Acta de reunión
Acta N° 620
13 Noviembre, 2020 Gotomeeting

Reunión Extraordinaria CNO 620

Lista de asistencia

Empresa	Nombre Asistente	Invitado	Miembro
CNO	Adriana Perez	SI	NO
CNO	Alberto Olarte	SI	NO
EPM	Carlos Zuluaga	NO	SI
CNO	Marco Antonio Caro Camargo	SI	NO
GECELCA	Carolina Palacio	NO	SI
ISAGEN	Diego Gonzalez	NO	SI
TEBSA	Eduardo Ramos	NO	SI
CODENSA	Francisco Messen	NO	SI
EPM	German Caicedo	NO	SI
XM	Juan Carlos Morales	NO	SI
EMGESA	John Rey	NO	SI
Prime Energy	Jose Serje	SI	NO
AES COLOMBIA	Juan Carlos Guerrero	NO	SI
ISAGEN	Lina Marin	NO	SI
EPM	Luz Stella Pineda Quiroz	NO	SI
ISAGEN	Mauricio Arango	NO	SI
EPM	Mauricio Correa	NO	SI
TEBSA	Mauro Gonzalez	NO	SI
INTERCOLOMBIA	Sadul Urbaez	NO	SI
AES COLOMBIA	William Alarcon	NO	SI

INTERCOLOMBIA	Yov Steven Restrepo Grisales	NO	SI
SSPD	Camilo Tautiva	SI	NO
CELSIA	German Garces	NO	SI
CELSIA	Marcelo Javier Alvarez	NO	SI
UPME	Antonio Jiménez	SI	NO
CODENSA	Luis Alejandro Rincón	NO	SI

Agenda de reunión

N°	Hora	Descripción
1	02:00 - 03:00	Resolución CREG 209, curva de embalse verano 20-21.
Verificación quórum		SI

Desarrollo

Punto de la agenda	Plan operativo	Objetivo	Acción	Presentación	Inclusión plan operativo
1.Resolución CREG 209, curva de embalse verano 20-21	NO	Aprobar la curva de seguimiento del embalse agregado teniendo en cuenta la resolución CREG 209 de 2020.	APROBACIÓN	SI	NO

Desarrollo

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 (…)*", el SPO presentó su recomendación de senda de referencia del embalse agregado del SIN, incluyendo los supuestos utilizados para establecerla, el modelo de cálculo empleado y los niveles diarios obtenidos.

1. Análisis Energético y de Potencia para establecer la senda de referencia del embalse agregado del SIN

1.1 Supuestos

En las siguientes tablas se presentan los supuestos considerados en el análisis energético y de potencia:Tabla 1 Supuestos simulación energética y de potencia.

Proyectos de expansión	**Proyectos de expansión de generación**	**Proyectos de expansión de generación con fecha de entrada en servicio durante el próximo año (noviembre 2020-noviembre 2021)** PROYECTO / TIPO / CEN (MW) / FPO BOSQUES SOLARES LOS LLANOS 2 — Solar — 20 — 31/10/2020 BOSQUES SOLARES LOS LLANOS 3 — Solar — 20 — 05/11/2020 TERMOYOPAL G5 — Térmica — 50 — 30/11/2020 PCH BARRANCAS — Hidro — 5 — 30/11/2020 PCH BELLO — Hidro — 5 — 30/11/2020 PCH CAUYÁ — Hidro — 2 — 31/12/2020 PCH POCUNE — Hidro — 1 — 31/12/2020 SOLAR PETALO DEL CORDOBA — Solar — 9.9 — 24/01/2021 EL CARMELO — Solar — 10 — 14/12/2020 SOLAR LA SIERPE — Solar — 20 — 17/02/2021 GRANJA SOLAR BELMONTE — Solar — 6 — 24/02/2021 COGENERADOR INCAUCA CABAÑAS — Termica — 60 — 30/03/2021 PLANTA BIOGAS DOÑA JUANA II — Térmica — 10 — 01/04/2021 PCH LA CHORRERA — Hidro — 15 — 30/06/2021 LATAM LA LOMA SOLAR* — Solar — 150 — 30/07/2021 BOSQUES SOLARES LOS LLANOS 4 — Solar — 20 — 04/10/2021 WIND PESHI — Eólico — 200 — 08/11/2021 * Proyecto supeditado a la entrada de expansión de red. • 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 el CND 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 Subcomité de Plantas 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, ya que durante el próximo año no se contempla la entrada en servicio de proyectos de generación hidroeléctricos con capacidad de regulación a través de embalses.

Parámetros Generales	**Horizonte**	Dos (2) años con resolución semanal (noviembre 2020-noviembre 2022).
	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.
	Condición inicial volumen de los embalses	El del día inmediatamente anterior a la corrida (jueves 12 de noviembre de 2020).
	Demanda Nacional e Intercambios	• Escenario Mayo Alto UPME Revisión junio de 2020. • 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 simulación. • Mantenimiento Planta de regasificación del 5 al 9 de diciembre de 2020. • Heat Rate (HR) de las plantas térmicas de gas informada por los agentes y afectado en 15%, de acuerdo con la recomendación del Subcomité de Plantas del CNO para interiorizar el consumo de combustibles de estas centrales en sus arranques. 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 realizan 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 Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo-IPOEMP vigente del CND.

Tabla 2 Supuestos simulación energética y de potencia.

<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 encuentran públicos en la pagina de la UPME al momento de la corrida. http://www.upme.gov.co/CostosEnergia.asp
• Segmento 1 (100%) = 2411 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="2">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>• 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.</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>

Tabla 3 Supuestos simulación energética y de potencia.

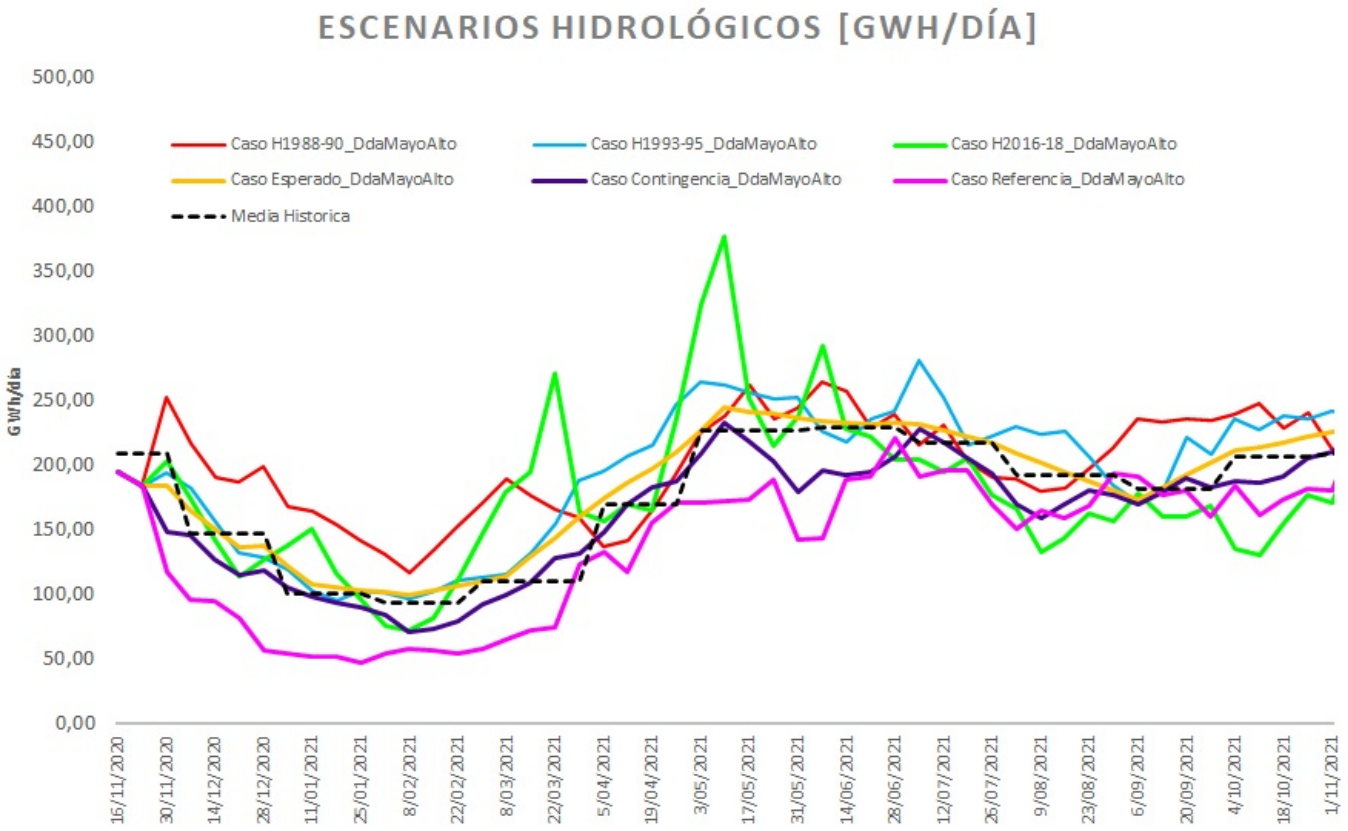
- Para el establecimiento de la senda de referencia del embalse agregado del SIN, se consideró en el análisis energético y de potencia un escenario de demanda para los dos años del horizonte de análisis, “Mayo Alto”. Este escenario refleja un sostenimiento del impacto económico identificado en el mes 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 trámites de conexión con el CND, tal como lo establece el Acuerdo CNO 1214, cuya fecha de entrada en servicio está prevista el próximo año (noviembre 2020-noviembre 2021).

- La simulación fue autónoma, es decir, no se tuvieron en cuenta importaciones y/o exportaciones con Ecuador. Adicionalmente, la condición inicial del volumen útil agregado del SIN fue 70.95 %.

1.2 Escenario de aportes hídricos al SIN

Para la simulación energética se consideró un caso determinístico de aportes hídricos al SIN, que fue formulado por el Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER del CNO a través de la metodología de análogos del Anexo 3 del Acuerdo 1327. La descripción de esta, junto con su justificación se presenta en la siguiente gráfica y tabla.



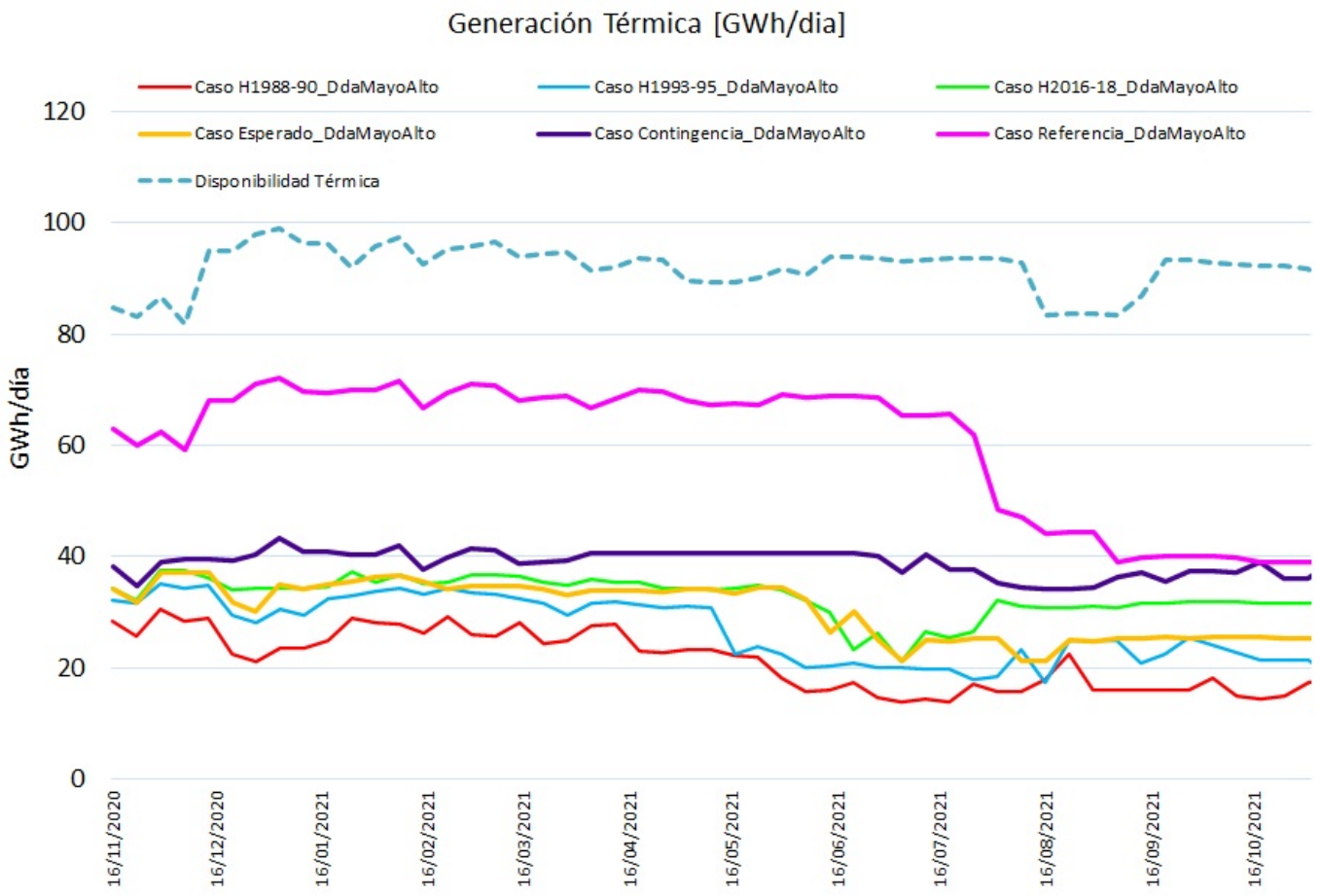
Gráfica 1 Escenario hidrológico periodo 1991-1993 (primer año).

Tabla 4. Descripción escenario hidrológico periodo 1991-1993.

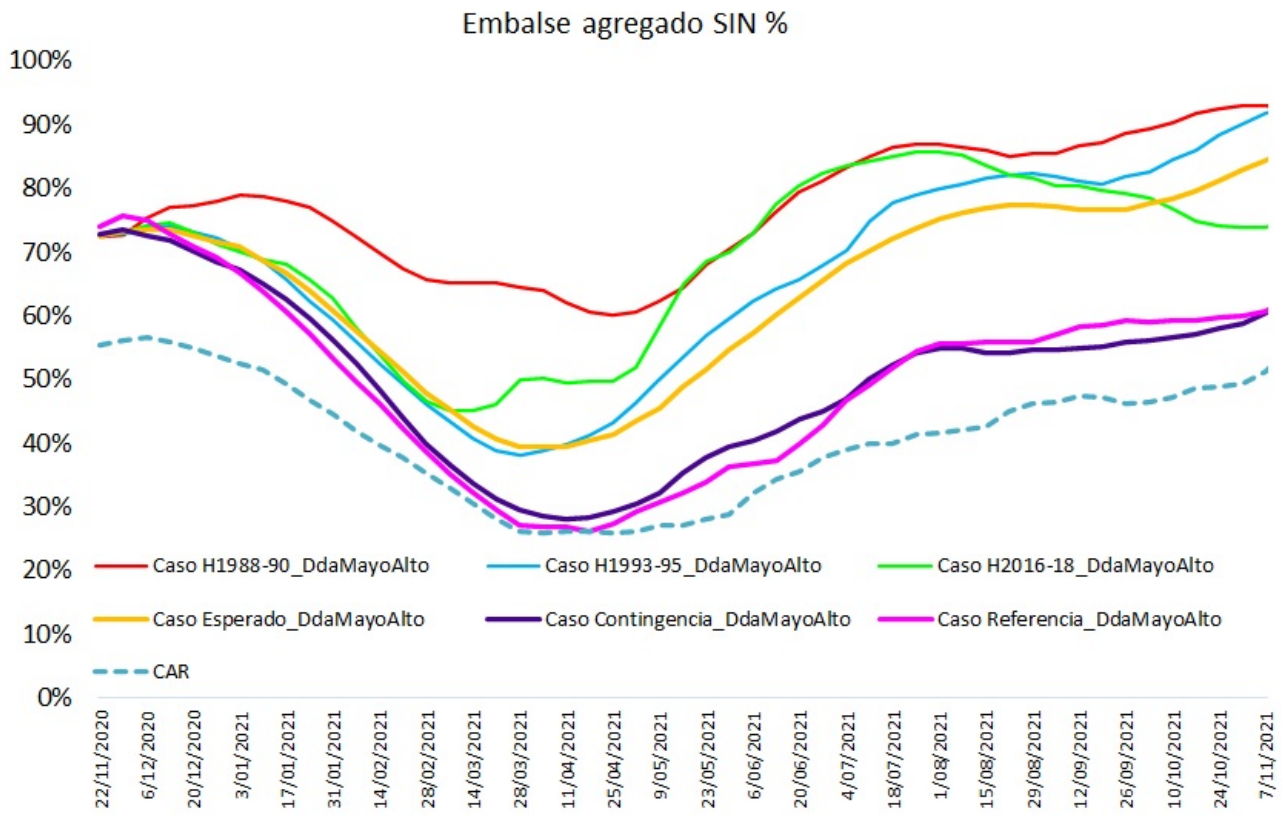
Caso	**Descripción**	**Justificación**
Contingencia	Hidrología histórica del periodo 1991-1993, acotado al escenario esperado del Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER del CNO para los dos años del horizonte de simulación.	Representa un caso crítico de aportes hídricos. Considera para varias etapas de 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 el escenario de aportes del numeral 1.2, el comportamiento de la generación térmica y la evolución esperada del embalse agregado del SIN.



Gráfica 2 Generación térmica considerando la hidrología 1991-1993 (primer año).



Gráfica 3 Volumen útil agregado del SIN considerando la hidrología 1991-1993 (primer año).

1.4 Análisis de resultados

De las tablas y gráficas del numeral 1.3 se puede concluir:

- Para el caso simulado no se presenta déficit ni 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).

- La generación térmica promedio requerida antes del verano 2020-2021 fue 36.4 GWh-día. Asimismo, durante el verano se observa una necesidad de producción térmica promedio de 40.2 GWh-día. En relación con el comportamiento del volumen útil agregado del SIN, esta variable al comienzo del verano 2020-2021 toma un valor de 73.44%, y del 30 % al final de este.

- 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 dos (2) años.

2. **Senda de referencia del volumen agregado del SIN propuesta .**

Teniendo en cuenta los resultados de la simulación anterior, a continuación (gráfica 4 y tabla 5) se presenta la senda de referencia para el volumen útil agregado del SIN recomendada por el SPO. Si bien la misma fue establecida a partir de una simulación determinística con resolución semanal (domingo a domingo), la Comisión exige dicha senda con resolución diaria. En este sentido, los valores para los días ordinarios (lunes a sábado) se calcularon a través de interpolaciones lineales.

Tabla 5. Desagregación diaria. Propuesta CNO senda de referencia volumen útil agregado del SIN.

Fecha	**Nivel de embalse útil agregado del SIN [%]**
1/12/2020	73,2%
2/12/2020	73,1%
3/12/2020	72,9%
4/12/2020	72,8%
5/12/2020	72,7%
6/12/2020	72,6%
7/12/2020	72,5%
8/12/2020	72,4%
9/12/2020	72,3%

10/12/2020	72,2%
11/12/2020	72,0%
12/12/2020	71,9%
13/12/2020	71,8%
14/12/2020	71,6%
15/12/2020	71,3%
16/12/2020	71,1%
17/12/2020	70,8%
18/12/2020	70,6%
19/12/2020	70,3%
20/12/2020	70,0%
21/12/2020	69,8%
22/12/2020	69,6%
23/12/2020	69,4%
24/12/2020	69,2%
25/12/2020	69,0%
26/12/2020	68,7%
27/12/2020	68,5%
28/12/2020	68,3%
29/12/2020	68,2%
30/12/2020	68,0%
31/12/2020	67,8%
1/01/2021	67,6%

2/01/2021	67,4%
3/01/2021	67,2%
4/01/2021	66,9%
5/01/2021	66,6%
6/01/2021	66,3%
7/01/2021	66,0%
8/01/2021	65,7%
9/01/2021	65,3%
10/01/2021	65,0%
11/01/2021	64,7%
12/01/2021	64,4%
13/01/2021	64,0%
14/01/2021	63,7%
15/01/2021	63,4%
16/01/2021	63,0%
17/01/2021	62,7%
18/01/2021	62,2%
19/01/2021	61,8%
20/01/2021	61,3%
21/01/2021	60,8%
22/01/2021	60,3%
23/01/2021	59,9%

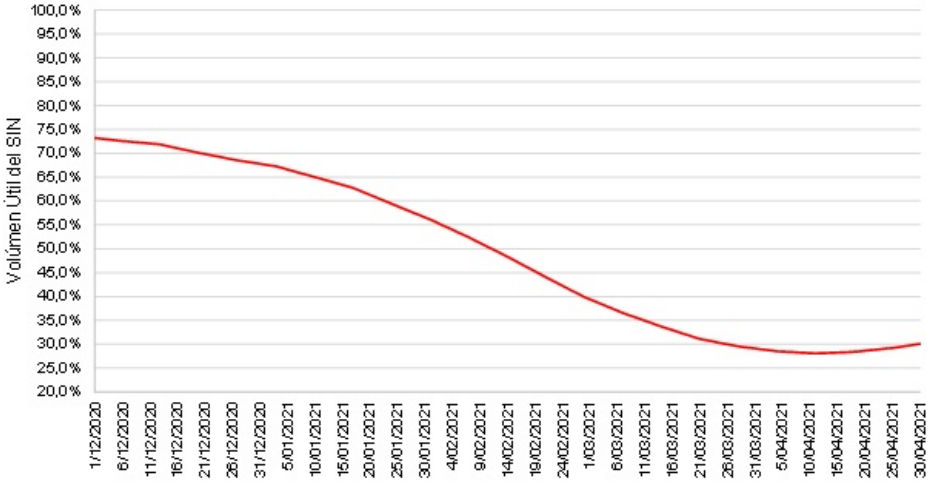
24/01/2021	59,4%
25/01/2021	58,9%
26/01/2021	58,4%
27/01/2021	58,0%
28/01/2021	57,5%
29/01/2021	57,0%
30/01/2021	56,6%
31/01/2021	56,1%
1/02/2021	55,6%
2/02/2021	55,0%
3/02/2021	54,5%
4/02/2021	54,0%
5/02/2021	53,4%
6/02/2021	52,9%
7/02/2021	52,4%
8/02/2021	51,8%
9/02/2021	51,2%
10/02/2021	50,6%
11/02/2021	50,1%
12/02/2021	49,5%
13/02/2021	48,9%
14/02/2021	48,3%
15/02/2021	47,7%

16/02/2021	47,1%
17/02/2021	46,5%
18/02/2021	45,9%
19/02/2021	45,3%
20/02/2021	44,6%
21/02/2021	44,0%
22/02/2021	43,4%
23/02/2021	42,8%
24/02/2021	42,2%
25/02/2021	41,7%
26/02/2021	41,1%
27/02/2021	40,5%
28/02/2021	39,9%
1/03/2021	39,4%
2/03/2021	38,9%
3/03/2021	38,4%
4/03/2021	38,0%
5/03/2021	37,5%
6/03/2021	37,0%
7/03/2021	36,5%
8/03/2021	36,1%
9/03/2021	35,7%

10/03/2021	35,3%
11/03/2021	34,9%
12/03/2021	34,5%
13/03/2021	34,1%
14/03/2021	33,7%
15/03/2021	33,3%
16/03/2021	32,9%
17/03/2021	32,6%
18/03/2021	32,2%
19/03/2021	31,8%
20/03/2021	31,5%
21/03/2021	31,1%
22/03/2021	30,9%
23/03/2021	30,7%
24/03/2021	30,4%
25/03/2021	30,2%
26/03/2021	30,0%
27/03/2021	29,8%
28/03/2021	29,5%
29/03/2021	29,4%
30/03/2021	29,3%
31/03/2021	29,1%
1/04/2021	29,0%

2/04/2021	28,8%
3/04/2021	28,7%
4/04/2021	28,5%
5/04/2021	28,5%
6/04/2021	28,4%
7/04/2021	28,3%
8/04/2021	28,3%
9/04/2021	28,2%
10/04/2021	28,1%
11/04/2021	28,1%
12/04/2021	28,1%
13/04/2021	28,2%
14/04/2021	28,2%
15/04/2021	28,3%
16/04/2021	28,3%
17/04/2021	28,4%
18/04/2021	28,4%
19/04/2021	28,5%
20/04/2021	28,6%
21/04/2021	28,8%
22/04/2021	28,9%
23/04/2021	29,0%

24/04/2021	29,1%
25/04/2021	29,2%
26/04/2021	29,4%
27/04/2021	29,5%
28/04/2021	29,7%
29/04/2021	29,9%
30/04/2021	30,0%



Gráfica 4 Senda de referencia del volumen útil agregado del SIN para el verano 2020-2021.

3. Recomendaciones

- Para el caso simulado 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 dos (2) años.

- Se sugiere mencionar a la CREG tener en cuenta en la definición de su senda la siguiente situación: para las primeras etapas (semanas) del seguimiento al comportamiento del embalse, cualquier desviación respecto a la referencia podría implicar la incursión del volumen real por debajo de la trayectoria de monitoreo, debido a que todas las simulaciones, del CNO, el CND y la CREG, siempre considerarán la real condición del embalse como punto de partida. Lo anterior, podría activar el estatuto para situaciones de riesgo de desabastecimiento y esto no es conveniente apenas iniciando la estación de verano.

Conclusiones

- El Consejo aprueba la recomendación del SPO en cuanto a la recomendación de senda de referencia del embalse agregado del

SIN, incluyendo los supuestos utilizados para establecerla, el modelo de cálculo empleado y los niveles diarios obtenidos.

- Con base en esta recomendación se redactará la comunicación de envio a la CREG antes del 15 de noviembre de 2020.

Presidente - Diego Gonzalez

Secretario Técnico - Alberto Olarte