



Programación Estacional de Largo Plazo.

Noviembre 2020 - Abril 2021

Administración del Mercado Eléctrico.

27 de octubre de 2020

Montevideo - Uruguay

Autores:

Por ADME: María Cristina Alvarez, Felipe Palacio, Pablo Soubes, Eliana Cornalino y Ruben Chaer. (Gerencia Técnica y Despacho Nacional de Cargas)

Por UTE: Gabriela Gaggero, Valentina Groposo, Milena Gurín, Santiago Machado y Hernán Rodrigo. (Unidad PEG en el marco del Contrato de Arrendamiento de Servicios)

1. Resumen ejecutivo.

Se presenta a continuación un resumen de los resultados más relevantes para el Período Estacional del 31/10/2020 al 30/04/2021.

1. Se prevé que el índice El Niño 3.4 se mantenga en condiciones de La Niña, pasando del estado actual "leve a moderado" al estado "leve" en el verano y condicionando para el trimestre octubre-noviembre-diciembre que las precipitaciones estén por debajo de lo normal.
2. Se estima que demanda, a nivel de generación, para el año 2020 será de 11053 GWh lo que significa un crecimiento de 0.18% respecto de la demanda de 2019. Del año 2020 en adelante, se incluyen estimaciones del efecto del COVID19. La demanda estimada en el Período Estacional, con confianza 90 % es de 5304 GWh \pm 1.6 %.
3. El valor esperado del Costo de Abastecimiento de la Demanda (CAD), a nivel de generación, para el período estacional (Nov-2020 a Abril 2021) es de 394 MUSD.
4. El valor esperado del Costo Marginal en el período estacional es de 82.5 USD/MWh.
5. La operación del lago de Rincón de Bonete en el período estacional es tal que la cota se mantiene por encima de los 72.7 m con probabilidad 95% y por debajo de 79 m con probabilidad 95%.
6. En el periodo estacional, el despacho de Falla acumulado con probabilidad 5% de ser excedido es 2 GWh siendo de 0.3 GWh en valor esperado; valores que para una demanda de 5304 GWh son insignificantes.

Los resultados anteriores indican que no existen riesgos importantes para el sistema que ameriten acciones correctivas.



1.1. Introducción.

En el presente informe, las palabras en mayúsculas tienen el significado que se les da en el Glosario de la sección 5.

El Título IV del Decreto 360/2002 establece que el DNC debe realizar la Programación Estacional de Largo Plazo (artículo 127 a 131), con el objeto de prever con suficiente anticipación los requerimientos de disponibilidad y de reserva para minimizar el riesgo de racionamiento y de falta de calidad.

Específicamente el artículo 127 establece que se deben abarcar los siguientes aspectos:

- a) Coordinación del Programa Anual de Mantenimiento.
- b) Evaluación y análisis de la operación esperada y resultados probables, en función de hipótesis de demanda, disponibilidad, hidrología, etc.
- c) Cálculo del valor del agua del embalse de la central hidroeléctrica Gabriel Terra a utilizar en los modelos de mediano y de corto plazo.
- d) Simulación y análisis de seguridad de suministro, identificando las condiciones previstas en que puede surgir riesgo de racionamiento.
- e) Programación indicativa de la optimización y evolución de embalses, y definición y cuantificación de riesgo de vertimiento previsto.
- f) Programación indicativa de la generación térmica y consumo de combustibles previsto.
- g) Determinación y cuantificación de previsiones de requerimientos de generación obligada por calidad (tensión).
- h) Cálculo del sistema de precios estabilizados para Distribuidores.

Todas las simulaciones son realizadas utilizando la plataforma de simulación de la operación óptima de sistemas de energía eléctrica SimSEE. La versión utilizada fue la viie46_208.

En el sitio web de ADME (<https://adme.com.uy>) se pone a disposición las Salas SimSEE así como los binarios para Windows y Linux de la versión de SimSEE utilizados.

2. Principales hipótesis.

2.1. Demanda

En la Tabla 1 se presenta hasta el año 2019 inclusive los valores históricos de la demanda a nivel de generación (energía entregada a Transmisión), y desde el 2020 en adelante su proyección futura. La demanda prevista fue realizada por el distribuidor UTE en Abril 2020 e incluye estimaciones del efecto del COVID19.

AÑO	Energía entregada a Transmisión (GWh)	Tasa de CRECIMIENTO
2009	8.995	2.44%
2010	9.394	4.43%
2011	9.805	4.38%
2012	10.048	2.47%
2013	10.315	2.66%
2014	10.388	0.71%
2015	10.513	1.21%
2016	11.180	6.34%
2017	10.784	-3.54%
2018	11.182	3.69%
2019	11.033	-1.33%
2020	11.053	0.18%
2021	11.193	1.26%
2022	11.371	1.59%
2023	11.622	2.21%
2024	11.882	2.24%
2025	12.157	2.31%

Tabla 1: Demanda real y previsión de UTE del año 2009 al 2025.

2.2. Escalones de Falla.

Para representar los escalones de Falla se utilizaron los valores reglamentarios expresados en dólares por MWh que se presentan en la Tabla 2 tanto para la sala de paso diario como semanal.

Tabla 2: Escalones y costo de Falla según reglamentación vigente; salas de paso semanal y diario.

Escalones de Falla (% de demanda)	Costo de Falla (\$U/MWh)	Costo de Falla (US\$/MWh)
Entre 0 y 2	8645.2	203
Entre 2 y 7	25552.2	600
Entre 7 y 14.5	102208.8	2400
Entre 14.5 y 100	170348.0	4000

Los valores presentados fueron calculados con el tipo de cambio: \$/USD= 42.587. (BCU dólar billete al 31/08/2020) el cual coincide con el tipo de cambio

usado para calcular el precio de los combustibles líquidos informado por ANCAP para el mes de setiembre, ya que en la nueva modalidad ANCAP informa los precios en pesos uruguayos.

2.3. Potencia y disponibilidad de los generadores.

En las Salas SimSEE utilizadas para esta Programación Estacional, se consideraron las mejores estimaciones disponibles para la Potencia disponible de los diferentes generadores así como de sus factores de disponibilidad fortuita y tiempo medio de reparación. Los parámetros utilizados se consideran válidos para los propósitos de la Programación Estacional, para la realización del informe de Garantía de Suministro (diciembre 2020) estos valores serán ajustados por los que resulten a partir de las declaraciones de los generadores y del seguimiento de su disponibilidad mensual.

2.4. Situación hidrológica y clima.

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

Se presenta en las Figuras 1, 2 y 3 los gráficos del histograma de energía afluente al Río Negro, al Río Uruguay y la energía afluente total del sistema.

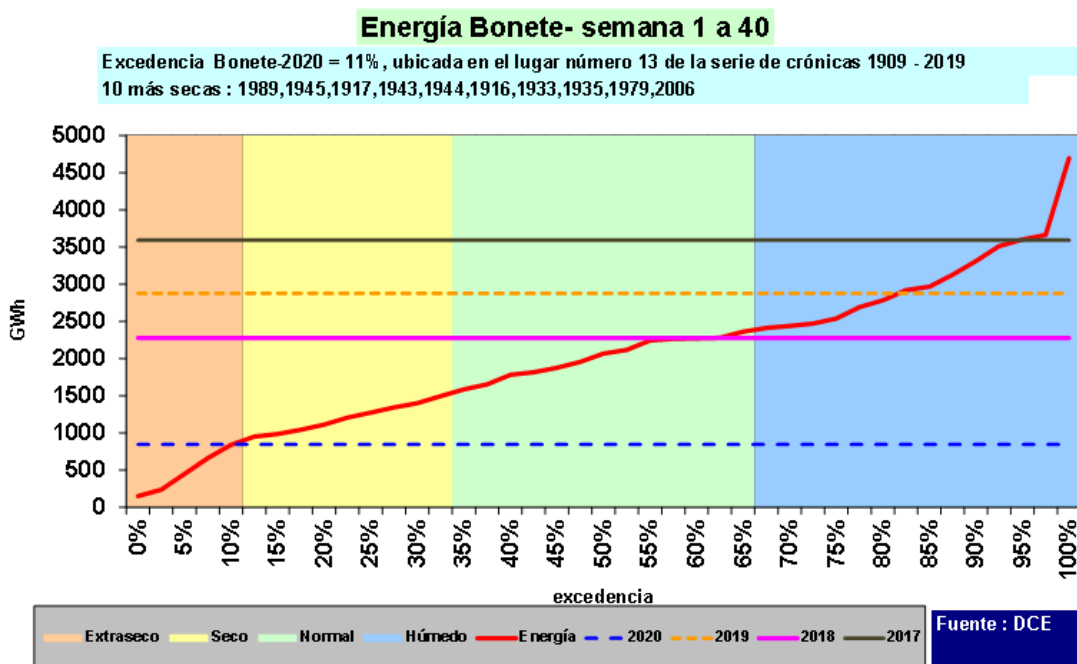


Fig. 1: Excedencia de energía afluente del Río Negro.

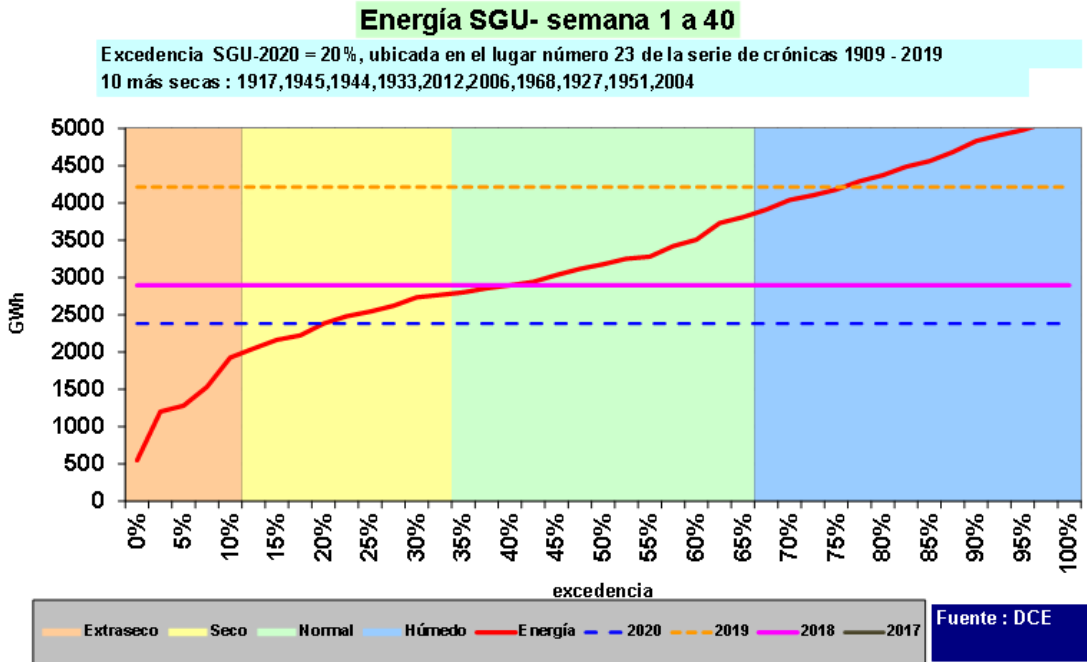


Fig. 2: Excedencia de energía afluente del Río Uruguay.

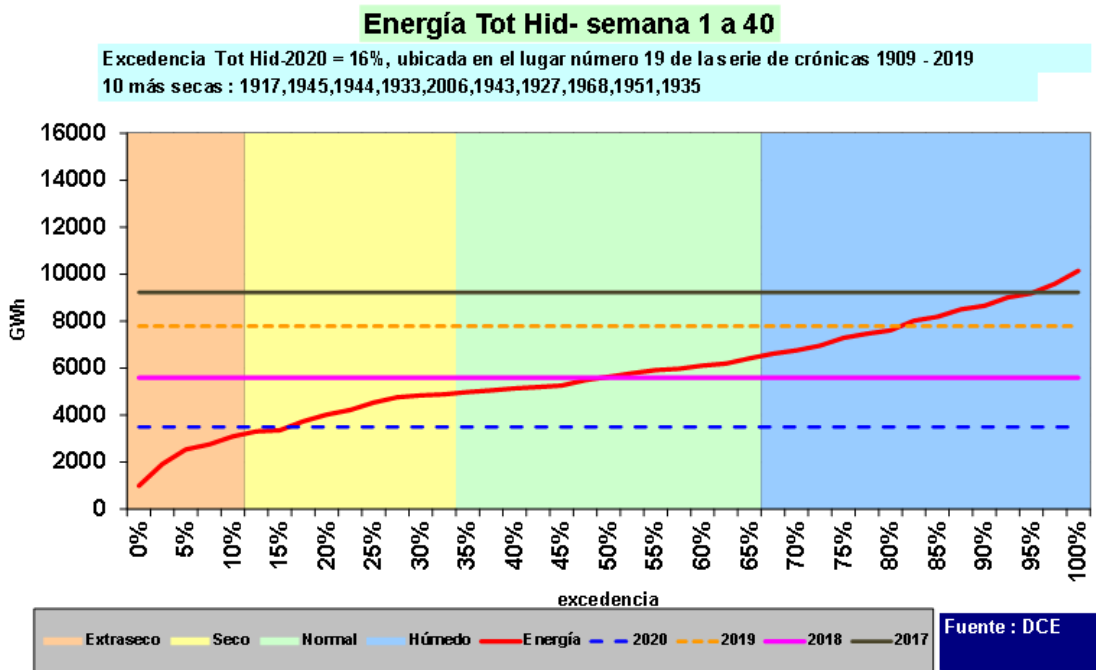


Fig. 3: Excedencia de energía afluente total hidráulico.

En la Fig. 4 se presenta la estimación del agua disponible en el suelo del territorio nacional y el agua no retenida acumulada, según la información obtenida de INIA en agosto de 2020.

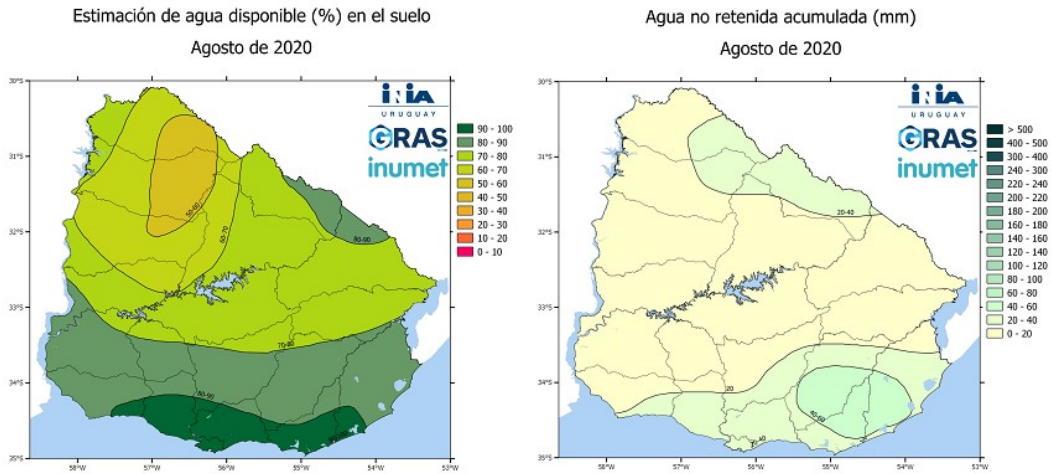


Fig. 4: Agua disponible en suelos y agua no retenida.

En la Fig. 5 se presenta la previsión climática para OND 2020, según la información obtenida de CPTEC en setiembre 2020. El modelo indica que el tercil de precipitaciones inferiores a lo normal es el más probable para la región Sur.

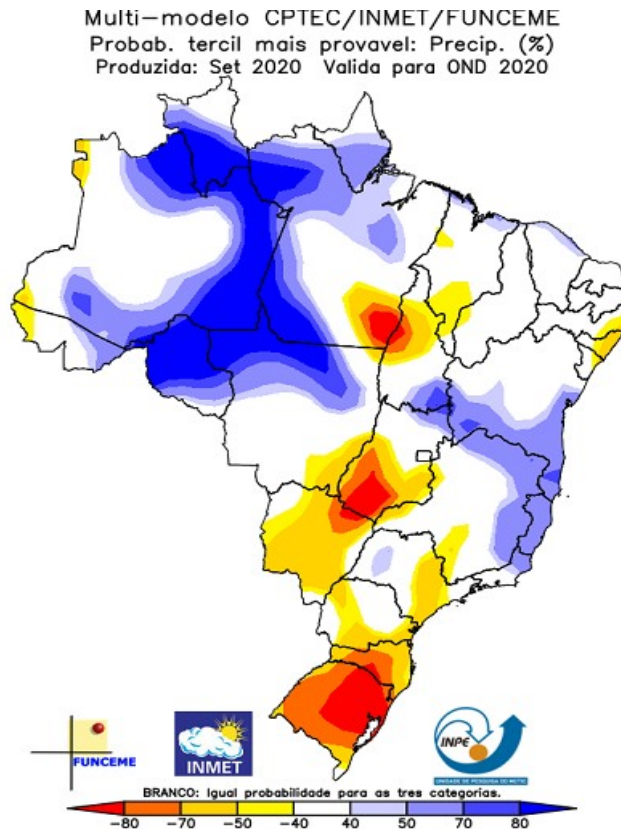


Fig. 5: Previsión Climática estacional por tercil.

En la Fig. 6 y Fig. 7 se presenta el pronóstico del fenómeno El Niño/Oscilación Sur, según la información obtenida de IRI/Columbia en octubre 2020. Los distintos modelos prevén condiciones de La Niña “leve” o “moderada” para el resto de la primavera, pasando a ser “leve” en el verano.

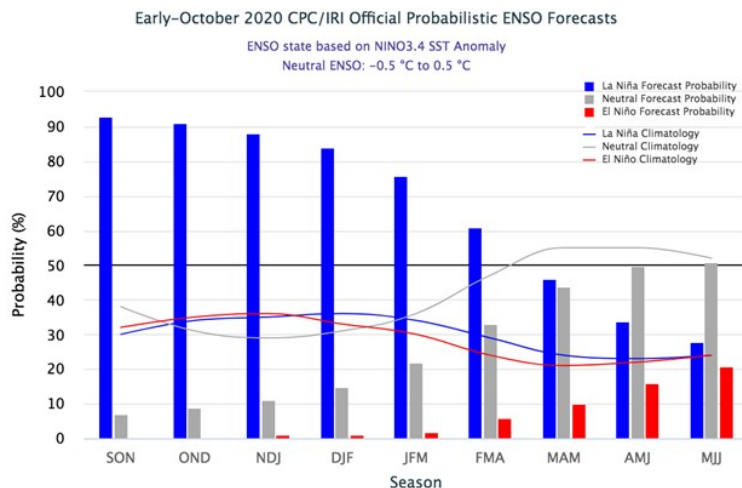


Fig. 6: Pronóstico probabilístico de fenómeno El Niño/Oscilación Sur.

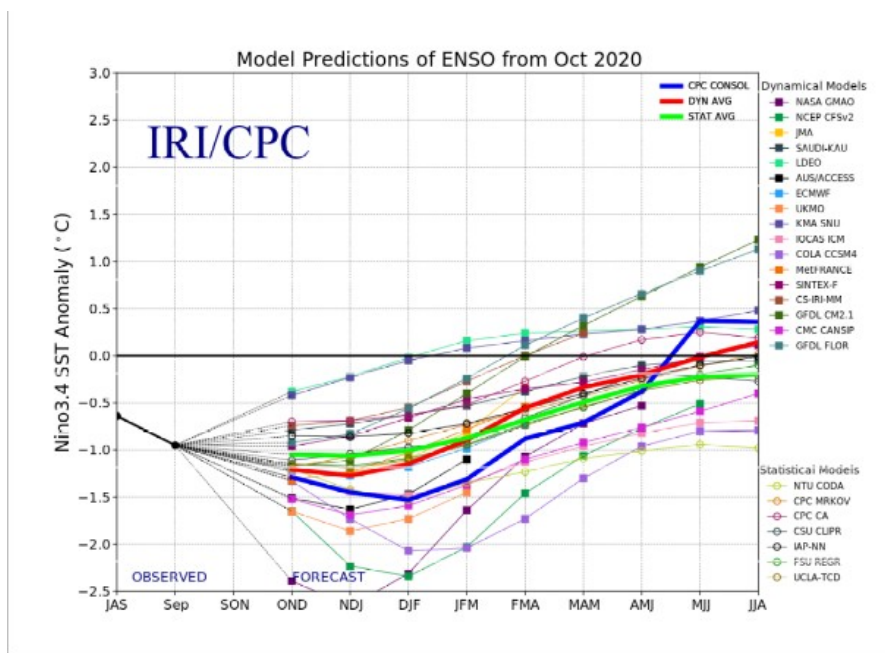


Fig. 7: Pronóstico anomalía iN34 según distintos modelos.

2.5. Combustibles.

Para el cálculo de los costos variables de las centrales térmicas se consideran los precios de combustibles vigentes en setiembre 2020. Para la evolución del precio se utiliza la tendencia del WTI proyectado por la EIA en el mes de setiembre 2020 hasta fines del 2021, como se muestra en la Fig. 8. Para el largo plazo, hasta el año 2050, también se utilizan la proyecciones de la EIA de enero del corriente año. Para compatibilizar ambas proyecciones sin tener transiciones abruptas, se suaviza la unión entre las proyecciones de corto y largo plazo asumiendo que la diferencia entre el valor de la proyección de corto plazo y la de largo plazo decae a razón de 0.3 por año, resultado modificadas sensiblemente sólo las proyecciones de 2022 a 2025.

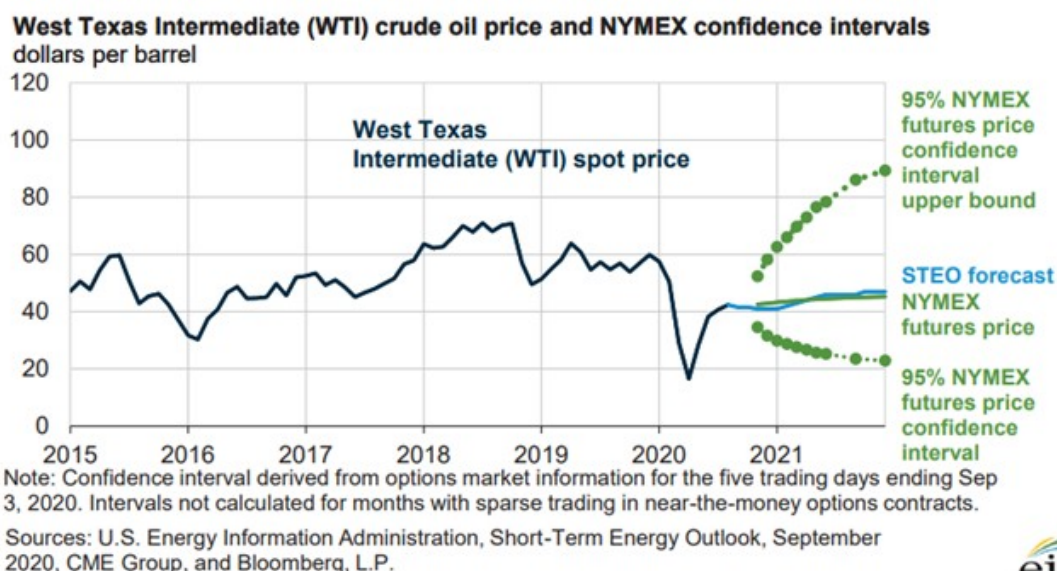


Fig. 8: Proyección del WTI (Fuente EIA Setiembre 2020)

Los precios de los combustibles provienen de las siguientes fuentes:

- **GasOil y FuelOil:** Son provistos 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.
- **Gas Natural:** Se considera como hipótesis que a partir de enero de 2022, estarán vigentes contratos de importación de GN con empresas proveedoras de Argentina a precios diferenciales según la época del año y que se celebrarán similares en años siguientes hasta el fin de la optimización.

Combustibles	U\$/m ³	Densidad kg/l	U\$/T
Gasoil	527,6	0,845	624,4
Fueloil Motores	394,9	0,985	400,9
Gas Natural (may - set)	0,3013	0,0006	517,9
Gas Natural (oct - abr)	0,2163	0,0006	371,8

Tabla 3: Características y precios de combustibles derivados.

Se presenta en la Tabla 3 un resumen de las características y precios de los combustibles utilizados.

Parque térmico

Se presenta en la Tabla 4 los costos variables de los generadores térmicos considerados para el despacho junto con otros datos técnicos.

Unidad	C.E. a pleno g/kWh	C.E. en mín tec g/kWh	Precio del Combustible US\$/ton	Variable Combustible US\$/MWh	Variable No Combustible US\$/MWh	Variable Total pleno US\$/MWh	Variable Total mínimo US\$/MWh
C.Battle Motores	229,0	229,0	400,9	91,8	10,9	102,7	102,7
PTA 1-6	225,0	348,8	624,4	140,5	8,4	148,9	226,2
PTA 1-6 - GN (may-set)	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	624,4	180,4	4,3	184,7	374,2
PTA 7 y 8	239,0	322,7	624,4	149,2	8,0	157,2	209,5
PTB - CA - GO	251,1	337,4	624,4	156,8	4,7	161,5	215,3
PTB - CC - GO	165,2	219,4	624,4	103,1	6,0	109,1	143,0
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	149,3	371,8	40,6	4,9	45,5	60,4

Tabla 4: Costos variables para el despacho.

Para modelar la central de Ciclo Combinado (PTB) se utiliza el Actor Generador Térmico Combinado. En la Tabla 5 se presentan los parámetros utilizados en el modelo para su funcionamiento con GasOil (GO) y Gas Natural (GN).

TG cada una (total 2)	GO	GN	TV	GO	GN
Pmin (MW)	60,0	60,0	Pmin (MW)	50,9	53,4
Pmax (MW)	176,2	171,0	Pmax (MW)	181,1	188,8
cv min tec (USD/MWh)	210,6	90,3	cv min tec (USD/MWh)	-4,24	0,67
cv incr (USD/MWh)	128,9	48,1	cv incr (USD/MWh)	0,0	0,0
cv no comb (USD/MWh)	4,7	3,6	cv no comb (USD/MWh)	8,53	7,26
			Factor TV/TG	0,514	0,552

Tabla 5: Modelado del Ciclo Combinado con Gas Oil y Gas Natural

Coefficiente de disponibilidad de las unidades generadoras:

Debido a que durante 2019 y lo que va de 2020 la convocatoria de las unidades térmicas ha sido baja, se utilizan para los coeficientes de disponibilidad valores similares a los utilizados en programaciones anteriores.

En la Tabla 6 se muestran los valores de disponibilidad fortuita considerados. Los valores se van reduciendo a partir del 2023 porque no se dispone de planes de mantenimiento programado ajustados más allá de 2022:

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

Table 6: Disponibilidades consideradas en las unidades térmicas

2.6. Mantenimientos programados.

En las Tablas 7, 8 y 9 se muestran los diagramas Gantt con el cronograma propuesto para los mantenimientos de las unidades de generación térmica de UTE en el período octubre 2020 - diciembre de 2022.

Versión 2
14-10-2020

		PROPUESTA DE MANTENIMIENTOS DE GEN. TÉR. E HID. DEL S.I.N. AÑO 2020												
		01-ago	10-oct	17-oct	24-oct	31-oct	07-nov	14-nov	21-nov	28-nov	05-dic	12-dic	19-dic	26-dic
		31	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52
CBM							7	7	5	3	1			
CTR1								x	x	x				
CTR2			x	x										
PTA1		x												
PTA2														
PTA3														
PTA4														
PTA5			x											
PTA6				x	x									
PTA 7y8-U7						x	x							
PTA 7y8-U8								x	x					
PTB TG1														
PTB TG2														
PTB ST														

Tabla 7: Mantenimientos de generadores térmicos desde Octubre 2020.



Se utiliza el cronograma de mantenimientos del PAM vigente con algunas modificaciones que responden a trabajos correctivos en unidades de Salto Grande durante 2020 y parte de enero de 2021:

- Unidad 05 desde el 26/08/2020 al 30/10/2020.
- Unidad 07 desde el 19/10/2020 al 03/11/2020.
- Unidad 08 desde el 19/11/2020 al 07/12/2020.
- Unidad 04 desde el 08/12/2020 al 24/12/2020.
- Unidad 13 desde el 28/12/2020 al 15/01/2021.

Version 2
14-10-2020

PROPUESTA DE MANTENIMIENTOS DE GEN. TÉR. E HID. DEL S.I.N. AÑO 2020

	10-oct	17-oct	24-oct	31-oct	07-nov	14-nov	21-nov	28-nov	05-dic	12-dic	19-dic	26-dic
	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52
BAY1												
BAY2												
BAY3												
PAL1												
PAL2												
PAL3	x	x	x									
BON1	x	x	x	x	x	x	x	x				
BON2												
BON3												
BON4												
CTM1												
CTM2												
CTM3												
CTM4									x	x	x	
CTM5	x	x	x									
CTM6												
CTM7		x	x	x								
CTM8							x	x				
CTM9												
CTM10												
CTM11												
CTM12												
CTM13												x
CTM14												

Table 10: Mantenimiento unidades hidráulicas desde Octubre 2020

Generador	Potencia considerada(MW)	f.d. (p.u.) fortuita	TMR (horas)	cv (USD/MWh)
Uruply S.A.	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 13: Parámetros considerados para los generadores en base a biomasa.

2.8. Nueva generación asociada al proyecto UPM2.

Asociado a la instalación de la segunda planta de UPM en Uruguay prevista para diciembre 2022, se incorpora nueva generación en base a biomasa al SIN. Se supuso el cronograma de incorporación que se muestra en la Tabla 14 con sus correspondientes potencias, disponibilidades y mantenimientos.

		días	días mant.	días neto	MW	fd.	
01/10/2022	31/12/2022	92		92	180	0.60	
01/01/2023	31/03/2023	90		90	190	0.60	
01/04/2023	30/09/2023	183		183	190	0.70	
01/10/2023	30/09/2024	366	10	356	220	0.60	10 días mantenimiento abril 2024
01/10/2024	30/09/2025	365		365	220	0.75	
01/10/2025	30/09/2026	365	10	355	220	0.80	10 días mantenimiento octubre 2025
Futuro					220	0.80	10 días mantenimiento cada 18 meses

Tabla 14: Modelado de potencia disponible y mantenimientos de UPM2.

Adicionalmente a la incorporación del generador, la instalación de UPM2 según lo establecido en el decreto 244/019 requiere de una operación de la represa de Rincón de Bonete de forma de garantizar un caudal erogado mínimo medio diario de 80m³/s con en la represa de Rincón del Bonete a partir de diciembre de 2022. Aún no se cuenta con el modelado definitivo de esta restricción por lo que se optó, como una primer aproximación, realizar el modelado en base a a considerar una penalidad de 0.05 MUSD/Hm³ de incumplimiento. El valor de la penalidad fue ajustado hasta cumplir la probabilidad requerida. Este condicionamiento está todavía lejos en el tiempo respecto del Período Estacional y por lo que la forma de modelado y su calibración no resultan relevantes para los objetivos de la presente Programación Estacional y deberá ser ajustada en las futuras programaciones.



2.9. Moto generadores.

La central generadora Zenda se modela con 0 unidades disponibles para todo el periodo de optimización hasta nuevo aviso, en función de la información de indisponibilidad provista por el mismo.

2.10. Respaldo no-hidráulico del SIN.

Se muestra en la Fig. 9 un gráfico con la potencia media mensual resultante de aplicar el PAM y bajo las hipótesis de importación (presentadas más adelante en el informe y expansión utilizadas (unidades no hidráulicas).

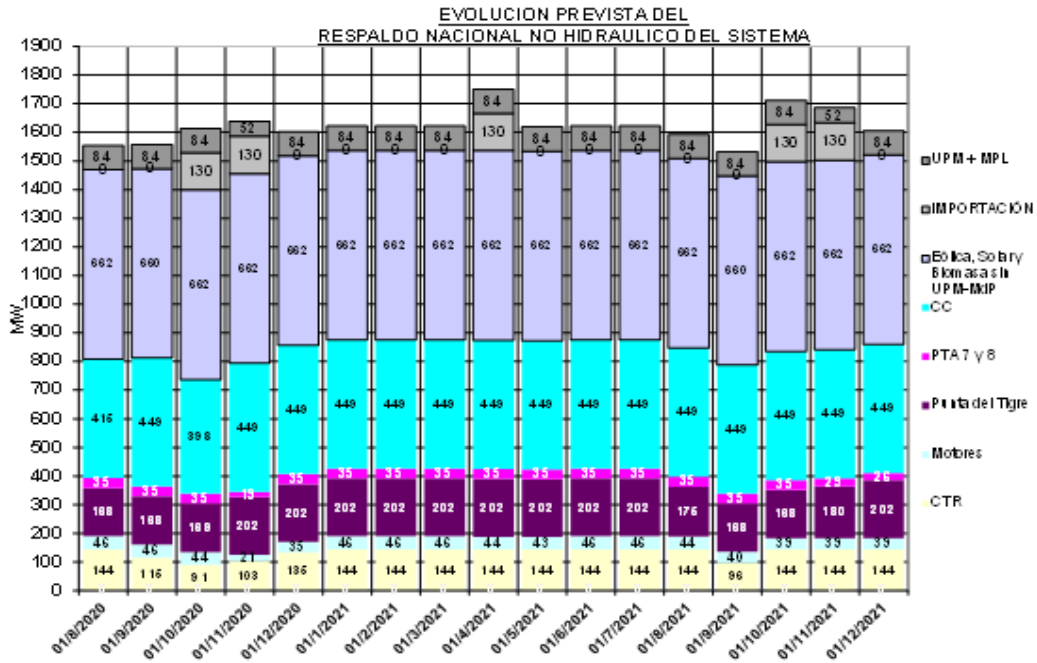


Fig. 9: Respaldo Nacional no hidráulico del SIN.

2.11. Generadores Solares-Fotovoltaicos.

En la Tabla 15 se presenta la lista de generadores solares fotovoltaicos en servicio y su potencia autorizada a inyectar a la red de UTE.

Tabla 15: Potencias Autorizadas a inyectar a la red de UTE de los generadores fotovoltaicos 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

2.12. Generadores Eólicos.

En la Tabla 16 se presenta la lista de centrales eólicas en servicio y su potencia autorizada a inyectar a la red de UTE.

Central Generadora	Agente Generador	Potencia autorizada a inyectar en la red (MW)
ARIAS	UTE + Accionistas	70.0
CARACOLES 1 del PARQUE EÓLICO ING. EMANUELE CAMBILARGIU	UTE	10.0
CARACOLES 2 del PARQUE EÓLICO ING. EMANUELE CAMBILARGIU	UTE	10.0
CUCHILLA DEL PERALTA I	PALMATIR S.A.	50.0
ENGRAW	ENGRAW EXPORT & IMPORT CO. S.A.	3.6
JUAN PABLO TERRA	UTE	67.2
CORFRISA	CORPORACION FRIGORIFICA del URUGUAY S.A.	1.8
LUZ DE LOMA	LUZ DE LOMA S.A.	20.0
LUZ DE MAR	LUZ DE MAR S.A.	18.0
LUZ DE RÍO	LUZ DE RÍO S.A.	50.0
MARYSTAY	MARYSTAY S.A.	2.0
MELOWIND	ESTRELLADA S.A.	50.0
MINAS I	GENERACIÓN EÓLICA MINAS S.A. - GEMSA	42.0
NUEVO MANANTIAL CENTRAL 2	NUEVO MANANTIAL S.A.	4.0
PALOMAS	NICEFIELD S.A.	70.0
PAMPA	UTE + Accionistas	141.6
PARQUE CERRO GRANDE	LADANER S.A.	50.0
PARQUE EÓLICO 18 DE JULIO	IKEROL COMPANY S.A.	10.0
PARQUE EÓLICO ARTILLEROS	UTE + Eletrobras	65.1
PARQUE EÓLICO CARAPÉ I	FINGANO S.A.	50.0
PARQUE EÓLICO CARAPÉ II	VENGANO S.A.	40.0
PARQUE EÓLICO FLORIDA I	POESINE S.A.	50.0
PARQUE EÓLICO FLORIDA II	GLYMONT S.A.	49.5
PARQUE EÓLICO JULIETA	IWERYL S.A.	3.6
PARQUE EÓLICO KİYÚ	COBRA INGENIERÍA URUGUAY S.A.	48.6
PARQUE EÓLICO LIBERTAD	TOGELY COMPANY S.A.	7.7
PARQUE EÓLICO LOMA ALTA - CENTRAL 1	NUEVO MANANTIAL S.A.	7.8
PARQUE EÓLICO MAGDALENA	KENTILUX S.A.	17.2
PARQUE EÓLICO MALDONADO	R DEL SUR S.A.	50.0
PARQUE EÓLICO MALDONADO II	R DEL ESTE S.A.	50.0
PARQUE EÓLICO MARÍA LUZ	TOGELY COMPANY S.A.	9.8
PARQUE EÓLICO NUEVO PASTORALE I	VIENTOS DE PASTORALE S.A.	49.2
PARQUE EÓLICO ROSARIO	TOGELY COMPANY S.A.	9.0
PARQUE EÓLICO SOLÍS DE MATAOJO	POSADAS & VECINO S.A.	10.0
PARQUE EÓLICO VENTUS I	República Administradora de Fondos de Inversión S.A.	9.0
PARQUE EÓLICO VILLA RODRÍGUEZ	TOGELY COMPANY S.A.	10.0
PERALTA I GCEE	AGUA LEGUAS S.A.	50.0
PERALTA II GCEE	AGUA LEGUAS S.A.	50.0
SANTA FE	LAVADERO DE LANAS BLENGIO S.A.	0.9
TALAS DEL MACIEL I	ASTIDEY S.A.	50.0
TALAS DEL MACIEL II	CADONAL S.A.	50.0
VALENTINES	UTE + Accionistas	70.0
		1478

Tabla 16: Parques eólicos considerados en este estudio

El Parque de Vacaciones de UTE - ANTEL posee un generador eólico de 0.15 MW de potencia instalada.

2.13. Red de transmisión.

No se recibió información sobre trabajos en la red de transmisión 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.



2.14. Comercio regional - 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:

2.14.1) Con Argentina

Se modelan dos importaciones separadas, una que representaría los costos de los ciclos combinados en Argentina durante las horas de resto y valle, y otra que representaría las centrales térmicas de dicho país que podrían auxiliar a nuestro sistema en casos de emergencia.

La primera importación se denomina "Imp Argentina" en la sala SimSEE y se modela fuera de las semanas 48 a 10 (verano) y semanas 18 a 40 (invierno) con 200 MW de potencia de transferencia a un costo variable igual al costo variable de Motores menos un 10%. Se le asigna una disponibilidad de un 20% entre las 22:00 y 16:59 hs todos los días y estará disponible sólo hasta fines de 2021.

La segunda importación se denomina "Imp. Contingente" en la sala SimSEE y se modela con 200 MW de potencia máxima en las semanas 11 a 17 inclusive y 41 a 47 inclusive, y una potencia de 140 MW en las semanas del año restantes, siempre con 65% de disponibilidad y un costo variable igual a Falla 1 menos un dólar por MWh.

2.14.2) Con Brasil

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

2.15. Comercio regional - 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:

2.15.1) Con Argentina

Las compras de Argentina al sistema uruguayo se modelan mediante un Actor del tipo "Spot de Mercado" a un precio de 12 USD/MWh, con una potencia de 800 MW y 70% de disponibilidad.

2.15.2) Con Brasil

El intercambio con Brasil se modela mediante un Actor del tipo "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 por lo que se representa una potencia de intercambio de 200 MW con 70% de disponibilidad.

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 (ver Sección 5 del documento "[Informe Modelos 1 - ADME 27/10/2020](#)" por mas detalles).



$$CVI = \max(0; (CMO_{Br} - 3.05 \text{ USD/MWh}) / 1.27) \quad \text{ec.(1) CVI}$$

En función de la evolución proyectada del PLD (Precio de Liquidación de Referencias) de la región Sur de Brasil publicado por CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) para los próximos meses, se considera un valor tendencial promedio del CMO (Costo Marginal Operativo) de la región sur de Brasil de 19.855 USD/MWh (104.5 R\$/MWh).

Los últimos valores publicados del PLD de la región sur son 290.71 R\$/MWh y 276.15 R\$/MWh para los patamares de carga Leve y Pesada respectivamente.

Habiendo fijado el valor tendencial de las Fuentes que generan los precios en el Actor que representa el mercado de la región sur de Brasil de forma que el valor tendencial es 104.5 R\$/MWh (promedio ponderado) se fijan los valores iniciales de los bornes CMO1 y CMO3 de la fuente CEGH (que imprime la varibilidad sobre los precios) en los valores: $2.78 = 290.71/104.5$ y $2.64 = 276.15/104.5$ respectivamente, logrando así que los precios vistos al inicio del Período Estacional sean los actuales y que dichos precios tienden al valor tendencial con el factor de olvido captado por el propio modelo CEGH.

2.15.3) Excedentes térmicos.

En todo momento, siempre que no se comprometa la disponibilidad de combustible para la generación nacional, están ofrecidas tanto a Argentina como a Brasil las unidades de generación térmica que no resultan despachadas para Uruguay. La exportación de estas unidades no afecta el equilibrio interno de los recursos de Uruguay por lo que no se modela ni se realiza una estimación de los posibles volúmenes exportados.

3. Modelo del SIN.

3.1. Salas SimSEE.

Para realizar esta Programación Estacional se utilizaron un conjunto de tres Salas SimSEE, encadenadas del Largo Plazo al Mediano Plazo de forma de ir dando más detalle a la Política de Operación. Por facilidad de referencia a las mismas se denominan Sala_LP (Largo Plazo), Sala_MLP (Mediano-Largo Plazo) y Sala_MP (Mediano Plazo).

3.1.1) Sala de Largo Plazo (Sala_LP).

El archivo con la Sala Empaquetada es: Exp_Gen_v122019_A_Tend_150_semanal.zip
Esta Sala es la primera a ejecutar de la cadena de Salas Una de Largo Plazo que contiene la información de Largo Plazo (2020-2043) suministrada por la DNE en lo que refiere a la proyección de la Demanda y al Plan de Expansión de la Generación y con la siguiente configuración:

- Paso de tiempo semanal, subdividido en 4 Postes de 5, 30, 91 y 42 horas.
- Escalones de Falla de profundidades 2%, 5%, 7.5% y 85.5% con costos de racionamiento de 266.3, 600, 2400 y 4000 USD/MWh respectivamente. Los costos de racionamiento se indexan 100% con la variación del precio del barril de petróleo utilizado en la Sala para indexar los costos variables de los generadores térmicos.

De esta Sala se ejecuta solamente la Optimización para obtener así la función de Costo Futuro (archivo: CF_Exp_Gen_v122019_A_Tend_150_semanal.bin) que contiene la

Política de Operación de Largo Plazo que sirve de inicialización de la etapa de optimización de la Sala de paso semanal que se describe a continuación.

La Política de Operación generada por esta Sala contiene las variables de estado:

- Bonete_Vol. Representa el volumen turbinable almacenado en el lago de Rincón de Bonete.
- H. Representa una condición hidrológica del sistema como una combinación de los escurrimientos al inicio de la semana en las cuencas de Bonete, Palmar y Salto con la temperatura superficial del Océano Pacífico en la zona 3.4 (asociada a los eventos Niño y Niña).

3.1.2) Horizontes y paso de tiempo.

La Fig.10 muestra el Panel de parámetros principales con la definición de los horizontes de tiempo utilizados y el detalle del Postizado de Paso de Tiempo.

Horizonte de tiempo

Fecha de Inicio: Fecha de fin: (29/10/2020 07:43:14) Huso horario:

Optimización: Simulación: Horizonte de guarda para simulación:

Paso de tiempo

Unidades del paso de tiempo: Horas Minutos

Número de Postes: Postes monótonos

Poste Nº	1	2	3	4
Duración	5	30	91	42

Fig. 10: Definición de los horizontes de tiempo y del paso de tiempo.

3.2. Sala Mediano Largo Plazo (Sala_MLP).

El archivo de la Sala Empaquetada es: PES_Nov20_ADME_semanal.zip.

Esta Sala es de conexión entre la Sala_LP y la Sala_MP.

Contiene toda la información de detalle de las hipótesis del Período Estacional.

La Política de Operación, al inicio de la etapa de Optimización se concatena (engancha) en la Política de Operación obtenida de la Sala_LP.

Las Variables de Estado de esta Sala son:

- Bonete_Vol. Volumen turbinable embalsado en el lago de Rincón de Bonete.
- iN34. Índice de la anomalía de la temperatura superficial del Océano Pacífico en la zona 3.4. Esta variable impone un sesgo con memoria del orden del año sobre las probabilidades de aportes a las cuencas del Río Negro y del Río Uruguay reflejando así la posible formación de eventos Niño o Niña. Dado que el Período Estacional está dentro de la persistencia de estos fenómenos, sobre esta variable se ingresan en el canal correspondiente del CEGH que la representa el pronóstico disponible de dicho índice sobre el Período Estacional.
- H_RN. Esta variable representa el estado de la cuenca del Río Negro en lo que hace a los escurrimientos hacia los lagos de Bonete y Palmar. Puede pensarse como el agua disponible en dichas cuencas que continuará escurriendo en las próximas semanas.
- H_S. Esta variable representa el estado de la cuenca del Río Uruguay en lo que hace al escurrimiento hacia el lago de Salto Grande.

- El Ciclo Combinado, está modelado como un Actor del tipo Combinado con la posibilidad de combinar/descombinar por POSTE. Este aspecto del modelado que puede parecer sobreestimar la flexibilidad del Ciclo Combinado, se utiliza así en la Sala_MLP, pero en la Sala_MP se impone que la combinación se realiza por paso de tiempo (es decir por día entero).

3.2.1) Enganche con Sala_LP.

El enganche con la Sala_LP se realiza en forma directa sobre la variable "Bonete_Vol" dado que la misma existe en ambas Salas.

Para determinar el valor de la variable H a leer en la Política de Operación de la Sala_LP al final del horizonte de optimización de la Sala_MLP se utiliza una combinación lineal de las variables de estado H_RN, HS e iN34. La definición precisa de este Mapeo se muestra en la Fig.11, dónde las líneas que comienzan con "/" son simplemente comentarios y las variables que comienzan con "\$Y_" son las que corresponden al Espacio de Estados de la Sala_LP y las que comienzan con "\$X_" las del espacio de estado de la Sala_MLP.

```
// Variables X
// SX_Bonete_Vol
// SX_iN34
// SX_H_RN
// SX_H_S
// -----
// Variables Y
// SY_Bonete_Vol
// SY_H
// -----
SY_Bonete_Vol := SX_Bonete_Vol;
SY_H := 0.539468975564579 * SX_H_RN + 0.4117491798397 * SX_H_S + 0.048781844595721 * SX_iN34;
```

Fig. 11: Mapeo Sala_MLP con Sala_LP

Se utiliza la opción de "estabilizar frame inicial" para mejorar las condiciones de enganche entre ambas políticas.

3.2.2) Horizontes y paso de tiempo.

La Fig.12 muestra el Panel de parámetros principales con la definición de los horizontes de tiempo utilizados y el detalle del Postizado de Paso de Tiempo.

Horizonte de tiempo

Fecha de Inicio: Fecha de fin: (29/10/2020 07:43:14) Huso horario:

Optimización: Simulación: 2/1/2021 Horizonte de guarda para simulación:

Paso de tiempo

Unidades del paso de tiempo: Horas Minutos

Número de Postes: Postes monótonos

Poste Nº	1	2	3	4	5
Duración	5	30	91	28	14

Informativo.

Fig. 12: Definición de los horizontes de tiempo y del paso de tiempo.

3.2.3) Parámetros de Optimización.

Para la optimización se consideraron 20 Crónicas y la Semilla Aleatoria 10031.



3.3. Sala PES_Nov20_ADME_diaria.

Esta sala es de paso diario, subdividido en 4 Postes de 1, 3, 13 y 6 horas del Poste_1 al 4 respectivamente. En todas las Salas se utiliza la funcionalidad de Postizado Dinámico de SimSEE lo que implica que durante la simulación se calcula en forma dinámica la Demanda Neta (Demanda real menos generación eólica, solar y biomasa no gestionable) y se reordenan las horas del paso de tiempo en los postes de mayor a menor requerimiento de potencia.

Esta sala incorpora tiene modelado los embalses de Bonete, Palmar y Salto Grande.

3.3.1) Enganche con Sala_MLP.

Al agregar los lagos de Palmar y Salto Grande, en la definición del enganche con la Sala_MP se convierte la energía de estos lagos en energía embalsada en Bonete como se muestra en la definición de la variable "\$Y_Bonete" en el Mapeo de la Fig.13.

Las variables de estado correspondientes al estado hidrológico del Río Negro, del Río Uruguay y a índice de la anomalía de la temperatura superficial del Océano Pacífico en la zona 3.4 se enganchan naturalmente por existir en ambas salas.

```
// Variables X
// SX_Palmar_Vol
// SX_Bonete_Vol
// SX_SG_Vol
// SX_IN34
// SX_H_RN
// SX_H_S
//
// Variables Y
// SY_Bonete_Vol
// SY_IN34
// SY_H_RN
// SY_H_S
//
SY_Bonete_Vol := SX_Bonete_Vol + (CE_Palmar(SX_Palmar_Vol) * SX_Palmar_Vol + CE_SG(SX_SG_Vol) * SX_SG_Vol) / (CE_Bonete(SX_Bonete_Vol) + 0.99 * CE_Baygorria(SX_Bonete_Vol) + 0.98 * CE_Palmar(SX_Palmar_Vol));
SY_IN34 := SX_IN34;
SY_H_RN := SX_H_RN;
SY_H_S := SX_H_S;
```

Fig. 13: Mapeo Política Operación entre Sala_MP y Sala_MLP.

3.3.2) Horizontes y paso de tiempo.

La Fig.14 muestra el Panel de parámetros principales con la definición de los horizontes de tiempo utilizados y el detalle del Postizado de Paso de Tiempo.

Horizonte de tiempo

Fecha de Inicio: 10/10/2020 Fecha de fin: 1/4/2022 (29/10/2020 07:43:14) Huso horario: -3

Optimización: 10/10/2020 Simulación: 10/10/2020 Horizonte de guarda para simulación: 10/10/2020

Paso de tiempo

Unidades del paso de tiempo: Horas Minutos

Número de Postes: 4 Postes monótonos

Poste Nº	1	2	3	4
Duración	1	4	13	6

Fig. 14: Definición de los horizontes de tiempo y del paso de tiempo.

3.3.3) Parámetros de Optimización/Simulación.

Para la Optimización se utilizaron 5 Crónicas (realizaciones) y para la Simulación 1000 Crónicas sintéticas.

Tanto en Optimización como en Simulación se utilizó la Semilla Aleatoria 10031.

La optimización de la sala de paso semanal se realiza a partir de 20 crónicas sintéticas. Para ambas salas (semanal y diaria) se utiliza la semilla aleatoria 10031, tanto en la optimización como en la simulación.

3.4. Estado inicial del SIN a la fecha de inicio de la simulación.

La Sala_MP es la utilizada para simular 1000 crónicas en base a la que se obtienen los resultados presentados en este informe. Las simulaciones se realizan a partir de un Estado del SIN a la fecha de fijación de las hipótesis 10/10/2020.

Cotas de los lagos:

- Bonete: 77,58 m.
- SGUY: 32,72 m.
- Palmar: 37,97 m.

Caudales de de aportes de las cuencas propias:

- Bonete= 248 m³/s
- Palmar= 59 m³/s
- Salto/2= 917 m³/s.

Estado del Niño y su pronóstico.

La Fig.15 muestra la proyección de la anomalía de la temperatura superficial del Océano Pacífico en la zona conocida como 3.4 para los 365 días simulados. Del lado izquierdo se puede observar que el Período Estacional inicia con valores negativos inferiores a -1°C lo que caracteriza un sesgo de los aportes a Salto y Bonete inferiores a la media en los meses del Período Estacional. La trayectoria "Guía" (verde pastel) corresponde al pronóstico de la anomalía que es ingresado como parte de la información del estado del SIN.

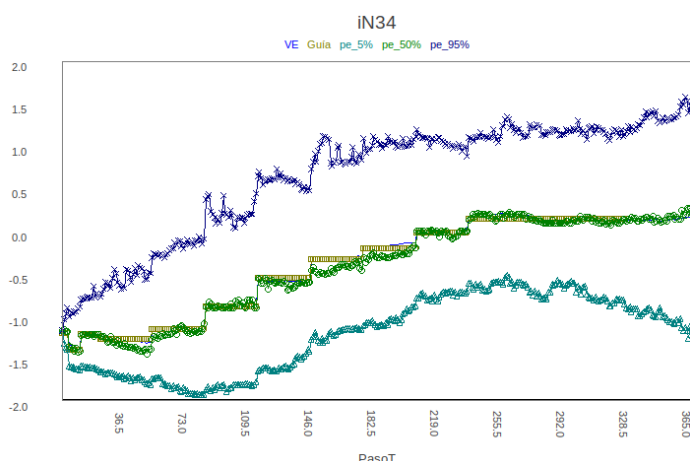


Fig. 15: Proyección de la anomalía iN34.

3.5. Modelo de Demanda.

Se incorporaron mejoras al proceso de calibración del valor esperado de la demanda, donde se continúa utilizando el modelo CEGH de paso diario "CEGH_DEM_X3.txt"⁽¹⁾, con su modelado horario en base a las demandas detalladas "llano1_PES_2020_05_1.bin", "llano2_PES_2020_05_1.bin", "pico_PES_2020_05_1.bin" y "valle_PES_2020_05_1.bin", pero se

1 https://www.adme.com.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_1229/PES_Mayo_Octubre2020_ADME_v5.pdf

actualizó la metodología para calibración del valor esperado de la demanda. Eso se realizó introduciendo en las fuentes constantes "Pot_DV_anual(habil)", "Pot_DL1_anual(habil)", "Pot_DL2_anual(habil)", "Pot_DP_anual(habil)" valores diarios en lugar de valores anuales o estacionales. Dichos valores diarios se calculan a partir de los valores anuales o trimestrales de demanda esperadas con un suavizado de las transiciones para evitar saltos.

3.6. Controles de cota de los lagos por seguridad del SIN.

Por seguridad del SIN se mantiene una reserva operativa en los lagos de Bonete, Palmar y Salto Grande. Estas reservas se definen imponiendo las cotas de control que se especifican en la Tabla 17 e imponiendo una Penalidad con los valores especificados en la misma tabla para cada una de las represas.

Table 17: cotas mínimas y penalidades consideradas en el control de cotas en las centrales hidroeléctricas en esta PES.

	Cota Mínima (m)	Penalidad (MUSD/(m-día))
Bonete	72,3	0,801
Palmar	37	0,279
SG	32	0,373

3.7. Modelo del Ciclo Combinado.

La central de Ciclo Combinado tiene restricciones para ingresar en operación en ciclo cerrado. Dichas restricciones implican que, para que sea eficiente operar en esa modalidad, la central deba ser despachada por períodos superiores a 12 horas. Para representar el Ciclo Combinado se utiliza un modelo SimSEE desarrollado para ese propósito que permite especificar cómo se impone la restricción de combinación del ciclo, donde puede ser impuesta en el Paso de Tiempo o en forma independiente en cada Poste del Paso de Tiempo.

En la Sala de paso Semanal (Sala_MLP) sería demasiado exigente 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.

En la sala de paso de tiempo diario, se modela la restricción de combinación en modalidad On/Off Paso de tiempo, lo que estaría representando en forma más adecuada la restricción real.

4. Resultados.

4.1. Balance energético del semestre.

La demanda estimada a nivel de generación es, con confianza 90%, 5304 GWh con un error de ± 1.6 .

En la Tabla 18 se muestra el balance energético en el periodo 31/10/2020 al 30/04/2021 (26 semanas energéticas).

Tabla 18: Balance energético en el semestre.

Generación e importación.	GWh	%
Hidráulica	1700.5	30.3%
Térmica	804.9	14.3%
Biomasa	459.5	8.2%
Eólica	2387.8	42.5%
Solar	198.2	3.5%
Falla	0.6	0.0%
Imp. Argentina Contingente	2.2	0.0%
Imp. Argentina CC	58.7	1.0%
Imp. Brasil	0.1	0.0%
Total	5612.4	100%

Demanda, Excedentes y Exportaciones	GWh	%
Demanda	5303.8	47.0%
Excedentes renovables	65.1	0.6%
Exp. Argentina	192.6	1.7%
Exp. Brasil	53.8	0.5%
Total	11286.3	100%

4.2. Evolución de la cota del lago de Rincón de Bonete.

En la Figura 16 se muestra un año de la evolución de la cota de Bonete, del cuál la primer mitad corresponde al Período Estacional. Como se puede observar, durante el Período Estacional, la probabilidad de llegar al fondo del lago (70 m) o a la cota máxima de operación autorizada (80 m) es inferior al 5%.

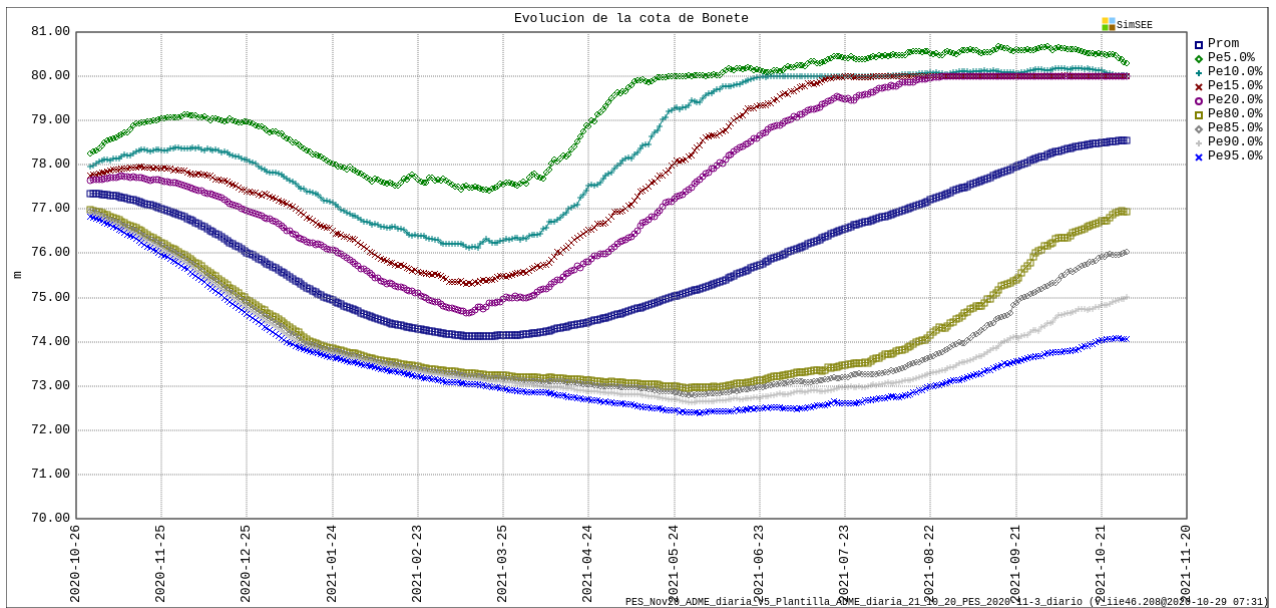


Fig. 16: Evolución de la cota de Bonete hasta octubre del año 2021.

4.3. Evolución de la cota de Palmar

En la Figura 17 se muestra la evolución de la cota de Palmar hasta octubre del año 2021.

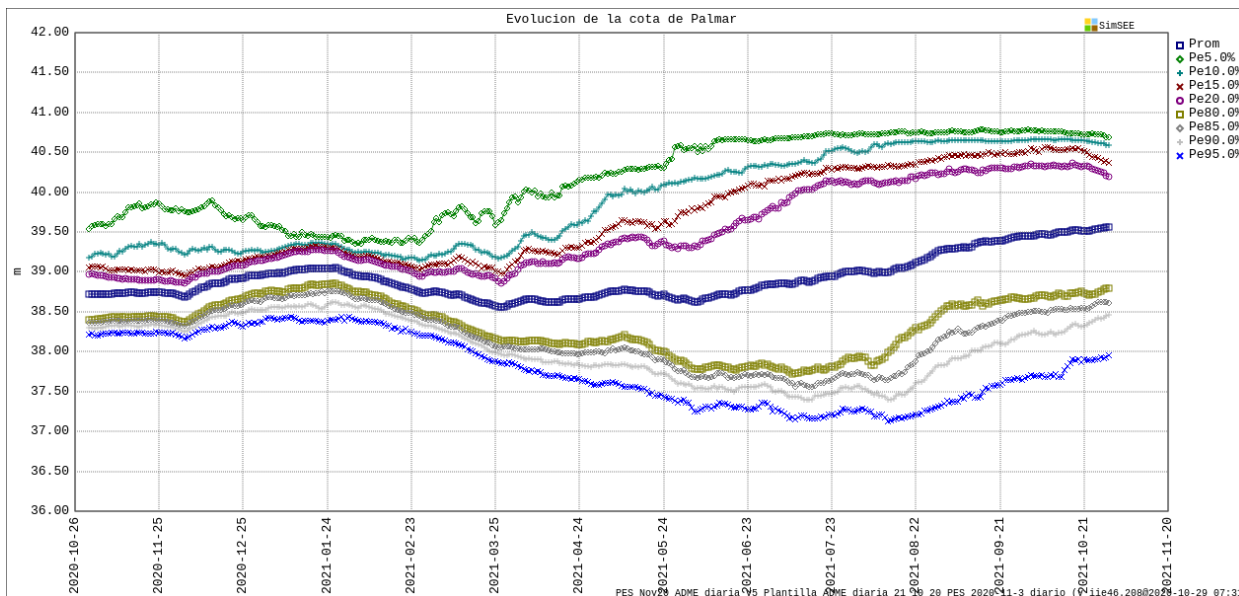


Fig. 17: Evolución de la cota de Palmar hasta octubre 2021

4.4. Evolución de la cota de Salto Grande

En la Fig. 18 se muestra la evolución de la cota de Salto Grande hasta octubre del año 2021. Se hace notar que la cota llega a los 30 m (Fondo de Lago) con probabilidad superior al 20% durante el Período Estacional. Esto se debe a que se supuso un requerimiento de erogado de la central de 600 m³/s correspondientes a la mitad uruguaya lo que no es posible cumplir en todos los casos. Este requerimiento corresponde a los períodos de tiempo en que la central es utilizada para el control del balance de potencia del sistema integrado uruguayo-argentino. Este control es ejercido en forma alternada entre Yacretá, Salto Grande y el Comahue dependiendo de la disponibilidad de generación e intentando alternar el uso de las mismas. Por lo tanto, en caso de bajar la cota de Salto Grande seguramente el control pasa a otra central y no se verificarán cotas de 30 m con las probabilidades de la Fig. 18. Se utilizó este modelado para ser conservadores respecto de la disponibilidad de potencia de Salto Grande en este Período Estacional y porque se inicia el Período estando la central con el referido requerimiento.

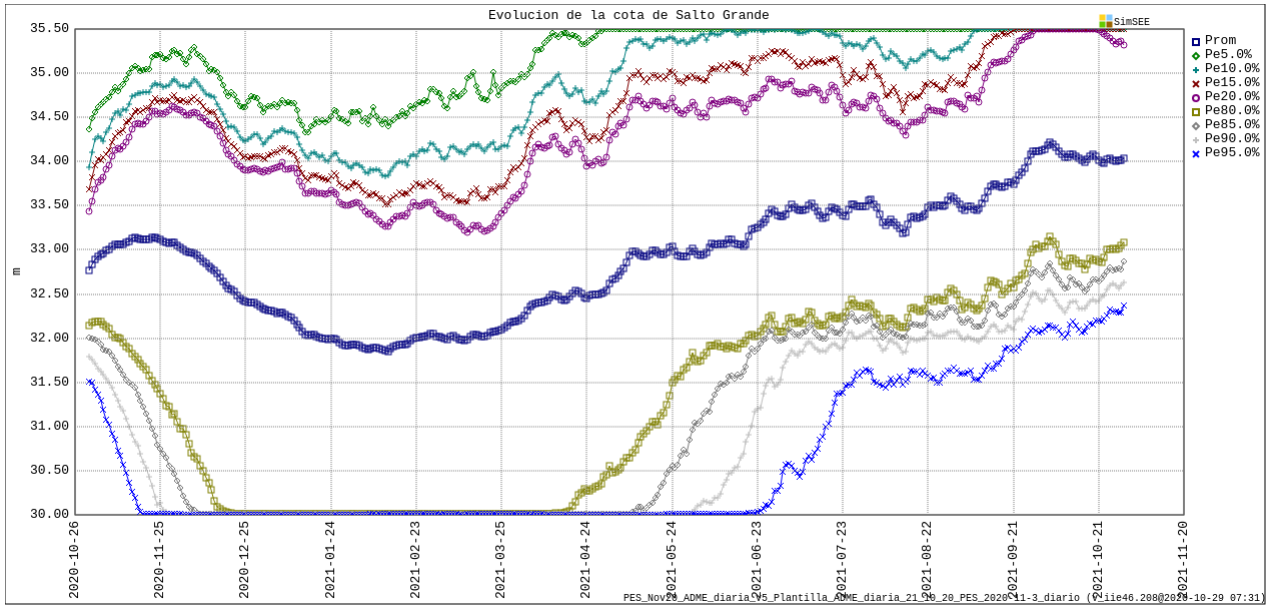


Fig. 18: Evolución de la cota de Salto Grande hasta octubre 2021

4.5. Costo Marginal del Sistema

En la Figura 19 se muestra la evolución del Costo Marginal Promedio Diario del Sistema hasta octubre del año 2021 en valor esperado (Prom) y con diferentes cortes de probabilidad.

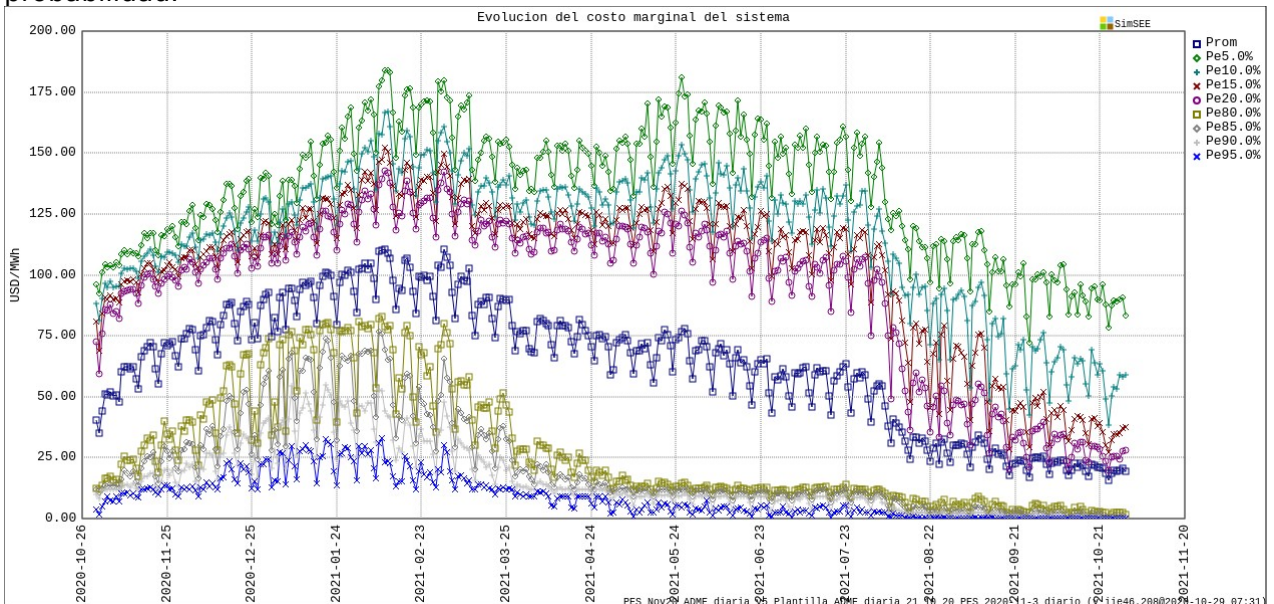


Fig. 19: Evolución del Costo Marginal Promedio Diario del Sistema hasta octubre del año 2021.

En el periodo estacional el Costo Marginal Promedio Diario del Sistema en promedio no supera los 110.6 USD/MWh y el valor esperado es de 82.5 USD/MWh.

La Fig.20 muestra la curva de permanencia del Costo Marginal Horario en el año simulado.

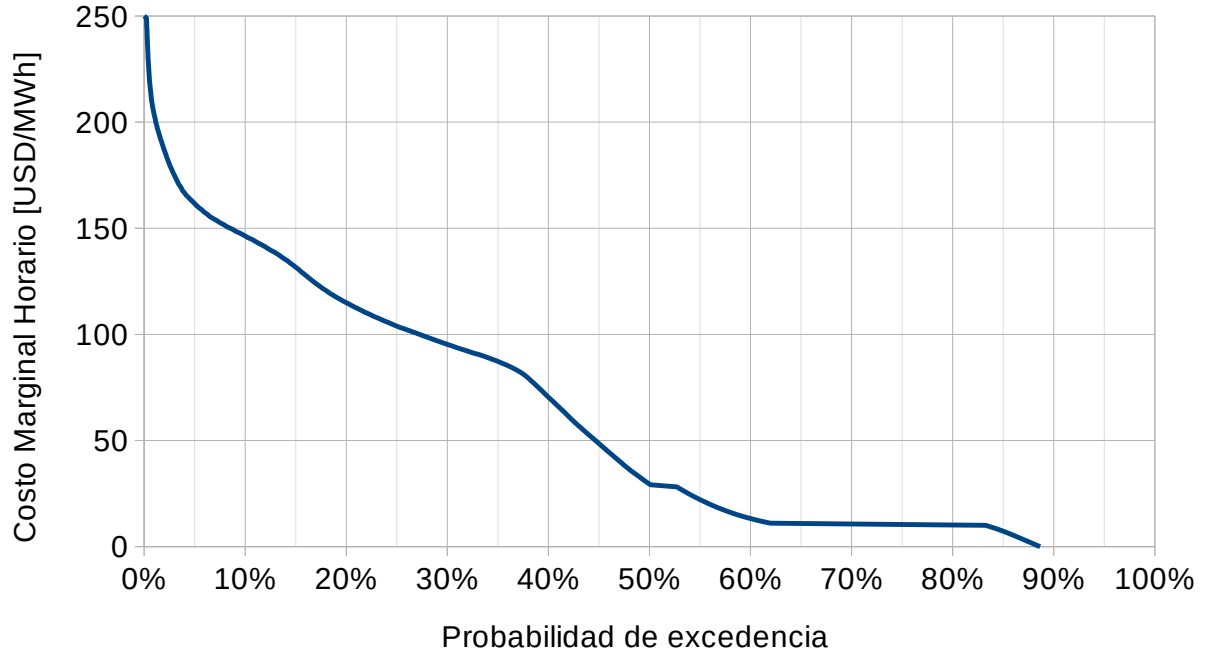


Fig. 20: Curva de permanencia del Costo Marginal Horario en el año simulado.

La Fig.21 muestra la evolución del Costo Marginal Horario en Valor Esperado y los cortes de probabilidad 10 y 90%.

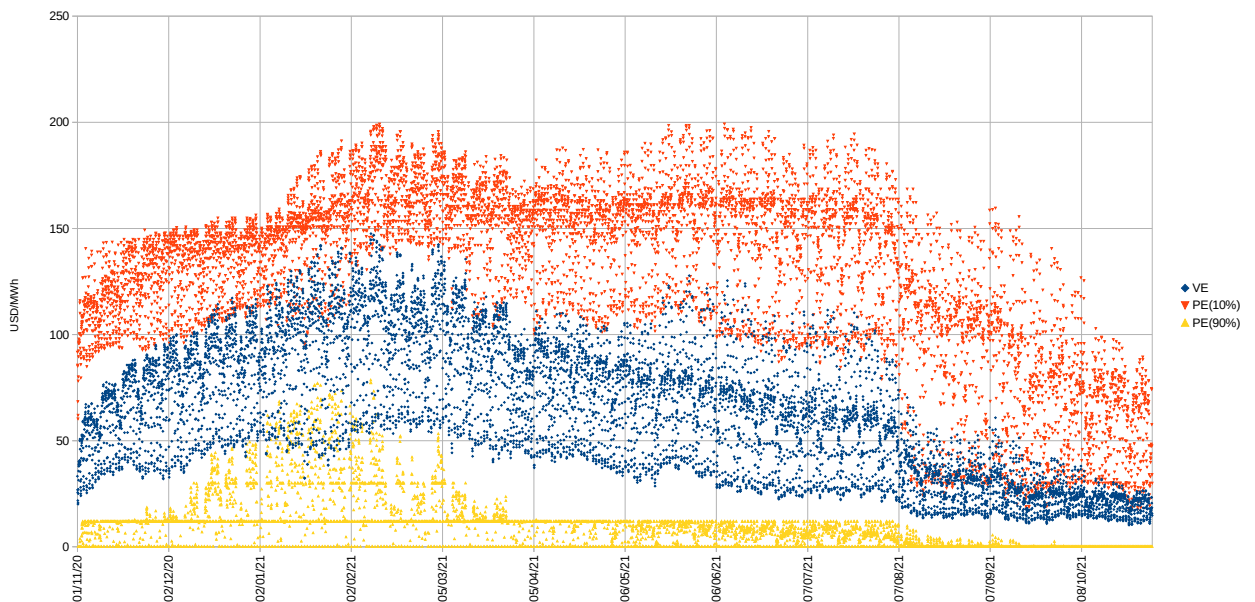


Fig. 21: Costo Marginal Horario del año simulado.

4.6. Despacho promedio

En la Figura 22 se muestra la generación por fuente hasta octubre del año 2021. Como se puede apreciar, para el Período Estacional (mitad izquierda de la figura) se espera un despacho de generación térmica importante (área marrón).

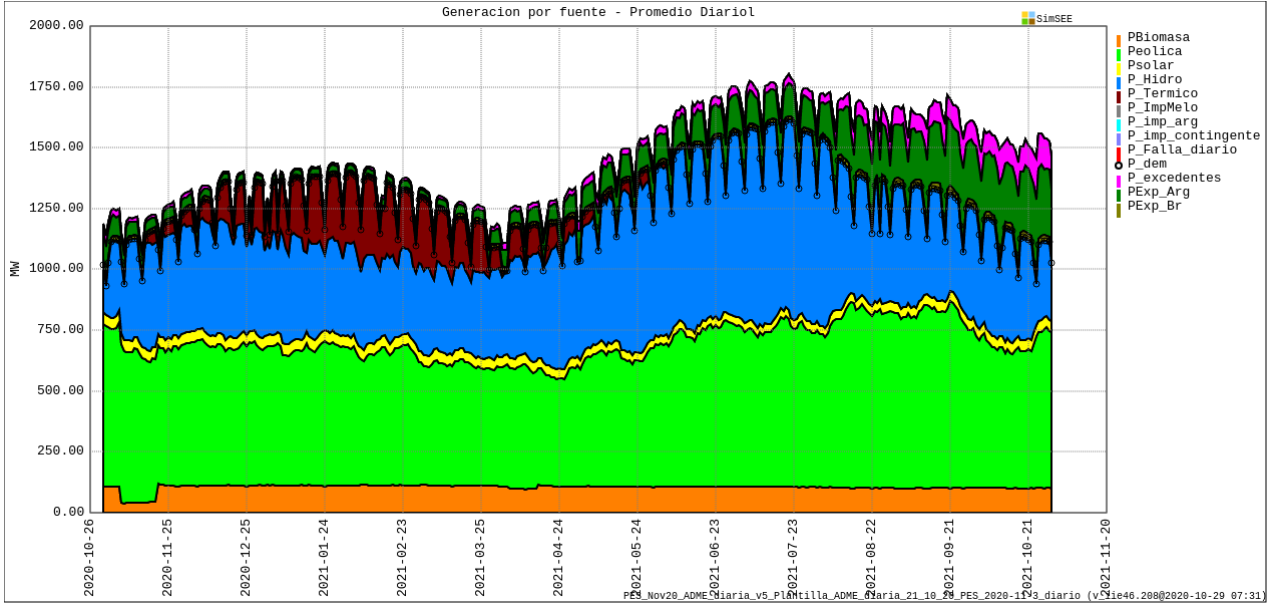


Fig. 22: Despacho promedio diario hasta octubre del 2021.

4.7. Despacho térmico acumulado

El despacho térmico acumulado hasta octubre del año 2021 se muestra en la Fig. 23.

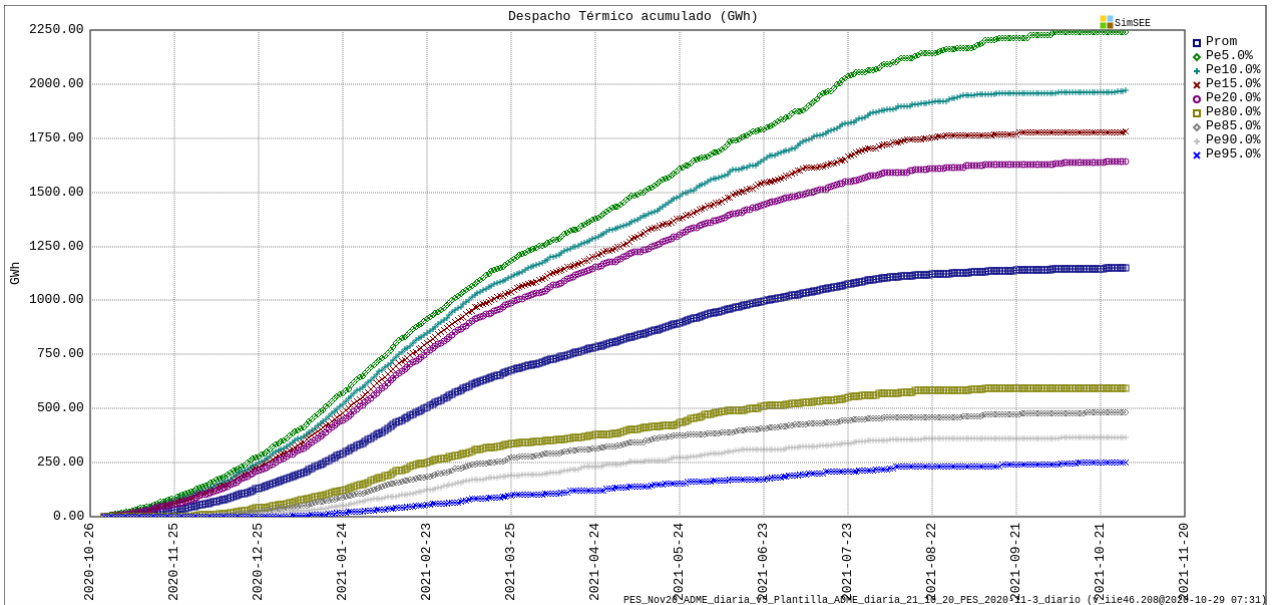


Fig. 23: Despacho térmico acumulado hasta octubre del año 2021.

En el Periodo Estacional el despacho esperado de generación térmica es de 805 GWh. Con probabilidad 10% excederá los 1326 GWh y con probabilidad 5% los 1429 GWh. Es importante hacer notar que estos valores no tienen en consideración las eventuales exportaciones de Excedentes Térmicos (como las que se están verificando hacia Brasil en la fecha de confección de este informe) y que por lo tanto, seguramente la generación térmica real supere con creces estos valores.

4.8. Despacho de Falla.

En la Figura 24 se muestra el despacho de Falla acumulado hasta octubre del 2021.

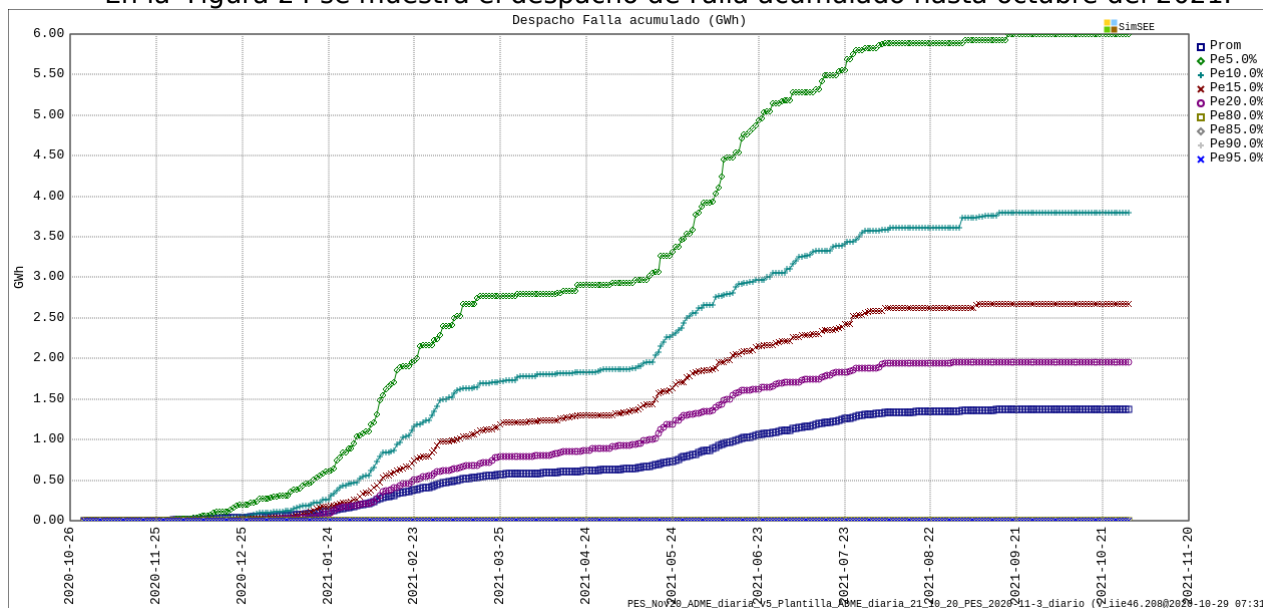


Fig. 24: Despacho de Falla acumulado hasta octubre del año 2021.

La energía de Falla acumulada en el Período Estacional es 0.6 GWh en valor esperado y el valor en riesgo de 5% de ser excedido es 2.9 GWh.

Estos valores son sustancialmente nulos sobre una Demanda de 5304 GWh.

La Fig.25 muestra la potencia de Falla promedio diaria con cortes de probabilidad. Como se puede apreciar, con probabilidad 1% de no ser excedida la potencia (promedio diario) de falla es inferior a 26 MW.

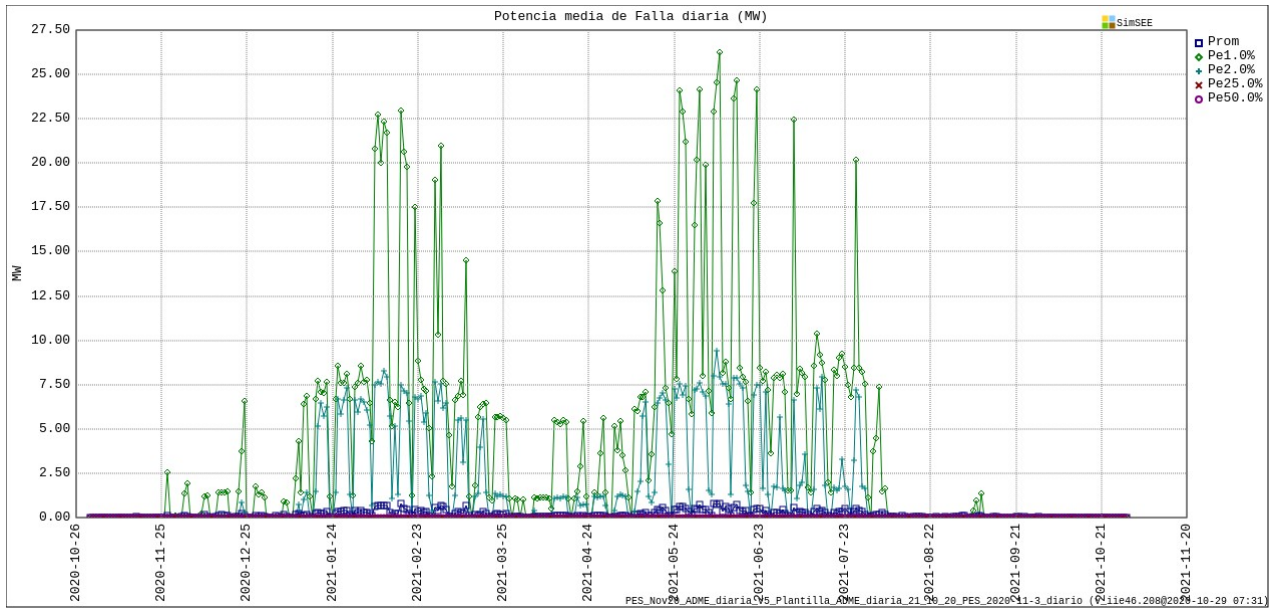


Fig. 25: Falla promedio diaria.

4.9. 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 a nivel de generación.

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

- Generación de biomasa (con excepción del generador Liderdat): Pago por energía 90 USD/MWh.
- Generación eólica (con excepción la generación asociada a ex-VECODESA²): 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.
- Potencia puesta a disposición de la generación térmica: Pago de 12 USD/MWh.
- Exportación hacia Argentina con un precio de 12 USD/MWh.
- Los escalones de Falla se valorizan según reglamentación vigente.

Se presenta en la Fig. 26 el CAD acumulado hasta octubre del año 2021.

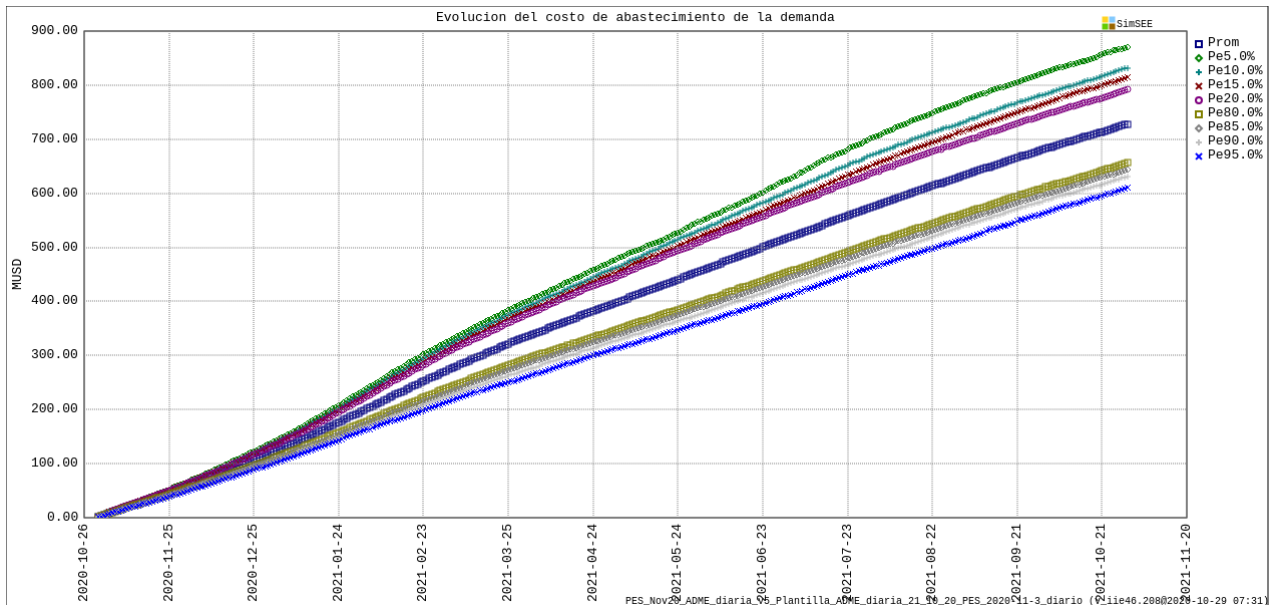


Fig. 26: Costo de Abastecimiento de la Demanda Acumulado hasta octubre del año 2021.

El CAD en valor esperado en el Periodo Estacional es de 394 MUSD y el valor en riesgo excedencia 5% es 473 MUSD.

2 Los 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 Matajojo, P.E. Villa Rodriguez, Ventus I y P.E. Julieta.

4.10. Valorización de los recursos al costo marginal.

En la Tabla 19 se muestra la valorización al costo marginal de los distintos recursos de generación y demanda a partir de la fórmula en la ec. 1. Los valores están en USD/MWh y se presentan para el Periodo Estacional (Semestre) y para el año completo simulado (Año).

$$Val_{Cmg} = \left(\frac{\sum_{k=1}^{NHoras} E_h^k \cdot cmg_h^k}{\sum_{k=1}^{NHoras} E_h^k} \right)_k$$

ec. 1: Cálculo de la valorización de los recursos y demanda al cmg.

Siendo:

- E_h^k : Energía 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.

Tabla 19: Valorización marginal en USD/MWh.

	Demanda	Eólica	Solar	Hidráulica	Térmica	Biomasa
Semestre	86.8	63.0	94.5	89.8	129.1	86.2
Año	67.0	46.6	71.2	58.2	134.3	67.0

5. Glosario.

En este documento las palabras en mayúsculas tienen el significado que se les da a continuación.

- Banda Horaria. Agrupamiento de horas de un Paso de Tiempo por tener similar requerimiento de potencia. Por ejemplo, grupo de horas del Pico de la Demanda.
- CEGH. Refiere a un tipo de modelado de proceso aleatorios usado por SimSEE. Estos modelos conservan las Correlaciones en un Espacio Gaussiano y los Histogramas de amplitud de las series temporales utilizadas para su entrenamiento. Las siglas CEGH significan precisamente (Correlaciones en Espacio Gaussiano con Histogramas).
- CMO. Costo Marginal Operativo. Es la denominación utilizada en Brasil para referirse al Costo Marginal de generación.
- Costo Futuro. Refiere al valor esperado del costo de futuro de operar el sistema.
- Crónicas. Hacia el futuro refiere a las realizaciones de los procesos estocásticos o a las series temporales resultantes de una simulación (que son realizaciones de procesos estocásticos). Hacia el pasado puede referir también a realizaciones de procesos estocásticos simulados o a la realización histórica.
- Demanda Neta. Se refiere al requerimiento de Potencia en una hora calculado como la Demanda real del sistema menos las energías no-gestionables (eólica, solar, biomasa autodespachada).
- Excedentes Térmicos. Se refiere a la energía generable con las centrales térmicas no despachadas para el SIN. Estas centrales son ofrecidas a los países vecinos.



- Optimización. Se refiere a la etapa en la que se obtiene la política óptima de operación. Actualmente en SimSEE esto se realiza resolviendo el problema de Optimización Dinámica Estocástica con el algoritmo clásico de Bellman.
- Paso de tiempo. Período de tiempo utilizado para realizar las simulaciones. En cada paso de tiempo se asegura el balance energético. El Paso de Tiempo puede estar a su vez sub-dividido en Postes en los que también se asegura el balance energético.
- Patamar. Es el nombre utilizado en Brasil para referirse a las Bandas Horarias. Utilizan tres Patamares para de Carga Leve, Media y Pesada identificando las horas de menor requerimiento de potencia, requerimiento medio y requerimiento alto respectivamente.
- Período Estacional. Se refiere al semestre sobre el que se está realizando la Programación Estacional de Largo Plazo.
- PLD. Es el Precio de Liquidación de Diferencias, utilizado en Brasil para valorizar las transacciones en el mercado mayorista fuera de contratos. Se calcula a partir del CMO aplicando un precio piso y un precio techo.
- Política de Operación. Es el resultado de la Optimización y permite determinar dado el Estado del Sistema cuál es el despacho a realizar que minimiza el valor esperado de la operación futura.
- Poste. Es una subdivisión del Paso de Tiempo a los efectos de una mejor representación de los requerimientos de potencia.
- Postizado. Acción de definir el agrupamiento de horas de un Paso de Tiempo en los Postes que lo subdividen.
- Postizado Dinámico. Se refiere a la acción de realizar el Postizado durante la Optimización y Simulación, calculando en cada paso de tiempo la Demanda Neta y realizando el Postizado en base a la misma.
- Programación Estacional o Programación Estacional de Largo Plazo. Se refiere al conjunto de estudios establecidos en el Título IV del Decreto 360/2002 establece que el DNC debe realizar la Programación Estacional de Largo Plazo (artículos 127 a 131)
- Sala SimSEE. Archivo con la descripción de un sistema de energía eléctrica para su optimización/simulación con SimSEE.
- SimSEE. Plataforma de Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica.
- Simulación. Se refiere a realizar la simulación de la operación del sistema en base a una Política de Operación obtenida mediante una Optimización.



6. Índice.

Contenido:

1. Resumen ejecutivo.....	1
1.1. Introducción.....	2
2. Principales hipótesis.....	3
2.1. Demanda.....	3
2.2. Escalones de Falla.....	3
2.3. Potencia y disponibilidad de los generadores.....	4
2.4. Situación hidrológica y clima.....	4
2.5. Combustibles.....	8
Parque térmico.....	9
Coeficiente de disponibilidad de las unidades generadoras:.....	9
2.6. Mantenimientos programados.....	10
En las Tablas 7, 8 y 9 se muestran los diagramas Gantt con el cronograma propuesto para los mantenimientos de las unidades de generación térmica de UTE en el período octubre 2020 - diciembre de 2022.....	10
2.7. Generadores en base a biomasa existentes.....	14
2.8. Nueva generación asociada al proyecto UPM2.....	15
2.9. Moto generadores.....	16
2.10. Respaldo no-hidráulico del SIN.....	17
2.11. Generadores Solares-Fotovoltaicos.....	18
2.12. Generadores Eólicos.....	18
2.13. Red de transmisión.....	19
2.14. Comercio regional - Importación.....	20
2.14.1) Con Argentina.....	20
2.14.2) Con Brasil.....	20
2.15. Comercio regional - Exportación.....	20
2.15.1) Con Argentina.....	20
2.15.2) Con Brasil.....	20
2.15.3) Excedentes térmicos.....	21
3. Modelo del SIN.....	21
3.1. Salas SimSEE.....	21
3.1.1) Sala de Largo Plazo (Sala_LP).....	21
3.1.2) Horizontes y paso de tiempo.....	22
3.2. Sala Mediano Largo Plazo (Sala_MLP).....	22
3.2.1) Enganche con Sala_LP.....	23
3.2.2) Horizontes y paso de tiempo.....	23
3.2.3) Parámetros de Optimización.....	23
3.3. Sala PES_Nov20_ADME_diaria.....	24
3.3.1) Enganche con Sala_MLP.....	24
3.3.2) Horizontes y paso de tiempo.....	24
3.3.3) Parámetros de Optimización/Simulación.....	24
3.4. Estado inicial del SIN a la fecha de inicio de la simulación.....	25
3.5. Modelo de Demanda.....	25
3.6. Controles de cota de los lagos por seguridad del SIN.....	26
3.7. Modelo del Ciclo Combinado.....	26
4. Resultados.....	27
4.1. Balance energético del semestre.....	27



4.2. Evolución de la cota del lago de Rincón de Bonete.....	28
4.3. Evolución de la cota de Palmar.....	29
4.4. Evolución de la cota de Salto Grande.....	29
4.5. Costo Marginal del Sistema.....	30
4.6. Despacho promedio.....	32
4.7. Despacho térmico acumulado.....	32
4.8. Despacho de Falla.....	33
4.9. Evolución del Costo de Abastecimiento de la Demanda (CAD).....	35
4.10. Valorización de los recursos al costo marginal.....	36
5. Glosario.....	36
6. Índice.....	38