



Programación Estacional (PES) Mayo – Octubre 2018

***ADME Mayo 2018
Montevideo - Uruguay.***

En la elaboración de esta Programación Estacional trabajaron:

Por ADME – Gerencia Técnica y Despacho Nacional de Cargas:

María Cristina Alvarez, 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: 30/04/2018

Última actualización: 02/05/2018

1 Resumen Ejecutivo

En el presente informe se analiza las hipótesis y principales resultados de la Programación Estacional Mayo – Octubre 2018 .

Las principales hipótesis de la PES se detallan a continuación:

- Para el modelado variable de la demanda se usa una 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).
- Proyección de demanda realizada por el Grupo de Demanda de UTE en Abril de 2018.
- Modelo exportación: la exportación a Brasil se modela como una venta siempre que el costo marginal operativo (CMO) del patamar de carga pesada de la región sur de Brasil supera el costo marginal de Uruguay y que éste último esté por debajo de 30 USD/MWh con una capacidad de interconexión de 500 MW y con un factor de disponibilidad de 0.95.

- Plan de expansión ajustado a los últimos datos disponibles, tomando márgenes de seguridad en cuanto a las fechas de entrada sobre todo en los generadores que ingresan más temprano y por tanto afectan más el despacho.
 - Ciclo Combinado: entrada en servicio de la combinación del ciclo el 01/12/2018.
-
- El costo variable combustible se considera calibrado para un precio del barril de petróleo WTI de 60 USD/Barril (siguiendo las proyecciones de EIA)
- No se representan limitaciones en el abastecimiento de combustible durante el período de tiempo a considerar.
- Se modela el sistema con baja disponibilidad de importación y costos a niveles de Falla.

Los principales resultados para el semestre analizado son:

- **CAD:** El costo total de Abastecimiento de la Demanda en valor esperado es de 321 MUSD.
- **CMG:** El valor esperado del Costo Marginal del Sistema en los meses de mayo y junio esta por debajo de los 94 USD/MWh; en los meses de julio y agosto por debajo de los 71 USD/MWh; en los meses de setiembre y octubre por debajo de los 50 USD/MWh.
- **Cota de Bonete:** En valor esperado la cota de Bonete se mantiene por arriba de los 73 m y con probabilidad de excedencia del 90 % se mantiene por encima de los 71,9 m.
- **Despacho Térmico y Falla Acumulado:** El despacho de generación térmica y ocurrencia de Falla en el semestre en valor esperado es de 256 GWh y con probabilidad de excedencia del 90 % es de 38 GWh en el semestre.

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 Mayo – Octubre 2018.

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 abril 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	PREVISIÓN	10.784	-3.54%
2018	PREVISIÓN	11.229	4.13%
2019	PREVISIÓN	11.495	2.37%
2020	PREVISIÓN	11.818	2.81%
2021	PREVISIÓN	12.081	2.23%
2022	PREVISIÓN	12.398	2.63%
2023	PREVISIÓN	12.728	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

Escalones de Falla (% de demanda)	Costo de Falla (\$U/MWh)	Costo de Falla (US\$/MWh)
Entre 0 y 2	5.712	202
Entre 2 y 7	16.966	600
Entre 7 y 14.5	67.865	2400
Entre 14.5 y 100	113.108	4000

Tabla 3: Escalones y costo de Falla

Tipo de cambio: 28,277

BCU interbancario vendedor al 11/04/2018

2.1.1) Modelado de la demanda

Para la representación de la demanda se utilizó el modelo CEGH presentado en Anexo 4.2

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	1030.9	1372.7	1553.4
01/01/2019	1054.0	1403.6	1588.5
01/01/2020	1081.8	1440.2	1629.5
01/01/2021	1107.8	1475.9	1669.7

Tabla 4: Valores anuales de la demanda para valle, llano y pico para los años 2018 a 2021

Tal como se detalla en el mencionado anexo, la fuente CEGH produce valores de demanda pico, llano y valle escalados a día hábil. Luego la demanda detallada introduce el ciclo semanal y los días feriados que corresponden durante el período de la simulación.

El nuevo modelo, al ser una representación probabilística de la demanda en función de las variaciones de temperatura esperadas, mejora la representación de la dispersión, contribuyendo de esta manera a modelar mejor la demanda neta del sistema.

En el Fig. 1 se observa comparativamente para ambos modelos (nuevo modelo CEGH y antiguo modelo DET) el intervalo de 90% de confianza de los valores de demanda neta del poste 1.

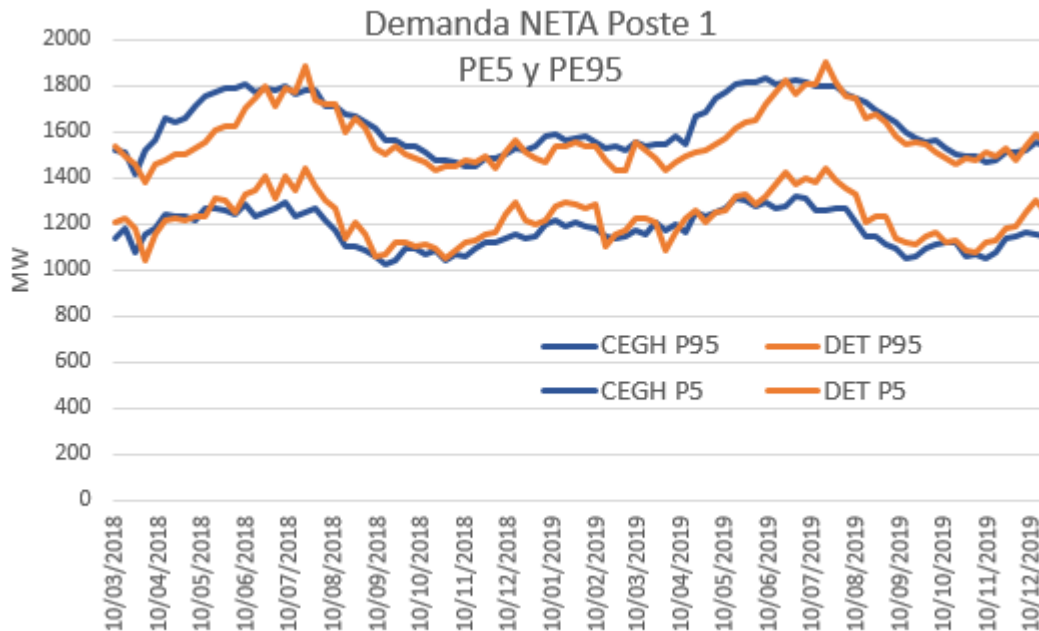


Fig. 1: Comparación modelo DET vs modelo CEGH. Probabilidades de excedencia PE5 y PE95 para la demanda neta del poste 1

En la Fig. 1 se puede observar que el caso del modelo DET presenta un comportamiento más particular debido a que de las tres variables que aparecen restadas en el cálculo de demanda neta (demanda y generación solar y eólica), una de ellas fue modelada de manera determinística.

Asimismo, puede apreciarse en la Fig. 2 que la amplitud de la dispersión del histograma de Demanda Neta es mayor para el caso del modelo CEGH durante todo el período observado. En este caso oscila entre los 350 y los 580 MW mientras que en el caso del modelo DET oscila entre los 250 y los 470 MW.

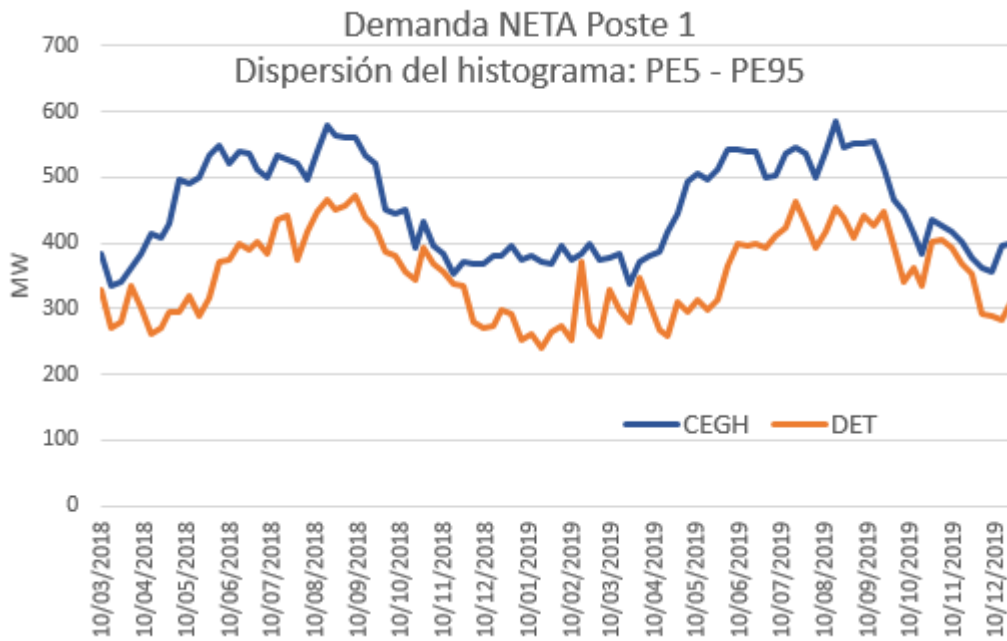


Fig. 2: Comparación modelo DET vs modelo CEGH. Diferencia entre las probabilidades de excedencia PE5 y PE95 para la demanda neta del poste 1.

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 (semana 15 de 2018) en clase hidrológica 4 y continuará en ese nivel al menos por 2 semanas, pasando luego a clase 3 de no ocurrir lluvias.

En las Fig. 3, Fig. 4 y Fig. 5 se observan las excedencias de la energía afluente al Río Uruguay, al Río Negro y el total hidráulico.

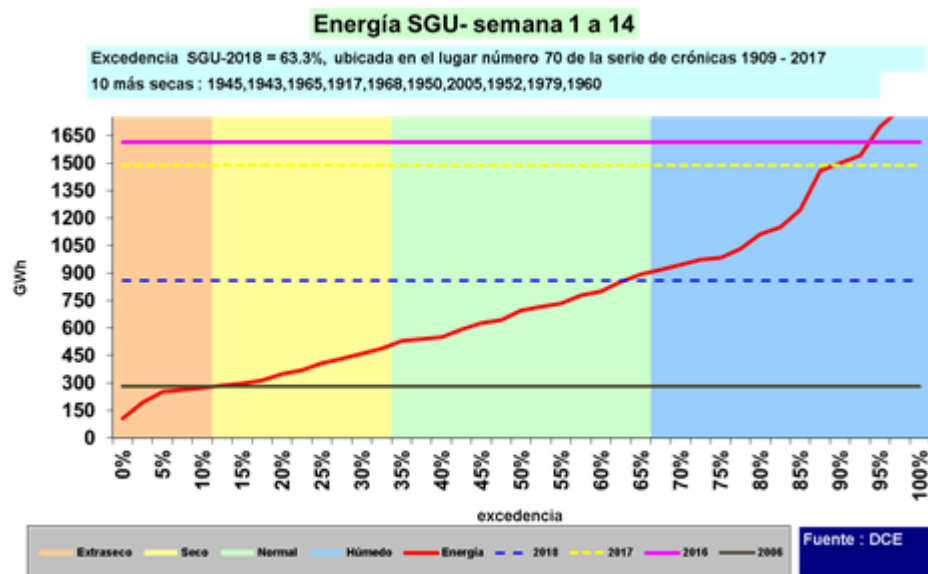


Fig. 3: Excedencia de energía afluente del Río Uruguay

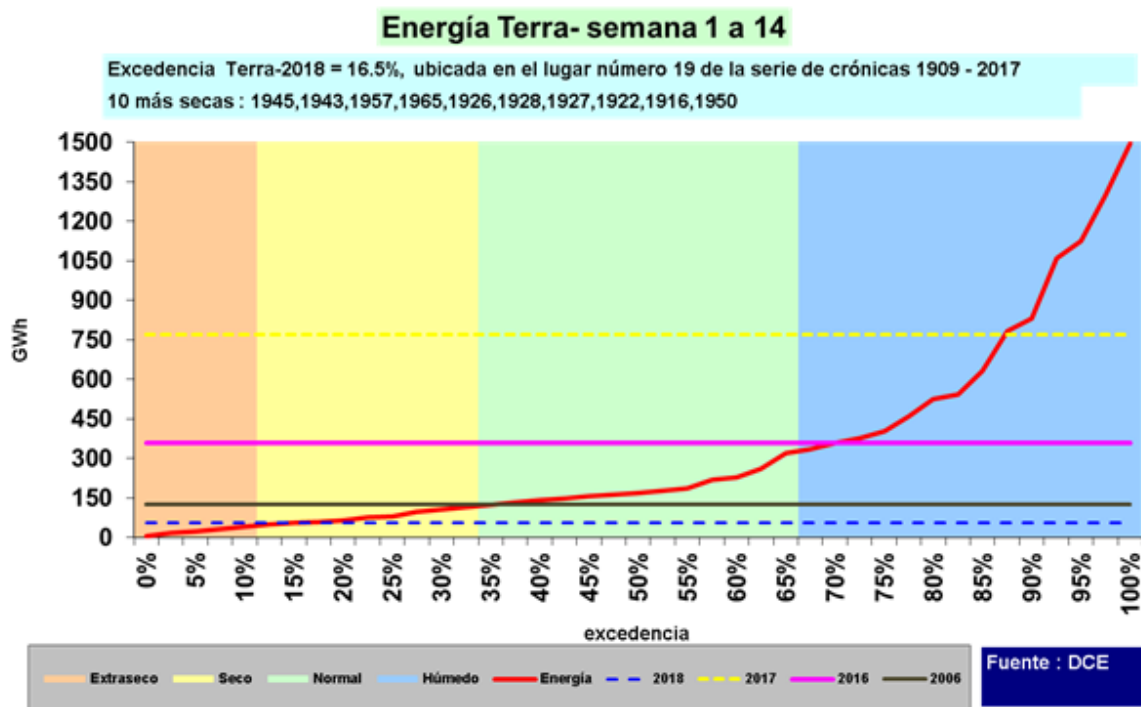


Fig. 4: Excedencia de energía afluente del Río Negro

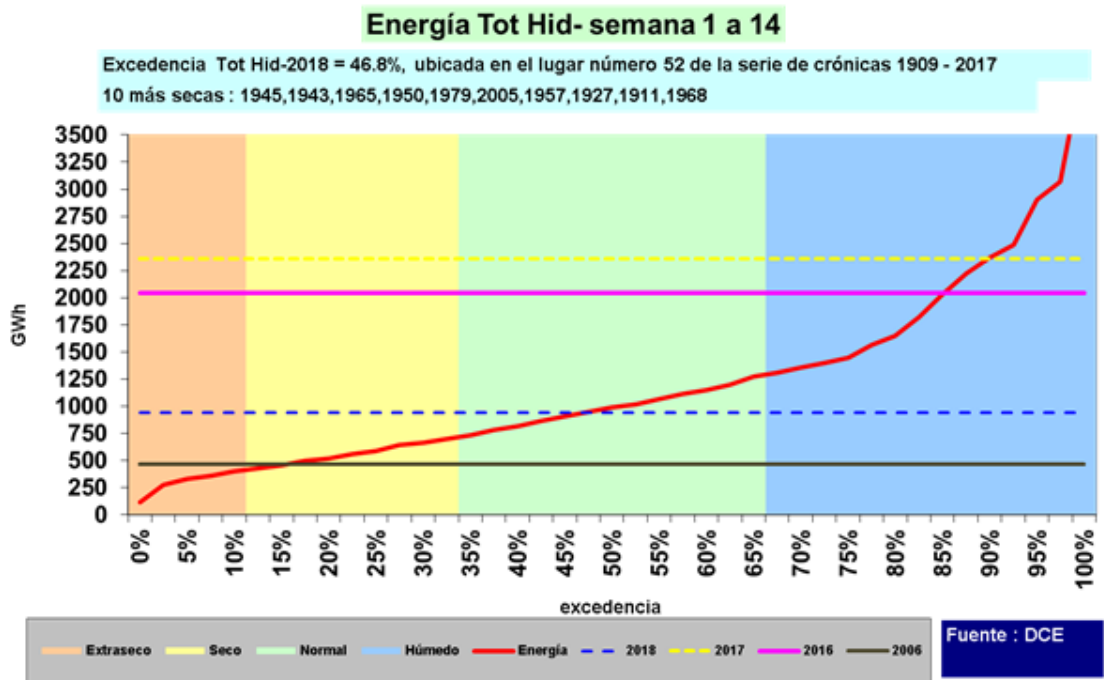


Fig. 5: Excedencia de energía afluyente total hidráulico

La Fig. 6 muestra el agua disponible en suelos y agua no retenida (Fuente Marzo 2018 ¹)

¹ <http://www.inia.uy/Publicaciones/Documentos%20compartidos/Informe-agroclimatico-INIA-GRAS-Marzo-de-2018.pdf>

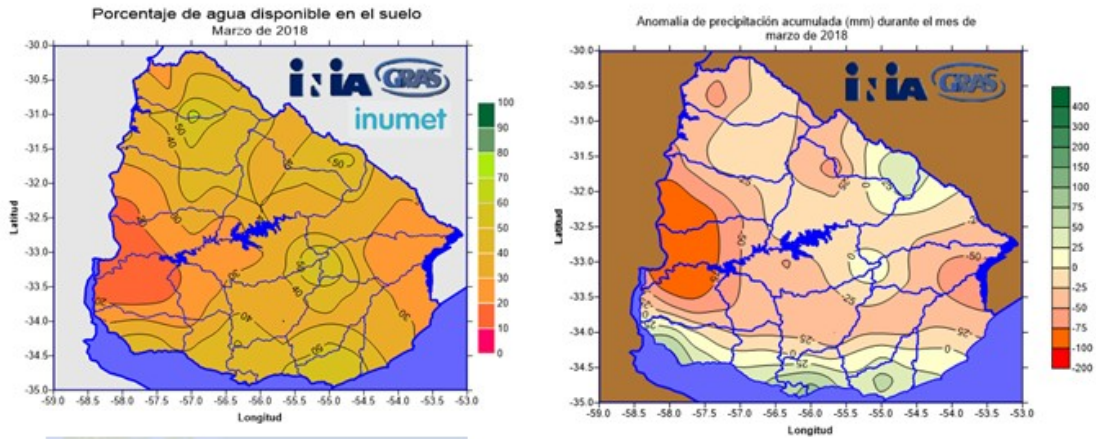


Fig. 6: Agua disponible y agua no retenida. (Fuente INIA, marzo 2018)

Según CPTEC (ver Fig. 7), para la región Sur se indican lluvias dentro del rango normal con una probabilidad de estar 25% por encima de lo normal, un 35% dentro de lo normal y un 40% debajo de lo normal.

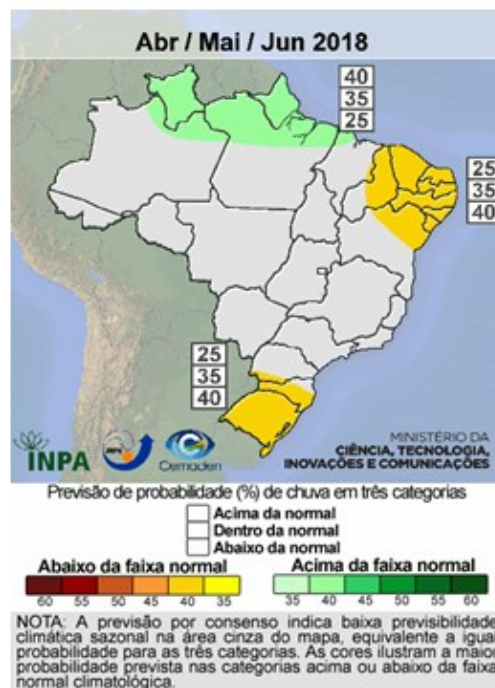


Fig. 7: Pronóstico de luvias BRASIL.

Para el trimestre abril a junio la mayoría de los modelos océano-atmósfera (62%) indican condiciones de neutralidad para el fenómeno La Niña.

La Fig. 8 muestra 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.

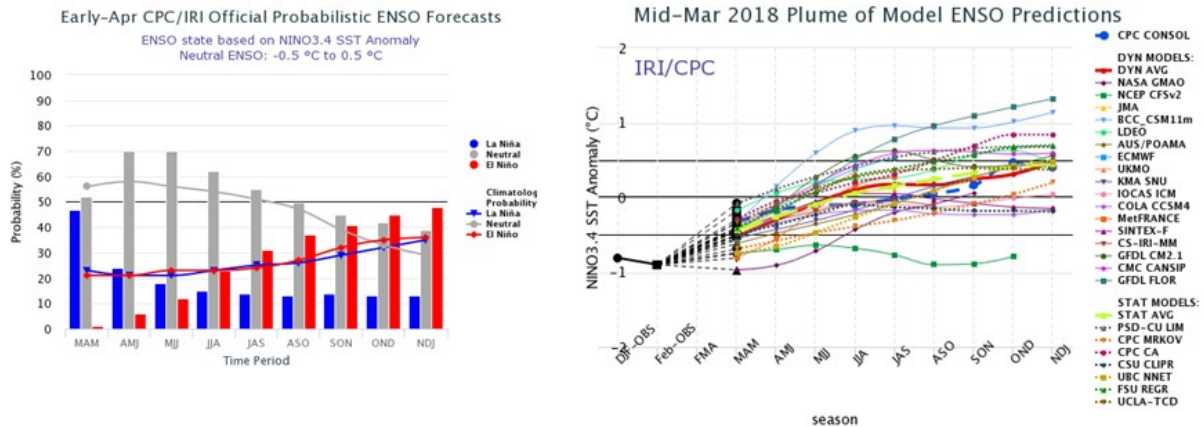


Fig. 8: Previsión del Niño/Niña.

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 60 USD/barril, evolucionando con tendencia según proyecciones de EIA (ver Fig. 9). Se supondrá disponibilidad nula de gas natural argentino para PTA.

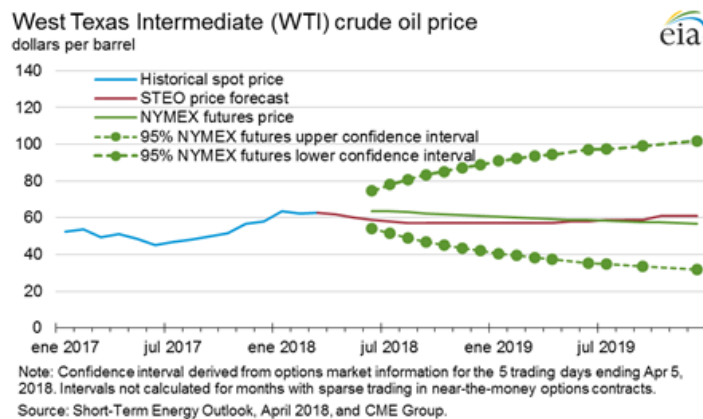


Fig. 9: Proyección precio WTI. (fuente EIA)

REF WTI (US\$/Barril): 60			
Combustibles	U\$/m ³	Densidad	U\$/T
Gasoil	531.0	0.845	628.4
Fueloil Motores	446.4	1.010	442.0

Tabla 5: Precio de combustible derivado

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.

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

Gas Natural.

G.N. para 2018 y 2019 se supondrá que no hay disponibilidad de GN. Proveniente de Argentina no están las condiciones dadas como para tener disponibles volúmenes significativos y los precios a los que se ofrece son similares a los del Gas Oil. No habría aun disponibilidad de otro origen.

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.

Ciclo Combinado:

Se considera la planta de ciclo combinado a instalar en Punta del Tigre según el cronograma de incorporación y disponibilidad proporcionado por UTE que se muestra en la Tabla 6.

Potencia por turbina (MW)	01/01/2018	01/12/2018	01/03/2019
TG1:	181	85%	85%
TG2:	181	85%	85%
TV:	181	0%	70%

Tabla 6: Cronograma de disponibilidad del Ciclo Combinado.

Se considera una vida útil del CC de 20 años, costos operación y mantenimiento aproximadamente 5 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 día de hoy.

En la Tabla 7 se muestran los costos variables para el despacho para un precio del barril de petróleo de 60 USD/MWh y suponiendo generación en base a Gas Oil y Fuel Oil.

Valores a ingresar en el modelo, WTI 60 US\$/bbl								
Unidad	Potencia pleno PCN (MW)	PminTH (MW)	Consumo específico carga pleno gr/kWh	Consumo específico carga mínima gr/kWh	Variable Combustible US\$/MWh	Variable No Combustible US\$/MWh	Variable Total pleno US\$/MWh	Variable Total mínimo US\$/MWh
C. Batlle Motores	10.0	1.0	224.62	224.62	99.3	12.2	111.5	111.5
PTA 1-6	48.0	15.0	224.64	348.19	141.2	8.7	149.9	227.5
CTR	104.0	20.0	285.75	585.79	179.6	4.2	183.8	372.3
PTA 7 y 8	24.0	0.3	244.40	6048.90	153.6	10.0	163.6	3811.1
PTB - CC abierto	181.3	29.9	245.70	481.00	154.4	5.0	159.4	307.3
PTB - CC cerrado	539.3	71.3	163.80	351.00	102.9	5.0	107.9	225.6

Tabla 7: Costos variables para el despacho. (@WTI = 60 USD/bbl)

2.5.2) Coeficiente de disponibilidad de las unidades generadoras

Dado que durante 2017 la convocatoria de las unidades térmicas ha sido baja debido a la alta hidraulicidad, se mantiene el modelado usado en Programaciones anteriores.

La Tabla 8 muestra los valores de indisponibilidad fortuita (dichos valores se van reduciendo porque no se dispone de planes de mantenimiento programado ajustados más allá de 2019):

	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 8: Coeficientes de disponibilidad de unidades térmicas

2.5.3) Mantenimiento programado

Se utiliza el PAM vigente de abril 2018.

2.6 Generación Distribuida

2.6.1) Biomasa

Los valores de la Tabla 9 corresponden a una aproximación en base 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.

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 9.

Generador	Potencia Efectiva(MW)	f.d. (p.u.) fortuita	TMR (horas)	cv (USD/MWh)
Weyerhaeuser	1.2	1	0	0
UPM	20	0.9	72	0
Fenirol	8.93	1	72	30
Bioener	10	0.9	72	30
Montes del Plata	80	0.9	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 9: Parámetros considerados para los generadores en base a biomasa.

2.6.2) Eólica

En la Tabla 10 se muestra la generación eólica existente.



Central Generadora	Agente Generador	Departamento	Potencia Autorizada (MW)	Fecha de inicio
CARA COLES 1 del PARQUE EÓLICO ING. EMANUELE CAMBILARGIU	UTE	MALDONADO	10.0	10-02-2009
CARA COLES 2 del PARQUE EÓLICO ING. EMANUELE CAMBILARGIU	UTE	MALDONADO	10.0	23-06-2010
CUCHILLA DEL PERALTA I	PALMATIR S.A.	TACUAREMBO	50.0	13-05-2014
ENGRAW	ENGRAWEXPORT & 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
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	TACUAREMBO	141.6	13-12-2016
PARQUE EÓLICO 18 DE JULIO	IKEROL COMPANY S.A.	ROCHA	10.0	03-02-2017
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	POLEINE 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 KIWU	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 ROSARIO	TOGELY COMPANY S.A.	COLONIA	9.0	29-12-2015
PARQUE EÓLICO SOLÍS DE MATA OJO	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.	TACUAREMBO	50.0	01-10-2015
PERALTA II GCEE	AGUA LEGUAS S.A.	TACUAREMBO	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	CADONALS S.A.	FLORES	50.0	13-02-2015
VALENTINES	UTE + Accionistas	FLORIDA	70.0	05-01-2017
PARQUE EÓLICO NUEVO PASTORALE I	VIEN TOS DE PASTORALE S.A.	FLORES	49.2	24-05-2017
ARIAS	UTE + Accionistas	FLORES	70.0	17-04-2017
			TOTAL	1424

Central Generadora	Agente Generador	Potencia Autorizada (MW)	Año inicio 1	Semana inicio 1	Potencia inicio 1	Año inicio 2	Semana inicio 2	Potencia inicio 2
PARQUE CERRO GRANDE	LADANER S.A.	50.00	2018	1	25	2018	4	25

Tabla 10: Generación eólica existente

2.6.3) Solar

En la Tabla 11y 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	COLDIM S.A.	50
	TOTAL	226.75

Tabla 11: Generación solar existente

Agente Generador	Potencia Comprometida (MW)	Fecha Estimada E/S
MIEM-UTE	0.28	12-02-2018

Tabla 12: Expansión de la generación solar

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

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 300MW. 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 sobre costo 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

La representación propuesta para el comercio internacional con Brasil es la siguiente:

1. El costo marginal de la región sur de Brasil se representa considerando la correlación entre el correspondiente Costo Marginal Operativo y el IN3.4. Este costo marginal es topeado con un máximo de 30 USD/MWh, de forma que no exista exportación si el costo marginal de Uruguay es superior a dicho máximo.
2. Se considera una potencia media de exportación de 500 MW y un factor de disponibilidad de 0.95.
3. Se considera que durante el mantenimiento de Candiota (de octubre a diciembre 2018 inclusive) la potencia media de exportación es 300 MW.

Se presenta en la Fig. 10 la potencia media trimestral exportada a Brasil en el período simulado, ordenada de forma creciente en función del índice IN3.4. Se puede observar que existe una correlación entre la potencia exportada y la anomalía climática, destacándose mayores volúmenes de exportación durante los trimestres (Agosto, Setiembre, Octubre) del año 2019 con respecto al del 2018 debido a la permanencia de la condición inicial (IN3.4 -0.3) del sistema al comienzo de la simulación.

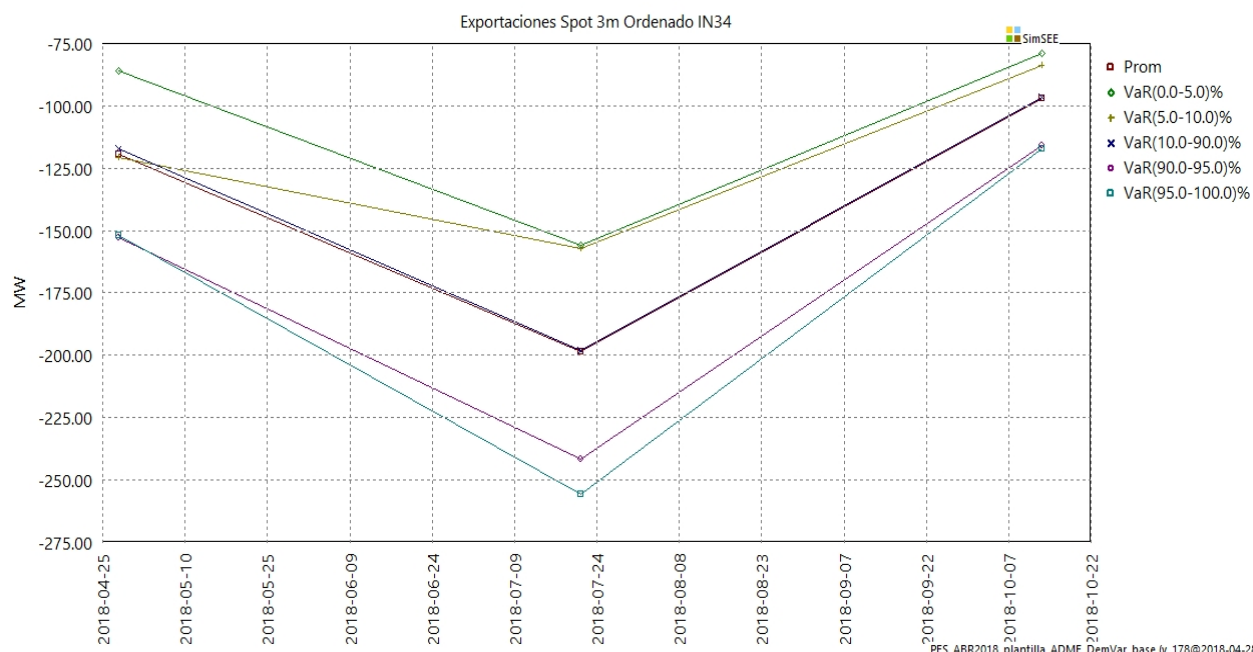


Fig. 10: Potencia media trimestral exportada a Brasil en el período simulado, ordenada de forma creciente en función del índice IN3.4

En la Fig. 11 se muestran los intercambios internacionales del SIN del año 2016 a marzo 2018.

Si miramos de Agosto 2017 a marzo 2018 (desde que pudimos exportar a Brasil) y comparamos con el marginal medio de Uy, podríamos concluir que cuando el cmg medio mensual está por debajo de 30 USD/MWh exportamos 311 MW medios y muy poco si nuestro cmg está por encima de 30.

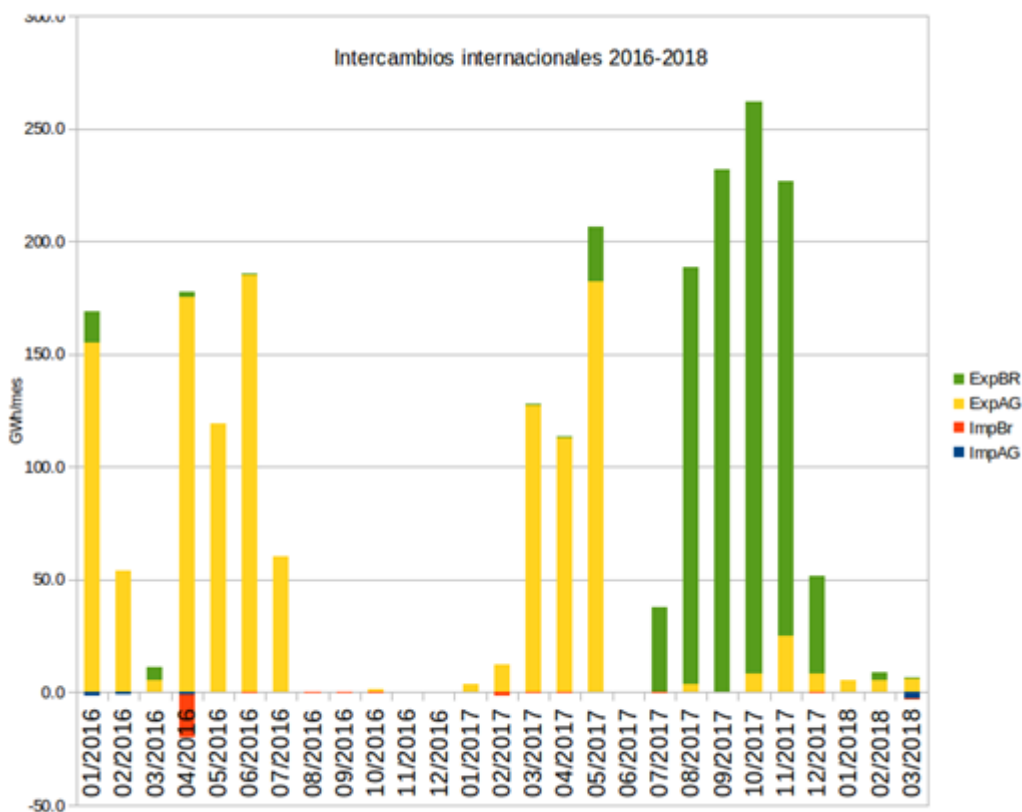


Fig. 11: Intercambios internacionales del año 2016 a marzo 2018

Los intercambios con Argentina se han limitado a las exportaciones de VECODESA a un precio equivalente de 25 USD/MWh.

De lo anterior, la propuesta técnica de ADME es modelar la exportación a Brasil como una venta siempre que el costo marginal operativo (CMO) del patamar de carga pesada de la región sur de Brasil supera el costo marginal de Uruguay y que éste último esté por debajo de 30 USD/MWh con una capacidad de interconexión de 500 MW y con un factor de disponibilidad de 0.95.

El mantenimiento de Candiota se representa, según datos recibidos de ONS, de Octubre a Diciembre de 2018, lo que limita la transferencia por Conversora Melo. En ese período se reduce la potencia máxima de intercambio a 300 MW.

2.8.3) 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.



2.9 Estado inicial del sistema.

Se utiliza la versión v_178 (GPLv3, IIE-FING).

Fecha de optimización: 28/04/2018 – 31/12/2021

Fecha de la simulación: 28/04/2018 – 01/01/2020

Fecha de guarda de la simulación: 28/04/2018 – Semana 18 del 2018

La cota mínima operativa de Central Terra se establece en 70m.

La cota inicial del lago Bonete se estima en 73,9 m.

Aportes al inicio, Bonete= 270 m³/s, Palmar= 30 m³/s, SGU= 883 m³/s.

Valor inicial del iN3.4: - 0,3

El costo “variable combustible” se considera calibrado para un precio del barril de petróleo WTI de 60 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).

Se realiza la simulación con 1000 crónicas sintéticas.

2.10 Respaldo no hidráulico del sistema

La Fig. 12 muestra la potencia media mensual resultante de aplicar el PAM y bajo las hipótesis de importación y expansión utilizadas (unidades no hidráulicas):

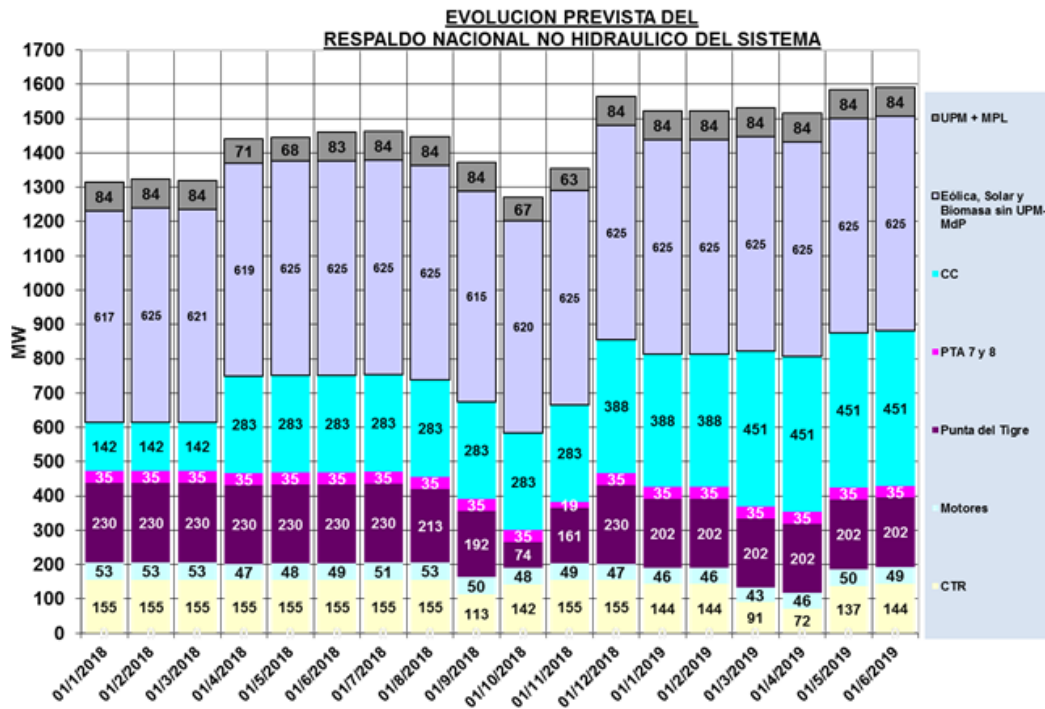


Fig. 12: Evolución prevista del respaldo nacional no-hidráulico.

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.

3.1.1) Evolución de la cota de Bonete

En la sala se activa el control de cota en Bonete en 72,3 metros, lo que implica que se penaliza económicamente (300 USD/MWh) si la cota de Bonete se encuentra por debajo de la mencionada cota.

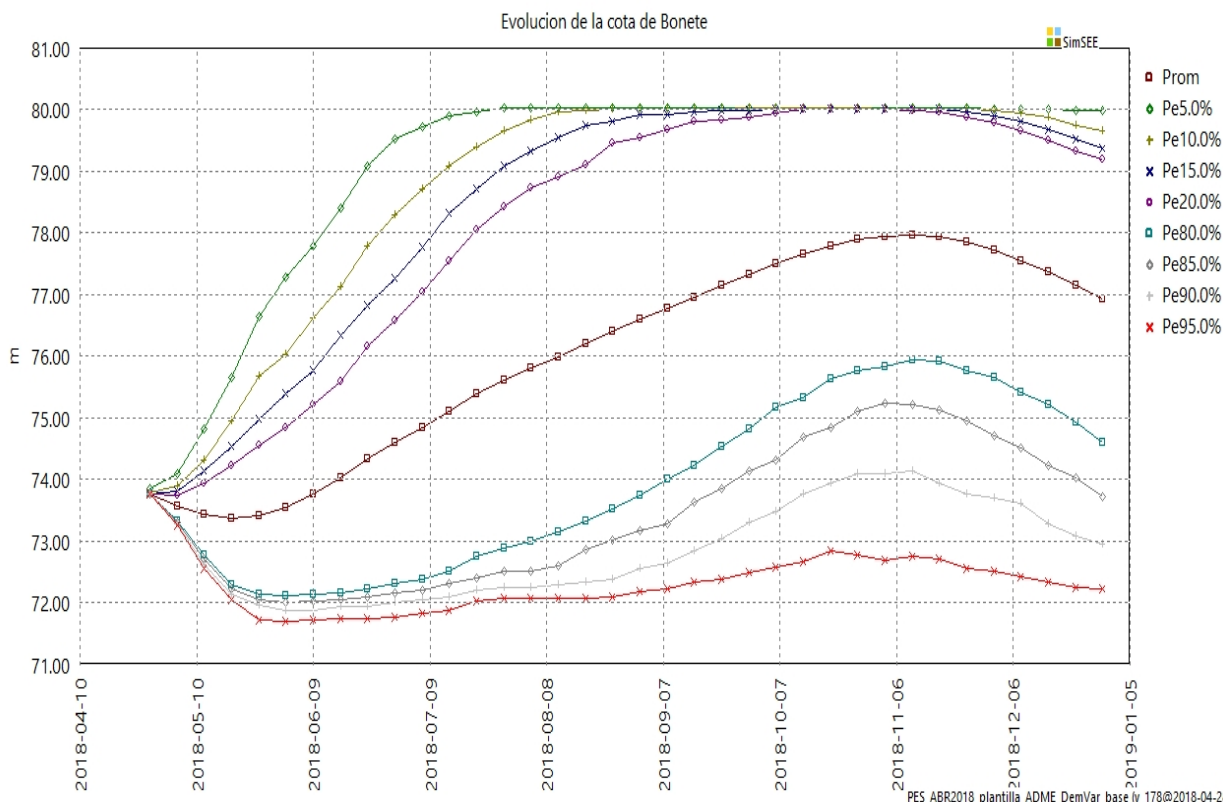


Fig. 13: Evolución de la cota de Bonete - Sala semanal

3.1.2) Costo Marginal del Sistema

En la Fig. 14 se muestra la evolución del costo marginal del Sistema hasta fin del año 2018.

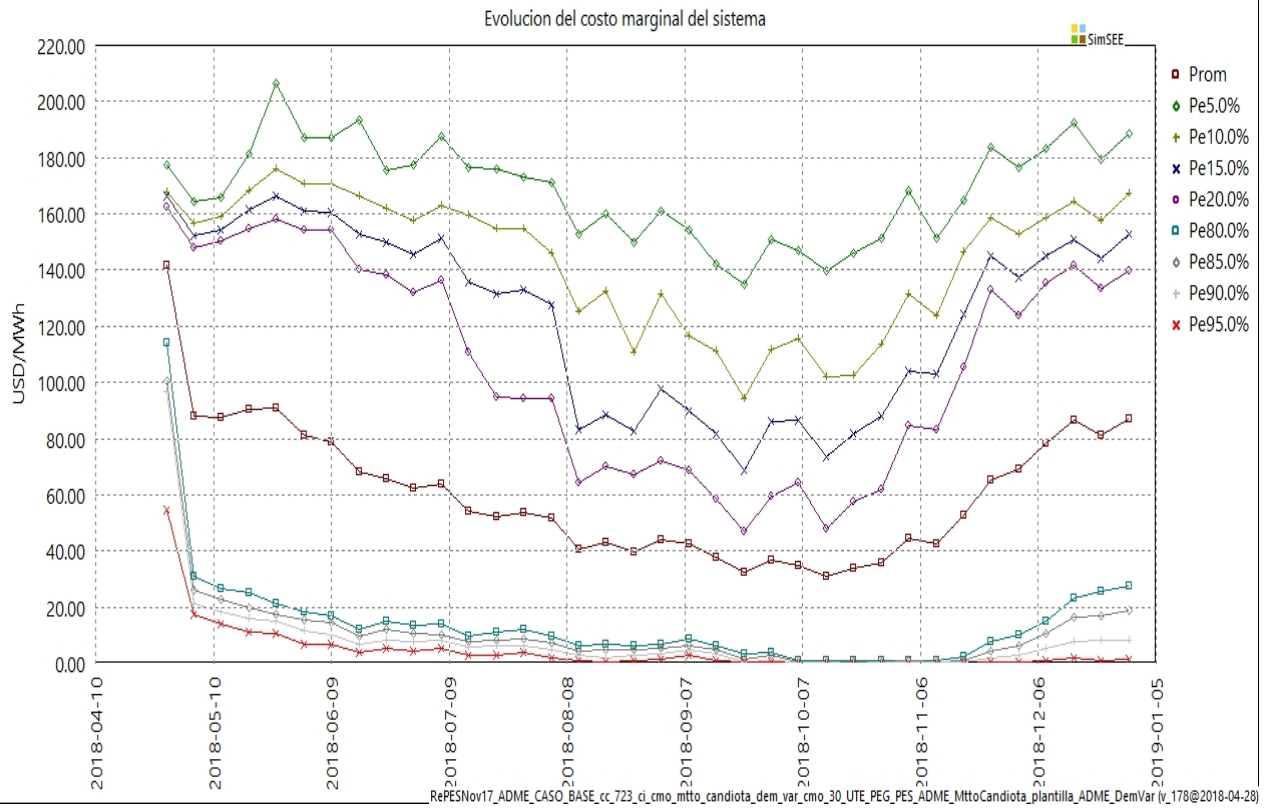


Fig. 14: Evolución del costo marginal del Sistema - Paso semanal

3.1.3) Despacho Promedio

En la Fig. 15 se muestra la generación por fuente hasta fines del año 2018.

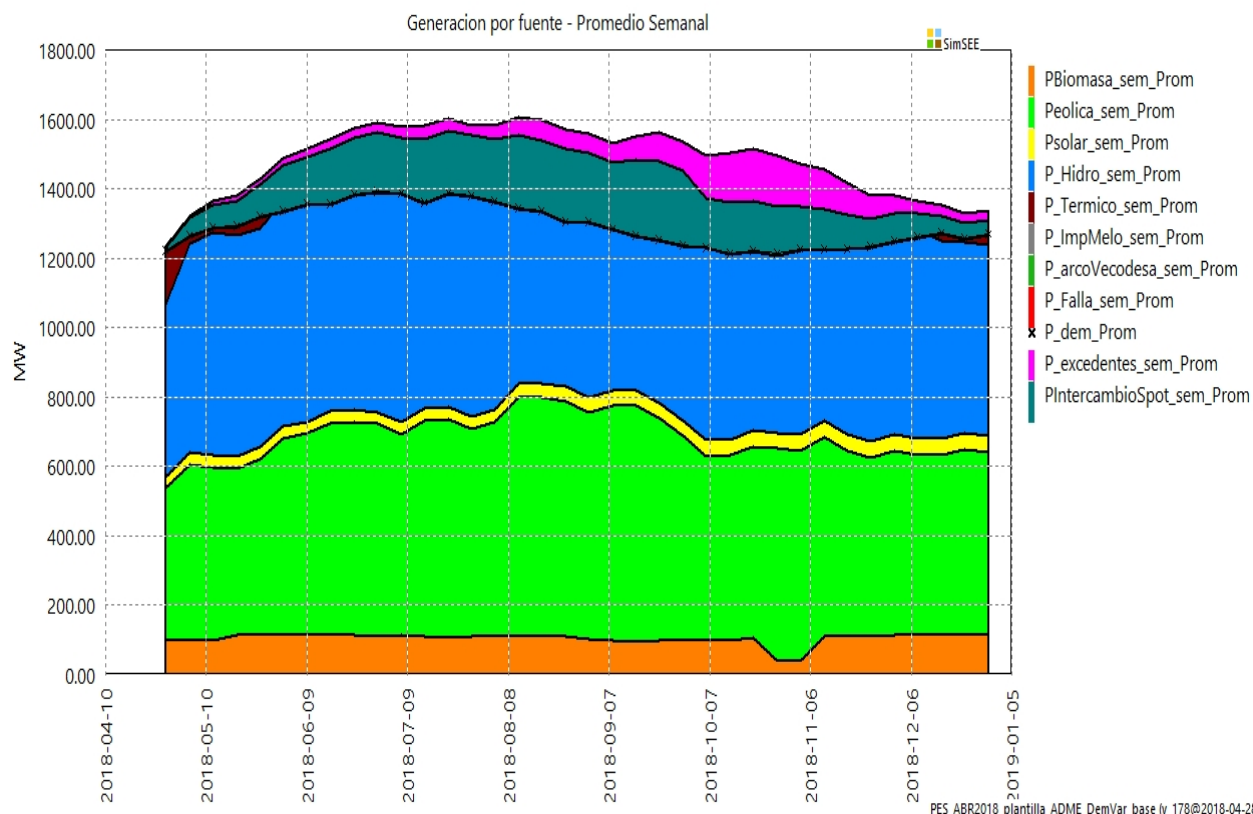


Fig. 15: Generación por fuente - Promedio Semanal

3.1.4) Despacho Térmico y Falla Acumulados

En la Fig. 16 se muestra el despacho térmico y falla acumulados hasta fines del año 2018.

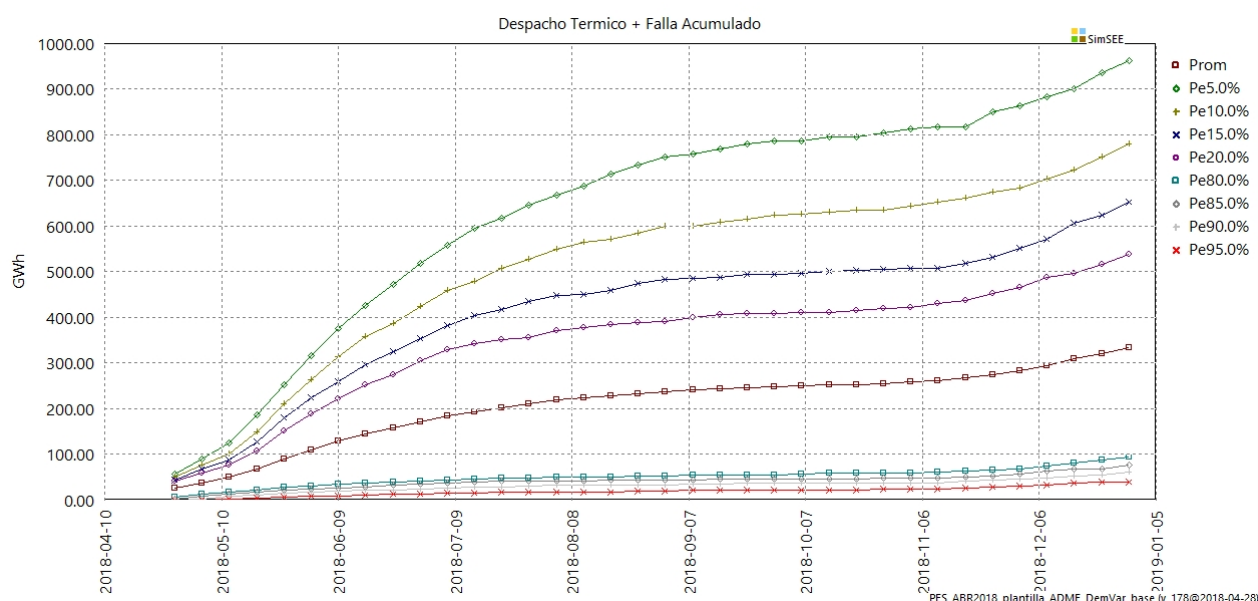


Fig. 16: Despacho térmico y falla acumulados - Sala Semanal

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 distribuida de biomasa salvo UPM y Liderdat: Pago por energía 90 USD/MWh.
- UPM: Pago por energía 100 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): 500 MW con f.d. = 0,95, salvo los meses desde octubre a diciembre (inclusive) de 2018 en que la potencia máxima exportable en esta modalidad disminuye a 300 MW.

- 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, en la Fig.17 se muestra el costo total operativo acumulado para el período Mayo 2018 – Diciembre 2018.

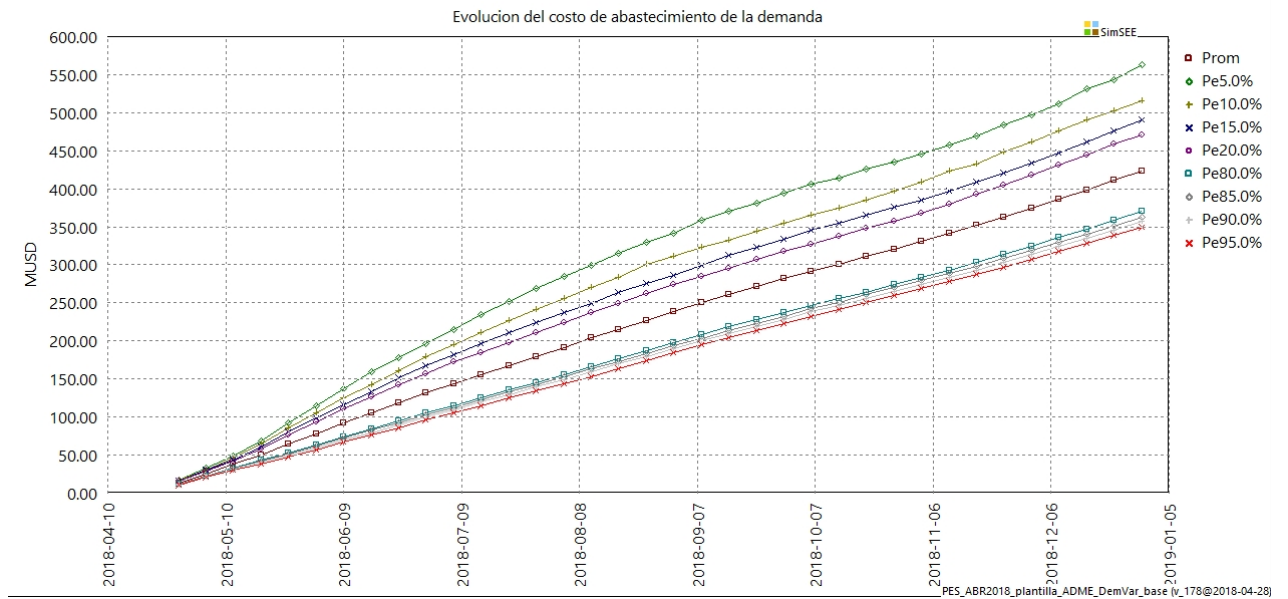


Fig. 17: Costo de abastecimiento de la demanda acumulado- Sala Semanal

4 Anexo I: Modelados

4.1 Modelado del comercio con Brasil

Ing. Ruben Chaer. Mayo 2018.

4.1.1) Modelo de Costo Marginal Operativo.

En el año 2012 se realizó un trabajo conjunto con ONS [1] por el cual se obtuvo un modelo del tipo CEGH que permite considerar las dependencias estadísticas entre el Costo Marginal Operativo (CMO) de la región sur de Brasil y los aportes hidráulicos a las represas de Salto Grande y del Río Negro. Este modelo también refleja la dependencia de estas variables con el índice de la anomalía de la temperatura del Océano Pacífico que determina la ocurrencia de el fenómeno El Niño o La Niña.

Para la calibración de los parámetros del modelo es necesario dar un CMO esperado. Al tratarse de realizar una calibración para los próximos 6 meses se consideró las proyecciones de precio de la CCEE [2]. Para proyecciones de mayor horizonte temporal debiera considerarse la información del Plan Decenar de Energía[3]. Al momento de calibrar le modelo se disponía de dos proyecciones del CMO para la región SUL de Brasil. Estas proyecciones son realizada por la CCEE y se muestran en la tabla 13. La información “CMO_PPT” es un poco más reciente que la “CMO_DAT”. En base a estas proyecciones se fijo en 60 USD/MWh el CMO esperado.

Y se utilizaron los valores de la tabla para fijar la guía del cono de pronósticos de precios en el CEGH. Fijada esta guía, se fijaron los parámetros que regulan la apertura de la incertidumbre y se simularon 1000 crónicas para reproducir los histogramas del CMO. Para el mes de Setiembre 2018 (de los meses donde es más probable que se exporte) se compararon el histograma del modelo CEGH calibrado con el correspondiente histograma que surge de los resultados de las simulaciones de la CCEE. La Fig. 18 muestra las curvas de permanencia del CMO para la región SUR de Brasil en el patamar de carga leve obtenidos del modelo CEGH y de los resultados de simulaciones bajados del sitio de CCEE. Como se puede apreciar la coincidencia es buena y se produce un apartamiento para los valores bajos

Tabla 13: Proyecciones CMO3 Brasil Sul (fuente CCEE).

	USD/MWh	
	CMO_PPT	CMO_DAT
01/1900	46.5	48.1
01/1900	67.2	65.0
01/1900	68.9	70.2
01/1900	63.7	65.3
01/1900	56.3	52.2
01/1900	52.5	47.7
01/1900	57.1	51.6
01/1900	71.2	59.4
01/1900	64.3	50.2
01/1900	63.4	49.3
01/1900	63.7	45.5
01/1900	83.5	39.6
01/1900	52.5	41.9
01/1900	57.4	
VE	62.0	52.8

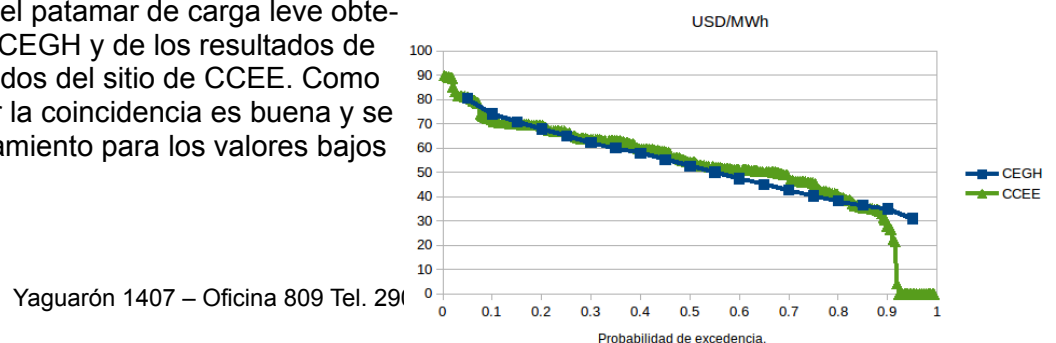


Fig. 18: Comparación curvas de permanencias del CMO para setiembre 2018.

del CMO. Para compensar este apartamiento, se impuso en la sala SimSEE que si el CMO baja de 30 USD/MWh se imponga en 0 USD/MWh.

Además de observar la curva de permanencia para setiembre, se observó el abanico de trayectorias posibles de las series sintéticas del CEGH y de las proyecciones disponibles. Esta comparación es la que se muestra en la Fig.19.

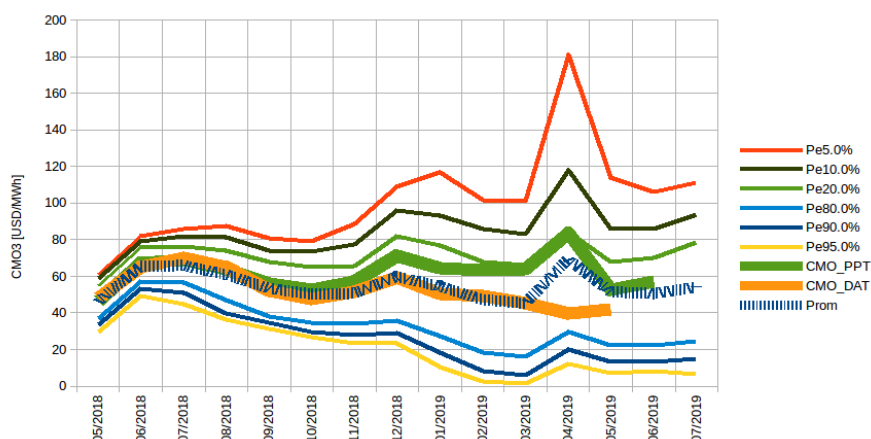


Fig. 19: Abanico de trayectorias del CEGH y proyecciones disponibles.

4.1.2) Modelo de precios.

Como ya se mencionó, se calibró un CEGH para tener una fuente de valores del CMO de la región sur de Brasil. A estos valores hay que descontarles los costos de introducción de la energía en el mercado brasileño para disponer así de un valor que pueda ser considerado como conveniente la exportación a Brasil. En base a la experiencia de las exportaciones realizadas en el segundo semestre de 2017 se optó por modelar estos costos como un variable de 12% más 12 USD/MWh.

Adicionalmente se limitó la exportación en las condiciones en que el costo marginal de Uruguay supere los 30 USD/MWh. Este límite se impone para no valorizar el agua del lago de Rincón de Bonete en base a eventuales exportaciones a costos elevados en Brasil. Por la vía de los hechos, si el CMO con los descuentos supera el valor 30 seguramente puedan despacharse centrales térmicas para exportación sin llegar a encarecer el mercado interno.

Es así que el precio visto podría representarse por el siguiente procedimiento:

- 1) $y = \text{CEGH} * 60$ (esto es salida del CEGH multiplicado por 60 USD/MWh)
- 2) si $y < 30$ entonces $p = y$ sino $y = 0$ (imponemos que de bajar de 30 el CMO va a cero)
- 3) $\text{precio_visto} = \min(30, (y - 12) / 1.12)$

[1] Hermes Chipp, Marcelo Prais, Alberto Sergio Kligerman, Maria Helena Teles de Azevedo, Luiz Augusto Lattari Barretto, Gonzalo Casaravilla, Ruben Chaer, Jorge Cabrera, Ana Casulo. Estabelecimento das condições para determinação dos benefícios da integração elétrica entre o Brasil e o Uruguai. Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, XII SEPOPE. Rio de Janeiro, RJ, Brasil, page SP094 - 2012



<https://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2012/CPKABCCCC12/CPKABCCCC12.pdf>

[2] Presentación InfoPLD (Mayo 2018) CCEE.

http://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_640431.

[3] <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-40/PDE2026.pdf>



4.2 Modelo Estocástico de la Demanda

Eliana Cornalino

Octubre 2017

4.2.1) Consideraciones previas

Se listan a continuación una serie de consideraciones previas que podrían leerse como limitaciones del modelado debidas a la información de base disponible y el tratamiento escogido para ésta.

4.2.1.1 Información base

La información de partida utilizada son datos históricos de demanda del período 1 de julio de 2012 a 30 de abril de 2017 y datos diarios de temperaturas máxima y mínima para el mismo período, correspondientes a la estación meteorológica de Carrasco en Montevideo.

En los ensayos previos a la definición del modelo se utilizaron también series de velocidad de viento y radiación solar pero finalmente estos datos fueron descartados debido a que su aporte no era significativo para la determinación de la demanda, al menos con el nivel de precisión actualmente alcanzado. No se descarta que en base a estudios más pormenorizados de casos particulares pueda detectarse una eventual influencia de estas variables que permita mejorar la predicción en casos particulares concretos.

4.2.1.2 Horario de verano

Dentro del conjunto de datos utilizado se encuentran tres períodos donde se aplicó el cambio de horario de verano, que dejó de aplicarse a partir de marzo de 2015. Es difícil determinar con exactitud los efectos de este cambio sobre el monto de energía diaria y sobre la forma de la curva horaria.

Para poder proceder a la identificación de un modelo, en esta instancia se despreció el efecto del cambio de horario sobre el monto de energía diaria, es decir, se tomaron en cuenta los valores reales de energía diaria sin modificación alguna.

En cuanto a la forma de la curva horaria se observó que los efectos eran significativos debido al desplazamiento horario que se registra en la mayoría de las actividades humanas asociadas al consumo eléctrico. En este sentido lo que se hizo fue eliminar los datos correspondientes al período de cambio de horario a los efectos de la identificación de las curvas base horarias.

4.2.1.3 Sábados domingos y feriados

Dentro del modelado se representa el ciclo semanal incluyendo sábados y domingos pero no se ha especificado un procesamiento especial para los días feriados laborables y no laborables para lo cual se plantea a futuro realizar un análisis pormenorizado del comportamiento de cada tipo de feriado, en relación también con el día de la semana en que se registra, para incorporar estos detalles al modelo. Actualmente se representan los feriados no laborables como

días domingos y los feriados laborables como días sábados, independientemente del día de la semana en que caen.

4.2.2) Metodología para la identificación del comportamiento diario

Previo a la selección del modelo que aquí se presenta se realizaron diversos estudios de covarianzas entre las variables disponibles buscando identificar la mejor forma de predecir la potencia media horaria de la demanda. Finalmente se optó por la metodología aquí presentada consistente en un modelo CEGH de paso diario, a partir de las temperaturas máxima y mínima pronosticadas para el propio día y la demanda del día anterior. El andamio horario se modeló separadamente como se presenta en el siguiente punto.

Se realizaron múltiples análisis de covarianzas entre las series de demanda, temperatura (media, máxima y mínima), series simuladas de generación eólica y solar y series medidas de velocidad de viento y radiación solar. Se variaron los pasos de tiempo de las series (promedios horarios, diarios, semanales) y también se buscaron relaciones no lineales entre las variables utilizando distintas potencias de la temperatura.

También se analizaron los ciclos más relevantes de la serie de demandas identificando que además del ciclo anual vinculado a las estaciones y sus respectivos cambios de temperatura, el ciclo semanal, que responde a los diferentes niveles de actividad que se registran y que afectan los niveles de consumo de potencia eléctrica, es muy relevante pero indudablemente no tiene relación ninguna con la temperatura por lo cual se optó finalmente por independizar la serie de este ciclo previo a la identificación de covarianzas respecto de la temperatura.

Mediante los diversos análisis realizados se detectó que se podía ser más específico en la determinación de las variaciones de la energía diaria de la demanda en función de las variaciones de la temperatura si se separaba esta energía en tres tramos horarios. Estos tres tramos corresponden a los tradicionalmente denominados Pico, Valle y Llano los cuales además de representar tramos diferenciados en cuanto a la forma de la curva horaria que presenta la demanda, representan tramos del día donde las actividades que gobiernan el uso de la energía eléctrica son bien diferentes y por lo tanto también es diferente su dependencia con la temperatura en el corto plazo y su evolución a lo largo del año.

4.2.3) Tratamiento de datos

Los datos utilizados corresponden al período 1 de julio de 2012 a 30 de abril de 2017 obtenidos de la base de datos de ADME. Inicialmente, sobre la serie de datos horaria se calculó la tendencia creciente en los datos para luego quitarla y obtener como resultado una serie estacionaria, con valores de energía equivalentes a julio de 2012.

Para quitar la tendencia se calculó el factor de crecimiento

$$f_c = \frac{\text{promedio demanda 2016}}{\text{promedio demanda 2012}}$$

y el factor de crecimiento horario

$$f_h = f_c^{\frac{1}{24 \times 365 + 4}}$$

Luego se multiplicó cada dato horario de demanda por

$$f_h^{(1-hora)}$$

obteniéndose entonces la serie sin tendencia.

De dicho período a su vez se eliminaron los días feriados a menos que coincidieran con un día domingo.

Se realizó un control básico de los datos eliminando datos fuera de rango y eventos extraños con apariencia de fallas. También se corrigieron los registros erróneos que se dan en el principio y el fin del cambio de horario de verano. Como se mencionó anteriormente, se despreciaron los posibles efectos de reducción de demanda con el cambio de horario.

Se obtuvieron series de 1765 días de duración, con 66 días anulados por feriado, y 7 días anulados por ser erróneos.

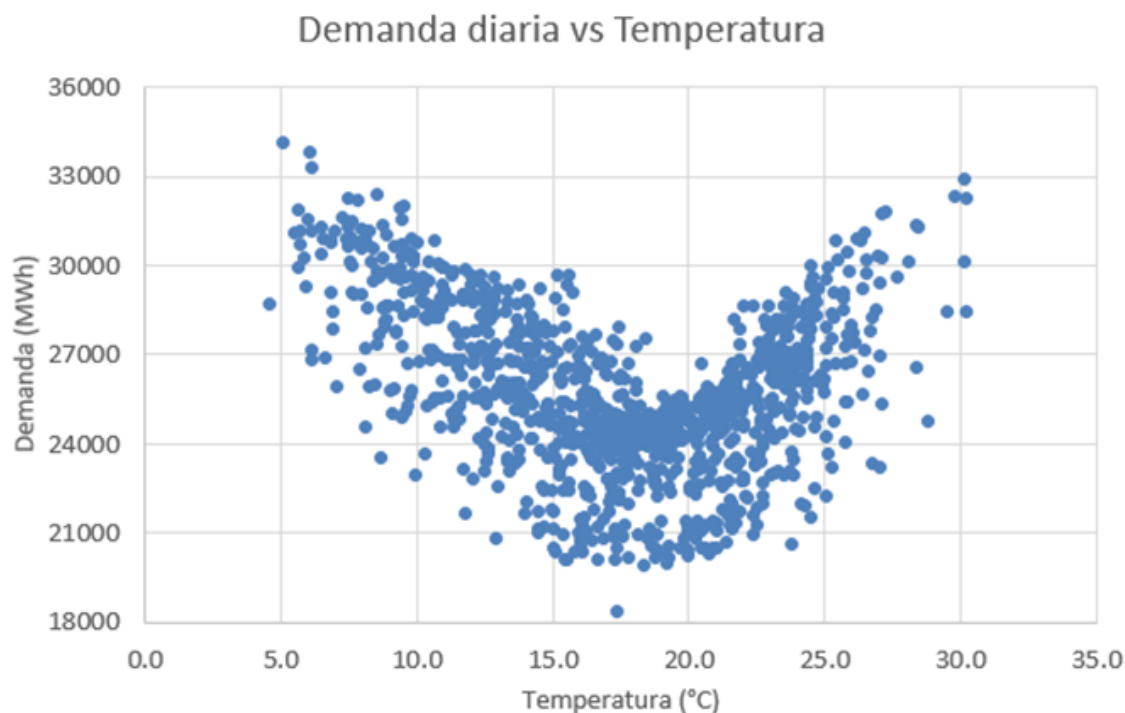


Fig. 20: Demanda diaria en función de la temperatura

En la Fig. 20 se muestra el conjunto de datos de demanda diaria utilizado, en función de la temperatura media diaria.

La conocida forma de U del gráfico anterior se debe a que el aumento de la demanda se da tanto por la necesidad de calefacción en épocas de temperaturas bajas, como por la necesidad de refrigeración en épocas de temperaturas elevadas, además de los niveles básicos de consumo no influenciados, o no tan directamente influenciados por la temperatura.

En la Fig. 21 se observa el mismo conjunto de datos pero separado según las diferentes estaciones del año e identificando el tipo de día según sea laboral, sábado o domingo.

Al separar por estaciones se observa como para las estaciones de máximas y mínimas temperaturas el comportamiento es bien diferenciado y opuesto, mientras que para las estaciones intermedias el comportamiento es variable, sobretodo en la primavera en que se mantiene la forma de U.

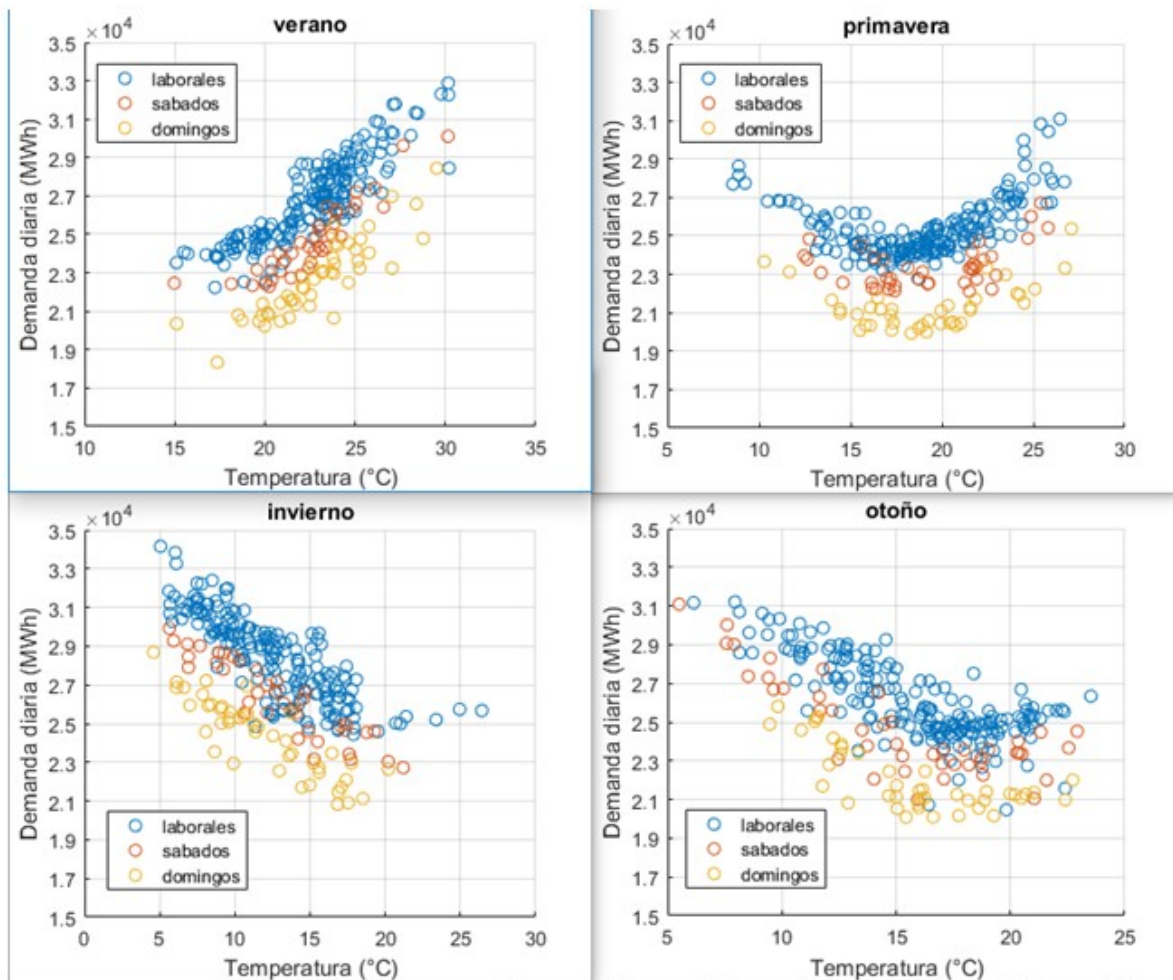


Fig. 21: Demanda diaria en función de la temperatura para las 4 estaciones del año e identificando días laborales (azul), sábados (rojo) y domingos (amarillos)

De esto se desprende que las relaciones buscadas entre la demanda y la temperatura para predecir su comportamiento son diferentes a lo largo del año, y las variaciones de la demanda no dependen exclusivamente del valor de la temperatura sino que, por ejemplo, la pendiente de la demanda entre los 20° y los 25° es de 0,4 GW/día/°C en primavera aproximadamente (va de 25 a 27 GW/día) y de 0,8 GW/día/°C en verano aproximadamente (va de 24,5 a 28,5 GW/día). Algo similar sucede al comparar una diferencia de 5 grados de temperatura en otoño e invierno, por ejemplo, entre 10° y 15°.

En conclusión, el modelo a identificar deberá tener en cuenta la estacionalidad y no solo la temperatura aisladamente. En base a esto se analizó primero la identificación de modelos diferentes para cada estación del año para luego concluir en un modelo CEGH con filtro variable de 365 pasos. Es decir, el modelo identifica un filtro para cada día del año de modo que de manera continua los coeficientes de la matriz de correlación a aplicar van cambiando a lo largo del año.

4.2.4) Separación en valle llano y pico

Se descompuso la serie de demanda en tres series de energías de valle, llano y pico, según los tramos horarios que se detallan en la Tabla 14.

TRAMO	HORARIO
Valle	0 a 5
Llano	6 a 17
Pico	18 a 23

Tabla 14: tramos horarios de demandas Valle, Llano y Pico

En la Fig. 22 se muestra la evolución de cada una de las series de demanda obtenidas durante todo el período de datos utilizado. Allí puede observarse que la estacionalidad anual de cada serie respecto de su valor medio es diferente para cada tramo horario. Por ejemplo se observa que los mayores valores de demanda Pico se dan durante el invierno mientras que los mayores valores de demanda Valle se dan durante el verano.

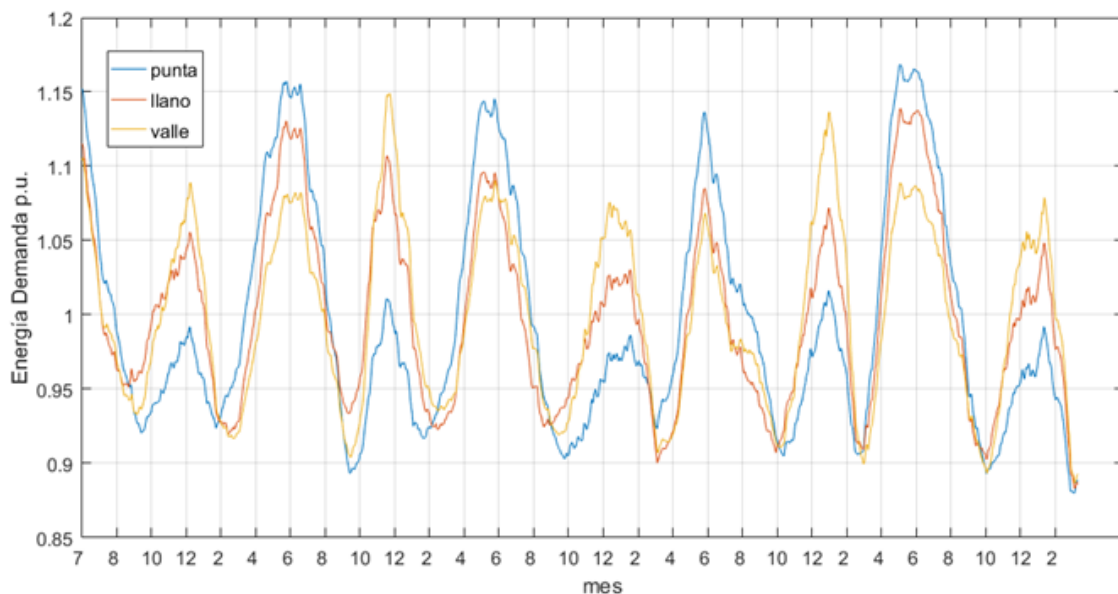


Fig. 22: Promedio móvil de 45 días de las series (por unidad) de demanda Pico, Llano y Valle, para el conjunto completo de datos.

Por otro lado, de la observación del gráfico de la Fig. 21 surgen dudas respecto del modo en que se quitó la tendencia creciente a la serie, el cual se hizo sin tener en cuenta la

división entre las tres series de demanda ni los comportamientos estacionales. Si se presta atención a los mínimos de las tres series, que corresponden a los otoños y primaveras, parecen presentar un descenso con el avance del tiempo. Esto podría deberse a que la energía consumida en estas estaciones del año se esté manteniendo en un valor similar y lo único que se está incrementando es la energía de los picos de invierno y verano.

4.2.5) Ciclo semanal

Se analizó el ciclo semanal, es decir, la afectación sobre la demanda de la sucesión de semanas con sus días hábiles y fines de semana. A partir de este análisis se pudo observar que el ciclo semanal en relación a la energía diaria de cada tramo horario se mantiene independientemente de la estacionalidad anual, es decir, no se ve afectado por los cambios de temperatura, o lo hace en grado despreciable. Esto se puede observar en la Fig. 23 donde se muestran los coeficientes promedio para cada día de la semana (y para cada estación del año) en función de la demanda media de los días hábiles (lunes a viernes) del período del año correspondiente. Es decir, los coeficientes correspondientes a los días lunes a viernes promedian uno, pues completan la base de referencia, mientras que sábado y domingo están por fuera de esta base.

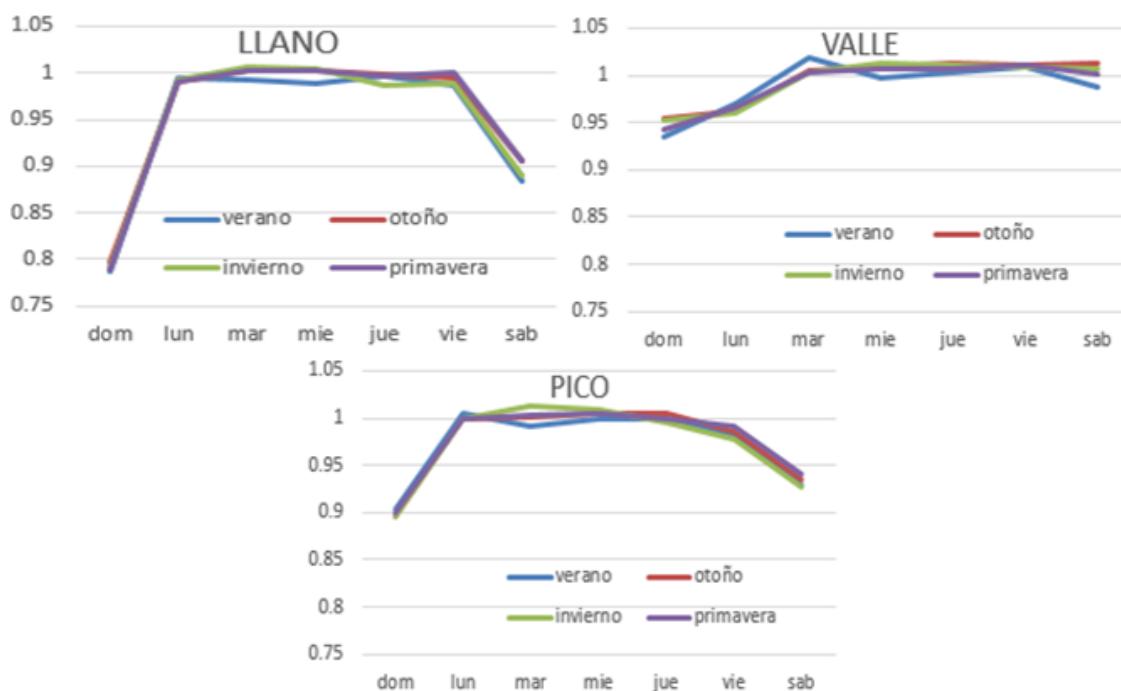


Fig. 23: multiplicadores de la demanda según día de la semana referido al día hábil promedio del tramo horario y estación del año correspondientes.

Esto permite establecer coeficientes multiplicadores de cada tramo de demanda para llevar los valores de energía de cada día de la semana a una referencia única de energía de día hábil medio, definiéndose a partir de allí las relaciones demanda-temperatura para la definición

del modelo. Los coeficientes utilizados fueron los promedios de todo el año (sin diferenciar estaciones) que se muestran en la Tabla 15.

	dom	lun	mar	mie	jue	vie	sab
valle	0.9458	0.9645	1.0071	1.0064	1.0082	1.0098	1.0021
llano	0.7909	0.9926	1.0006	0.9996	0.9948	0.9927	0.8967
pico	0.8985	1.0006	1.0020	1.0048	0.9997	0.9844	0.9326

Tabla 15: multiplicadores de la demanda según día de la semana referido al día hábil promedio del tramo horario correspondiente.

Los valores hallados son casi coincidentes con los presentados en [] donde se trabajó con datos hasta el año 2010 expresando “En cuanto a la estacionalidad semanal, no se aprecia un cambio en este patrón a lo largo del período analizado. Más precisamente, para el total de la muestra el consumo promedio de sábado y domingo representa el 93% y 84% del promedio del consumo en de los días hábiles respectivamente, cifras que continúan representando el patrón de consumo intra semanal en 2010.” Los valores presentados en la Tabla 15 prorrateados según cantidad de horas de participación en la demanda equivalen a 93% para el sábado y 86% para el domingo, lo que mostraría que esencialmente se mantiene el mismo comportamiento con un muy leve aumento para el consumo del domingo.

4.2.6) Configuración del Modelo CEGH

Con las series de datos transformadas a energías de día hábil medio con los coeficientes mostrados en la Tabla 15, se realizó la identificación del modelo CEGH.

El encabezado del archivo de datos utilizado se muestra en la Fig. 24.

```

VERSION_FORMATO_SERIES: 2
5      NSeries
2012   7      1      0      30      0
24     // Período de muestreo en horas
1765   NPuntos
365    Puntos por ciclo
yyyxx
      DP      DL      DV      Tmax      Tmin
1     8001    14357   5513    17      8.3
2     8735    15297   5352    10      6.2
    
```

Fig. 24: Encabezado del archivo de serie de datos de entrada

Los días feriados, tanto laborables como no laborables, excepto los que coincidieran con día domingo, fueron considerados datos inválidos para no interferir con la identificación de las

relaciones de dependencia de las variables. Posteriormente, los feriados laborales se representarán como días sábado y los no laborales como día domingo.

El seteo del Analisis Serial se realizó como se muestra en la Fig. 25. Como puede observarse, se utilizó la opción de Filtro Lineal VARIABLE para representar correctamente a lo largo del año los cambios en la relación demanda-temperatura. De esta manera se identifica una matriz de correlación para cada punto del ciclo, en este caso, una matriz por día.

Fig. 25: Seteo del programa Análisis Serial para identificación del modelo CEGH

El modelo utilizado es $X[k+1]=AX[k] + BR[k]$, es decir, se predice el valor más probable del paso $k+1$ en base a todos los valores del paso anterior y utilizando orden del filtro igual a 1 ($NR=1$). Sin embargo, en la construcción del conjunto de series se desplazó la temperatura un paso de tiempo hacia adelante, de manera que la temperatura de la fila k , en base a la cual se estimará el valor de la demanda del paso $k+1$ corresponde en realidad a la temperatura registrada en el paso $k+1$. De esta manera el modelo predice el valor más probable de demanda para el día k en función de la demanda registrada en el día $k-1$ y la temperatura máxima y mínima pronosticadas para el día k .

Se observa también que se seteo un overlapping de 45 días. Dicho valor se encontró adecuado para poblar suficientemente los histogramas y buscar reducir las oscilaciones de alta frecuencia en la evolución de los coeficientes del filtro. Con el overlapping seleccionado se logra

una evolución bastante suave de estos coeficientes lo cual se muestra en la Fig. 25 para las tres series de demanda por horario.

El Traslapping se seteó en cero pues al haber eliminado el ciclo semanal con la aplicación de los coeficientes antes mostrados para uniformizar las energías a las de día hábil promedio, no se detectó otro miniciclo relevante en la serie de datos.

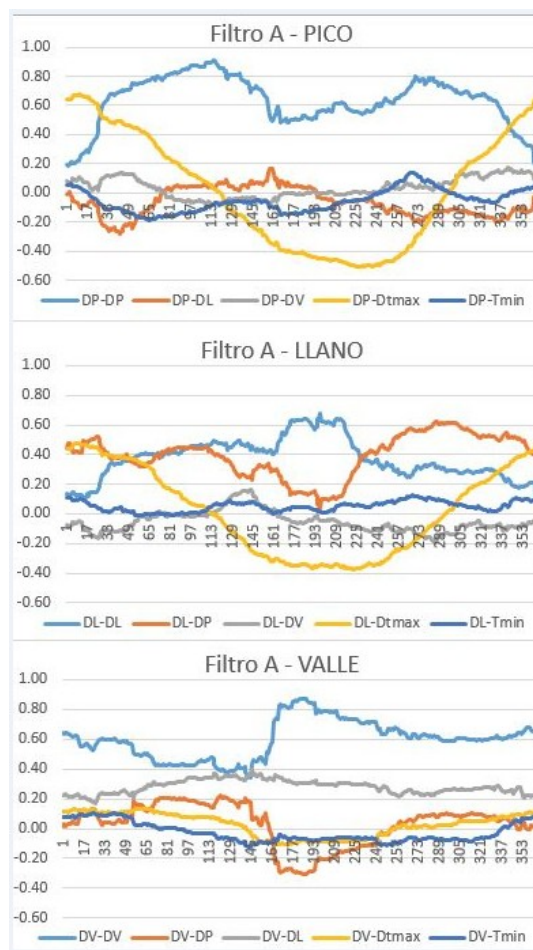


Fig. 26: coeficientes del Filtro A para las demandas Pico, Valle y Llano graficados en función del día del año

Luego de identificado el modelo CEGH, se editaron las matrices de los deformadores para llevarlos a “por unidad de energía” ya que las series de entrada utilizadas corresponden a

series de energía diaria acumulada en cada uno de los horarios, referenciada al año 2012 (al haberle quitado la tendencia creciente según se explicó anteriormente).

Para cada una de las matrices del deformador de las series (DP, DL y DV) se divide cada término de la matriz entre el promedio total de ésta, obteniéndose los deformadores por unidad de energía o potencia media de cada tramo con lo cual puede luego escalarse la demanda salida del modelo a los valores correspondientes al año de interés, multiplicando los valores por la energía o potencia media anual correspondiente de cada tramo horario.

Los valores medios base, referidos al año 2012, correspondientes a las series de entrada, los cuales dividieron cada una de las matrices de los deformadores para generar los calores por unidad son los que se muestran en la Tabla 16.

	Energía media (MWh)	horas	Potencia media (MW)
Pico	7875.6	6	1312.6
Llano	14334.5	12	1194.5
Valle	5578.6	6	929.8

Tabla 16: Promedios de los deformadores, divisores para escalar a p.u.

En la Fig. 27 se muestran los promedios de los deformadores ya pasados a p.u. para las variables demanda pico (DP), llano (DL) y valle (DV).



Fig. 27: promedio de los deformadores del CEGH para las variables DP, DL y DV

4.2.7) Metodología para la identificación del comportamiento horario

El modelo CEGH elaborado genera valores diarios de demanda de cada uno de los tres horarios elegidos. Para representar el comportamiento horario de la demanda se distribuye la energía de acuerdo a la forma esperada de la curva horaria con el método que se describe aquí.

La forma de la curva horaria de la demanda es muy estable es decir, no presenta oscilaciones de baja frecuencia y se puede describir básicamente en tres tramos. Para el caso de los días hábiles, el primer tramo, desde las cero horas hasta las 5 o 6 de la mañana, presenta concavidad positiva alcanzando el mínimo entre las 3 y 4 de la mañana. El segundo tramo presenta concavidad negativa en su mayor parte y en algunas estaciones presenta un cambio de concavidad sobre las últimas horas (13 o 14 horas). El último tramo presenta también concavidad negativa mayor que la del tramo anterior, y alcanza el máximo entre las 20 y las 21 horas, dependiendo de la época del año.

Esta diferenciación de la curva en tres tramos es lo que sugirió realizar el modelado de la energía diaria en tres tramos ya que evidentemente, los tres tramos tienen un forzante principal diferente en cada caso, que responde a diferentes actividades humanas principales en cada horario y por lo tanto se esperaba que la relación con la temperatura pudiera ser diferenciada.

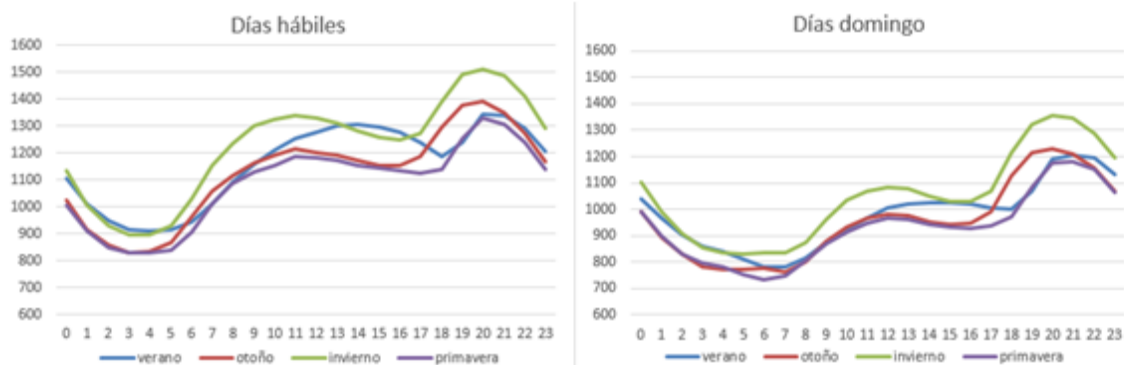


Fig. 28: curvas horarias medias por estación para días hábiles y días domingo

Dada la baja variabilidad de la forma de la curva horaria, la representación elegida se basó en un procedimiento de agrupamiento de curvas históricas y selección e interpolación a partir de este índice de curvas históricas y las variables conocidas vinculadas que en este caso son, la temperatura media, el tipo de día (hábil, feriado, semiferiado) y el día de la semana.

El procedimiento se realizó mediante la aplicación Cluster_dem.lpi.

Previo al agrupamiento de curvas se realizó la misma división por tramos horarios que para el modelo CEGH, pico, valle y llano. A partir de esa división se identificaron 4 curvas representantes para cada tramo. En la Tabla 17 se muestran la cantidad de individuos agrupados junto a cada curva representante y las distancias máxima y media de los individuos del grupo a dicha curva.

VALLE			
curva	# individuos	distancia media	distancia máxima
0	19%	0.16	5.9
1	34%	0.57	8.0
2	14%	2.10	6.4
3	34%	0.25	8.3
LLANO			
curva	# individuos	distancia media	distancia máxima
0	38%	0.27	22.0
1	27%	0.18	19.0
2	9%	0.35	8.5
3	26%	0.33	15.9
PUNTA			
curva	# individuos	distancia media	distancia máxima
0	31%	0.11	10.7
1	37%	0.07	10.6
2	8%	0.14	4.0
3	24%	0.10	8.4

Tabla 17: resultados de los agrupamientos de curvas para cada tramo.

En la Fig. 29 se muestran las formas de las curvas representantes de cada agrupamiento y para cada horario.

Analizando la participación a lo largo del año de cada curva se observa que para el horario de punta, la preponderancia de las curvas se ordena básicamente por el desplazamiento horario de la puesta de sol que se adelanta con el avance del otoño e invierno, adelantándose y ensanchándose el pico de consumo. Es decir, ordenadas según mayor participación desde el comienzo del año, el orden de las curvas de punta sería 2, 3, 0 y 1 (ver Fig. 29).

Para el horario de valle la mayor parte de los días se reparten entre las curvas 3 y 1, siendo la diferencia entre estas el movimiento entre un consumo más alto al inicio del horario (final del pico del día anterior) y más bajo al final (comienzo del consumo diurno) que se da principalmente en invierno y primavera (curva 1), y un consumo levemente desplazado hacia la mañana que se da principalmente durante el verano (curva 3). Las curvas 0 y 2 representan mayoritariamente los días sábados y domingos, siendo la curva 2, que presenta mayor consumo al comienzo, más representativa en invierno y la curva 0 más representativa en verano.

Las curvas del horario de llano muestran mayor preponderancia de las curvas 0, 1 y 3, centrándose sobre todo la curva 1 en los días domingos y sábados y días de verano. Mientras que en el invierno es más preponderante la curva 3. Sin embargo la curva 2 que inicialmente tiene una participación muy menor en días domingos, comienza a tener cada vez mayor preponderancia en días hábiles en el último período de datos, es decir, desde el año 2015 en adelante.

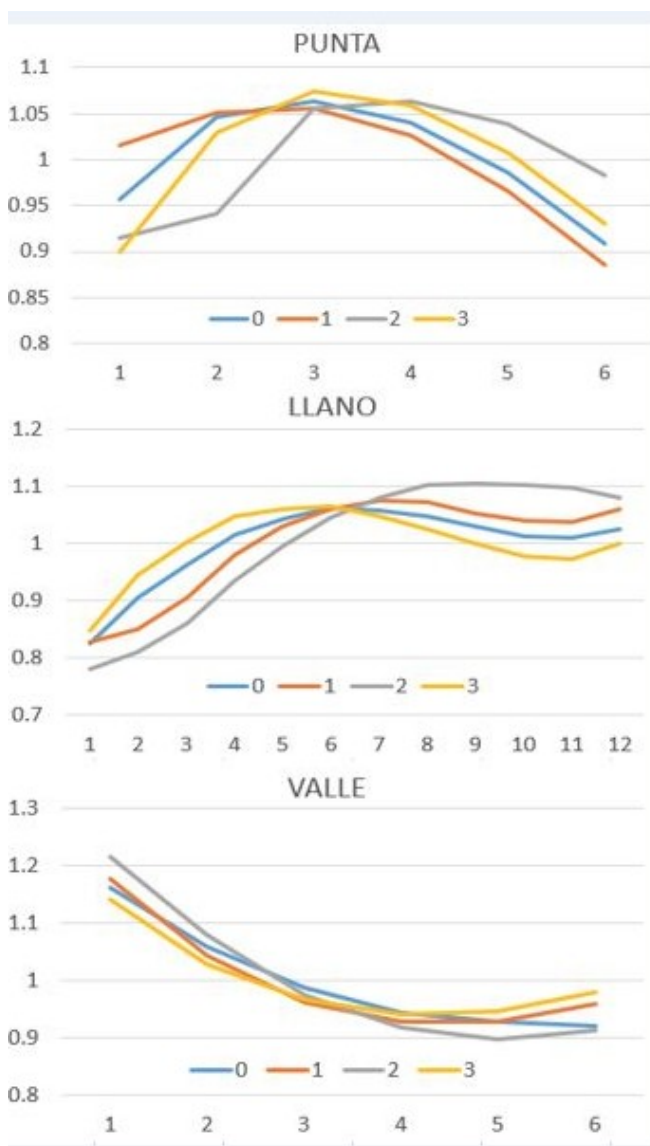


Fig. 29: curvas representantes de los agrupamientos de curvas para cada tramo horario

Como se mencionó anteriormente, el procedimiento de selección de curvas para cada tramo horario se realiza en base al día del año y la temperatura media del día correspondiente, y también al tipo de día. El procedimiento se realiza tomando 20 días en torno al día del año en cuestión, filtrando de allí los días que no correspondan con el tipo de día del día en cuestión e interpolando linealmente entre las curvas resultantes según su temperatura media correspondiente y la temperatura media del día en cuestión.



Para la generación de pronósticos de demanda de los siguientes 14 días esta selección se realiza a partir de pronósticos de temperatura utilizando el programa “selectcurva_vates_pv-l.m”

4.2.1) Configuración de la sala y el actor Demanda










Para la configuración del actor Demanda dentro de la Sala SimSEE se deben seguir los siguientes pasos:

1. Ingreso de la fuente CEGH y fuentes “producto” para multiplicar cada borne de la fuente por el valor medio anual del período de interés.
2. Ingreso de valores de partida del día inicial de la corrida:
 - a) Demanda de cada tramo horario, en por unidad y llevado al equivalente de día hábil según los coeficientes de la Tabla 15.
 - b) Temperaturas máxima y mínima del día siguiente al primer día de la corrida (debido al que el CEGH está construido con las temperaturas del día $k+1$)
3. Configuración de tres actores de demanda detallada, PICO, VALLE y LLANO, ingresando en cada actor el archivo correspondiente con los parámetros de forma de la curva en por unidad el horario correspondiente y ceros en las horas no correspondientes. La demanda total del sistema será la suma de las tres demandas.
4. Conexión de cada una de las tres demandas a la fuente de ruido correspondiente (sin sumar ruido), es decir a la fuente resultante de multiplicar el borne del CEGH del horario correspondiente por el valor de potencia media anual correspondiente.

En caso de que la corrida sea de largo plazo se utiliza un actor tipo “Demanda generada a partir de un año base y vector de energías anuales” teniendo en cuenta que el escalado del crecimiento anual debe hacerse en base a la energía ficticia que aparece en el formulario calculada como la suma de las energías del año base (que en este caso no será una energía ya que los valores del año base serán por unidad). Ver Fig. 30

Red eléctrica Demandas Eolicas Solar Térmicas Hidráulicas Internacional y Otros Usos Gestionable

Importar Un Actor Exportar Actores Agregar Actor

Actor	Tipo de actor	Información adicional
D_Llano	Demanda generada a partir de un año base y vector de en llano bin	  
D_Pico	Demanda generada a partir de un año base y vector de en pico bin	  
D_Valle	Demanda generada a partir de un año base y vector de en valle bin	  

Editando "D_Llano" Demanda generada a partir de un año base y vector de energías anuales

D_Llano ?

Asignado al Nodo: Montevideo

Componente Aleatoria[p.u. de la Demanda]: LLANO Sumar ruido

Borne: Borne Por Defecto

Escalones de Falla Sumar para p

Numero de Escalones: 4

Escalón				
Profundidad[p.u.]	0.02	0.05	0.075	0.855
Costo[USD/MWh]	175	600	2400	4000

Índice Multiplicador de Borne:

Archivo de Datos: llano.bin

Primer Año: 2017 Último Año: 2022

Demandas: (Demanda en el Año Base [GW] = 4.2 en 365 días, = 4.2 en 366 días)

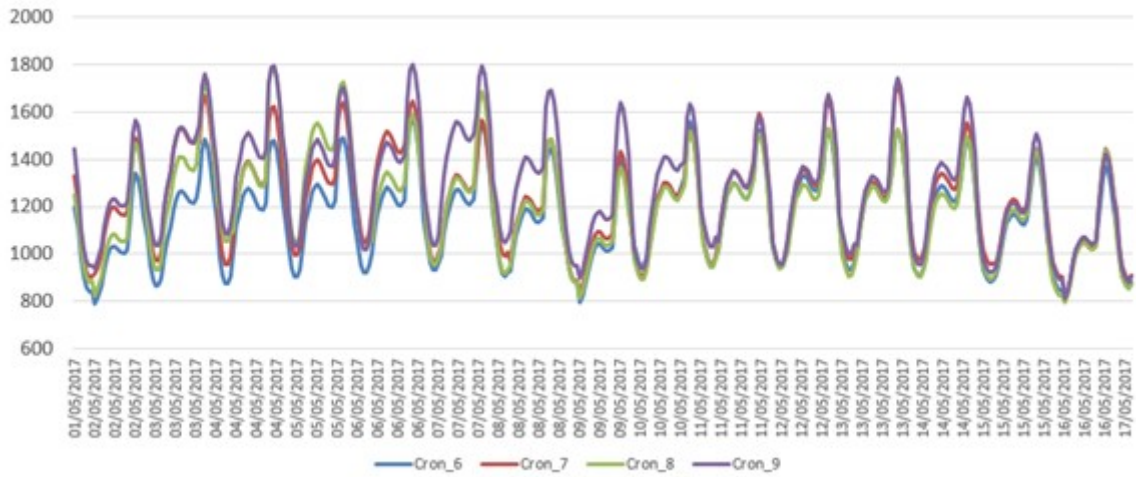
Año	Demanda del año[GW]
2017	4.2
2018	4.3071466666
2019	4.4016

Descripción < >

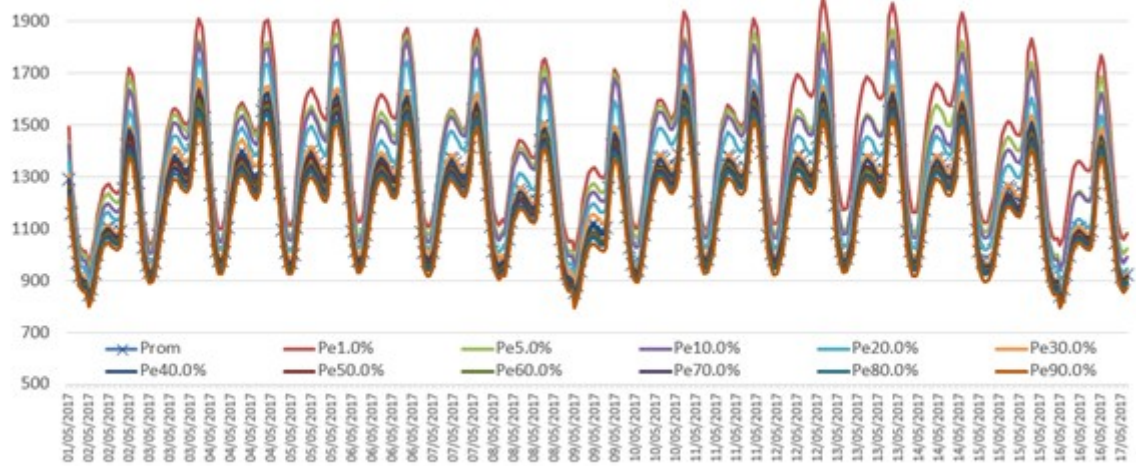
Fig. 30: Ejemplo de ingreso de actor Demanda en corrida de largo plazo

4.2.1.1 Resultados

Posibles crónicas de Demanda - sin pronóstico de temperatura

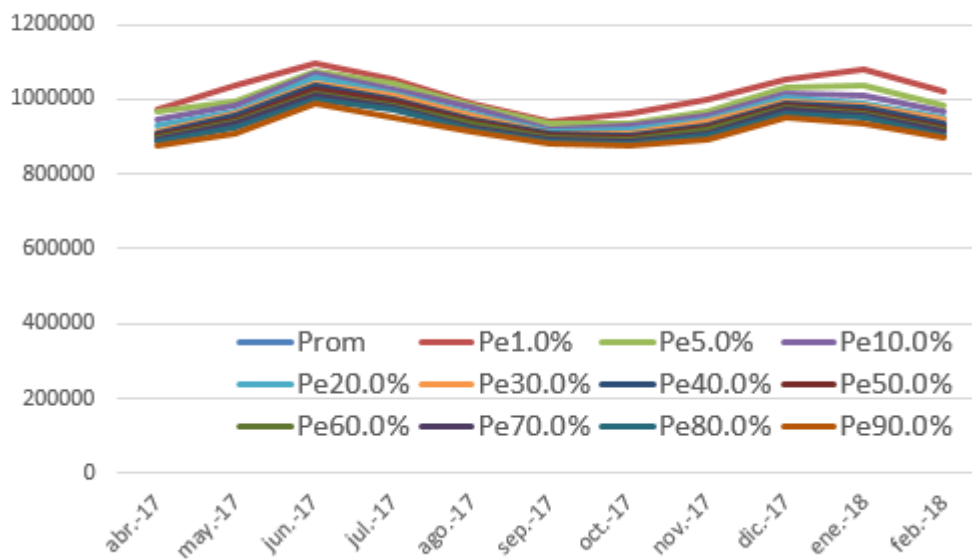


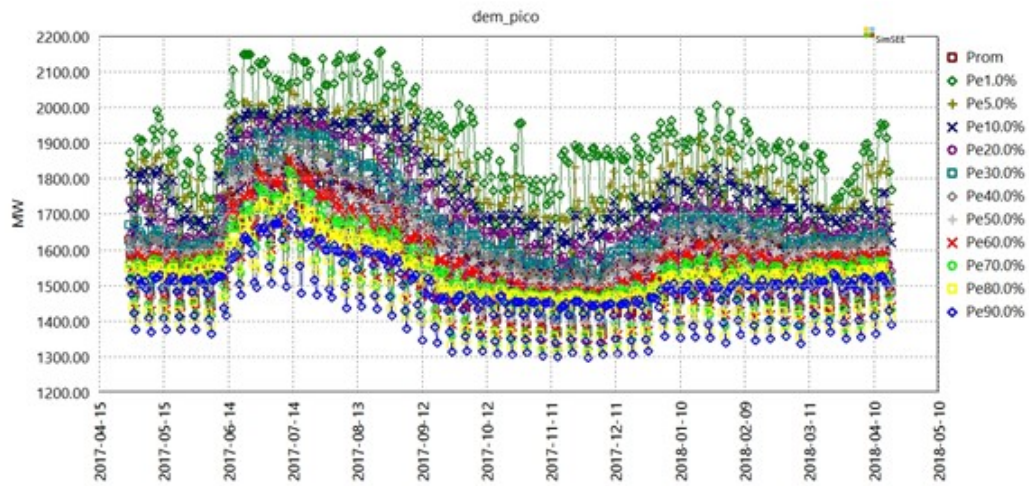
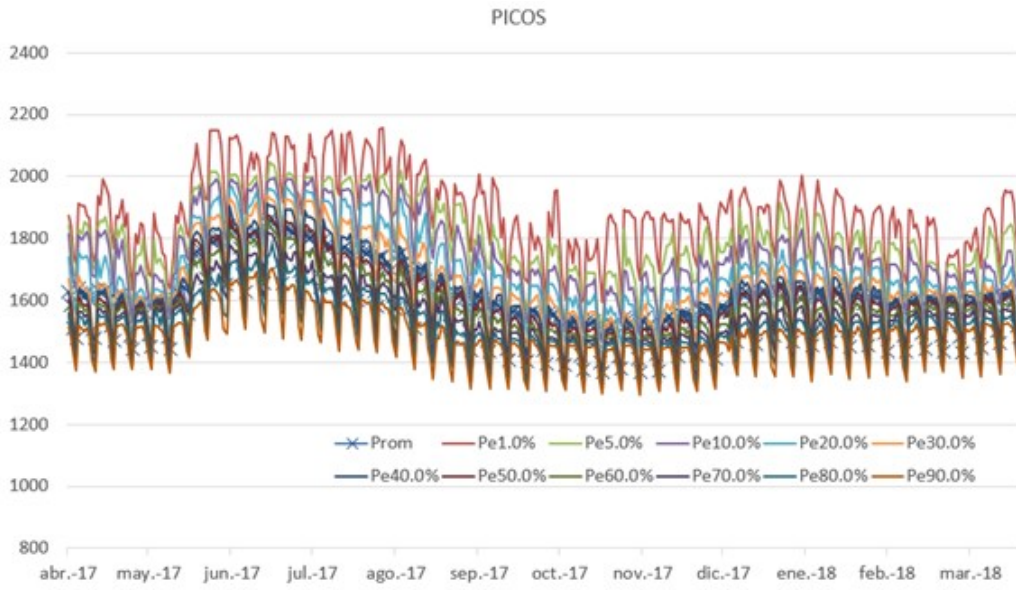
Porbabilidades de excedencia





Demanda mensual







5 ANEXO: Consideraciones sobre el modelo estocástico de demanda. Programación Estacional Abril 2018.

E. Cornalino y R. Chaer.

*30 de abril de 2018
Montevideo - Uruguay*

5.1 Introducción.

Durante 2017 se desarrolló un modelo estocástico de Demanda que tiene por objetivo representar la variabilidad de la Demanda captando su dependencia con la temperatura. Este modelo se basa en la metodología de Correlaciones en Espacio Gaussiano con Histograma (CEGH) [1]. Dicha metodología permite obtener modelos capaces de sintetizar series de datos con los mismos histogramas de amplitudes de las series originales y con las mismas dependencias de correlaciones entre las series entre sí y con sus pasados. Dependiendo de la cantidad de retardos temporales (cantidad de parámetros del modelo) que se utilicen será mejor o por la aproximación del esquema de correlaciones.

Por construcción, el modelado CEGH impone una muy buena aproximación a los histogramas de amplitudes de las señales modeladas y una aproximación al esquema de correlaciones entre las señales entre sí y con sus pasados que puede mejorarse aumentando la cantidad de retardos considerados en el modelo.

Para la identificación del modelo estocástico es necesario primero quitar las tendencias que puedan tener las series para poder suponer que el proceso estocástico modelado está en estado estacionario (condición necesaria para poder suponer que es ergódico y poder realizar una identificación sobre la única realización histórica).

5.2 Representación de la variabilidad.

La operación del SIN implica el cálculo de una Política de Operación (PO) óptima. Dado que siempre es necesario realizar simplificaciones para poder modelar y calcular, la PO obtenida es necesariamente sub-óptima (o imperfecta). Si las simplificaciones realizadas consisten en omitir representar la variabilidad (de los aportes, de la demanda, de la generación eólica, etc.) la PO obtenida será menos adversa a llevar la operación a situaciones extremas resultando posteriormente en un sobre costo en la operación.

El modelo de demanda incorporado mejora la representación de la variabilidad. La Fig. 31 muestra el resultado de la simulación con paso horario del año 2018 con 1000 realizaciones posibles. Las dos nubes de puntos corresponden para cada una de las 8760 horas a los valores del Desvío de la potencia en por unidad del valor esperado de la potencia de la hora. En las ordenadas se representa el valor esperado de la potencia de la hora en por unidad del valor esperado anual. Como se puede apreciar, con confianza 90% las variaciones representadas estarán entre +/-10% de la potencia esperada de la hora. Por ej. en una hora de 1800 MW (punta) las variaciones representadas agregarán una incertidumbre de +/-180 MW.

La Fig.31 muestra la variabilidad representada a nivel horario.

También es importante identificar al variabilidad de la energía acumulada en diferentes ventanas de integración. Por ej. una pregunta válida es cuál será la dispersión anual de la energía de la demanda basada solamente en la estructura del modelo. La Fig.32 muestra el desvío de la integral de la energía para diferentes tiempos de integración (eje x en meses). Con probabilidades de excedencia 95 y 5%. Es de esperar que del +/-10% del nivel horario, se reduzca el desvío (con igual banda de confianza) en la medida en que se aumenta el tiempo de integración. En la Fig.32 se observa que a nivel semanal (primer valor del gráfico) se tiene un desvío del orden del +/-7% y que se reduce a +/-2% al integrar 12 meses. Observar que la variabilidad representada introduce enton-

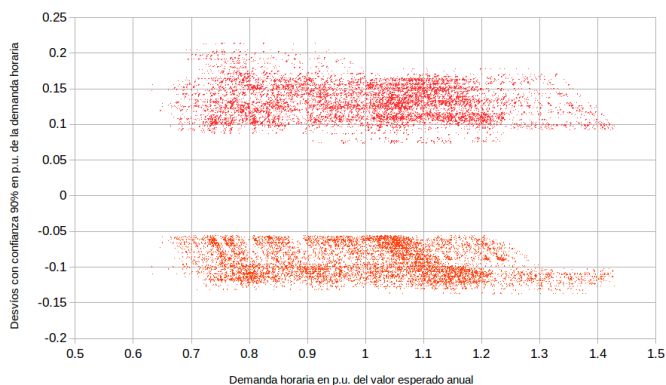


Fig. 31: Desvíos horarios con confianza 90%.

Como se puede apreciar, con confianza 90% las variaciones representadas estarán entre +/-10% de la potencia esperada de la hora.

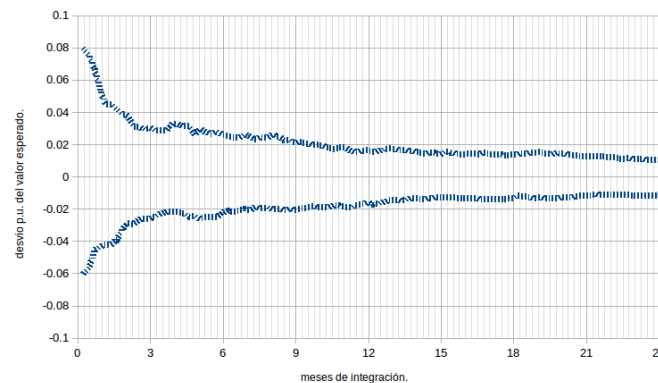


Fig. 32: Desvíos P5 y P95% para diferentes meses de integración.

ces variaciones a diferentes escalas temporales y que en particular el desvío anual es del mismo orden que el crecimiento previsto de la demanda.

Ambas figuras muestran claramente la importancia de introducir esta variabilidad dentro del modelado tanto a nivel de simulaciones de paso horario para la programación diaria y semanal como en simulaciones de mayor paso de tiempo como es el caso de la Programación Estacional.

5.3 Cheques contra la serie histórica.

Como ya se mencionó, el modelo fue entrenado con los últimos 5 años de datos y por tanto la comparación con los mismos datos es razonable que sea adecuada. En el futuro, cuando se dispongan de nuevos datos se podrán realizar mejores comparaciones y re-calibrar el modelo si es necesario.

Para la comparación de los valores de demanda que surgen del modelo con valores reales se tomó un período de datos comprendido entre el 1/1/2016 y el 30/04/2017.

El período comprende 486 días de los cuales dos fueron descartados por tratarse de datos espurios de demanda.

En la Fig. 33 se observa la serie de demanda diaria medida (datos SCADA ADME) conjuntamente con las curvas correspondientes a las probabilidades de excedencia de 5% y 95% arrojadas por el modelo.

En este caso el modelo se corrió en una sala SimSEE sin introducir información de la temperatura, es decir que el modelo sorteaba también los valores de temperatura máxima y mínima esperados. Se realizaron 100 simulaciones.

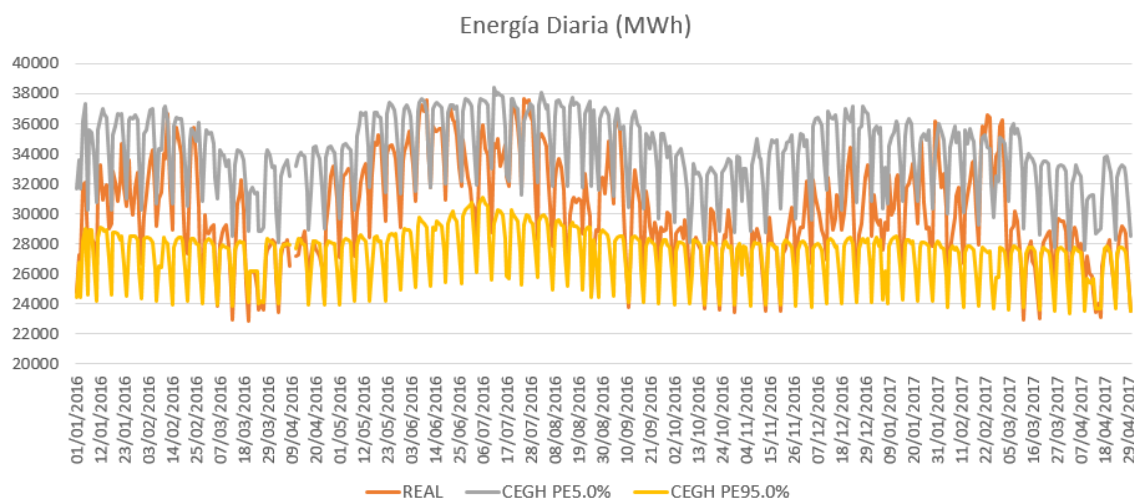


Fig. 33 Demanda de energía diaria real y banda de probabilidad 5%-95% de la salida del modelo CEGH.

Los resultados arrojados para este período en particular muestran un apartamiento del 18% de los casos respecto de la banda de confianza del 90%, es decir que 18% de los días evaluados estuvieron por fuera de los límites de PE95% y PE5%.

Más precisamente se registraron 4% de los días por encima de dicha banda de confianza y 14% de los días por debajo.

Lo observado para este período muestra que la variabilidad de la demanda es significativa y que el modelo subestima levemente esta variabilidad en cuanto a los valores mínimos registrados.

Se realizó otra corrida del modelo ahora introduciendo información de temperatura, es decir, poniendo como pronóstico de temperatura la serie de temperaturas reales registradas durante el período. En este caso el período fue de 44 días comprendidos entre el 7/2/2016 y el 20/3/2016.

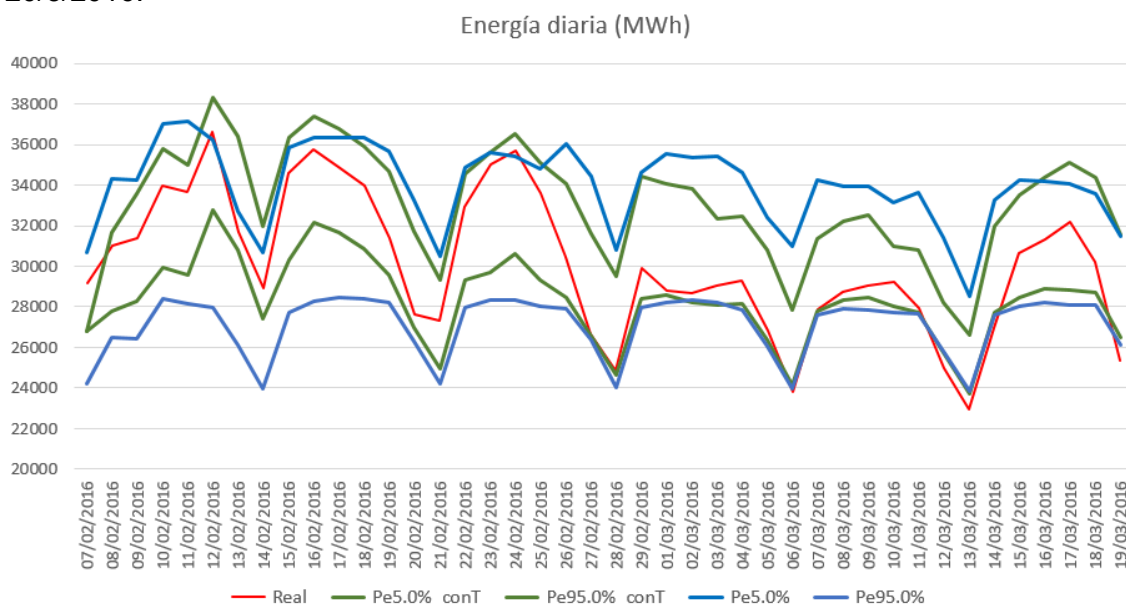


Fig. 34 Demanda de energía diaria real y banda de probabilidad 5%-95% de la salida del modelo CEGH con y sin dato de temperatura.

Como era de esperar el ancho de la banda de confianza de 90% se redujo y los eventos por fuera de dicha banda también.

Los eventos por fuera de las bandas para el caso sin temperatura en este período ascendieron al 19% y con temperatura al 14%.

Los que superaron la PE5% fueron en el caso sin temperatura 5% y en el caso con temperatura ningún evento. Esto quiere decir nuevamente que el modelo subestima levemente los valores mínimos de la demanda diaria.

A partir de estas observaciones puede concluirse que el modelo representa razonablemente bien la variabilidad de la demanda y no sobrestima su dispersión ni subestima los eventos de altas demandas diarias.

Análogamente a lo realizado para la comparación de las energías diarias se realizó la comparación de las energías mensuales para el período comprendido entre enero de 2016 y abril de 2017. En la Fig. 35 se presentan los resultados.

Cuantitativamente se registraron un 18% de los meses con energías medias por encima de la banda de PE5% y un 18% por debajo de la banda de PE95%.

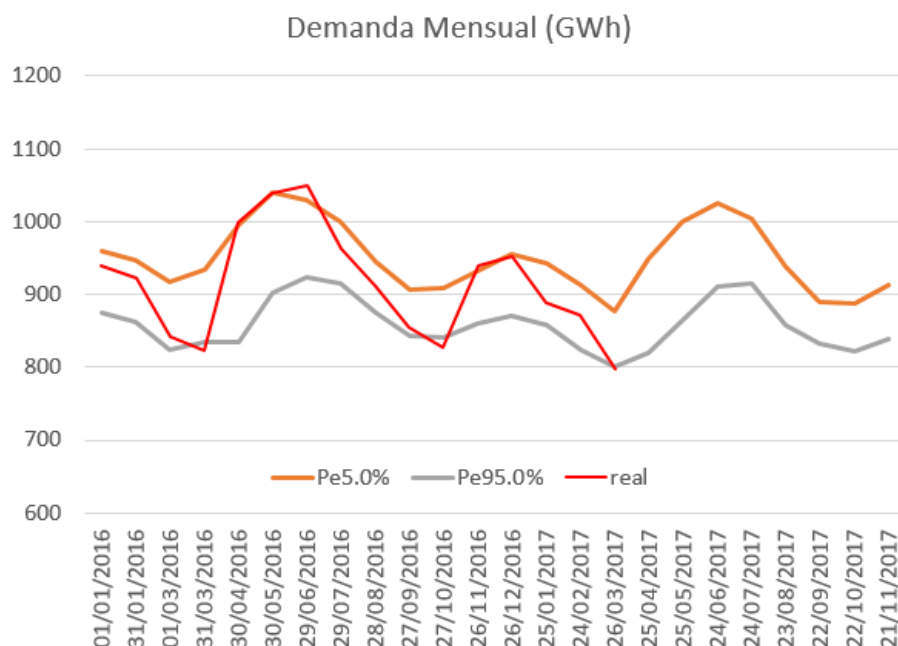


Fig. 35 Demanda de energía mensual real y banda de probabilidad 5%-95% de la salida del modelo CEGH

La Fig.36 muestra la banda de confianza de 90% y 4 realizaciones posibles de la demanda, siendo la superior izquierda la correspondiente a la crónica histórica y las otras 3 resultados de simulación con diferentes semillas aleatorias. Como se puede apreciar, en general la curva histórica (roja) podría haber sido una de las curvas azules (sintéticas). Mirando con más detalle se observa que las curvas sintéticas (azules) son un poco más “crespas” que la roja. Esto se debe a que al utilizar una representación aproximada del conjunto de correlaciones se pierde (en la aproximación) parte de “la inercia” (o memoria) del proceso estocástico representado.

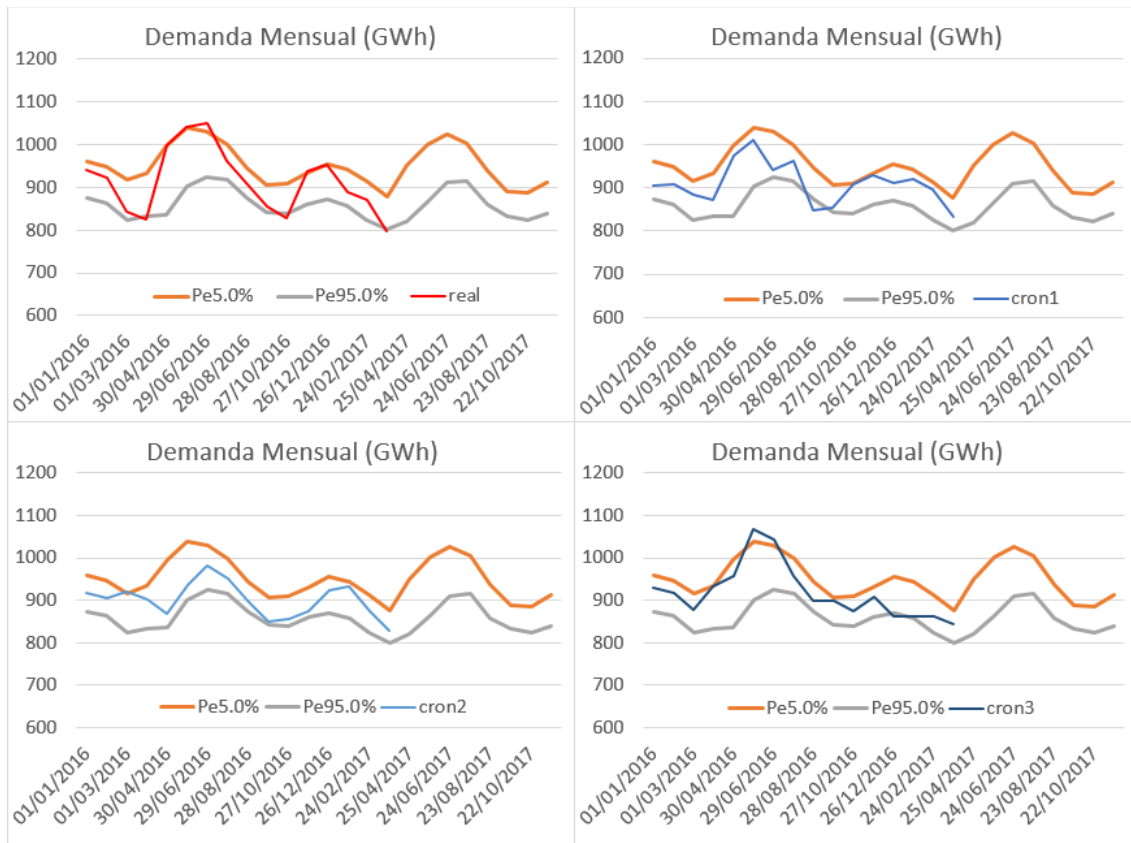


Fig. 36 Demanda de energía mensual real y 3 crónicas de la salida del CEGH al azar junto con las bandas de probabilidad 5%-95% del modelo.

5.4 Curvas horarias.

La Fig.37 muestra la salida de la aplicación VATES para 7 días con diferentes cortes de probabilidad. Esto refuerza lo ya indicado respecto de la variabilidad horaria con un ejemplo concreto.

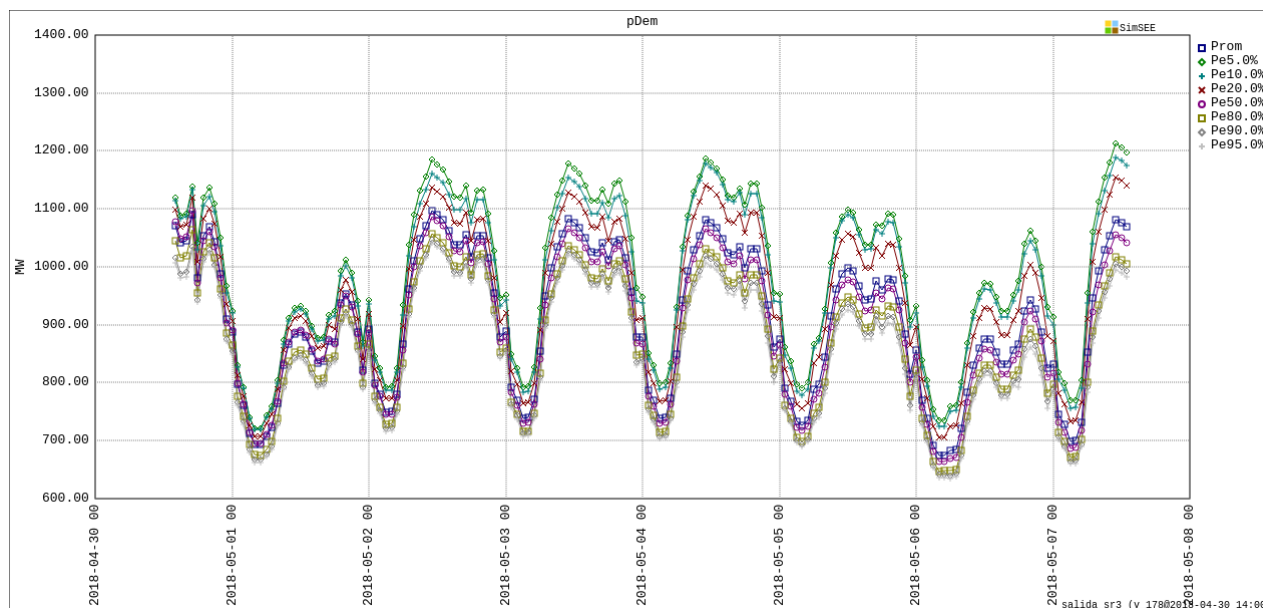


Fig. 37: Salida del VATES 7 días.

En cuanto a los saltos que pueden aparecer en la forma de la curva horaria en algunos casos al cambiar el tramo horario (hora 0, 6 y 18), se considera más que nada un inconveniente visual pero que no afecta las estimaciones de potencia o energéticas de las simulaciones en los lugares más relevantes (centro de los tramos horarios).

Se está probando una nueva versión del modelo que resume las formas de las curvas por tramo horario en 12 curvas tipo, mientras que en la primera versión se usaban sólo 4 curvas por tramo. Se espera que esta modificación además de mejorar la representación de la curvatura del pico diurno en algunas épocas del año mejore también los saltos en las uniones de los tramos.

5.5 Referencias.

[1] Chaer, Ruben. (2015). Fundamentos del modelado CEGH de procesos aleatorios. 10.13140/RG.2.1.4637.8081.

6 Anexo II: Caso con demanda fija y modelado de la exportación como PES anteriores

Se conservan las hipótesis ya mencionadas, con los siguientes cambios en el modelado:

- Demanda: se utiliza una demanda detallada fija, como se venía haciendo hasta ahora.
- Integración Spot: se modela como un actor que paga un valor fijo de 30 USD/MWh, utilizando el actor spot de mercado de SimSEE, con las siguientes hipótesis:
 - 800 MW con 70% de disponibilidad en el período de Marzo a Julio (se consideran activos los mercados Argentino y Brasileiro)
 - 600 MW con 70% de disponibilidad en el período de Agosto a mediados de Noviembre (en primavera solo está activo el mercado Brasileiro).
 - El mantenimiento de Candiota se representa, según datos recibidos de ONS, de Octubre a Diciembre de 2018, lo que limita la transferencia por Convertora Melo. En ese período se reduce la potencia máxima de intercambio a 300 MW.
 - 0 MW de mediados de Noviembre a Febrero (los excedentes a costo inferior a 30USD/MWh en el sistema nacional son escasos y en su mayoría en los valles, por lo que habría pocas posibilidades de colocación de los mismos).

6.1 Principales Resultados

6.1.1) Probabilidad de excedencia de Falla

En la Fig. 38 y en la Fig. 39 puede observarse la excedencia de Falla como porcentaje de la demanda y como energía de Falla.

Se observa que con probabilidad 4,5% la Falla en relación con la demanda es del orden del 0,1 % y la energía de Falla es del orden de 5 GWh en el período estacional.



Fig. 38: Excedencia de Falla Semestral como porcentaje de la demanda

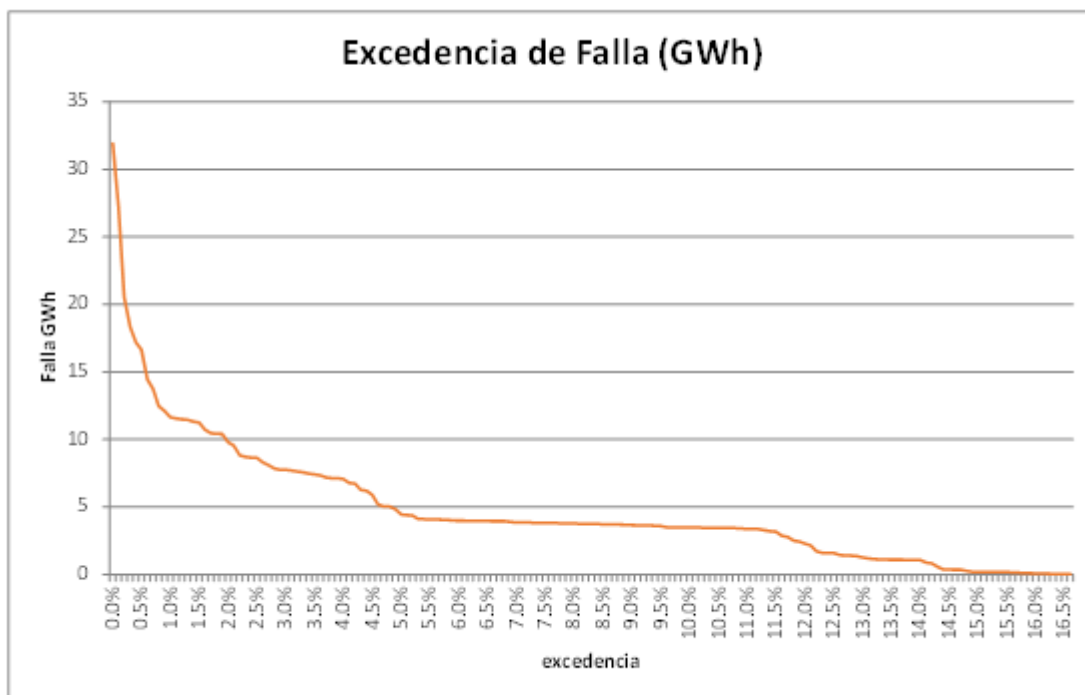


Fig. 39: Excedencia de Energía de Falla

6.1.2) Evolución de la cota de Bonete

En la Fig. 40 se puede observar la evolución de la cota de Bonete.

Observando los resultados de la evolución de la cota por crónica se ve que hay 495 crónicas que bajan de 72.3 m y 41 crónicas que superan 80.1 m para alguna semana dentro del período estacional

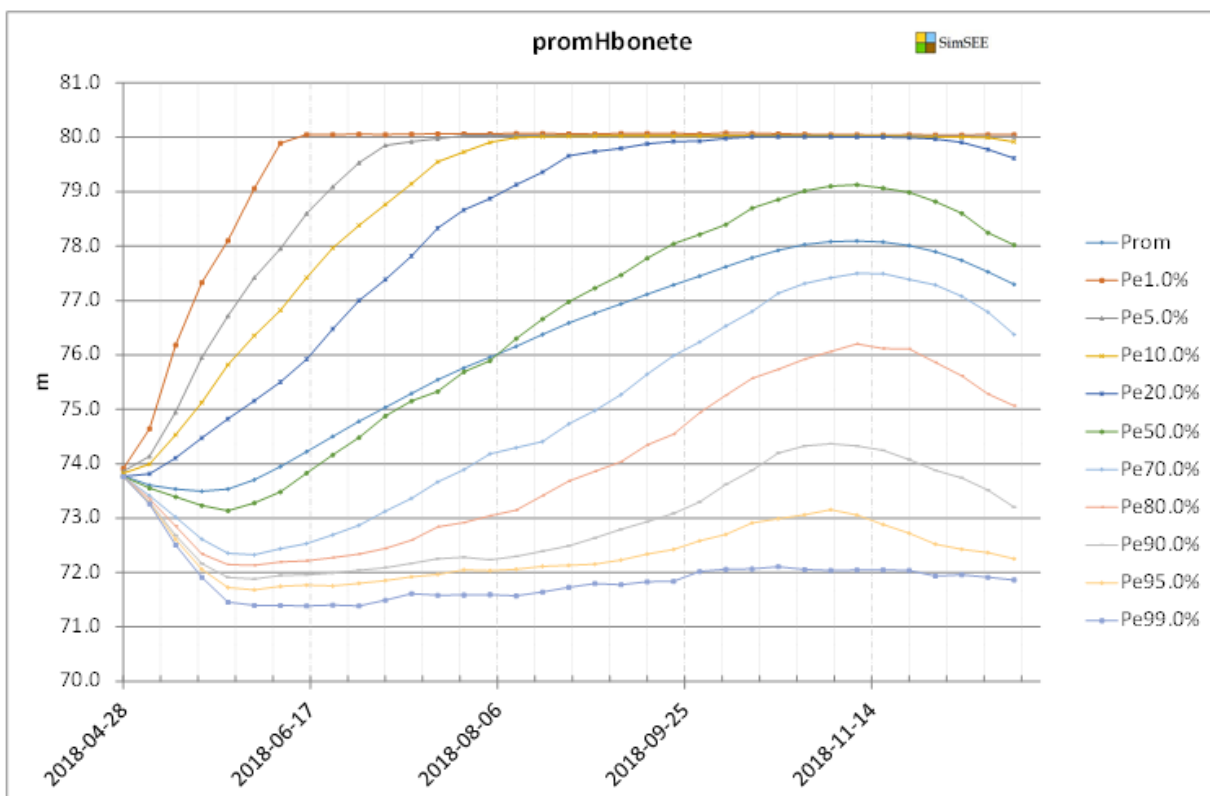


Fig. 40: Evolución de la cota de Bonete

6.1.3) Evolución del Costo Marginal

En la Fig. 41 y en la Fig. 42 se muestra la evolución del Costo Marginal medio semanales y en el Poste 1.

Se observa que el Costo Marginal del Sistema no supera los 150 USD/MWh en valor esperado en el período estacional.

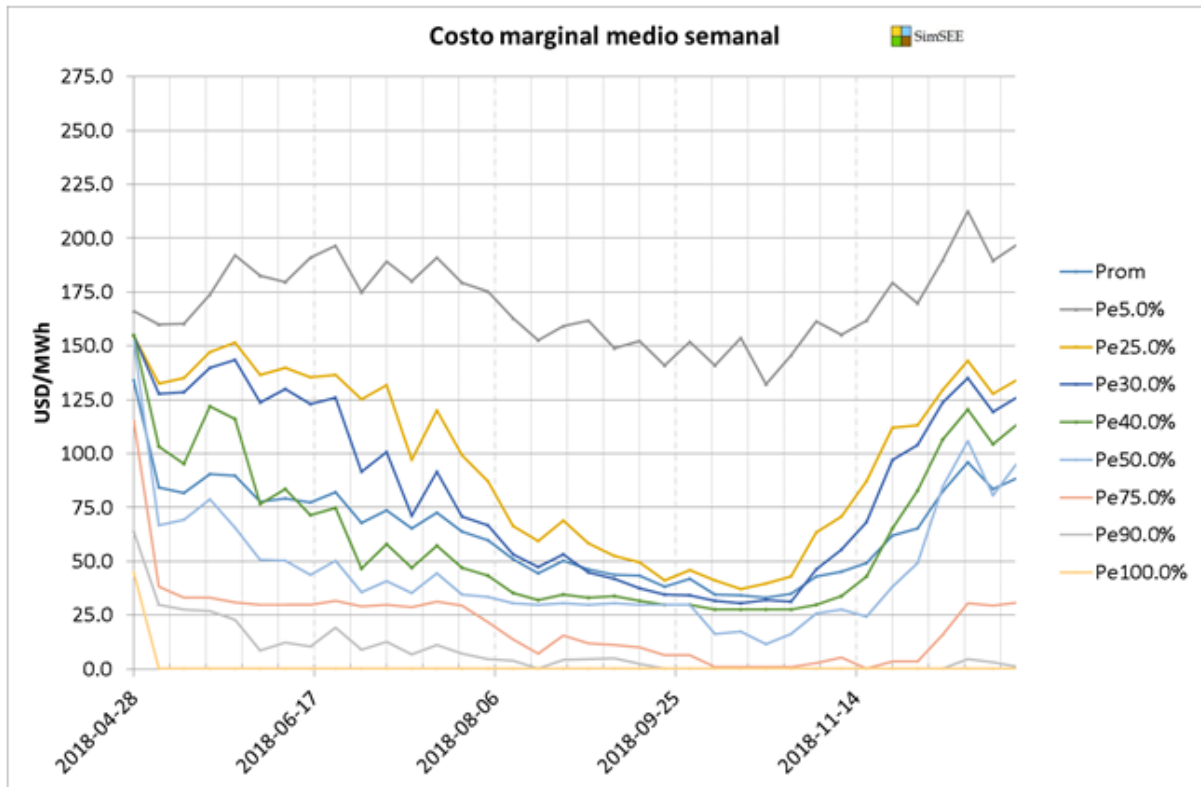


Fig. 41: Evolución del Costo Marginal Medio Semanal

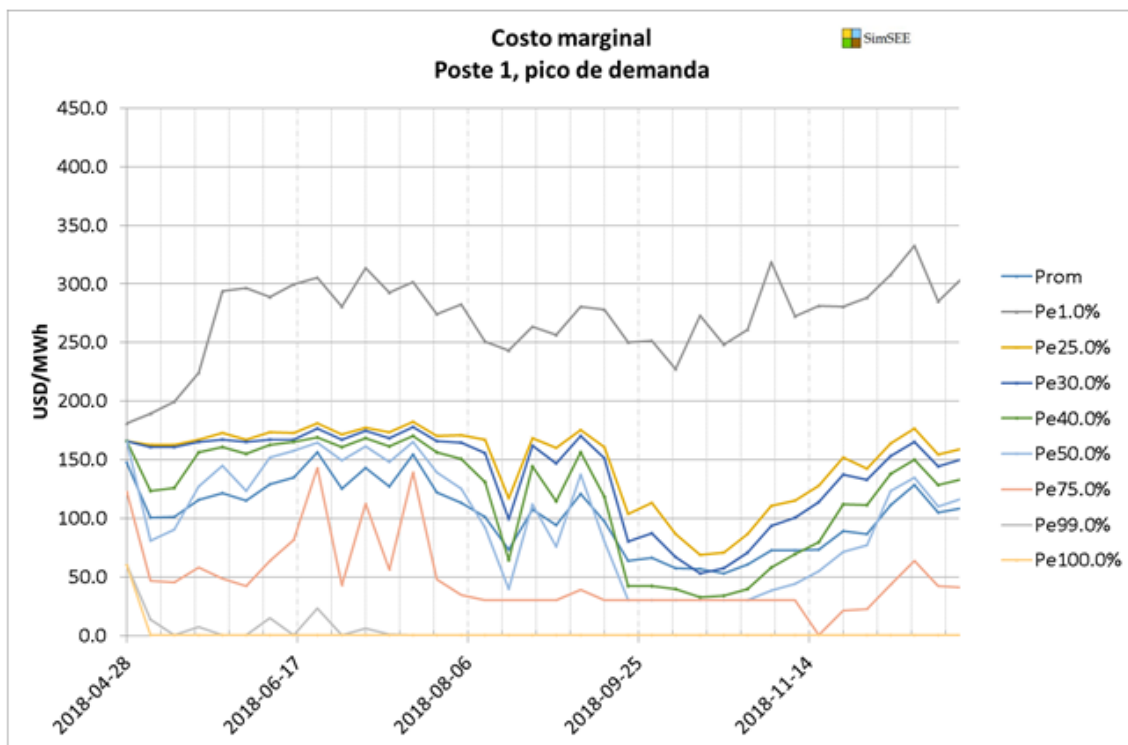


Fig. 42: Evolución del costo marginal en el Poste 1



Índice de contenido

1	Resumen Ejecutivo.....	1
2	Principales hipótesis.....	2
2.1	Demanda y Falla.....	2
2.1.1)	Modelado de la demanda.....	4
2.2	Situación hidrológica y clima.....	7
2.3	Combustibles.....	11
2.4	Proyección de precios.....	11
2.5	Parque térmico.....	12
2.5.1)	Datos técnicos.....	12
2.5.2)	Coefficiente de disponibilidad de las unidades generadoras.....	13
2.5.3)	Mantenimiento programado.....	14
2.6	Generación Distribuida.....	14
2.6.1)	Biomasa.....	14
2.6.2)	Eólica.....	15
2.6.3)	Solar.....	16
2.7	Red de Transmisión.....	17
2.8	Intercambios de Energía.....	18
2.8.1)	Importación.....	18
2.8.2)	Exportación.....	18
2.8.3)	Excedentes.....	20
2.9	Estado inicial del sistema.....	21
2.10	Respaldo no hidráulico del sistema.....	22
3	Principales resultados.....	23
3.1.1)	Evolución de la cota de Bonete.....	23
3.1.2)	Costo Marginal del Sistema.....	23
3.1.3)	Despacho Promedio.....	24
3.1.4)	Despacho Térmico y Falla Acumulados.....	25
3.1.5)	Evolución del Costo de Abastecimiento de la Demanda.....	26
4	Anexo I: Modelados.....	28
4.1	Modelado del comercio con Brasil.....	28
4.1.1)	Modelo de Costo Marginal Operativo.....	28
4.1.2)	Modelo de precios.....	29
4.2	Modelo Estocástico de la Demanda.....	31
4.2.1)	Consideraciones previas.....	31
4.2.1.1	Información base.....	31
4.2.1.2	Horario de verano.....	31
4.2.1.3	Sábados domingos y feriados.....	31
4.2.2)	Metodología para la identificación del comportamiento diario.....	32
4.2.3)	Tratamiento de datos.....	32
4.2.4)	Separación en valle llano y pico.....	36
4.2.5)	Ciclo semanal.....	37
4.2.6)	Configuración del Modelo CEGH.....	38



4.2.7) Metodología para la identificación del comportamiento horario.....	42
4.2.1) Configuración de la sala y el actor Demanda.....	46
4.2.1.1 Resultados.....	48
5 ANEXO: Consideraciones sobre el modelo estocástico de demanda. Programación Estacional Abril 2018.....	51
5.1 Introducción.....	51
5.2 Representación de la variabilidad.....	52
5.3 Chequeos contra la serie histórica.....	53
5.4 Curvas horarias.....	57
5.5 Referencias.....	57
6 Anexo II: Caso con demanda fija y modelado de la exportación como PES anteriores.....	58
6.1 Principales Resultados.....	58
6.1.1) Probabilidad de excedencia de Falla.....	58
6.1.2) Evolución de la cota de Bonete.....	60
6.1.3) Evolución del Costo Marginal.....	61