



Programación Estacional

Mayo - Octubre 2020

ADME Abril 2020
Montevideo - Uruguay.

En la elaboración de esta Programación Estacional trabajaron:

Por ADME – Gerencia Técnica y Despacho Nacional de Cargas:

María Cristina Alvarez, Vanina Camacho, Eliana Cornalino, Felipe Palacio, Pablo Soubes
y Ruben Chaer

Por UTE, en el marco del Contrato de arrendamiento de Servicios:

Gabriela Gaggero, Valentina Groposo, Milena Gurin, Santiago Machado y Hernán Rodrigo de
la unidad PEG de UTE-Melilla.

1 **Resumen ejecutivo.**

En el presente informe se analizan las hipótesis y principales resultados de la Programación Estacional (PES) Mayo – Octubre 2020.

En cuanto a las previsiones climatológicas, IRI/Columbia prevé que el índice El Niño 3.4, actualmente en condiciones de neutralidad, se mantenga así hasta el próximo invierno. CPTEC por su parte indica que, para el trimestre abril - mayo - junio, el tercil de precipitaciones “por debajo de lo normal” es el más probable.

Las principales hipótesis de esta PES se detallan a continuación:

- Se cambia el paso de simulación de semanal a horario a partir de la presente Programación Estacional mejorando así la capacidad de modelar la generación eólica y solar y las restricciones de despacho de la nueva central de ciclo combinado.
- Se consideran las tasas de crecimiento para la demanda: -3.89%, 0.21%, 1.07%, 1.90% y 1.92% para los años 2020, 2021, 2022, 2023 y 2024 respectivamente. Estas tasas de crecimiento consideran los efectos del COVID-19.
- Se actualizan los mantenimientos de acuerdo al PAM abril - setiembre 2020, con los ajustes surgidos posteriormente en trabajos a realizarse en los meses a Abril y Mayo por la emergencia sanitaria que a la fecha atraviesa el país. Se corrigieron las fechas de los mantenimientos de Salto Grande para el año 2020, así como la postergación de mantenimientos de motores de la Central Batlle y de algunas unidades de las centrales hidráulicas para las próximas semanas.
- Se actualizan precios de los combustibles según los vigentes a partir de la semana 14 de 2020. Se actualizan también consumos específicos y costos variables no combustibles para las centrales térmicas de UTE.
- Se mantiene el criterio de indexación de los costos variables de las unidades térmicas usado en la Programación Estacional anterior; que tiene en cuenta en el caso del Gasoil que el 75% del precio está directamente relacionado con el precio del barril de petróleo y el 25% está en moneda constante.
- Se actualizan la tendencia del precio del petróleo de largo plazo con datos actualizados por la EIA a enero de 2020. No se considera una reducción del precio asociada al COVID-19 por considerar que dicha bajada difícilmente se traslade por parte de ANCAP al precio interno de los combustibles dentro del período estacional.
- Se supone disponibilidad de Gas Natural recién a partir de enero de 2021 con una disponibilidad del 70% (con paso de sorteo semanal) y contratos similares a los que estuvieron vigentes hasta febrero de este año. Para ello se aplican las siguientes condiciones:
 - No se puede adquirir Gas Natural en invierno, definido como el periodo comprendido entre el 01-06 y el 30-09;
 - Volumen diario suficiente para generar con 1 unidad de PTA 1-6 a pleno en mayo;



- Volumen diario suficiente para generar con 3 unidades de PTA 1-6 y una TG de PTB (operando tanto en ciclo abierto como cerrado luego de la combinación) el resto del año (unos 2.4 millones de m³ por día).
- No se representan limitaciones en el abastecimiento de combustibles líquidos durante el período de tiempo a considerar.

Los principales resultados para el semestre (02/05/20 - 30/10/20) analizado son:

- **CAD:** El costo total de Abastecimiento de la Demanda en valor esperado es de 320,4 MUSD.
- **CMG:** El valor esperado del Costo Marginal del Sistema es de 25,2 USD/MWh.
- **Cota de Bonete:** El valor esperado de la cota de Bonete es de 75,5 m.
- **Despacho Térmico Acumulado:** El valor esperado de la generación térmica acumulada es de 284,3 GWh.
- **Despacho de Falla Acumulada:** El valor esperado del despacho de Energía de Falla acumulada es de 0,1 GWh.

En resumen, desde un punto de vista energético los estudios indican que no existen riesgos importantes para el sistema que ameriten acciones correctivas.

2 Hipótesis

Se detallan a continuación las principales hipótesis consideradas para la realización de la Programación Estacional Mayo – Octubre 2020.

2.1. Demanda y Falla

Previsión de demanda

Tabla 1: Demanda real y previsión de UTE del año 2010 al 2024.

AÑO	Energía Entregada Transmisión GWh	Tasa de Crecimiento
2010	9394	4,43 %
2011	9805	4,38 %
2012	10048	2,48 %
2013	10315	2,66 %
2014	10388	0,71 %
2015	10513	1,20 %
2016	11180	6,34 %
2017	10784	-3,54 %
2018	11182	3,69 %
2019	11033	-1,33 %
2020	10604	-3,89 %
2021	10626	0,21 %
2022	10740	1,07 %
2023	10944	1,90 %
2024	11154	1,92 %
2025	11381	2,03 %

La Tabla 1 presenta el histórico de la demanda a nivel de generación (energía entregada a Transmisión) hasta el 2019 inclusive. De 2020 en adelante se presenta la proyección suministrada por el distribuidor UTE e incluye estimaciones del efecto del COVID19. Esta proyección es utilizada hasta el 1/5/2024. A partir de esa fecha, la proyección suministrada por UTE es afectada progresivamente para empalmar con a Demanda de la Sala SimSEE de Largo Plazo suministrada por DNE.

Se incorpora a esta Programación Estacional la última mejora disponible del modelado probabilístico de Demanda CEGH que además de agregar una variante de la temperatura como variable explicativa, agrega un tramo a la demanda diaria (se divide el llano en dos).

Para la simulación con paso de tiempo, se modelan 4 Postes (bandas horarias) con la siguiente duración:

Poste	Horas/día
1	1
2	4
3	13
4	6

Tabla 2: Duración en horas de los postes de la sala SimSEE de paso diario.



Representación de la falla

Se muestra en la 3 la representación de la Falla reglamentaria utilizada para la sala de paso semanal y diario.

Escalones de Falla (% de demanda)	Costo de Falla (\$U/MWh)	Costo de Falla (US\$/MWh)
Entre 0 y 2	8734.5	199.65
Entre 2 y 7	26249.4	600
Entre 7 y 14.5	104997.6	2400
Entre 14.5 y 100	174996	4000

Tabla 3: Escalones y costo de Falla según reglamentación vigente; salas de paso semanal y diario.

Tipo de cambio: 43.749 \$/USD

BCU dólar billete al 31/03/2020

NOTA: coincide con el tipo de cambio usado para calcular el precio de los combustibles líquidos informado por ANCAP para el mes de abril, ya que en la nueva modalidad ANCAP informa los precios en pesos uruguayos.

A los efectos de las Programaciones Estacionales se modela la falla para la sala diaria y semanal con 4 escalones como lo indica el Decreto. Se destaca, sin embargo, que cuando se utilice la Sala de paso diario de la Programación Estacional para programaciones semanales, se modificará la representación, agrupando los tres primeros escalones de falla en uno solo (de 14.5% de profundidad) con costo el costo de la actual Falla 3. Lo anterior se debe a que los escalones de Falla 1 y 2 no son despachables en forma inmediata. Implican la comunicación al MIEM de la situación que amerita el despacho de Falla y la realización de campañas de comunicación solicitando a la población el ahorro de energía. Por lo anterior, las máquinas de falla 1 y 2 no son despachables a nivel diario.

2.2. Situación hidrológica y clima

Se presenta en este apartado la situación actual y proyecciones climáticas para los meses venideros.

El sistema se encontraba, a la fecha de fijación de estas hipótesis (semana 13 de 2020) en clase hidrológica 3. El sistema continúa en clase 3 al día de hoy.

En las Figuras 1, 2 y 3 se observan los gráficos con las excedencias de la energía afluente al Río Negro y al Río Uruguay.

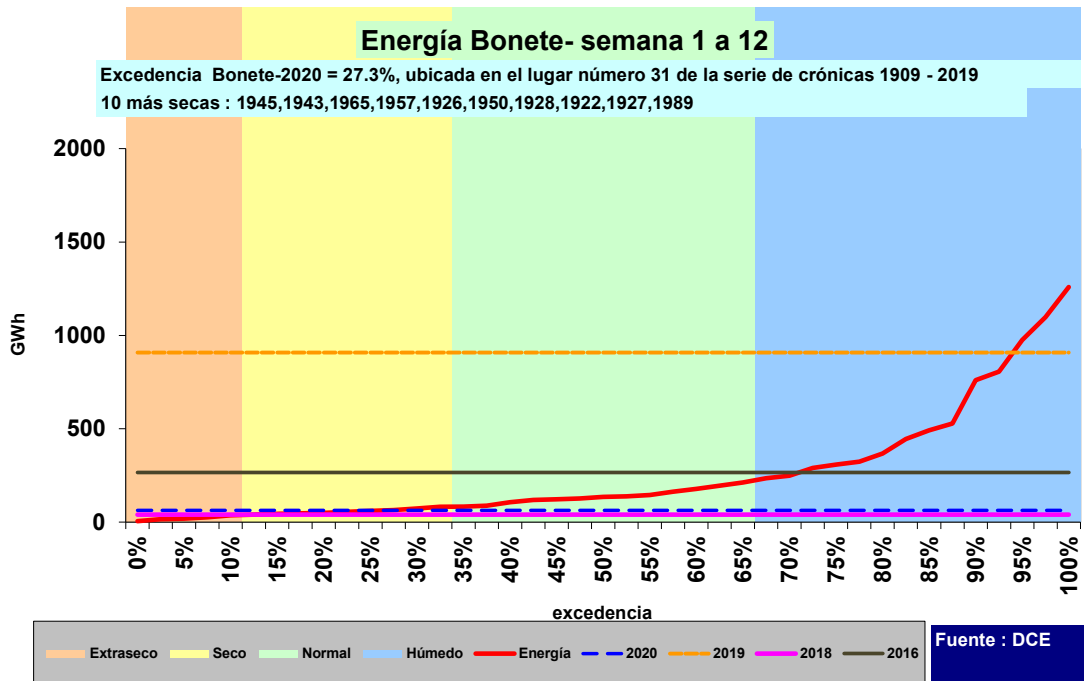


Fig. 1: Excedencia de energía afluente del Río Negro.

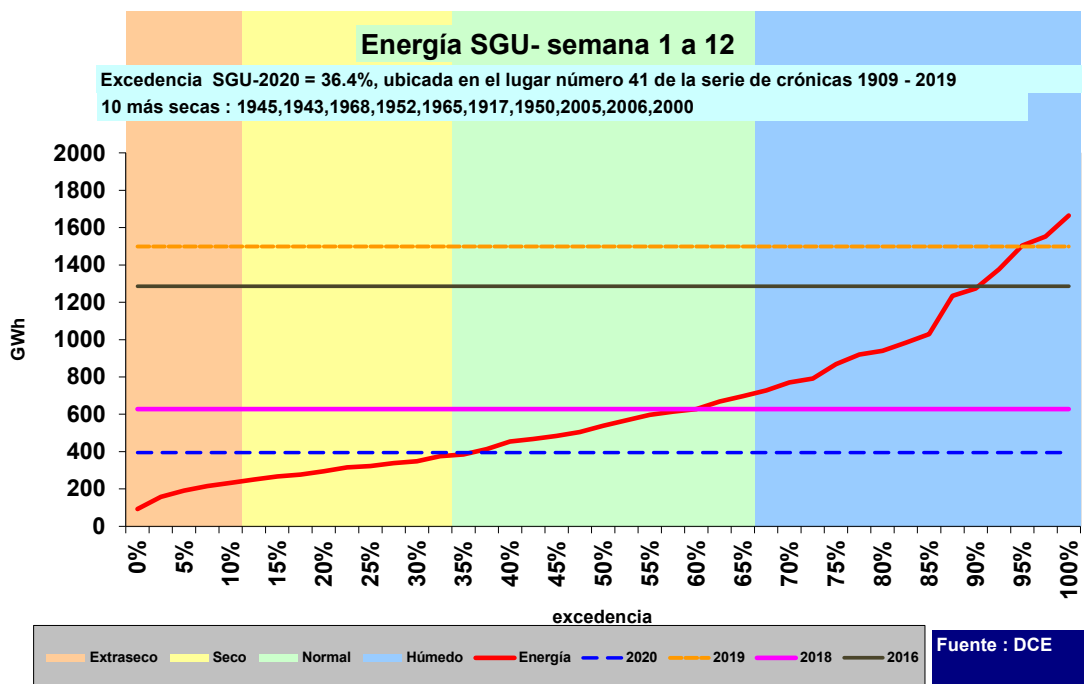


Fig. 2: Excedencia de energía afluente del Río Uruguay.

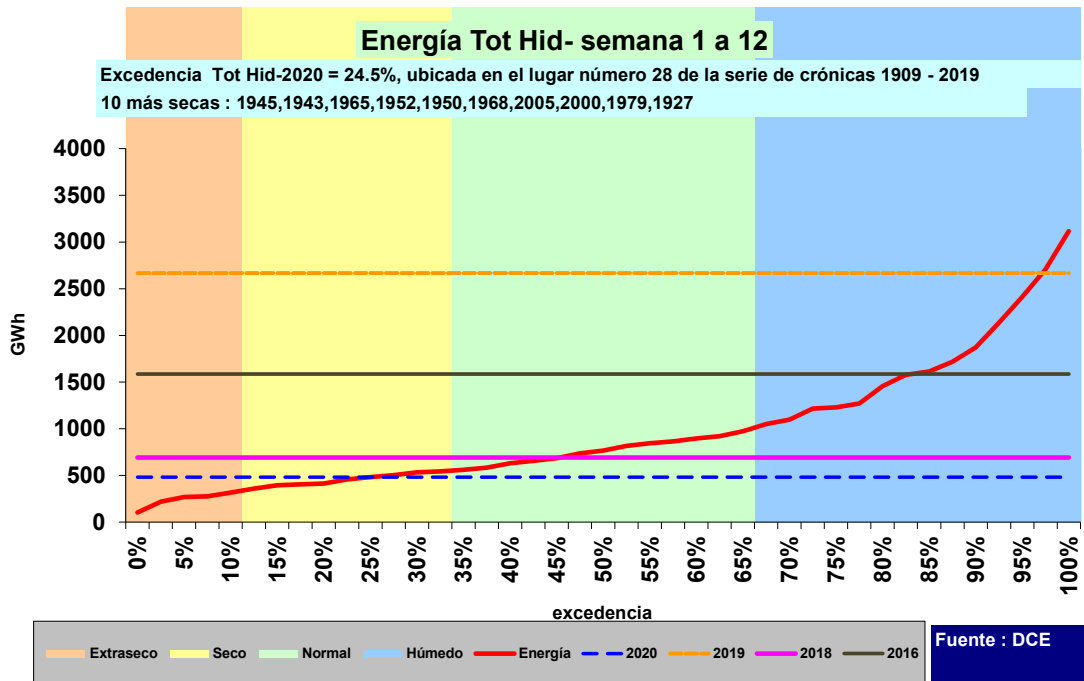


Fig. 3: Excedencia de energía afluente total hidráulico.

Agua disponible en suelos y agua no retenida (Fuente INIA, enero de 2020¹)

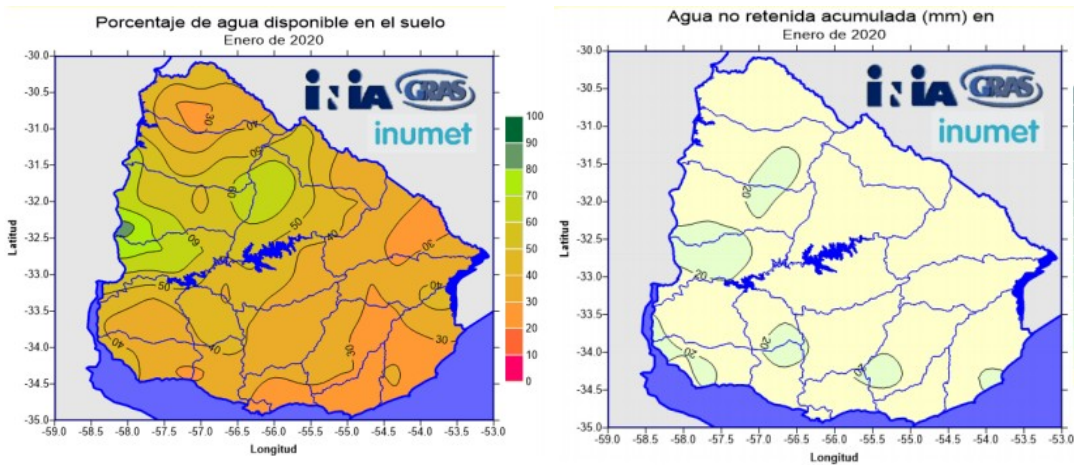


Fig. 4: Agua disponible en suelos y agua no retenida.

¹ <http://www.inia.uy/Publicaciones/Documentos%20compartidos/Informe0agroclimatico0INIA-GRAS0Enero0de02020.pdf>

Previsión climática para AMJ/2020 (Fuente CPTEC, marzo de 2020²)

Para el trimestre en cuestión, el modelo indica para la región Sur que el tercil de precipitaciones inferiores a lo normal es el más probable.

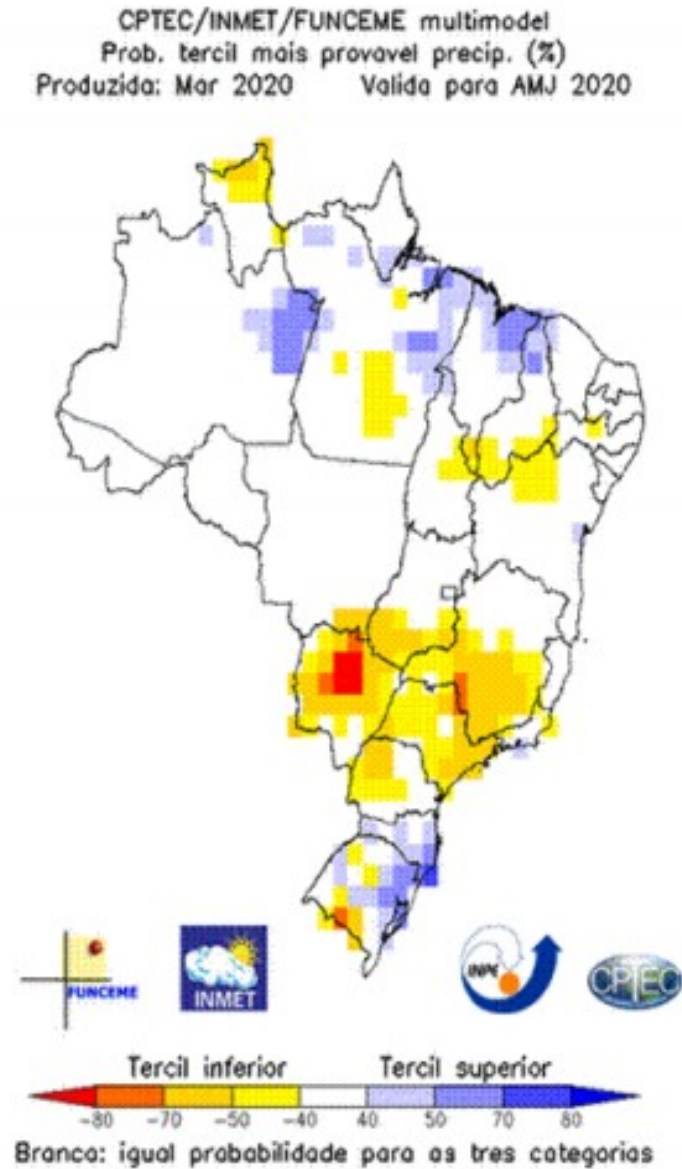


Fig. 5: Previsión Climática estacional por tercil.

Pronóstico de fenómeno El Niño/Oscilación Sur (Fuente IRI/Columbia, enero de 2020³)

² http://clima1.cptec.inpe.br/~rclima1/pdf_notatecnica/Nota_Tecnica.pdf

³ https://iri.columbia.edu/our-expertise/climate/forecasts/#ENSO_Forecasts

Los modelos muestran condiciones de neutralidad para los próximos meses, las que se mantienen en el próximo invierno.

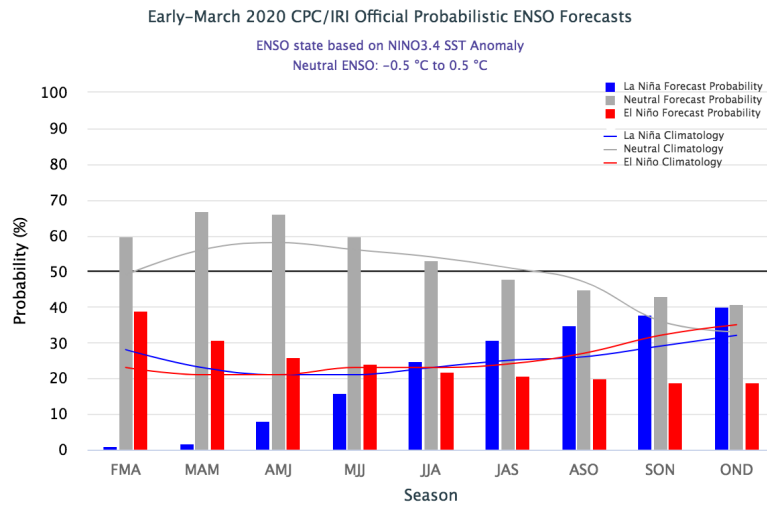


Fig. 6: Pronóstico probabilístico de fenómeno El Niño/Oscilación Sur.

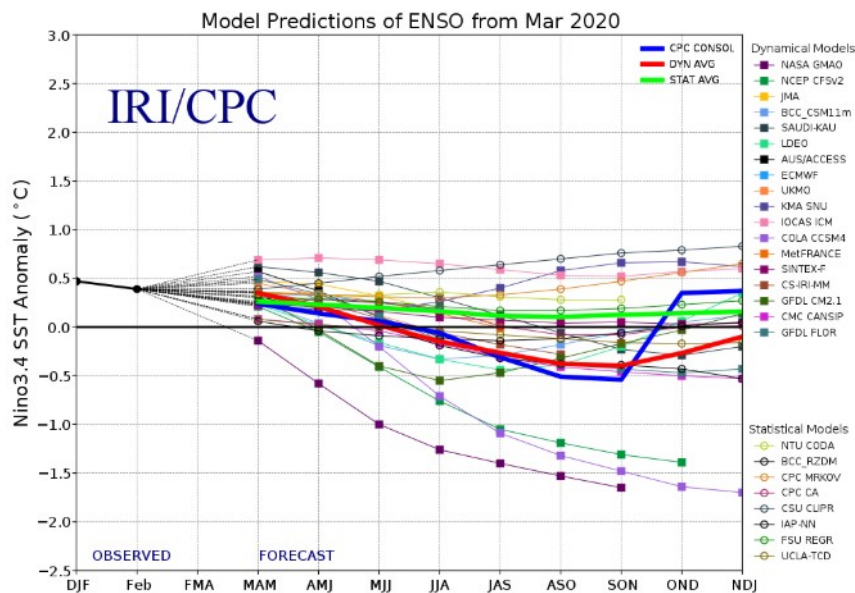


Fig. 7: Pronóstico anomalía iN34 según distintos modelos.

2.3. Combustibles

Gas Oil (GO) y Fuel Oil Motores (FOM): se consideran los precios provistos por ANCAP al momento de cierre de hipótesis de este informe. Estos precios son calculados por ANCAP teniendo en consideración los parámetros establecidos para la venta de Gasoil y Fuel Oil a UTE para generación térmica a partir de la resolución de directorio de ANCAP N°667/9/2019. Los precios de los combustibles son los vigentes a partir de la semana 14 de 2020. Se actualizan también consumos específicos y costos variables no combustibles para las centrales térmicas de UTE.

Para el modelado de la tendencia del GO y FO se utilizó el escenario de media publicado por la EIA que se muestra en la Fig. 8. Para representar la volatilidad alrededor de la tendencia, se creó un modelo CEGH que multiplica la tendencia utilizando para ello la serie histórica del precio del barril de petróleo que se muestra en la Fig. 9.

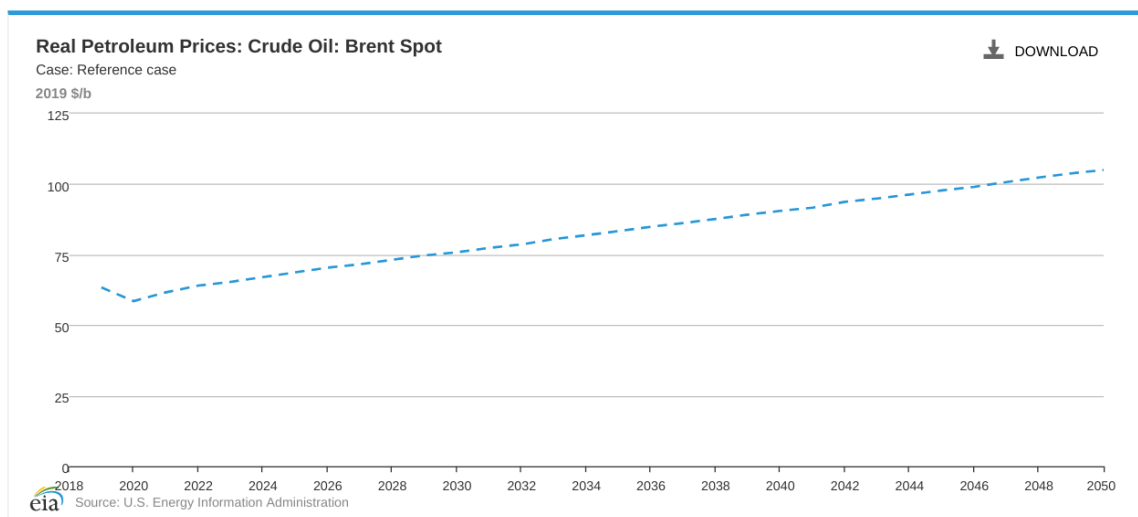


Fig. 8: Proyección del precio del barril de petróleo Brent. (Fuente Energy Outlook EIA 2020)

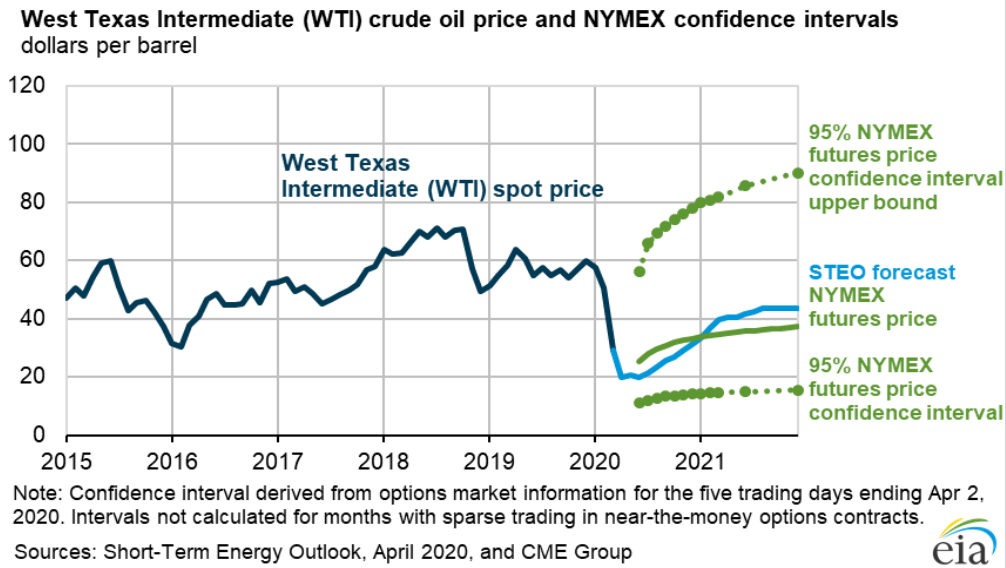


Fig. 9: Caída del precio del petróleo asociada al COVID-19.

Al momento de elaborar este informe (abril 2020) el mundo está siendo afectado por la pandemia asociada al virus COVID-19. Esta pandemia ha ocasionado un enlentecimiento en la economía global dando lugar a una reducción drástica de la demanda de petróleo y consecuentemente a una caída del precio fuera de lo esperado. La Fig. 9 muestra la proyección ajustada por la EIA para el futuro inmediato. Es de esperar que finalizado este evento se retorne a la tendencia proyectada en el escenario de referencia de la Fig. 8.

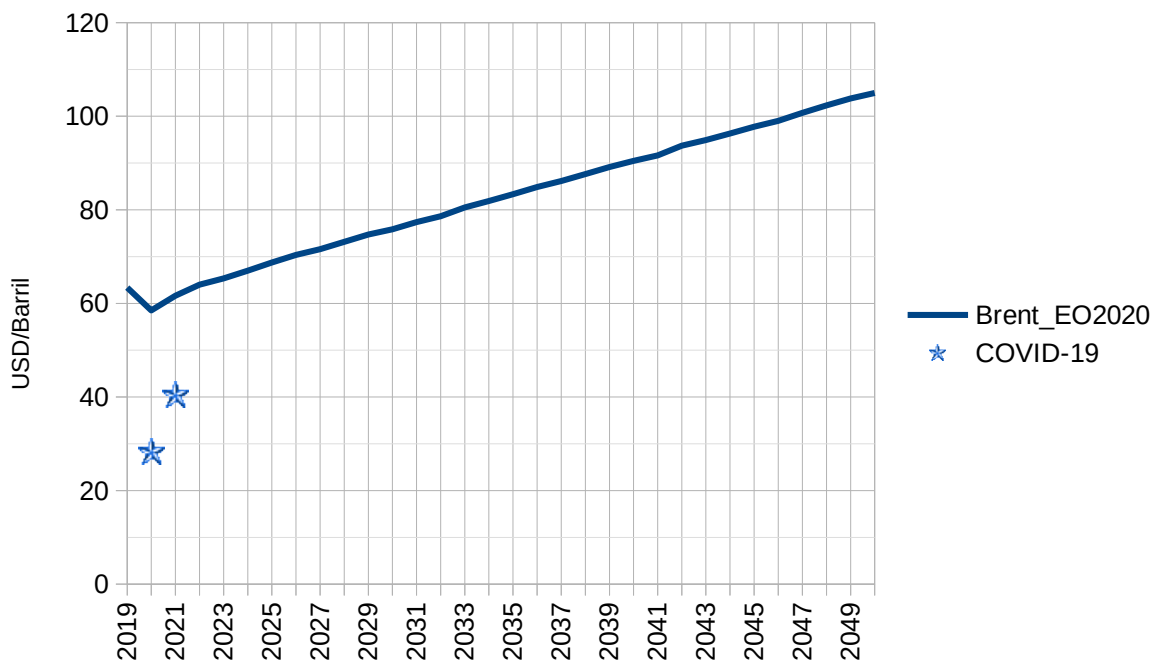


Fig. 10: Escenario de referencia y efecto COVID-19 según información de EIA.

Se observa que el “factor de olvido” calculado como la relación entre la diferencia entre el escenario de referencia y los valores afectados por COVID-19 ($58.50-28.29$)/($61.63-40.48$) = 0.7 es muy similar al factor de olvido del filtro CEGH identificado. Si se optara por representar esta caída en el precio internacional del petróleo se podría inicializar el estado del CEGH de volatilidad imponiendo para la guía de probabilidad 50% el valor inicial $20/60 = 0.33$. Como en la actualidad, los precios de los combustibles están impactados por los precios de las compras ya realizadas y no se tiene información de cómo traducirá ANCAP la evolución de los precios internacionales a los precios nacionales de los combustibles se optó por dejar la representación sin el efecto del COVID-19.

Gas Natural (GN): actualmente se están negociando contratos con empresas proveedoras de GN desde Argentina a precios y volúmenes diarios diferenciales según la época del año. Se asume que contratos similares se celebrarán en años siguientes, desde enero 2021 hasta el fin del periodo de optimización.

La Tabla 4 resume los precios de los combustibles a Mayo 2020.

Combustibles	U\$/m ³	Densidad kg/l	U\$/T	Factor conv a tonelada TOP
Gasoil	518.1	0.845	613.1	1.183
Fueloil Motores	384.4	0.985	390.3	1.000
Gas Natural (mayo)	0.3013	0.0006	517.9	1718.880
Gas Natural (oct - abr)	0.2163	0.0006	371.8	1718.880

Tabla 4: Características y precios de combustibles derivados.

2.4. Parque térmico

Datos técnicos

La representación corresponde a la potencia que efectivamente las unidades entregan al sistema de transmisión descontando los consumos propios.

En la 5 se muestran los costos variables considerados para el despacho de la generación en base a Gas Oil, Fuel Oil y Gas Natural.

Tabla 5: Costos variables para el despacho.

Unidad	C.E. a pleno g/kWh	C.E. en mín tec g/kWh	Precio del Combustible U\$/ton	Variable Combustible U\$/MWh	Variable No Combustible U\$/MWh	Variable Total pleno U\$/MWh	Variable Total mínimo U\$/MWh
C.Battle Motores	229.0	229.0	390.3	89.4	10.9	100.3	100.3
PTA 1-6	225.0	348.8	613.1	138.0	8.4	146.4	222.2
PTA 1-6 - GN (mayo)	160.0	248.0	517.9	82.9	5.5	88.4	133.9
PTA 1-6 - GN (oct - abr)	160.0	248.0	371.8	59.5	5.5	65.0	97.7
CTR	289.0	592.5	613.1	177.2	4.3	181.5	367.6
PTA 7 y 8	239.0	322.7	613.1	146.5	8.0	154.5	205.8
PTB - CA - GO	251.1	337.4	613.1	153.9	4.7	158.6	211.5
PTB - CC - GO	165.2	332.9	613.1	101.3	6.0	107.3	210.1
PTB - CA - GN (oct - abr)	169.3	243.0	371.8	62.9	3.6	66.5	93.9
PTB - CC - GN (oct - abr)	109.2	257.7	371.8	40.6	4.9	45.5	100.7

Para modelar la central PTB se utiliza el actor Generador Térmico combinado, cuyos parámetros son los que se muestran en las Tablas 6 y 7, para su funcionamiento con GO y GN.

Tabla 6: Modelado del Ciclo Combinado con Gas Oil.

TG cada unidad (total 2)		TV	
Pmin	60.0 MW	Pmin	23.0 MW
Pmax	176.2 MW	Pmax	90.6 MW
cv min tec	206.8 USD/MWh	cv min tec	11.78 USD/MWh
cv incr	126.6 USD/MWh	cv incr	0.0 USD/MWh
cv no comb	4.7 USD/MWh	cv no comb	6.0 USD/MWh

Tabla 7: Modelado del Ciclo Combinado con Gas Natural.

TG cada unidad (total 2)		TV	
Pmin	60.0 MW	Pmin	23.0 MW
Pmax	171.0 MW	Pmax	94.4 MW
cv min tec	90.3 USD/MWh	cv min tec	20.99 USD/MWh
cv incr	48.1 USD/MWh	cv incr	0.0 USD/MWh
cv no comb	3.6 USD/MWh	cv no comb	4.9 USD/MWh



Dado los altos costos de arranque de la central PTB, particularmente en sus modos de operación combinado, luego de la simulación, se agrega al costo total de abastecimiento de la demanda de cada crónica, el costo de los arranques de dicha central⁴.

Coefficiente de disponibilidad de las unidades generadoras:

Dado que durante 2019 la convocatoria de las unidades térmicas ha sido baja debido a la alta hidráulicidad, se usan valores similares al modelado en programaciones anteriores.

En la 8 se muestran los valores de disponibilidad fortuita (dichos valores se van reduciendo porque no se dispone de planes de mantenimiento programado ajustados más allá de 2022):

	C. Batlle Motores	PTA 1-6	PTI 7-8	CTR
Coef de Disponibilidad	75%	80%	80%	75%
Desde el 1/1/2023	70%	75%	80%	70%

Tabla 8: Modelado del Ciclo Combinado con Gas Natural.

2.5. Mantenimiento programado

Se utiliza un cronograma de mantenimientos que difiere del PAM vigente en la corrección de fechas de todos los mantenimientos de SG en el año 2020, así como en la cancelación (postergación sin nueva fecha prevista) de los siguientes trabajos del primer semestre de 2020 por la emergencia sanitaria nacional:

- Central Batlle Motores de la semana 14 a la 19
- Palmar unidad 3 de la semana 15 a la 17
- Bonete unidad 1 de la semana 15 a la 22
- SG unidad 13 de la semana 17 a la 18.

Unidades de Generación Térmica de UTE y centrales hidráulicas del Río Negro

Sigue un diagrama Gantt con el cronograma propuesto para los mantenimientos de las unidades térmicas en el período abril 2020 - diciembre de 2022.

⁴ Se realizaron testeos sobre el modelado a los efectos de corroborar que esta representación arroja un despacho coherente con las condiciones operativas (técnicas y económicas) que rigen durante el arranque de la central en modalidad ciclo combinado.



Tabla 9: Mantenimientos de generadores térmicos - Año 2020.

Versión 6
02-04-2020

		PROPUESTA DE MANTENIMIENTOS DE GENERADORES TÉRMICOS E HIDRÁULICOS DEL S.I.N. AÑO 2020																																																			
		14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52													
		04-abr	11-abr	18-abr	25-abr	02-may	09-may	16-may	23-may	30-may	06-jun	13-jun	20-jun	27-jun	04-jul	11-jul	18-jul	25-jul	01-ago	08-ago	15-ago	22-ago	29-ago	05-set	12-set	19-set	26-set	03-oct	10-oct	17-oct	24-oct	31-oct	07-nov	14-nov	21-nov	28-nov	05-dic	12-dic	19-dic	26-dic													
CBM																								7	7	5	3	1						1	1	1	1	1	1	1	1	1	1										
CTR1																																																					
CTR2																																																					
PTA1																																																					
PTA2																																																					
PTA3																																																					
PTA4																																																					
PTA5																																																					
PTA6																																																					
PTA 7y8-U7																																																					
PTA 7y8-U8																																																					
PTB TG1																																																					
PTB TG2																																																					
PTB ST																																																					



Sigue un diagrama Gantt con el cronograma propuesto para los mantenimientos de las unidades hidráulicas en el período abril 2020 - diciembre 2022.

Versión 6
02-04-2020

PROPUESTA DE MANTENIMIENTOS DE GENERADORES TÉRMICOS E HIDRÁULICOS DEL S.I.N. AÑO 2020

	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52						
	04-abr	11-abr	18-abr	25-abr	02-may	09-may	16-may	23-may	30-may	06-jun	13-jun	20-jun	27-jun	04-jul	11-jul	18-jul	25-jul	01-ago	08-ago	15-ago	22-ago	29-ago	05-set	12-set	19-set	26-set	03-oct	10-oct	17-oct	24-oct	31-oct	07-nov	14-nov	21-nov	28-nov	05-dic	12-dic	19-dic	26-dic						
BAY1																																													
BAY2																																													
BAY3																																													
PAL1																																													
PAL2																																													
PAL3																																													
BON1																																													
BON2																																													
BON3																																													
BON4																																													
CTM1																																													
CTM2																																													
CTM3																																													
CTM4																																													
CTM5																																													
CTM6																																													
CTM7																																													
CTM8																																													
CTM9																																													
CTM10	x																																												
CTM11																																													
CTM12																																													
CTM13																																													
CTM14																																													

2.6. Generación Renovable No Convencional

Se muestra a continuación los valores de potencia equivalente utilizados. Se representó la generación prevista descontados los consumos propios.

BIOMASA:

Generador	Potencia Efectiva(MW)	f.d. (p.u.) fortuita	TMR (horas)	cv (USD/MWh)
Weyerhaeuser	1.2	1	0	0
UPM	25	0.5	72	0
Fenirol	8.93	1	72	30
Bioener	10	0.9	72	30
Montes del Plata	80	0.85	72	0
Galofer	8.9	1	0	0
Ponlar	4.4	0.95	72	0
Alur	3.1	1	0	0
Lanas Trinidad	0.3	1	0	0
Las Rosas	0.2	1	0	0
Liderdat	2.45	0.82	0	203.4

Tabla 10: Parámetros considerados para los generadores en base a Biomasa.

Se modela la incorporación de UPM2 a través del siguiente cronograma de potencias y disponibilidades, así como mantenimientos:

			días	días mant.	días neto	MW	fd
2022	01/07/2022	31/12/2022	184		184	190	0,65
2023	01/01/2023	31/12/2023	355	10	345	190	0,75
2024	01/01/2024	31/12/2024	366		366	200	0,75
2025	01/01/2025	31/12/2025	355	10	345	200	0,90
2026	01/01/2026	31/12/2026	355	10	345	200	0,90

Tabla 11: Modelado de potencia disponible y mantenimientos de UPM2.

Los mantenimientos del año 2023 y 2026 se modelaron en el mes de octubre correspondiente; el mantenimiento del año 2025 en el mes de abril de dicho año.

La penalización modelada por incumplir con el erogado mínimo de 80 m3/s es de 11 MUSD/Hm3 con lo que se logra una operación en la que el incumplimiento de la exigencia del erogado mínimo, en valor esperado, es inferior a 2,5 horas en el semestre (o equivalentemente a operar con una probabilidad de incumplimiento inferior al 0,06 %).

**FOTOVOLTAICA:***En servicio:*

Central Generadora	Agente Generador	Potencia Autorizada (MW)
ABRIL	GILPYN S.A.	1.00
ALTO CIELO	ALTO CIELO S.A.	20.00
ARAPEY SOLAR	GIACOTE S.A.	10.00
ASAHI	MIEM-UTE	0.50
CASALCO	CASALCO S.A.	1.75
CERROS DE VERA SOLAR	UTE	0.05
DEL LITORAL	JOLIPARK S.A.	16.00
DICANO	DICANO S.A.	11.25
EL NARANJAL	COLIDIM S.A.	50.00
FENIMA	FENIMA S.A.	9.50
HIKARI	MIEM-UTE	0.25
LA JACINTA	JACINTA SOLAR FARM S.R.L.	50.00
MENAFRA SOLAR	GIACOTE S.A.	20.00
NATELU	NATELU S.A.	9.50
PETILCORAN	PETILCORAN S. A.	9.50
RADITON	RADITON S.A.	8.00
TS	CERNERAL S.A.	1.00
VINGANO	VINGANO S.A.	1.00
YARNEL	YARNEL S.A.	9.50
TOTAL		228.80

Tabla 12: Potencias Autorizadas a generar de los generadores fotovoltaicos en servicio.



EOLICA:

Central Generadora	Agente Generador	Departamento	Potencia Autorizada (MW)	Fecha inicio
ARIAS	UTE + Accionistas	FLORES	70.0	17-04-2017
CARACOLES 1	UTE	MALDONADO	10.0	10-02-2009
CARACOLES 2	UTE	MALDONADO	10.0	23-06-2010
CUCHILLA DEL PERALTA I	PALMATIR S.A.	TACUAREMBÓ	50.0	13-05-2014
ENGRAW	ENGRAW EXPORT & IMPORT CO. S.A.	FLORIDA	3.6	25-10-2012
JUAN PABLO TERRA	UTE	ARTIGAS	67.2	13-04-2015
LA BETTINA	AGROLAND S.A.	MALDONADO	0.3	30-04-2008
LUZ DE LOMA	LUZ DE LOMA S.A.	FLORIDA	20.0	07-11-2014
LUZ DE MAR	LUZ DE MAR S.A.	FLORIDA	18.0	27-08-2014
LUZ DE RÍO	LUZ DE RÍO S.A.	FLORIDA	50.0	01-08-2014
MARYSTAY	MARYSTAY S.A.	SAN JOSÉ	2.5	20-06-2017
MELOWIND	ESTRELLADA S.A.	CERRO LARGO	50.0	10-11-2015
MINAS I	GEMSA	LAVALLEJA	42.0	15-09-2014
NUEVO MANANTIAL CENTRAL 2	NUEVO MANANTIAL S.A.	ROCHA	4.0	01-12-2009
PALOMAS	NICEFIELD S.A.	SALTO	70.0	07-02-2017
PAMPA	UTE + Accionistas	TACUAREMBÓ	141.6	13-12-2016
PARQUE CERRO GRANDE	LADANER S.A.	CERRO LARGO	50.0	17-01-2018
PARQUE EÓLICO 18 DE JULIO	IKEROL COMPANY S.A.	ROCHA	10.0	02-02-2017
PARQUE EÓLICO ARTILLEROS	UTE + Eletrobras	COLONIA	65.1	24-12-2014
PARQUE EÓLICO CARAPÉ I	FINGANO S.A.	MALDONADO	50.0	23-09-2015
PARQUE EÓLICO CARAPÉ II	VENGANO S.A.	MALDONADO	40.0	04-12-2015
PARQUE EÓLICO FLORIDA I	POESINE S.A.	FLORIDA	50.0	23-09-2014
PARQUE EÓLICO FLORIDA II	GLYMONT S.A.	FLORIDA	49.5	11-08-2016
PARQUE EÓLICO JULIETA	IWERYL S.A.	DURAZNO	3.6	22-02-2016
PARQUE EÓLICO KIYÚ	COBRA INGENIERÍA URUGUAY S.A.	SAN JOSÉ	48.6	20-01-2017
PARQUE EÓLICO LIBERTAD	TOGELY COMPANY S.A.	SAN JOSÉ	7.7	22-07-2014
PARQUE EÓLICO LOMA ALTA - CENTRAL 1	NUEVO MANANTIAL S.A.	ROCHA	7.8	25-06-2008
PARQUE EÓLICO MAGDALENA	KENTILUX S.A.	SAN JOSÉ	17.2	02-01-2013
PARQUE EÓLICO MALDONADO	R DEL SUR S.A.	MALDONADO	50.0	10-04-2014
PARQUE EÓLICO MALDONADO II	R DEL ESTE S.A.	MALDONADO	50.0	16-06-2016
PARQUE EÓLICO MARÍA LUZ	TOGELY COMPANY S.A.	SAN JOSÉ	9.8	11-05-2016
PARQUE EÓLICO NUEVO PASTORALE I	VIENTOS DE PASTORALE S.A.	FLORES	49.2	24-05-2017
PARQUE EÓLICO ROSARIO	TOGELY COMPANY S.A.	COLONIA	9.0	29-12-2015
PARQUE EÓLICO SOLÍS DE MATAOJO	POSADAS & VECINO S.A.	CANELONES	10.0	09-11-2016
PARQUE EÓLICO VENTUS I	Rep. Admin. Fondos de Inversión S.A.	COLONIA	9.0	15-10-2015
PARQUE EÓLICO VILLA RODRÍGUEZ	TOGELY COMPANY S.A.	SAN JOSÉ	10.0	10-02-2017
PERALTA I GCEE	AGUA LEGUAS S.A.	TACUAREMBÓ	50.0	01-10-2015
PERALTA II GCEE	AGUA LEGUAS S.A.	TACUAREMBÓ	50.0	01-10-2015
SANTA FE	LAVADERO DE LANAS BLENGIO S.A.	SAN JOSÉ	0.9	24-07-2013
TALAS DEL MACIEL I	ASTIDEY S.A.	FLORES	50.0	07-12-2015
TALAS DEL MACIEL II	CADONAL S.A.	FLORES	50.0	12-02-2015
VALENTINES	UTE + Accionistas	FLORIDA	70.0	05-01-2017
TOTAL			1476.5	MW

Tabla 13: Potencias Autorizadas a generar de los generadores eólicos en servicio.



MOTOGENERADORES:

Según la información de indisponibilidad hasta nuevo aviso provista por el generador Zenda, se modela con 0 unidades disponibles para todo el periodo de optimización.

2.7. Red de Trasmisión

No se recibió información sobre trabajos en la red de trasmisión que afecten la disponibilidad de generación. Se asume que no se darán situaciones de este tipo o que las mismas podrán coordinarse de modo que coincidan con las salidas programadas para mantenimiento de las unidades generadoras afectadas.

2.8. Intercambios de Energía

Importación

Atendiendo al comportamiento reciente de los mercados vecinos y su proyección futura, se decide modelar la importación con cada uno de la siguiente manera.

Con Argentina

Fuera de las semanas 48 a 10 (verano) y semanas 18 a 40 (invierno).

200 MW a Costo Variable igual a (Costo variable de Motores – 10 %), con 20% de disponibilidad entre las 22:00 y 17:00 hs todos los días (aprox. solo disponibles en postes 3 y 4).

Con Brasil

A través de Melo una potencia máxima de 300 MW. Se usa una CEGH que modela los PLDs del sistema Brasileiro, permitiendo la oferta de exportación a Uruguay solo cuando el PLD está por debajo de 145 USD/MWh y con un sobre costo de 300 USD/MWh. En la práctica equivale a energía disponible para asistencia ante emergencias a costos superiores a Falla 1.

Exportación

Atendiendo al comportamiento reciente de los mercados vecinos y su proyección futura, se decide modelar la exportación con cada uno de la siguiente manera.

Con Argentina

Las compras de Argentina al sistema uruguayo se modelan mediante un actor Spot de Mercado a un precio de 12 USD/MWh, con una potencia de 800 MW y 70% de disponibilidad. En el balance de costos, esta energía se valora en 28 USD/MWh.

Con Brasil

El intercambio con Brasil se modela mediante un actor Spot de Mercado Postizado, que oferta cuando el marginal nacional está por debajo de 30 USD/MWh y recibe un neto de 30 USD/MWh por la energía vendida. En comparación con años anteriores, las exigencias de firmeza sobre las ofertas son más estrictas. Esto reduce las oportunidades de ofertar a precios sensiblemente inferiores al despacho térmico. Atendiendo a esta situación se cambia el modelado, representando 200 MW con 70% de disponibilidad en las condiciones de precio ya mencionadas:

En cuando a los detalles de los parámetros del actor Spot de Mercado Postizado, atendiendo al comportamiento observado del comercializador en Brasil, se crea un índice para el Costo Variable de Importación (CVI) como se muestra en la ec. 1.



$$CVI = \text{máx}(0; (CMO_{Br} - 3.38 \text{ USD/MWh}) / 1.28)$$

ec. 1: Costo Variable de Importación Brasil.

El CMO_{Br} representa una estimación del PLD en la región sur de Brasil y se calcula de acuerdo a la ec. 2.

$$CMO_{Br} = (cmo_1 * 0.2326621924 + cmo_3 * 0.7673378076) * CMO_{tendencia}$$

ec. 2: Estimación del PLD en la región sur de Brasil.

Siendo cmo_1 y cmo_3 las salidas del sintetizador CEGH “BPS50” que modelan la volatilidad del costo marginal operativo de la región sur de Brasil en el patamar 1 y 3. La variable $CMO_{tendencia}$ representa un proyección del precio en USD/MWh de la energía en la región sur de Brasil. En base a la información disponible en el sitio de la CCEE se considera una proyección de precio de 25 USD/MWh. Si bien las proyecciones disponibles son para el período de un año, al no disponer de mejor información para horizontes superiores se decidió utilizar la misma. En esta decisión se tuvo en consideración que las licitaciones de eólica en Brasil están resultando en precios inferiores a 25 USD/MWh y que si bien esos precios no pueden considerarse como El Marginal de Expansión (dado que debe adicionarse a ese precio un adicional para considerar el pago de capacidad (potencia firme, “lastro” en Brasil) que sería del orden de 14 USD/MWh-disponible lo que permitiría estimar un costo marginal de expansión del entorno de los 39 USD/MWh) se entiende que con las reglas de intercambios actuales, no sería adecuado suponer que en los intercambios se está recibiendo el valor que termina impidiendo la instalación de inversiones en el otro país.

No se modelan ventas de excedentes térmicos.

Excedentes

Se modela como una exportación con potencia máxima 4000 MW en todos los postes y precio 0,1 USD/MWh.

2.9. Modelo

2.9.1. Versión SimSEE

Se utiliza la versión iee33_204 de SimSEE.

2.9.2. Horizontes de tiempo

Fecha de optimización: 04/04/2020 – 03/04/2021

(Engancha con CF paso semanal optimizado desde la misma fecha hasta 31/12/2024)

Fecha de la simulación: 04/04/2020 – 03/04/2021 (semana 14 de 2020 a semana 52 de 2020)

2.9.3. Estado inicial del Sistema

La cota inicial del lago Bonete: 73.36 m.

Aportes al inicio, Bonete= 31 m³/s, Palmar= 32 m³/s, Salto/2= 478 m³/s.

Valores trimestrales del iN3.4 (a partir del trimestre MAM): 0.35, 0.21, 0.02, -0.15, -0.26, -0.38, -0.4, -0.27, -0.1.

2.9.4. Demanda

Se incorpora a esta Programación Estacional la última versión disponible del modelado probabilístico de demanda CEGH, la cual surge como resultado del proyecto ANII-FSDA_1_2017_143604. Las mejoras más relevantes introducidas en esta versión corresponden al reparto de la demanda diaria en 4 tramos de 6 horas (en lugar de 3 tramos de 6, 12 y 6 horas como la versión anterior) y la incorporación de una nueva variable explicativa adicional a la Tmax y Tmin. Dicha variable corresponde a $I_{tmax2} = (t_{max}-a)^2$, con a igual a 20° o 22,5° dependiendo de la época del año.

2.9.5. Controles de Cota de los embalses

En junio de 2019 se produjo un blackout del sistema integrado Uruguay-Argentina. Esta blackout dejó en evidencia la necesidad de disponer de capacidad de generación de las hidráulicas para un eventual “arranque en negro”. Esta consideración de seguridad de operación no está incorporada en los modelos y por tanto si se permite la libre optimización económica de la operación de los embalses, el simulador lleva las cotas de los mismos en ocasiones hasta el fondo de los lagos. Para evitar esas operaciones se agregan restricciones que impone el despacho de recursos alternativos (térmicas o importación) para mantener las cotas de los lagos. Los controles aplicados son los siguientes:

- Tanto en la Sala de Paso Semanal como en la de paso Diario, en la central Bonete, para no bajar de 72.3 m se está dispuesto a despachar 300 USD/MWh (valor entre falla 1 y falla2). Esta restricción se aplica tanto para la Optimización como para la Simulación.
- En la Sala de Paso Diario, en la central Palmar para no bajar de 37 m se está dispuesto a despachar recursos hasta el variable de las turbinas de Punta del Tigre más 10%. Este control, se habilita solo en la etapa de simulación. No se habilita en la etapa de optimización pues entra en conflicto con el control de Bonete.
- En la Sala de Paso Diario, en la central Salto Grande, para no bajar de 32 m se está dispuesto a despachar recursos hasta el costo variable de Punta del Tigre mas 10% tanto en la etapa de Optimización como de Simulación.

Si bien en la Programación Estacional, se opta por la configuración de controles de las centrales de corto plazo (Palmar y Salto) que se describió en los párrafos anteriores, en la operación del sistema dicha configuración podrá ser variada teniendo en consideración la situación del SIN. Solo a modo de ejemplo, ante el conocimiento de un pronóstico de aportes importantes se podrá bajar las cotas por debajo de los valores de control a los efectos de hacer lugar en los lagos para intentar evitar vertimientos o atenuar el efecto de posibles inundaciones.

2.9.6. Modelado de Aportes a las Centrales Hidroeléctricas.

Se usa el sintetizador de aportes CEGH de octubre de 2019 que incorpora una señal para el fenómeno ENSO y una serie de costos marginales de Brasil a los efectos de modelar el



intercambio con ese país. Se usan dos variables de estado hidrológico, una para el Río Negro y otra para el Río Uruguay.

2.9.7. Parámetros generales

La simulación de la sala de paso diario se realiza a partir de 1000 crónicas sintéticas y la optimización con 5.

La optimización de la sala de paso semanal se realiza a partir de 20 crónicas sintéticas.

2.10. Respaldo no hidráulico del Sistema

Se muestra a continuación un gráfico con la potencia media mensual resultante de aplicar el PAM y bajo las hipótesis de importación y expansión utilizadas (unidades no hidráulicas).

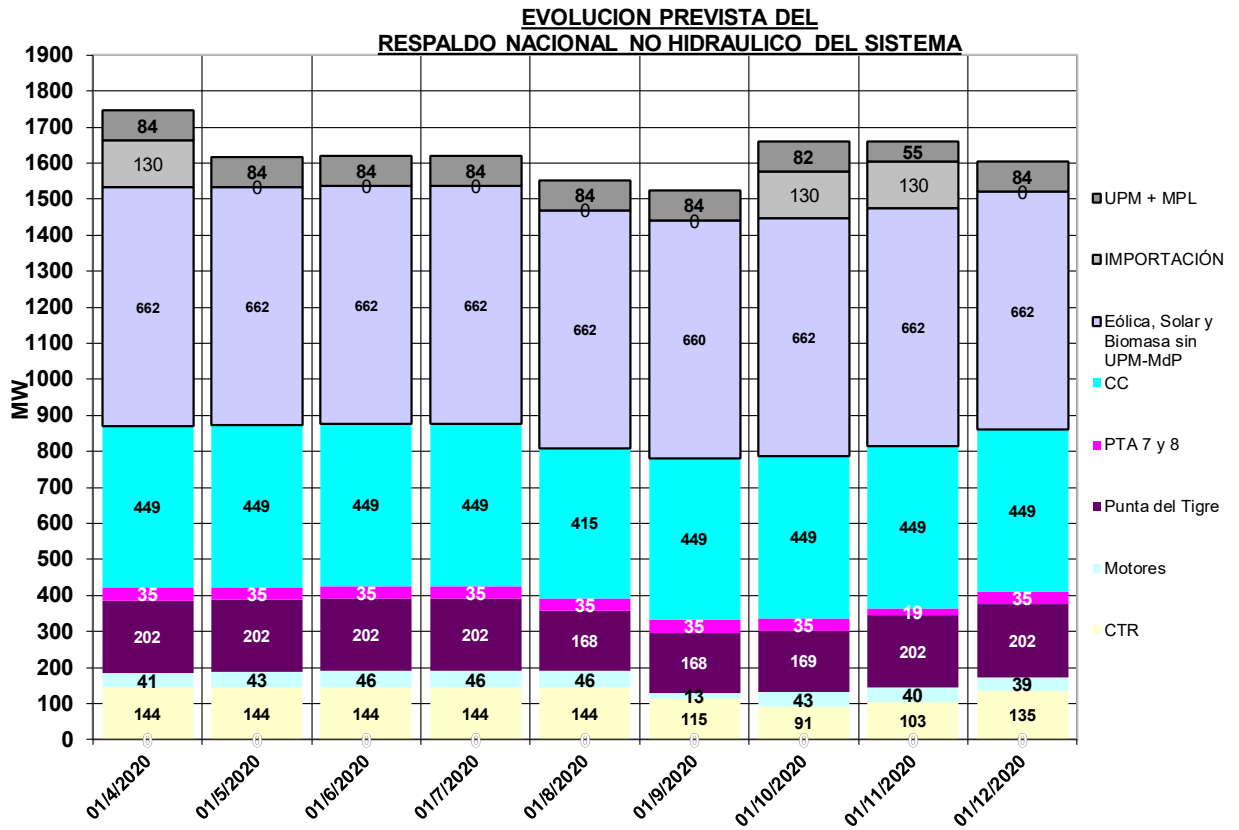


Fig. 11: Respaldo Nacional no hidráulico del SIN.

3 Principales resultados CASO BASE

En esta sección se muestran los principales resultados aplicables a la operación en el Período de la Programación Estacional Mayo – Octubre 2020, con paso de tiempo diario.

3.1. Balance energético del semestre

La demanda estimada en el periodo estacional con confianza 90 % es de 5230 GWh \pm 0,35 %.

En la Tabla 14 se muestra el balance energético en el periodo 02/05/2020 al 30/10/2020.

Tabla 14: Balance energético en el semestre.

Fuente	Generación acumulada [GWh]	% de la Generación total
Hidráulica	3155.8	46.5
Térmica	196.6	2.9
Biomasa	443.0	6.5
Eólica	2814.6	41.5
Solar	169.7	2.5
Falla	0.1	0.0
Imp. Contingente	0.8	0.0
Imp. Rivera	0.0	0.0
Imp. Melo	0.1	0.0
Generación Total	6780.8	100.0
Excedentes	363.9	
Exp. Argentina	1185.1	
Exp. Brasil	2.0	
Generación Total - Exportaciones	5229.7	

3.2. Evolución de la cota de Bonete

En la Fig. 12 se muestra la evolución de la cota de Bonete hasta marzo del año 2021. Se observa que en promedio la cota asciende hasta los 77,8 metros y el valor esperado en el periodo estacional es de 75,5 metros.

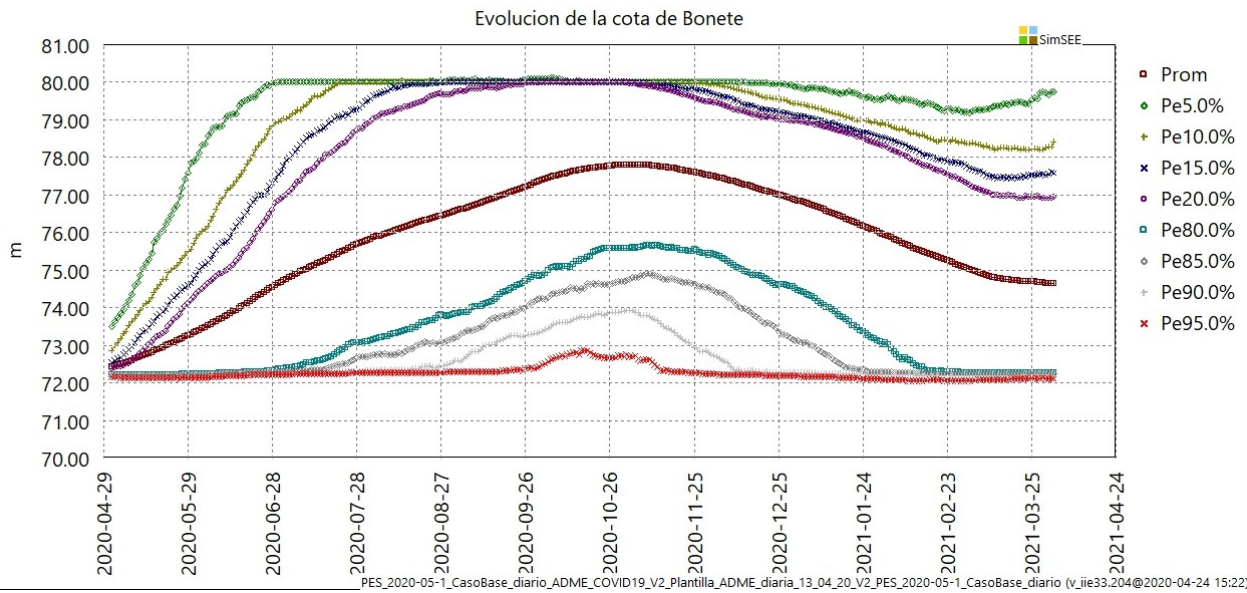


Fig. 12: Evolución de la cota de Bonete hasta marzo del año 2021.

3.3. Costo Marginal del Sistema

En la Fig. 13 se muestra la evolución del costo marginal del Sistema hasta marzo del año 2021. En el periodo estacional el Costo Marginal del Sistema en promedio no supera los 75,2 USD/MWh y el valor esperado es de 25,2 USD/MWh.

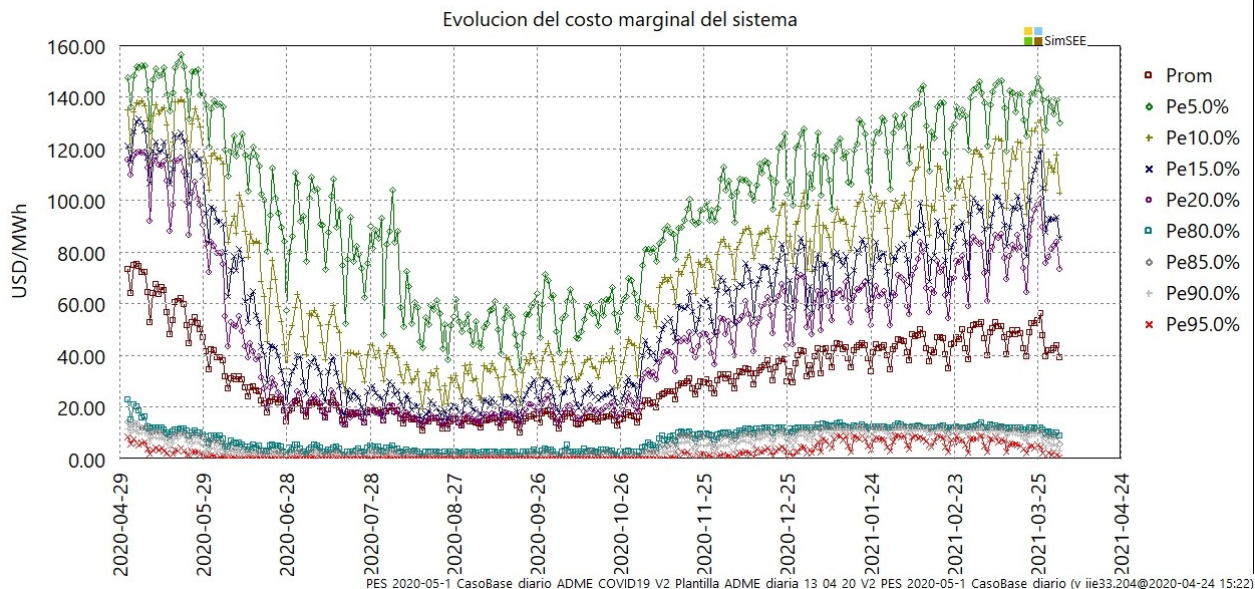


Fig. 13: Evolución del Costo Marginal del Sistema hasta marzo del año 2021.

3.4. Despacho promedio

En la Fig. 14 se muestra la generación por fuente hasta marzo del año 2021.

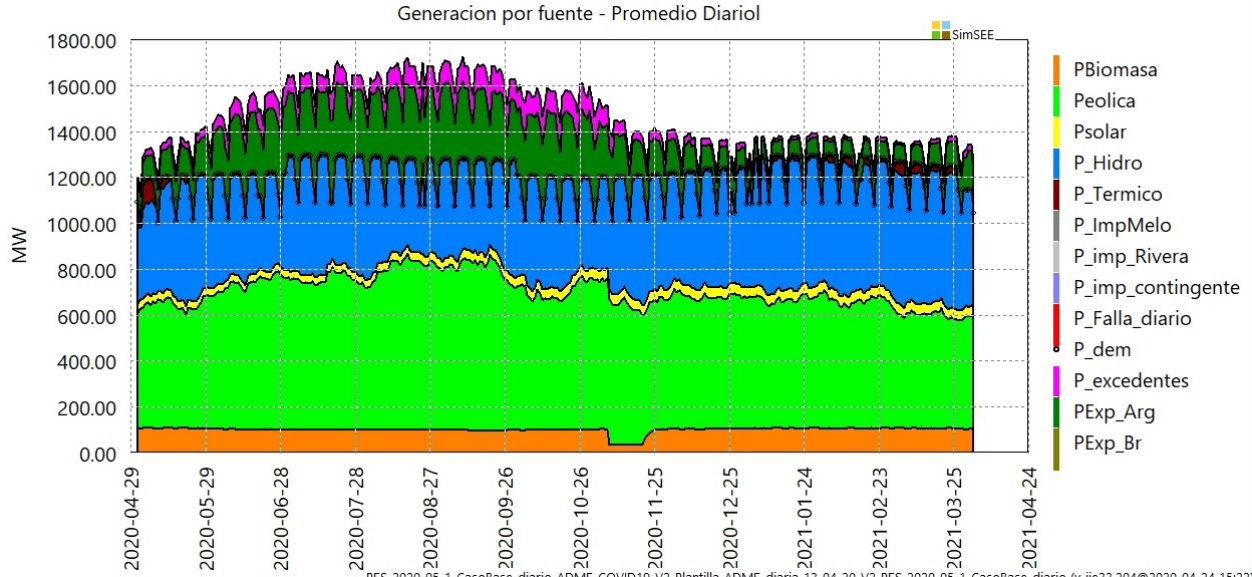


Fig. 14: Despacho promedio diario hasta marzo del 2021.

3.5. Despacho térmico acumulado

El despacho térmico acumulado hasta marzo del año 2021 se muestra en la Fig. 15. En el periodo estacional el despacho esperado de generación térmica es de 284,3 GWh.

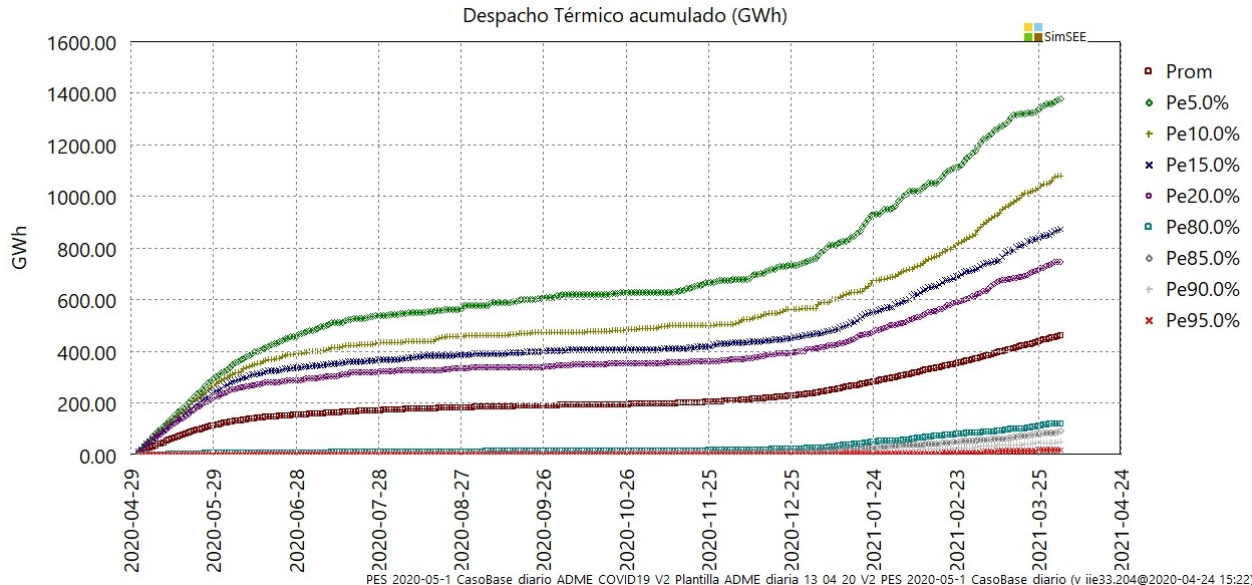


Fig. 15: Despacho térmico acumulado hasta marzo del año 2021.

3.6. Despacho de Falla Acumulado

En la Fig. 16 se muestra el despacho de Falla acumulado hasta marzo del 2021. En el periodo estacional el despacho de Falla esperado es de 0,1 GWh.

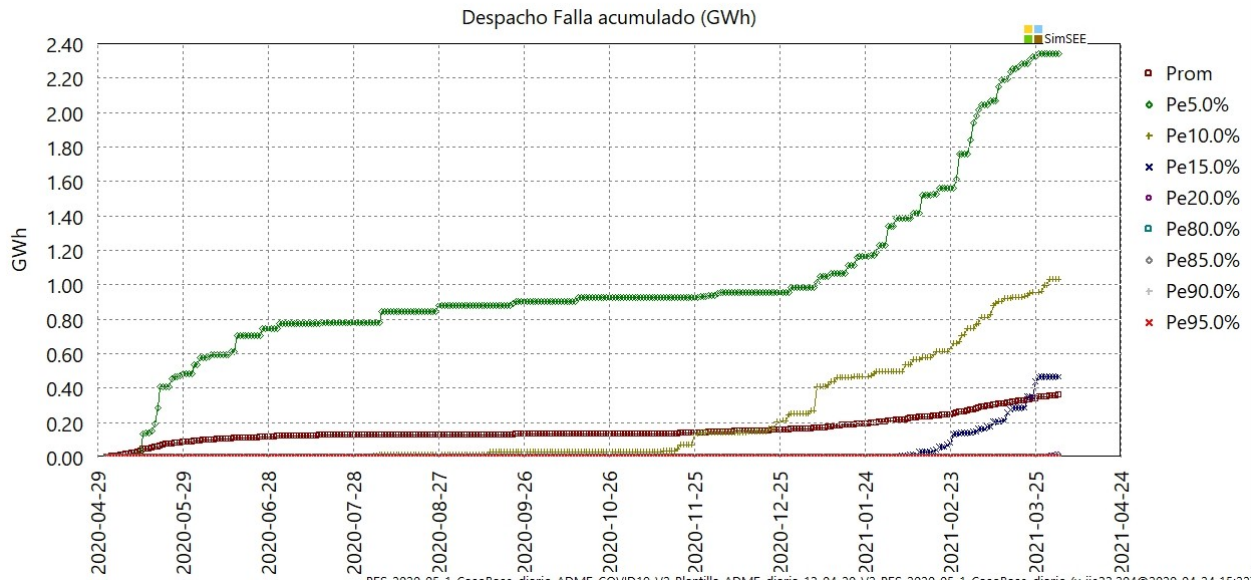


Fig. 16: Despacho de Falla acumulado hasta marzo del año 2021.

3.7. Evolución del Costo de Abastecimiento de la Demanda (CAD)

El objetivo principal de la Programación Estacional es dar una valorización al agua del lago de Rincón de Bonete y disponer de una estimación de los costos operativos y consecuentemente una proyección del costo marginal de generación. En forma adicional, se incluye una estimación de los costos no considerados para el despacho a los efectos de disponer de una referencia del CAD.

Se asumen los siguientes costos operativos no considerados para el despacho:

- Generación de Biomasa salvo Liderdat: Pago por energía 90USD/MWh.
- Generación eólica, salvo la generación asociada a ex-VECODESA⁵: Pago por disponibilidad 67 USD/MWh.
- Generación eólica ex-VECODESA: Pago por disponibilidad a 45 USD/MWh.
- Generación solar: Pago por energía 93 USD/MWh.
- Generación hidroeléctrica: Pago por disponibilidad 5 USD/MWh.
- Pago por potencia puesta a disposición de la generación térmica de 12 USD/MWh.
- Exportación hacia Argentina a un precio de 28 USD/MWh.
- Los escalones de Falla se valorizan según reglamentación vigente.

⁵Los parques eólicos considerados como ex-VECODESA son: P.E. 18 de julio, P.E. María Luz, P.E. Libertad, P.E. Rosario, P.E. Solis de Mataojo, P.E. Villa Rodríguez, Ventus I y P.E. Julieta.

Con las hipótesis descritas anteriormente, en la Fig. 17 se muestra el CAD acumulado hasta marzo del año 2021.

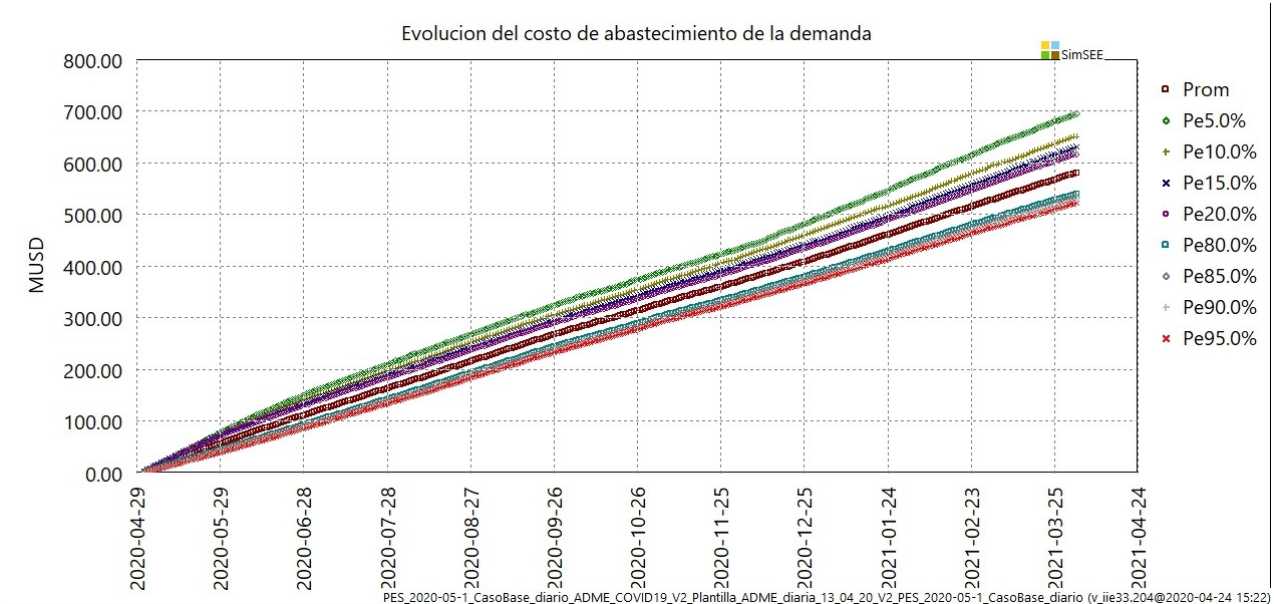


Fig. 17: Costo de Abastecimiento de la Demanda Acumulado hasta marzo del año 2021.

El CAD en valor esperado en el periodo estacional es de 320,4 MUSD.

3.8. Valorización recursos al costo marginal

En la 15 se muestra la valorización al costo marginal de los distintos recursos de generación y demanda a partir de la fórmula en la ec. 3.

$$Val_{Cmg} = \left\langle \frac{\sum_{k=1}^{NHoras} P_h^k \cdot cmg_h^k}{\sum_{k=1}^{NHoras} P_h^k} \right\rangle_k$$

ec. 3: Cálculo de la valorización de los recursos y demanda al cmg.

Siendo:

- P_h^k : Potencia entregada a la red o demandada en la hora h de la crónica k.
- cmg_h^k : Costo marginal del sistema en la hora h de la crónica k.



Recurso	ValCMG [USD/MWh]
Demanda	32.3
Eólica	22.3
Solar	34.0
Hidráulica	25.7
Térmica	119.7
Biomasa	33.1

Tabla 15: Valorización de los recursos al cmg.

Se considera el periodo comprendido entre 02/05/2020 y el 02/04/2021 para el calculo de la valorización de los recursos al cmg.

4 ANEXO I: Cambio a Salas de paso diario.

A partir de la presente Programación Estacional, se opta cambiar a una Sala SimSEE de paso diario para la simulación. En las últimas 5 Programaciones (Programación Estacional: Noviembre 2019 - Abril 2020, Reprogramación Estacional: Julio - Octubre 2019, Programación Estacional: Mayo 2019 - Octubre 2019, Programación Estacional: Noviembre 2018 - Abril 2019 y Programación Estacional Mayo - Octubre 2018) se ejecutó además de la simulación con la Sala SimSEE de paso semanal, la correspondiente simulación con una Sala de paso diario, se incluyeron los resultados de ambas salas y se pusieron a disposición las salas en la página web de ADME. En cada oportunidad se realizó el análisis correspondiente de los resultados y si bien la utilización del paso diario implica un aumento considerable del tiempo de cálculo, se considera que los beneficios de utilizar el paso diario superan con creces ese inconveniente por los aspectos que se detallan a continuación.

Se mantiene la utilización de una Sala de Paso Semanal, que engancha su política de operación con una sala de largo plazo. La Sala de Paso Diario se engancha a su vez con la Sala de paso Semanal.

4.1. Representación de los embalses.

En la Sala de paso diario, se agrega la representación de los lagos de Palmar y Salto Grande por lo que dicha Sala, además de valorizar el lago de Rincón de Bonete, está valorizando los lagos de Palmar y Salto. Se considera que esta mejora es importante a los efectos de una mejor representación de las capacidades de las centrales para el filtrado de las variabilidades de las energías eólica y solar. En la sala de paso semanal, las centrales Palmar y Salto, son representadas como “de pasada”, pero al ser el paso semanal, en forma implícita se le está permitiendo a las centrales “mover” la energía entre los distintos Postes de la Semana. Por lo explicado anteriormente se estaría representando un “embalse implícito” con capacidad de mover la energía en la semana. Lo mismo sucede con la central Baygorria tanto en la sala de paso semanal como diaria.

4.2. Modelo del Ciclo Combinado.

Para el presente período estacional, la central de ciclo combinado se encuentra disponible. Dicha central, tiene restricciones para ingresar en operación en ciclo cerrado que impone que para que sea eficiente para operar en esa modalidad deba ser despachada por períodos superiores a las 12 horas. Para representar el Ciclo Combinado, se utiliza un modelo SimSEE desarrollado para ese propósito que permite especificar que la combinación del ciclo, en caso de aplicarse se deba imponer en todo el paso de tiempo o en forma independiente en cada Poste. Para la Sala de paso Semanal, sería demasiado exigente (en la representación de las restricciones reales de tiempos de combinación) utilizar la imposición de On/Off por PASO y por tanto se utiliza en modalidad On/Off por POSTE; sabiendo que es una simplificación que puede no estar representando la dificultad de encendido y apagado en forma adecuada. Por el contrario, en la sala de paso de tiempo diario, la imposición de la restricción de combinación en modalidad On/Off por PASO estaría representando en forma más adecuada la restricción real.

4.3. Energías intermitentes, postizado dinámico e identificación de excedentes exportables.

Dada la cantidad de energías intermitentes (eólica y solar), la representación de los requerimientos de Potencia en el SIN es fundamental. Estos requerimientos son mejor representados cuanto menor sea el paso de tiempo en el que se realiza el balance energético. Por esta razón el paso de tiempo diario es sustancialmente mejor al paso de tiempo Semanal.



Durante la resolución de un paso de tiempo, para definir qué horas corresponden a cada uno de los POSTES en que se sub-divide el paso, se calcula en forma dinámica las 168 horas de la Demanda Neta. La Demanda Neta se calcula como la Demanda horaria del SIN menos la generación horaria de las energías eólica y solar. Para tener una representación horaria eólica y solar, se utiliza una fuente estocástica que genera series sintéticas de generación previo a la resolución del paso. Estas series de 168 horas pueden pensarse como “el pronóstico” que el operador del SIN utiliza para programar el despacho del paso de tiempo. Resulta entonces que es una mejor representación de la realidad que el DNC pueda confiar en los pronósticos de las siguientes 24 hs., pero no resulta adecuado considerar como determinística la generación en base a pronósticos de 168 horas. Por tal razón, resulta una mejor representación la lograda con las simulaciones de paso diario que las realizadas con paso semanal en el tratamiento de la Demanda Neta y del Postizado dinámico.

5 ANEXO II. Detalles del modelado de la disponibilidad de Gas Natural.

Se modela la disponibilidad de Gas Natural mediante la triplicación de los actores correspondientes a las turbinas de Punta del Tigre (PTI_1-6) y la Central de Ciclo Combinado (Ciclo). En lo que sigue se explicará el detalle del modelado de la disponibilidad de PTI_1-6, siendo análoga la explicación para el modelo del Ciclo.

Se consideran los siguientes actores:

- PTI_1-6_GNGN: Actor que modela la central PTI_1-6 funcionando exclusivamente con Gas Natural. Se ajustan las unidades disponibles de este actor según la disponibilidad de Gas Natural de la época.
- PTI_1-6_GNGO: Actor que modela la central PTI_1-6 funcionando exclusivamente con Gas Oil. Las unidades disponibles de este Actor coinciden con las del PTI_1-6_GNGN.
- PTI_1-6: Actor que modela la central PTI_1-6 funcionando exclusivamente con Gas Oil. En este actor se cargan los mantenimientos PAM de la central y se descuentan las unidades disponibles en los actores anteriores.

En la Fig. 18 se muestra el esquema de cálculo de la indexación del costo variable de la central Punta del Tigre con GN (PTI_1-6_GNGN).

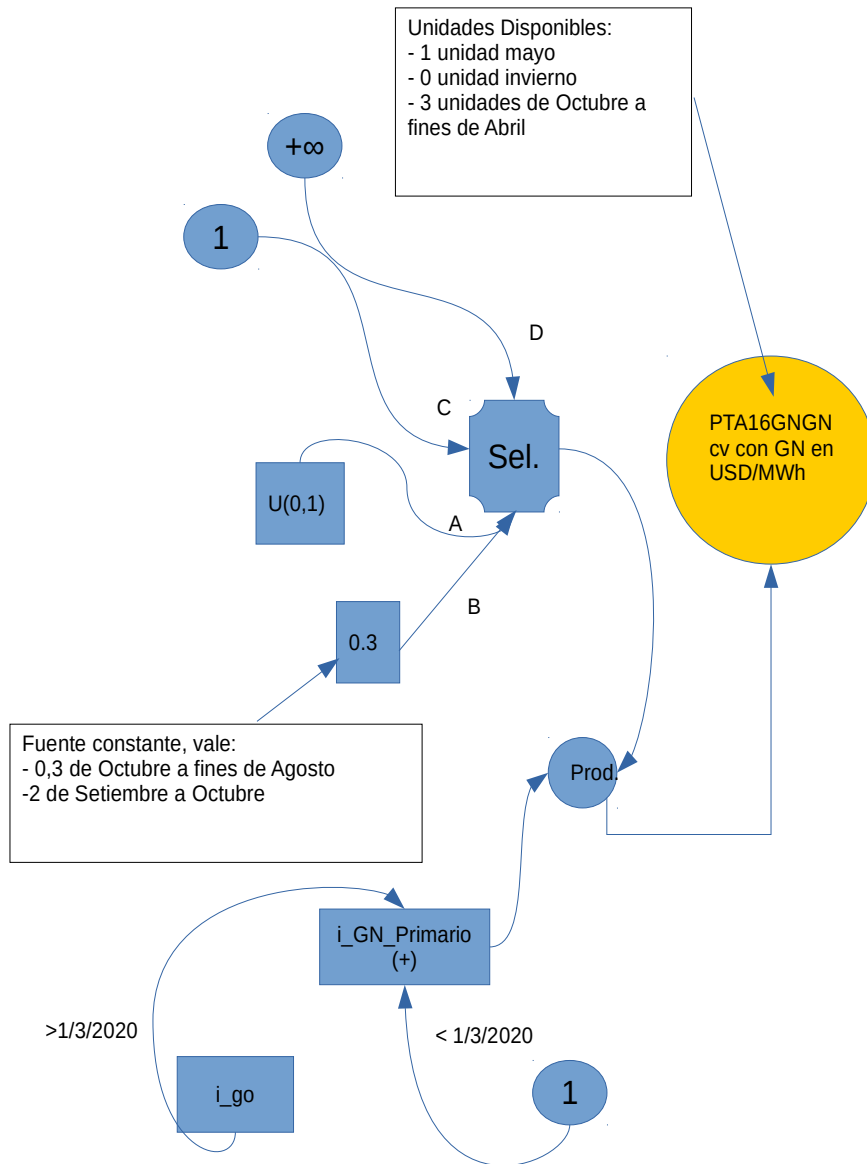


Fig. 18: Fuente índice de precio para PTI_1-6 funcionado a Gas Natural.

El Gas Natural se considera disponible en la sala a partir de Enero del año 2021.

En la Fig. 18 el círculo naranja representa al generador (PTA_1-6GNGN), la fuente “Sel” es del tipo Selector y presenta a su salida (para multiplicarla por I_GN_Primary) el valor de su entrada “C” si $A > B$ o el valor de su entrada “D” en caso contrario. El I_GN_Primary indexa al generador alternando su valor entre la indexación del gas oil (i_go) y 1 (cuando se tienen contratos de GN).



Las entradas "A" y "B" del Selector son una fuente Uniforme que genera números aleatorios entre 0.0 y 1.0 y una fuente constante de valor 0.3 ("03" en la Sala) respectivamente. La entrada "C" de "Sel" es una fuente constante de valor uno. La entrada "D" de "Sel" es una fuente constante, representando un número alto, en este caso 1,000,000. La fuente $U(0, 1)$ ("Unif" en la Sala) es una uniforme en $[0, 1]$ para lograr en la comparación con la fuente constante 0.3 que con probabilidad 70% la salida sea "C" (1) y con probabilidad 30% sea "D" (infinito). Si la indexación del generador es infinita, la central no será despachada por su alto costo variable y por tanto estará indisponible para generar con GN. En caso contrario la indexación del generador será 1 o i_{go} y el generador estará disponible para generar con GN. Se considera un paso de sorteo de 168h para la fuente $U(0,1)$, para reflejar que las nominaciones de GN se realizan con frecuencia semanal.

La fuente constante 03 vale 0,3 en los meses de Octubre a fines de Agosto y vale 2 de Setiembre a Octubre de cada año. En los meses en los cuales la fuente vale 0,3 la salida del selector va a ser "C" todas las veces que la $U(0,1)$ sea mayor a 0,3 o sea un 70 % de las veces y el 30 % restante va a ser "D". Cuando la fuente 03 vale 2, la salida del selector es "D", anulando la disponibilidad de GN.

La indexación del generador PTA_1-6GNGO se construye de manera de reflejar una disponibilidad complementaria a la de PTA_1-6GNNGN. Para ello se invierten las entradas "A" y "B" del selector.



Contenido

1 RESUMEN EJECUTIVO.....	2
2 HIPÓTESIS.....	4
2.1. Demanda y Falla.....	4
2.2. Situación hidrológica y clima.....	5
2.3. Combustibles.....	10
2.4. Parque térmico.....	12
2.5. Mantenimiento programado.....	14
Unidades de Generación Térmica de UTE y centrales hidráulicas del Río Negro.....	14
2.6. Generación Renovable No Convencional.....	21
2.7. Red de Trasmisión.....	24
2.8. Intercambios de Energía.....	24
2.9. Modelo.....	25
2.9.1. Versión SimSEE.....	25
2.9.2. Horizontes de tiempo.....	25
2.9.3. Estado inicial del Sistema.....	26
2.9.4. Demanda.....	26
2.9.5. Controles de Cota de los embalses.....	26
2.9.6. Modelado de Aportes a las Centrales Hidroeléctricas.....	26
2.9.7. Parámetros generales.....	27
2.10. Respaldo no hidráulico del Sistema.....	28
3 PRINCIPALES RESULTADOS CASO BASE.....	29
3.1. Balance energético del semestre.....	29
3.2. Evolución de la cota de Bonete.....	29
3.3. Costo Marginal del Sistema.....	30
3.4. Despacho promedio.....	30
3.5. Despacho térmico acumulado.....	31
3.6. Despacho de Falla Acumulado.....	32



3.7. Evolución del Costo de Abastecimiento de la Demanda (CAD).....	32
3.8. Valorización recursos al costo marginal.....	33
4 ANEXO I: CAMBIO A SALAS DE PASO DIARIO.....	35
4.1. Representación de los embalses.....	35
4.2. Modelo del Ciclo Combinado.....	35
4.3. Energías intermitentes, postizado dinámico e identificación de excedentes exportables.....	35
5 ANEXO II. DETALLES DEL MODELADO DE LA DISPONIBILIDAD DE GAS NATURAL.....	36