



Programa Anual de Mantenimiento (PAM) Abril – Setiembre 2019

**ADME Marzo 2019
Montevideo - Uruguay**

En la elaboración de este PAM trabajaron:

Por ADME – Gerencia Técnica y Despacho Nacional de Cargas:
María Cristina Alvarez y Ruben Chaer.

Por UTE – Unidad PEG de UTE – Melilla:
Valentina Groposo, Gabriela Gaggero y Milena Gurin

Montevideo 28/03/2019



1 Resumen ejecutivo.

Este informe analiza las diferentes solicitudes de realizar mantenimientos programados de los generadores y tiene por objeto determinar el Plan Anual de Mantenimiento (PAM).

Los valores considerados para la disponibilidad de recursos de generación se ajustan a la experiencia reciente y a las expectativas para el futuro inmediato según la información disponible al momento de realizar este informe.

Según los pronósticos, la probabilidad de ocurrencia del fenómeno conocido como El Niño supera el 50% desde abril hasta setiembre de 2019. Esto implica un sesgo hacia mayor disponibilidad del recurso hidroeléctrico en el período analizado.

La disponibilidad de importación desde Argentina fue modelada como 200 MW fuera de invierno y verano a un costo similar al de primer Escalón de Falla. Para el caso de Brasil, 300 MW sujeto a que el costo marginal de operación en la región sur de Brasil no supere los 145 USD/MWh y a un costo de importación superior al primer Escalón de Falla.

La Exportación de energía se modeló de forma que solo sucede cuando el marginal de Uruguay es inferior a 30 USD/MWh como forma de asegurar que la misma no afecta la disponibilidad de energía almacenada en Uruguay.

En este informe, para hacer un análisis de sensibilidad a la combinación del ciclo, se estudian dos casos:

- **Caso Base** el que se considera que el ciclo se combina el 20/04/2019.
- y en el **Caso Alternativo** se atrasa la combinación al 01/01/2020.

Se construyen dos salas SimSEE del PAM: una de paso semanal y otra de paso diario. En el cuerpo del informe se muestran los resultados obtenidos por ADME en la sala de paso diario para el Caso Base. En los anexos se muestran los resultados obtenidos por la Unidad PEG de UTE – Melilla tanto para la sala de paso semanal como la de paso diario para el Caso Base y para el Caso Alternativo.

De los mantenimientos solicitados se observa que en los meses de setiembre y de octubre del 2019 se ubican: una CTR, una PTA, una unidad de Baygorria, una unidad de Terra y dos unidades de Salto Grande, todas estas unidades generadoras suman una potencia instalada en el entorno de los 500 MW. Analizando el Costo Marginal del Sistema y el despacho promedio



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

resultante en el Caso Base se puede observar que son los meses con menores costos marginales y con mayores excedentes, lo cual confirma la razonabilidad de los mantenimientos autorizados.

De la observación de los resultados del Caso Base y del Caso Alternativo, se concluye que no existe riesgo de falla por falta de energía en el período considerado independientemente de la fecha de combinación del ciclo combinado.

En virtud de las consideraciones anteriores se autorizan las solicitudes de mantenimiento recibidas.



2 Hipótesis y metodología.

2.1 Las principales novedades.

- Se consideran los mantenimientos de acuerdo a las solicitudes recibidas por los responsables de las unidades generadoras.
- Se realiza un análisis de sensibilidad a la combinación del ciclo: se considera un Caso Base donde la combinación del ciclo se estima se realice el 20/04/2019 y un Caso Alternativo donde la combinación del ciclo se atrasa al 01/01/2020.
- Se construye una sala SimSEE de paso semanal y una sala SimSEE de paso diario para cada caso. La sala de paso semanal se incluye por ser la metodología clásica de análisis del PAM, la sala de paso diario se incorpora por considerarse que con el agregado de las energías eólica y solar es necesario una mejor representación de la variabilidad. En el mismo sentido se incorporó, en la sala de paso diario, un modelo de Demanda con variabilidad y dependencia con la temperatura. Esta sala de paso diario se viene perfeccionando e incorporando en los informes desde mayo de 2018.
-
- En la sala de paso diario se utiliza el modelado variable de la demanda en base a 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). Este modelado fue presentado en la Programación Estacional Mayo – Octubre 2018¹ y también utilizada en la Programación Estacional Noviembre 2018 – Abril 2019 vigente.
- Se actualizan los precios de los combustibles a los vigentes a partir de la semana 11 de 2019.
-
- Para cada año, hasta el fin de la optimización (fin de 2023), se modela de disponibilidad de Gas Natural desde Argentina en Punta del Tigre, de la siguiente forma:
 - sin disponibilidad en el periodo comprendido entre el 01-06 y el 31-08 (Invierno)
 - disponibilidad suficiente para generar con 1 unidad de PTA 1-6 a pleno en mayo y setiembre.

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



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

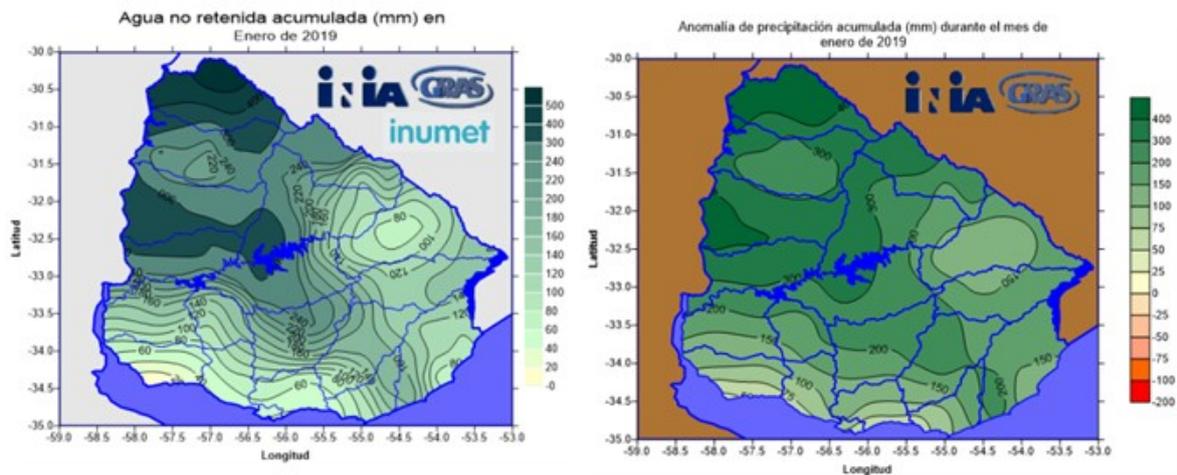
- disponibilidad suficiente para generar con 3 unidades de PTA 1-6 y una TG de PTB (operando tanto en ciclo abierto como cerrado luego de la combinación) el resto del año.
- Se utiliza un precio del barril de petróleo (WTI) fijo, por lo tanto los precios de las unidades generadoras permanecen invariables a lo largo del periodo de optimización.

2.2 Clima

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

El sistema se encuentra en clase hidrológica 5 y continuará en ese nivel por 4 semanas.

Agua disponible en suelos y agua no retenida (Fuente: INIA Enero 2019 ²)



²<http://www.inia.uy/Publicaciones/Documentos%20compartidos/Informe-agroclimatico-INIA-GRAS-Enero-de-2019.pdf>

Previsión climática para el trimestre marzo – abril -mayo 2019 (MAM/2019³)

Los modelos analizados indican un aumento en la temperatura superficial del mar en el Pacífico ecuatorial para el trimestre marzo-abril-mayo de 2019, consistente con la fase positiva de la oscilación meridional El Niño para este trimestre. En relación con la intensidad del fenómeno, los campos analizados indican que continuará con baja intensidad. La figura muestra las probabilidades de precipitaciones. Para casi toda la región sur y el sur del estado de São Paulo, la categoría para el tercil con lluvia acumulada por encima del rango normal es la más probable.

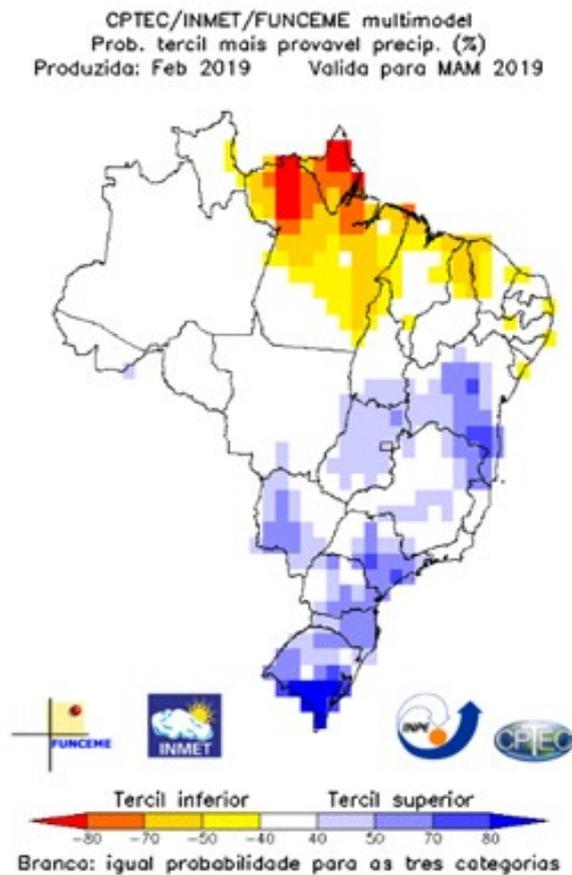


Figura 1: Previsión Climática estacional por tercil

³http://clima1.cptec.inpe.br/~rclima1/pdf_notatecnica/Nota_Tecnica.pdf

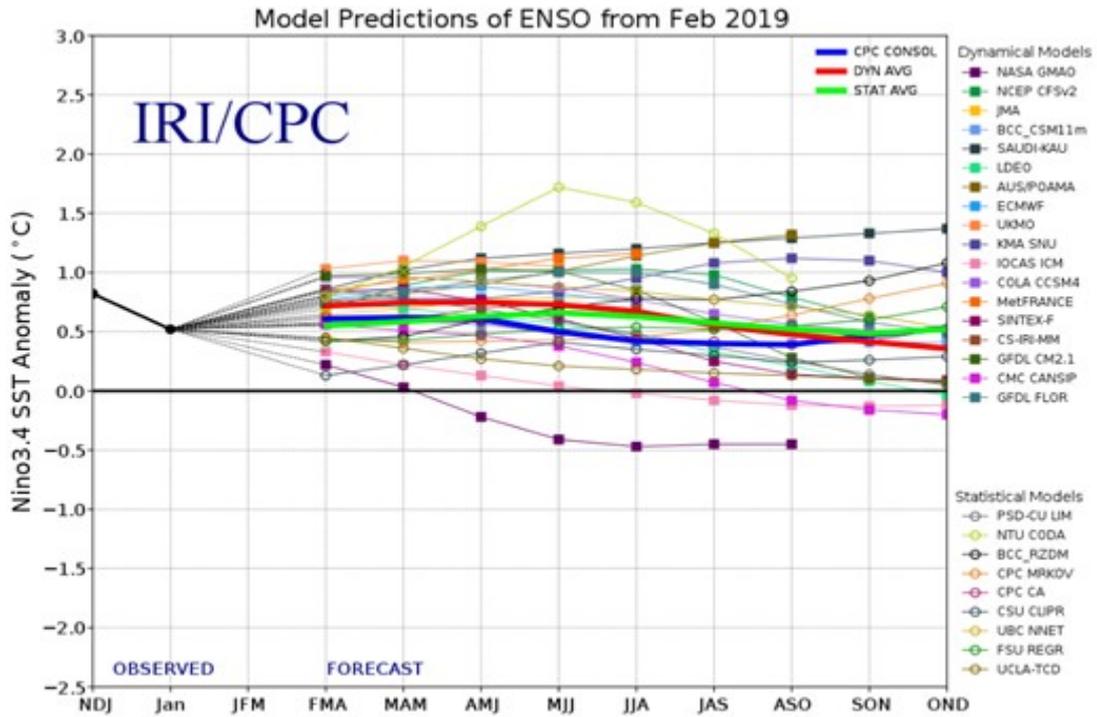


Figura 2: Modelos de previsión del Niño/Niña.

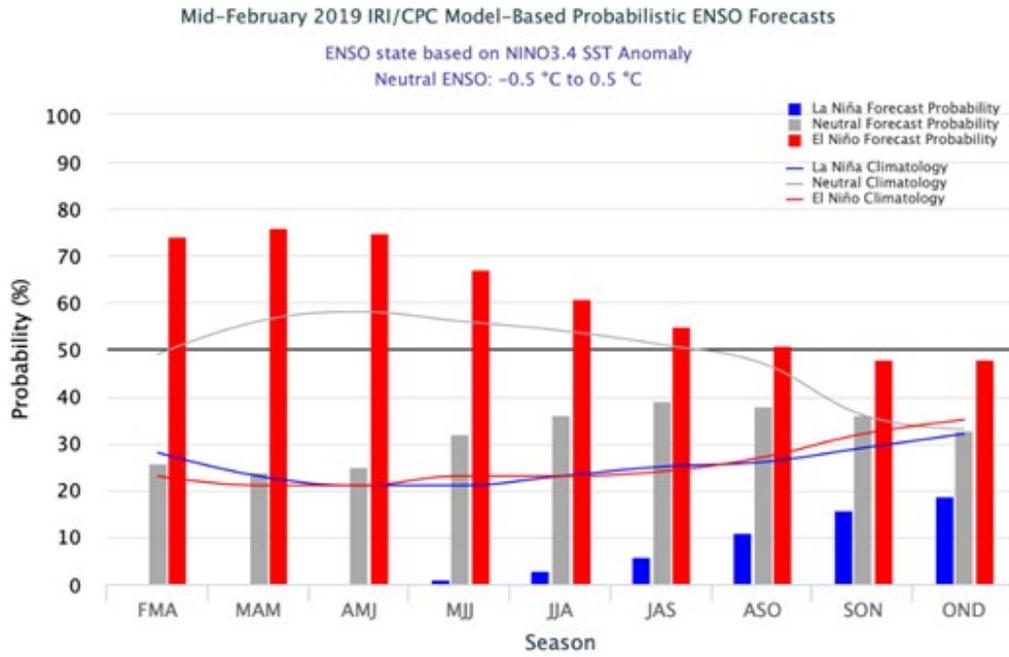


Figura 3: Previsión Niño/Niña

2.3 Demanda y postes horarios



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	REAL	11.182	3,69%
2019	PREVISIÓN	11.450	2,40%
2020	PREVISIÓN	11.765	2,75%
2021	PREVISIÓN	12.108	2,92%
2022	PREVISIÓN	12.376	2,21%
2023	PREVISIÓN	12.687	2,51%

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

Los datos presentados corresponden a la última proyección del grupo de demanda de UTE, realizada en Febrero 2019.

En la sala de paso semanal se consideran 5 postes horarios: los postes 1 y 2 corresponden al pico, el poste 3 al resto, los postes 4 y 5 al valle.



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

Tabla 2: Numero de postes y duración de los mismos en la sala de paso semanal

En la sala de paso diario se consideran cuatro postes de duración de 1, 4, 13 y 6 horas respectivamente. Los dos primeros postes corresponden al pico, el tercer poste corresponde al resto y el ultimo poste al Valle.

2.4 Modelado de las Unidades de Falla

En la sala de paso diario se consideran dos escalones de Falla para tener una mejor representación de la falla de potencia. . El primer escalón agrupa a los tres primeros escalones de Falla reglamentarios (de profundidad 14.5% con un costo de 2400 USD/MWh) y el segundo (de profundidad 85.5% con un costo de 4000 USD/MWh) reflejando la Falla 4.

En la sala de paso semanal se consideran los cuatro escalones de Falla según la reglamentación vigente (CTR+10% para el primer escalón, 600 USD/MWh el segundo, 2400 USD/MWh el tercero y 4000 USD/MWh el cuarto).

2.5 Precios de los combustibles

Los precios de los combustibles provienen de distintas fuentes.

GO: valores vigentes en ADME para la programación del despacho..

FOM: provistos por ANCAP en base a una estimación del precio de facturación del mes en curso, en este caso marzo.

GN: existen contratos con empresas proveedoras de GN desde Argentina a precios diferenciales según la época del año. Cada precio de Gas Natural surge de una aproximación al promedio entre el costo por m³ máximo y mínimo de acuerdo a los contratos celebrados entre UTE y las empresas proveedoras.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Siendo que el PAM tiene por objeto el análisis de las solicitudes de mantenimientos programados para su autorización o modificación, y que lo principal es entonces la disponibilidad de los recursos y sus costos relativos, se resuelve correr los casos con precios de los combustibles constantes (WTI fijo y GNL fijo).

REF WTI (U\$\$/Barril): 53.5			
Combustibles	U\$\$/m3	Densidad kg/l	U\$\$/T
Gasoil	723.5	0.845	856.2
Fueloil Motores	493.7	0.985	501.2
Gas Natural (resto del año)	0.2403	0.0006	413.0
Gas Natural (Mayo y Setiembre)	0.3938	0.0006	676.9

Tabla 3: Precio de combustibles derivados

Valores a ingresar en el modelo, WTI 51.8 U\$\$/bbl

Unidad	Potencia pleno PCN (MW)	PminTH (MW)	C.E. a pleno g/kWh	C.E. en mínimo tec g/kWh	Variable Combustible U\$\$/MWh	Variable No Combustible U\$\$/MWh	Variable Total pleno U\$\$/MWh	Variable Total mínimo U\$\$/MWh
C.B atile Motores	10.0	1.0	256.0	256.0	128.3	14.9	143.2	143.2
PTA 1-6	48.0	15.0	252.0	390.6	215.8	11.8	227.6	346.3
PTA 1-6 - GN	48.0	15.0	139.5	216.2	57.6	11.8	69.4	101.1
PTA 1-6 - GN (May-Set)	48.0	15.0	139.5	216.2	94.4	11.8	106.2	158.2
CTR	104.0	20.0	298.5	611.9	255.6	7.2	262.8	531.2
PTI7-8	24.0	10.0	247.0	333.5	211.5	10.1	221.6	295.6
PTB - CA - GO	176.0	60.0	250.3	353.4	214.3	8.5	222.8	311.1
PTB - CC - GO	270.0	83.0	167.0	314.0	143.0	8.5	151.5	277.4
PTB - CA - GN	171.0	60.0	166.2	226.9	68.6	8.5	77.1	102.2
PTB - CC - GN	270.0	83.0	107.7	202.9	44.5	8.5	53.0	92.3

Tabla 4: Costos Variables de las unidades térmicas



2.6 Intercambio de Energía

Importación

Con Argentina

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

200MW a Costo Variable como falla1 – 1 USD/MWh (el valor de falla 1 se establece como el de CTR+10%). Con 65% de disponibilidad en todos los postes de demanda.

Con Brasil

A través de Melo una potencia máxima de 300 MW. Se usa una CEGH que modela los PLDs del sistema Brasileiro, permitiendo la oferta de exportación a Uruguay 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.

Exportación

Se modela 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.

Se modela un actor intercambio Spot que exporta cuando el marginal nacional está por debajo de 30 USD/MWh y recibe un neto de 30 USD/MWh por la energía vendida. No está disponible durante los veranos (15/11 al 28/2), se modelan 600 MW durante las primaveras (1/8 al 15/11) y con 70% de disponibilidad. El resto del tiempo 800 MW con 70% de disponibilidad.

No se modelan ventas de excedentes térmicos.

2.7 Excedentes

Se identifican como excedentes la energía hidráulica no embalsable y autodespachados (mayoritariamente eólica). Se modela como una exportación con potencia máxima 4000 MW en todos los postes y precio 0,1 USD/MWh. El único objetivo de este modelado es estimar los excedentes exportables que de no ser exportados resultarán en vertimientos o restricciones operativas.

2.8 Parque generador nacional

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

Ciclo Combinado: Se considera la planta de ciclo combinado instalada en Punta del Tigre según el siguiente cronograma de incorporación y disponibilidad. Se presentan los valores de potencia de pleno para GO en la Tabla 5 para el Caso Base.



Potencia por turbina (MW)	20/04/2019	20/07/2019
TG1:	176	85%
°TG2:	176	85%
TV:	188	70%

Tabla 5: Cronograma de incorporación del Ciclo Combinado en el Caso Base

Se considera una vida útil del CC de 20 años, costos de operación y mantenimiento aproximadamente 8.49 US\$/MWh operando con gas oil. El cronograma podría sufrir cambios que modifiquen las fechas propuestas, pero las mismas son la mejor estimación disponible al momento de realizar este informe.

En la sala de paso diario se representa la central térmica en la sala SimSEE con un modelo nuevo del tipo Generador Térmico Combinado lo que es una mejora respecto de modelados anteriores. Esta mejora es necesaria dada la incorporación de la turbo-vapor del ciclo combinado que habilita a la operación en ciclo cerrado. (En las salas de paso diario elaboradas por UTE-PEG cuyos resultados se incluyen en los anexos, se optó por un modelado alternativo para tratar de reflejar esta nueva condición con resultados similares).

En las salas de paso semanal, la central de ciclo combinada se representó por medio de un generador térmico con encendido y apagado por poste en las salas de paso semanal. Se considera que este es un modelado simplificado que es superado en las salas de paso diario.

2.9 Factor de respuesta unidades térmicas de UTE:

Dado que durante 2018 la convocatoria de las unidades térmicas fue baja debido a la alta hidraulicidad, se mantiene el modelado usado en Programaciones anteriores.

La siguiente tabla 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%	80%	75%
Desde el 1/1/2020	65%	70%	80%	70%

Tabla 6: Disponibilidad de las unidades térmicas

2.10 Generadores de fuente eólica, solar y biomasa

Se muestra a continuación los valores de potencia equivalente utilizados. Se representó la generación prevista descontados los consumos propios. La política seguida al considerar las ampliaciones del parque generador es incluir únicamente proyectos con una intención clara de ejecución.

BIOMASA:

	Potencia Efectiva (MW)	f.d. (p.u.)	TMR (horas)	cv (USD/MWh)
Uruply (ex Weyerhaeuser)	1.2	1	0	0
UPM	20	0.8	72	0
Fenirol	8.9	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	165

Tabla 7: Parámetros considerados para los generadores en base a Biomasa



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

EÓLICA:

En la Tabla 8 se muestran los parques eólicos en servicio que se consideran en este estudio.

Central Generadora	Agente Generador	Departamento	Potencia Autorizada (MW)	Fecha de Inicio
ARIAS	UTE + Accionistas	FLORES	70,0	17/04/2017
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 RÍO S.A.	FLORIDA	50,0	01/08/2014
MARYSTAY	MARYSTAY S.A.	SAN JOSÉ	2,5	20/06/2017
MELOWIND	ESTRELLADA S.A.	CERRO LARGO	50,0	10/11/2015
MINAS I	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 CERRO GRANDE	LADANER S.A.	CERRO LARGO	50,0	17/01/2018
PARQUE EÓLICO 18 DE JULIO	IKEROL COMPANY S.A.	ROCHA	10,0	02/02/2017
PARQUE EÓLICO ARTILLEROS	UTE + Eletrobras	COLONIA	65,1	24/12/2014
PARQUE EÓLICO CARAPÉ I	FIGANO 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	IWERYL S.A.	DURAZNO	3,6	22/02/2016
PARQUE EÓLICO KIWÚ	COBRA INGENIERÍA URUGUAY S.A.	SAN JOSÉ	48,6	20/01/2017
PARQUE EÓLICO LIBERTAD	TOGELY COMPANY S.A.	SAN JOSÉ	7,7	22/07/2014
PARQUE EÓLICO LOMA ALTA - CENTRAL 1	NUEVO MANANTIAL S.A.	ROCHA	7,8	25/06/2008
PARQUE EÓLICO MAGDALENA	KENTILUX S.A.	SAN JOSÉ	17,2	02/01/2013
PARQUE EÓLICO MALDONADO	R DEL SUR S.A.	MALDONADO	50,0	10/04/2014
PARQUE EÓLICO MALDONADO II	R DEL ESTE S.A.	MALDONADO	50,0	16/06/2016
PARQUE EÓLICO MARÍA LUZ	TOGELY COMPANY S.A.	SAN JOSÉ	9,8	11/05/2016
PARQUE EÓLICO NUEVO PASTORALE I	VIENTOS DE PASTORALE S.A.	FLORES	49,2	24/05/2017
PARQUE EÓLICO ROSARIO	TOGELY COMPANY S.A.	COLONIA	9,0	29/12/2015
PARQUE EÓLICO SOLÍS DE MATAJOJO	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
TOTAL			1476,5 MW	

Tabla 8: Parques Eólicos considerados en este estudio



MOTOGENERADORES:

NOMBRE	Zendaleather
UBICACIÓN	MONTEVIDEO
TIPO DE FUENTE PRIMARIA	Fósil
AÑO DE INICIO	2008
SEMANA DE INICIO	6
POTENCIA DISPONIBLE MW	3.20
FACTOR DE UTILIZACIÓN	25%

FOTOVOLTAICA:

En la Tabla 9 se muestran los generadores solares 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
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	228.55

Tabla 9: Generadores solares fotovoltaicos considerados

Expansión:

En la expansión se tiene la planta solar fotovoltaica *Hikari* a instalarse en las inmediaciones del Parque de Vacaciones de UTE y ANTEL. Se espera que entre en servicio a mediados de 2019 generando 0.25 MW.

2.11 Red de Trasmisión

No existen mantenimientos previstos en el horizonte de tiempo de este estudio.



2.12 Información adicional del modelado.

Se utiliza la versión iie6 de SimSEE. (los resultados de los anexos elaborados por UTE-PEG corresponden a la versión 178).

Fecha de optimización:

- Sala de paso semanal: 16/03/2019 a 31/12/2023
- Sala de paso diario: 16/03/2019 a 04/04/2020, se engancha al Costo Futuro de la semana de paso semanal el 04/04/2020.

Fecha de la simulación:

- Sala de paso semanal: 16/03/2019 a 02/01/2021
- Sala de paso diario: 16/03/2019 a 04/01/2020

Fecha de guarda de la simulación: 30/03/2019

Se utilizan tres embalses en la sala de paso diario: Bonete, Palmar y Salto Grande. Las cotas iniciales son respectivamente 79.32 m, 39.13 m y 34.2 m. En la sala de paso semanal solo se considera el embalse de Bonete.

Aportes al inicio, Bonete= 10 m³/s, Palmar= 10 m³/s, Salto= 4128 m³/s.

Valor inicial del iN3.4: 0.74

Para el modelado variable de la demanda ADME utiliza 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 Mayo – Octubre 2018.⁴

Se continua con la limitación, ya considerada en anteriores Programaciones Estacionales y PAM, 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 esté por debajo de este valor. Este cambio se incorporó debido a 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.

Se usa el sintetizador de aportes CEGH “Sintetizador CEGH_BPS50_iN34_cmoBR_diario_iN34hRNhRU” para la sala de paso diario, que incorpora

⁴http://www.adme.com.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_975/PES_Mayo_Octubre_2018.pdf



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

una señal para el fenómeno ENSO y una serie de costos marginales de Brasil a los efectos de modelar el intercambio con ese país. Se usan dos variables de estado hidrológico, una para el Río Negro y otra para el Río Uruguay. Para la sala de paso semanal se usa el análogo pero con duración de paso de tiempo de 168 en vez de 24 horas.

El modelado del Ciclo combinado en la sala SimSEE de paso diario se realiza con un generador térmico combinado mientras que el modelado del Ciclo Combinado en la sala de paso semanal se realiza con un generador térmico con encendido y apagado por poste.

Se realiza la simulación con 1000 crónicas sintéticas.

En la sala de paso diario el número de crónicas a optimizar se reduce a 4, con respecto a la corrida de paso semanal donde se consideran 20 crónicas de optimización.

La sala de paso semanal cuenta con 5 postes horarios, esto se reduce en la sala de paso diario a 4 para reducir los tiempos de ejecución del modelo.



3 PAM Abril – Setiembre 2019

3.1 Cronograma

Segue un diagrama Gantt con el cronograma propuesto para los mantenimientos de las unidades térmicas de UTE en el período Abril 2019 a diciembre 2021.

PROPUESTA DE MANTENIMIENTOS DE GENERADORES TÉRMICOS E HIDRÁULICOS DEL S.I.N. AÑO 2019

	12	16-mar	23-mar	30-mar	06-abr	13-abr	20-abr	27-abr	04-may	11-may	18-may	25-may	01-jun	08-jun	15-jun	22-jun	29-jun	06-jul	13-jul	20-jul	27-jul	03-ago	10-ago	17-ago	24-ago	31-ago	07-set	14-set	21-set	28-set	05-oct	12-oct	19-oct	26-oct	02-nov	09-nov	16-nov	23-nov	30-nov	07-dic	14-dic	21-dic	28-dic					
CBM	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		
CTR1	x																																															
CTR2			x																																													
PTA1																																																
PTA2																																																
PTA3																																																
PTA4																																																
PTA5																																																
PTA6																																																
PTA U7																																																
PTA U8																																																
PTB TG1																																																
PTB TG2																																																
PTB TV																																																



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

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

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52															
	04-ene	11-ene	18-ene	25-ene	01-feb	08-feb	15-feb	22-feb	29-feb	07-mar	14-mar	21-mar	28-mar	04-abr	11-abr	18-abr	25-abr	02-may	09-may	16-may	23-may	30-may	06-jun	13-jun	20-jun	27-jun	04-jul	11-jul	18-jul	25-jul	01-ago	08-ago	15-ago	22-ago	29-ago	05-set	12-set	19-set	26-set	03-oct	10-oct	17-oct	24-oct	31-oct	07-nov	14-nov	21-nov	28-nov	05-dic	12-dic	19-dic	26-dic															
CBM	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	8	8	6	4	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1														
CTR1																																																																			
CTR2																																																																			
PTA1																																																																			
PTA2																																																																			
PTA3																																																																			
PTA4																																																																			
PTA5																																																																			
PTA6																																																																			
PTA U7																																																																			
PTA U8																																																																			
PTB TG1																																																																			
PTB TG2																																																																			
PTB TV																																																																			



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

PROPUESTA DE MANTENIMIENTOS DE GENERADORES TÉRMICOS E HIDRÁULICOS DEL S.I.N. AÑO 2021

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52					
	02-ene	09-ene	16-ene	23-ene	30-ene	06-feb	13-feb	20-feb	27-feb	06-mar	13-mar	20-mar	27-mar	03-abr	10-abr	17-abr	24-abr	01-may	08-may	15-may	22-may	29-may	05-jun	12-jun	19-jun	26-jun	03-jul	10-jul	17-jul	24-jul	31-jul	07-ago	14-ago	21-ago	28-ago	04-set	11-set	18-set	25-set	02-oct	09-oct	16-oct	23-oct	30-oct	06-nov	13-nov	20-nov	27-nov	04-dic	11-dic	18-dic	25-dic					
CBM	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2				
CTR1																																																									
CTR2																																																									
PTA1																																																									
PTA2																																																									
PTA3																																																									
PTA4																																																									
PTA5																																																									
PTA6																																																									
PTA U7																																																									
PTA U8																																																									
PTB TG1																																																									
PTB TG2																																																									
PTB TV																																																									

Referencias:

X	Unidad con mantenimiento programado para esta fecha
	Ventana de mtto, los trabajos previstos pueden moverse dentro de estas fechas
	Semana de Carnaval
	Semana de Turismo

3.2 Resultados del Caso Base – paso diario

3.2.1 Respaldo no hidráulico del sistema

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

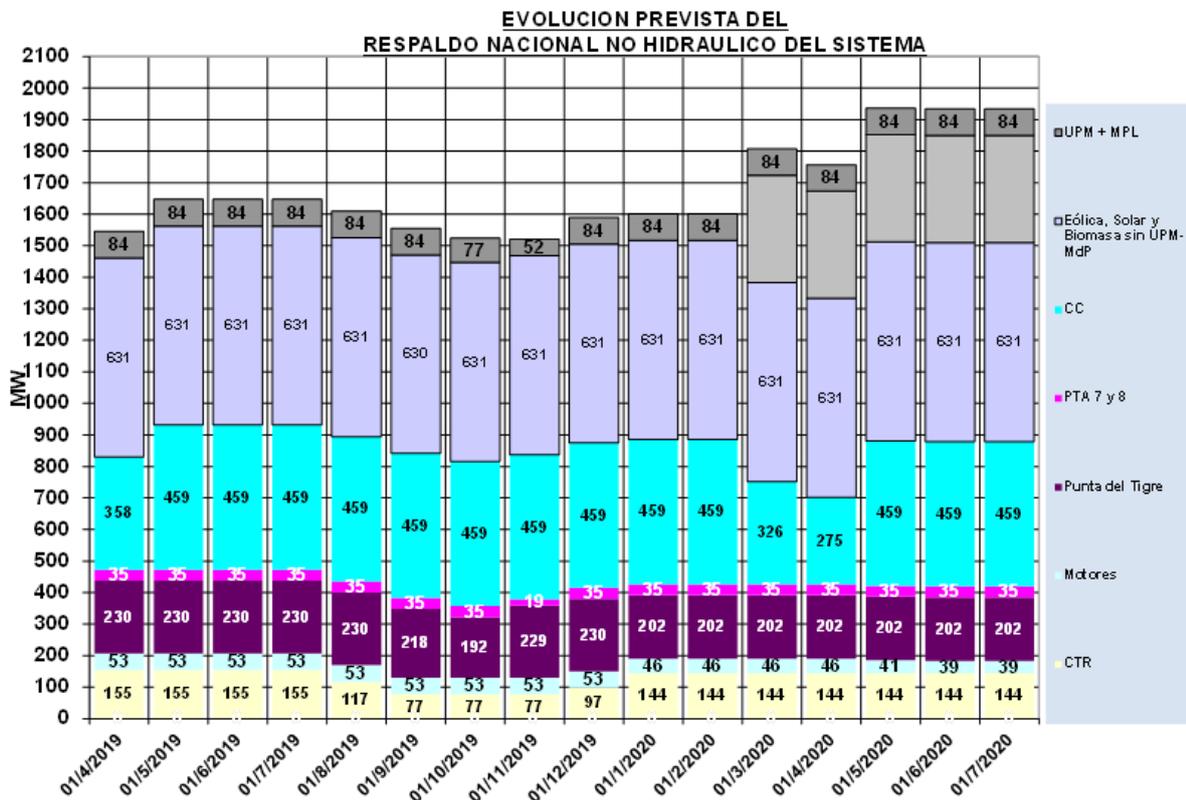


Figura 4: Evolución prevista del Respaldo Nacional no hidráulico del Sistema.

3.2.2 Caso Base :Análisis de falla _ Resultados sala de paso diario

En la Figura 5 se muestra las curvas de excedencia de falla semanal de la sala de paso diario.

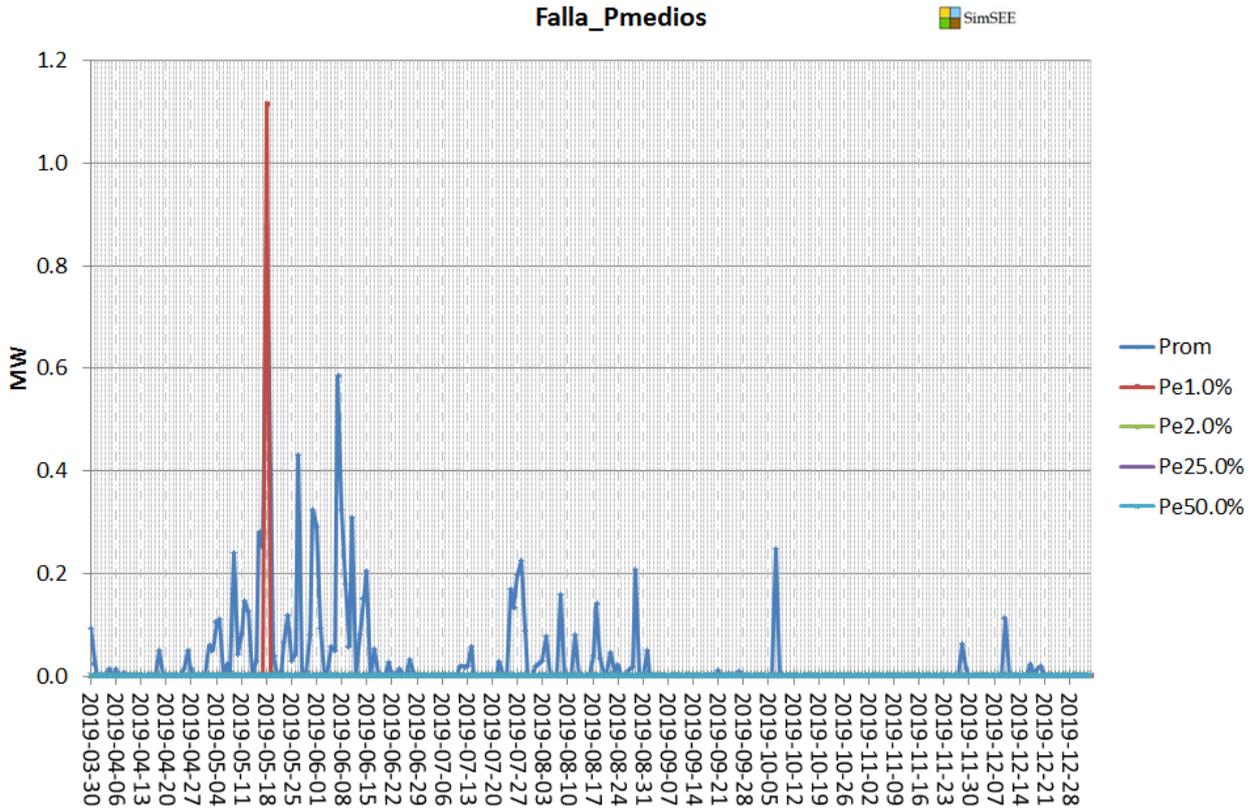


Figura 5: Potencia media de falla semanal_Caso Base_paso diario

En la Figura 6 se muestra la Energía de Falla acumulada de los dos escalones de Falla considerados en la sala de paso diario.

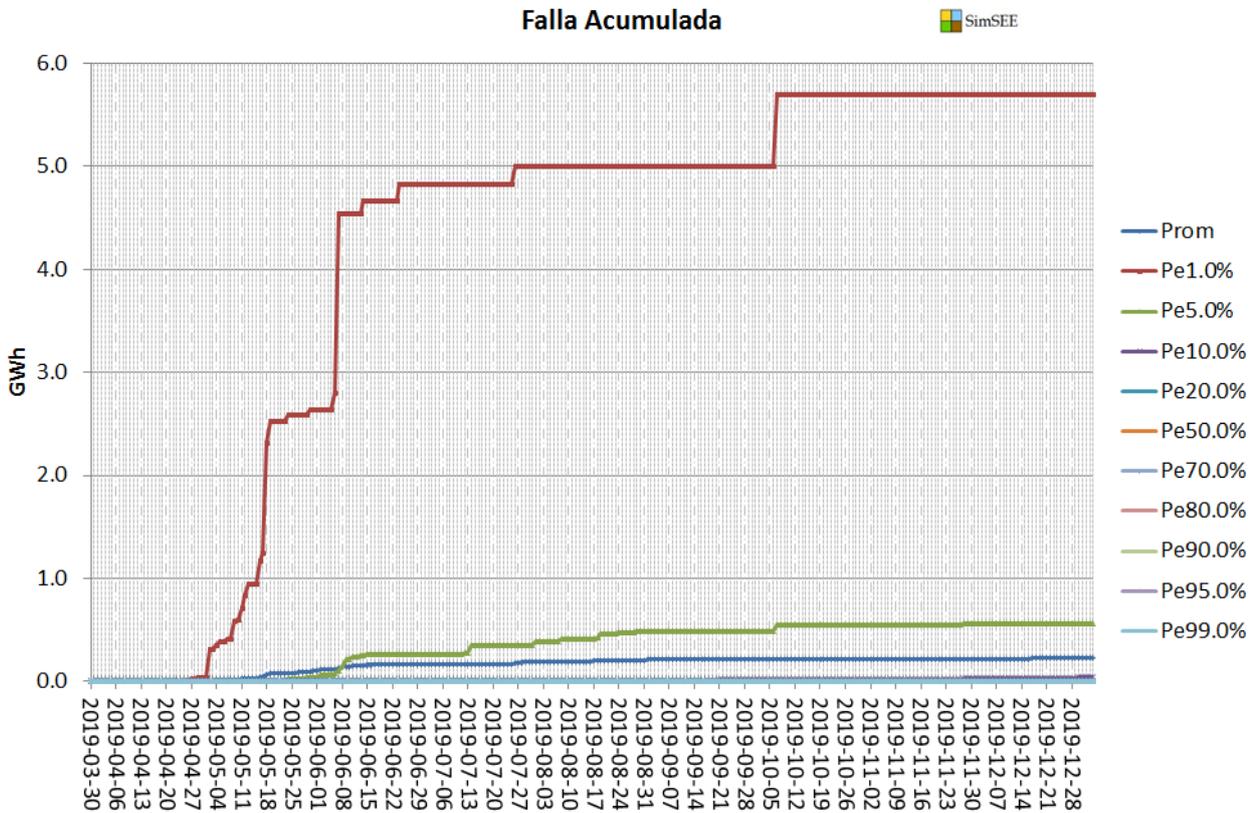


Figura 6: Energía de Falla Acumulada desde Abril a fines del 2019- Caso Base -paso diario

Se concluye que no existe riesgo de falla por falta de energía en el período considerado.

3.2.3 Caso Base: Evolución de la cota del lago de Bonete_ Resultados sala de paso diario

En la Figura 7 se muestra la evolución de la cota de Bonete hasta finales del año 2019.

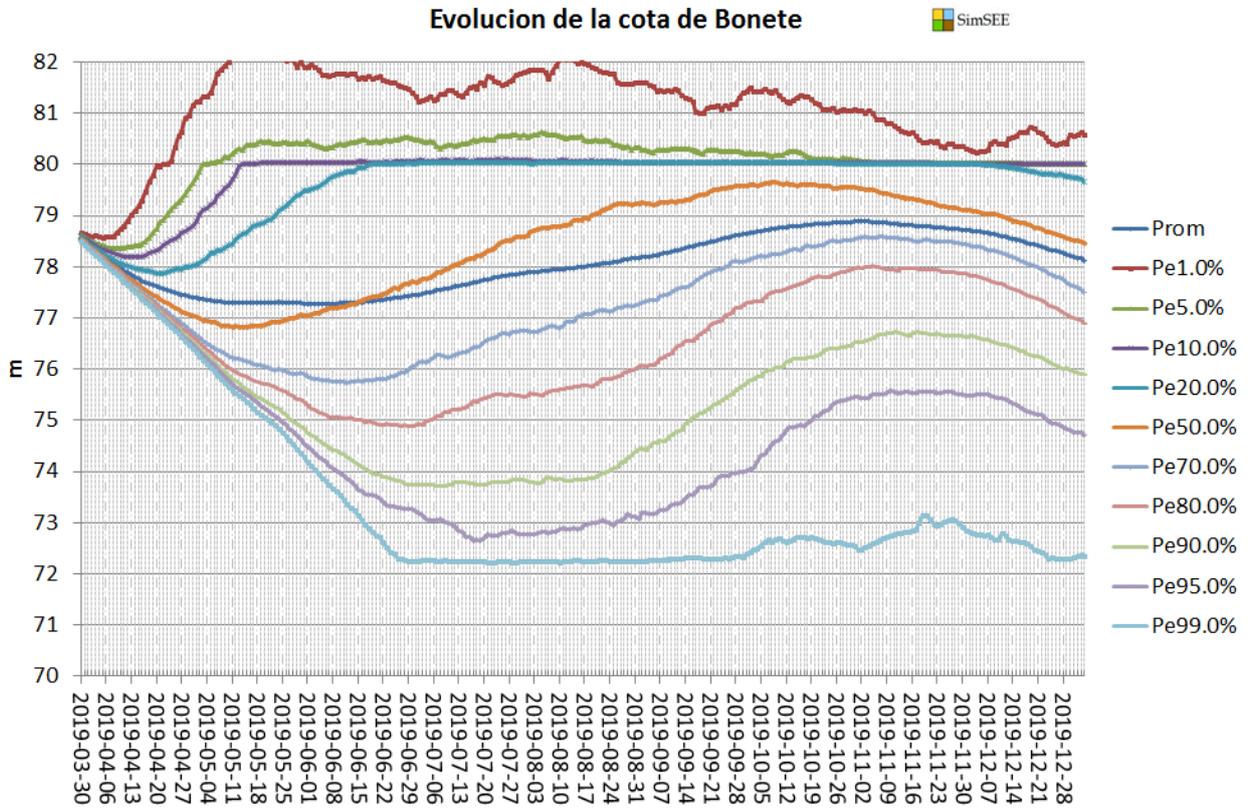


Figura 7: Evolución de la cota de Bonete-Caso Base -paso diario

La cota de Bonete en valor esperado en el período analizado en el PAM es de 77,8 metros.

3.2.4 Caso Base: Despacho Promedio_ Resultados sala de paso diario

En la Figura 8 se presenta el Despacho Promedio Diario

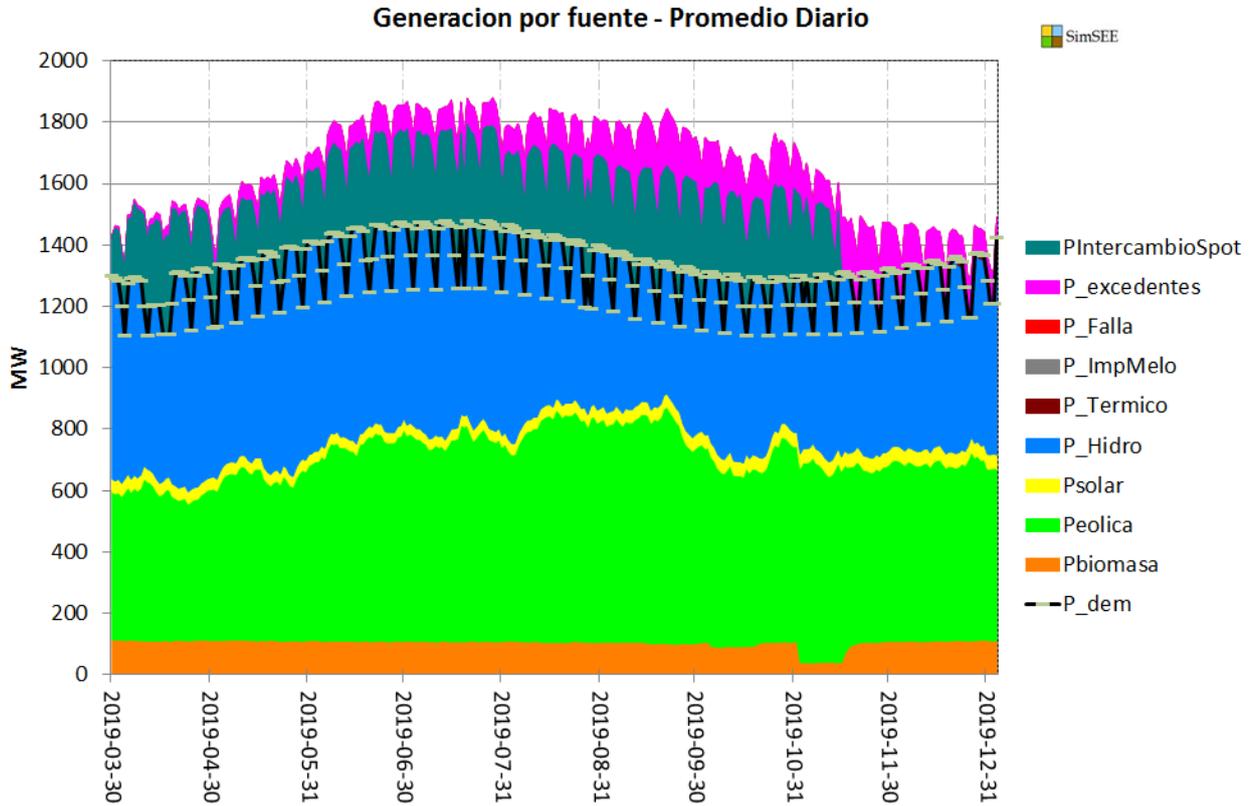


Figura 8: Despacho promedio diario_Caso Base -paso diario

Se observa que hasta fines del 2019, en valor esperado el despacho cuenta con excedentes y/o intercambio spot y no sería necesario utilizar térmico para satisfacer la demanda.

3.2.5 Caso Base: Costo marginal del Sistema_ Resultados sala de paso diario

En la Figura 9 se presenta el costo marginal del sistema para diferentes probabilidades de excedencia.

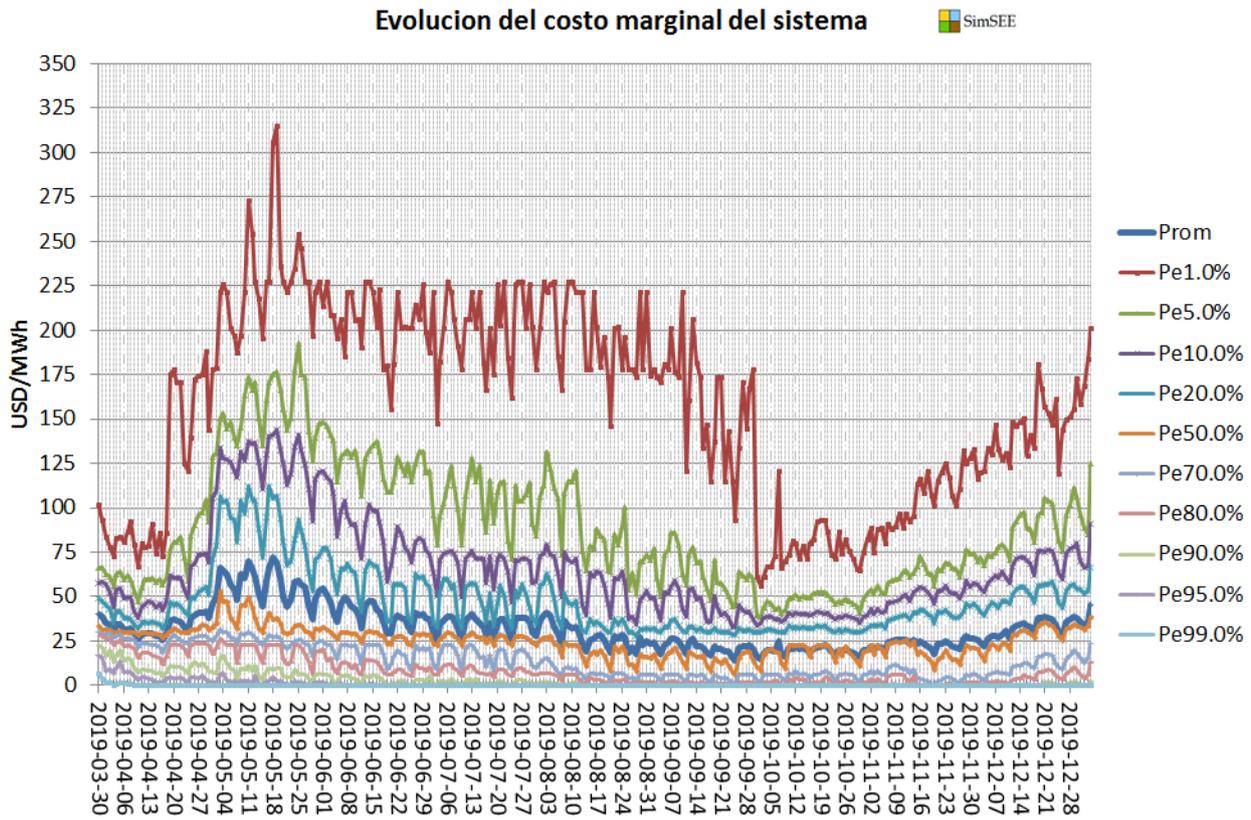


Figura 9: Evolución del Costo Marginal del Sistema- Caso Base- paso diario

En valor esperado el costo marginal en el período PAM se encuentra por debajo de 40USD/MWh. El máximo costo marginal en promedio es de 72,1 USD/MWh en el periodo Abril – Setiembre 2019.



4 ANEXOS

4.1 ANEXO 1 – Información de Agentes

Generador	Parque	Observaciones
UPM		10 a 12 días para principio de octubre del 2019
Ladaner S.A.	P.E. Cerro Grande	marzo se va a hacer el mantenimiento en la subestacion que implica todo el parque fuera de servicio por 8 horas en el año.
Lanas Trinidad S.A.		Sin mantenimientos mayores. Puede que no genere en Semana Santa 2019, a confirmar en marzo.
Ponlar S.A.		Mantenimiento entre el 15 y 30 de setiembre 2019
Celulosa y Energía Punta Pereira S.A.		Semana 45 (03/11/2019) y semana 46 (10/11/2019)
Togely Company S.A.	P. E. Libertad	Mantenimientos en Semana 10 (03/03/2019) y Semanas 29 (14/07/2019) a 31 (28/07/2019)
Iweryl S.A.	P. E. Julieta	Mantenimientos en Semana 9 (24/02/19) y semana 10 (03/03/2019); Semana 32 (04/08/2019) y Semana 33 (11/08/2019)
Togely Company S.A.	P. E. Rosario	Mantenimientos en Semana 25 (16/06/2019) a Semana 27 (30/06/2019)
Togely Company S.A.	P. E. María Luz	Mantenimientos en Semana 15 (07/04/2019) a Semana 18 (28/04/2019) y de Semana 41 (06/10/2019) a Semana 43 (20/10/2019)
	P. E. Villa Rodriguez	Mantenimientos Semana 7 (10/02/2019) a Semana 10 (03/03/2019) y de Semana 20 (12/05/2019) a Semana 22 (26/05/2019)
	P. E. 18 de Julio	Mantenimientos Semana 10 (03/03/2019) a Semana 12 (17/03/2019) y de Semana 36 (01/09/2019) a Semana 39 (22/09/2019)
Cobra Ingeniería Uruguay S. A.	P. E. Kiyu	Sin mantenimientos mayores previstos.
Vientos de Pastoral S.A.	P. E. Nuevo Pastoral I	Sin mantenimientos mayores previstos.
R del Este S.A.	P. E. Maldonado II	Se adjunta PAM del parque para el período Abril - set 2019. Sin mantenimientos mayores previstos.
R del Sur S.A.	P. E. Maldonado I	Se adjunta PAM del parque para el período Abril - set 2019. Sin mantenimientos mayores previstos.
Alto Cielo S.A.		Sin mantenimientos mayores previstos.
Estrellada S.A.	P. E. Melowind	Sin mantenimientos mayores previstos.
Generacion Eólica Minas S.A.	P. E. Minas I	Mantenimiento anual programado para la tercera semana de Abril 2019 (Semana 17)
Polesine S.A.	P. E. Florida I	Mantenimiento anual programado para la semana 21.
Glymont S.A.	P. E. Florida II	Mantenimiento anual programado para la semana 21.
Kentilux S.A.	P. E. Magdalena	Mantenimientos previstos en Semanas: 22 a 24; 26 a 27; 44 a 45
Areaflin S.A.	P. E. Valentines	Sin mantenimientos mayores previstos.
	P. E. Arias	Sin mantenimientos mayores previstos.
Colidim S.A.	P. F. El Naranjal	Sin mantenimientos mayores previstos.
Jacinta Solar Farm S.A.		Sin mantenimientos mayores previstos.
Jolipark S.A.	P. F. Del Litoral	Sin mantenimientos mayores previstos.
	P. E. Palomas	Sin mantenimientos mayores previstos.
	P. E. Juan Pablo Terra	Sin mantenimientos mayores previstos.
Luz de Rio S.A.		Sin mantenimientos mayores previstos.
Luz de Mar S.A.		Sin mantenimientos mayores previstos.
Luz de Loma S.A.		Sin mantenimientos mayores previstos.
	P. E. Pampa	Sin mantenimientos mayores previstos.
	P. E. Caracoles	Sin mantenimientos mayores previstos.

Tabla 10: Información enviada por los Agentes



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

CTM - Salto Grande

Mantenimientos previstos desde Abril de 2019 a fines de mayo de 2020.

		U1	U2	U3	U4	U5	U6	U7	U8	U9	U10	U11	U12	U13	U14
semana 14	31/03/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	1	1
semana 15	07/04/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 16	14/04/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 17	21/04/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 18	28/04/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1
semana 19	05/05/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
semana 20	12/05/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
semana 21	19/05/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 22	26/05/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 23	02/06/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 24	09/06/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 25	16/06/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 26	23/06/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 27	30/06/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 28	07/07/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 29	14/07/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 30	21/07/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 31	28/07/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 32	04/08/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 33	11/08/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 34	18/08/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 35	25/08/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 36	01/09/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 37	08/09/2019	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 38	15/09/2019	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 39	22/09/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 40	29/09/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 41	06/10/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 42	13/10/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 43	20/10/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 44	27/10/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabla 11: Mantenimientos de Salto Grande desde Abril a octubre de 2019



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

		U1	U2	U3	U4	U5	U6	U7	U8	U9	U10	U11	U12	U13	U14
semana 45	03/11/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 46	10/11/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1
semana 47	17/11/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1
semana 48	24/11/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1
semana 49	01/12/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1
semana 50	08/12/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1
semana 51	15/12/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1
semana 52	22/12/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1
semana 1	31/12/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1
semana 2	07/01/2020	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1
semana 3	14/01/2020	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1
semana 4	21/01/2020	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1
semana 5	28/01/2020	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1
semana 6	04/02/2020	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1
semana 7	11/02/2020	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1
semana 8	18/02/2020	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1
semana 9	25/02/2020	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1
semana 10	03/03/2020	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1
semana 11	10/03/2020	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1
semana 12	17/03/2020	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1
semana 13	24/03/2020	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1
semana 14	31/03/2020	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	1	1	1	1
semana 15	07/04/2020	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	1	1	1	1
semana 16	14/04/2020	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 17	21/04/2020	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 18	28/04/2020	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 19	05/05/2020	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 20	12/05/2020	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 21	19/05/2020	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 22	26/05/2020	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabla 12: Mantenimientos de Salto Grande desde Noviembre de 2019 a fines de mayo de 2020



4.2 ANEXO 2 – Resultados del Caso Base- Sala de paso semanal obtenidos por la Unidad PEG de UTE - Melilla

A continuación se presentan los resultados obtenidos de una simulación con paso semanal por la Unidad PEG de UTE - Melilla.

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

- Fecha de optimización: 16/03/2019 – 31/12/2023
- Fecha de la simulación: 16/03/2019 – 02/01/2021 (semana 12 de 2019 a semana 52 de 2020)
- Se considera solo el embalse de Bonete
- Se utiliza una CEGH de aportes de paso semanal, que tiene las mismas variables de estado que la CEGH de paso diario.
- La unidad PEG – de UTE- Melilla utiliza una demanda fija y detallada generada con los valores proyectados de energía por el grupo de Demanda de UTE para los años siguientes.
- El número de crónicas a optimizar se aumenta a 20.
- Cambia el modelado de la central PTB por una central generadora con mínimo técnico, encendido y apagado por poste, compuesta por dos unidades iguales. Cada una de ellas representa una turbina de gas operando en ciclo abierto antes de la fecha de combinación, y luego de ella “medio ciclo combinado” (PTB operando en 1+1+1).
- La falla se divide en cuatro escalones según Decreto del P.E. (CTR+10% para el primer escalón, 600 USD/MWh el segundo, 2400 USD/MWh el tercero y 4000 USD/MWh el cuarto).
- Se utiliza la versión 178 de SimSEE
- Se consideran los postes horarios y las duraciones que se muestran en la Tabla 2

4.2.1 Caso Base - Balance energético y costos – paso semanal

PAM 2019-04-1 - Semanal

Sim SEE

semana 14 de 2019 a 53 de 2019

GENERACIÓN (GVH)	Sim SEE	COSTO (MUS\$)	COSTO (MUS\$) (Incluye el costo no combustible)
Terra	624	Salto Grande	20.5
Baygorria	401	Motores FO	2.1
Palmar	1404	<i>Térmico Fuel oil</i>	2.1
Río Negro	2430	PTBGO	6.6
Salto Grande	3417	PTI1-6 GO	0.8
<i>Total Hidráulica</i>	5847	PTI7 y8	0.5
Motores	15	CTR	0.1
PTBGO	43	<i>Térmico gas oil</i>	8.0
PTI1-6 GO	3	PTBGN	3.2
PTI7 y8	2	PTI1-6 GN	1.6
CTR	0	<i>Térmico GN</i>	4.8
PTBGN	59	<i>Total Térmico</i>	15.0
PTI1-6 GN	21	Eólica privados	244.2
<i>Total Térmica</i>	144	GEN DIST (biomas a+fósil)	11.8
Eólica UTE	421	UPM	9.2
Eólica privados	3692	Montes del Plata	39.1
<i>Eólica Total</i>	4113	Solar	25.5
GEN DIST (biomas a+fósil)	165	<i>Total Autop + otros</i>	85.7
UPM	102	Intercambio Spot	-43.4
Montes del Plata	434	Imp. Rivera	0.0
Solar	275	Imp. Contingente Arg.	0.0
Ofertas de oportunidad no exportada	-793	Imp. Melo	0.0
Integración Spot	-1445	<i>Total Intercambios</i>	-43.4
Imp. Rivera	0.0	Cargo Fijo	0.0
Imp. Contingente Arg.	0.0	FALLA 1	0.0
Imp. Melo	0.0	FALLA 2	0.0
FALLA 1	0.0	FALLA 3	0.1
FALLA 2	0.0	FALLA 4	0.0
FALLA 3	0.0	<i>TOTAL Falla</i>	0.2
FALLA 4	0.0	Costo Operativo UTE	321.9
<i>TOTAL Falla</i>	0.1	Costo Operativo País	301.4
Demanda Total	8842	<i>Costo Total UTE</i>	322.1
		Costo Total País	301.6
		Cota promedio final (m)	78.09

Tabla 13: Caso Base - Balance energético y Costos_ Resultados sala de paso semanal

Notas:

- Se valoriza la generación eólica a 67 US\$/MWh y 45 US\$/MWh para los parques eólicos de ex Vecodesa.
- Se valoriza la generación solar a 93 US\$/MWh.
- Se valoriza UPM y Montes del Plata a 90 US\$/MWh.
- Se valoriza la generación de biomasa y la generación de precio nulo a 90 US\$/MWh.

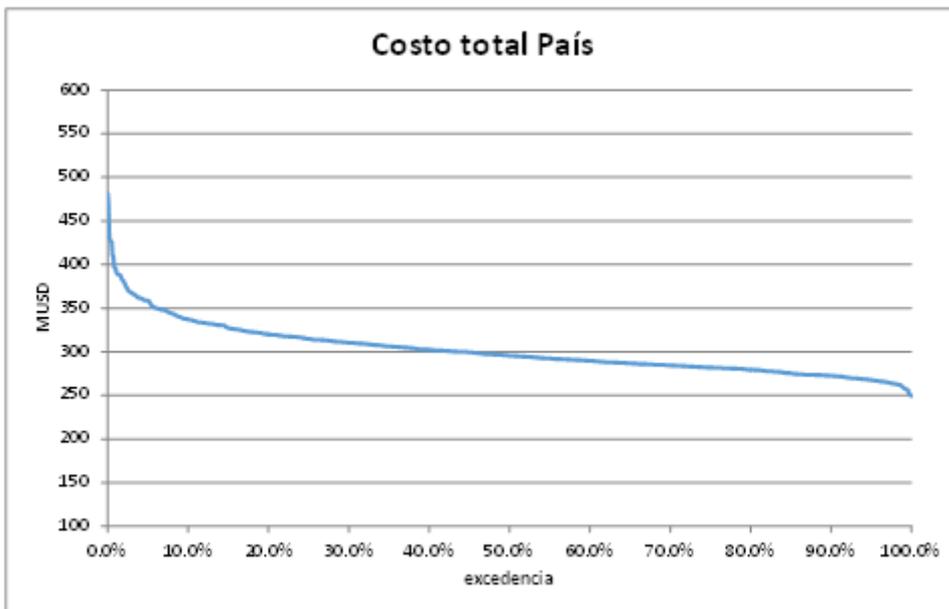


Tabla 14: Caso Base - Excedencias de Costos – paso semanal

4.2.2 Caso Base - Análisis de falla - paso semanal

En la Figura 10 y en la Figura 11 se presentan gráficamente las curvas de excedencia de falla semanal.

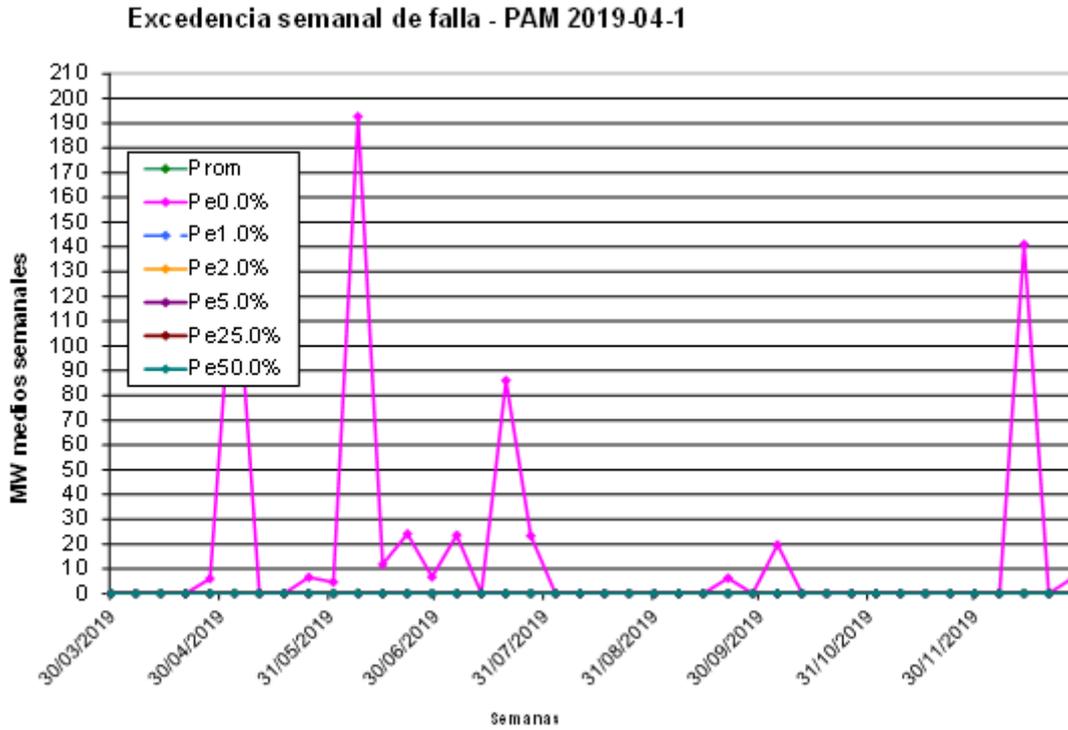


Figura 10: Caso Base - Excedencia de Falla semanal- paso semanal

No se observan situaciones de falla significativas con niveles de probabilidad mayores al 1%.



Excedencia de falla (GWh)

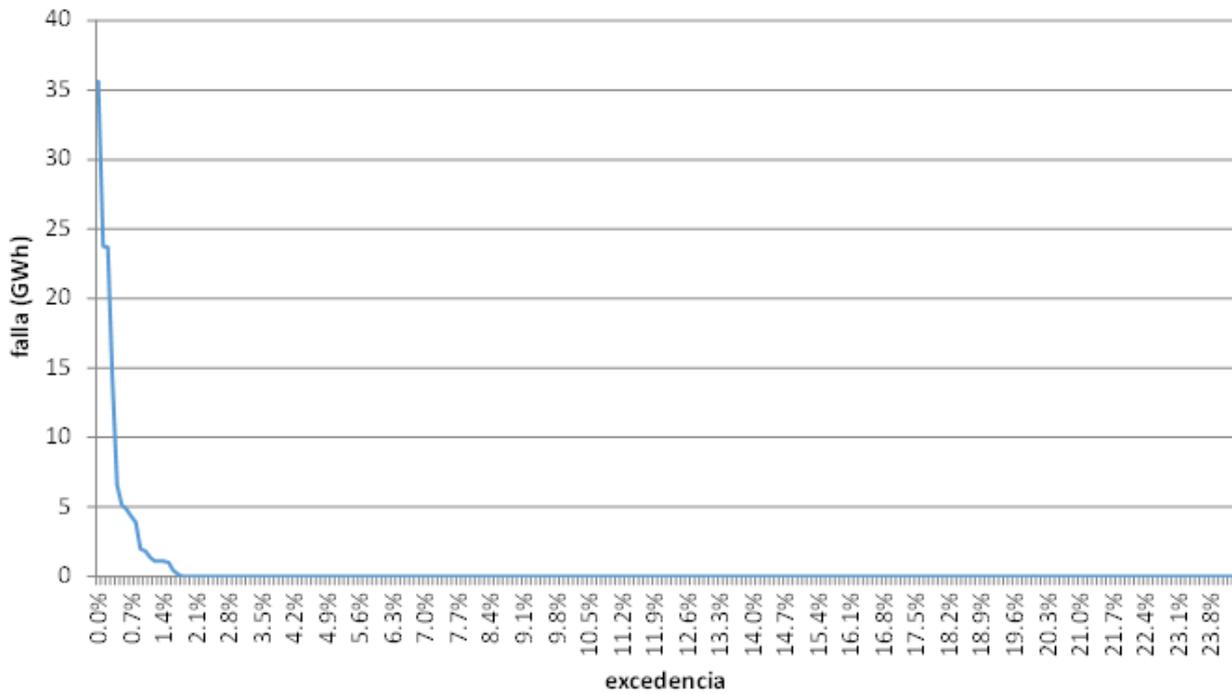


Figura 11: Caso Base - Excedencia de Falla en GWh - Sala de paso semanal

4.2.3 Caso Base - Evolución de la cota del lago de Bonete- Paso semanal

En la Figura 12 se muestra la evolución de la cota de Bonete en sala semanal.

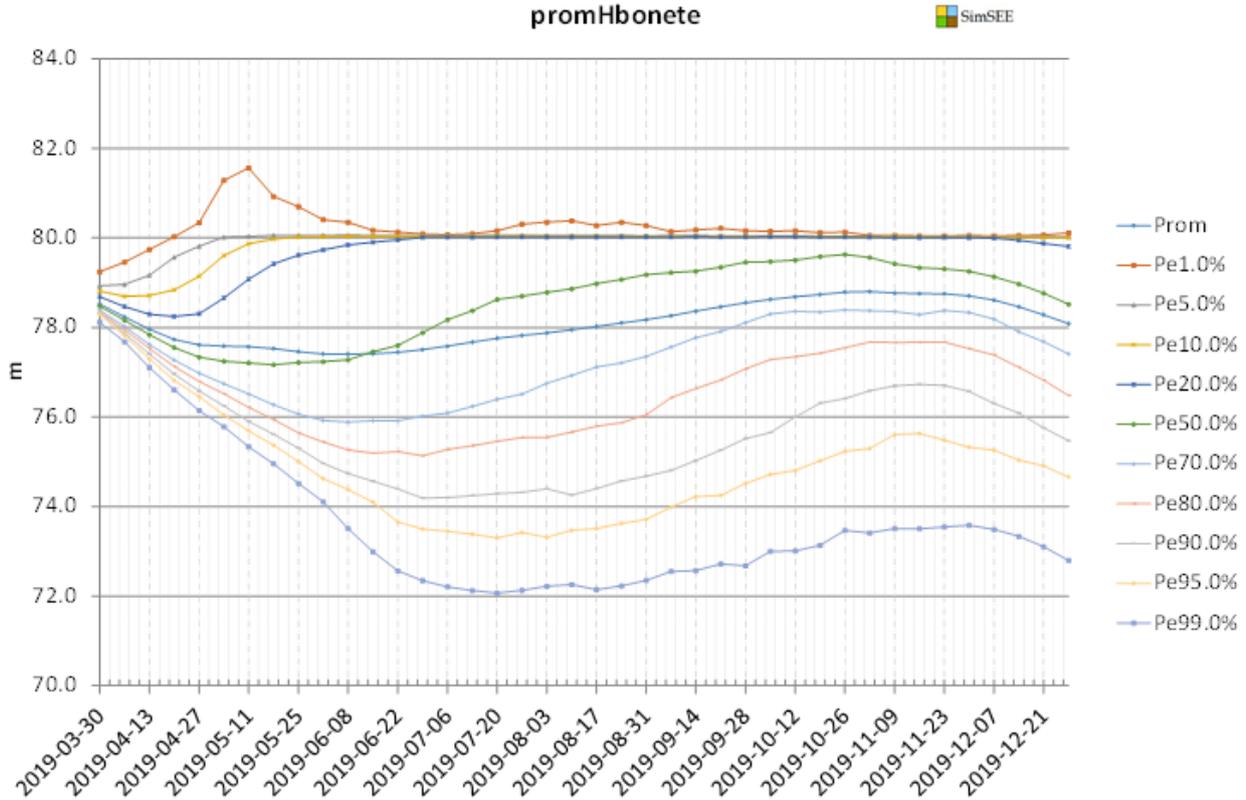


Figura 12: Caso Base - Evolución de la cota de Bonete en la sala semanal

De las 1000 crónicas simuladas: hay 56 crónicas que en alguna semana del período (s14 a s53 de 2019) pasan por cotas inferiores a 72.3 m y hay 150 crónicas que en alguna semana del período (s14 a s53 de 2019) pasan por cotas superiores a 80.1 m.



4.3 ANEXO 3 – Resultados del Caso Base- Sala de paso diario obtenidos por la Unidad PEG de UTE - Melilla

A continuación se presentan los resultados obtenidos de una simulación con paso diario por la Unidad PEG de UTE - Melilla.

Se conservan las hipótesis y modelado de la sala de paso semanal del Anexo 4.2 salvo los siguientes puntos:

- La central térmica del ciclo Combinado está representada a través de dos nodos y dos arcos iguales; a cada nodo se conectan dos generadores térmicos con mínimo técnico: una turbina de gas modelada como un generador con encendido y apagado por poste, y “medio ciclo combinado” (es decir, PTB funcionando en 1+1+1) como un generador con encendido y apagado por paso de tiempo. Estos dos generadores se conectan al nodo mediante un arco donde se modela la potencia máxima de ambas unidades, su disponibilidad y tiempo medio de reparación. De esta forma se logra una mejor aproximación al funcionamiento de cada unidad de PTB cuando funciona en ciclo abierto y cerrado.
- Se consideran dos escalones de Falla: el primer escalón agrupa a los tres primeros escalones de Falla reglamentarios (de profundidad 14.5% con un costo de 2400 USD/MWh) y el segundo (de profundidad 85.5% con un costo de 4000 USD/MWh) reflejando la Falla 4.
- Se consideran los embalses de Bonete, Palmar y Salto Grande
- Se utiliza una CEGH de aportes de paso diario, que tiene las mismas variables de estado que la CEGH de paso semanal.
- Fechas de optimización: 16/03/2019 – 04/04/2020, enganchada al Costo Futuro de la sala de paso semanal
- Fechas de simulación: 16/03/2019 – 04/01/2020 (semana 12 de 2019 a semana 53 de 2019)
- El número de crónicas a optimizar se disminuye a 4.
- Se consideran cuatro postes de duración de 1,4,13 y 6 horas respectivamente. Los dos primeros postes corresponden al pico, el tercer poste corresponde al resto y el último poste al Valle.

4.3.1 Caso Base - Análisis de Falla- Paso diario

En la Figura 13 y en la Figura 14 se muestra la excedencia de Falla de la sala de paso diario.

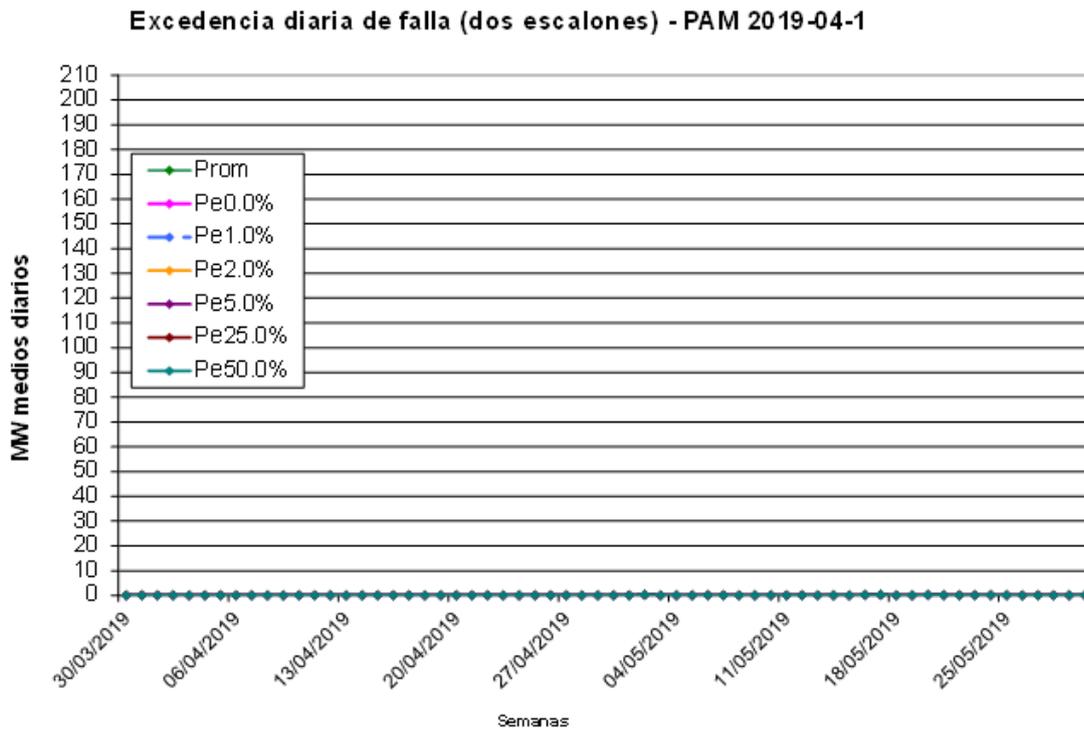


Figura 13: Caso Base - Excedencia de Falla – paso diario

Excedencia de falla (GWh)

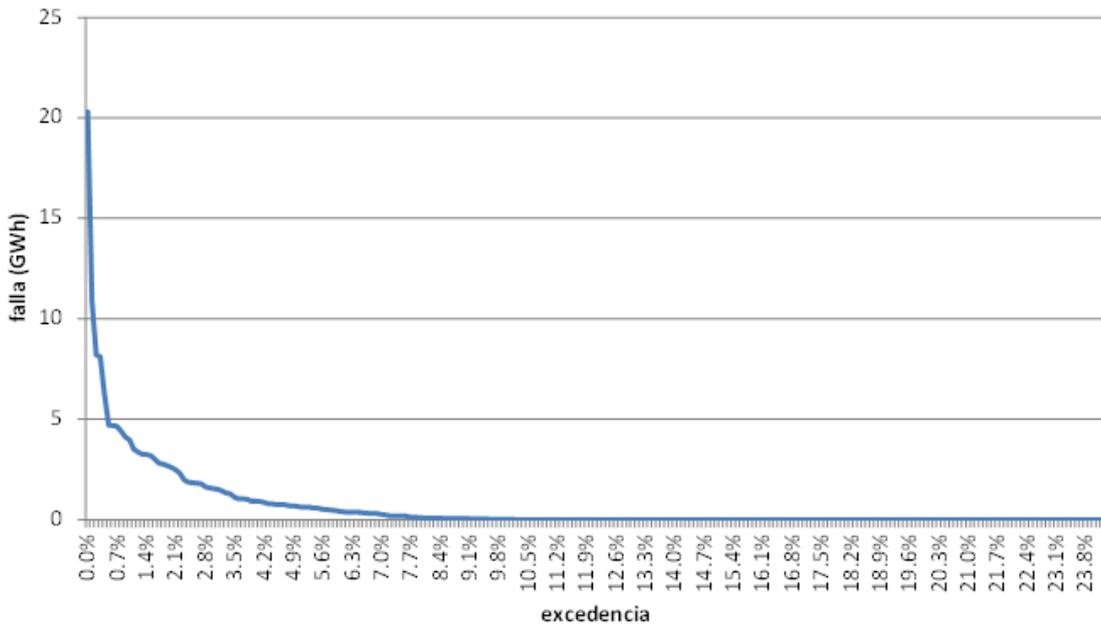


Figura 14: Caso Base - Excedencia de Falla (GWh)- paso diario

De la observación de los gráficos antes presentados, se concluye que no existe riesgo de falla por falta de energía en el período considerado según el modelo utilizado. Se cree que los riesgos a atender en el abastecimiento de la demanda responden a eventuales faltas de potencia instantánea asociadas a cambios rápidos de las fuentes autodespachadas (principalmente eólica) en conjunción con arranques fallidos o roturas de las unidades térmicas de respaldo.

4.3.2 Caso Base - Evolución de la cota de Bonete- paso diario

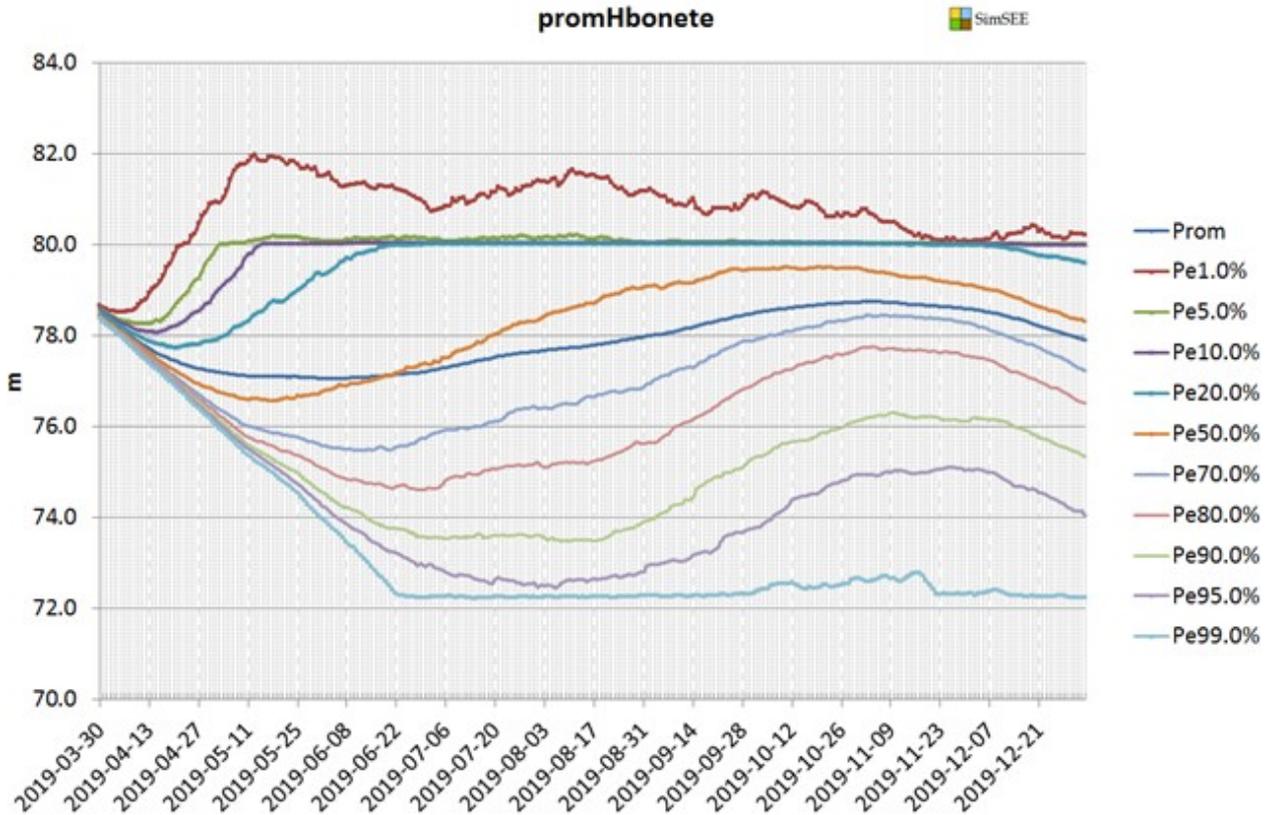


Figura 15: Caso Base - Evolución de la cota de Bonete - Sala de paso diario

De las 1000 crónicas simuladas: hay 105 crónicas que en algún día del período (s14 a s53 de 2019) pasan por cotas inferiores a 72.3 m y hay 430 crónicas que en algún día del período (s14 a s53 de 2019) pasan por cotas superiores a 80.1 m.

4.3.3 Caso Base - Balance energético y costos operativos- paso diario

PAM 2019-04-1 - Diario

SimSEE

semana 14 de 2019 a 53 de 2019

GENERACIÓN (GWh)	SimSEE	COSTO (MUS\$)	COSTO (MUS\$) (incluye el costo no combustible)
Terra	632	Salto Grande	20.5
Baygorria	408	Motores FO	1.6
Palmar	1371	Térmico Fuel oil	1.6
Rio Negro	2411	PTB GO	6.5
Salto Grande	3414	PTI 1-6 GO	1.8
Total Hidráulica	5826	PTI 7 y 8	1.0
Motores	11	CTR	0.4
PTB GO	39	Térmico gas oil	9.8
PTI 1-6 GO	8	PTB GN	4.3
PTI 7 y 8	5	PTI 1-6 GN	1.8
CTR	2	Térmico GN	6.1
PTB GN	78	Total Térmico	17.5
PTI 1-6 GN	23	Eólica privados	244.1
Total Térmica	166	GEN DIST (biomasa+fósil)	11.7
Eólica UTE	421	UPM	9.1
Eólica privados	3692	Montes de IP lata	39.0
Eólica Total	4113	Solar	25.5
GEN DIST (biomasa+fósil)	161	Total Autop + otros	85.4
UPM	101	Intercambio Spot	-46.0
Montes de IP lata	433	Imp. Rivera	0.0
Solar	275	Imp. Contingente Arg.	0.0
Ofertas de oportunidad no exportada	-700	Imp. Melo	0.1
Integración Spot	-1534	Total Intercambios	-45.9
Imp. Rivera	0.0	Cargo Fijo	0.0
Imp. Contingente Arg.	0.0	FALLA 1	0.3
Imp. Melo	0.3	FALLA 2	0.1
FALLA 1	0.1	TOTAL Falla	0.4
FALLA 2	0.0	Costo Operativo UTE	321.6
TOTAL Falla	0.2	Costo Operativo País	301.1
Demanda Total	8842	Costo Total UTE	322.0
		Costo Total País	301.5
		Cota promedio final (m)	77.89

Tabla 15: Caso Base - Balance energético y costos- paso diario

Notas:

- Se valoriza la generación eólica a 67 US\$/MWh y 45 US\$/MWh para los parques eólicos de ex Vecodesa.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

- Se valoriza la generación solar a 93 US\$/MWh.
- Se valoriza UPM y Montes del Plata a 90 US\$/MWh.
- Se valoriza la generación de biomasa a 90 US\$/MWh.

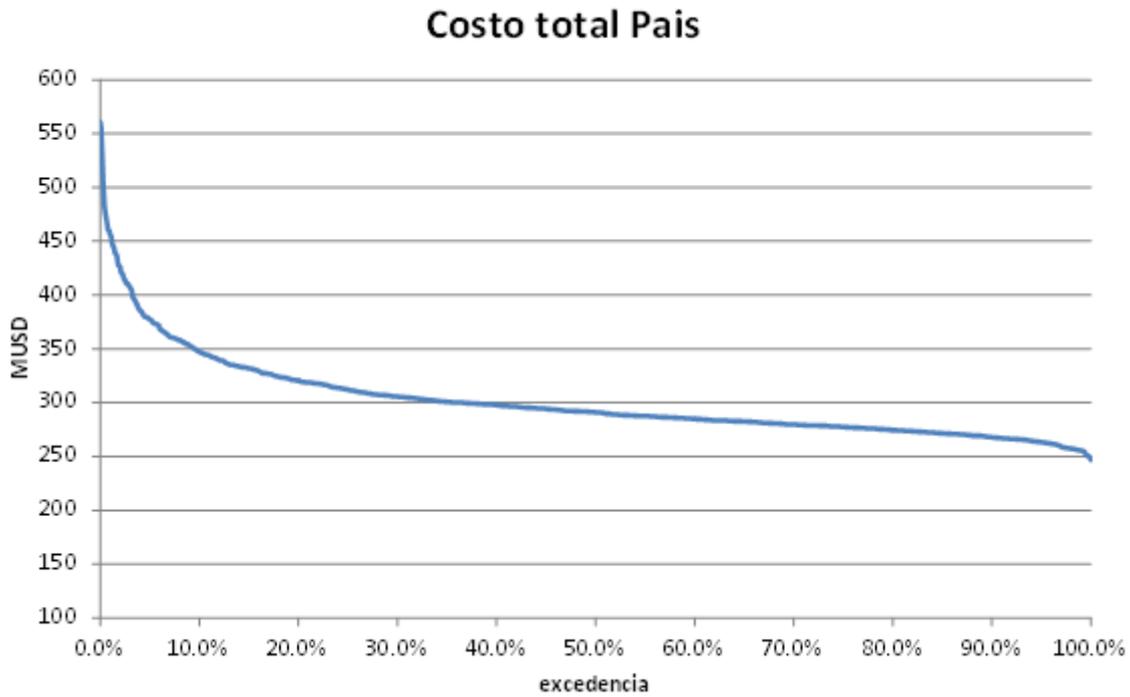


Figura 16: Caso Base - Excedencias del Costo total -paso diario



4.4 ANEXO 4 – Análisis de sensibilidad - Caso Alternativo: se atrasa la combinación del Ciclo Combinado a enero 2020 - Resultados de la Sala de paso diario obtenidos por la Unidad PEG de UTE - Melilla

Este análisis de sensibilidad muestra los resultados de un Caso Alternativo, que considera la combinación del ciclo en la central PTB más allá de fines de 2019. Esto se estudia con la misma metodología utilizada para el Caso Base o sea utilizando dos salas SimSEE: una de paso diario y una de paso semanal.

La falla del Caso Alternativo de paso diario disminuye con respecto al caso diario del Caso Base, pero en ambos casos son escasas las crónicas que presentan falla por lo que no se pueden hacer comentarios concluyentes. De los gráficos de excedencia de falla se concluye que los mantenimientos mayores previstos no impactan significativamente al sistema del Caso Alternativo en el período abril –setiembre de 2019.

Los costos de abastecimiento del caso diario del Caso Base y del alternativo se presentan a continuación:

Caso	Costo Total País (MUSD)	Costo medio (MUSD/MWh)
Paso Diario – Caso Base	301.5	34.10
Paso Diario- Caso Alternativo	303.4	34.31

En virtud de las consideraciones anteriores se recomienda aceptar las solicitudes recibidas, teniendo en cuenta la importancia del respaldo térmico para cubrir picos de potencia que puedan ocurrir durante altos valores de demanda en el invierno, independientemente de la fecha de combinación del ciclo de la central PTB.

Hipótesis

Se toman las hipótesis del Anexo 4.3 cambiando la combinación del Ciclo Combinado para el 01-01-2020.

Se presentan los valores de potencia de pleno para GO en la Tabla 16

Potencia por turbina (MW)	01/01/2020	01/04/2020
TG1:	176	85%
TG2:	176	85%
TV:	188	70%

Tabla 16: Potencia a considerar del ciclo combinado en el Caso Alternativo – paso diario

La sala de paso diario se engancha al costo futuro de la sala de paso semanal el 04/04/2020. Los resultados de la sala de paso semanal se presentan en el Anexo 4.5

4.4.1 Caso Alternativo -Análisis de Falla – Sala de paso diario

En la Figura 17 y en la Figura 18 se muestran las excedencias de Falla.

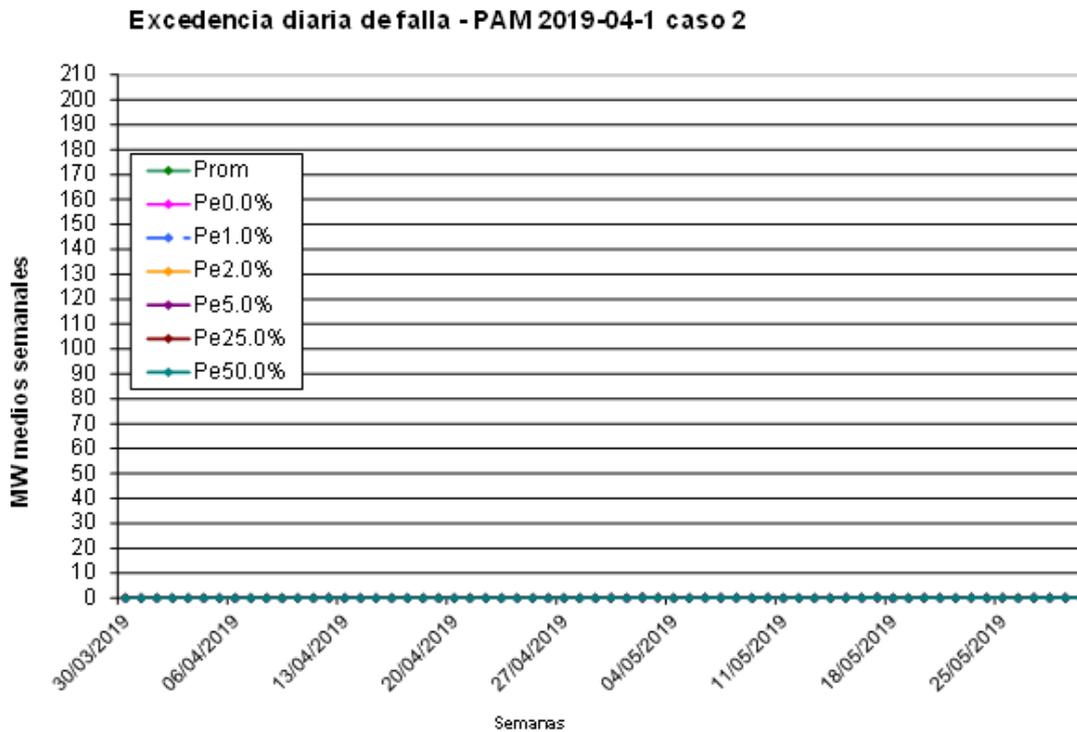


Figura 17: Caso Alternativo -Excedencia de Falla diaria

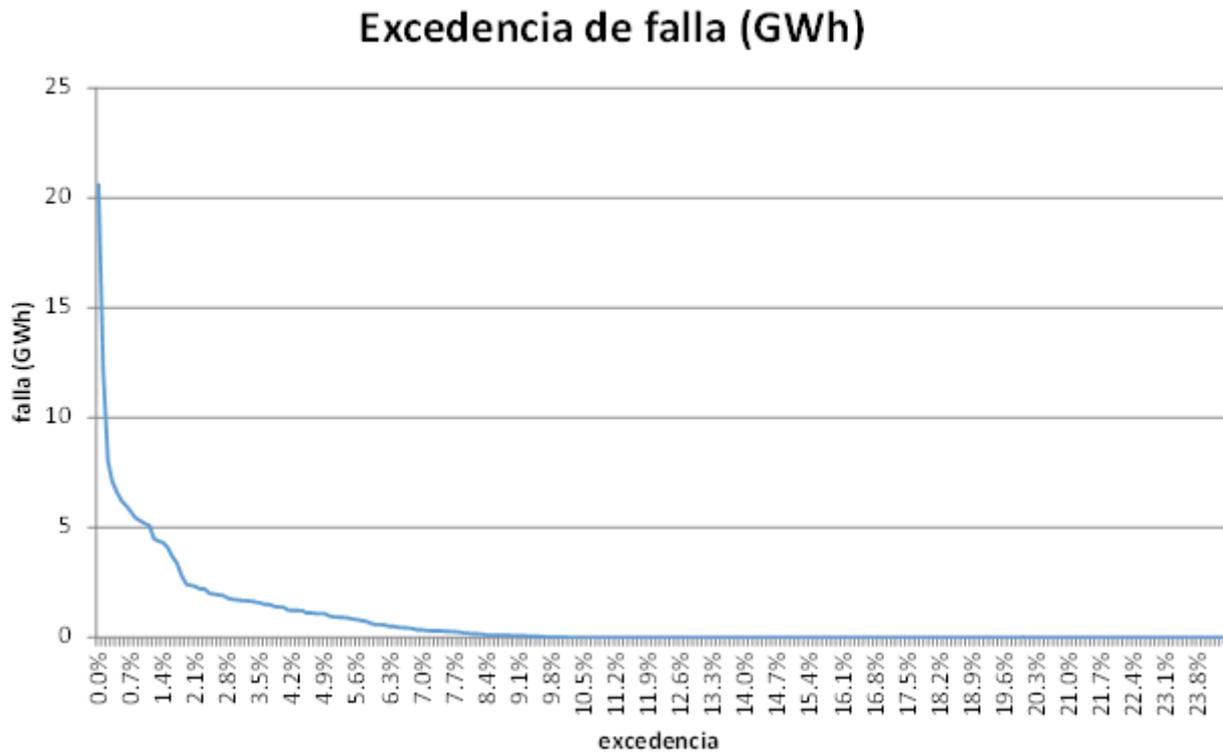


Figura 18: Caso Alternativo - Excedencia de Falla en GWh – paso diario

De la observación de los gráficos antes presentados y los resultados del Caso Base, se concluye que no existe riesgo de falla por falta de energía en el período considerado independientemente de la fecha de combinación del ciclo combinado, según el modelo utilizado.

Se cree que los riesgos a atender en el abastecimiento de la demanda responden a eventuales faltas de potencia instantánea asociadas a cambios rápidos de las fuentes autodespachadas (principalmente eólica) en conjunción con arranques fallidos o roturas de las unidades térmicas de respaldo.

4.4.2 Caso Alternativo -Evolución de la cota de Bonete – Sala de paso diario

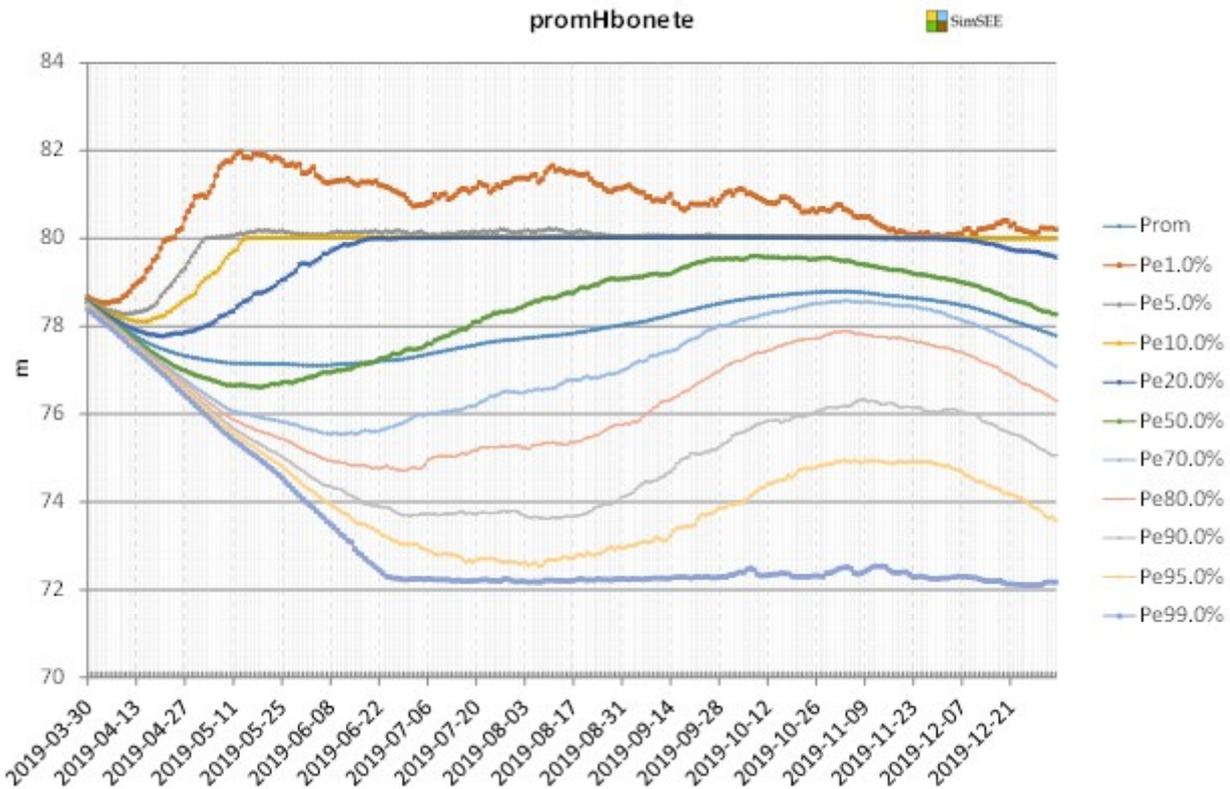


Figura 19: Evolución de la cota de Bonete - Caso Alternativo :Atraso de la combinación del Ciclo - Sala de paso diario

La evolución de la cota de Bonete es muy similar a la que considera la combinación del ciclo el 20-04-2019 presentada en el informe del PAM.

De las 1000 crónicas simuladas: hay 100 crónicas que en algún día del período (s14 a s53 de 2019) pasan por cotas inferiores a 72.3 m y hay 433 crónicas que en algún día del período (s14 a s53 de 2019) pasan por cotas superiores a 80.1 m.

4.4.3 Caso Alternativo - Balance energético y costos- paso diario

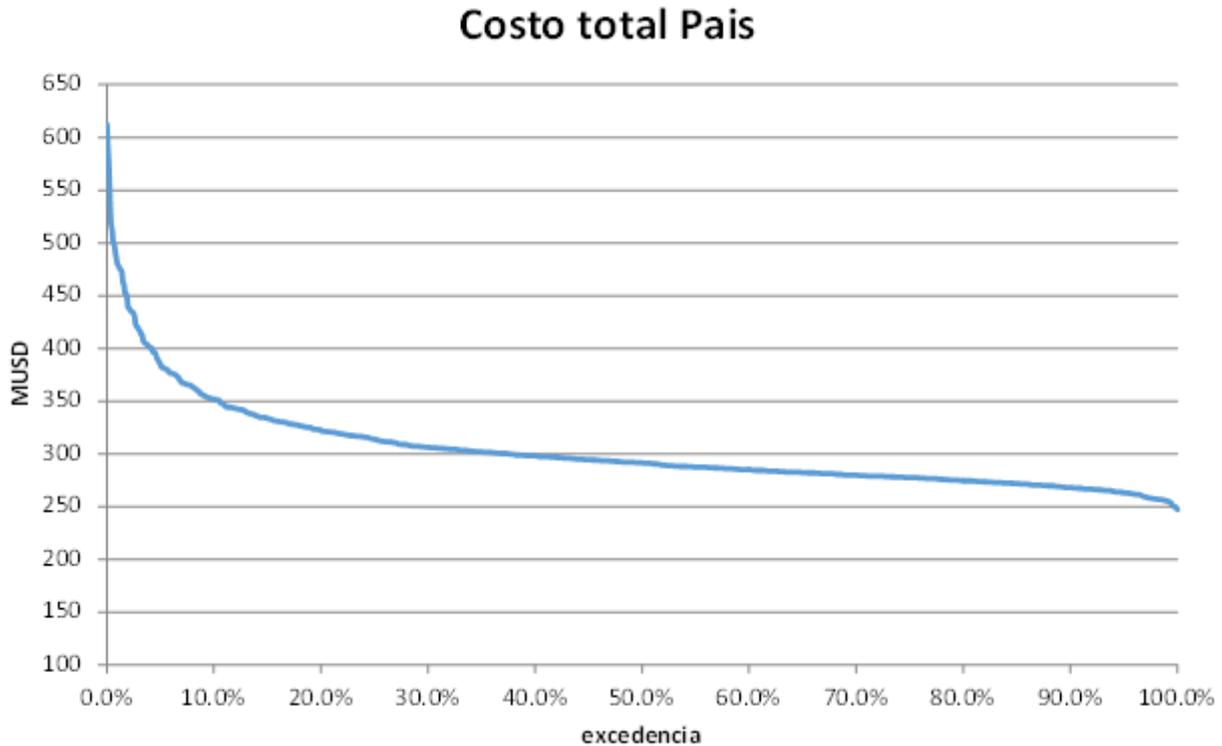
PAM 2019-04-1 caso 2 - Diario

SimSEE

semana 14 de 2019 a 53 de 2019

GENERACIÓN (GWh)	Sim SEE	COSTO (MUS\$)	COSTO (MUS\$) (incluye el costo no combustible)
Terra	637	Salto Grande	20.5
Baygorria	411	Motores FO	2.2
Palmar	1372	Térmico Fuel oil	2.2
Rio Negro	2420	PTB GO	6.1
Salto Grande	3418	PTI 1-6 GO	2.5
Total Hidráulica	5838	PTI 7 y 8	1.5
Motores	16	CTR	0.6
PTB GO	28	Térmico gas oil	10.8
PTI 1-6 GO	11	PTB GN	2.6
PTI 7 y 8	7	PTI 1-6 GN	3.2
CTR	2	Térmico GN	5.7
PTB GN	35	Total Térmico	18.8
PTI 1-6 GN	43	Eólica privados	244.1
Total Térmica	141	GEN DIST (biomasa+fósil)	11.8
Eólica UTE	421	UPM	9.1
Eólica privados	3692	Montes del Plata	39.0
Eólica Total	4113	Solar	25.5
GEN DIST (biomasa+fósil)	162	Total Autop + otros	85.5
UPM	101	Intercambio Spot	-45.6
Montes del Plata	433	Imp. Rivera	0.0
Solar	275	Imp. Contingente Arg.	0.0
Ofertas de oportunidad no exportada	-702	Imp. Melo	0.1
Intercambio Spot	-1521	Total Intercambios	-45.5
Imp. Rivera	0.0	Cargo Fijo	0.0
Imp. Contingente Arg.	0.0	FALLA 1	0.4
Imp. Melo	0.4	FALLA 2	0.1
FALLA 1	0.2	TOTAL Falla	0.5
FALLA 2	0.0	Costo Operativo UTE	323.4
TOTAL Falla	0.2	Costo Operativo País	302.9
Demanda Total	8842	Costo Total UTE	323.9
		Costo Total País	303.4
		Cota promedio final (m)	77.79

Tabla 17: Caso Alternativo -Balance energético y costo – paso diario



El costo total país aumenta en este caso respecto al caso del PAM solamente para las crónicas más caras. Esto puede deberse esencialmente a dos razones: la diferencia en la fecha de combinación del ciclo de PTB, y el costo futuro al que se enganchan (el Caso Alternativo diario se engancha con una corrida semanal con combinación del CC el 01-01-2020 mientras que el caso diario del Caso Base se engancha con una corrida semanal con combinación del CC el 20-04-2019).



4.5 ANEXO 5 – Análisis de sensibilidad – Caso Alternativo: se atrasa la combinación del Ciclo Combinado a enero 2020 - Resultados de la Sala de paso semanal obtenidos por la Unidad PEG de UTE - Melilla

A continuación se presentan los resultados obtenidos de una simulación con paso semanal. Se conservan las hipótesis y modelado de la sala presentada en el Anexo 4.2 salvo en la combinación del ciclo que se realiza el 01/01/2020, considerando las potencias y fechas mostradas en la Tabla 16.

4.5.1 Caso Alternativo - Balance energético y costos- paso semanal

En la se muestra el balance energético y los costos asociados

PAM 2019-04-1 Caso 2 - Semanal

SimSEE

semana 14 de 2019 a 53 de 2019

GENERACIÓN (GWh)	Sim SEE	COSTO (MU\$)	COSTO (MU\$) (Incluye el costo no combustible)
Terra	625	Salto Grande	20.5
Baygorria	400	Motores FO	2.9
Palmar	1400	Térmico Fuel oil	2.9
Rio Negro	2425	PTBGO	6.0
Salto Grande	3417	PTI1-6 GO	1.4
Total Hidráulica	5842	PTI7 y 8	2.0
Motores	20	CTR	0.1
PTBGO	27	Térmico gas oil	9.5
PTI1-6 GO	6	PTBGN	1.9
PTI7 y 8	9	PTI1-6 GN	3.3
CTR	0	Térmico GN	5.1
PTBGN	24	Total Térmico	17.6
PTI1-6 GN	44	Eólica privados	244.2
Total Térmica	131	GEN DIST (biomasa+fósil)	12.0
Eólica UTE	421	UPM	9.2
Eólica privados	3692	Montes del Plata	39.1
Eólica Total	4113	Solar	25.5
GEN DIST (biomasa+fósil)	166	Total Autop + otros	85.8
UPM	102	Intercambio Spot	-42.8
Montes del Plata	434	Imp. Rivera	0.0
Solar	275	Imp. Contingente Arg.	0.0
Ofertas de oportunidad no exportada	-797	Imp. Melo	0.0
Intercambio Spot	-1425	Total Intercambios	-42.8
Imp. Rivera	0.0	Cargo Fijo	0.0
Imp. Contingente Arg.	0.0	FALLA 1	0.0
Imp. Melo	0.0	FALLA 2	0.0
FALLA 1	0.1	FALLA 3	0.1
FALLA 2	0.0	FALLA 4	0.0
FALLA 3	0.0	TOTAL Falla	0.1
FALLA 4	0.0	Costo Operativo UTE	325.2
TOTAL Falla	0.1	Costo Operativo País	304.7
Demanda Total	8842	Costo Total UTE	325.4
		Costo Total País	304.9
		Cota promedio final (m)	78.09

Tabla 18: Balance energético y costos del Caso Alternativo - Sala de paso semanal

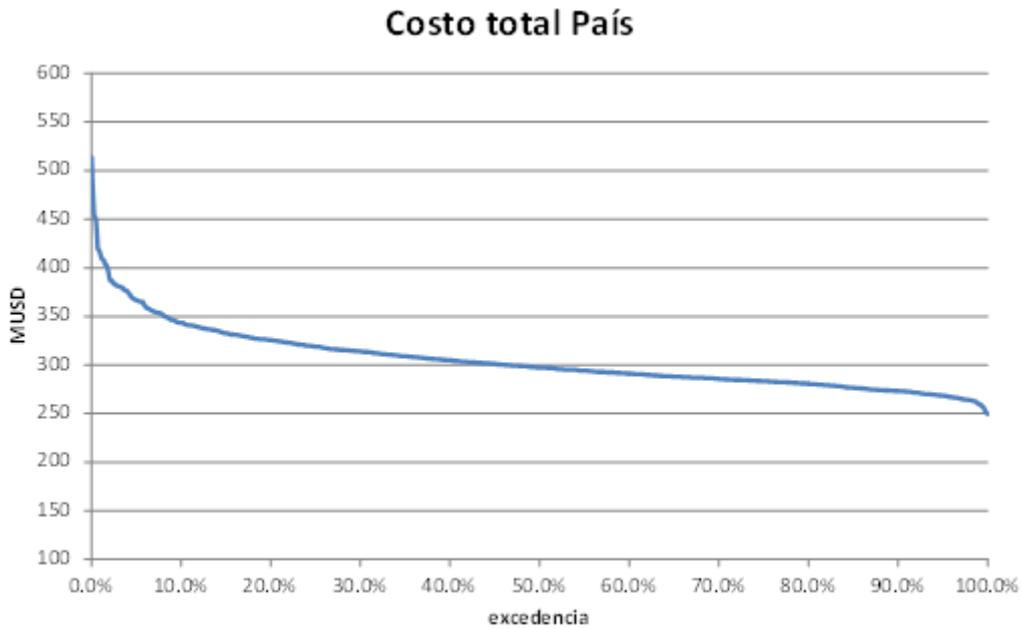


Figura 20: Costo total del Caso Alternativo - Paso de tiempo semanal

4.5.2 Caso Alternativo - Análisis de Falla – Paso de tiempo semanal

En la Figura 21 y la Figura 22 se muestra la excedencia de falla semanal.

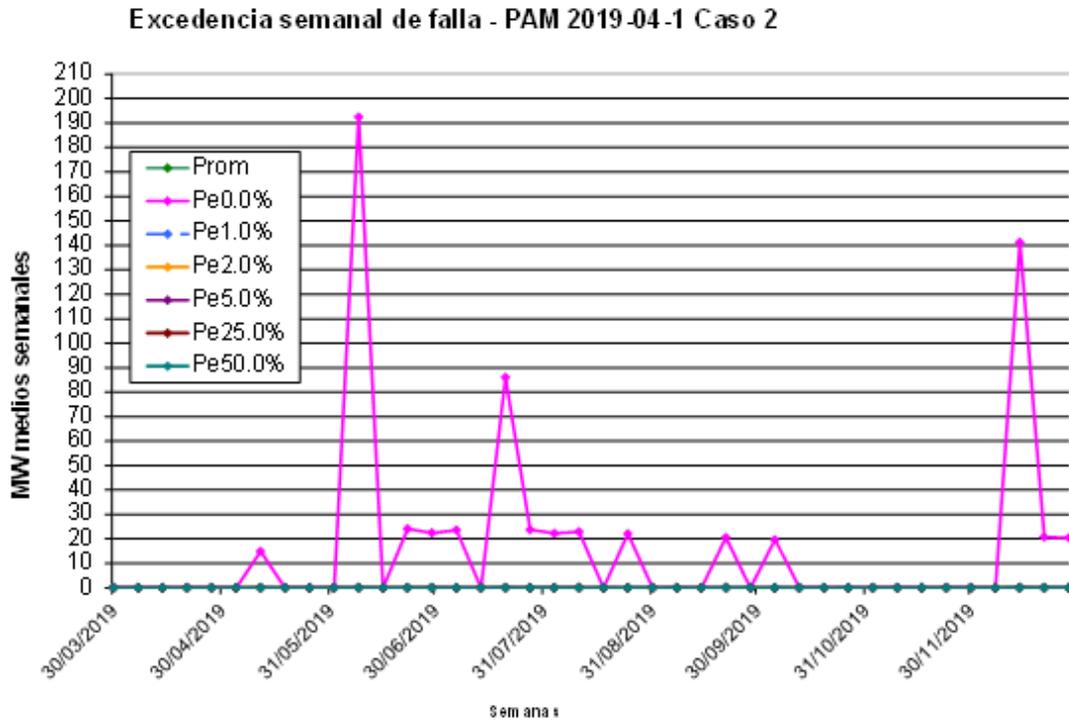


Figura 21: Excedencia de Falla semanal - Caso Alternativo - Paso de tiempo semanal



Figura 22: Excedencia de Falla en GWh- Caso Alternativo - Paso de tiempo semanal

No se observan situaciones de falla significativas.

4.5.3 Caso Alternativo -Evolución de la cota de Bonete – Paso de tiempo semanal

En la Figura 23 se muestra la evolución de la cota de Bonete para el Caso Alternativo en la sala de paso semanal

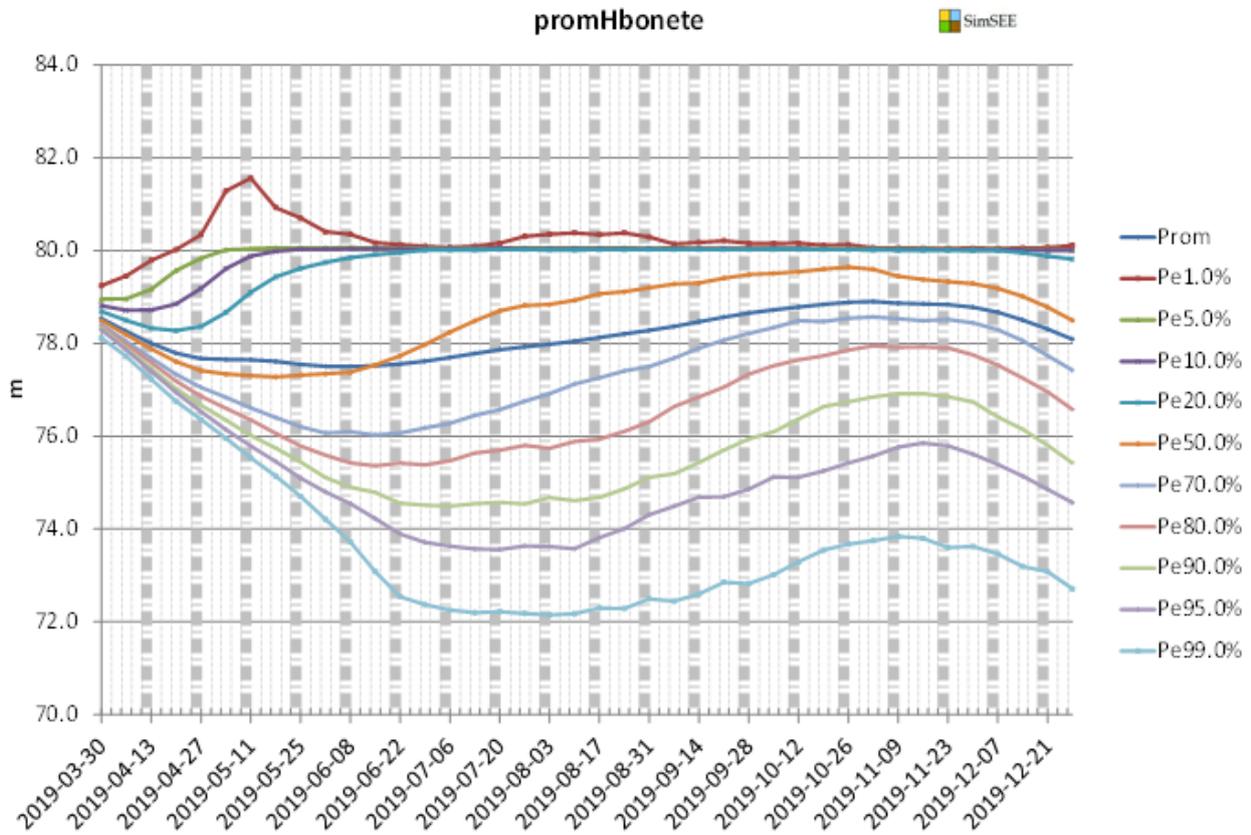


Figura 23: Evolución de la cota de Bonete - Caso Alternativo - Paso de tiempo semanal

De las 1000 crónicas simuladas: hay 50 crónicas que en alguna semana del período (s14 a s53 de 2019) pasan por cotas inferiores a 72.3 m y hay 152 crónicas que en alguna semana del período (s14 a s53 de 2019) pasan por cotas superiores a 80.1 m.



1 RESUMEN EJECUTIVO.....	2
2 HIPÓTESIS Y METODOLOGÍA.....	4
2.1 Las principales novedades.....	4
2.2 Clima.....	6
2.3 Demanda y postes horarios.....	9
2.4 Modelado de las Unidades de Falla.....	11
2.5 Precios de los combustibles.....	11
2.6 Intercambio de Energía.....	13
2.7 Excedentes.....	13
2.8 Parque generador nacional.....	13
2.9 Factor de respuesta unidades térmicas de UTE:.....	14
2.10 Generadores de fuente eólica, solar y biomasa.....	15
2.11 Red de Trasmisión.....	18
2.12 Información adicional del modelado.....	19
3 PAM ABRIL – SETIEMBRE 2019.....	21
3.1 Cronograma.....	21
3.2 Resultados del Caso Base – paso diario.....	27
3.2.1 Respaldo no hidráulico del sistema.....	27
3.2.2 Caso Base :Análisis de falla_ Resultados sala de paso diario.....	28
3.2.3 Caso Base: Evolución de la cota del lago de Bonete_ Resultados sala de paso diario.....	29
3.2.4 Caso Base: Despacho Promedio_ Resultados sala de paso diario.....	31
3.2.5 Caso Base: Costo marginal del Sistema_ Resultados sala de paso diario.....	32
4 ANEXOS.....	33
4.1 ANEXO 1 – Información de Agentes.....	33
4.2 ANEXO 2 – Resultados del Caso Base- Sala de paso semanal obtenidos por la Unidad PEG de UTE - Melilla.....	36



4.2.1 Caso Base - Balance energético y costos – paso semanal.....	37
4.2.2 Caso Base - Análisis de falla - paso semanal.....	39
4.2.3 Caso Base - Evolución de la cota del lago de Bonete- Paso semanal.....	41
4.3 ANEXO 3 – Resultados del Caso Base- Sala de paso diario obtenidos por la Unidad PEG de UTE - Melilla.....	42
4.3.1 Caso Base - Análisis de Falla- Paso diario.....	43
4.3.2 Caso Base - Evolución de la cota de Bonete- paso diario.....	45
4.3.3 Caso Base - Balance energético y costos operativos- paso diario.....	45
4.4 ANEXO 4 – Análisis de sensibilidad - Caso Alternativo: se atrasa la combinación del Ciclo Combinado a enero 2020 - Resultados de la Sala de paso diario obtenidos por la Unidad PEG de UTE - Melilla.....	48
Hipótesis.....	48
4.4.1 Caso Alternativo -Análisis de Falla – Sala de paso diario.....	49
4.4.2 Caso Alternativo -Evolución de la cota de Bonete – Sala de paso diario.....	50
4.4.3 Caso Alternativo - Balance energético y costos- paso diario.....	51
4.5 ANEXO 5 – Análisis de sensibilidad – Caso Alternativo: se atrasa la combinación del Ciclo Combinado a enero 2020 - Resultados de la Sala de paso semanal obtenidos por la Unidad PEG de UTE - Melilla.....	54
4.5.1 Caso Alternativo - Balance energético y costos- paso semanal.....	54
4.5.2 Caso Alternativo - Análisis de Falla – Paso de tiempo semanal.....	56
4.5.3 Caso Alternativo -Evolución de la cota de Bonete – Paso de tiempo semanal.....	58
ÍNDICE DE FIGURAS.....	61
ÍNDICE DE TABLAS.....	62

Índice de figuras

Figura 1: Previsión Climática estacional por tercil.....	7
Figura 2: Modelos de previsión del Niño/Niña.....	8
Figura 3: Previsión Niño/Niña.....	9
Figura 4: Evolución prevista del Respaldo Nacional no hidráulico del Sistema.....	27
Figura 5: Potencia media de falla semanal_Caso Base_paso diario.....	28
Figura 6: Energía de Falla Acumulada desde Abril a fines del 2019- Caso Base -paso diario. .	29
Figura 7: Evolución de la cota de Bonete-Caso Base -paso diario.....	30
Figura 8: Despacho promedio diario-Caso Base -paso diario.....	31
Figura 9: Evolución del Costo Marginal del Sistema- Caso Base- paso diario.....	32
Figura 10: Caso Base - Excedencia de Falla semanal- paso semanal.....	39



Figura 11: Caso Base - Excedencia de Falla en GWh - Sala de paso semanal.....	40
Figura 12: Caso Base - Evolución de la cota de Bonete en la sala semanal.....	41
Figura 13: Caso Base - Excedencia de Falla – paso diario.....	43
Figura 14: Caso Base - Excedencia de Falla (GWh)- paso diario.....	44
Figura 15: Caso Base - Evolución de la cota de Bonete - Sala de paso diario.....	45
Figura 16: Caso Base - Excedencias del Costo total -paso diario.....	47
Figura 17: Caso Alternativo -Excedencia de Falla diaria.....	49
Figura 18: Caso Alternativo - Excedencia de Falla en GWh – paso diario.....	50
Figura 19: Evolución de la cota de Bonete - Caso Alternativo :Atraso de la combinación del Ciclo - Sala de paso diario.....	51
Figura 20: Costo total del Caso Alternativo - Paso de tiempo semanal.....	56
Figura 21: Excedencia de Falla semanal - Caso Alternativo - Paso de tiempo semanal.....	57
Figura 22: Excedencia de Falla en GWh- Caso Alternativo - Paso de tiempo semanal.....	58
Figura 23: Evolución de la cota de Bonete - Caso Alternativo - Paso de tiempo semanal.....	59

Índice de tablas

Tabla 1: Demanda real y previsión del año 2009 al 2023.....	10
Tabla 2: Numero de postes y duración de los mismos en la sala de paso semanal.....	11
Tabla 3: Precio de combustibles derivados.....	12
Tabla 4: Costos Variables de las unidades térmicas.....	12
Tabla 5: Cronograma de incorporación del Ciclo Combinado en el Caso Base.....	14
Tabla 6: Disponibilidad de las unidades térmicas.....	14
Tabla 7: Parámetros considerados para los generadores en base a Biomasa.....	15
Tabla 8: Parques Eólicos considerados en este estudio.....	16
Tabla 9: Generadores solares fotovoltaicos considerados.....	18
Tabla 10: Información enviada por los Agentes.....	33
Tabla 11: Mantenimientos de Salto Grande desde Abril a octubre de 2019.....	34
Tabla 12: Mantenimientos de Salto Grande desde Noviembre de 2019 a fines de mayo de 2020.....	35
Tabla 13: Caso Base - Balance energético y Costos_ Resultados sala de paso semanal.....	37
Tabla 14: Caso Base - Excedencias de Costos – paso semanal.....	38
Tabla 15: Caso Base - Balance energético y costos- paso diario.....	46



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Tabla 16: Potencia a considerar del ciclo combinado en el Caso Alternativo – paso diario.....	49
Tabla 17: Caso Alternativo -Balance energético y costo – paso diario.....	52
Tabla 18: Balance energético y costos del Caso Alternativo - Sala de paso semanal.....	55