

Bogotá D. C., 21 de octubre 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 12 al 18 de octubre del 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 19 de octubre del 2020**. En la segunda parte se muestra el seguimiento al volumen útil agregado del SIN con fecha de corte al 18 de octubre 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:

Tabla 1 Supuestos simulación energética y de potencia.

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 utilizan los mínimos operativos: Mínimo Operativo Inferior y el máximo entre el Mínimo Operativo Superior y el NEP. (Según lo acordado en Reunión SPO 269. Metodología presentada en Reunión SPO 264)
	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 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 5 al 9 de diciembre 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.

Tabla 2 Supuestos simulación energética y de potencia.

Proyectos de expansión	Proyectos de expansión de generación	Proyectos de expansión de generación en periodo de análisis del AE			
		PROYECTO	TIPO	CEN (MW)	FPO
		BOSQUES SOLARES LOS LLANOS 2	Solar	20	31/10/2020
		TERMOYOPAL G5	Térmica	50	30/11/2020
		PCH BARRANCAS	Hidro	5	30/11/2020
		PCH CAUYÁ	Hidro	2	31/12/2020
		EL CARMELO	Solar	10	31/01/2021
		GRANJA SOLAR BELMONTE	Solar	6	24/02/2021
		COGENERADOR INCAUCA CABAÑAS	Térmica	10	30/03/2021
		PLANTA BIOGAS DOÑA JUANA II	Térmica	10	1/04/2021
		PCH LA CHORRERA	Hidro	15	30/06/2021
		LATAM LA LOMA SOLAR	Solar	150	30/07/2021
		• Se considera Termoyopal 1 y 2 (resultados subasta reconfiguración de compra) • Se considera Termocentro en la vigencia OEF 2020-2021 (resultados subasta reconfiguración de compra). • Se consideran los proyectos ya han iniciado trámite ante XM según lo establecido en el Acuerdo CNO 1214.			
	Parámetros de los proyectos de generación futuros	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			
	Condición inicial de embalses futuros	No aplica en el periodo de análisis (1 año).			

Tabla 3 Supuestos simulación energética y de potencia.

Costos	De transporte y suministro de combustible	Precios UPME (Actualizados en Junio de 2020).			
	De racionamiento	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%) = 2414 USD/MWh (último bloque) De acuerdo con lo definido en la reunión del SPO N°259			
	Otros costos variables	Los valores vigentes al momento de la corrida			
Combustibles	Disponibilidad de combustible				
		Agente	Fecha actualización	Agente	Fecha actualización
		Celsia	Febrero 2020	TermoValle	Mayo 2020
		Emgesa	Febrero 2020	TermoEmcali	Mayo 2020
		Proelectrica	Marzo 2020	TEBSA	Febrero 2020
		Isagen	Marzo 2020	TermoCandel.	Febrero 2020
		EPM - CHEC	Octubre 2019	Prime	Junio 2020
Otros	Curva de aversión al riesgo (CAR)	(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.			
	Desbalance hídrico	(Reunión CNO 592): Desbalances del SIN 7.7 GWh/día. De acuerdo con la metodología indicada en reunión N° 236 del SPO			
	Menores y cogeneradores	Promedio histórico de la generación de cada recurso en cada mes. Nueva plantas menores: perfil porcentual del tipo-grupo (hidráulicas, térmicas, cogeneradores)			

Para los análisis energéticos y de potencia del Consejo se consideró un escenario de demanda para todo el horizonte de análisis, “Mayo Alto”. Este refleja un sostenimiento del impacto económico identificado en el mes de mayo de 2020 por el COVID19, durante seis (6) años.

Respecto a los proyectos de expansión en generación, se contemplan aquellos que ya iniciaron los trámites de conexión con el CND, tal como lo establece el Acuerdo CNO 1214 (tabla 2).

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 68.84 %.

1.2 Escenarios de aportes hídricos al SIN

Para las simulaciones energéticas se consideraron seis (6) 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 gráfica y tabla.

Gráfica 1 Escenarios hidrológicos.

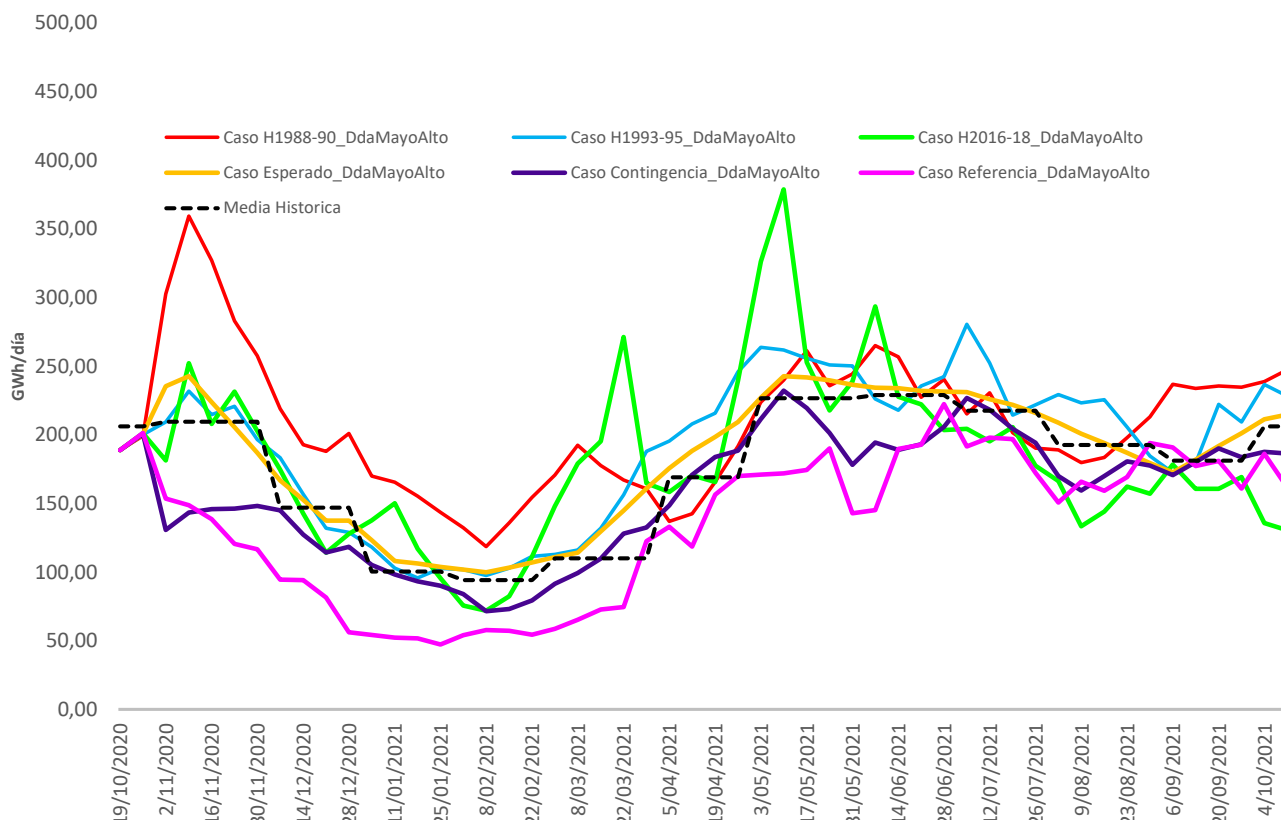


Tabla 4. Escenarios hidrológicos.

Caso	Descripción	Justificación
H_1988-1990	Hidrología histórica del periodo 1988-1990.	Es un escenario optimista de aportes, especialmente durante las primeras etapas (semanas) del horizonte de simulación, donde los caudales aportantes están por encima de la media histórica.
H_1993-1995	Hidrología histórica del periodo 1993-1995.	Es un escenario optimista de aportes, especialmente durante las últimas etapas (semanas) del horizonte de simulación, donde los caudales aportantes están por encima de la media histórica.
H_2016-2018	Hidrología histórica del periodo 2016-2018.	Es el escenario más optimista de aportes. Durante las últimas etapas (semanas) del horizonte de simulación los caudales aportantes están muy por encima de la media histórica.
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.
Contingencia	Hidrología histórica del periodo 1991-1993, acotado al escenario esperado del SURER construido en el mes de <u>octubre</u> de 2020.	Representa un caso crítico de aportes hídricos. Considera durante el primer año del horizonte de simulación aportes por debajo de la media histórica.
Referencia	Hidrología histórica del periodo 2015-2017, acotado al escenario esperado del SURER construido en el mes de <u>junio</u> de 2020.	Es el caso más crítico de aportes hídricos. Considera durante los dos años del horizonte de simulación aportes por debajo de la media histórica.

1.3 Resultados

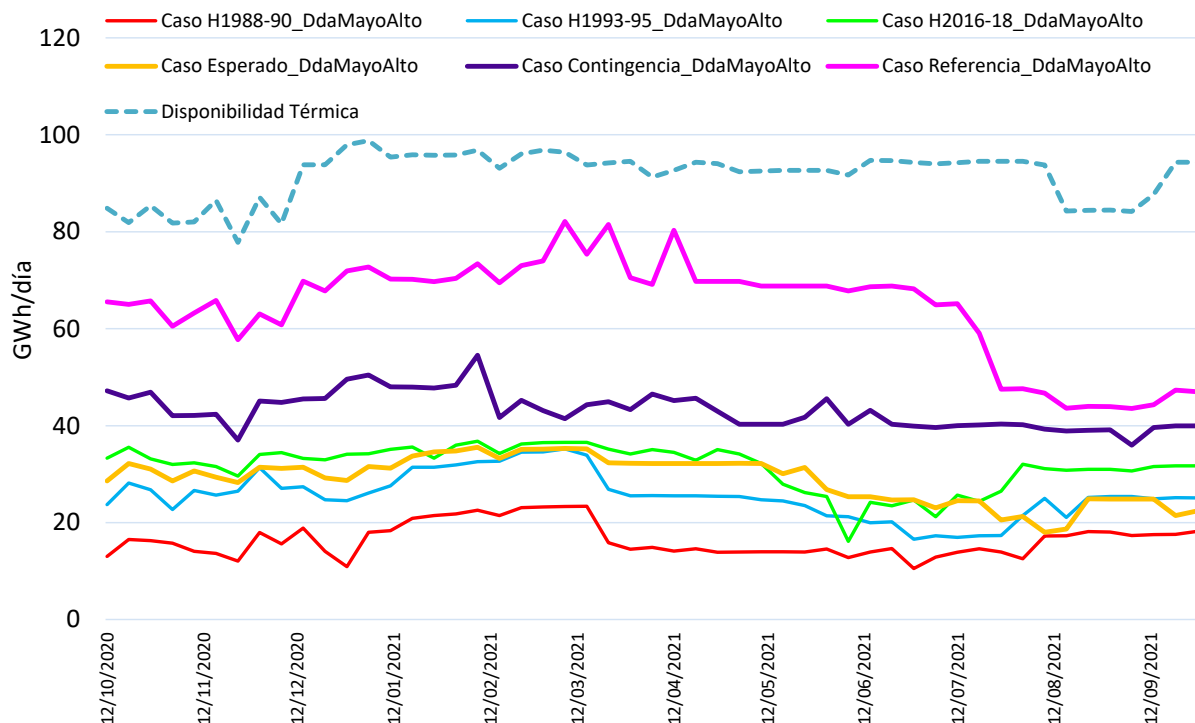
En las siguientes tablas y gráficas se presenta para cada uno de los escenarios de aportes del numeral 1.2, el comportamiento de la generación térmica y la evolución esperada del embalse agregado del SIN.

1.3.1 Generación térmica

Tabla 5 Generación térmica.

Caso		Escenario demanda UPME	Generación Térmica (GWh-día)	
			oct-nov 2020	Verano 2020-2021 (dic-ene-feb-mar-abr)
Caso 1	H_1988-1990	Mayo Alto	19.2	18.6
Caso 2	H_1993-1995		28.8	29.4
Caso 3	H_2016-2018		32.3	34.5
Caso 4	Pronósticos agentes (Esperado)		30.5	31.6
Caso 5	Contingencia		43.9	44.1
Caso 6	Referencia		64.9	69.8

Gráfica 2 Generación térmica.

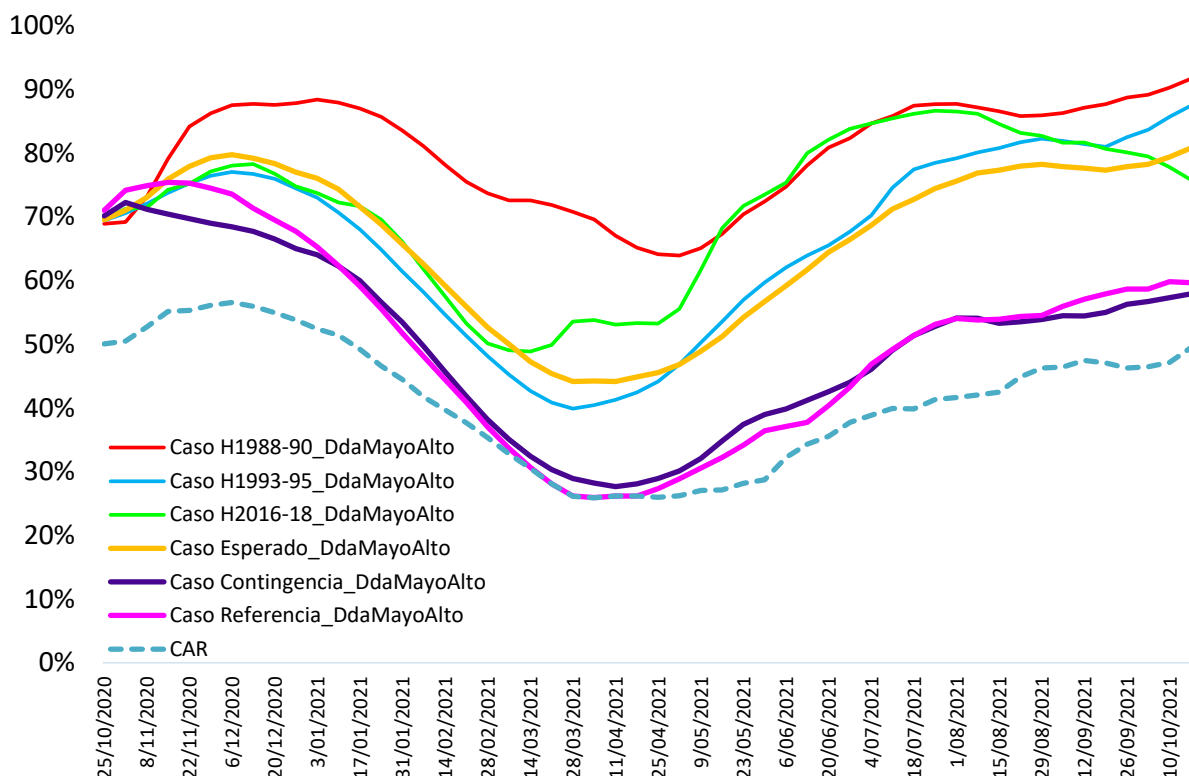


1.3.2 Volumen útil del embalse agregado del SIN

Tabla 6 Volumen útil agregado del SIN.

Caso		Escenario Demanda UPME	Condición volumen útil inicio del verano 2020-2021 (%)
Caso 1	H_1988-1990	Mayo Alto	86.3%
Caso 2	H_1993-1995		76.4%
Caso 3	H_2016-2018		77.1%
Caso 4	Pronósticos agentes (Esperado)		79.3%
Caso 5	Contingencia		69.0%
Caso 6	Referencia		74.5%

Gráfica 3 Volumen útil agregado del SIN.



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, no se identifican horas con reservas de potencia inferiores a 400 MW (reservas necesarias para prestar el servicio de regulación secundaria de frecuencia). Vale la pena mencionar que dichas reservas corresponden solamente a recursos hidroeléctricos, y son calculadas para la semana donde se presentó, según la simulación, el menor nivel de embalse agregado del SIN (verano 2020-2021).
- Para los casos Contingencia y Referencia, la generación térmica promedio requerida antes del verano 2020-2021 varía entre 43.9 y 64.9 GWh-día. Asimismo, durante el verano se observa una necesidad de producción térmica promedio que oscila entre 44.1 y 69.8 GWh-día.

- En relación al comportamiento del volumen útil agregado del SIN, esta variable al comienzo del verano 2020-2021 variaría entre el 69 y 74.5 % para los casos más críticos, Contingencia y Referencia.
- Para los casos más optimistas respecto a aportes, H_1988-1990, H_1993-1995, H_2016-2018 y Pronósticos agentes, se identifica una necesidad de generación térmica promedio, antes y durante el verano, que varía entre 18.6 y 34.5 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 76.4 y 86.3 % al inicio del verano, dependiendo nuevamente del escenario de consumo.
- Los aportes hídricos fueron más favorables esta semana en comparación con la anterior, motivo por el cual el embalse antes del comienzo del verano 2020-2021 alcanzó, para la mayoría de los casos, un valor superior.

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 seguir contrastando el comportamiento real de dichas variables, en particular el volumen útil agregado del SIN con el caso "Referencia".

2. Seguimiento al Volumen Útil agregado del SIN durante la semana del 12 al 18 de octubre del 2020.

- Se mantiene la curva de "Referencia" en el seguimiento al Volumen Útil agregado del SIN para esta semana, ya que persisten las condiciones que benefician al embalsamiento en el modelo de simulación de la operación, y el monitoreo que se presenta a continuación no refleja la necesidad, aún, de actualizar dicha curva. Adicionalmente, la Oficina de Meteorología de Australia, al igual que otros centros de predicción climática, informaron la materialización del fenómeno de "La Niña", el cual podría persistir, al menos, hasta el mes de enero del año 2021.
- La demanda del SIN (variable acumulada¹) se encuentra por debajo del caso "Referencia" en 4.1 %. Asimismo, los aportes hídricos acumulados se encuentran por encima de este caso en 16.42 %. Estos dos comportamientos favorecen al embalsamiento en el SIN.

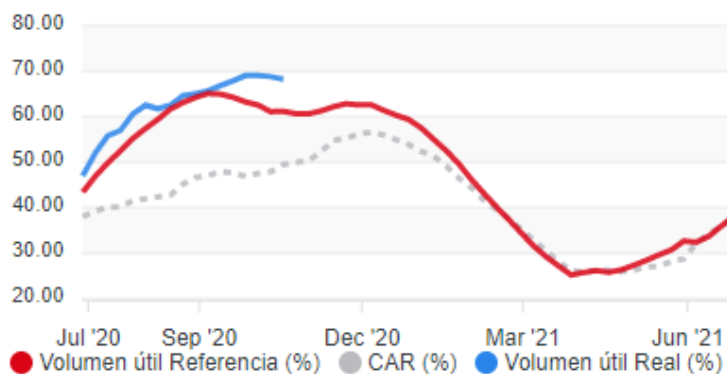
¹ Calculada desde el 22 de junio de 2020.

- Respecto a la generación de plantas menores y Fuentes No Convencionales de Energía Renovable-FNCER, su producción acumulada está por encima del caso de "Referencia" en 37.57 %. Con relación a los intercambios con Ecuador, a la fecha se tiene una importación promedio acumulada de 424.23 GWh, aspecto que igualmente favorece al embalsamiento.
- El volumen útil del embalse agregado del SIN se encuentra con corte al 18 de octubre de 2020 en 68.28 %. Las siguientes tablas y gráficas muestran, por decimoséptima semana consecutiva, que esta variable se encuentra por encima de dicho caso, con una diferencia a la fecha de corte de 7.09 %.

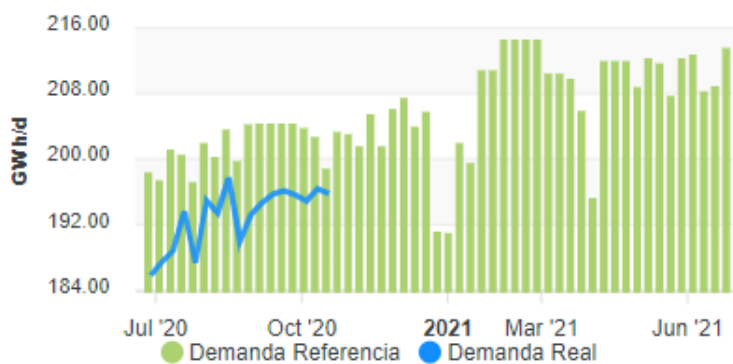
Tabla 7 Evolución agregada volumen del SIN.

Fecha	Volumen útil Referencia	Volumen útil Real	CAR	Diferencia	Cambio de Pendiente
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%	+
23/08/2020	63.11%	64.64%	45.17%	1.53%	+
30/08/2020	64.23%	65.04%	46.65%	0.81%	-
06/09/2020	65.10%	65.70%	47.02%	0.6%	+
13/09/2020	64.95%	66.97%	48.02%	2.02%	+
20/09/2020	64.26%	67.86%	47.61%	3.6%	+
27/09/2020	63.24%	69.05%	46.9%	5.81%	+
04/10/2020	62.55%	69.06%	47.54%	6.51%	+
11/10/2020	61.1%	68.82%	47.88%	7.72%	-
18/10/2020	61.19%	68.28%	49.48%	7.09%	-

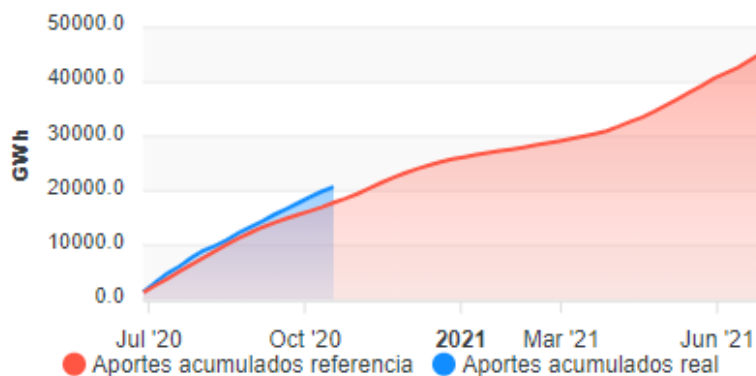
Gráfica 4 Evolución agregada del volumen del SIN.



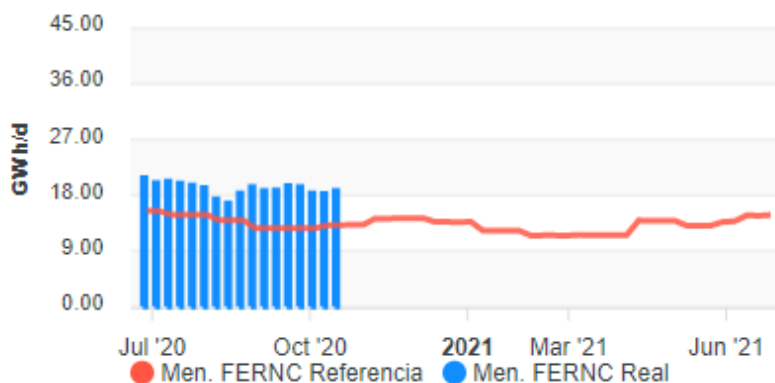
Gráfica 5 Evolución demanda del SIN.



Gráfica 6 Evolución agregada aportes del SIN.

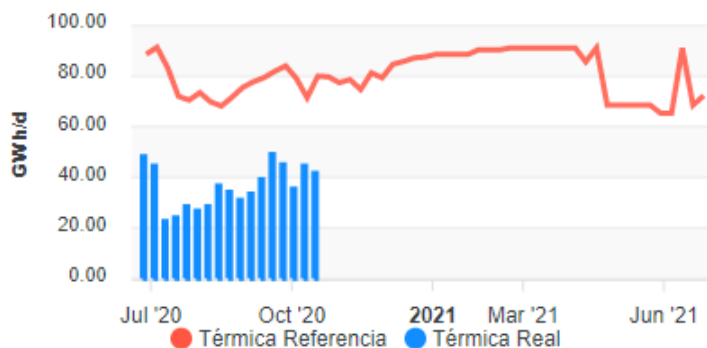


Gráfica 7 Evolución agregada de generación FNCER del SIN.

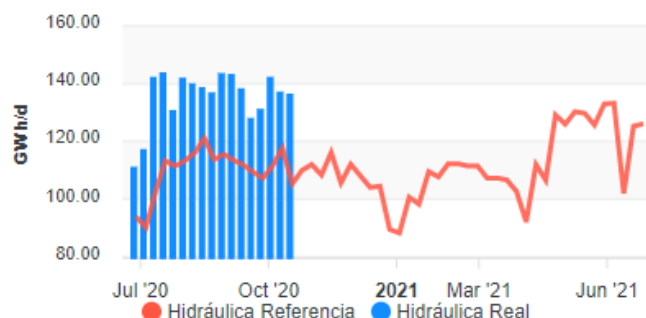


- El volumen útil agregado del SIN se encuentra por encima de la senda definida, a pesar que durante las diez y siete (17) últimas semanas la generación térmica estuvo por debajo del caso de "Referencia" en 53.71% y la generación hidráulica agregada se ubicó por encima en 22.70%, tal como se muestra en las siguientes gráficas.

Gráfica 8 Evolución agregada generación térmica.



Gráfica 9 Evolución agregada generación hidroeléctrica.

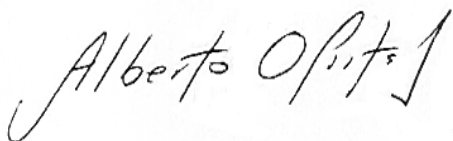


3. Conclusiones y Recomendaciones CNO

- En ninguno de los casos simulados se presenta déficit, por lo tanto, se cuenta con los recursos suficientes para atender la totalidad de la demanda del SIN en un horizonte de dos (2) años. El CNO continuará con el seguimiento de todas las variables del sistema para asegurar la atención segura, confiable y económica de la demanda.
- Se recomienda continuar con el seguimiento a las variables energéticas del SIN por la importancia de 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 el periodo del mantenimiento de la Planta de Regasificación ya se iniciaron los balances de energía y potencia en el subcomité respectivo.
- 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.
- Ante la apertura de las actividades económicas en el país, se recomienda extremar las medidas y protocolos de bioseguridad y de protección de los funcionarios que soportan las actividades de la continuidad del servicio de energía eléctrica por la mayor probabilidad de exposición a contagios, conforme al Decreto 1297 de 2020. Se recalca la importancia de mantener un aislamiento selectivo con distanciamiento individual responsable; y, en cualquier caso, seguir garantizando la operación del sistema eléctrico bajo el contexto actual, no solo en la operación de corto plazo, sino en el desarrollo de las inversiones.

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.

Atentamente,



ALBERTO OLARTE AGUIRRE
Secretario Técnico del CNO

Copia:

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