



Programación Estacional (PES) Noviembre 2018 – Abril 2019

***ADME Octubre 2018
Montevideo - Uruguay***

En la elaboración de esta Programación Estacional trabajaron:

Por ADME – Gerencia Técnica y Despacho Nacional de Cargas:

María Cristina Álvarez, Felipe Palacio, Pablo Soubes, Eliana Cornalino y Ruben Chaer.

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

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

Fecha: 31/10/2018

Última actualización: 31/10/2018

1 Resumen Ejecutivo

En el presente informe se analizan las hipótesis y principales resultados de la Programación Estacional Noviembre 2018 – Abril 2019.

La probabilidad de que ocurra el fenómeno de El Niño en los próximos meses es mayor al 50% y se mantiene en estos niveles para el próximo verano. Este fenómeno provoca un sesgo en las lluvias hacia valores por encima de la media en esta región de América.

Las principales hipótesis de la PES se detallan a continuación:

- Para el modelado variable de la demanda se usa un CEGH (sintetizador CEGH “DP-DL-DV”) que incorpora el efecto de la temperatura sobre cada uno de los bloques horarios de la demanda (Pico, Llano, Valle).
- Se considera la proyección de demanda realizada por el Grupo de Demanda de UTE en Octubre de 2018.
- No se consideran ingresos de potencia de expansión de ninguna fuente en el período analizado.
- La entrada en servicio de la combinación del ciclo de la central de Ciclo Combinado se fija el 15/01/2019 .
- El costo variable combustible se considera calibrado para un precio del barril de petróleo WTI de 66 USD/Barril (siguiendo las proyecciones de EIA).
- No se representan limitaciones en el abastecimiento de combustibles fósiles durante el período de tiempo a considerar.
- Las importaciones se modelan con baja disponibilidad y costos a niveles de Falla.
- Se utiliza una limitación en la cota mínima de operación del lago de Bonete, mediante una penalización económica de 300 USD/MWh para aquellas situaciones en las que la cota esté por debajo de 72,3 m.
- Se realiza un ajuste de los factores de capacidad de los parques eólicos de manera que el valor total resultante de todo el parque generador eólico sea de un 40% anual.
- Se actualizan los consumos específicos a pleno y los costos variables no combustibles de las unidades generadoras térmicas de UTE, según información suministrada por la Gerencia de Generación de UTE.

Casos Estudiados:

Caso Base: sin disponibilidad de Gas Natural.

Para este caso se construye una sala SimSEE de paso semanal y otra de paso diario. En el Anexo se muestran los resultados de la sala diaria y comparaciones de resultados entre la sala de paso semanal y la diaria.

Caso 2: Para el caso alternativo se supone una disponibilidad de Gas Natural (GN) entre Noviembre de 2018 y Abril de 2019 de alrededor de 2.4 millones de m³ por día a un costo de 6 USD/MBTU. Este volumen alcanzaría sólo para abastecer el Ciclo Combinado, por lo tanto se supondrá disponibilidad nula de gas natural argentino para PTA.



Para el Caso 2 se utiliza una sala SimSEE de paso semanal y los resultados pueden observarse en el cuerpo del informe.

Los principales resultados para el semestre analizado son:

- **CAD:** El costo total de abastecimiento de la Demanda en valor esperado es de 328 MUSD para el caso Base y 311 MUSD para el caso 2. Estos valores corresponden con lo acumulado al 04/05/2019.
- **CMG:** El valor esperado del Costo Marginal del Sistema se encuentra por debajo de los 90 USD/MWh para el Caso Base y por debajo de los 60 USD/MWh para el Caso 2.
- **Cota de Bonete:** En valor esperado la cota de Bonete se mantiene por arriba de los 75 m y con probabilidad de excedencia del 90% se mantiene por encima de los 72 m, para ambos casos analizados.
- **Despacho Térmico y Falla Acumulado:** El despacho de generación térmica y ocurrencia de Falla en el semestre en valor esperado es de 244 GWh para el caso Base y de 255 GWh para el caso 2. Estos valores corresponden con lo acumulado al 04/05/2019.

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

2 Principales hipótesis

Se detallan a continuación las principales hipótesis consideradas para la realización de la Programación Estacional Noviembre 2018 – Abril 2019.

2.1 Demanda y Falla

Se presenta a continuación la previsión de demanda en la Tabla 1. Los datos presentados corresponden a la proyección del grupo de demanda de UTE, realizada en octubre de 2018.

		Energías en GWh	
Año	Tipo	Escenario Base	Incremento
2009	REAL	8.995	2.45%
2010	REAL	9.394	4.43%
2011	REAL	9.805	4.38%
2012	REAL	10.048	2.47%
2013	REAL	10.315	2.66%
2014	REAL	10.388	0.71%
2015	REAL	10.513	1.21%
2016	REAL	11.180	6.34%
2017	REAL	10.784	-3.54%
2018	PREVISIÓN	11.281	4.61%
2019	PREVISIÓN	11.532	2.22%
2020	PREVISIÓN	11.825	2.55%
2021	PREVISIÓN	12.082	2.17%
2022	PREVISIÓN	12.397	2.60%
2023	PREVISIÓN	12.726	2.66%

Tabla 1: Demanda real y previsión del año 2009 al 2023

En la Tabla 2 se muestra la duración de los postes considerados. Los postes 1 y 2 corresponden al pico, el poste 3 al resto y los postes 4 y 5 al valle.

Poste	Horas/semana
1	5
2	30
3	91
4	28
5	14

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

En la Tabla 3 a continuación se muestra la representación de la Falla. El tipo de cambio considerado es de 32,96, correspondiente al valor BCU interbancario vendedor del 12/10/2018.

Escalones de Falla (% de demanda)	Costo de Falla (\$U/MWh)	Costo de Falla (US\$/MWh)
Entre 0 y 2	7.943	241
Entre 2 y 7	19.776	600
Entre 7 y 14.5	79.104	2400
Entre 14.5 y 100	131.840	4000

Tabla 3: Escalones y costo de Falla según reglamentación vigente

Para el modelado variable de la demanda se usa el CEGH (sintetizador CEGH “DP-DL-DV”) que incorpora el efecto de la temperatura sobre cada uno de los bloques horarios de la demanda (Pico, Llano, Valle) presentada en la Programación Estacional anterior.

El crecimiento proyectado se representó a partir de los valores anuales que se muestran en la Tabla 4. Dichos factores multiplican los correspondientes valores del modelo CEGH.

	valle	llano	pico
01/01/2018	1035.6	1393.2	1564.6
01/01/2019	1057.2	1426.8	1600.0
01/01/2020	1083.1	1458.9	1636.3
01/01/2021	1108.3	1491.4	1674.6
01/01/2022	1136.3	1533.6	1718.9
01/01/2023	1168.9	1572.0	1764.9

Tabla 4: Valores anuales de la demanda para valle, llano y pico para los años 2018 a 2023

La descripción de este modelado de la demanda se puede consultar en detalle en los Anexos 4 y 5 de la Programación Estacional Mayo – Octubre del 2018¹.

2.2 Situación hidrológica y clima

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

El sistema se encuentra, en la semana 42 de 2018, en clase hidrológica 5 y continuará en ese nivel al menos por 4 semanas, pasando luego a clase 4, en caso de no ocurrir lluvias.

En las Fig. 1, Fig. 2 y Fig. 3 se observan las excedencias de la energía afluente al Río Uruguay, al Río Negro y el total hidráulico.

1 http://www.adme.com.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_975/PES_Mayo_Octubre_2018.pdf

Energía Terra- semana 1 a 42

Excedencia Terra-2018 = 66.1%, ubicada en el lugar número 73 de la serie de crónicas 1909 - 2017
 10 más secas : 1989,1945,1917,1943,1944,1916,1933,1935,2006,1979

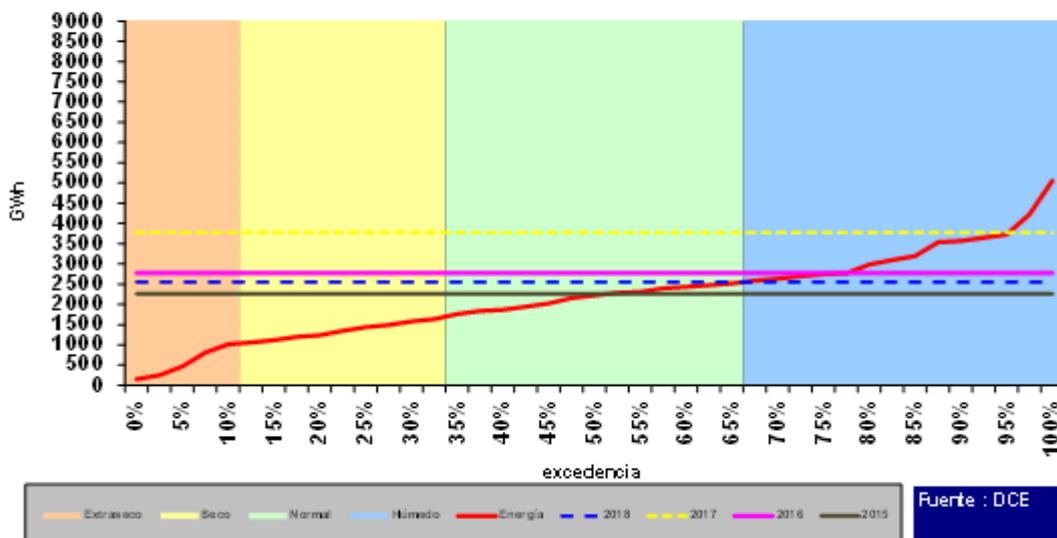


Fig. 1: Excedencia de energía afluente del Río Negro

Energía SGU- semana 1 a 42

Excedencia SGU-2018 = 43.1%, ubicada en el lugar número 48 de la serie de crónicas 1909 - 2017
 10 más secas : 1917,1945,2006,1944,1927,1968,1933,2012,1951,2004

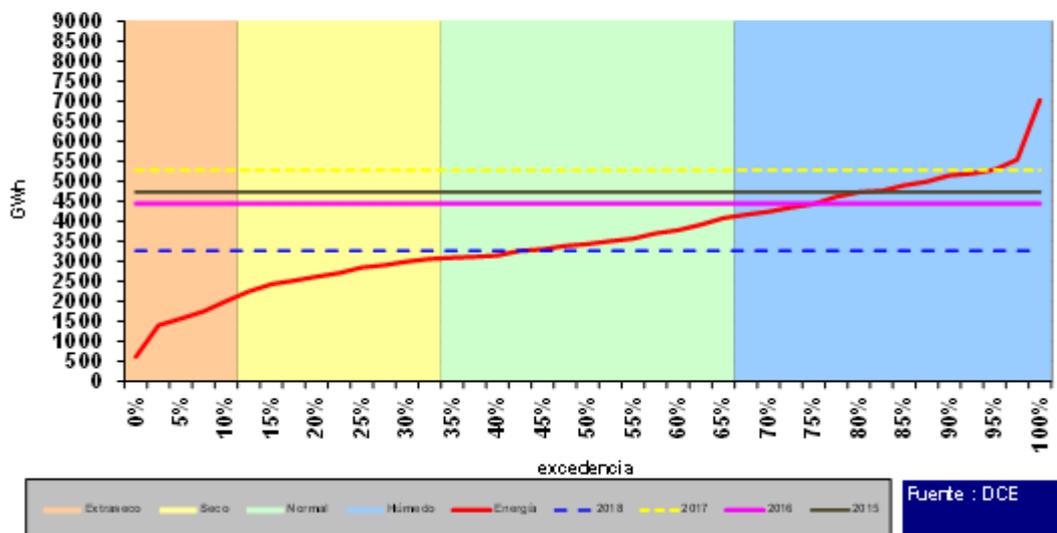


Fig. 2: Excedencia de energía afluente del Río Uruguay

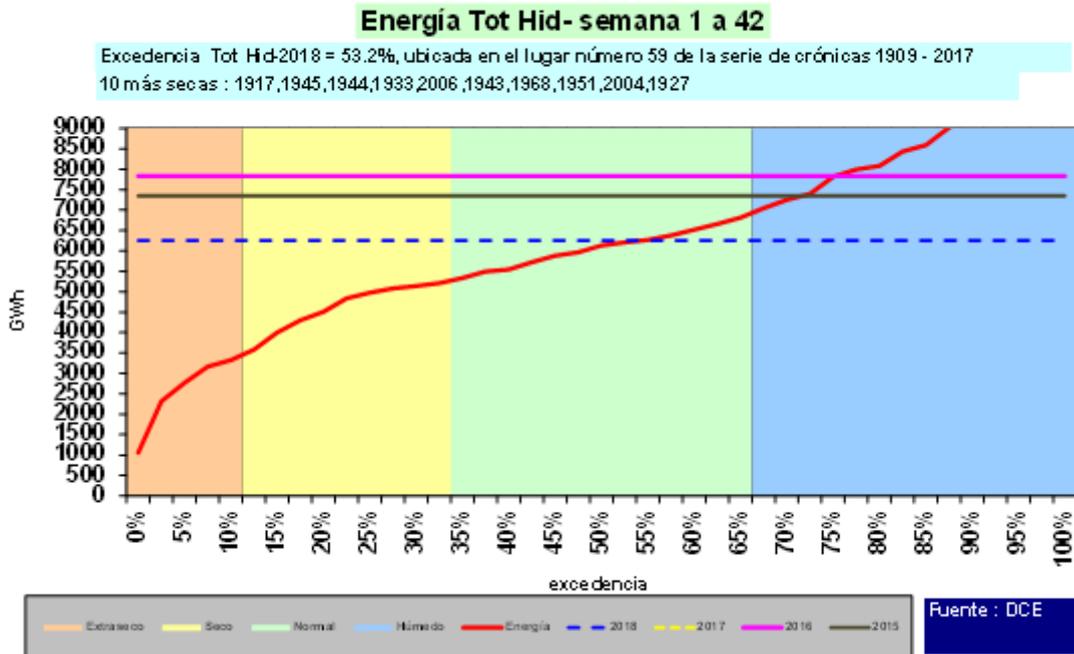


Fig. 3: Excedencia de energía afluente total hidráulico

La Fig. 4 muestra el agua disponible en suelos y agua no retenida (INIA Setiembre 2018 ²)

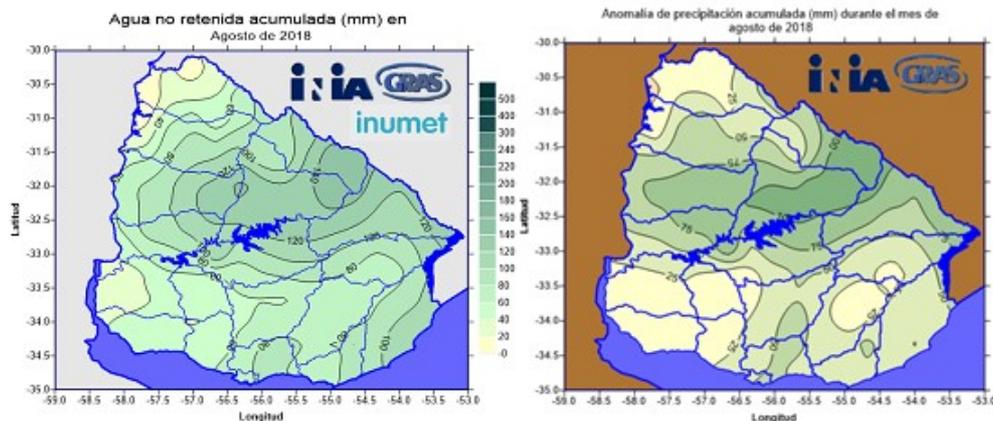


Fig. 4: Agua disponible y agua no retenida. (Fuente INIA, Setiembre 2018)

Previsión climática para el trimestre Setiembre – Octubre – Noviembre del 2018 (SON/2018)

Los modelos analizados señalan un aumento en la temperatura superficial del mar en el Pacífico ecuatorial para el trimestre Setiembre-Octubre-Noviembre de 2018, indicando la previsión de una posible ocurrencia del fenómeno de El Niño para este trimestre, aunque todavía no es posible estimar la intensidad de este episodio.

2 <http://www.inia.uy/Publicaciones/Paginas/publicacionAINFO-58995.aspx>

La Fig. 5 muestra las probabilidades de precipitaciones de Brasil. Se observa la previsión climática estacional por tercil (categorías debajo del rango normal, dentro del rango normal y por encima del rango normal), generada por método objetivo (CPTec / INPE, INMET y FUNCEME). Las áreas en blanco indican patrón climatológico (igual probabilidad para las tres categorías). Para casi toda la región sur y el sur del estado de São Paulo lo más probable es que se encuentre en el tercil con lluvia acumulada por encima del rango normal.

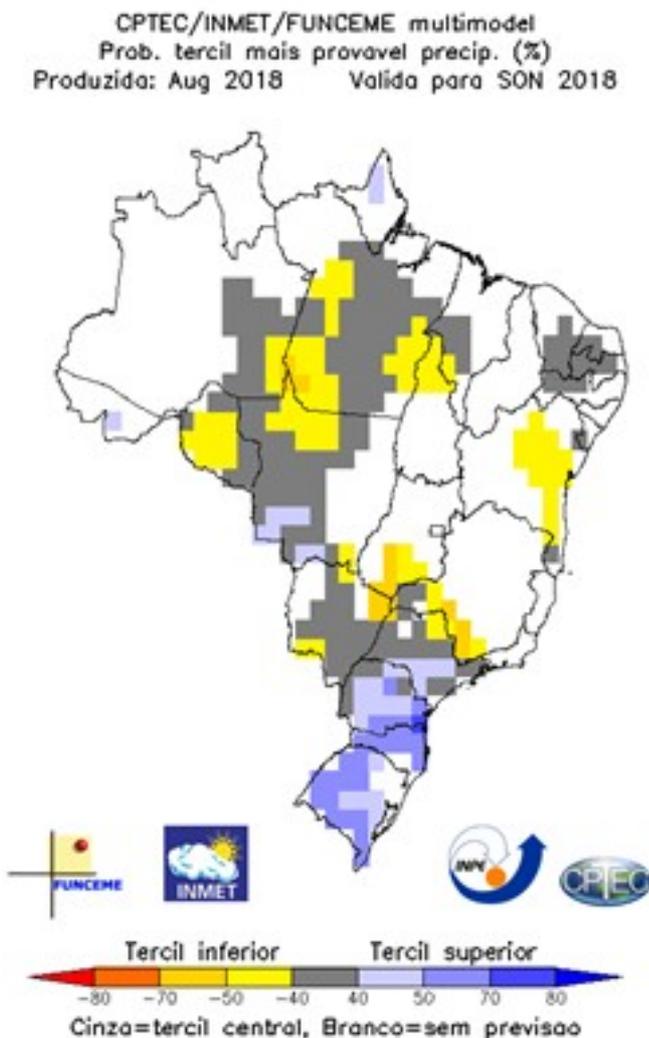


Fig. 5: Previsión Climática estacional por tercil

La Fig. 6 y la Fig. 7 muestran la proyección de largo alcance del IRI, que presenta estadísticas y proyecciones de mayor alcance temporal del índice N34 y las probabilidades de configuración de una Niña o Niño.

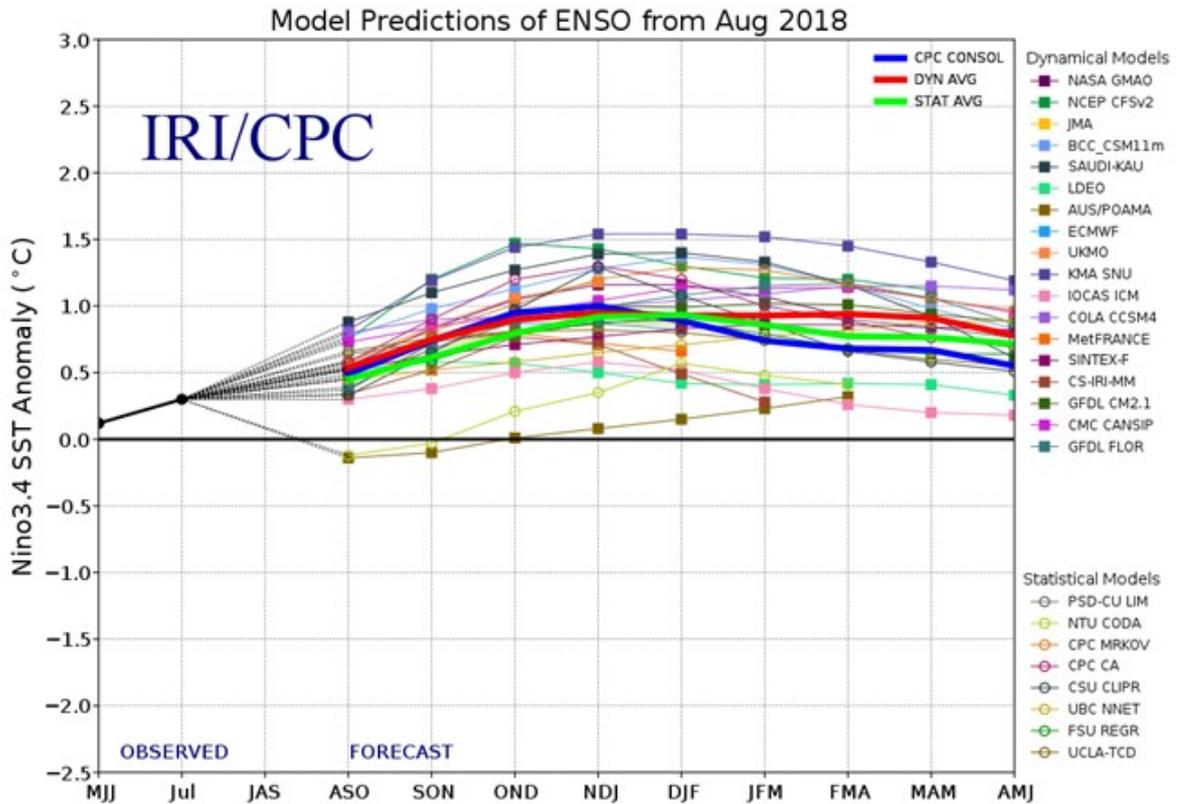


Fig. 6: Modelos de previsión del Niño/Niña.

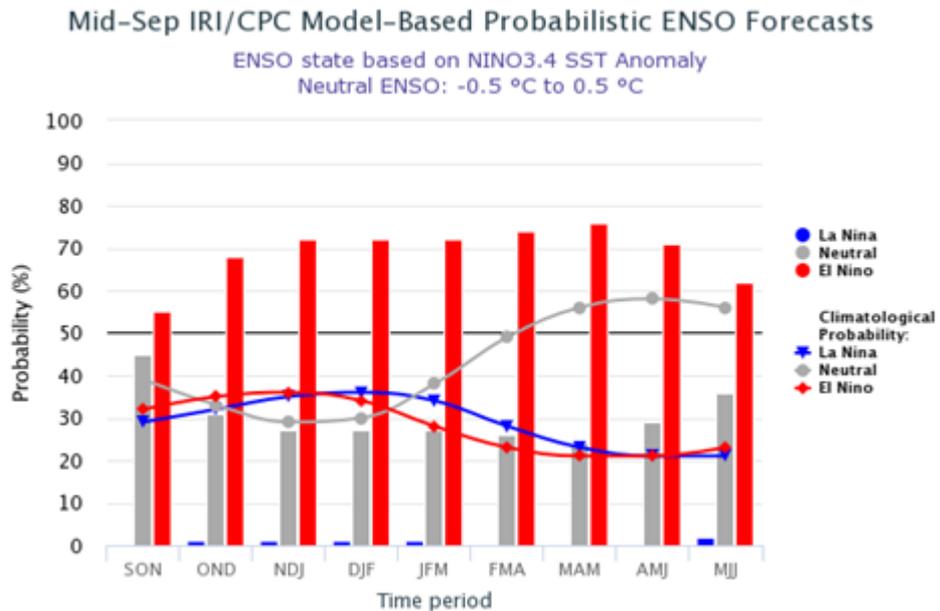


Fig. 7: Previsión Niño/Niña

2.3 Combustibles.

2.4 Proyección de precios.

El pronóstico de precio del barril de petróleo se obtiene de la página de la EIA (US Energy Information Administration). Se resuelve considerar un valor base de 66 USD/barril, evolucionando con tendencia según proyecciones de EIA (ver Fig. 8).

A partir del precio del barril de petróleo, se estima un diferencial por tipo de combustible derivado y se incorporan los costos de internación proporcionados por ANCAP resultando los valores que se muestran en la Tabla 5.

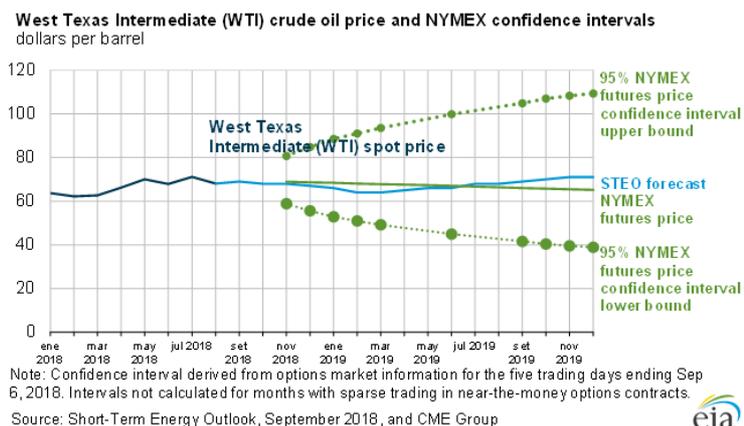


Fig. 8: Proyección precio WTI. (fuente EIA)

La referencia para el valor del crudo Brent se toma igual que el WTI, según valores actuales.

REF WTI (U \$\$/Barril): 66			
Combustibles	U \$\$/m3	Densidad	U \$\$/T
Gasoil	600.0	0.845	710.1
Fueloil	501.2	1.030	486.6
Fueloil Motores	491.5	1.010	486.6

Tabla 5: Precio de combustible derivado

Respecto al Gas natural se asume que en el período de Noviembre 2018 a Abril de 2019 habría disponibilidad ocasional proveniente de Argentina. El volumen máximo disponible sería de alrededor de 2.4 millones de m3 por día a un costo de 6 USD/MBTU. Este volumen sólo alcanzaría para abastecer el Ciclo Combinado, por lo tanto se supondrá disponibilidad nula de gas natural argentino para PTA.

Se realiza un caso alternativo (**Caso 2**) modelando el Ciclo Combinado con GN en el período de Noviembre 2018 a Abril 2019 antes mencionado, para comparar con el **Caso Base**.

Se utilizan los precios mostrados en la Tabla 6.

Se utiliza para PTB un consumo específico de verano de 190.3 sm³/MWh para ciclo combinado y de 287 sm³/MWh para ciclo simple³

	Precio del Combustible US\$/m ³	Incremental US\$/MWh	Variable Total pleno US\$/MWh	Variable Total mínimo US\$/MWh	Variable No Combustible US\$/MWh
CC TG1	162.6	67.4	77.8	130.3	8.5
PTB - CC cerrado	162.6	44.9	51.6	95.1	8.5

Tabla 6: Costos variables con Gas Natural

2.5 Parque térmico

2.5.1) Datos técnicos.

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

Se considera la planta de Ciclo Combinado en Punta del Tigre según el cronograma mostrado en la Tabla 7.

Potencia por turbina (MW)	01/01/2018	15/01/2019	15/03/2019
TG1:	181	85%	85%
TG2:	181	85%	85%
TV:	181	0%	85%

Tabla 7: Cronograma de disponibilidad del Ciclo Combinado

Se considera una vida útil del Ciclo Combinado de 20 años, costos de operación y mantenimiento aproximadamente de 8.5 US\$/MWh operando con Gas Oil.

En la Tabla 8 se muestran los costos variables para el despacho para un precio del barril de petróleo de 66 USD/MWh y suponiendo generación en base a Gas Oil y Fuel Oil. Se actualizaron los costos no combustibles y consumos específicos de las unidades térmicas según datos provistos por la Subgerencia de Combustibles y Consumibles Críticos de UTE.

Valores a ingresar en el modelo, WTI 66 U\$S/bbl								
Unidad	Potencia pleno PCN (MW)	PminTH (MW)	Consumo específico carga pleno gr/kWh	Consumo específico carga mínima gr/kWh	Variable Combustible U\$S/MWh	Variable No Combustible U\$S/MWh	Variable Total pleno U\$S/MWh	Variable Total mínimo U\$S/MWh
C.Battle Motores	10.0	1.0	256.00	256.00	124.6	14.9	139.5	139.5
PTA 1-6	48.0	15.0	252.00	390.60	178.9	11.8	190.8	289.2
CTR	104.0	20.0	298.50	611.93	212.0	7.2	219.2	441.7
PTA 7 y 8	24.0	0.3	247.00	6113.25	175.4	10.1	185.5	4350.9
PTB - CC abierto	181.3	29.9	256.50	481.00	182.1	8.5	190.6	350.0
PTB - CC cerrado	539.3	71.3	170.00	351.00	120.7	8.5	129.2	257.7

Tabla 8: Costos variables para el despacho. (@WTI = 66 USD/bbl)

2.5.2) Coeficiente de disponibilidad de las unidades generadoras

Dado que durante 2018 la convocatoria de las unidades térmicas ha sido baja debido a la alta hidráulica, se mantiene el modelado usado en programaciones anteriores

La Tabla 9 muestra los valores de indisponibilidad fortuita (dichos valores se van reduciendo porque no se dispone de planes de mantenimiento programado ajustados más allá de 2020).

	CBO Motores	Punta del Tigre	Punta del Tigre 7 y 8	CTR La Tablada
Coef de Disponibilidad	75%	80%	90%	75%
Desde el 1/4/2018	75%	80%	80%	75%
Desde el 1/1/2020	65%	70%	80%	70%

Tabla 9: Coeficientes de disponibilidad de unidades térmicas

2.5.3) Mantenimiento programado

Se utiliza el Plan Anual de Mantenimiento (PAM) vigente de Octubre del 2018⁴.

2.6 Generadores de fuente eólica, solar y biomasa

2.6.1) Biomasa

Los valores de la Tabla 10 corresponden a una aproximación en base a su generación a los efectos de simular la energía disponible de cada recurso en el período estacional y no son válidos como determinantes de la disponibilidad real de las respectivas centrales de generación.

Para el caso de Bioener y Fenirol, como dichas centrales tienen acuerdos con UTE por los cuales, pueden reducir la generación cuando a ambas partes les resulta conveniente, se optó por modelar dichas centrales como un recurso despachable con costo variable de 30 USD/MWh y con un pago por disponibilidad de 60 USD/MWh.

4 http://www.adme.com.uy/dbdocs/Docs_secciones/nid_1069/Informe_PAM_Octubre18_Marzo19.pdf

Para los generadores que figuran con factor de disponibilidad f.d.=1, la potencia disponible se determinó con la generación entregada a la red durante el 2016 (excluyendo los períodos de mantenimiento declarados).

Para los generadores Ponlar, Liderdat y Fenirol, la potencia disponible queda determinada por los valores calculados en estudios previos. Los valores considerados en las simulaciones son los que se muestran en la Tabla 10.

Generador	Potencia Efectiva(MW)	f.d. (p.u.) fortuita	TMR (horas)	cv (USD/MWh)
Weyerhaeuser	1.2	1	0	0
UPM	20	0.8	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	0.78	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	165

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

2.6.2) Eólica

En la Tabla 11 se muestra la generación eólica existente.

Central Generadora	Agente Generador	Departamento	Potencia Autorizada (MW)	Fecha de inicio
CARACOL 1 del PARQUE EÓLICO ING. EMANUELE CAMBILARGIU	UTE	MALDONADO	10.0	10-02-2009
CARACOL 2 del PARQUE EÓLICO ING. EMANUELE CAMBILARGIU	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 RÍOS S.A.	FLORIDA	50.0	01-08-2014
MELOWIND	ESTRELLADA S.A.	CERRO LARGO	50.0	10-11-2015
MINAS I	GENERACIÓN EÓLICA MINAS S.A. - 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 EÓLICO 18 DE JULIO	IKEROL COMPANY S.A.	ROCHA	10.0	02-02-2017
PARQUE EÓLICO ARTILLEROS	UTE + Electrobras	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	POLESINE S.A.	FLORIDA	50.0	23-09-2014
PARQUE EÓLICO FLORIDA II	GLYMONT S.A.	FLORIDA	49.5	11-08-2016
PARQUE EÓLICO JULIETA	IMERYL 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 DELSUR S.A.	MALDONADO	50.0	10-04-2014
PARQUE EÓLICO MALDONADO II	R DELESTE 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 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	República Administradora de 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
PARQUE EÓLICO NUEVO PASTORALE I	VIENTOS DE PASTORALE S.A.	FLORES	49.2	24-05-2017
ARIAS	UTE + Accionistas	FLORES	70.0	17-04-2017
PARQUE CERRO GRANDE	LADANER S.A.	CERRO LARGO	50.0	17-01-2018
TOTAL			1474	

Tabla 11: Generación eólica existente

2.6.3) Solar

En la Tabla 12 se muestra la generación solar fotovoltaica existente y la expansión esperada.

Central Generadora	Agente Generador	Potencia Comprometida (MW)
ASAHI	MIEM-UTE	0.5
LA JACINTA	JACINTA SOLAR FARM S.R.L.	50
RADITON	RADITON S.A. de TECNOVA RENOVABLES	8
ALTO CIELO	ALTO CIELO S.A.	20
CASALCO	CASALCO S.A. de TECNOVA RENOVABLES	1.75
NATELU	NATELU S.A.	9.5
YARNEL	YARNEL S.A.	9.5
DEL LITORAL	JOLIPARK S.A.	16
DICANO	DICANO S.A. de TECNOVA RENOVABLES	11.25
FENIMA	FENIMA S.A. de TECNOVA RENOVABLES	9.5
MENAFRA SOLAR	GIACOTE S.A.	20
PETILCORAN	PETILCORAN S. A. de TECNOVA RENOVABLES	9.5
ARAPEY SOLAR	GIACOTE S.A.	10
TS	LAFEMIR S.A.	1
ABRIL	ACCONSTRUCTORA S.A.	1
VINGANO	VINGANO S.A.	1
EL NARANJAL	COLIDIM S.A.	50
	TOTAL	226.75

Tabla 12: Generación solar existente

2.7 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.

2.8 Intercambios de Energía

A continuación se detallan los distintos intercambios considerados.

2.8.1) Importación

Con Argentina

Se habilita la importación de hasta 200MW de potencia fuera de las semanas 48 a 10 (verano) y semanas 18 a 40 (invierno).

El costo Variable se representa igual a Falla1 menos 1 USD/MWh, con 65% de disponibilidad en todos los postes de demanda.

El valor de Falla 1 se establece como el de CTR+10%.



Con Brasil

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

2.8.2) Exportación

Se modela, con el actor Intercambio Spot, a Uruguay ofertando cuando el costo marginal del sistema esté por debajo de los 30 USD/MWh, recibiendo un margen neto de 30 USD/MWh por la energía vendida.

No está disponible durante los veranos (desde el 15/11 al 28/2). Durante las primaveras (desde el 1/8 al 15/11) se modela con potencia máxima de 600 MW y con 70% de disponibilidad. El resto del tiempo se habilita una potencia máxima de 800 MW con 70% de disponibilidad.

No se modelan ventas de excedentes térmicos.

2.8.3) Excedentes

Se identifica como excedentes la energía hidráulica no embalsable y la energía autodespachada (mayoritariamente eólica). Se modela como una exportación con potencia máxima 4000 MW en todos los postes y precio 0,1 USD/Mwh.

2.9 Estado inicial del sistema.

2.9.1) Variables globales

Se utiliza la versión iie4 de SimSEE.

Horizonte de optimización: 13/10/2018 – 31/12/2023

Horizonte de simulación: 13/10/2018 – 31/12/2019 (semana 42 de 2018 a última semana del 2019)

Fecha de guarda de la simulación: 03/11/2018 – semana 45 de 2018

Se realiza la optimización con 20 crónicas y la simulación con 1000 crónicas sintéticas.

2.9.2) Configuración del estado hidrológico

La cota inicial del lago Bonete se estima en 80.48 m.

Se usa el sintetizador de aportes CEGH "SintetizadorCEGH_BPS_iN34_cmoBR", que incorpora una señal para el fenómeno de El Niño (variable iN3,4) 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.

Aportes al inicio, Bonete= 420 m³/s, Palmar= 10 m³/s, Salto= 5830 m³/s.

Valores semanales del iN3.4 (a partir del 10/10/2018): 0.730; 0.730; 0.730; 0.730; 0.800; 0.800; 0.800; 0.800; 0.810; 0.810; 0.810; 0.810; 0.780; 0.780; 0.780; 0.780; 0.780; 0.800; 0.800; 0.800; 0.800; 0.790; 0.790; 0.790; 0.790; 0.780; 0.780; 0.780; 0.780; 0.780; 0.680; 0.680; 0.680; 0.680; 0.680; 0.680; 0.680; 0.680; 0.680; 0.680; 0.680; 0.680.

Se introduce una limitación a la cota mínima de operación del lago de Bonete, mediante una penalización económica de 300 USD/MWh para aquellas situaciones en las que la cota del lago esté por debajo de los 72.3 m. Este cambio, ya incorporado en la Programación Estacional anterior, es para contemplar restricciones operativas no modeladas en SimSEE, por ejemplo requerimientos de generación en Río Negro por control de tensión, necesidad de contar con generación en el Río Negro para restablecer el sistema en forma autónoma tras un blackout, etc.

2.9.3) Costo combustible

El costo “variable combustible” se considera calibrado para un precio del barril de petróleo WTI de 66 USD/Barril e indexado al precio de petróleo (índice “iPetroleo” en SimSEE) que se genera dentro de las Salas como el producto entre una Fuente del tipo Constante que da la tendencia (la proyección del valor esperado) y una Fuente del tipo Sintetizador CEGH que da la volatilidad (variación en torno a la tendencia).

2.10 Respaldo no hidráulico del sistema

La Fig. 9 muestra la potencia media mensual de las unidades generadoras no hidráulicas, resultante de aplicar los mantenimientos programados en el último Plan Anual de Mantenimiento (PAM)⁵ y bajo las hipótesis de este informe.

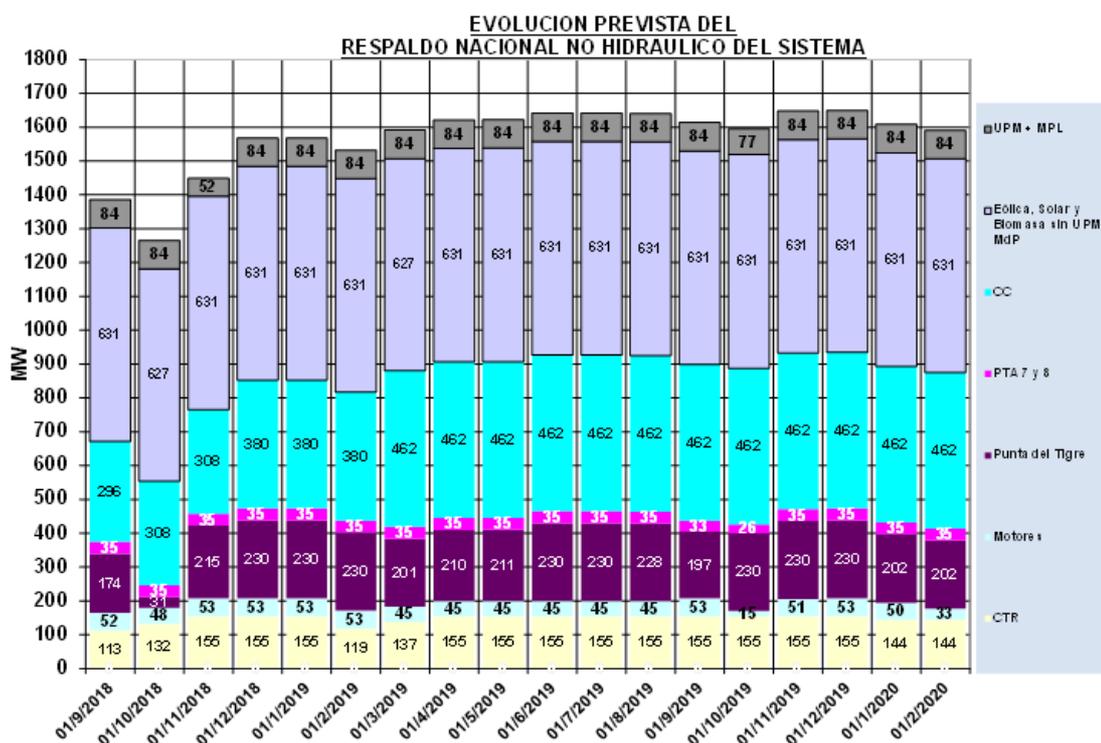


Fig. 9: Evolución prevista del respaldo nacional no-hidráulico.

5 http://www.adme.com.uy/dbdocs/Docs_secciones/nid_1069/Informe_PAM_Octubre18_Marzo19.pdf

3 Principales resultados

En esta sección se muestran los principales resultados aplicables a la operación en el Período de la Programación Estacional, con paso de tiempo semanal.

En todas las salas de este estudio se activa el control de cota en Bonete en 72,3 metros, lo que implica que se penaliza económicamente con 300 USD/MWh si la cota de Bonete se encuentra por debajo del valor mencionado.

3.1 Caso Base: Sin disponibilidad de Gas Natural – sala de paso semanal

3.1.1) Evolución de la cota de Bonete

En la Fig. 10 se muestra la evolución de la cota de Bonete hasta fin del año 2019. Se observa que en valor esperado la cota no baja de los 75,6 metros.

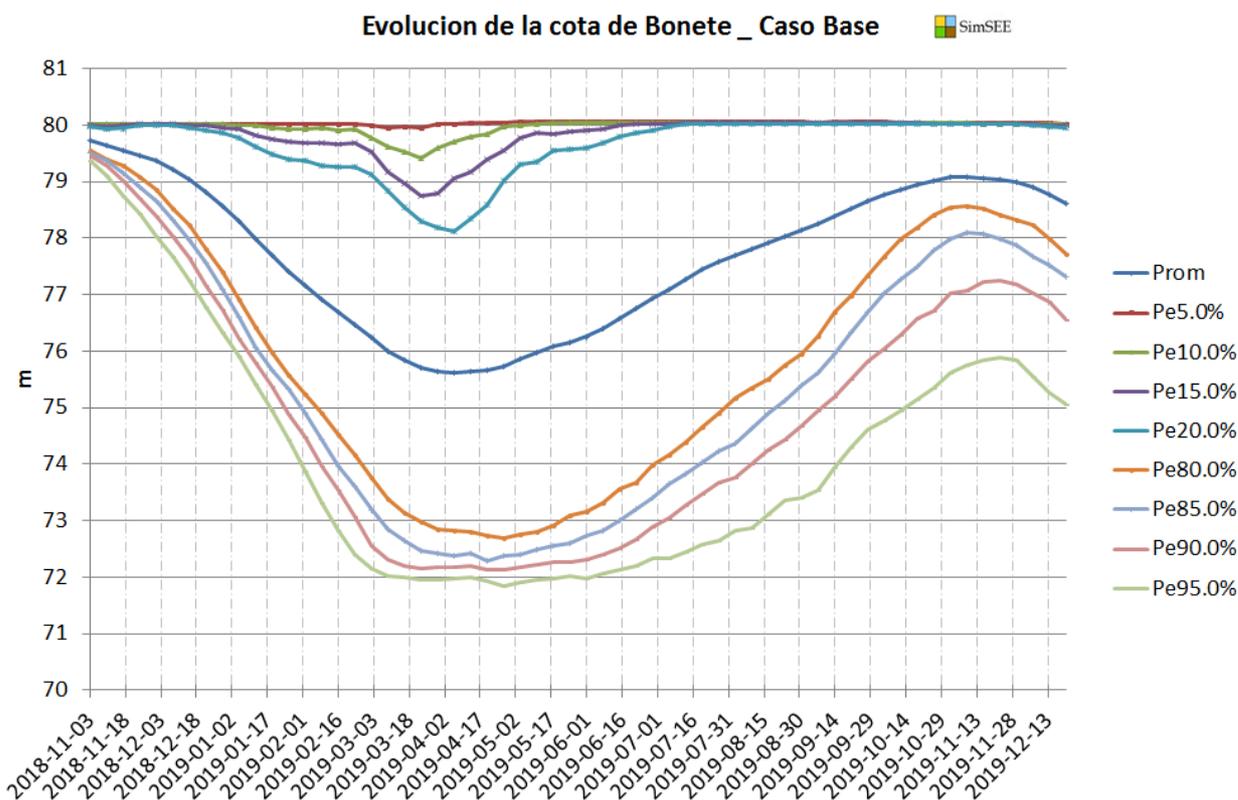


Fig. 10: Evolución de la cota de Bonete - Sala semanal_ Caso Base

3.1.2) Costo Marginal del Sistema

En la Fig. 11 se muestra la evolución del costo marginal del Sistema hasta fin del año 2019. En el periodo estacional el Costo Marginal del Sistema en valor esperado no supera los 90 USD/MWh.

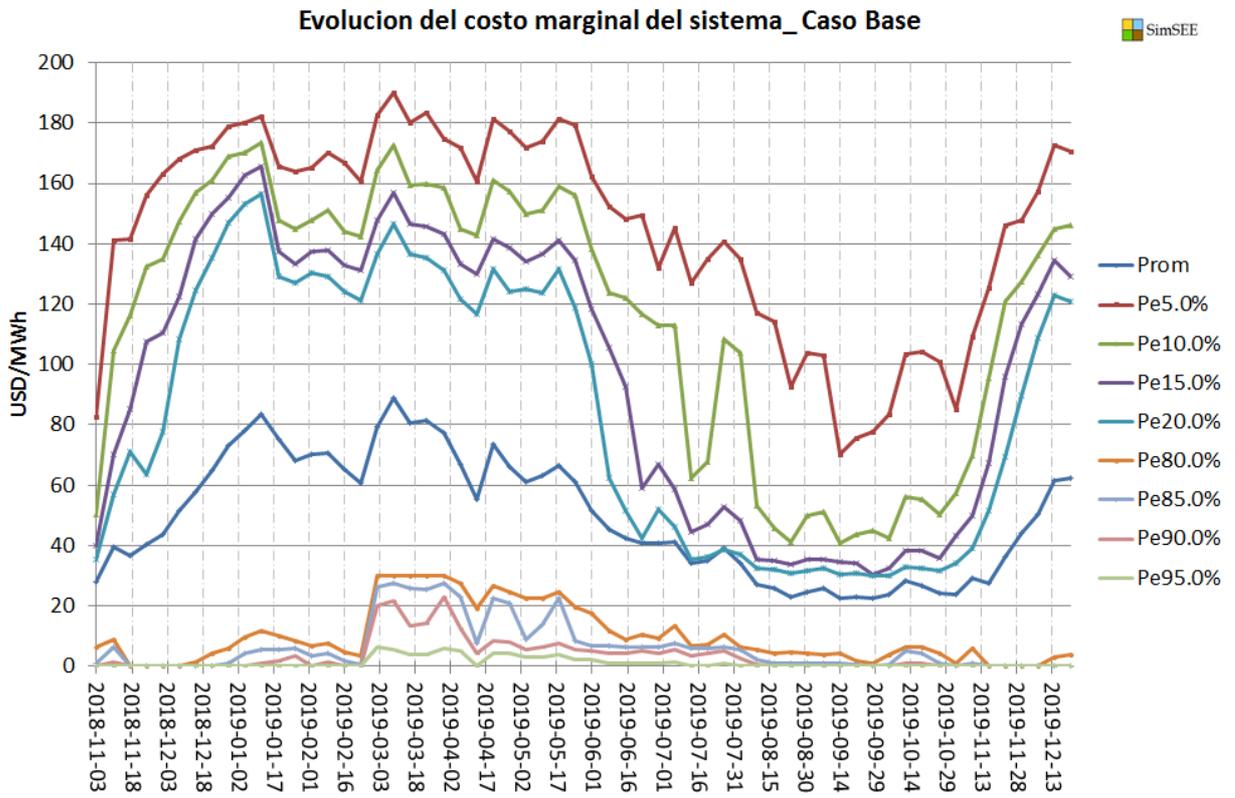


Fig. 11: Evolución del costo marginal del Sistema - Paso semanal_ Caso Base

3.1.3) Despacho Promedio

En la Fig. 12 se muestra la generación por fuente hasta fines del año 2019.

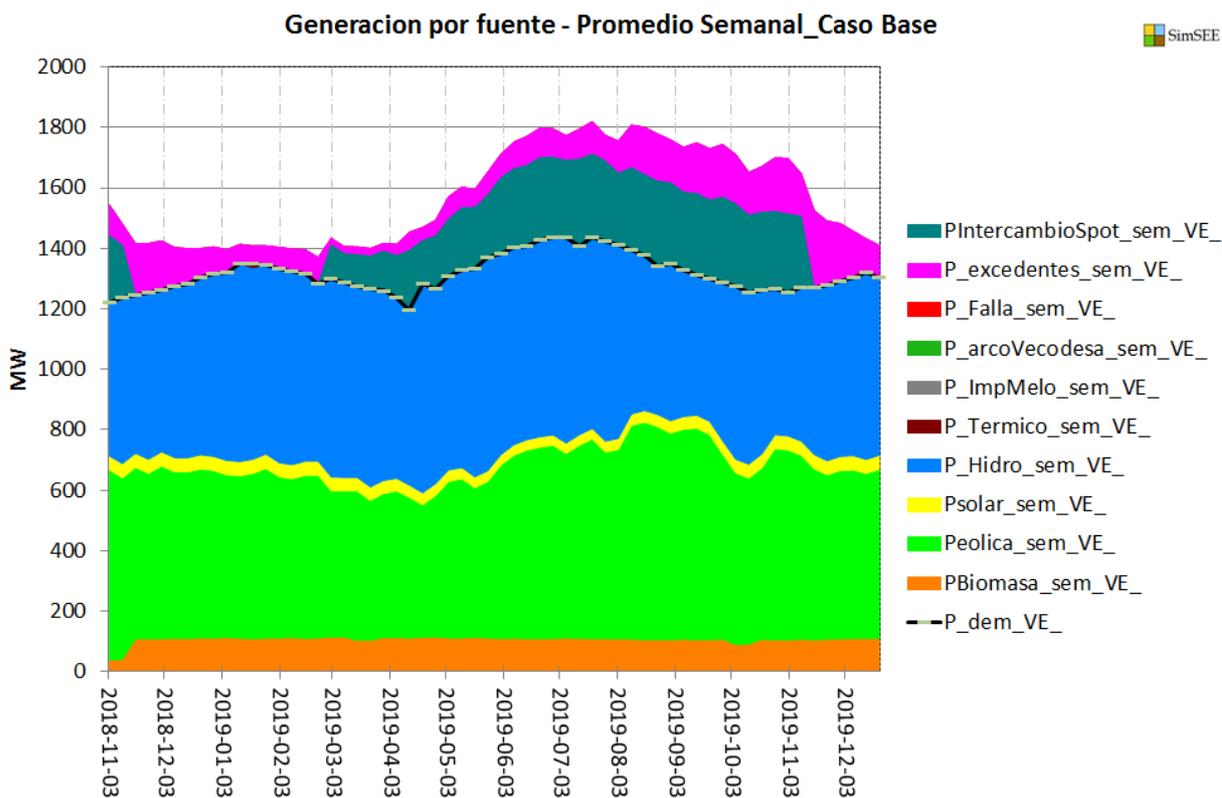


Fig. 12: Generación por fuente - Promedio Semanal_Caso Base

3.1.4) Despacho Térmico y Falla Acumulados

En la Fig. 13 se muestra el despacho térmico y falla acumulados hasta fines del año 2019

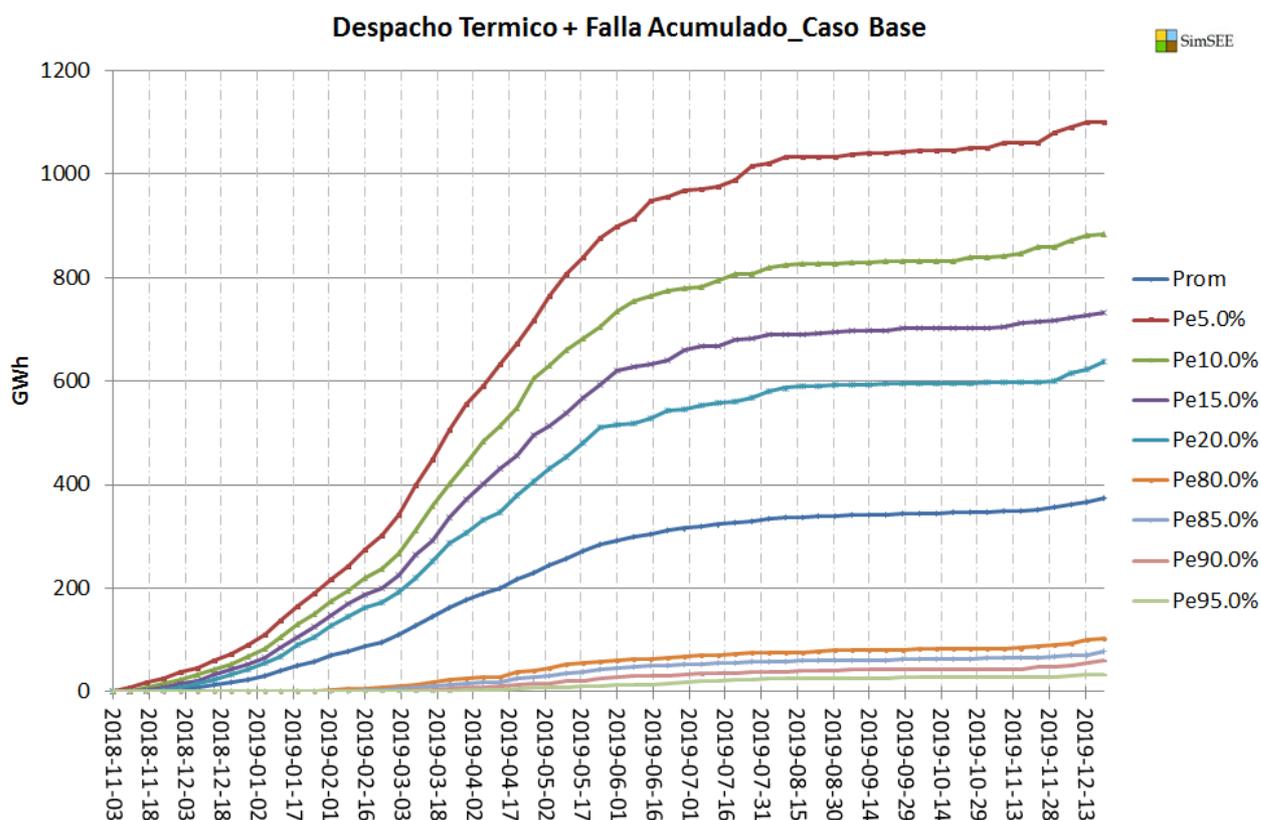


Fig. 13: Despacho térmico y falla acumulados - Sala Semanal_Caso Base

3.1.5) Evolución del Costo de Abastecimiento de la Demanda

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 a nivel de generación para disponer de una referencia que debe ser considerada como tal. Para ello se asumen los siguientes valores para los pagos a nivel de generación:

- Generación fuente de biomasa salvo Liderdat: Pago por energía 90 USD/MWh.
- UPM: Pago por energía 90 USD/MWh
- Generación eólica, salvo la generación asociada a VECODESA: Pago por energía 67 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.

- Los escalones de falla se valoran según decreto vigente.
- Exportación Spot (cmg menor o igual a 30 USD/MWh): 800 MW con f.d. = 0,7, salvo los meses desde agosto a noviembre (inclusive) de 2018 en que la potencia máxima exportable en esta modalidad disminuye a 600 MW. En el verano del 2019 no se encuentra disponible (0 MW de diciembre 2018 a febrero del 2019).
- Exportación de Excedentes a 0,1 USD/MWh.
- La generación de VECODESA:
 - Si $cmg < 40$ USD/MWh la energía se exporta y no se considera para el CAD.
 - Si $cmg \geq 40$ USD/MWh la energía abastece a la demanda Nacional. La energía se valoriza al costo marginal del sistema uruguayo y se considera para el CAD.

Con las hipótesis descritas anteriormente, el costo total operativo acumulado hasta fines del año 2019 es el que se muestra en la Fig.14.

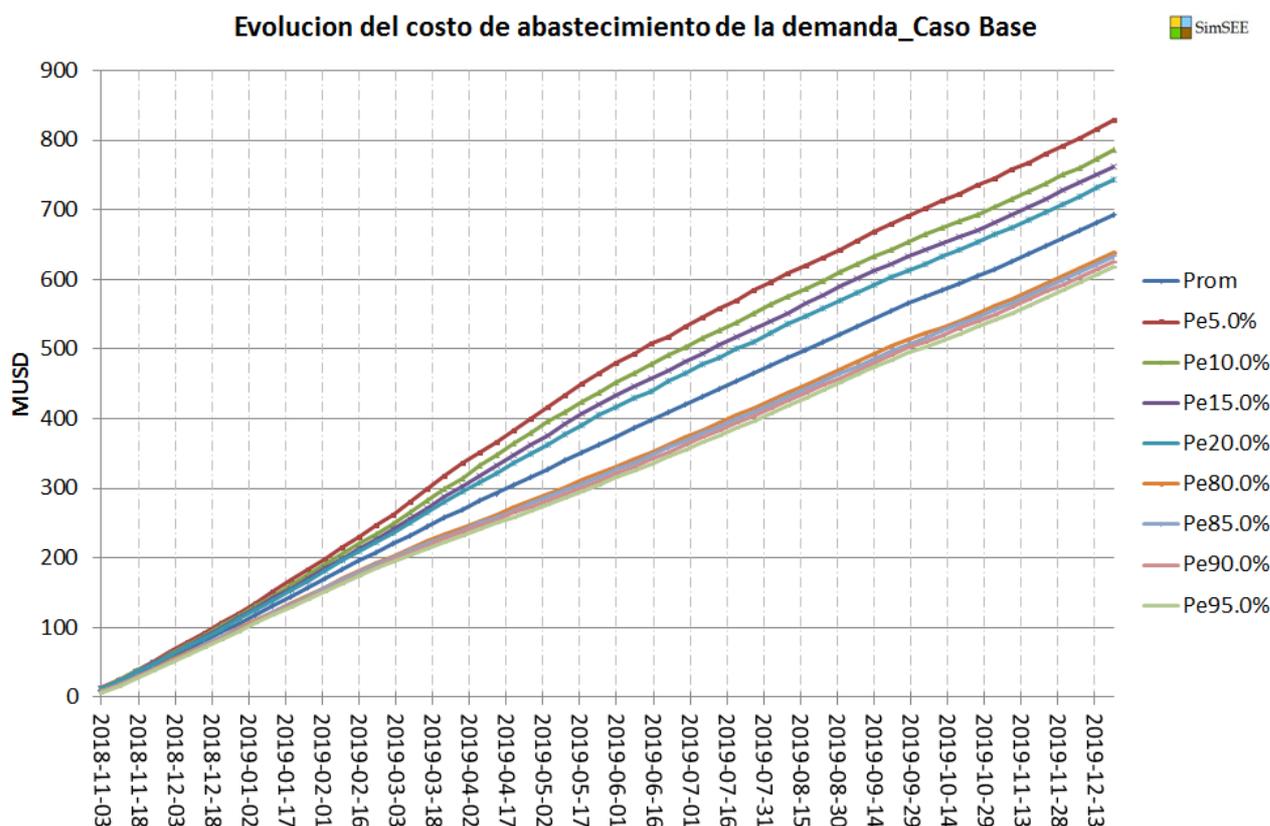


Fig. 14: Costo de abastecimiento de la demanda acumulado- Sala Semanal_ Caso Base

3.2 Caso 2 con Gas Natural para el Ciclo Combinado

3.2.1) Evolución de la cota de Bonete

En la Fig. 15 se muestra la evolución de la cota de Bonete hasta fin del año 2019. Se observa que en valor esperado la cota no baja de los 75,7 metros.

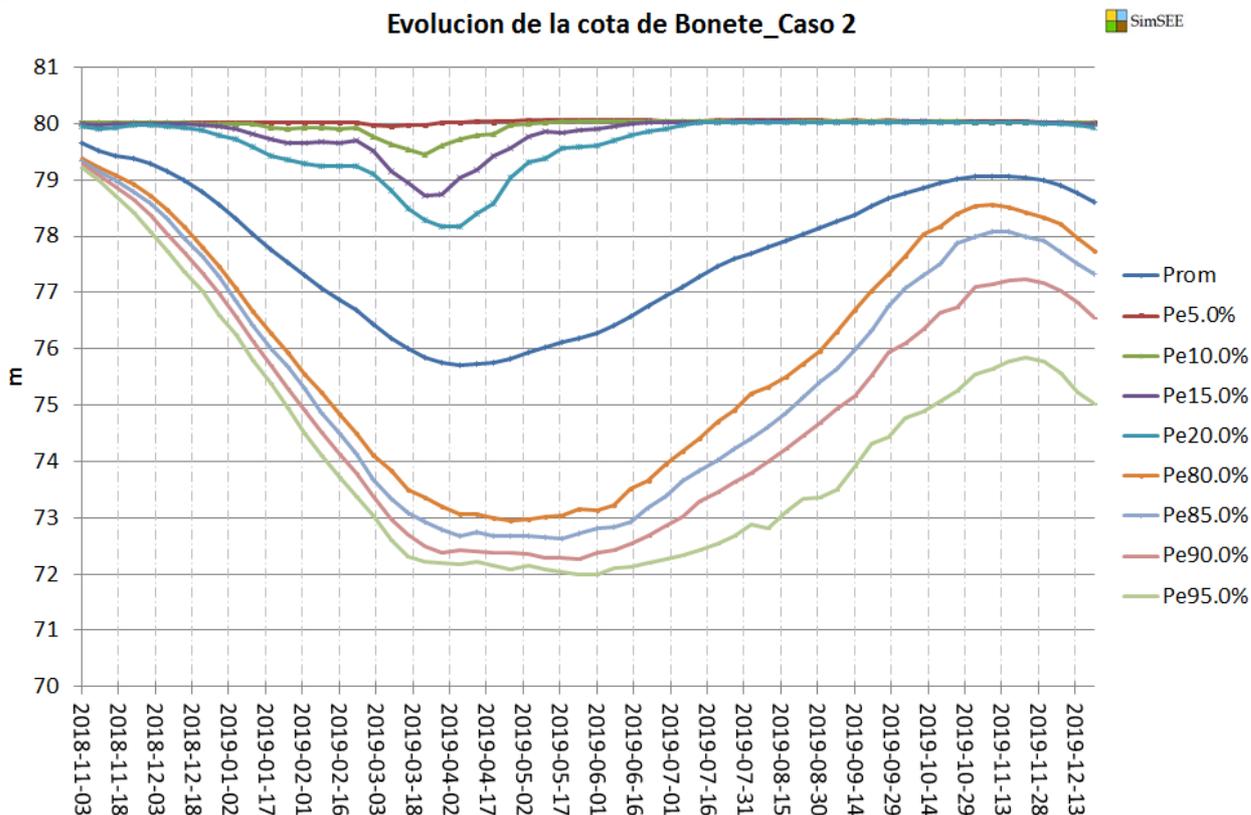


Fig. 15: Evolución de la cota de Bonete - Sala semanal_Caso 2

3.2.2) Costo Marginal del Sistema

En la Fig. 16 se muestra la evolución del costo marginal del Sistema hasta fin del año 2019. En el periodo estacional el Costo Marginal del Sistema en valor esperado no supera los 60 USD/MW.

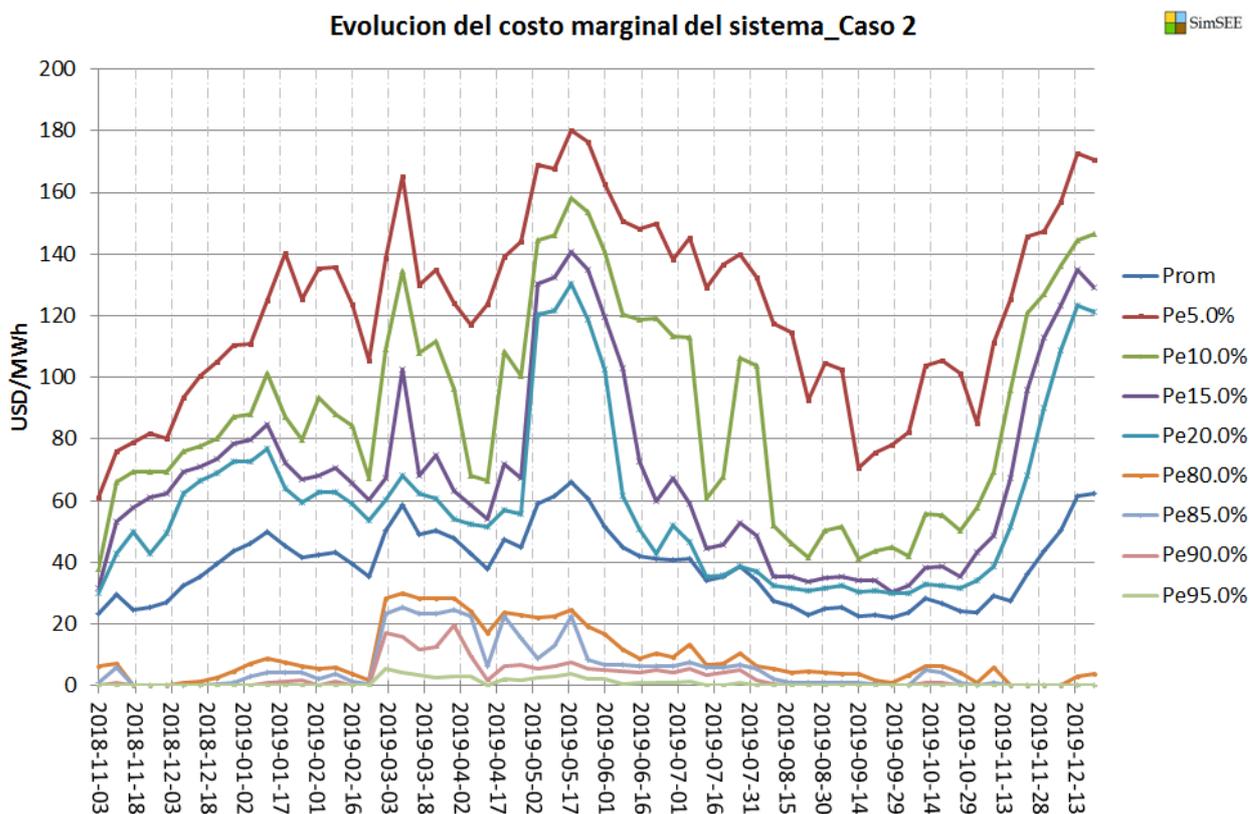


Fig. 16: Evolución del costo marginal del Sistema - Paso semanal_ Caso 2

3.2.3) Despacho Promedio

En la Fig. 17 se muestra la generación por fuente hasta fines del año 2019.

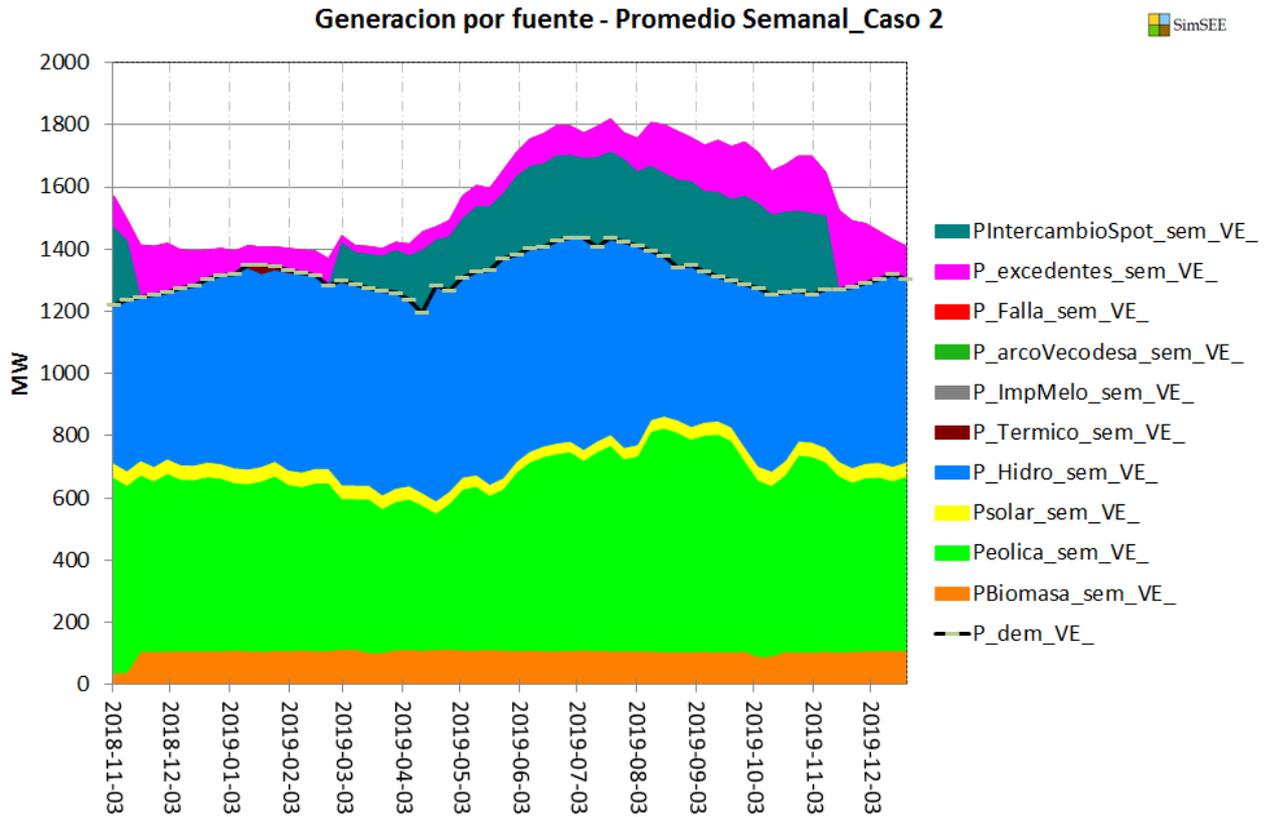


Fig. 17: Generación por fuente - Promedio Semanal_Caso 2

3.2.4) Despacho Térmico y Falla Acumulados

En la Fig. 18 se muestra el despacho térmico y falla acumulados hasta fines del año 2019

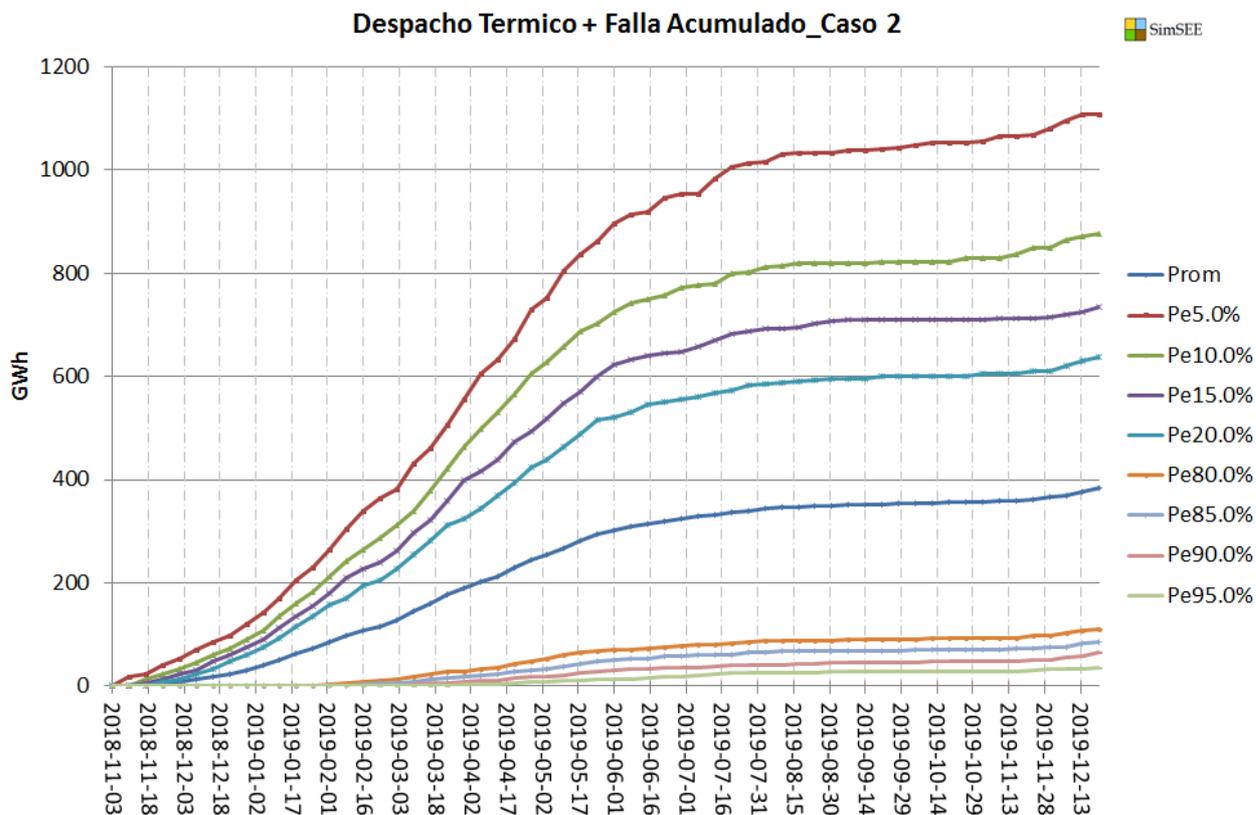


Fig. 18: Despacho térmico y falla acumulados - Sala Semanal_Caso 2

3.2.5) Evolución del Costo de Abastecimiento de la Demanda

Con las hipótesis descritas en el punto 3.1.5, en la Fig. 16 se muestra el costo total operativo acumulado hasta fines del año 2019.

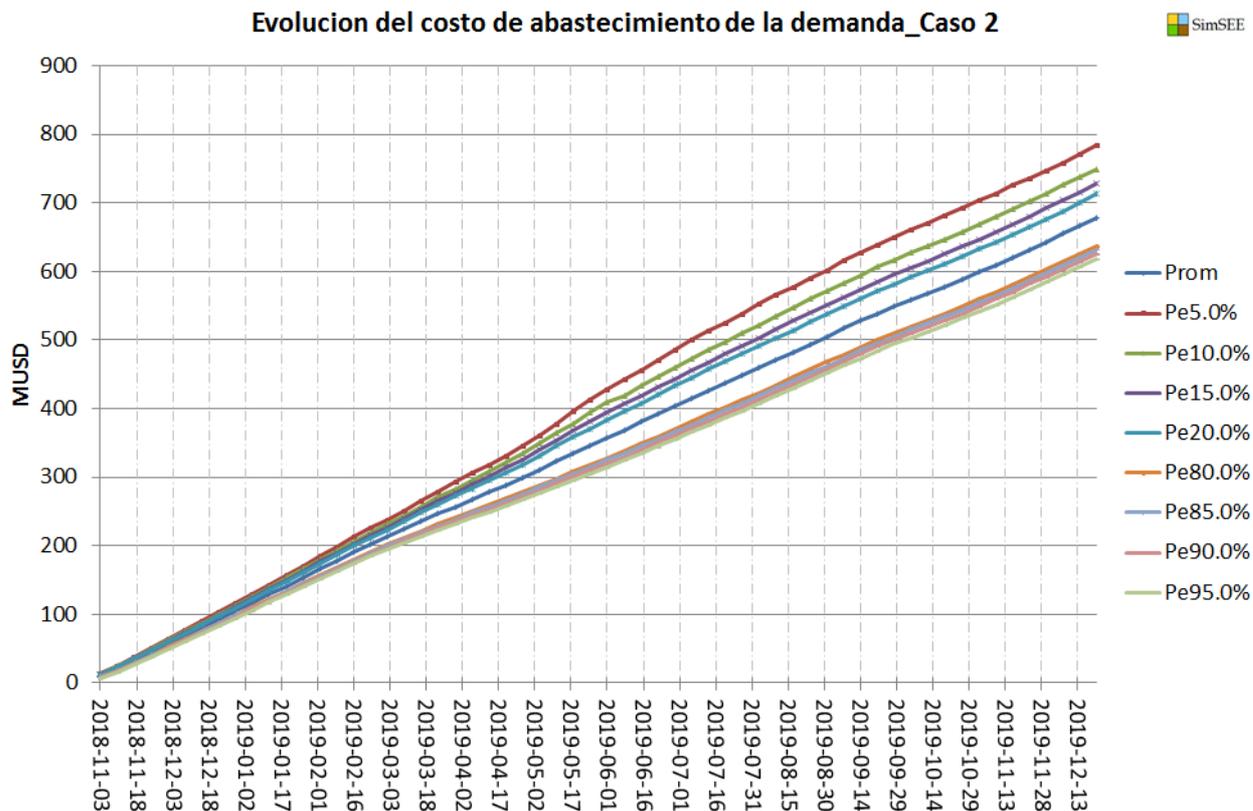


Fig. 19: Costo de abastecimiento de la demanda acumulado- Sala Semanal_ Caso 2

Para el Caso base hasta el 04/05/2019 el Costo de Abastecimiento de la Demanda (CAD) es de 328 MUSD. Para el caso 2, con disponibilidad de Gas Natural para el Ciclo Combinado, el CAD es de 311 MUSD.

4 Anexo I: Resultados del Caso Base con sala de paso diario

A continuación se presentan los resultados obtenidos de una simulación con paso diario del Caso Base (sin disponibilidad de Gas Natural).

Se conservan las hipótesis y modelado de la sala de paso semanal salvo los siguientes puntos:

- Se utilizan tres embalses: Bonete, Palmar y Salto Grande.
- Cota inicial Palmar: 40.55 m
- Cota inicial Salto Grande: 37.44 m
- Valor inicial de iN3_4: 0.73
- Se utiliza un CEGH de aportes de paso diario, que tiene las mismas variables de estado que la CEGH de paso semanal.
- La sala de paso diario se engancha al costo futuro de la sala de paso semanal del Caso Base al 31/12/2019.
- El volumen del embalse de Bonete en la sala semanal en el enganche (\$Y_Bonete_Vol) se considera en función de los volúmenes de la sala diaria de Bonete (\$X_Bonete_Vol), de Palmar (\$X_Palmar_Vol) y de Salto Grande (\$X_SG_Vol) considerando los coeficientes energéticos (CE_Xi) de cada central:

$$\$Y_{Bonete_Vol} = \$X_{Bonete_Vol} + \frac{\{CE_{Palmar}(\$X_{Palmar_Vol}) * \$X_{Palmar_Vol} + CE_{SG}(\$X_{SG_Vol}) * \$X_{SG_Vol}\}}{CE_{Bonete}(\$X_{Bonete_Vol}) + 0.99 * CE_{Baygorria}(\$X_{Bonete_Vol}) + 0.98 * CE_{Palmar}(\$X_{Palmar_Vol})}$$

- El número de crónicas a optimizar se reduce a 5 a los efectos de reducir los tiempos de ejecución del modelo (en la corrida semanal se utilizaron 20).
- Se fijan costos variables de Falla 1 y Falla 2 al mismo valor que Falla 3 (2400 USD/MWh), de manera de tener una mejor representación de la falla de potencia.

4.1 Comparación de resultados entre salas de paso semanal y diario para el Caso Base.

A continuación se muestra la comparación de la evolución de la cota de Bonete en la Fig. 20 y el Costo Marginal del Sistema para el Caso Base con salas de paso semanal y diario.

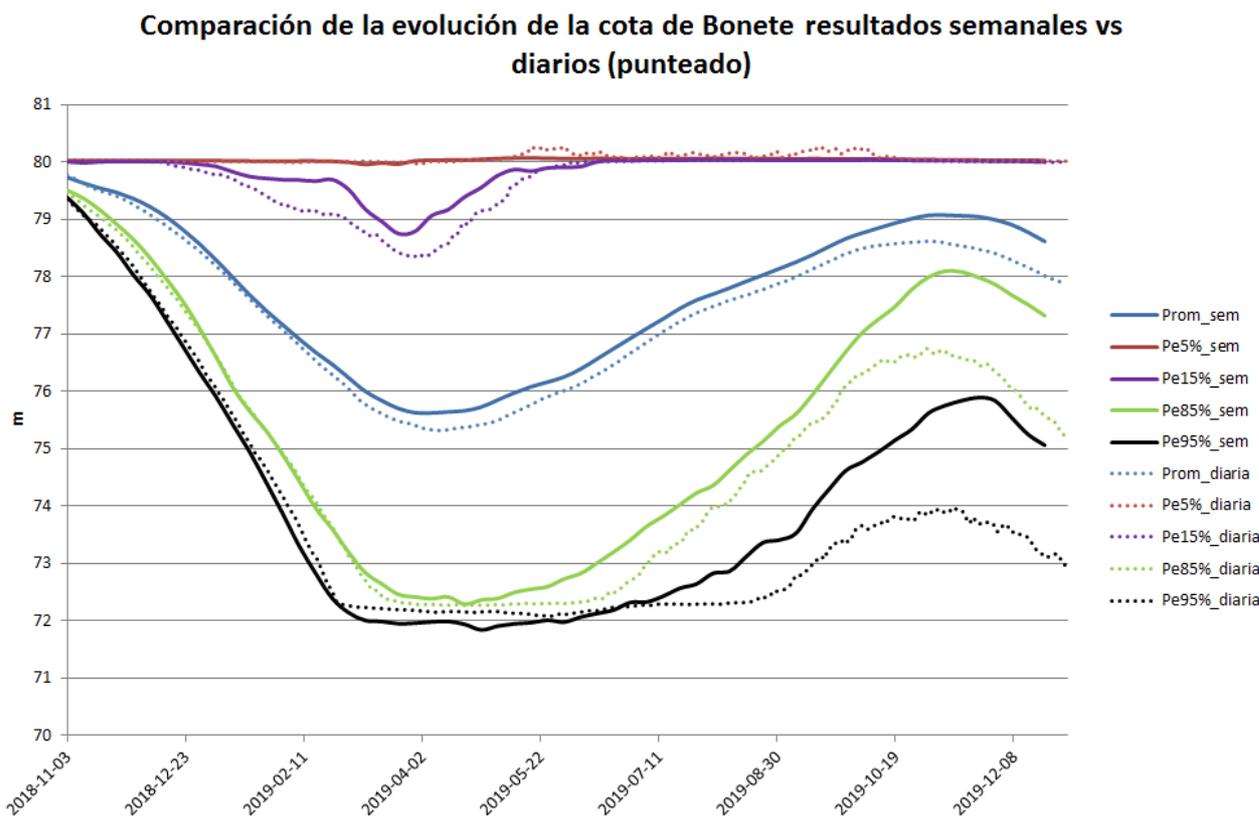


Fig. 20: Comparación de la evolución de la cota de Bonete Sala Semanal (trazo continuo) vs Diaria_Caso Base

Se observa que en general la evolución de la cota de Bonete es similar, salvo al final del período mostrado (fin del año 2019). Donde en la sala de paso semanal el manejo del lago de Bonete es mas conservador que en la sala de paso diario. En la sala de paso diario el sistema se representa con 3 embalses (Bonete, Palmar y Salto Grande) por lo que el manejo del recurso hídrico es distinto entre ambas salas, menos conservador sobre el final del año 2019 para la de paso diario.

En la sala semanal las decisiones sobre el embalse de Bonete o sobre la rotura de máquinas se toma cada 7 días y en la sala diaria cada día, por lo que el manejo de los recursos es algo diferente.

Comparación del CMG promedio, Pe5%, Pe95% semanal y diario

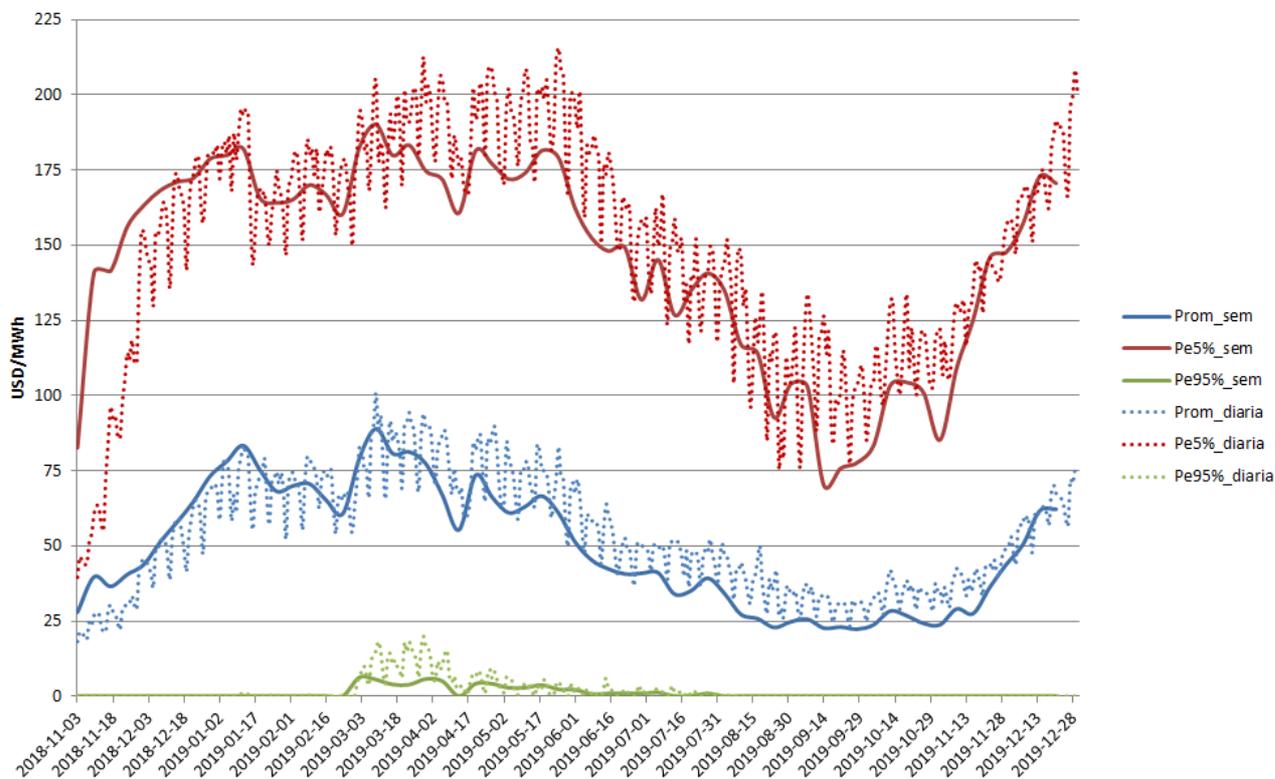


Fig. 21: Comparación de la evolución del Costo Marginal del Sistema Sala Semanal (trazo continuo) vs Diaria_Caso Base

La evolución del Costo marginal del Sistema (CMG) es similar en las dos salas. Al inicio del período se observa que la sala de paso diario con Pe 5% muestra menores CMG que la sala semanal con igual probabilidad.

4.2 Otros resultados del Caso Base con la sala de paso Diario

En la Fig. 22 puede observarse el despacho promedio semanal del Caso Base con la sala diaria.

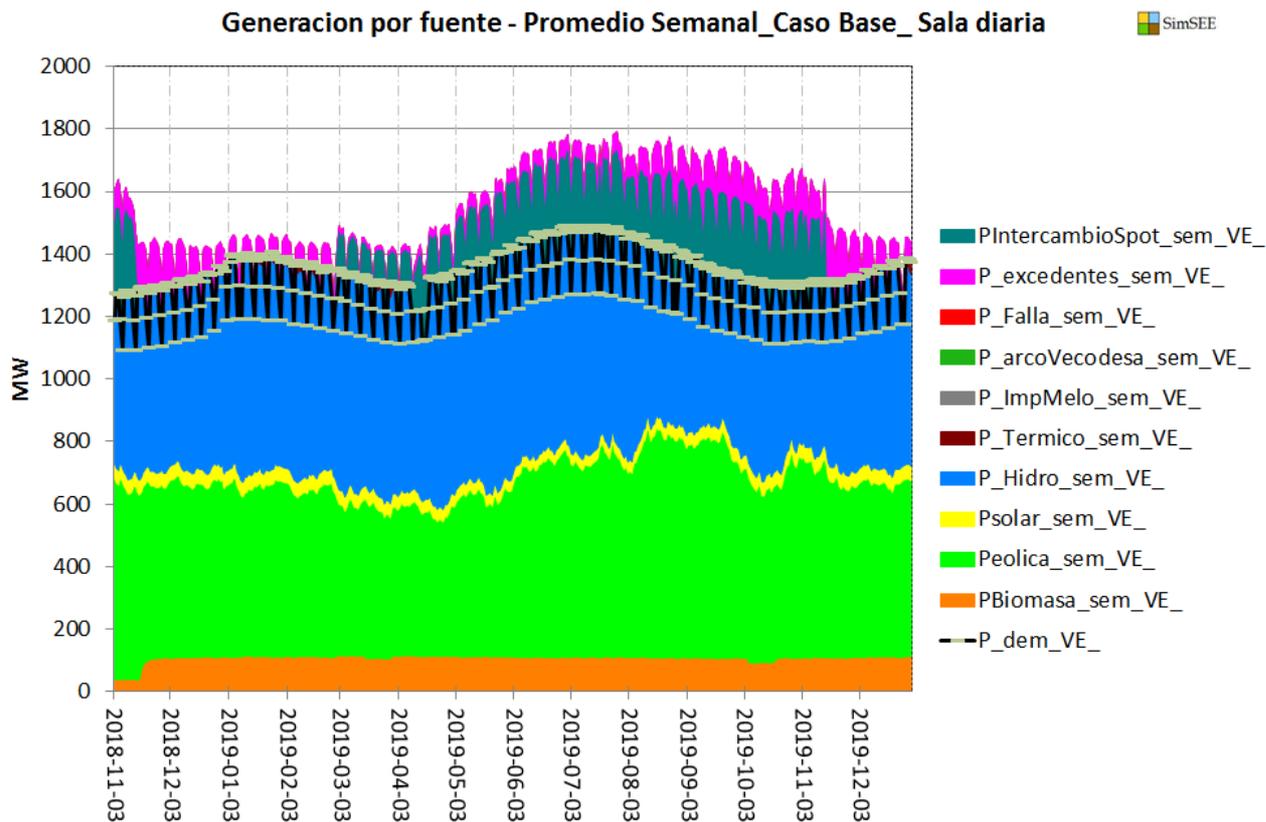


Fig. 22: Generación por fuente - Promedio semanal_Caso Base_sala diaria

En la Fig. 23 se muestra el despacho acumulado de unidades térmicas y unidades de Falla. Sobre el final del período Estacional en estudio, al 01/05/2019 dicho despacho acumulado en valor esperado es de 249 GWh.

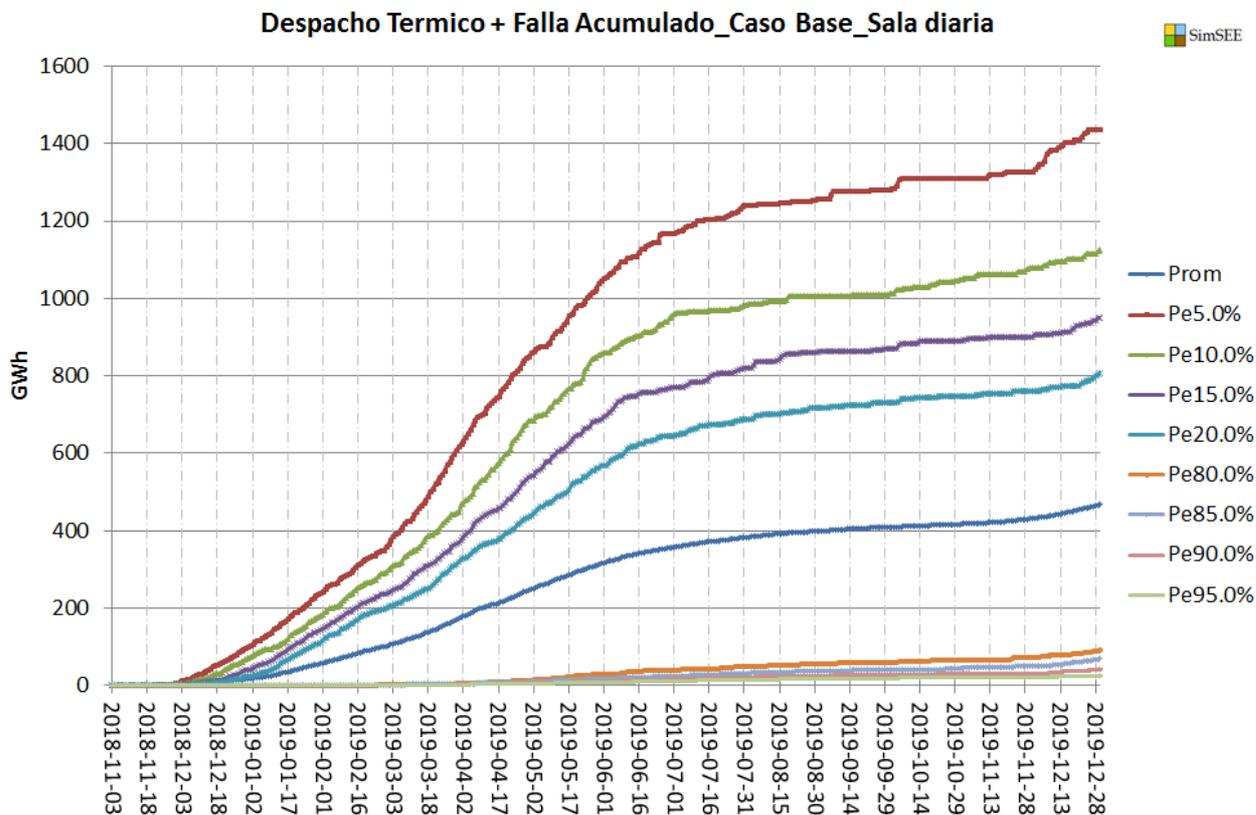


Fig. 23: Despacho de térmico y Falla acumulado_Caso Base_sala diaria



En la Fig. 24 se muestra el Costo de Abastecimiento de la demanda (CAD) acumulado para el Caso Base con sala diaria. Sobre el final del periodo Estacional, al 01/05/2018, el CAD acumulado es de 273 MUSD.

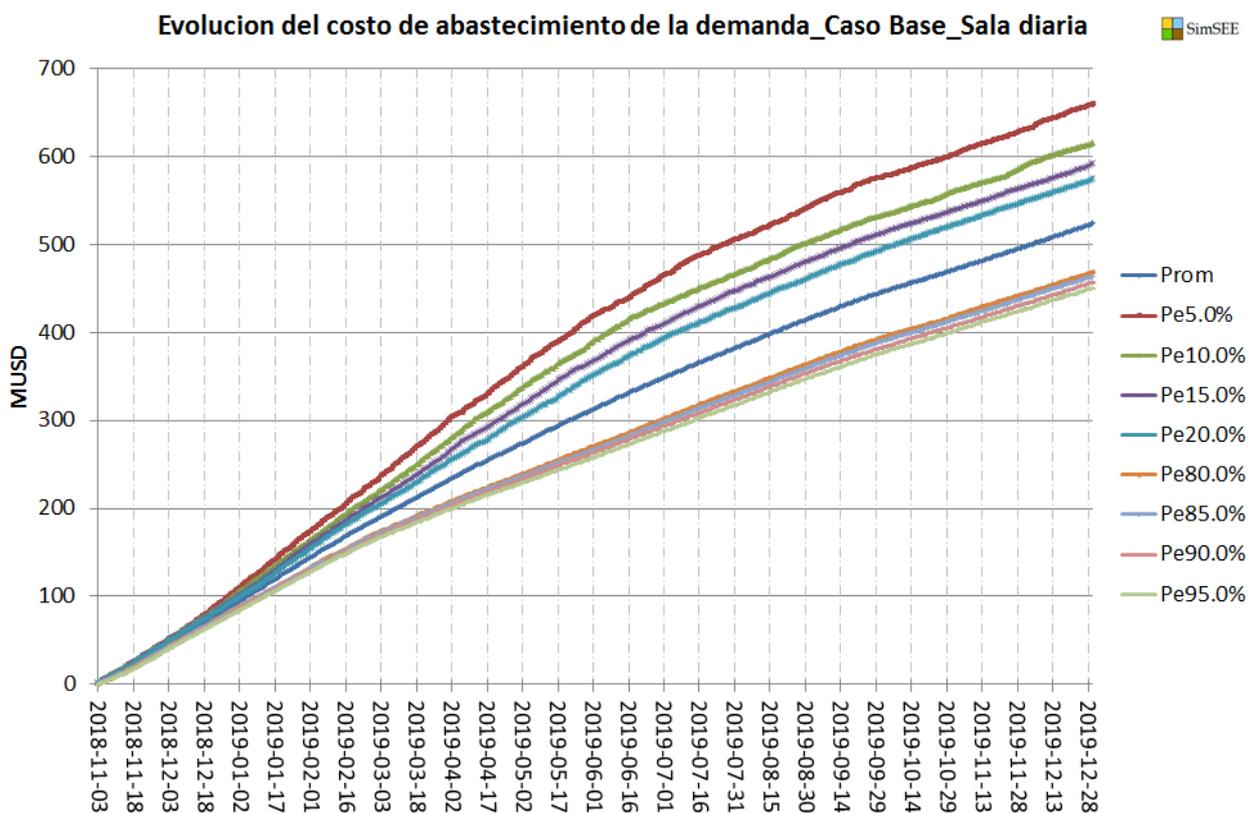


Fig. 24: Costo de Abastecimiento de la demanda _Caso Base_ Sala diaria

5 Anexo II: Análisis resultados del Caso Base con dos escalones de Falla

Debido a que en la operación de corto plazo las Fallas 1 y 2 no son despachables, ya que es gradual y complejo su despacho, se construye una sala del Caso Base con una sala de paso semanal pero solo con dos escalones de Falla. En la Tabla 13 se muestran las unidades de Falla consideradas: Fallas 1 y 2 se consideran al costo de la Falla 3 (2400 USD/MWh), como se considera en la sala de paso diario.

Escalones de Falla (% de demanda)	Costo de Falla (USD/MWh)
Entre 0 y 14.5	2400
Entre 14.5 y 100	4000

Tabla 13: Escalones de Falla y Costo de Falla al considerar solo dos unidades de Falla

Este estudio se realiza para analizar las consecuencias de operar con el criterio de dos unidades de Falla, como lo realizado en la sala de paso diario. Por eso se comparan los resultados del Caso Base con sala de paso semanal con las unidades de Falla según la reglamentación vigente (ver Tabla 3) y los de la sala con dos escalones de Falla.

En la Fig. 25 y la Fig. 26 se muestra la evolución de la cota de Bonete y del Costo Marginal del Sistema entre ambas salas o sea la sala del Caso Base con paso semanal con los escalones de Falla vigentes respecto a la que considera dos escalones de Falla únicamente.

**Evolución cota Bonete - Caso Base - Salas Semanales
Falla Reglamentaria vs 2 escalones de Falla (punteado)**

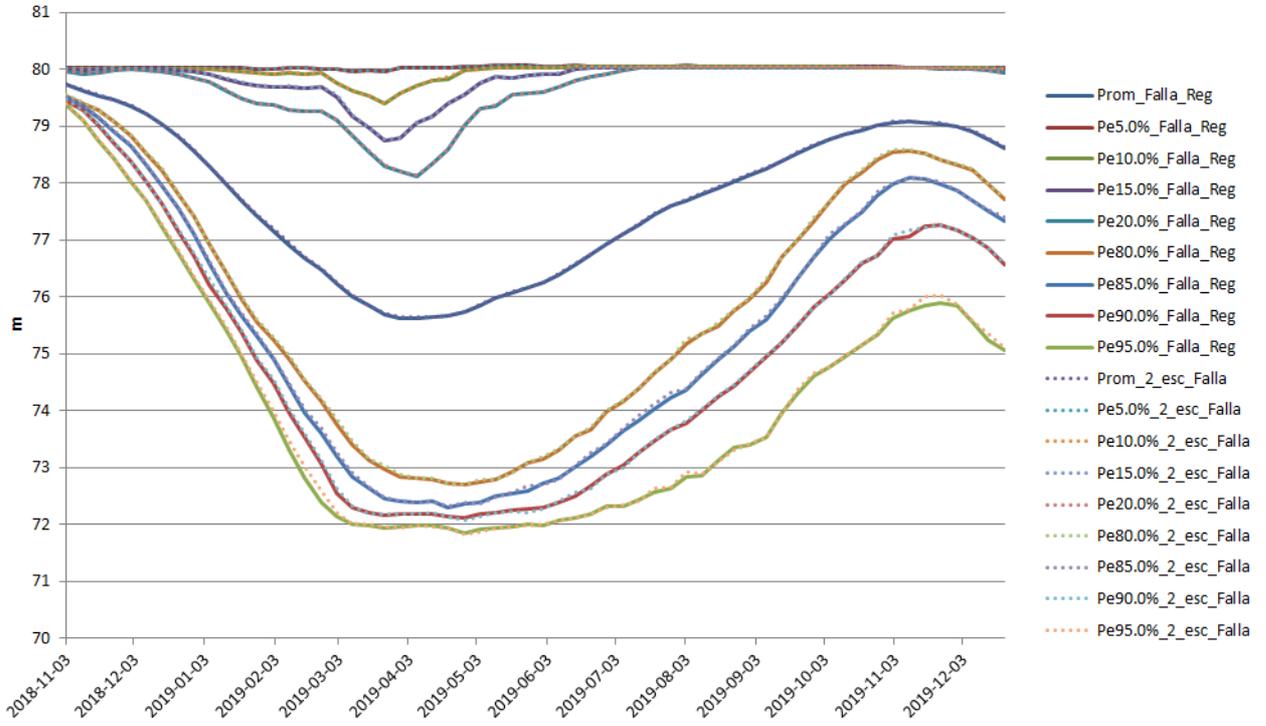


Fig. 25: Evolución cota Bonete - Caso Base_ Salas Semanales_ Falla reglamentaria (trazo continuo) vs Dos escalones de Falla (punteado)

Cmg Falla Reglamentaria vs 2 escalones de Falla (punteado)

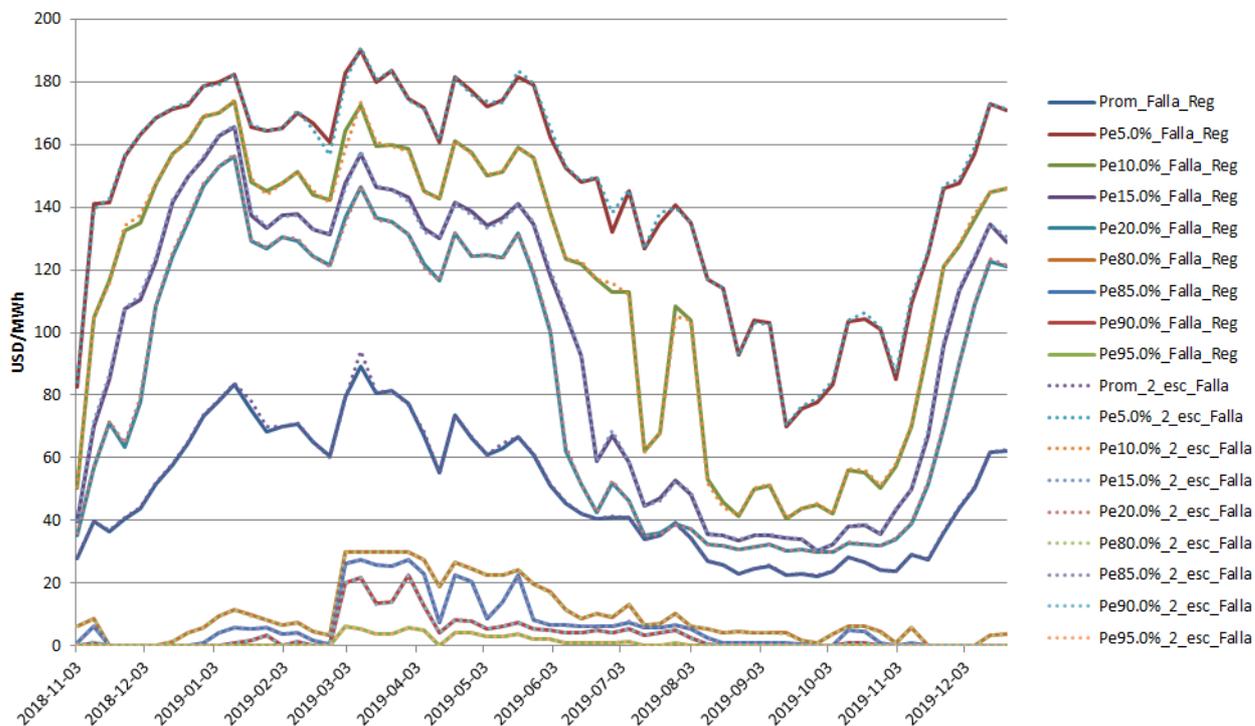


Fig. 26: Costo Marginal del Sistema (CMG) - Caso Base_ Salas Semanales_ Falla reglamentaria (trazo continuo) vs Dos escalones de Falla (punteado)

De la Fig. 25 y de la Fig. 26 se puede concluir que operar con el criterio de dos escalones de Falla no tiene consecuencias sobre la evolución de la Cota de Bonete ni sobre el Costo Marginal del Sistema, o sea sobre la operación del Sistema.

6 Anexo III: Caso con Demanda Fija

Se presentan los principales resultados del Caso con Demanda Fija en el que se conservan las hipótesis ya mencionadas pero considerando una demanda detallada fija, no variable con la temperatura como se considera en todas las demás salas.

La conclusión del análisis es que no se observan diferencias significativas en los resultados obtenidos respecto a los mostrados en el punto 3.1, donde se consideraba las mismas hipótesis pero con la demanda variable.

6.1 Probabilidad de excedencia de Falla

En las Fig. 27 y Fig. 28 puede observarse la excedencia de Falla como porcentaje de la demanda y en valor absoluto de energía de Falla.

Se observa que, con probabilidad de excedencia de 3,1% la Falla es del orden del 0,05% de la demanda. En valor absoluto, la energía de Falla es del orden de 2 GWh en el período estacional.

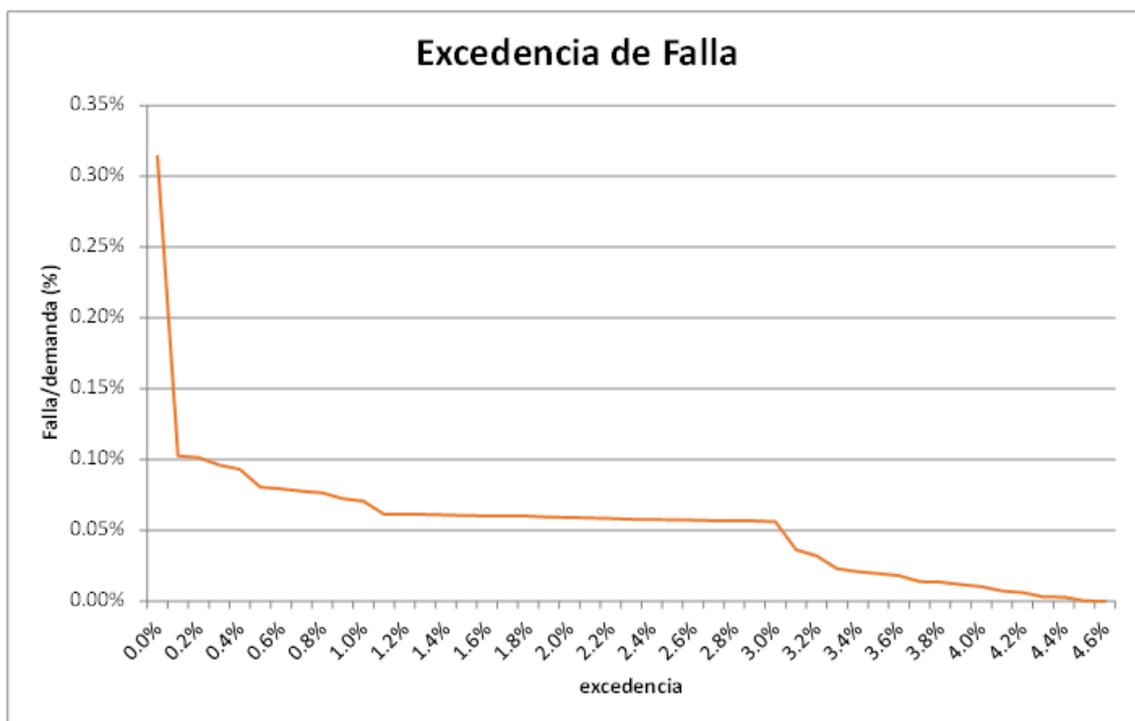


Fig. 27: Excedencia de Falla Semestral como porcentaje de la demanda

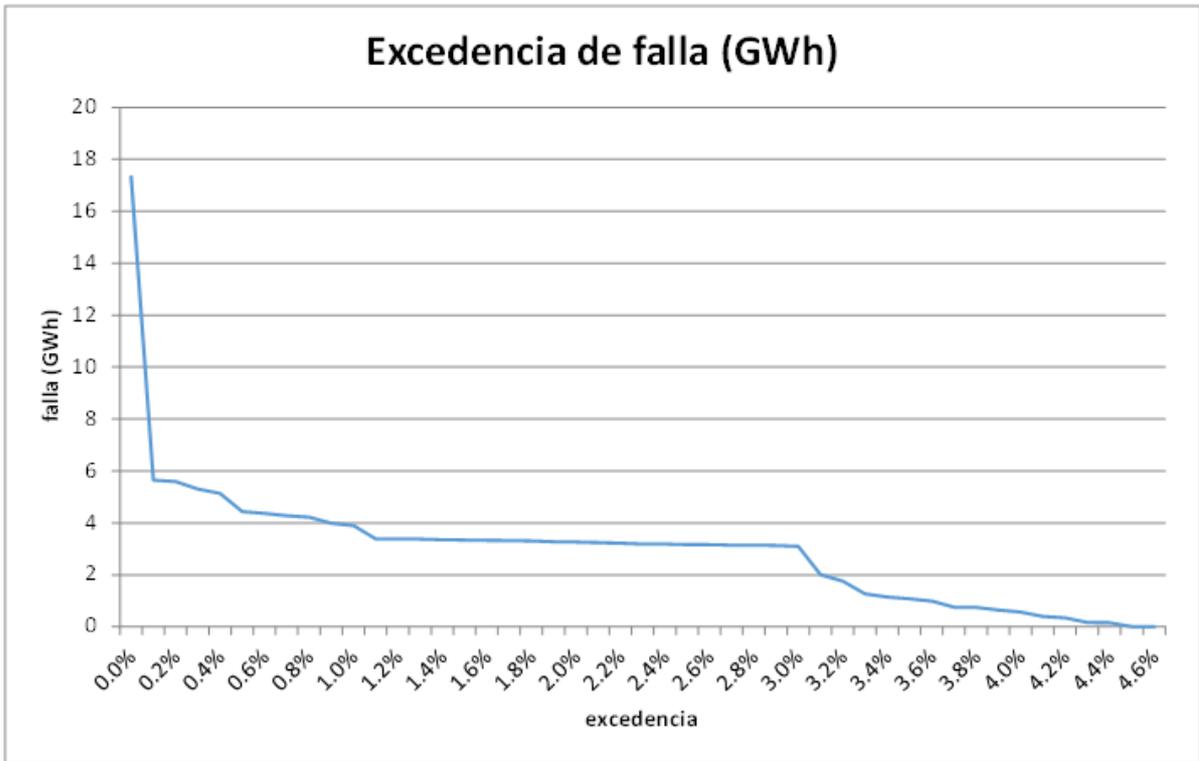


Fig. 28: Excedencia de Energía de Falla

6.2 Evolución de la cota de Bonete

En la Fig. 29 se puede observar la evolución de la cota de Bonete.

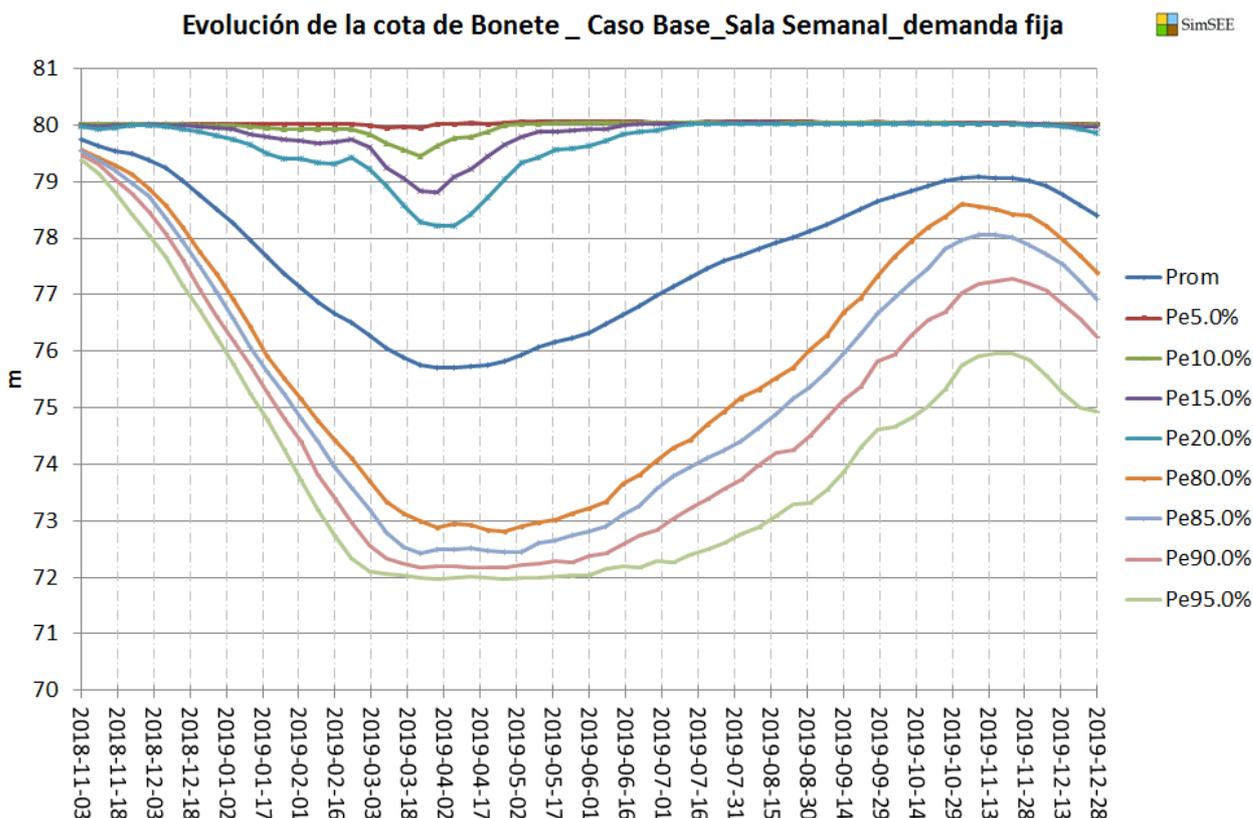


Fig. 29: Evolución de la cota de Bonete_Caso Base_Sala Semanal_demanda fija

El gráfico anterior se construye a partir de la probabilidades de excedencia de cotas para cada semana del período analizando. Nótese que la excursión de una crónica dada no evoluciona según el comportamiento de los cortes de probabilidad del histograma sino que puede presentar valores mayores o menores que atraviesan eventualmente los mencionados cortes de probabilidad.

Si se analiza la evolución de crónicas particulares y no se toma en cuenta la semana de ocurrencia, se puede observar que hay 248 crónicas que bajan de 72.3 m en alguna semana cualquiera dentro del período estacional y 54 crónicas que superan 80.1 m para alguna semana cualquiera dentro de dicho período.

6.3 Evolución del Costo Marginal

En la Fig. 30 se muestra la evolución del Costo Marginal medio semanales para el Caso Base considerando la demanda fija.

Se observa que el Costo Marginal del Sistema no supera los 90 USD/MWh en valor esperado en el período estacional.

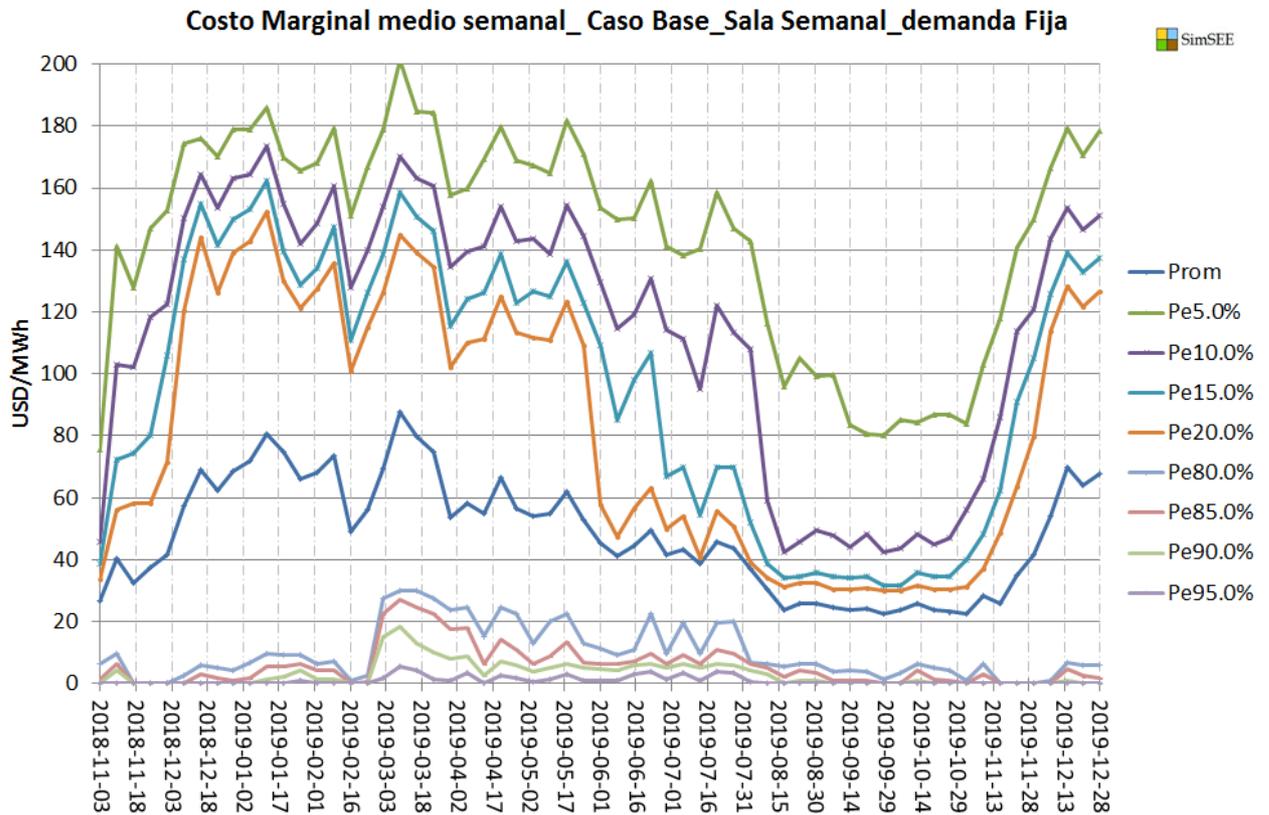


Fig. 30: Evolución del Costo Marginal Medio Semanal_Caso Base_sala semanal_Demanda Fija



Índice de contenido

1	Resumen Ejecutivo.....	2
2	Principales hipótesis.....	4
2.1	Demanda y Falla.....	4
2.2	Situación hidrológica y clima.....	5
2.3	Combustibles.....	10
2.4	Proyección de precios.....	10
2.5	Parque térmico.....	11
2.5.1)	Datos técnicos.....	11
2.5.2)	Coeficiente de disponibilidad de las unidades generadoras.....	12
2.5.3)	Mantenimiento programado.....	12
2.6	Generadores de fuente eólica, solar y biomasa.....	12
2.6.1)	Biomasa.....	12
2.6.2)	Eólica.....	14
2.6.3)	Solar.....	15
2.7	Red de Transmisión.....	15
2.8	Intercambios de Energía.....	15
2.8.1)	Importación.....	15
2.8.2)	Exportación.....	16
2.8.3)	Excedentes.....	16
2.9	Estado inicial del sistema.....	16
2.9.1)	Variables globales.....	16
2.9.2)	Configuración del estado hidrológico.....	16
2.9.3)	Costo combustible.....	17
2.10	Respaldo no hidráulico del sistema.....	17
3	Principales resultados.....	18
3.1	Caso Base: Sin disponibilidad de Gas Natural – sala de paso semanal.....	18
3.1.1)	Evolución de la cota de Bonete.....	18
3.1.2)	Costo Marginal del Sistema.....	18
3.1.3)	Despacho Promedio.....	20
3.1.4)	Despacho Térmico y Falla Acumulados.....	21
3.1.5)	Evolución del Costo de Abastecimiento de la Demanda.....	21
3.2	Caso 2 con Gas Natural para el Ciclo Combinado.....	23
3.2.1)	Evolución de la cota de Bonete.....	23
3.2.2)	Costo Marginal del Sistema.....	24
3.2.3)	Despacho Promedio.....	25
3.2.4)	Despacho Térmico y Falla Acumulados.....	26
3.2.5)	Evolución del Costo de Abastecimiento de la Demanda.....	27
4	Anexo I: Resultados del Caso Base con sala de paso diario.....	28
4.1	Comparación de resultados entre salas de paso semanal y diario para el Caso Base..	29
4.2	Otros resultados del Caso Base con la sala de paso Diario.....	31
5	Anexo II: Análisis resultados del Caso Base con dos escalones de Falla.....	34
6	Anexo III: Caso con Demanda Fija.....	37
6.1	Probabilidad de excedencia de Falla.....	37
6.2	Evolución de la cota de Bonete.....	39
6.3	Evolución del Costo Marginal.....	39

