

ESTUDIO DEL COSTO DE LA ENERGÍA ASOCIADA A UNA DEMANDA CON TIPO DE CONSUMO ARROCERO

Di Lavello, Gabriel
Gerschuni, Mijail
Gerschuni, Tania

Instituto de Ingeniería Eléctrica – FING.
Julio 2014
Montevideo - Uruguay.

IMPORTANTE: Este trabajo se realizó en el marco del curso Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica (SimSEE) y fue evaluado por el enfoque metodológico, la pericia en la utilización de las herramientas adquiridas en el curso para la resolución del estudio y por la claridad de exposición de los resultados obtenidos. Se quiere dejar expresamente claro que no es relevante a los efectos del curso la veracidad de las hipótesis asumidas por los estudiantes y consecuentemente la exactitud o aplicabilidad de los resultados. Ni la Facultad de Ingeniería, ni el Instituto de Ingeniería Eléctrica, ni el o los docentes, ni los estudiantes asumen ningún tipo de responsabilidad sobre las consecuencias directas o indirectas que asociadas al uso del material del curso y/o a los datos, hipótesis y conclusiones del presente trabajo.

1 Objetivo.

Analizar desde el punto de vista del costo de generación la conveniencia o no de desplazar en 15 días el comienzo de la zafra arrocera.

Para alcanzar el objetivo planteado utilizaremos distintos modelos de demanda en una sala semanal de SimSEE para a través de dicha herramienta poder visualizar el impacto sobre el costo marginal de generación.

2 Hipótesis de trabajo.

En la presente sección mencionaremos las hipótesis de trabajo más importantes. Por ejemplo las que tienen relación con el modelado de la demanda arrocera, el modelado del parque generador y su evolución en la ventana de simulación, las interconexiones y los costos de falla.

Estas hipótesis son base para la realización del estudio y justifican la forma en la que se armaron las salas utilizadas para la simulación. Si bien se partió de una sala genérica construida durante el curso (de la que sólo comentamos algunas de las hipótesis más importantes) con el objeto de ser utilizada en esta instancia, hay algunos cambios que fueron necesarios introducir para analizar el problema planteado.

2.1 Modelado de la “demanda arrocera”

Para determinar un modelo de la demanda arrocera se asumieron algunas hipótesis de trabajo, dado que, la información a la que se tuvo acceso fue la energía facturada en el año 2013.

Las hipótesis consideradas fueron:

- El consumo asociado al ítem Producción Agropecuaria, Forestación y Pesca se debe mayoritariamente a las tareas asociadas a la producción arrocera (Los grandes consumidores de la industria forestal suelen generar para abastecer total o parcialmente su demanda energética).
- El consumo de la industria arrocera se concentra principalmente en los meses de Enero, Febrero y Marzo. (Momento en el que debido al control de riego que es necesario realizar se usan sistemas de bombeo que tienen un consumo significativo)
- Aceptar la representación de la demanda arrocera, por medio de cuatro niveles promedio de consumo a lo largo del día, como un modelo adecuado (determinados en base a la tarifa aplicada)

En la tabla siguiente se presentan los datos de facturación anual de energía a las industrias con actividad agrícola (datos correspondientes al 2013 y brindados por UTE a través de la Gerencia Comercial).

	Energía facturada en 2013 en MWh	Cant de acuerdos de servicio
(TZ1) Tarifa Zafra 0,23 - 0,400	27,169	311
(A) Producción agropecuaria, forestación y pesca	23,148	242
(C) Industrias Manufactureras	587	10
(E) Sum de agua; alcant, gestión de desechos y Act de saneam	1,913	33
(G) Com al por mayor y al por menor; rep de los vehíc y de motos	407	8
(I) Alojamiento y servicios de comida	584	9
(M) Actividades profesionales, científicas y técnicas	165	1
(O) Adm pública y defensa; planes de seg social de afil oblig	3	1
(R) Artes, entretenimiento y recreación	40	3
(S) Otras actividades de servicio	12	2
(U) Act de organizaciones y órganos extraterritoriales	27	1
(V) Codigos para uso interno de UTE	280	2
(X) Sin Clasificación CIU	4	0
(TZ2) Tarifa Zafra 6,4 - 15 - 22	35,755	87
(A) Producción agropecuaria, forestación y pesca	34,158	85
(M) Actividades profesionales, científicas y técnicas	1,566	1
(R) Artes, entretenimiento y recreación	32	1
(TZ3) Tarifa Zafra 31,5	2,646	7
(A) Producción agropecuaria, forestación y pesca	2,646	7
Total general	65,570	404

Tabla 1 - Energía facturada en 2013 con tarifa zafra.

La tabla a continuación tiene un desglose más detallado indicando el consumo en distintos horarios del día definidos en el pliego tarifario.

	Energía Total (MWh)	Valle (MWh)	Llano (MWh)	Punta (MWh)	Acuerdos Eléctricos
(TZ1) Tarifa Zafra 0,23 - 0,400	27,169	8,957	16,304	1,908	311
(A) Producción agropecuaria, forestación y pesca	23,148	7,783	13,816	1,549	242
(2) S.G. COMERCIAL INTERIOR 1 (NORTE)	16,471	5,464	9,942	1,065	173
(3) S.G. COMERCIAL INTERIOR 4 (ESTE)	6,373	2,239	3,689	445	54
(4) S.G. COMERCIAL INTERIOR 2 (OESTE)	254	65	157	31	12
(5) S.G. COMERCIAL INTERIOR 3 (CENTRO)	51	14	28	9	2
(6) G. COMERCIAL MONTEVIDEO	0	0	0	0	0
(C) Industrias Manufactureras	587	182	368	37	10
(2) S.G. COMERCIAL INTERIOR 1 (NORTE)	539	167	344	28	7
(3) S.G. COMERCIAL INTERIOR 4 (ESTE)	46	15	24	8	2
(4) S.G. COMERCIAL INTERIOR 2 (OESTE)	1	0	1	0	1
(E) Sum de agua; alcant, gestión de desechos y Act de saneam	1,913	629	1,190	95	33
(2) S.G. COMERCIAL INTERIOR 1 (NORTE)	847	283	523	41	18
(3) S.G. COMERCIAL INTERIOR 4 (ESTE)	993	324	619	51	8
(4) S.G. COMERCIAL INTERIOR 2 (OESTE)	58	18	37	3	4
(5) S.G. COMERCIAL INTERIOR 3 (CENTRO)	15	3	11	0	3
(G) Com al por mayor y al por menor; rep de los vehíc y de motos	407	89	243	74	8
(3) S.G. COMERCIAL INTERIOR 4 (ESTE)	407	89	243	74	8
(I) Alojamiento y servicios de comida	584	141	327	116	9
(3) S.G. COMERCIAL INTERIOR 4 (ESTE)	505	122	282	100	8
(4) S.G. COMERCIAL INTERIOR 2 (OESTE)	0	0	0	0	1
(5) S.G. COMERCIAL INTERIOR 3 (CENTRO)	79	18	44	16	1
(M) Actividades profesionales, científicas y técnicas	165	56	103	6	1
(2) S.G. COMERCIAL INTERIOR 1 (NORTE)	165	56	103	6	1
(O) Adm pública y defensa; planes de seg social de afil oblig	3	0	3	0	1
(2) S.G. COMERCIAL INTERIOR 1 (NORTE)	3	0	3	0	1
(R) Artes, entretenimiento y recreación	40	10	20	9	3
(3) S.G. COMERCIAL INTERIOR 4 (ESTE)	23	6	14	3	1
(5) S.G. COMERCIAL INTERIOR 3 (CENTRO)	17	4	7	6	2
(S) Otras actividades de servicio	12	3	6	3	2
(2) S.G. COMERCIAL INTERIOR 1 (NORTE)	0	0	0	0	1
(3) S.G. COMERCIAL INTERIOR 4 (ESTE)	12	3	6	3	1
(U) Act de organizaciones y órganos extraterritoriales	27	7	16	4	1
(2) S.G. COMERCIAL INTERIOR 1 (NORTE)	27	7	16	4	1
(V) Codigos para uso interno de UTE	280	57	209	14	2
(2) S.G. COMERCIAL INTERIOR 1 (NORTE)	55	14	33	9	0
(3) S.G. COMERCIAL INTERIOR 4 (ESTE)	119	28	90	1	0
(5) S.G. COMERCIAL INTERIOR 3 (CENTRO)	0	0	0	0	0
(6) G. COMERCIAL MONTEVIDEO	106	15	87	4	1
(X) Sin Clasificación CIU	4	1	3	1	0
(2) S.G. COMERCIAL INTERIOR 1 (NORTE)	4	1	3	1	0
(TZ2) Tarifa Zafra 6,4 - 15 - 22	35,755	11,944	20,523	3,287	87
(A) Producción agropecuaria, forestación y pesca	34,158	11,411	19,528	3,219	85
(2) S.G. COMERCIAL INTERIOR 1 (NORTE)	471	192	278	2	1
(3) S.G. COMERCIAL INTERIOR 4 (ESTE)	33,687	11,219	19,250	3,217	84
(M) Actividades profesionales, científicas y técnicas	1,566	528	976	62	1
(2) S.G. COMERCIAL INTERIOR 1 (NORTE)	1,566	528	976	62	1
(R) Artes, entretenimiento y recreación	32	6	20	6	1
(3) S.G. COMERCIAL INTERIOR 4 (ESTE)	32	6	20	6	1
(TZ3) Tarifa Zafra 31,5	2,646	990	1,551	104	7
(A) Producción agropecuaria, forestación y pesca	2,646	990	1,551	104	7
(2) S.G. COMERCIAL INTERIOR 1 (NORTE)	2,646	990	1,551	104	7
Total general	65,570	21,892	38,378	5,300	404

Tabla 2 - Desglose por región y franja horaria de la energía facturada en 2013 con tarifa zafra.

A continuación se incluye la información correspondiente a la tarifa de zafra estival que se encuentra en el pliego tarifario de Enero del 2014.

TARIFAS DE ZAFRA ESTIVAL

Para aquellos servicios que concentren el 80% o más de su consumo entre los meses de noviembre y marzo inclusive; y que presenten en el tramo horario Punta-Llano una potencia contratada igual o mayor a 10 kW, con carácter opcional.

1. Cargos por consumo de energía, por potencia y cargo fijo:

Tarifa	Nivel de tensión kV	Precio de energía \$ / kWh			Potencia máxima medida \$ / kW	Cargo Fijo mensual \$
		Valle	Llano	Punta	Punta-Llano	
Z1	0,230 – 0,400	2,059	2,376	7,879	527,2	463,0
Z2	6,4 – 15 - 22	2,031	2,334	6,125	344,7	463,0
Z3 *	31,5	2,019	2,323	4,847	206,6	463,0

* A partir de la vigencia de este pliego tarifario, no se podrá ingresar a esta opción tarifaria con potencia contratada igual o superior a 250 kW en cualquier horario.

2. Períodos horarios.

El cargo por energía se distribuye en tres períodos horarios, durante todos los días que integran la factura mensual, de acuerdo al siguiente detalle.

Durante el período en que rige la Hora Oficial habitual:

- horas Punta: de 18:00 a 22:00 hrs.
- horas Llano: de 07:00 a 18:00 y de 22:00 a 24:00 hrs.
- horas Valle: de 00:00 a 07:00 hrs.

Durante el período en que rige el adelanto de la Hora Oficial:

- horas Punta: de 19:00 a 23:00 hrs.
- horas Llano: de 00:00 a 01:00, de 08:00 a 19:00 y de 23:00 a 24:00 hrs.
- horas Valle: de 01:00 a 08:00 hrs.

Figura 3 - Fragmento del pliego tarifario de enero del 2014 que corresponde a la tarifa de zafra estival.

En el mismo pueden observarse los rangos horarios correspondientes al Valle, Plano y Punta mencionados en la tabla de consumo.

Con esta información se determina un modelo para la demanda arrocerá que será explicado en la sección “Metodología”.

2.2 Proyección de la demanda

Se consideró como factor de proyección de la demanda un incremento del 3.5% anual a partir del año base, que fue el 2014.

Año	Demanda del año (GWh)
2014	10823.498
2015	11202.32
2016	11594.402
2017	12000.206
2018	12420.213
2019	12854.92
2020	13304.843
2021	13770.512
2022	14252.48
2023	14751.317
2024	15267.613
2025	15801.979
2026	16355.049
2027	16927.475
2028	17519.937
2029	18133.135
2030	18767.794
2031	19424.667
2032	20104.531
2033	20808.189
2034	21536.476
2035	22290.252

Tabla 4 - Proyección de la demanda hasta el año 2035.

2.3 Evolución del Parque Generador

El parque generador del país está en un momento de expansión muy importante debido a grandes proyectos que se están realizando. Con inversiones muy importantes con foco en las energías renovables, principalmente la eólica. Pero también con obras como la construcción del ciclo combinado.

A continuación se muestra un diagrama en el que puede verse la composición del parque generador hoy en día.

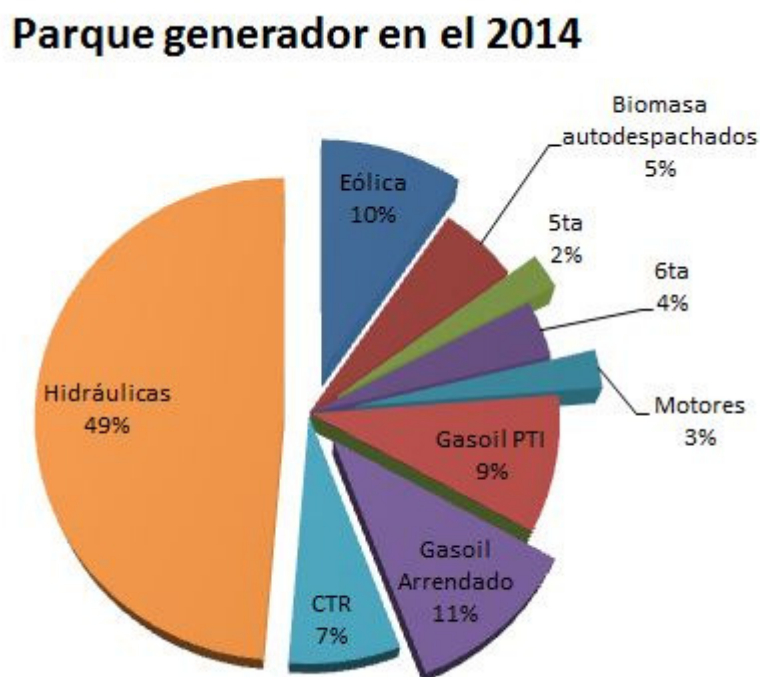


Figura 5 - Composición del parque generador al 2014.

Para modelar el parque generador es necesario tomar en cuenta el estado actual del mismo pero también su evolución esperada. Eso incluye la paulatina incorporación al sistema de mayor cantidad de parques eólicos, el crecimiento de los generadores de biomasa autodespachables, la eventual desaparición de la 5ta y 6ta unidad de Central Battle junto con los motores, la finalización de las obras correspondientes al ciclo combinado y el desmantelamiento de las CTRs. También se modelan algunas situaciones de transición, como por ejemplo la de Punta del Tigre, en donde se utilizará gasoil como combustible de forma provisoria para finalmente utilizar gas natural.

En los cuadros siguientes se presenta la evolución del parque generador en los años subsiguientes.

Parque generador en el 2015

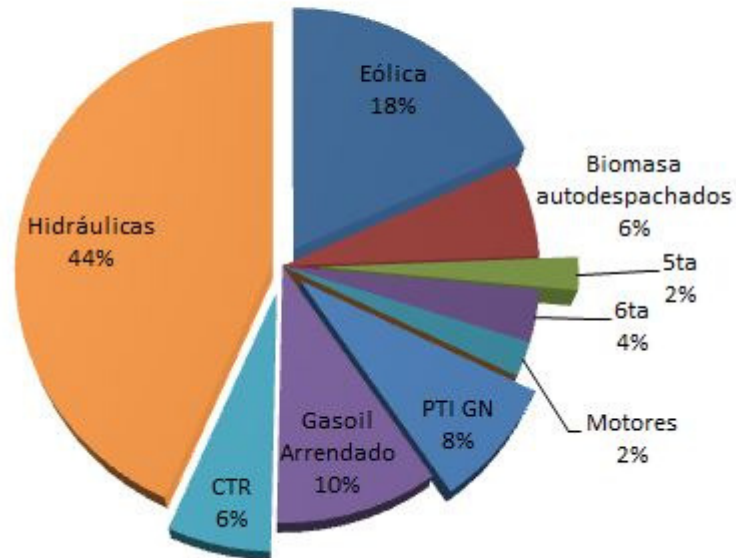


Figura 6 - Composición del parque generador al 2015.

Parque generador en el 2016

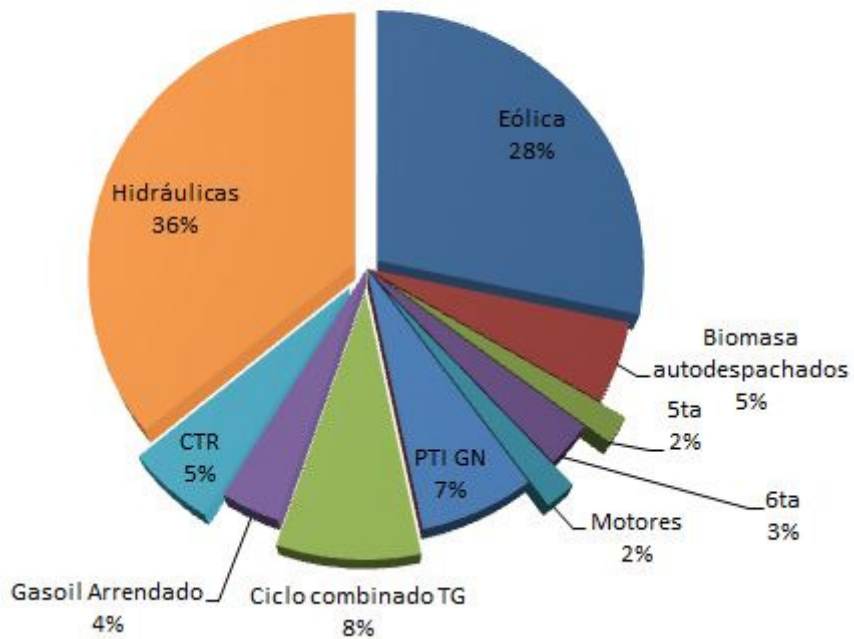


Figura 7 - Composición del parque generador al 2016.

Parque generador en el 2025

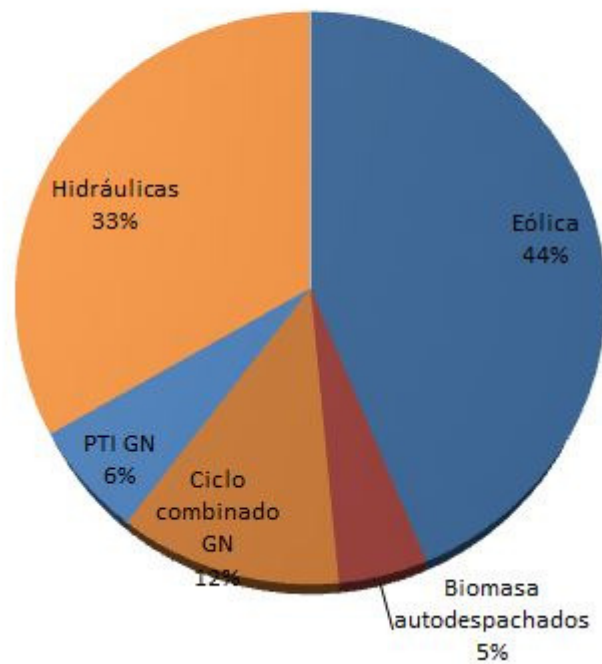


Figura 8 - Composición del parque generador al 2025.

2.4 Modelado del Parque Generador en SimSEE

Esta evolución en el parque generador fue representada en SimSEE mediante la edición de las unidades disponibles de cada actor generador. De esta forma se puede controlar la cantidad de máquinas disponibles para despachar en función de la fecha de simulación. Los datos ingresados que reflejan los distintos panoramas del parque generador (en forma de potencia total) fueron los indicados en la tabla 9. Como podrá observarse no se considera en funcionamiento la Sala B de Central Batlle.

Año		2014												2015												2016												2017												2020												2025														
Mes		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	...	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	...	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	...
PARQUE EÓLICO*		300 MW (65 U\$S/MWh)												600 MW (65 U\$S/MWh)												1200 MW (65 U\$S/MWh)												2200 MW (65 U\$S/MWh)																																						
Térmicas	PTI GO/GN	288 MW (233 U\$S/MWh)																																				288 MW (143 U\$S/MWh)																																						
	BIO 2014	168 MW (1 U\$S/MWh)																																				216 MW (1 U\$S/MWh)																																						
	FO 5ta	75 MW (213 U\$S/MWh)																																																																										
	FO6ta	120 MW (206 U\$S/MWh)																																																																										
	FO MOT																									80 MW (176 U\$S/MWh)																																																		
	GN TG CC/CC 180																									180 MW												360 MW (143 U\$S/MWh)												540 MW (110 U\$S/MWh)																										
	GO Arrendados	350 MW (245 U\$S/MWh)																								150 MW																																																		
	GO CTR																									222 MW (289U\$S/MWh)																																																		
Hidráulicas **	BAYGORRIA																																					108 MW																																						
	BONETE																																					155,2 MW																																						
	PALMAR																																					333 MW																																						
	SG																																					945 MW																																						

*Pago por energía disponible. En el resto de los generadores se indica el costo variable de la energía.

Tabla 9 - Evolución del parque generador.

2.5 Interconexiones

Hoy en día se cuenta con un sistema fuertemente interconectado con Argentina de 2000MW por medio de 500kV. Además se dispone de una interconexión secundaria de respaldo/emergencia en 150kV (PAY-CUR), y de una interconexión con el sistema brasilero a través de una convertora de frecuencia de 70MW en 150kV/132kV (debido a que el sistema brasilero funciona a 60Hz mientras que el uruguayo funciona a 50Hz).

La interconexión con Argentina asegura por el momento abastecer la demanda en cualquier época del año mediante la transferencia de potencia por la misma. Esto es debido a que la interconexión es de 2000MW y el pico de demanda histórico es 1910MW (registrado el 25/06/2013).

Actualmente la regulación secundaria de frecuencia es realizada por Argentina, asignándole la regulación a todas sus centrales una vez por día. Esto implica que por momentos la central asignada para la regulación es Salto Grande, por lo tanto se debe tomar menos potencia de la central. Esto hace que el flujo por la interconexión deba bajar con el objetivo de que Salto pueda regular frecuencia de manera adecuada.

De todos modos el modelado de la interconexión con Argentina que se implementa en el presente trabajo no toma en cuenta estos detalles y la considera un sumidero de potencia. Por lo que Argentina siempre va a aceptar los excedentes de potencia que puedan existir.

En el caso de la interconexión con Brasil, en un futuro cercano (2015), se dispondrá de la convertora de frecuencia que se está construyendo en Melo de 500MW. La misma funcionará en 500kV/312kV y aumentara considerablemente la posibilidad de intercambio de energía con Brasil.

2.6 Costo de falla

Los costos de falla están definidos en el Decreto N° 105/013 del Poder Ejecutivo disponible en el sitio web del ADME. En la tabla que se incluye a continuación figuran los valores de los mismos. El primer escalón corresponde al valor del costo variable de la Central Térmica de Respaldo más el 10%, el cual también se encuentra disponible en el sitio web del ADME.

Profundidad (p.u.)	0.02	0.05	0.075	0.855
Costo (USD/MWh)	317	600	2400	4000

Tabla 10 - Detalle de los costos de falla.

3 Metodología.

Para realizar el estudio se decidió hacer una corrida a largo plazo, desde el 2014 hasta el 2030, para poder analizar la tendencia del costo marginal. La estrategia fue utilizar 30 crónicas en esta simulación de forma de no entretener mucho el proceso. Una vez determinado el mismo y localizado una ventana de tiempo en la que el costo marginal tuviera un comportamiento razonablemente estable, se realizaron simulaciones (con las modificaciones en la demanda) en un período menor y con mayor cantidad de crónicas. Éstas simulaciones se hicieron entre los años 2016 y 2022 con 100 crónicas cada una (se hicieron 3 simulaciones, 1 para la demanda original del sistema y 2 para las demandas modificadas teniendo en cuenta el desplazamiento de la demanda arrocera).

Esto permite estudiar con mayor precisión el impacto que tiene en el costo marginal la modificación de la demanda. Más específicamente de la demanda arrocera.

3.1 Modelado de la demanda del año base 2014

Para construir la demanda del año base (2014) se tomaron los datos reales de demanda del despacho de cargas de UTE hasta junio. Los meses faltantes, de Julio a Diciembre, fueron extrapolados a partir de los valores de la demanda en igual período del 2013. La forma en la que se realizó la extrapolación fue la siguiente:

- se tomaron los meses de Enero a Junio del 2013 y 2014 para ver cuál fue el factor de crecimiento promedio de un período al otro (2013 al 2014).
- se usó el factor de crecimiento calculado para obtener una estimación de la demanda en los meses de Julio a Diciembre del 2014 a partir de la demanda en el 2013 durante el mismo período (Julio a Diciembre).

Dicha tasa de crecimiento resultó, en promedio, del orden de 3.5%.

3.2 Modelado de la demanda arrocera

Para modelar la demanda de la industria arrocera se tomaron algunos supuestos razonables explicados en la sección de hipótesis de trabajo. Los más importantes son:

- Asumir que el consumo debido a este tipo de actividad se concentra en los meses de Enero, Febrero y Marzo
- Suponer que los datos de la tabla 1 y 2 correspondientes a “producción agropecuaria, forestación y pesca” corresponden a industrias productoras de arroz.

Como podemos observar los datos de energía facturada se dividen básicamente en 3 franjas horarias llamadas valle, llano y punta. En el caso del período de consumo considerado (Enero, Febrero y Marzo) rige en el país el adelanto de la hora oficial. Por lo tanto el día estaría dividido en las siguientes zonas horarias:

Hora del día	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Franja horaria	LLANO	VALLE							LLANO										PUNTA			LLANO		

Tabla 11 - Distribución de las franjas horarias.

La zona del valle estaría formada por un total de 7 horas, la del llano por un total de 13 horas y la punta por un total de 4 horas. Con esta información podemos determinar la potencia promedio en cada zona horaria. Que se calcula de la siguiente forma:

$$P_{zona} = \frac{E_{zona}}{\Delta t_{días} * \Delta t_{horas}}$$

En donde:

- E_{zona} es la energía de la zona horaria
- $\Delta t_{días}$ es la cantidad de días del período de consumo (365*3/12, tres meses del año)
- Δt_{horas} es la cantidad de horas de la zona horaria (7, 13 y 4 para valle, llano y punta respectivamente)

	VALLE (MW)	LLANO (MW)	PUNTA (MW)
(TZ1) Tarifa Zafra 0,23 - 0,400	12.2	11.6	4.2
(TZ2) Tarifa Zafra 6,4 - 15 - 22	17.9	16.5	8.8
(TZ3) Tarifa Zafra 31,5	1.6	1.3	0.3
Total	31.6	29.4	13.4

Tabla 12 - Potencia promedio en cada franja horaria.

Con lo cual la demanda diaria queda determinada por el siguiente gráfico.

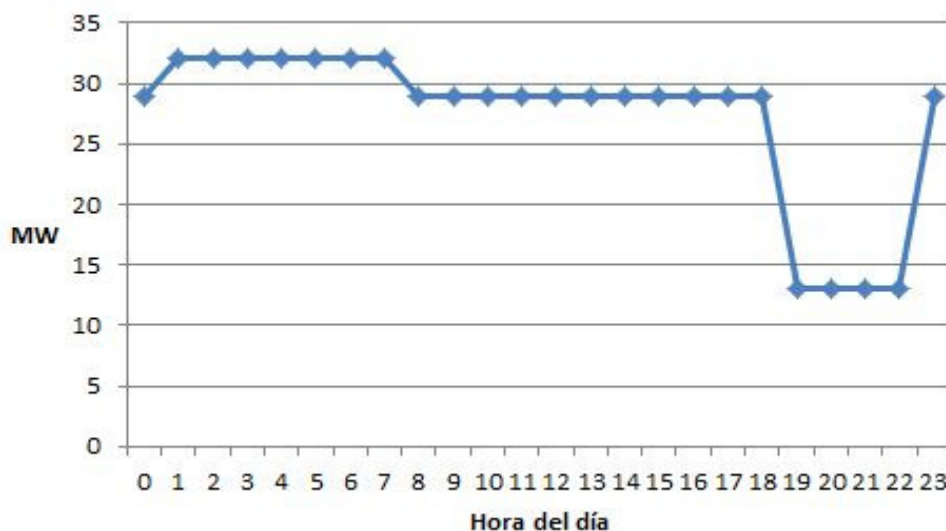


Figura 13 - Curva de demanda arrocerá diaria.

Una vez determinada la curva de demanda diaria de consumo arroceró podemos modelar la potencia requerida en el período de consumo (Enero, Febrero y Marzo). Para determinar cuál sería la demanda del sistema si el período de consumo se “corriera” 15 días hacia diciembre o 15 días hacia Abril hacemos las siguientes modificaciones a la demanda:

$$\text{Dem_sistema_nueva} = \text{Dem_sistema} - \text{Dem_arrocerá} + \text{Dem_arrocerá_corrida}$$

En donde,

- Dem_sistema = Demanda del sistema eléctrico incluyendo la modalidad de consumo actual de los arroceros.
- Dem_arrocerá = Demanda de los arroceros representada como la demanda diaria repetida cada día desde Enero a Marzo inclusive y cero en el resto del año.
- Dem_arrocerá_corrida = Es igual a Dem_arrocerá pero toma valores distintos de cero desde el 15 de Diciembre hasta el 15 de Marzo (O desde el 15 de Enero hasta el 15 de Abril dependiendo del caso de estudio).

En la figura siguiente puede verse el gráfico de Dem_arrocerá_corrida (el caso que se corre hacia Diciembre).

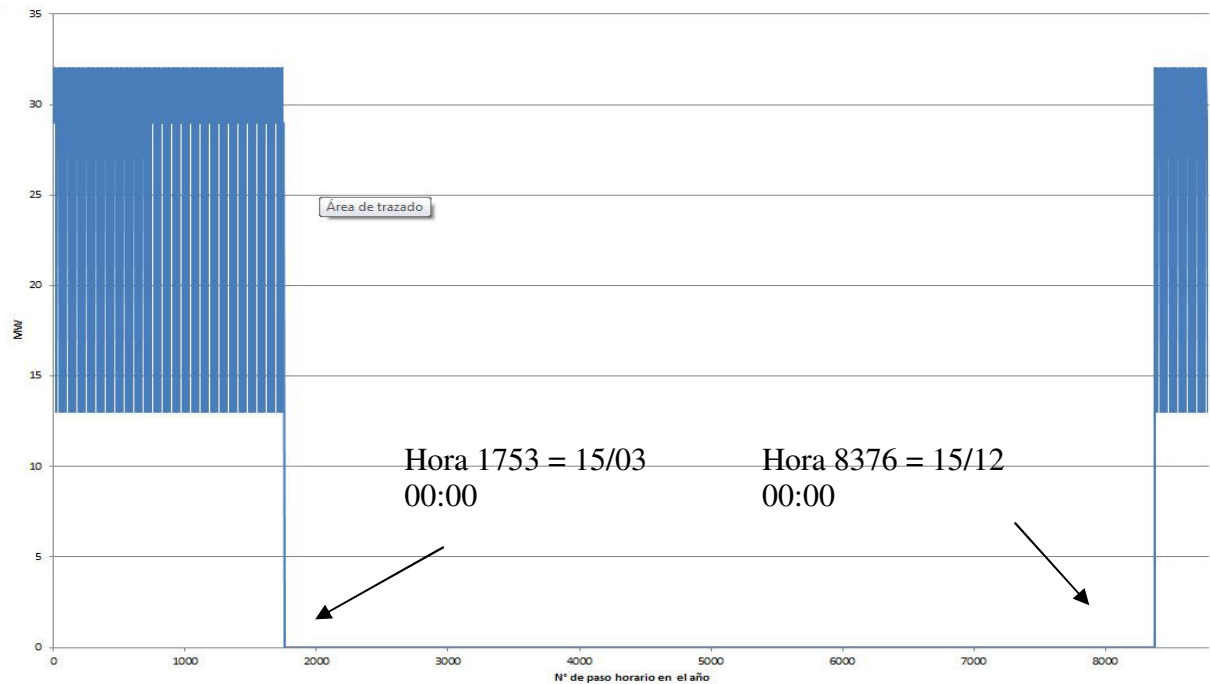


Figura 14 - Curva de demanda arrocerá anual desplazada hacia Diciembre.

Con las diferentes demandas del sistema modeladas (demanda original, demanda corrida hacia Diciembre y demanda corrida hacia Abril) podemos realizar distintas corridas para determinar cómo las diferentes demandas modifican el costo marginal de generación.

3.3 Corridas realizadas

Una vez obtenidas las diferentes demandas se corrieron salas semanales con el SimSEE, una con cada demanda, y se procesó el costo marginal de generación en cada caso con el SimRes3.

Estas corridas se hicieron desde el 2016 al 2022 usando 100 crónicas para la simulación. Esta ventana de tiempo u horizonte de simulación se eligió luego de haber hecho una corrida a largo plazo con 30 crónicas. La idea de esta corrida era identificar un período de tiempo en el que el costo marginal de generación mantuviera un comportamiento estable para poder analizar de forma más simple el impacto que tiene sobre el mismo modificar la demanda. Además reducir el horizonte de simulación permite utilizar una mayor cantidad de crónicas sin incrementar de forma considerable el tiempo que toma el proceso.

4 Resultados del estudio.

En esta sección se presentan los resultados de las corridas realizadas. En primer lugar el caso de la corrida a largo plazo, luego las corridas a corto plazo con la demanda modificada, le sigue el análisis de las mismas, la conclusión obtenida y finalmente un análisis del impacto de la elección de las semillas.

4.1 Simulación del período completo 2014-2030

En la figura a continuación se puede ver el resultado de la corrida a largo plazo que justifica la elección del nuevo horizonte de simulación.

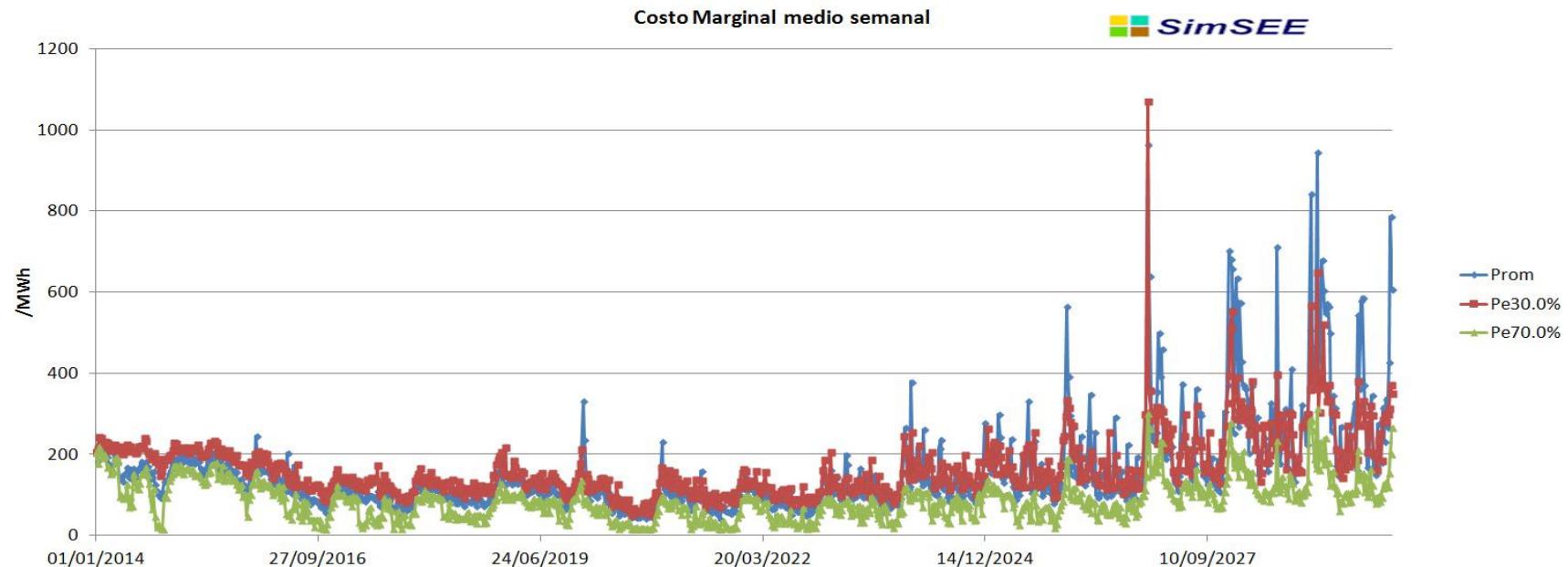


Figura 15 - Costo marginal medio semanal desde el 2014 al 2030.

Del gráfico anterior puede observarse que el comportamiento del costo marginal se mantiene más estable en la ventana de tiempo que va desde el 2016 al 2022.

4.2 Simulación del período 2016-2022

Los resultados para las simulaciones en el período 2016 al 2022 pueden verse a continuación en forma gráfica.

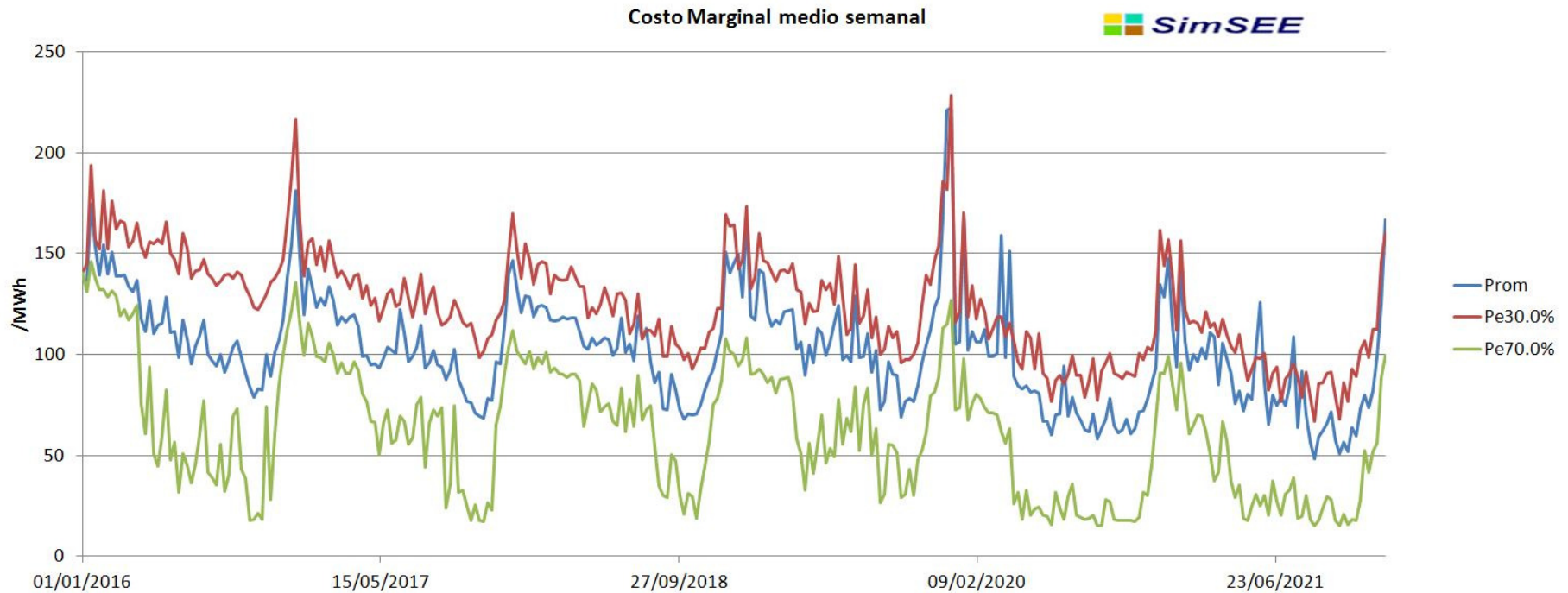


Figura 16 - Costo marginal medio semanal obtenido de la corrida con la demanda original.

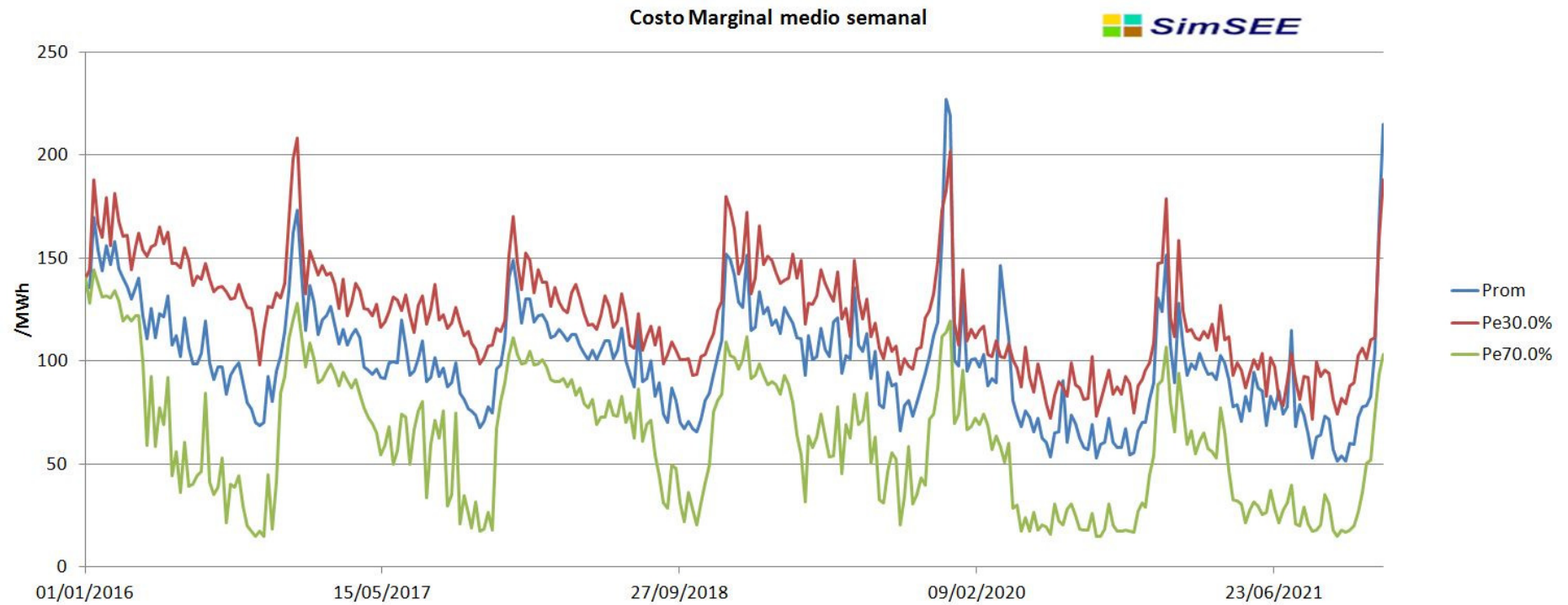


Figura 17 - Costo marginal medio semanal obtenido de la corrida con la demanda desplazada hacia Diciembre 15 días.

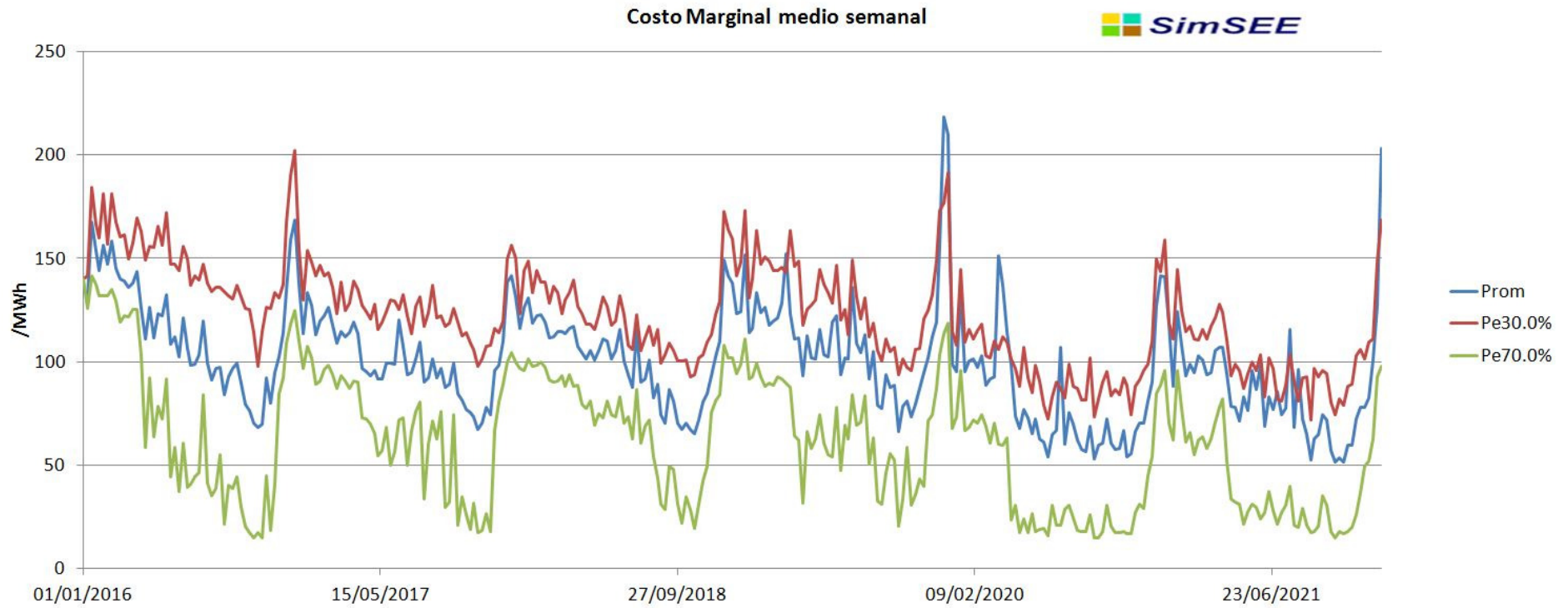


Figura 18 - Costo marginal medio semanal obtenido de la corrida con la demanda desplazada hacia Abril 15 días.

Como puede observarse los cambios en el costo marginal son relativamente pequeños ya que la energía asociada a la demanda arrocerera no tiene un peso tan grande respecto de la energía asociada a la demanda del sistema completo. De hecho es muy difícil siquiera notar que los resultados sean distintos. De todas formas con mucha atención pueden verse pequeños cambios sobre todo en los picos correspondientes al verano, época que coincide con la zafra arrocerera.

Para poder comparar mejor el cambio en el costo marginal en función de los cambios en la demanda arrocerera generamos otros gráficos en los que agrupamos los resultados de cada corrida.

4.3 Análisis de los resultados

Como mencionamos anteriormente para lograr comparar de forma más precisa el cambio en el costo marginal debido a los cambios en la demanda arrocerera generamos otro conjunto de gráficos en los que se agrupan los resultados de cada corrida en un sólo gráfico.

Además realizamos un zoom en algunas zonas de interés para poder hacer alguna interpretación. Por ejemplo, en la figura 19 está graficado el costo marginal con el promedio de las crónicas para cada demanda (la demanda original y las dos demandas desplazadas) pero sólo durante los meses de Diciembre, Enero, Febrero y Abril.

Período Diciembre - Abril del 2017/2018

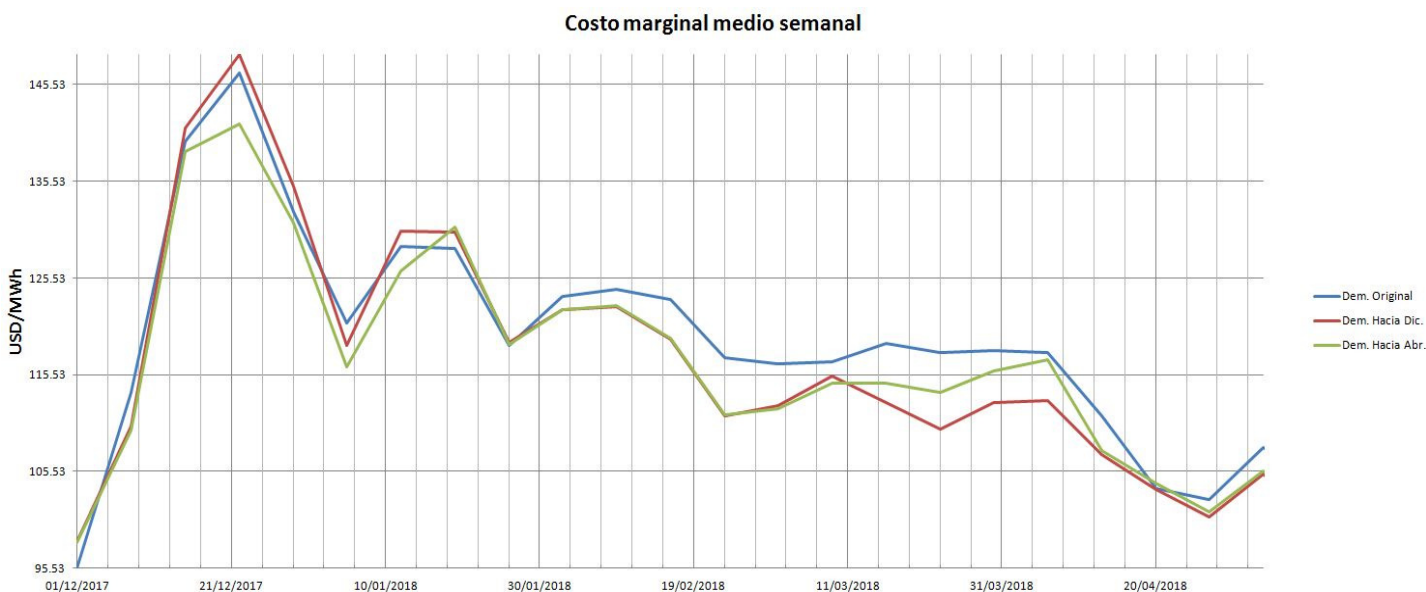


Figura 19 - Comparación de los costos marginales medios con el promedio de las crónicas.

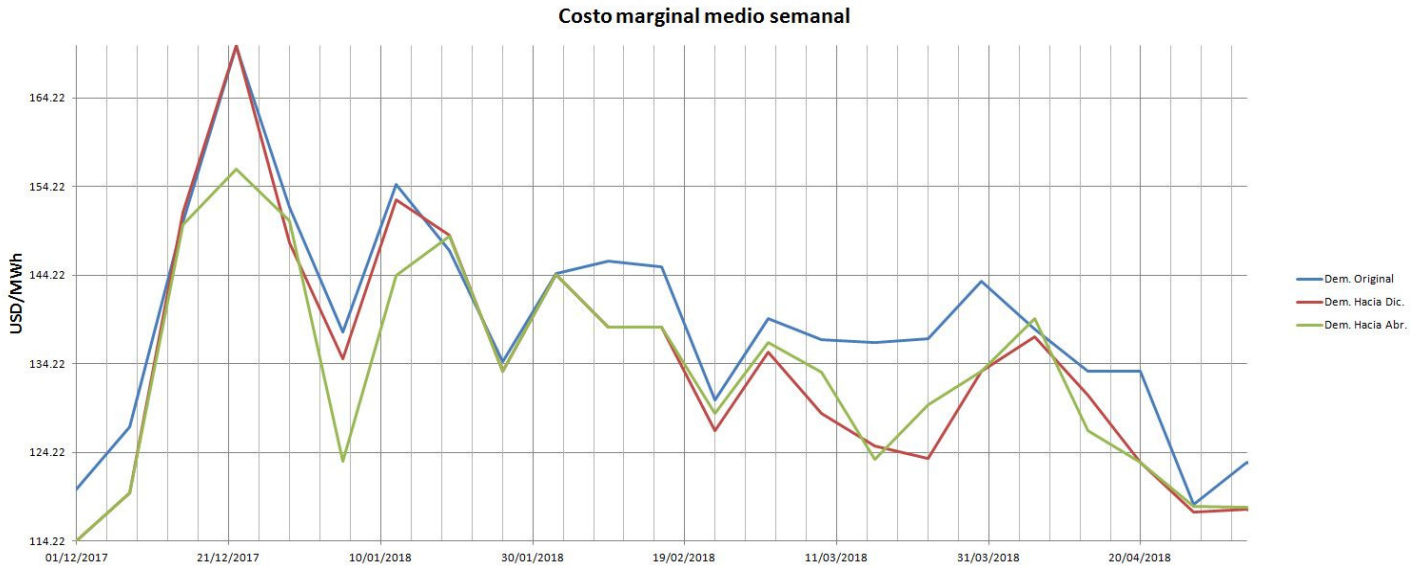


Figura 20 - Comparación de los costos marginales medios con Pe = 30%.

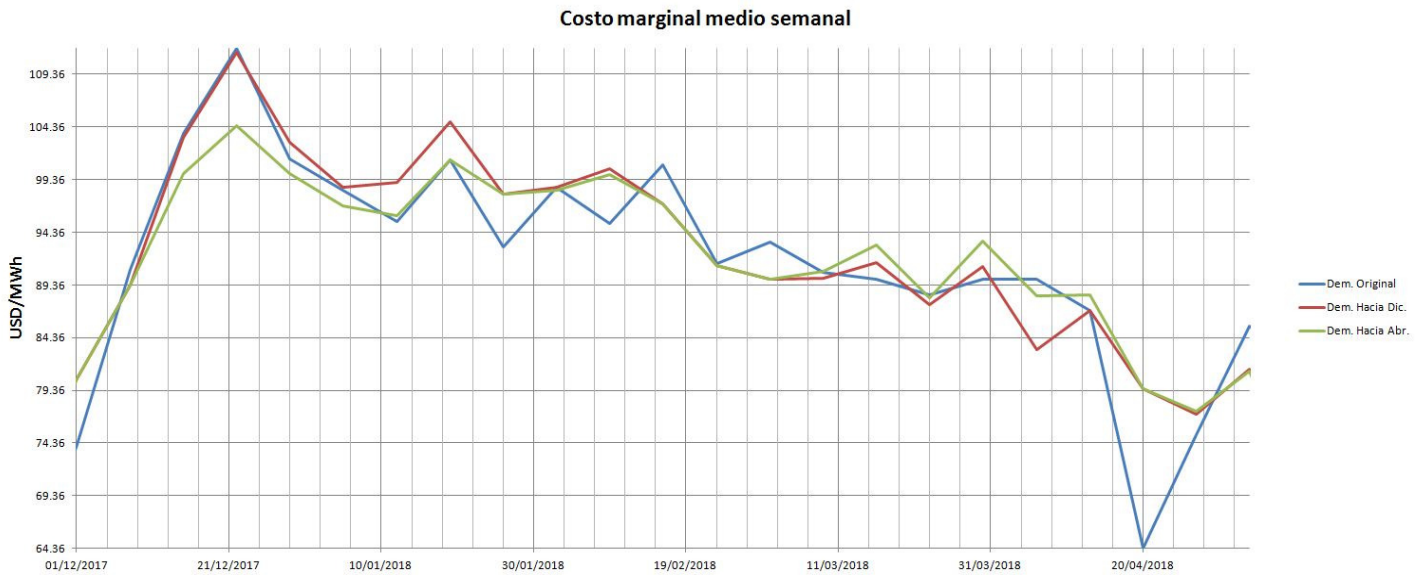


Figura 21 - Comparación de los costos marginales medios con Pe = 70%.

Como puede observarse en algunos puntos existen diferencias entre costos marginales de cada uno de los casos analizados.

Se puede apreciar que hay 2 desvíos importantes, que se dan en fechas que coinciden con el corrimiento de la demanda.

En las tablas siguientes se cuantifican a modo de ejemplo algunas de las diferencias en los Cmg mencionadas (en USD/MWh).

22/12/2017	Original	Demanda -15	Demanda +15
Promedio	146.8	148.7	141.4
P=30%	170.2	170.2	156.1
P=70%	111.5	111.5	104.7

Tabla 22 – Diferencias entre valores del costo marginal medio el día 22/12/2017.

06/04/2018	Original	Demanda -15	Demanda +15
Promedio	117.8	112.9	117.1
P=30%	138.1	137.2	139.3
P=70%	87.0	86.9	88.5

Tabla 23 – Diferencias entre valores del costo marginal medio el día 06/04/2018.

De acuerdo a estos resultados vemos que correr la demanda hacia abril origina una disminución de en el Cmg en Diciembre de 9 USD/MWh y no genera mayores sobre costos de generación en Abril.

Al correr la demanda hacia diciembre vemos que el costo marginal en promedio se mantiene igual en Diciembre y disminuye 2 USD/MWh en Abril.

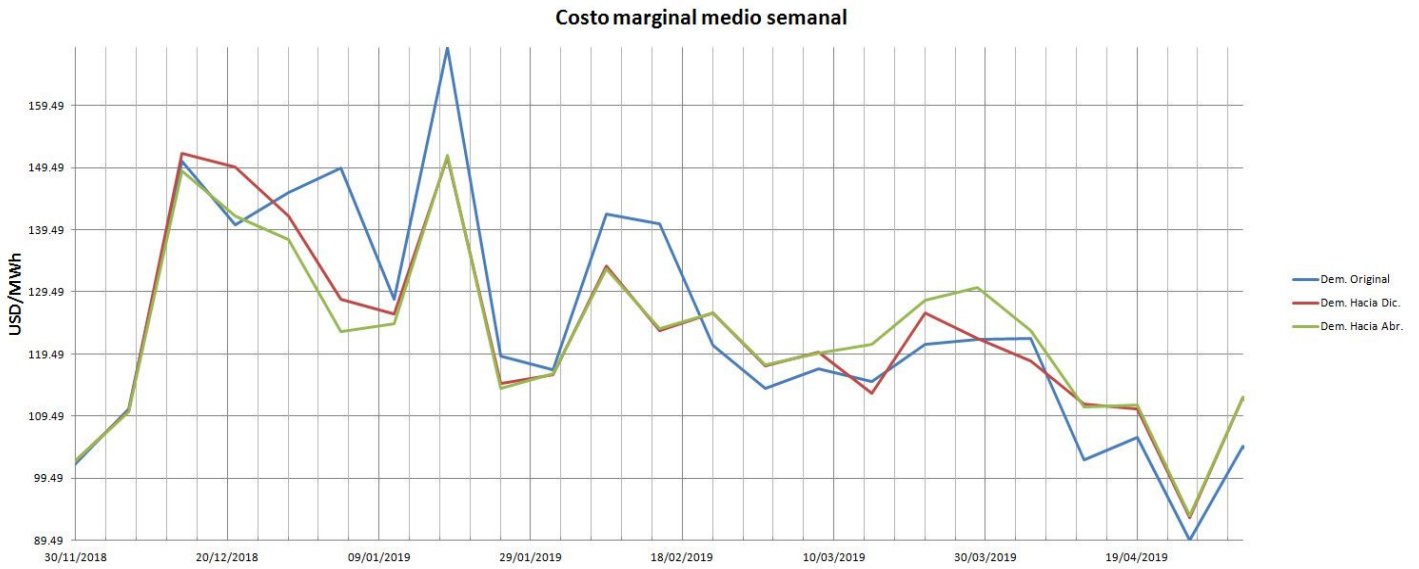
Período Diciembre - Abril del 2018/2019


Figura 24 - Comparación de los costos marginales medios con el promedio de las crónicas.

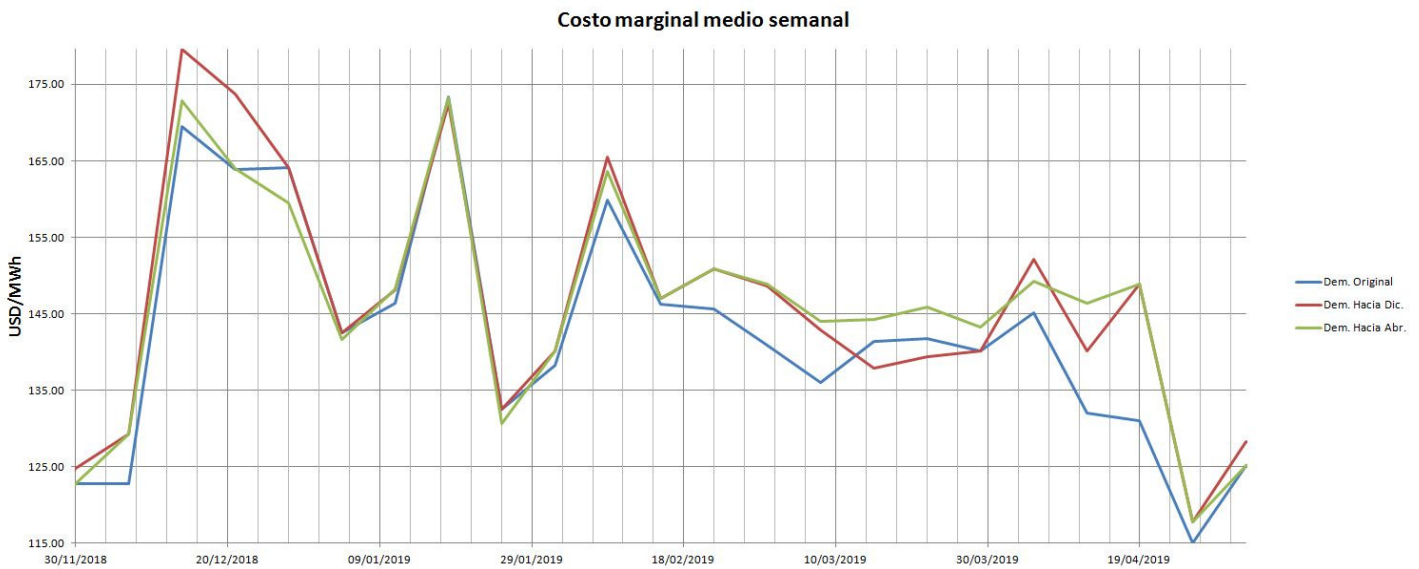


Figura 25 - Comparación de los costos marginales medios con Pe = 30%.

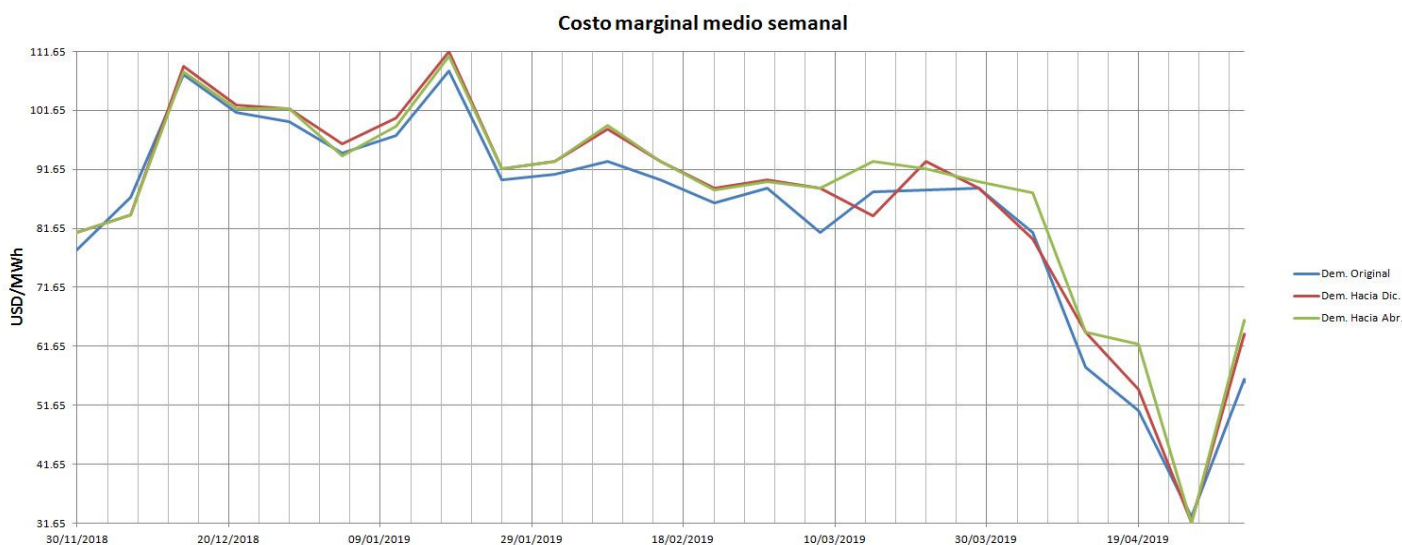


Figura 26 - Comparación de los costos marginales medios con $P_e = 70\%$.

Como puede observarse en algunos puntos existen diferencias entre los costos marginales de cada uno de los casos analizados. Podemos ver que hay desvíos importantes, que se dan en fechas que coinciden con el corrimiento de la demanda.

En las siguientes tablas se dan 2 ejemplos de las diferencias mencionadas (USD/MWh).

22/12/2018	Original	Demanda -15	Demanda +15
Promedio	141.26	149.52	140.76
P=30%	163.80	173.78	163.01
P=70%	101.28	102.58	101.90

Tabla 27 – Diferencias entre valores del costo marginal medio el día 22/12/2018.

29/03/2019	Original	Demanda -15	Demanda +15
Promedio	121.84	122.00	130.15
P=30%	141.73	139.33	145.89
P=70%	87.78	83.78	92.94

Tabla 28 – Diferencias entre valores del costo marginal medio el día 29/03/2019.

De acuerdo a estos resultados vemos que correr la demanda hacia abril no disminuye el Cmg en Diciembre, pero si origina un incremento en el Cmg en Marzo de aproximadamente 6 USD/MWh.

Mientras que correr la demanda hacia Diciembre origina un aumento del Cmg de promedio 6 USD/MWh, mientras que reduce el Cmg en Abril en solo 2 USD/MWh.

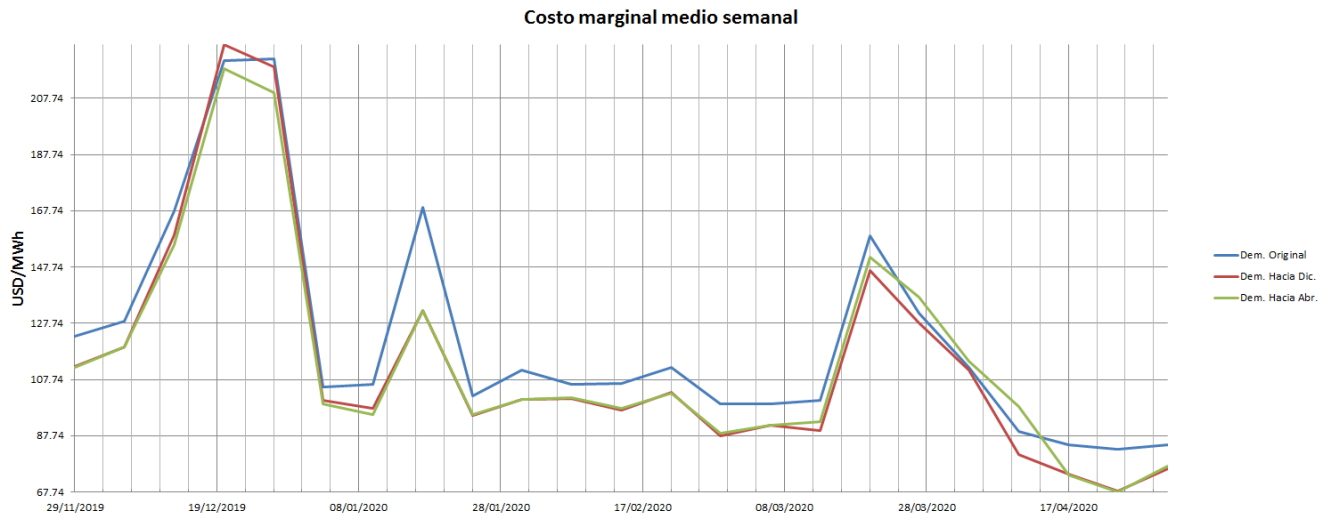
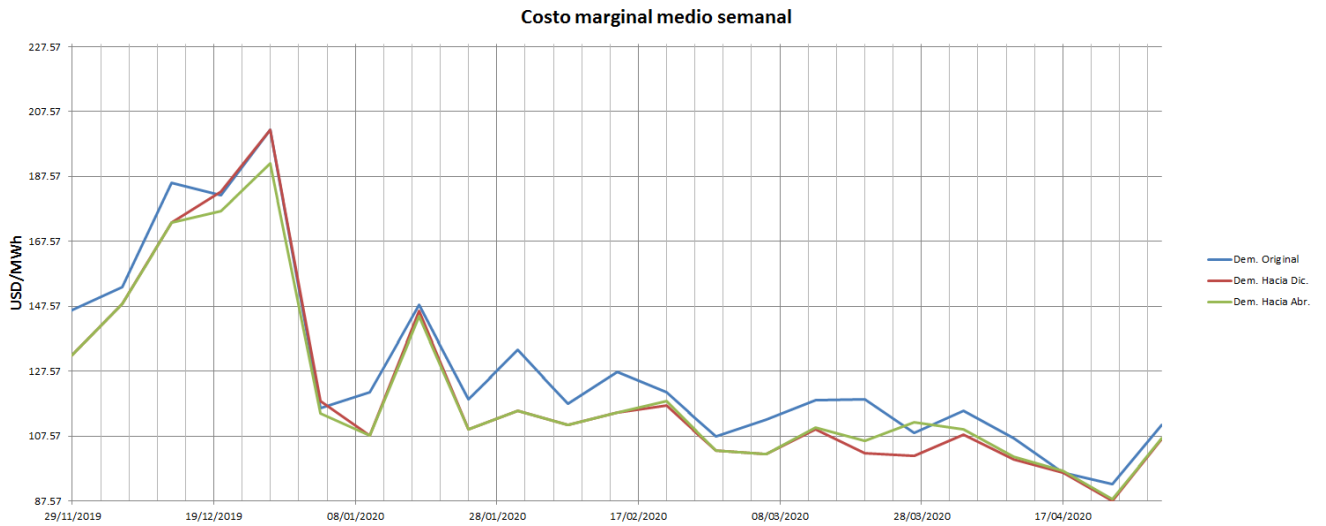
Período Diciembre - Abril del 2019/2020


Figura 29 - Comparación de los costos marginales medios con el promedio de las crónicas.


 Figura 30 - Comparación de los costos marginales medios con $Pe = 30\%$.

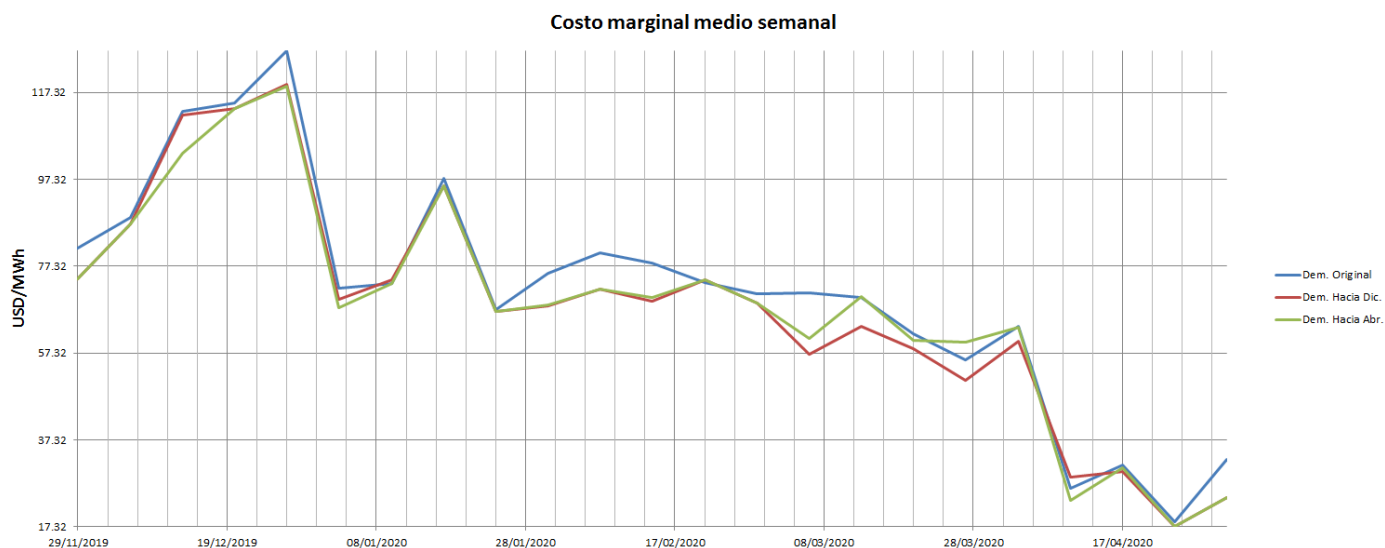


Figura 31 - Comparación de los costos marginales medios con $P_e = 70\%$.

Como puede observarse en algunos puntos existen diferencias entre los costos marginales de cada uno de los casos analizados. Podemos ver que hay desvíos importantes, que se dan en fechas que coinciden con el corrimiento de la demanda.

En las siguientes tablas se dan 2 ejemplos de las diferencias mencionadas (USD/MWh).

27/12/2019	Original	Demanda -15	Demanda +15
Promedio	221.81	218.85	209.74
P=30%	202.00	201.82	191.51
P=70%	127.02	119.19	118.88

Tabla 32 – Diferencias entre valores del costo marginal medio el día 27/12/2019.

27/03/2020	Original	Demanda -15	Demanda +15
Promedio	131.30	127.86	136.98
P=30%	108.54	101.50	111.89
P=70%	55.73	51.04	59.83

Tabla 33 – Diferencias entre valores del costo marginal medio el día 27/03/2020.

De acuerdo a estos resultados vemos que correr la demanda hacia abril disminuye el Cmg en Diciembre en 11 USD/MWh, pero origina un incremento en el Cmg en Marzo de un promedio de 4 USD/MWh.

Mientras que correr la demanda hacia Diciembre disminuye el Cmg en 4 USD/MWh en Diciembre y 5 USD/MWh en Abril.

4.4 Conclusión

Analizando los gráficos podemos observar dos zonas con comportamientos distintos, y que se corresponden a los meses de Diciembre-Enero y Marzo-Abril. Las mismas coinciden con los meses en los que se acentúa la diferencia entre las demandas de cada corrida. En Diciembre-Enero el costo marginal de la demanda desplazada hacia Diciembre es superior que el de la demanda original y la demanda desplazada hacia Abril. Por otro lado el costo marginal, en ese período, de la demanda desplazada hacia Abril es el menor. Por lo que en función de esta observación se podría decir que es conveniente que la demanda arrocera se desplace hacia Abril 15 días.

De la misma forma es interesante analizar los meses de Marzo-Abril. En estas fechas el costo marginal de la demanda desplazada hacia Abril es más alto que el de la demanda original y la desplazada hacia Diciembre. Pero los cambios respecto de la demanda original no son tan claros como en el caso anterior. Por lo que no es tan claro que sea conveniente desplazar la demanda arrocera 15 días hacia Diciembre.

Además si comparamos el valor del costo marginal en Diciembre-Enero para la demanda desplazada hacia Abril y la desplazada hacia Diciembre la brecha en general es mayor que en el caso de Marzo-Abril. Por lo que sería razonable deducir que es más conveniente mover la demanda arrocera 15 días hacia Abril.

Si tenemos en cuenta el punto de vista de la red de transmisión también es conveniente desplazar la demanda hacia Abril, debido a que en los meses de Diciembre-Enero el consumo arrocero se suma al alto consumo de verano consecuencia del uso de los aires acondicionados. Esto trae grandes inconvenientes desde el punto de vista de la capacidad de transmitir la potencia ya que los consumidores del tipo arrocero se encuentran ubicados en zonas más débiles de la red.

4.5 Test con diferentes semillas

Una vez determinada la conveniencia de mover la demanda arrocera hacia Abril es importante tratar de analizar la precisión del resultado. Para evaluar esto se hicieron algunas corridas extra con distintas semillas para la simulación. La idea es chequear que tanto varían los resultados de las corridas con la elección de la semilla. Para esto sólo se analizó el caso de la sala con la demanda original, utilizando como semillas los valores 57, 11 y 31 (semilla por defecto). Los resultados obtenidos pueden observarse a continuación.

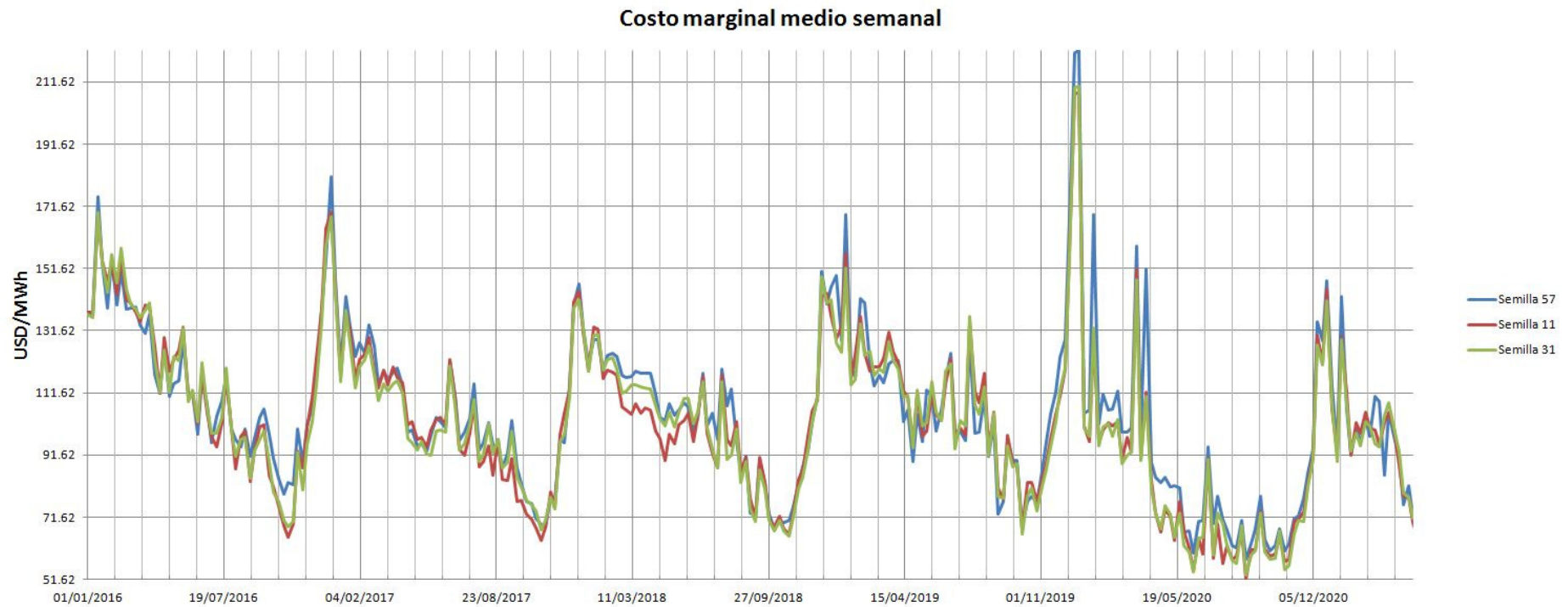


Figura 34 - Costo marginal medio semanal con el promedio de las crónicas para corridas con diferentes semillas con la demanda original.

Como puede observarse las diferencias en el costo marginal debidas a la elección de la semilla están en el orden de las debidas a los cambios en la demanda arrocerá. En la tabla siguiente se cuantifican a modo de ejemplo algunas de las diferencias mencionadas en USD/MWh.

Fecha	Semilla 57	Semilla 11	Semilla 31
21/10/16	82.89	65.14	68.56
16/03/2018	118.72	108.18	114.33
24/04/2020	82.89	66.75	67.71

Tabla 35 – Diferencias entre valores del costo marginal medio semanal para diferentes semillas.

En estos casos las diferencias llegan a valores de entre 17.75USD/MWh como el caso de la diferencia entre la corrida con semilla 57 y 11 el 21/10/2016.

Esto hace que sea necesario evaluar las corridas anteriores con distintas semillas y verificar si más allá de las posibles diferencias en el costo marginal la conclusión se mantiene. Este trabajo queda propuesto como posible trabajo futuro.

5 Posibles futuros trabajos

Cómo se mencionó anteriormente uno de los posibles trabajos futuros que pueden realizarse es el análisis de las corridas con la demanda modificada utilizando varias semillas. Para de esta forma poder chequear la validez de la conclusión en esos casos.

Por otro lado sería conveniente realizar un estudio más profundo con corridas en una sala horaria, con el objetivo de ver el comportamiento de los costos de la demanda arrocera en las distintas horas del día.