



ReProgramación Estacional (PES) Mayo – Octubre de 2019

***ADME Agosto 2019
Montevideo - Uruguay.***

En la elaboración de esta Programación Estacional trabajaron:

*Por ADME – Gerencia Técnica y Despacho Nacional de Cargas:
María Cristina Alvarez, Felipe Palacio 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: 05/08/2019

Última actualización: 05/08/2019

1 Resumen Ejecutivo

En el presente informe se analiza la reprogramación de la Estacional Mayo – Octubre 2019 debido a cambios en alguna de las hipótesis consideradas en la programación original. Las hipótesis de la Programación que no son detalladas en el presente informe, siguen siendo válidas.

Los principales cambios que originaron esta reprogramación son:

-Mejora en el modelado del Ciclo Combinado: en la Programación Estacional original se había modelado incorrectamente la combinación del Ciclo. En el actor “ Generador Térmico Combi-

nado” del SimSEE se habían considerado los parámetros del ciclo cerrado cuando en realidad se debería haber considerado los del ciclo abierto todo el tiempo.

-Ajustes en el modelado de la exportación hacia Brasil: Se modela, con el actor Intercambio Spot, donde Uruguay oferta 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 utilizando los modelados de las Programaciones Estacionales anteriores.

- Demanda actualizada a Julio 2019, según estudio realizado por el grupo de demanda de UTE, donde se espera un decrecimiento para el año 2019 de -1,23%. En la Programación Estacional original se había considerado un crecimiento de la demanda de 0,98 % para el mismo año.

- Se actualizan cotas y aportes de las centrales hidráulicas reales al 20/7/2019. La cota Bonete en la Programación Estacional original era de 76,66 metros (cota real del 04/05/2019) mientras que la reprogramación es de 79,44 metros (cota real del 20/07/2019).

- Se actualizan los costos variables de las unidades térmicas a Julio 2019.

- Pronostico del índice iN34 según proyección de Julio 2019.

- Mantenimientos de unidades térmicas e hidráulicas actualizados a Julio 2019.

- La versión de SimSEE utilizada es la 19.194

Los resultados no muestran cambios sustanciales respecto a la Programación Estacional original. Se observa que el costo marginal del Sistema en valor esperado es de 26,3 USD/MWh y el valor esperado de la cota de Bonete es de 79,1 metros en lo que resta del Periodo Estacional.

2 Principales hipótesis modificadas

Las hipótesis de la Programación Estacional Mayo – Octubre 2019 siguen siendo válidas salvo las que se detallan a continuación.

2.1 ***Demanda***

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 Julio del 2019



AÑO	Energía entregada	Tasa de CRECIMIENTO
2009	8,995	2.44%
2010	9,394	4.43%
2011	9,805	4.38%
2012	10,048	2.47%
2013	10,315	2.66%
2014	10,388	0.71%
2015	10,513	1.21%
2016	11,180	6.34%
2017	10,784	-3.54%
2018	11,182	3.69%
2019	11,045	-1.23%
2020	11,341	2.68%
2021	11,576	2.08%
2022	11,871	2.55%
2023	12,183	2.63%
2024	12,511	2.69%

Tabla 1: Demanda real y proyectada año 2009 a 2024.

2.2 Costos Combustibles y costos variables de las unidades térmicas

En las Tabla 2 y Tabla 3 se muestran los costos variables utilizados, los cuales son válidos desde la semana 28 del año 2019 (desde el 06/07/2019). En la Tabla 4 se observan los costos de los combustibles considerados en esta Reprogramación.



Unidad	C.E. a pleno g/kWh	C.E. en mín tec g/kWh	Precio del Combustible U\$/ton	Variable Combustible U\$/MWh	Variable No Combustible U\$/MWh	Variable Total pleno U\$/MWh	Variable Total mínimo U\$/MWh
C.Batlle Motores	256.0	256.0	498.8	127.7	14.9	142.6	142.6
PTA 1-6	252.0	390.6	786.8	198.3	11.8	210.1	319.2
PTA 1-6 - GN (may-set)	139.5	216.2	809.6	112.9	11.8	124.7	186.8
PTA 1-6 - GN (oct19 - feb20)	139.5	216.2	545.7	76.1	11.8	87.9	129.8
PTA 1-6 - GN (mar20 - abr20)	139.5	216.2	498.0	69.5	11.8	81.3	119.5
CTR	298.5	611.9	786.8	234.9	7.2	242.1	488.7
PTA 7 y 8	247.0	333.5	786.8	194.3	10.1	204.4	272.5
PTB - CA - GO	250.3	353.4	786.8	196.9	8.5	205.4	286.5
PTB - CC - GO	167.0	314.0	786.8	131.4	8.5	139.9	255.6
PTB - CA - GN (oct19 - feb20)	184.0	251.2	545.7	100.4	8.5	108.9	145.6
PTB - CC - GN (oct19 - feb20)	119.3	224.6	545.7	65.1	8.5	73.6	131.1
PTB - CA - GN (mar20 - abr20)	184.0	251.2	498.0	91.6	0.0	91.6	125.1
PTB - CC - GN (mar20 - abr20)	119.3	224.6	498.0	59.4	0.0	59.4	111.9

Tabla 2: Costos combustibles y costos variables. WTI 54,75 USD/bbl.

	Costo variable en el mín tec U\$/MWh	Costo variable incremental U\$/MWh
PTB - CA - GO	278.0	155.0
PTB - CC - GO	247.1	80.1
PTB - CA - GN (oct19 - feb20)	137.1	80.6
PTB - CC - GN (oct19 - feb20)	122.6	39.6
PTB - CA - GN (mar20 - abr20)	124.4	72.8
PTB - CC - GN (mar20 - abr20)	111.1	35.4

Tabla 3: Costos variables del Ciclo a utilizar en el SimSEE

Costo comb		
GO	FOM	GN
US\$/m3	US\$/ton	US\$/m3
664.9	498.8	0.4710

Tabla 4: Costos de los combustibles

2.3 Representación de la Falla

En la Tabla 5 se observa la representación de la Falla Reglamentaria utilizada en la sala de paso semanal.

Al igual que en la Programación Estacional original, para las corridas de paso diario se modela la Falla solo con dos escalones. En el primer escalón de Falla se agrupan las Falla 1, 2 y 3 del caso semanal (de profundidad 14.5% en total con un costo de 2400 USD/MWh) y en el segundo escalón de Falla (de profundidad 85.5% con un costo de 4000 USD/MWh) que se reserva para Falla 4. Esta agrupación de los primeros escalones se debe a que no es razonable que las restricciones energéticas voluntarias de la población, las primeras restricciones forzadas y los cortes rotativos, se apliquen o despachen con paso diario.

falla1	falla2	falla3	falla4
US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh
266	600	2400	4000

falla1	falla2	falla3	falla4
% racionado de la demanda			
2	5	7.5	85.5

Tabla 5: Unidades de Falla reglamentarias. Sala de paso Semanal

2.4 Mantenimientos programados

En las Fig. 1, Fig. 2, Fig. 3, Fig. 4, Fig. 5 y Fig. 6 se muestra cronograma actualizado a Julio de 2019, con cambios en algunos mantenimientos de unidades de generación térmica e hidráulicas, utilizado en esta reprogramación.



		MANTENIMIENTOS DE GENERADORES TÉRMICOS E HIDRÁULICOS DEL S.I.N. AÑO 2019																																																				
		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	53													
		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	1						
CTR1																																																						
CTR2																																																						
PTA1																																																						
PTA2																																																						
PTA3																																																						
PTA4																																																						
PTA5																																																						
PTA6																																																						
PTA 7y8-U7																																																						
PTA 7y8-U8																																																						
CC TG1																																																						
CC TG2																																																						
CC Comb																																																						

Fig. 1: Cronograma de mantenimientos unidades térmicas Año 2019

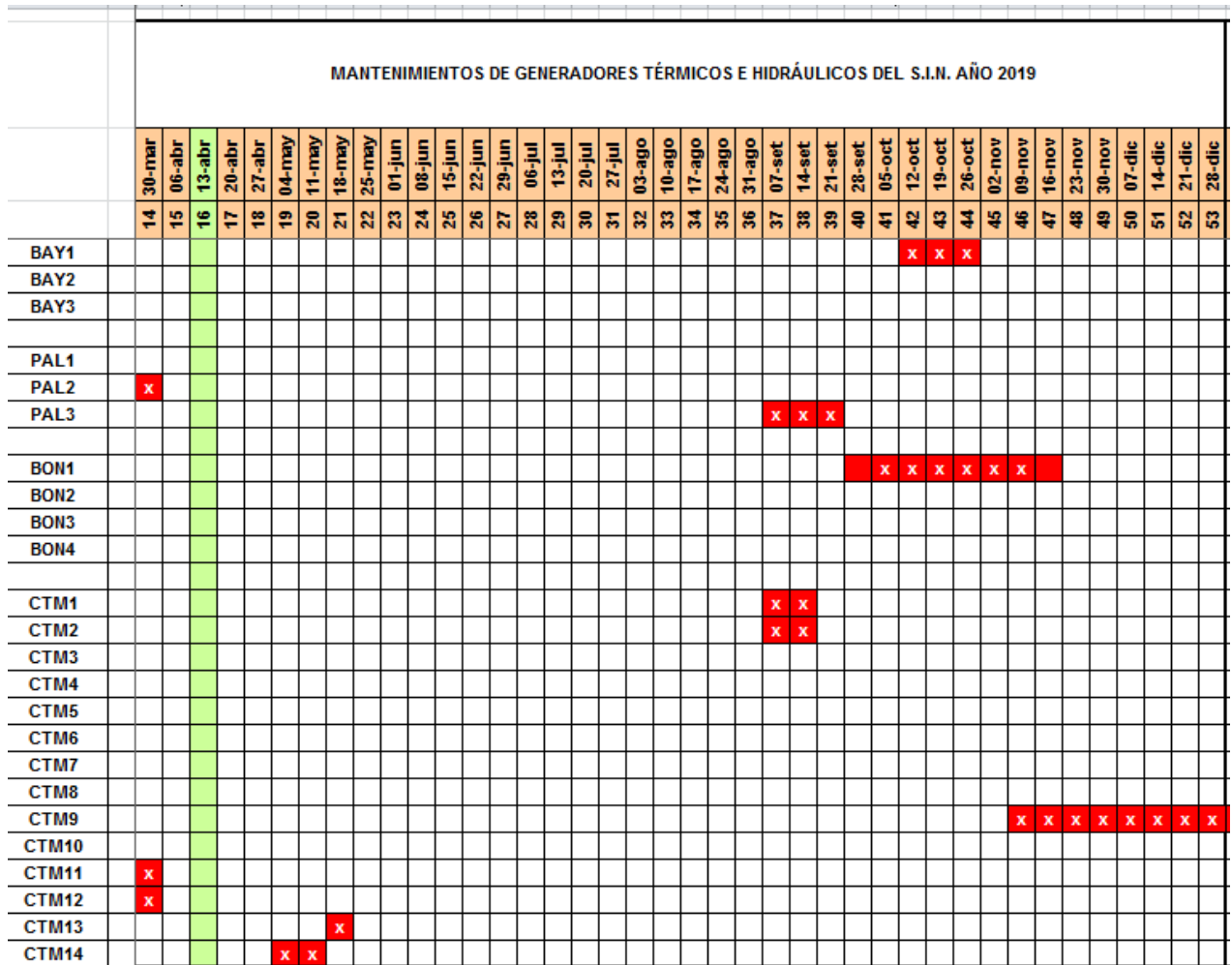
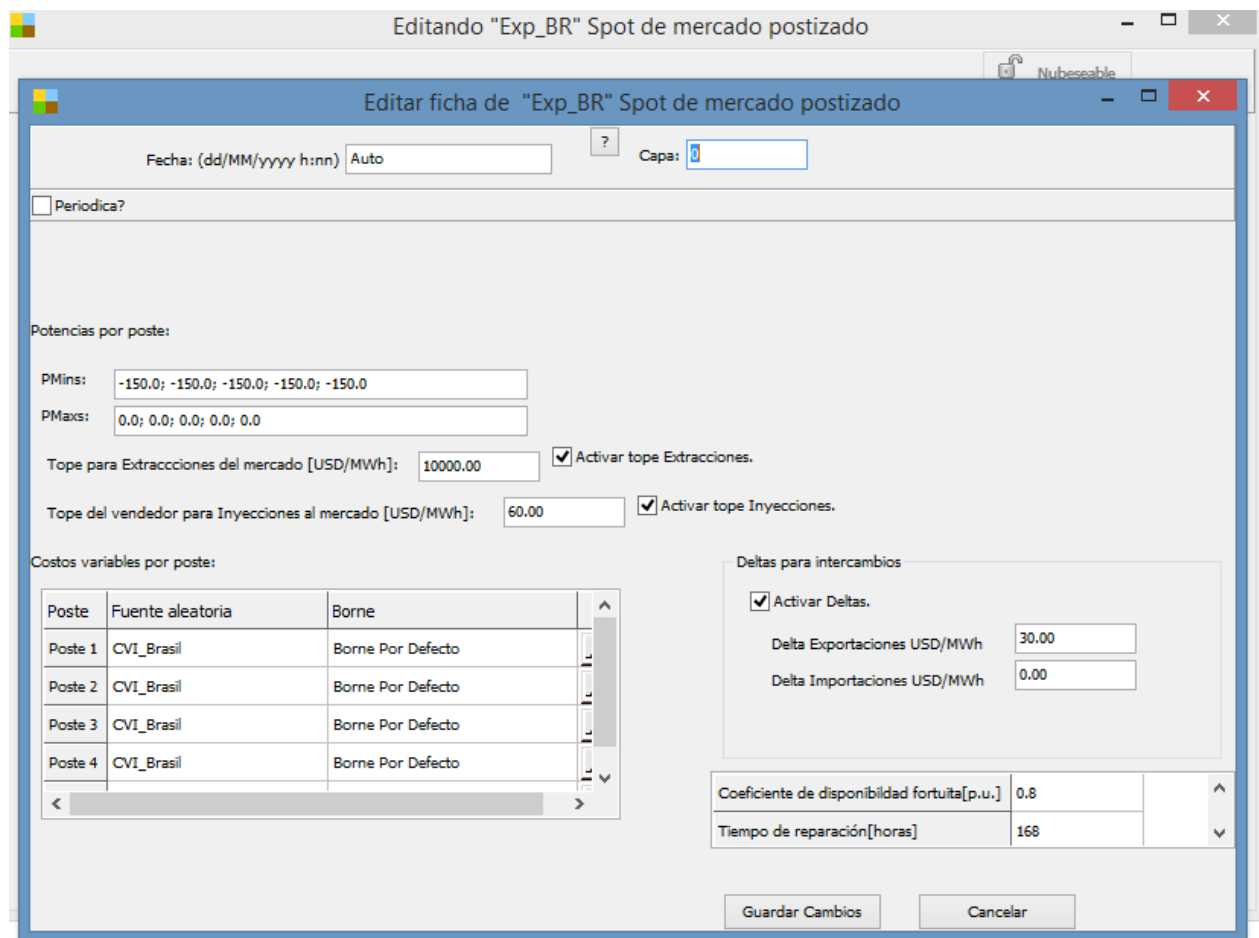


Fig. 2: Cronograma de mantenimientos unidades hidráulicas Año 2019

2.5 Exportación Brasil

En esta reprogramación se vuelve a considerar en el modelado (ver Fig. 7) el actor Intercambio Spot, donde Uruguay oferta 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.



Fecha: (dd/MM/yyyy h:nn) ? Caps:

Periodica?

Potencias por poste:

PMin:

PMax:

Tope para Extracciones del mercado [USD/MWh]: Activar tope Extracciones.

Tope del vendedor para Inyecciones al mercado [USD/MWh]: Activar tope Inyecciones.

Costos variables por poste:

Poste	Fuente aleatoria	Borne
Poste 1	CVI_Brasil	Borne Por Defecto
Poste 2	CVI_Brasil	Borne Por Defecto
Poste 3	CVI_Brasil	Borne Por Defecto
Poste 4	CVI_Brasil	Borne Por Defecto

Deltas para intercambios

Activar Deltas.

Delta Exportaciones USD/MWh

Delta Importaciones USD/MWh

Coficiente de disponibilidad fortuita[p.u.]

Tiempo de reparación[horas]

Fig. 7: Modelado de la exportación hacia Brasil en el SimSEE



2.6 Estado inicial del sistema.

Se utiliza la versión v_19_194, (GPLv3, IIE-FING).

Fecha de optimización_sala de paso semanal: 20/07/2019 _ 31/12/2023

Fecha de la simulación_sala de paso semanal: 20/07/2019 _ 02/01/2021

La sala de paso semanal se engancha con el costo futuro de una sala de largo plazo que optimiza desde el 01/01/2018 al 01/01/2049 y simula desde el 01/01/2019 al 31/12/2046.

Fecha de guarda de la simulación para las salas de paso semanal y diario: 20/07/2019

Fecha de optimización_sala de paso diario: 20/07/2019 _ 04/04/2020

Fecha de la simulación_sala de paso diario: 20/07/2019 _ 04/01/2020

La sala de paso diario se engancha con el costo futuro de la sala de paso semanal.

La cota real inicial del lago Bonete del 20/07/2019 es de 79,44 m.

Aportes al inicio, Bonete= 246 m³/s, Palmar= 350 m³/s, Salto= 1.400 m³/s.

Valor inicial del iN3.4: 0,2

Se realiza la simulación con 1000 crónicas sintéticas.

3 Resultados

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

Se recuerda que la reprogramación comprende hasta el mes de Octubre 2019 inclusive pero en los gráficos se muestran los resultados hasta fines del año 2019.

3.1.1) Evolución de la cota de Bonete

En la Fig. 8 se muestra la evolución de la cota de Bonete hasta fin de 2019, alcanzando los 79,3 metros en valor esperado.

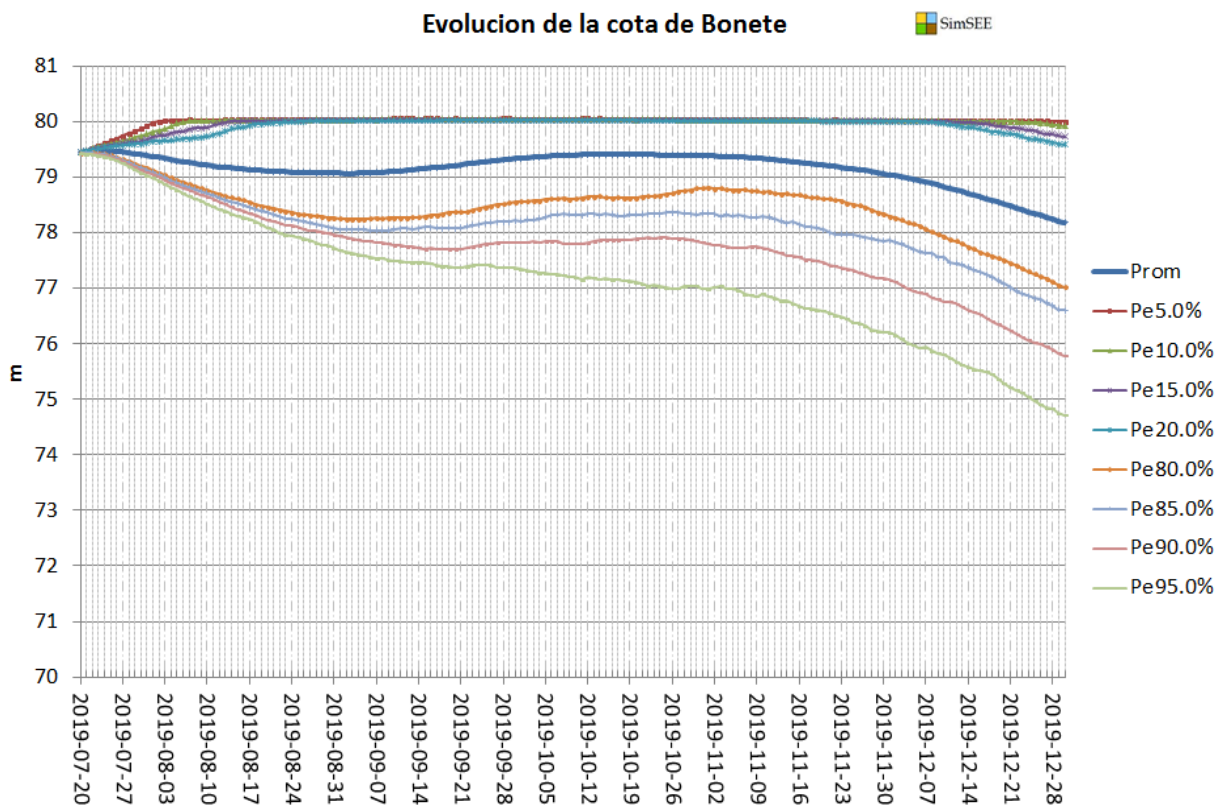


Fig. 8: Evolución de la cota de Bonete - Sala paso diario

3.1.2) Costo Marginal del Sistema

En la Fig. 9 se muestra la evolución del costo marginal del Sistema hasta fin del año 2019. El costo marginal es de 26,3 USD/MWh en valor esperado al final del período de la reprogramación.

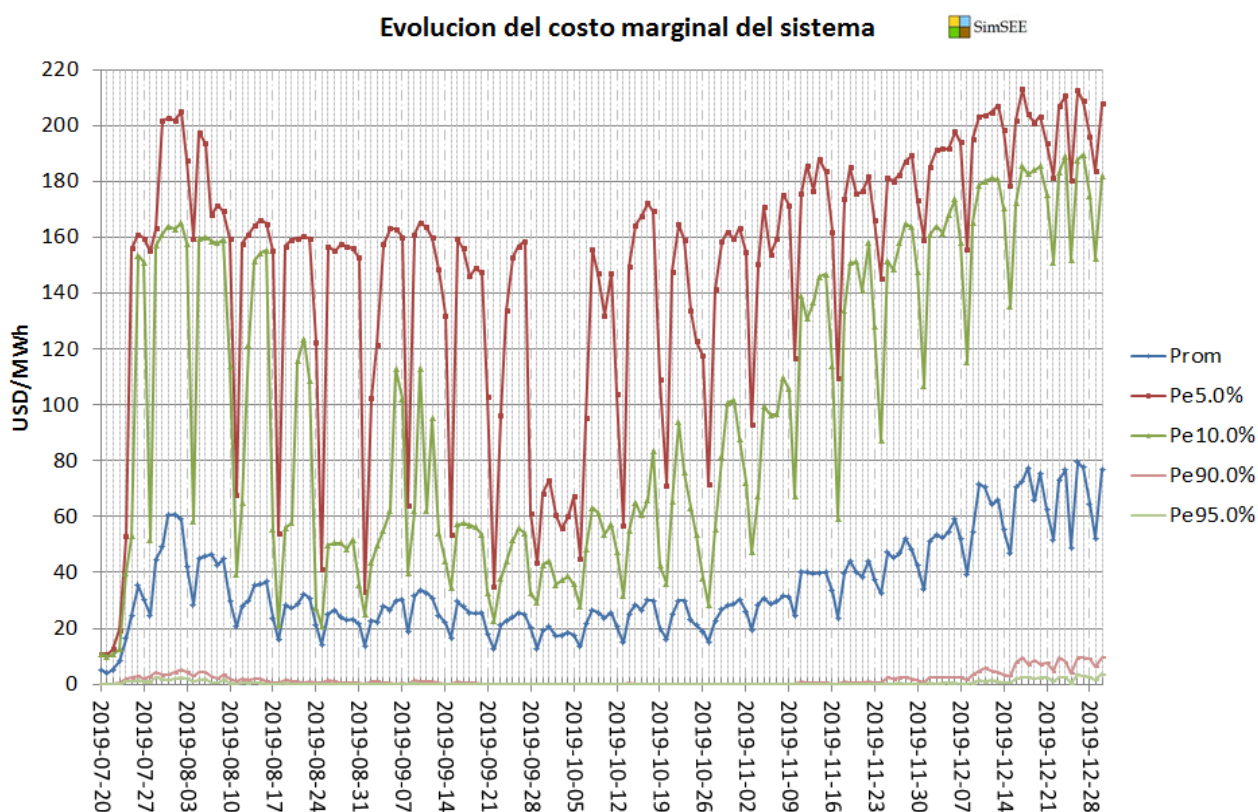


Fig. 9: Evolución del costo marginal del Sistema – Sala de paso diario

3.1.3) Despacho Promedio

En la Fig. 10 se muestra la generación por fuente hasta fines del año 2019.

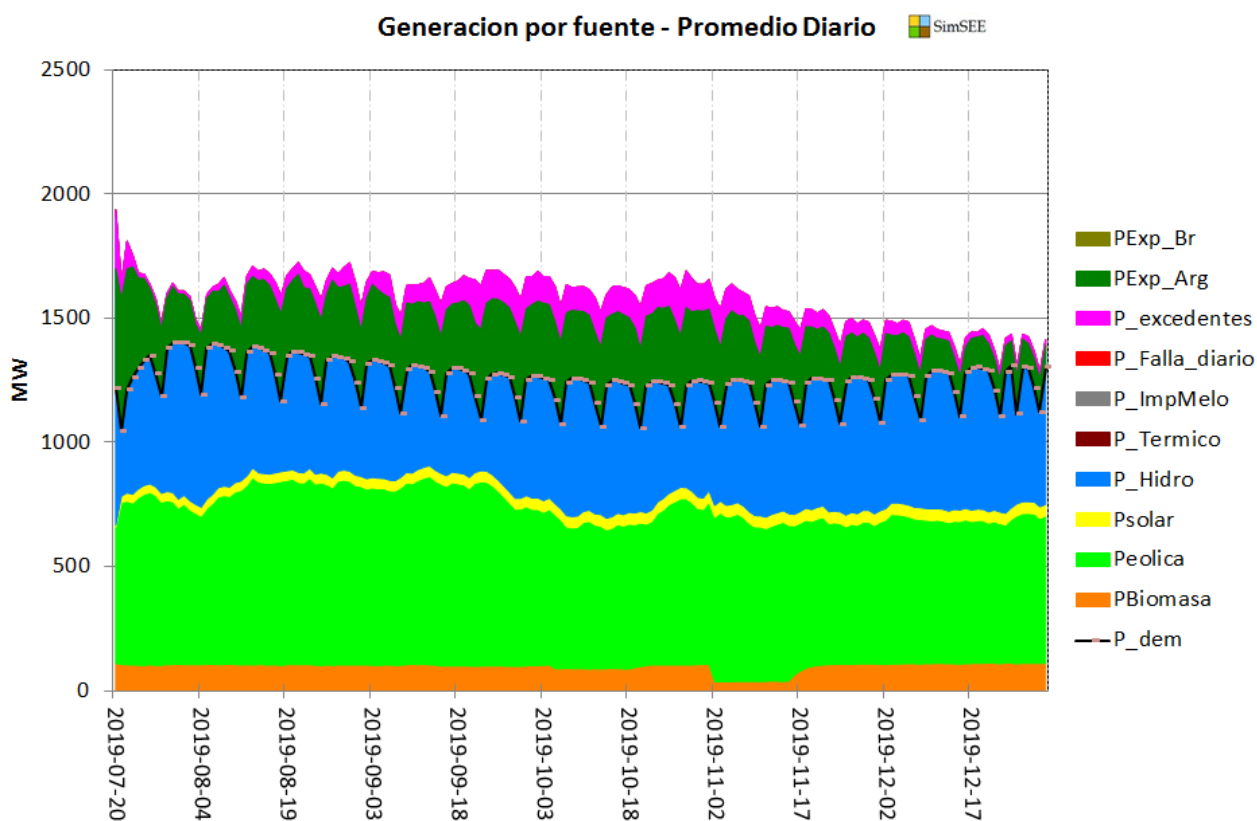


Fig. 10: Generación por fuente – Sala de paso diario

3.1.4) Despacho Térmico y Falla Acumulados

En la Fig. 11 se muestra el despacho térmico y falla acumulados hasta fines del año 2019.

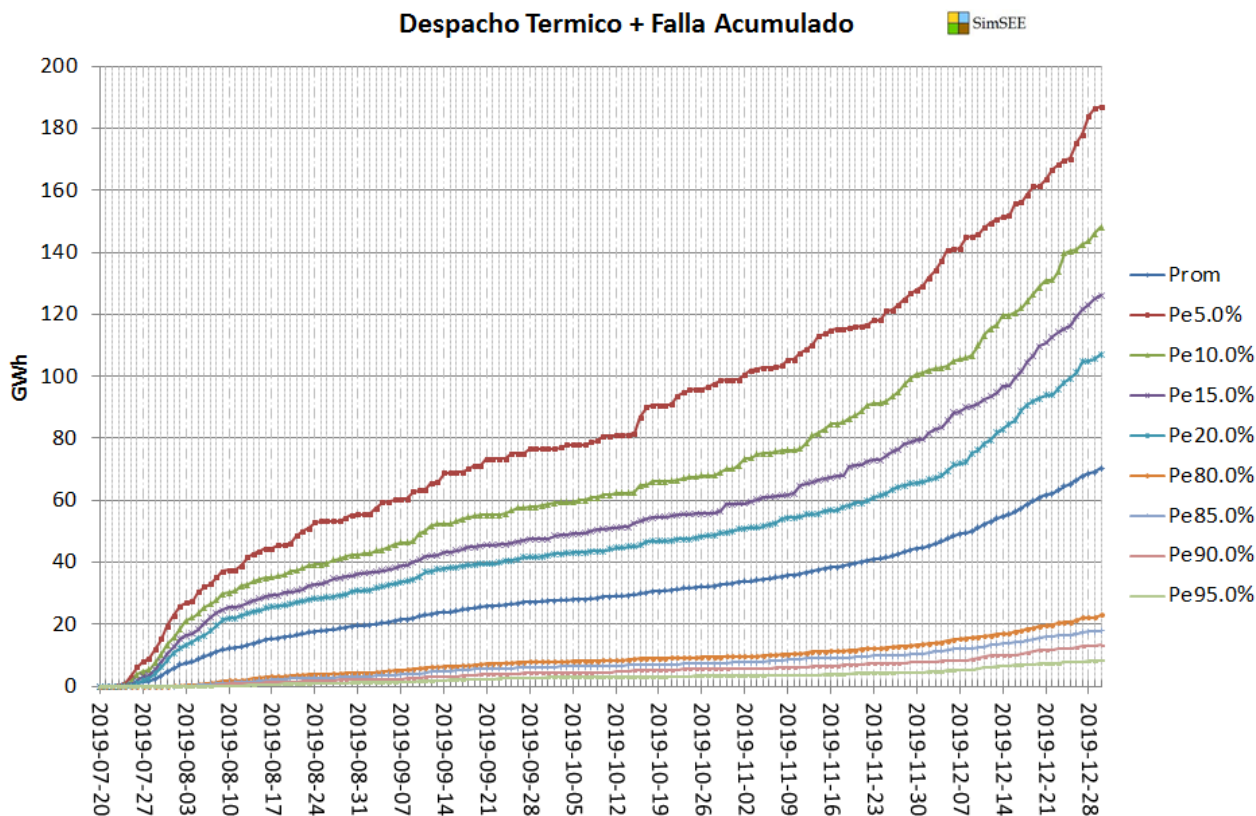


Fig. 11: Despacho térmico y falla acumulados – Sala de paso diario



Sumario

1	Resumen Ejecutivo.....	1
2	Principales hipótesis modificadas.....	2
2.1	<i>Demanda</i>	2
2.2	<i>Costos Combustibles y costos variables de las unidades térmicas</i>	3
2.3	Representación de la Falla.....	5
2.4	Mantenimientos programados.....	5
2.5	Exportación Brasil.....	10
2.6	Estado inicial del sistema.....	11
3	Resultados.....	12
3.1.1)	Evolución de la cota de Bonete.....	12
3.1.2)	Costo Marginal del Sistema.....	13
3.1.3)	Despacho Promedio.....	14
3.1.4)	Despacho Térmico y Falla Acumulados.....	15
.....	16