

Bogotá D. C., 01 de julio de 2020

Doctor
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 22 al 28 de junio 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 executor 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 cuatro (4) 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 29 de junio del 2020**. En la segunda parte se muestra el seguimiento al volumen útil agregado del SIN con fecha de corte al 28 de junio del presente año. En el tercer capítulo se da respuesta a las inquietudes de la CREG sobre nuestra comunicación del 24 de junio¹. Finalmente se presentan las conclusiones y recomendaciones.

1. Análisis Energético y de Potencia del CNO

1.1 Supuestos

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

¹ Comunicación CREG S-2020-003127 del 30 de junio, recibida el 1 de julio de 2020

Parámetros Generales	Horizonte	2 años con resolución semanal. Con periodo de análisis a 12 meses.				
	Condición terminal	Año adicional				
	Tipo de estudio	Autónomo, versión 15.1.6 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. oct/2019). Reunión SPO 259 <table><tr><td>Junio-diciembre 2020</td><td>Ene 2021- en adelante</td></tr><tr><td>Bajo</td><td>Medio</td></tr></table> Intercambios con Ecuador (Acuerdo SPO 250): • Intercambio máximo Colombia → Ecuador 0 MW • Intercambio máximo Ecuador → Colombia 0 MW		Junio-diciembre 2020	Ene 2021- en adelante	Bajo
Junio-diciembre 2020	Ene 2021- en adelante					
Bajo	Medio					
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. • Se considera mantenimiento de suministro de gas desde Cusiana. • 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.				

Proyectos de expansión	Proyectos de expansión de generación	Proyectos de expansión de generación en periodo de análisis del Análisis Energético y de Potencia. <table><tr><th>Proyecto</th><th>CEN (Capacidad Efectiva Neta)</th><th>FPO</th><th>Observación</th></tr><tr><td>Termo Yopal G3, G4, G5</td><td>150 (aumento efectivo de 40 MW)</td><td>31/08/2020</td><td>Gas Natural</td></tr><tr><td>Latam Solar La Loma</td><td>150</td><td>30/05/2021</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.	Proyecto	CEN (Capacidad Efectiva Neta)	FPO	Observación	Termo Yopal G3, G4, G5	150 (aumento efectivo de 40 MW)	31/08/2020	Gas Natural	Latam Solar La Loma	150	30/05/2021	Solar
	Proyecto	CEN (Capacidad Efectiva Neta)	FPO	Observación										
	Termo Yopal G3, G4, G5	150 (aumento efectivo de 40 MW)	31/08/2020	Gas Natural										
	Latam Solar La Loma	150	30/05/2021	Solar										
Parámetros de los proyectos de generación futuros	- Heat Rate (HR) de las plantas térmicas de gas informado por el agente para el Cargo por Confiabilidad al momento de los análisis y afectado en 15% de acuerdo con la recomendación del Subcomité de Plantas-SP del CNO. - 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).													

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%) = 2432.47 USD/MWh (último bloque) <i>De acuerdo con lo definido en la reunión del SPO N°259</i>
	Otros costos variables	Los valores vigentes al momento de la corrida

Combustibles	Disponibilidad de combustible	<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>	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
		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 390 \$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)

Al igual que en nuestra comunicación del 24 de junio de 2020, se hace énfasis en el supuesto de demanda para los análisis. Para el primer año de estudio, 2020, se asume el escenario de demanda baja de la revisión de octubre de 2019 de la UPME. Para el segundo año, 2021, se considera el escenario medio de demanda (revisión de octubre de 2019 de la UPME). Es importante destacar que la Unidad actualizó el 30 de junio del año en curso los escenarios de proyección de crecimiento de la demanda, supuesto que analizará el Consejo debido a su impacto en los análisis energéticos y de potencia en el marco del planeamiento operativo indicativo.

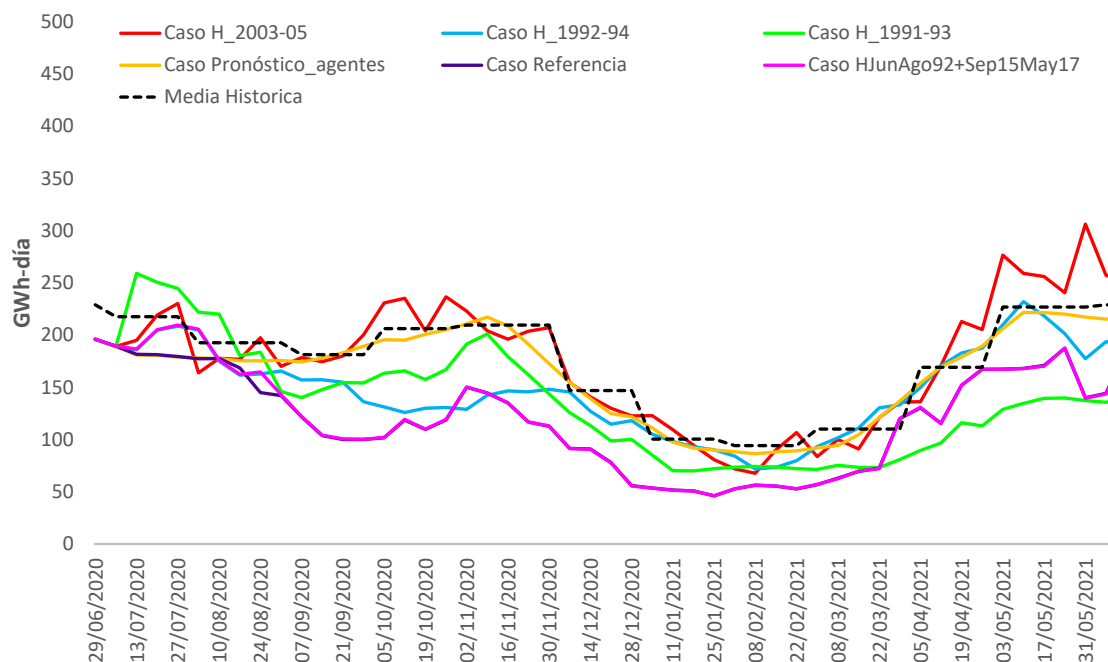
Asimismo, respecto a los intercambios con Ecuador, la simulación es autónoma, es decir, no se tienen en cuenta importaciones y exportaciones, dada la incertidumbre que se tiene sobre este supuesto para los dos (2) próximos años. Adicionalmente, la condición inicial del volumen útil agregado del SIN es 45.26 %.

1.2 Escenarios de aportes hídricos al SIN

Para las simulaciones energéticas se consideran los mismos casos determinísticos de aportes hídricos al SIN de la comunicación del Consejo del 24 de junio del año en curso, los cuales fueron formulados por el Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER del CNO a través de la metodología de análogos, y los del Centro Nacional de Despacho-CND. El resumen de los mismos se presenta nuevamente en las siguientes tabla y gráfica.

Caso	Descripción
H_2003-2005	Hidrología histórica del periodo 2003-2005.
H_1992-1994	Hidrología histórica del periodo 1992-1994.
H_1991-1993	Hidrología histórica del periodo 1991-1993.
Pronóstico agentes	Escenario de aportes esperado por los agentes para los dos años del horizonte de simulación.
Referencia (Contingencia)	Hidrología histórica del periodo 2015-2017, acotado al escenario esperado del SURER construido en el mes de junio de 2020.
H_jun-ago92+sep15- may17	Para los meses de junio a agosto del primer año (2020), hidrología histórica del periodo junio-agosto 1992. Desde el mes de septiembre del primer año (2020) hasta el mes de mayo del segundo (2022), hidrología histórica del periodo septiembre 2015-mayo 2017.

ESCENARIOS HIDROLÓGICOS [GWh-DÍA]



A partir de esta semana, el caso Contingencia es el mismo Referencia, y será considerado para el seguimiento semanal al Volumen Útil agregado del SIN que está llevando a cabo el Consejo.

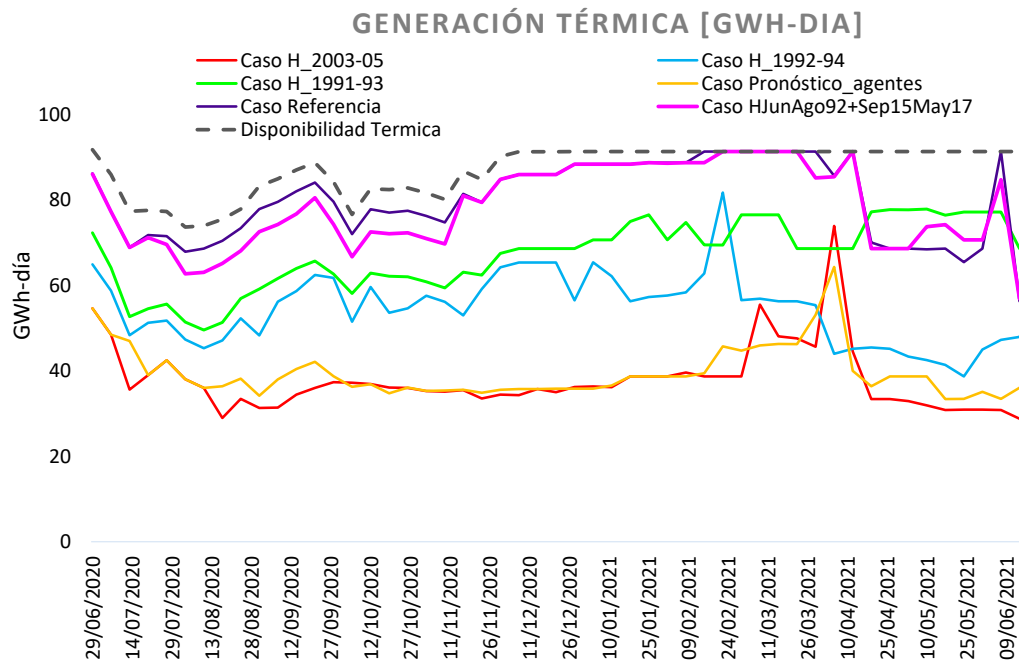
1.3 Resultados

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

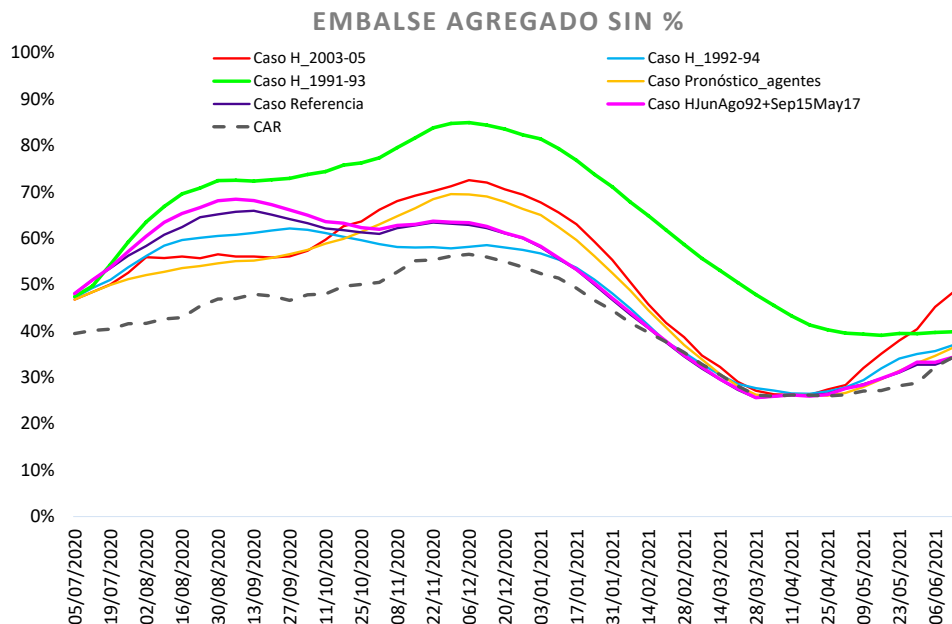
Caso	Promedio Generación Térmica (GWh-día)	
	jun 2020-nov 2020	Verano 2020-2021 (dic-ene-feb-mar-abr)
H_2003-2005	37	41
H_1992-1994	55	58
H_1991-1993	60	72
Pronóstico agentes	39	41
Referencia (Contingencia)	76	87
H_jun-ago92+sep15-may17	72	87

Disponibilidad max. Gen. Térmica promedio período	82	91
--	----	----



1.3.2 Volumen útil del embalse agregado del SIN

Caso	Condición Volumen Útil del embalse verano 2020-2021	
	Inicio verano	Fin verano
H_2003-2005	71%	28%
H_1992-1994	58%	28%
H_1991-1993	85%	40%
Pronóstico agentes	70%	27%
Referencia (Contingencia)	63%	28%
H_jun-ago92+sep15-may17	63%	28%



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 el escenario de aportes hídricos más crítico, Referencia (Contingencia), no se identifican horas con reservas de potencia inferiores a 400 MW (reservas necesarias para prestar el servicio de regulación secundaria de frecuencia).
- Para el caso Referencia (Contingencia), la generación térmica promedio requerida antes del verano 2020-2021 es 76 GWh-día. Asimismo, durante el verano se observa una necesidad de producción térmica promedio de 87 GWh-día.
- En relación al comportamiento del volumen útil agregado del SIN, esta variable al comienzo del verano 2020-2021 alcanzaría el valor de 63 % para el caso más crítico, Referencia (Contingencia). Adicionalmente, para este mismo escenario al final del verano, el volumen útil del embalse se ubicaría en el 28 %.
- El caso más optimista respecto a aportes durante el segundo año de simulación, H_2003-2005, muestra una necesidad de generación térmica promedio, antes y durante el verano, de 37 y 41 GWh-día respectivamente. En relación a la condición alcanzada por el embalse agregado del SIN, su volumen útil sería el 71 % al inicio del verano y 28 % al final.

- Para el escenario hidrológico 1992-1994, se observa un nivel del embalse antes del comienzo del verano del 58 %. Si bien los aportes hídricos para este caso durante el primer año de simulación son deficitarios (están por debajo de la media histórica), para el segundo año son ligeramente superiores a la media. Es por esta razón que a pesar del nivel del embalse después del verano, 28 %, no se observa déficit ni horas con reservas de potencia inferiores a 400 MW.

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 nuevo caso "Referencia²".

2. Resultados del Indicador de Seguimiento al Volumen Útil agregado del SIN. Semana del 22 al 28 de junio de 2020

- La demanda del SIN (variable acumulada³) se encuentra por debajo del caso "Referencia" en 6.18 %. Asimismo, los aportes hídricos acumulados se encuentran por encima de este caso en 9.01 %. 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 de "Referencia" en un 34.48 %. Con relación a los intercambios con Ecuador, a la fecha se tiene una importación promedio cercana a 8 GWh-día, aspecto que igualmente favorece al embalsamiento.

En este sentido, el volumen útil del embalse agregado del SIN se encuentra con corte al 28 de junio de 2020 en 47.06 %. Las siguientes gráficas y tabla muestran por primera vez, debido a la actualización del caso de "Referencia", que esta variable se encuentra por encima de dicho caso en 3.63 %.

² Caso utilizado para hacer el seguimiento al volumen útil agregado del SIN, el cual tiene la demanda y los aportes hídricos del caso "Referencia (Contingencia)" del SURER, tal como se describe en esta comunicación (numerales 1.1 y 1.2).

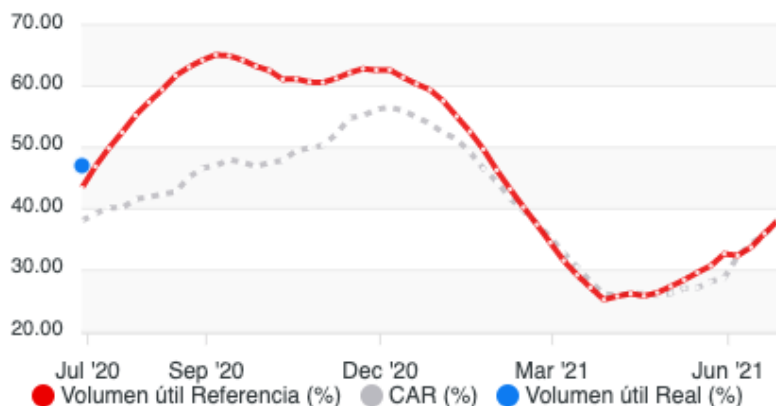
³ Calculada desde el 22 de junio de 2020.



Consejo Nacional de Operación

Embalse Agregado

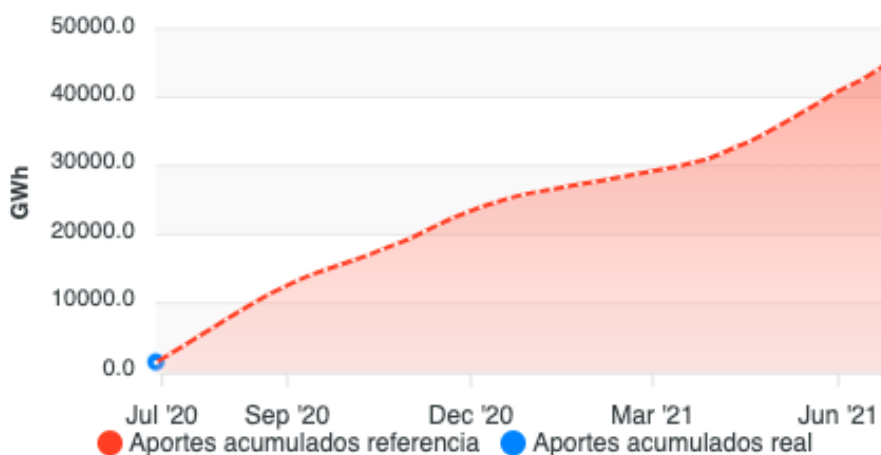
Detalles



Fecha	Volumen útil Referencia	Volumen útil Real	CAR	Diferencia
24/05/2020	33.08%	32.84%	30.15%	0.24%
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%
28/06/2020	43.43%	47.06%	38.07%	3.63%

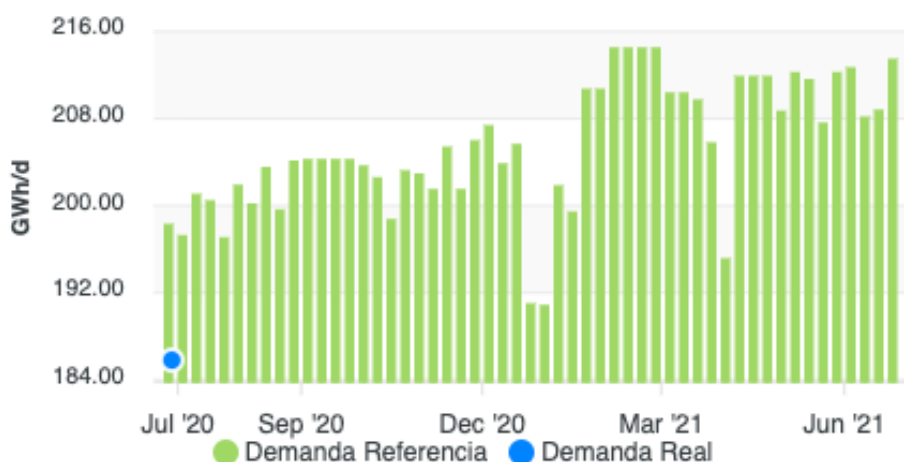
Aportes Acumulados

Detalles

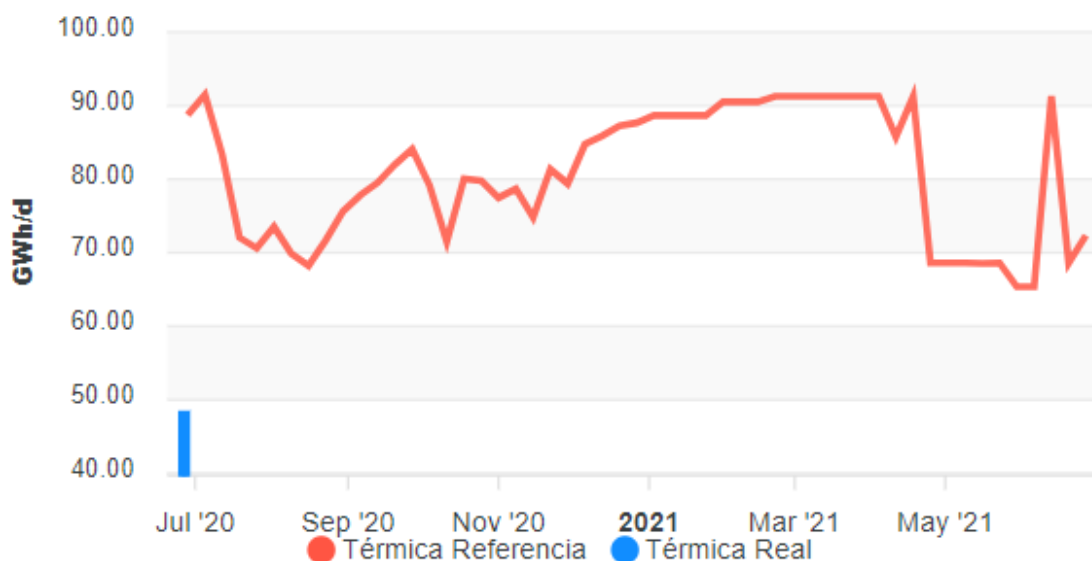


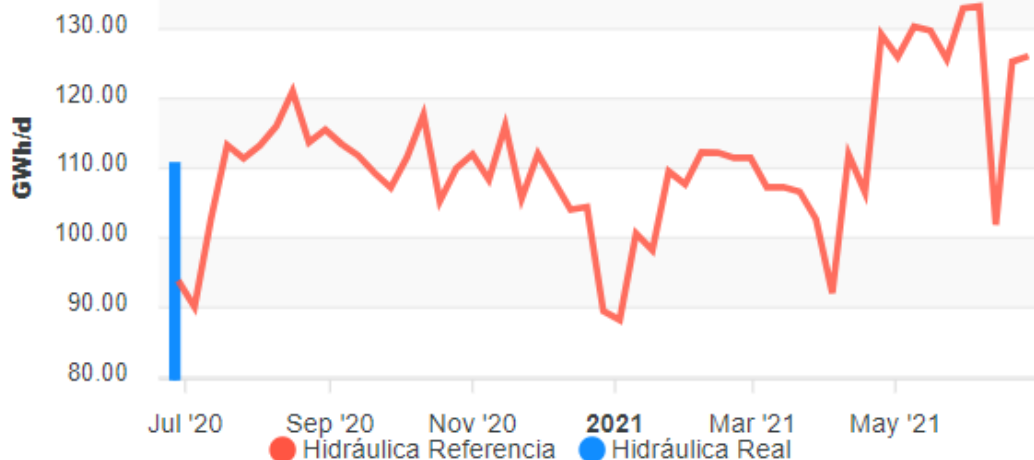
Demanda

Detalles 



Vale la pena mencionar que el volumen útil agregado del SIN se encuentra por encima de la senda definida, a pesar que durante la última semana la generación térmica estuvo por debajo del nuevo caso de "Referencia" en 45.87 %, y la generación hidroeléctrica agregada estuvo por encima en 17.61 %, tal como se muestra en las siguientes gráficas.





2.1 Acciones adicionales del CNO en el marco del seguimiento a la situación energética del SIN

- El Consejo adelantó una reunión extraordinaria con el fin de actualizar algunos supuestos que son considerados en sus análisis energéticos y que, como se observó en el numeral 2 de esta comunicación, modificaron la curva de "Referencia" utilizada para el indicador de seguimiento al volumen útil del embalse agregado del SIN. Dicha actualización se refleja en el seguimiento del indicador a partir de este corte a 28 de junio del 2020.
- El Subcomité de Plantas-SP del CNO y los agentes generadores están coordinando los mantenimientos del SIN, con el objetivo de maximizar la disponibilidad de las unidades de generación térmicas e hidroeléctricas.
- El CNO junto con el Centro Nacional de Despacho-CND, están gestionando una mayor coordinación de los mantenimientos de Cusiana y la planta de generación Flores IVB, los cuales están previstos para llevarse a cabo durante los meses de julio y agosto de 2020.

3. Respuesta a las inquietudes de la CREG sobre la comunicación del CNO del 24 de junio

De manera atenta damos respuesta a sus inquietudes previstas en la comunicación del 30 de junio 2020 arriba referenciada:.

- *"En la página 3 de la comunicación se indica, respecto a los proyectos de expansión de generación, que la planta "Termocentro se considera por fuera a partir de la vigencia OEF 2020-2021". Por favor aclarar si este supuesto implica que, para efectos del análisis energético del CNO, la planta Termocentro no se*

considera disponible para generar a partir del mes de diciembre de 2020, y en tal caso, cuáles son las razones para considerar el retiro de planta Termocentro del SIN”.

Respuesta: Efectivamente, la planta Termocentro no se considera en el modelo a partir de la vigencia de las Obligaciones de Energía en Firme-OEF 2020-2021. Lo anterior se debe a la incertidumbre que manifestó ISAGEN en el Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO del CNO sobre la disponibilidad de combustibles para la planta. En este sentido, se consideró como supuesto, no contemplar a Termocentro durante los dos años del horizonte de simulación.

- *“En la página 4, numeral 1.2 “Escenarios de aportes hídricos del SIN”, se presentan distintos casos determinísticos de aportes al SIN para ser utilizados en las simulaciones energéticas, cuyo resumen se incluye en una tabla. Además de la descripción de las hidrologías consideradas que se incluye en la mencionada tabla, por favor aclarar la razón para haber seleccionado dichas hidrologías para el análisis energético”.*

Respuesta: Tal como lo mencionamos en esta comunicación, y en la enviada a la Comisión el 24 de junio del año en curso, la selección de los casos de aportes hídricos se llevó a cabo a través de la metodología de análogos del Anexo 4 del Acuerdo 695, el cual se adjunta. Adicionalmente, se consideran dos casos propuestos por el CND, los cuales son sustentados técnicamente en el Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER en función del comportamiento real de las variables energéticas y los pronósticos hidro-climáticos del IDEAM.

- *“En la página 5, numeral 1.3.1 “Generación Térmica”, se incluye una tabla con el promedio de la generación térmica para los períodos de junio 2020 a noviembre 2020, y el verano 2020-2021 (diciembre a abril), para cada uno de los escenarios de aportes considerados en el numeral 1.2. En la última línea de dicha tabla se indica que la Disponibilidad Térmica es de 82 GWh-día para jun 2020-nov 2020 y de 91 GWh-día para el verano 2020-2021. Por favor aclarar si dichos valores se refieren al límite máximo de disponibilidad de generación térmica para dichos períodos y, en tal caso, explicar las razones que justifican dicho límite. En caso de que los valores mencionados tengan asociada una probabilidad de disponibilidad del parque de generación térmico, por favor informar cuál es dicha probabilidad y la forma en que se calcula. Igualmente, informar los valores de disponibilidad de la generación térmica con alta probabilidad de ocurrencia para los mencionados períodos”.*

Respuesta: El valor promedio de disponibilidad de la generación térmica corresponde al máximo de generación térmica en el periodo al considerar como

base, la disponibilidad del PARATEC en el cual se incluyen supuestos para el modelaje del análisis energético al momento de la corrida, como son: mantenimientos de generación en estado solicitado, aprobados y en ejecución en el Sistema Nacional de Consignaciones para 12 meses (PAM), mantenimientos del sector gas natural, así como la inclusión de los Índices de indisponibilidad ICP e IH, de acuerdo con el procedimiento regulado.

- 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 nuevo caso de "Referencia".
- Desarrollar 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.
- Se recomienda continuar con el análisis de los resultados del seguimiento de las variables y contrastarlo con los análisis del comportamiento del mercado que está llevando a cabo la SSPD.

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 P. []

ALBERTO OLARTE AGUIRRE
Secretario Técnico del CNO

Se adjunta lo anunciado

Copia:

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

Avenida Calle 26 No. 69-76, Oficina 1302, Torre 3, Edificio Elemento
Teléfonos: 3906549 – 7429083-7427465
E-Mail aolarte@cno.org.co-Internet: www.cno.org.co