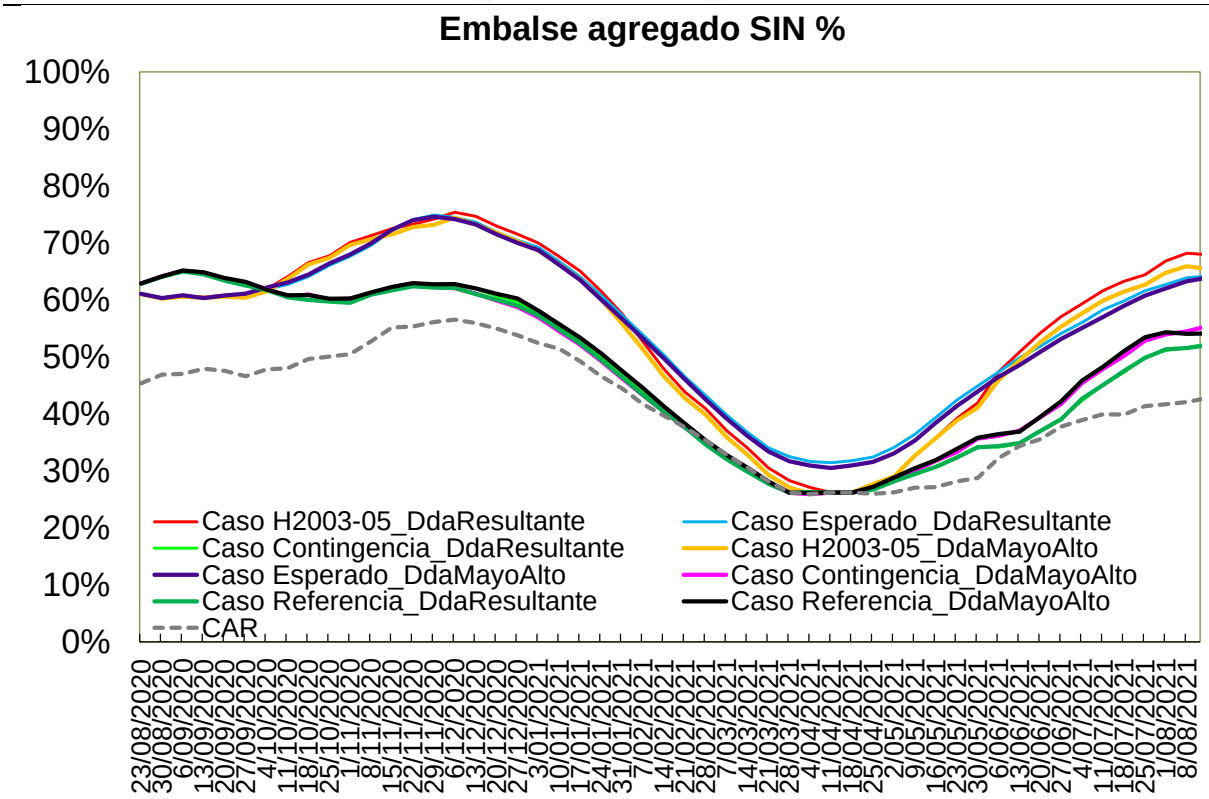
Caso	Escenario demanda UPME	Generación Térmica (GWh-día)	
		ago-nov 2020	Verano 2020-2021 (dic-ene-feb-mar-abr)
H_2003-05	Resultante	34	37
Pronósticos agentes		35	38
Contingencia		79	86
Referencia		78	87
H_2003-05	Mayo Alto	30	35
Pronósticos agentes		33	34
Contingencia		77	83
Referencia		77	83

Generación Térmica



1.3.2 Volumen útil del embalse agregado del SIN

Caso	Escenario Demanda UPME	Condición volumen útil inicio del verano 2020-2021 (%)
H_2003-05	Resultante	74%
Pronósticos agentes		75%
Contingencia		63%
Referencia		62%
H_2003-05	Mayo Alto	73%
Pronósticos agentes		75%
Contingencia		63%
Referencia		63%



1.3.3 Análisis de resultados

De las tablas y gráficas de los numerales 1.3.1 y 1.3.2 se puede concluir:

- En ninguno de los casos simulados se presenta déficit. Para los escenarios de aportes hídricos más críticos, Contingencia y Referencia, e independientemente del escenario de demanda utilizado, no se identifican horas con reservas de potencia inferiores a 400 MW (reservas necesarias para prestar el servicio de regulación secundaria de frecuencia).

- Para los casos Contingencia y Referencia, la generación térmica promedio requerida antes del verano 2020-2021 varía entre 77 y 79 GWh-día, dependiendo del escenario de demanda. Asimismo, durante el verano se observa una necesidad de producción térmica promedio que oscila entre 83 y 87 GWh-día para dichos casos de consumo.

- En relación al comportamiento del volumen útil agregado del SIN, esta variable al comienzo del verano 2020-2021 varía entre el 62 y 63 % para los casos más críticos, Contingencia y Referencia, dependiendo del escenario de demanda.

- Para los casos más optimistas respecto a aportes, H_2003-2005 y Pronósticos agentes, se identifica una necesidad de generación térmica promedio, antes y durante el verano, que varía entre 30 y 38 GWh-día dependiendo del escenario de demanda. En relación a la condición alcanzada por el embalse agregado del SIN, su volumen útil estaría entre el 73 y 75 % al inicio del verano, dependiendo nuevamente del escenario de consumo.

- Nuevamente, la condición inicial del embalse agregado del SIN y la actualización de los aportes hídricos para las simulaciones fueron ligeramente desfavorables esta semana en comparación con la anterior, motivo por el cual el embalse antes del comienzo del verano 2020-2021 alcanzó, para algunos casos, un valor ligeramente inferior.

En resumen, 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 nos permiten concluir que el Sistema cuenta con los recursos suficientes para atender la totalidad de la demanda en un horizonte de dos (2) años. Sin embargo, es muy importante contrastar el comportamiento real de dichas variables, en particular el volumen útil agregado del SIN con el caso "Referencia".

2. Resultados del Indicador de Seguimiento al Volumen Útil agregado del SIN. Semana del 10 al 16 de agosto de 2020

- Se mantiene la curva de "Referencia" en el seguimiento al Volumen Útil agregado del SIN para esta semana, ya que, si bien las condiciones que benefician al embalsamiento en el modelo de simulación de la operación desmejoraron levemente, el monitoreo que se presenta a continuación no refleja la necesidad, aún, de actualizar dicha curva, y recientemente la Oficina de Meteorología de Australia informó que la probabilidad de ocurrencia de un fenómeno de "La Niña" para los próximos meses se incrementó al 70 %. El estado pasó de vigilancia a alerta.

- La demanda del SIN (variable acumulada[1]) se encuentra por debajo del caso "Referencia" en 4.3 %. Asimismo, los aportes hídricos acumulados se encuentran por encima de este caso en 8.23 %. Estos dos comportamientos favorecen al embalsamiento en el SIN.

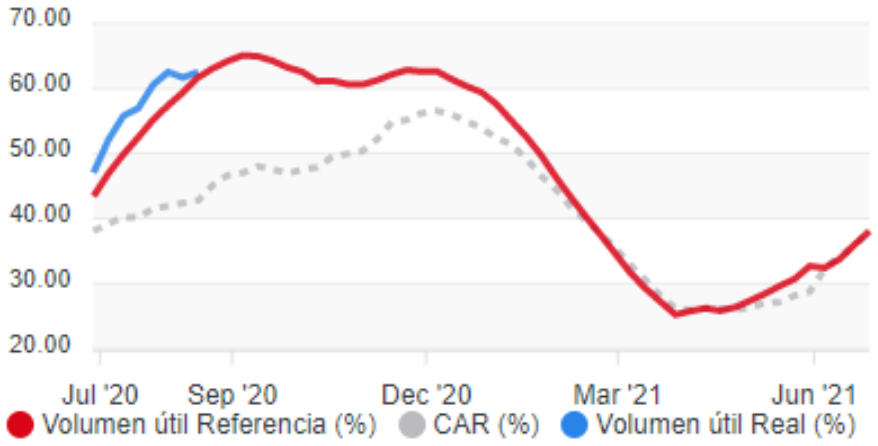
- Respecto a la generación de plantas menores y Fuentes No Convencionales de Energía Renovable-FNCER, su producción acumulada está por encima del caso

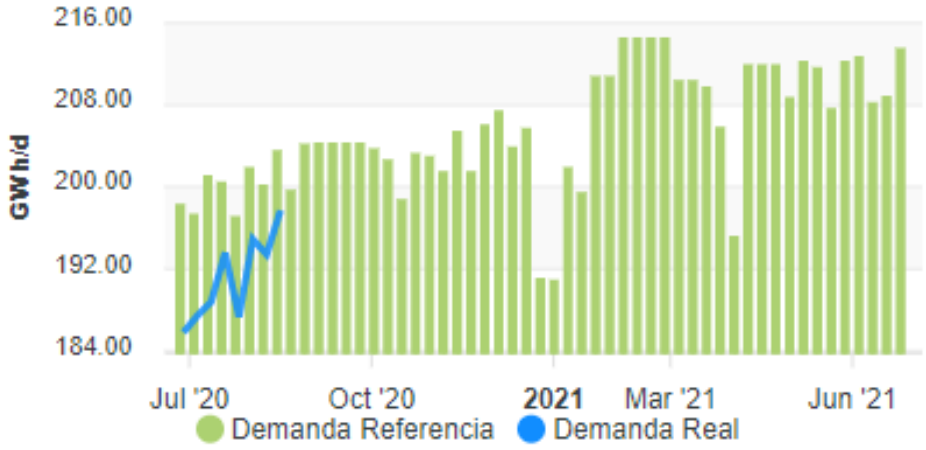
[1] Calculada desde el 22 de junio de 2020.

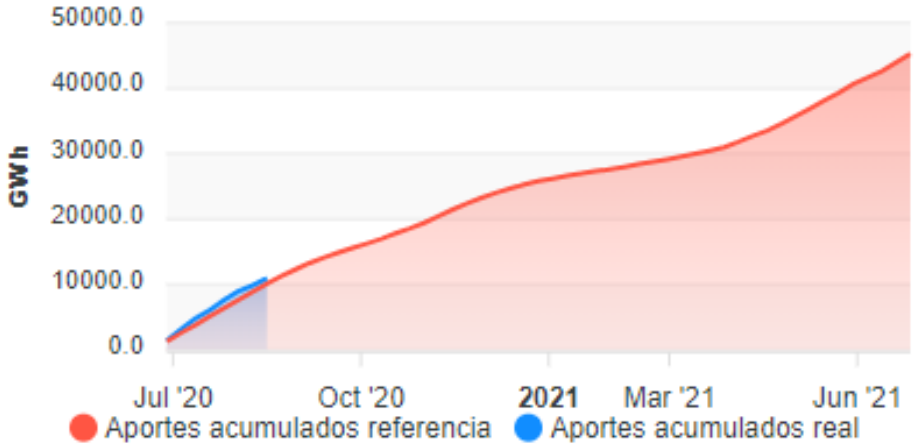
de "Referencia" en 29.99 %. Con relación a los intercambios con Ecuador, a la fecha se tiene una importación promedio acumulada de 396.53 GWh, aspecto que igualmente favorece al embalsamiento.

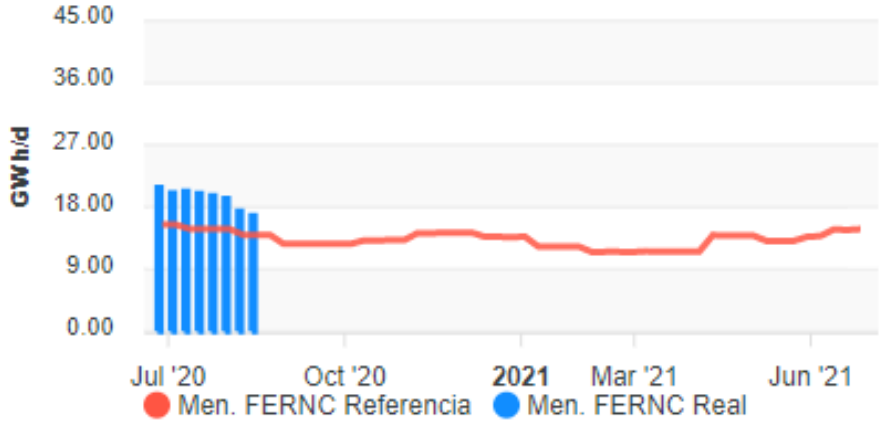
- El volumen útil del embalse agregado del SIN se encuentra con corte al 16 de agosto de 2020 en 62.55 %. Las siguientes tablas y gráficas muestran, por octava semana consecutiva, que esta variable se encuentra por encima de dicho caso, con una diferencia a la fecha de corte de 0.86 %.

Fecha	Volumen útil Referencia	Volumen útil Real	CAR	Diferencia	Cambio de Pendiente
24/05/2020	33.08%	32.84%	30.15%	0.24%	NA
31/05/2020	35.37%	35.16%	31.58%	0.21%	+
07/06/2020	38.73%	37.33%	34.39%	1.40%	-
14/06/2020	42.69%	39.95%	35.22%	2.74%	-
21/06/2020	46.20%	42.62%	30.15%	3.58%	-
Actualización caso "Referencia"					
28/06/2020	43.43%	47.06%	38.07%	3.63%	+
05/07/2020	46.93%	52.11%	39.19%	5.18%	+
12/07/2020	49.88%	55.79%	40.24%	5.91%	+
19/07/2020	52.48%	56.96%	40.14%	4.48%	-
26/07/2020	55.22%	60.59%	41.59%	5.37%	+
02/08/2020	57.41%	62.53%	41.93%	5.12%	-
09/08/2020	59.42%	61.68%	42.38%	2.26%	-
16/08/2020	**61.69%**	**62.55%**	**42.77%**	**0.86%**	**+**



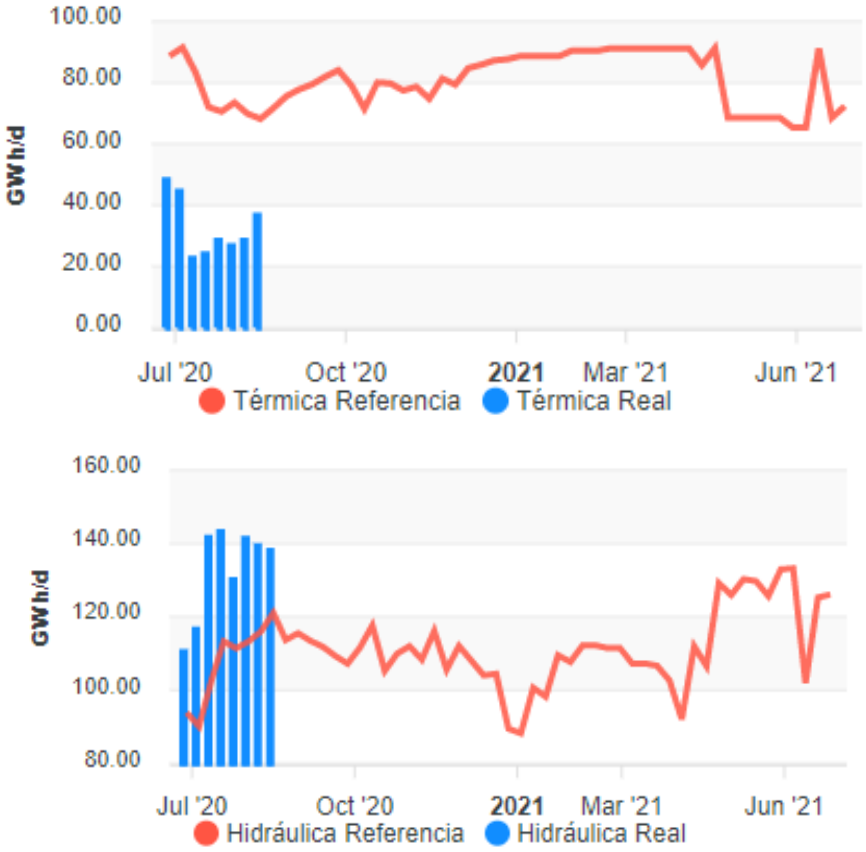






- El volumen útil agregado del SIN se encuentra por encima de la senda definida, a pesar que durante las ocho (8) últimas semanas la generación térmica estuvo por debajo del caso de "Referencia" en 58.14% y la generación hidráulica

agregada se ubicó por encima en 23.05%, tal como se muestra en las siguientes gráficas.



- Para esta semana se resalta el cambio de "signo" de la pendiente de la curva de Referencia, lo cual implicó que el volumen útil del embalse agregado del SIN aumentó respecto a la semana anterior, a pesar de que dicha variable está muy cerca de la curva de seguimiento.

3. Conclusiones y Recomendaciones CNO

- Si las variables energéticas evolucionan como se indica en los numerales 1.1 y 1.2 de esta comunicación, se puede concluir que el Sistema cuenta con los recursos suficientes para atender la totalidad de la demanda del SIN en un horizonte de dos (2) años. Sin embargo, es muy relevante continuar con el seguimiento a dichas variables y comparar su comportamiento con las curvas asociadas al caso "Referencia". El paso del estado de la Niña de vigilancia a Alerta es una señal importante para hacerle seguimiento en las próximas semanas.

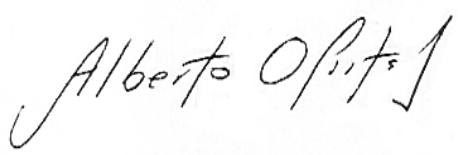
- Se recomienda continuar con el seguimiento a las variables energéticas del SIN y contrastarlo con los análisis del comportamiento del mercado de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios-SSPD y la CREG. En este periodo es importante la respuesta del mercado a los cambios semanales que se presenten en los caudales aportantes para utilizar el recurso hídrico de la manera más eficiente.

- Se sugiere llevar a cabo los mantenimientos de las plantas térmicas programados, con el fin de tener la mayor disponibilidad y confiabilidad para el verano 2020-2021.

- Para las situaciones de escasez, se sugiere el desarrollo de las reglas que permitan a las plantas hidroeléctricas filo de agua, solares fotovoltaicas y eólicas conectadas al STR o STN, generar a la máxima capacidad posible, sin que ello se pueda constituir en una penalización.

El Consejo continuará con el seguimiento a la situación del SIN y enviará semanalmente sus análisis energéticos y de potencia, al igual que la evaluación del indicador del volumen útil agregado del Sistema junto con sus conclusiones y recomendaciones.

Atentamente,



ALBERTO OLARTE AGUIRRE
Secretario Técnico del CNO

Copia: Dra. Natasha Avendaño. Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios.
Dr. Diego León González. Presidente CNO.