

Supuestos Análisis Energéticos

Parámetros Generales	Horizonte	2 años con resolución semanal. Con período 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 <u>bajo</u> de la UPME en todo el horizonte (Rev. oct/2019). <u>Se considera una sensibilidad de Escenario bajo hasta diciembre de 2020 y medio desde enero de 2021. ante solicitud del MME</u> Intercambios con Ecuador (Reunión 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 Re - 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. - Para las plantas térmicas a gas HR afectado en 15% de acuerdo con la recomendación del SPT. Índices de disponibilidad: - Térmicas ICP e IH con el procedimiento regulado. - 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.

Supuestos Análisis Energéticos

Proyectos de expansión	Proyectos de expansión de generación	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, G5</td><td>150 (aumento efectivo de 40 MW)</td><td>31/08/2020</td><td>Gas Natural</td></tr></table>				Proyecto	CEN (Capacidad Efectiva Neta)	FPO	Observación	Termo Yopal G3, G4, G5	150 (aumento efectivo de 40 MW)	31/08/2020	Gas Natural
		Proyecto	CEN (Capacidad Efectiva Neta)	FPO	Observación								
	Termo Yopal G3, G4, G5	150 (aumento efectivo de 40 MW)	31/08/2020	Gas Natural									
• Termocentro se considera por fuera a partir de la vigencia OEF 2020-2021 • No se consideran restricciones de combustibles para los nuevos recursos térmicos.													
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).												

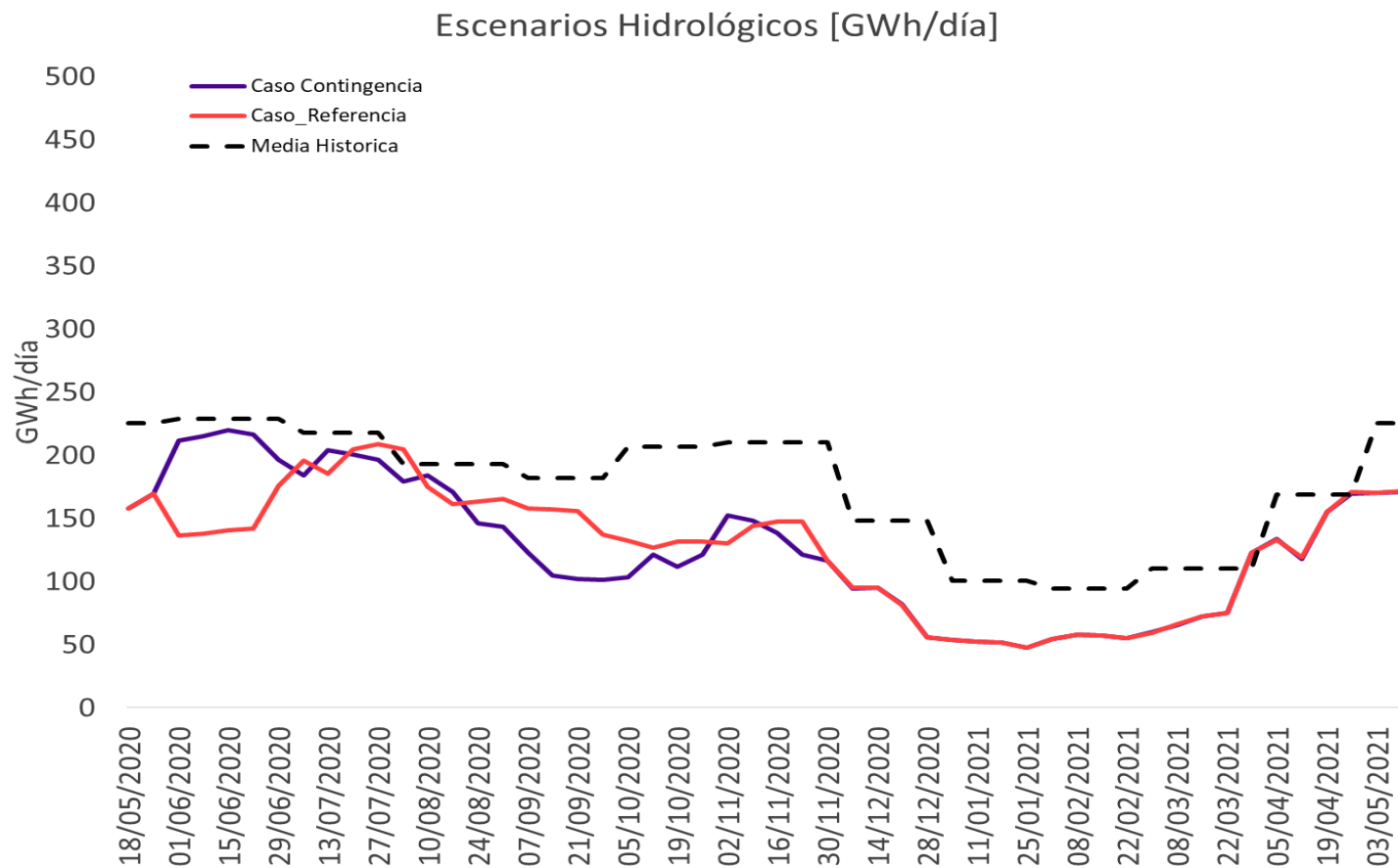
Supuestos Análisis Energéticos

Costos	De transporte y suministro de combustible	Precios UPME (Actualizados en Enero de 2019).			
	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 (10%) = 882.28 USD/MWh (3 primeros bloques ponderados) Segmento 2 (90%) = 2339.7 USD/MWh (último bloque) De acuerdo con lo definido en la reunión del SPO N°59			
	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	Febrero 2019
		Emgesa	Febrero 2020	TermoEmcali	Mayo 2020
		Proelectrica	Marzo 2020	TEBSA	Febrero 2020
		Isagen	Marzo 2020	TermoCandel.	Febrero 2020
		EPM - CHEC	Octubre 2019	Prime	Última información enviada por Celsia en Febrero de 2019
Otros	Curva de aversión al riesgo (CAR)	(Reunión SPO N°250): 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. Se utiliza en política y simulación. Penalidad Fija igual al costo del primer escalón de racionamiento de UPME 370 \$USD/MWh .			
	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)			

Escenarios hidrológicos

Escenario hidrológico

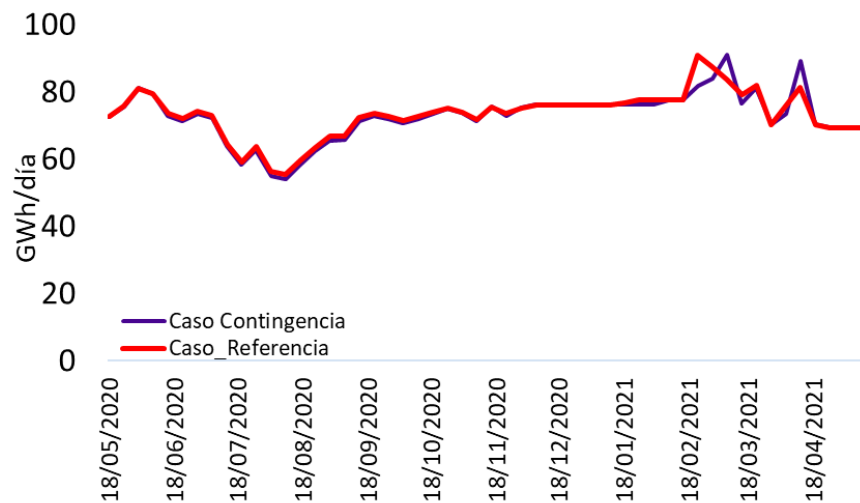
Contingencia SURER: 2015 – 2016 acotado al esperado
Referencia: 1992 hasta noviembre de 2020 + 2015 – 2016 a partir de diciembre



Resumen resultados – Generación Térmica

Supuesto Demanda AE
Demanda baja todo el horizonte

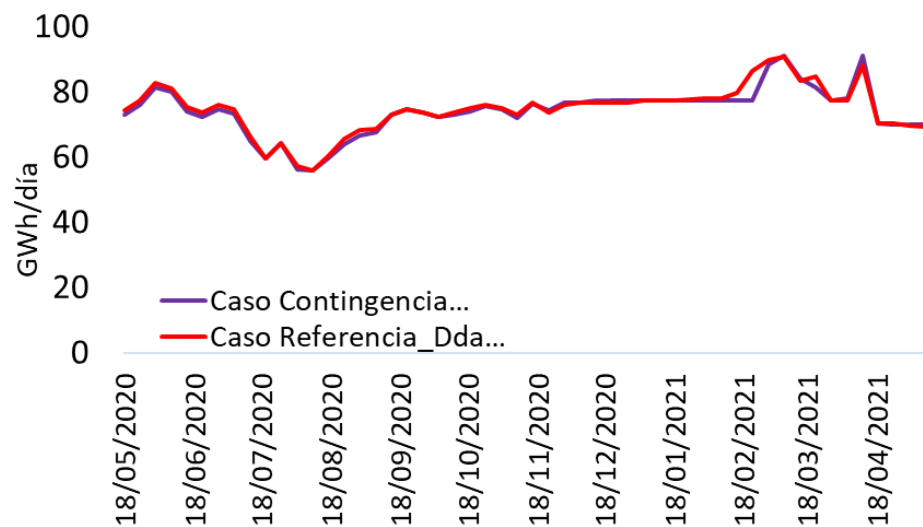
Generación Térmica [GWh/día]



Periodo	GT- Contingencia	GT- Referencia
Mayo-Noviembre	70 GWh/día	70 GWh/día
Diciembre - Abril	77 GWh/día	78 GWh/día

Sensibilidad demanda
Demanda media a partir de enero 2021

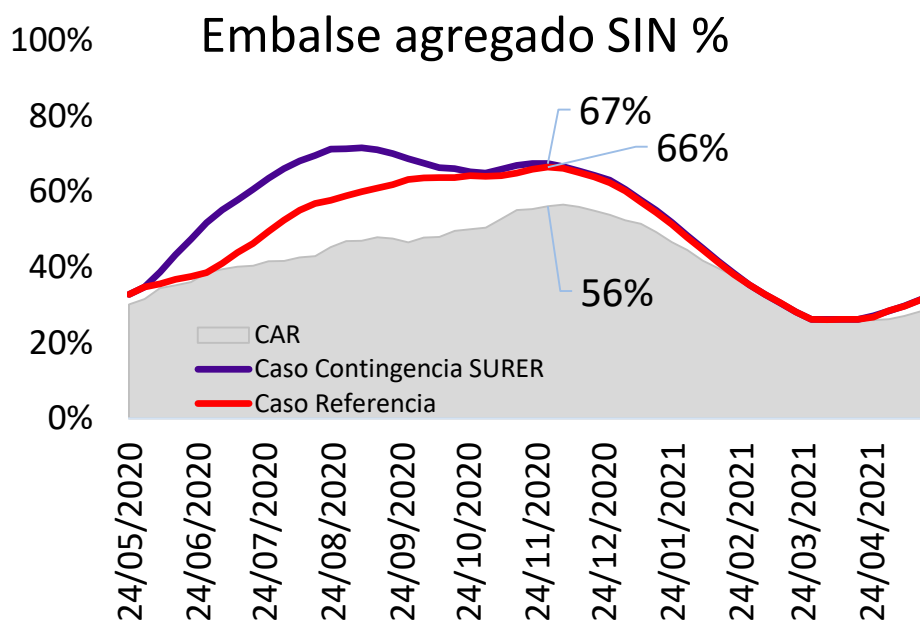
Generación Térmica [GWh/día]



Periodo	GT- Contingencia	GT- Referencia
Mayo-Noviembre	71 GWh/día	72 GWh/día
Diciembre - Abril	79 GWh/día	80 GWh/día

Resumen resultados – Generación Térmica

Supuesto Demanda AE
Demanda baja todo el horizonte



Sensibilidad demanda
Demanda media a partir de enero 2021

