

# Tarifa en tiempo real para incentivar el uso eficiente de la red eléctrica uruguaya.

## **Autores:**

Diego Acuña – [dacuna12@gmail.com](mailto:dacuna12@gmail.com)

Martin Darré – [mjdarre@gmail.com](mailto:mjdarre@gmail.com)

Horacio Mourglia - [hmourglia@ancap.com.uy](mailto:hmourglia@ancap.com.uy)

## **Tutor:**

Ruben Chaer

Instituto de Ingeniería Eléctrica – FING.

Abril - Junio 2015

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.

## Tabla de contenido

1	Introducción.....	3
2	Objetivo.....	5
3	Hipótesis de trabajo.....	6
3.1	Modelado de la red.....	6
3.2	Pérdidas del sistema.....	7
3.2.1	Modelado de pérdidas en Transmisión.....	7
3.3	Demanda.....	8
3.4	Generación de base.....	11
3.5	Expansión de la generación.....	11
3.6	Comercio Internacional.....	12
3.7	Precio de los combustibles.....	12
3.8	Costos de falla.....	12
4	Metodología.....	12
4.1	Usos Gestionables.....	13
4.1.1	Calefones.....	13
4.1.2	Lavarropas.....	15
4.2	Descripción de las corridas.....	18
5	Resultados del estudio.....	24
5.1	Impacto en la demanda de potencia eléctrica.....	24
5.2	Impacto en la energía demanda y de pérdidas.....	27
5.3	Costos de abastecimiento.....	28
5.4	Propuesta de Tarifa Variable.....	30
5.4.1	Situación actual – Tarifa Fija.....	30
5.4.2	Demanda Domiciliaria.....	31
5.4.3	Costos de abastecimiento de la demanda domiciliaria.....	32
5.4.4	Energía Disponible Vs Energía despachada.....	34
5.4.5	Tarifa Variable.....	35
5.4.6	Simulación con los usos gestionables.....	36
6	Conclusiones.....	40
7	Posibles futuros trabajos.....	40
	Bibliografía y sitios consultados.....	41

# 1 Introducción

En Uruguay en los últimos años se han aplicado distintas políticas de diversificación de la matriz energética. Las mismas promueven la incorporación de nuevas fuentes de generación de energía, promoviéndose fundamentalmente las fuentes de energía renovable. En particular, la generación de energía eólica ha aumentado drásticamente y ha tomado un rol muy importante en la matriz energética uruguaya. De acuerdo con los datos publicados en la página web del Programa de Energía Eólica del MIEM (Ministerio de Industria, Energía y Minería) el objetivo para 2015 es contar con una potencia instalada de generación eólica de 1.200 MW. Por otro lado, el pico máximo de consumo registrado este año fue 1.774MW, según declara ADME en su página web. Si se comparan ambas cifras se observa que la generación eólica podría llegar a abastecer aproximadamente un 70% de este pico.

En primer lugar, se observa que la incorporación de nuevas fuentes de energía ha llevado a que el sistema de generación de energía conforme un sistema distribuido. Es decir estas fuentes no están concentradas, sino que se encuentran distribuidas en todo el territorio nacional. Este hecho, junto con el constante aumento de la demanda de energía, hace que la red eléctrica se torne cada vez más compleja de analizar y operar. Esto genera la necesidad de otorgarle inteligencia a la red para que funcione de manera más eficiente y más confiable. De este modo nace el concepto red inteligente o Smart-Grid, el cual es un tema de interés mundial.

La estrategia de abastecimiento utilizada actualmente se basa en manipular la generación de energía, de manera que exista un equilibrio constante entre la oferta y la demanda. Esto es posible de realizar con fuentes de generación hidráulica o térmica pero es difícil de conseguir con otras fuentes de energía. Una estrategia más ambiciosa es no sólo manipular la generación, sino también manipular la demanda para obtener el equilibrio. A esta estrategia se la conoce como “Respuesta a la Demanda” o “Demand Response” (DR).

Una estrategia innovadora es utilizar una tarifa dinámica, en la cual el precio de la energía varíe a lo largo del día. Bajo la hipótesis de que el consumidor desea minimizar sus costos en la factura eléctrica, este buscará reducir el consumo cuando el precio es alto y trasladarlo hacia las horas de menor precio. De esta manera la empresa suministradora de energía eléctrica puede moldear el consumo ajustando el precio de la energía, minimizando los costos de generación y transmisión de energía eléctrica. Existen distintos tipos de tarifas dinámicas:

**Real Time Pricing (RTP):** Tarifa que varía en cortos intervalos de tiempo (habitualmente horas) dependiendo de las condiciones de generación y demanda. La empresa suministradora publica un precio en una cierta hora y adicionalmente puede proveer una predicción de valores futuros. Esta estrategia permite ajustar el precio, por lo tanto la demanda, de acuerdo a las condiciones particulares que se presenten en cada instante (por ejemplo un aumento repentino en la velocidad del viento conlleva a una disminución del precio).

**Day Ahead Pricing (DAP):** Tarifa que tiene un precio distinto en intervalos de tiempo de una hora, la cual es publicada por la empresa suministradora con un día de anticipación. Esta estrategia presenta menor riesgo para los consumidores ya que al inicio del día se sabe cuál es el valor de la tarifa. Tiene una menor resolución a condiciones particulares que se pueden presentar.

Existe abundante bibliografía en referencia a este tipo de estrategias, una de ellas es la recomendada en [1], en la cual se tienen consumidores inteligentes que buscan minimizar el pago por energía sin ver afectado su confort. Cada consumidor maximiza su función objetivo egoístamente lo cual se puede demostrar que lleva a un beneficio global. Por lo cual el objetivo de la empresa suministradora debe ser maximizar ese beneficio global, lo que se modela con la Error: no se encuentra la fuente de referencia.

$$\max_{q,r} \sum_i \left( \sum_{a \in A_i} U_{i,a}(q_{i,a}) - D_i \right) - \sum_t C \left( \sum_i Q_i(t) \right)$$

Ecuación 1 - Función de beneficio global

Dónde:

- $U_{i,a}(q_{i,a})$  – se lo conoce como función de utilidad y representa el confort brindado al consumidor  $i$  por el aparato  $a$ , cuando consume una energía  $q_{i,a}$ .

- $q_{i,a}$  – contiene el consumo energético para cada uno de los instantes de tiempo, en otras palabras es el vector de consumo.
- $D_i$  – es el costo por operación de baterías.
- $C(.)$  – es la curva de precios.
- $Q_i(t)$  – es la energía demanda en el instante t por el cliente i

Esta estrategia de optimización es del tipo DAP, ya que la empresa suministradora debe conocer el vector de consumos de cada cliente y para ello fija los precios con un día de antelación, para que los clientes le realimenten el perfil de consumos que tendrán con ese precio.

## 2 Objetivo.

El objetivo de este trabajo es, a través de la utilización del actor *Usos Gestionables* disponible en el SimSEE, modificar la curva diaria de consumo de la red nacional de manera de:

- Evaluar los costos de generación con y sin la introducción de *Usos Gestionables* y verificar la disminución cuando actúan estos últimos.
- Obtener una curva de precios dinámica, considerando los nuevos generadores que se están instalando en el país. Para obtener la curva de precios se utilizará la herramienta SimSEE con el fin de relevar el efecto que tiene en la red Uruguaya, la aplicación masiva de una tarifa dinámica. Esta tarifa tendrá como público objetivo a los clientes residenciales.

Para ello se toma como sala base "*AnalisisFallaGO\_abril2015\_APRA\_sequeda\_CAR050*" utilizada en el curso.

El período de optimización elegido es 01/01/2015 – 01/01/2018 y el de simulación es 01/01/2015 – 01/01/2016. Los resultados se obtuvieron usando el SimRes3 con índices, variables crónicas, operaciones y post-operaciones crónicas convenientemente elegidas.

Para el caso de la Tarifa Variable, se simuló del 01/06/2016 – 01/07/2016.

Los cálculos hechos fuera del SimSEE son exclusivamente para la adecuación al software de datos estadísticos adquiridos de fuentes externas.

### 3 Hipótesis de trabajo.

#### 3.1 Modelado de la red

Se modela el sistema eléctrico uruguayo de acuerdo al esquema de la Error: no se encuentra la fuente de referencia. El mismo consiste en dos nodos, uno donde se concentra toda la generación y otro donde está la demanda. Para modelar las pérdidas en la transmisión de energía, se conectaran ambos nodos mediante arcos de distinto rendimiento.

Figura 1 - Red modelada en SimSEE

El modelado de la red es una simplificación de la realidad ya que la generación y la demanda se encuentran distribuidas y no centralizadas en dos nodos.

Se toma como sala base “*AnálisisFallaGO\_abril2015\_APRA\_sequeda\_CAR050*”, la cual considera:

- El aumento de la generación eólica instalada.
- El aumento de la generación fotovoltaica instalada.
- Las centrales térmicas APR, CTR (La Tablada), PTI\_GO y Ciclo Combinado de Punta del Tigre, UPM, Montes del Plata, Motores de Central Batlle y las de biomasa BIO\_BASE y BIO\_SPOT.
- Las centrales hidráulicas Salto Grande, Baygorria, Bonete y Palmar.

Adicionalmente, se creó un nodo auxiliar *Nodo\_aux.* de manera que, entre él y el nodo Transmisión queden los arcos de transmisión de energía, y entre él y el nodo Distribución quede un arco de capacidad infinita y rendimiento 1. De esta forma se puede leer directamente del índice P del *Nodo\_aux.* la potencia entrante al nodo Distribución.

#### 3.2 Pérdidas del sistema

Es de importancia en el estudio cuantificar las pérdidas del sistema para considerar los beneficios de una tarifa dinámica. Para este trabajo se toma como hipótesis que las pérdidas técnicas desde la generación hasta el consumidor final toman los siguientes valores:

- 3% de la potencia demandada en el valle.
- 10% de la potencia demandada en el pico.

Siendo el período de simulación elegido 01/01/2015 – 01/01/2016, los valores máximos y mínimos de potencia que ve la demanda son 1648 y 714 MW respectivamente.

Por lo tanto los valores extremos de las pérdidas del sistema serán 164,8 y 21,4 MW.

##### 3.2.1 Modelado de pérdidas en Transmisión

Para este problema se desean tomar en consideración las pérdidas de energía en la transmisión de la misma. Para ello se consideran los valores indicados en la sección 3.2, por lo cual el primer paso consiste en tener un modelado teórico de cómo son las pérdidas técnicas de la red. Se considera que las pérdidas en la transmisión de la energía están compuestas por dos componentes, las pérdidas de vacío del sistema (que son constantes) y las pérdidas de cortocircuito (las cuales van con el cuadrado de la corriente por el conductor). Por lo cual se tiene que el comportamiento es el de la Error: no se encuentra la fuente de referencia.

$$P_{pérdidas} = P_0 + k P^2$$

Ecuación 2 - Pérdidas en transmisión de energía

Los parámetros de la ecuación se determinaron para que la curva pase por los puntos indicados en la sección 3.2. Se idea un método para que el SimSEE sea capaz de considerar esta curva de pérdidas en el proceso de optimización. Para esto se conectan el nodo de transmisión y el nodo auxiliar a través de cinco arcos con distintas potencias máximas admisibles y rendimientos. El proceso de optimización del programa utiliza los arcos de mayor rendimiento primero, si la potencia generada que debe transportar el arco es mayor que la admisible, se utiliza el próximo. El rendimiento establece una relación lineal entre la potencia que lleva el arco y las pérdidas del sistema. Tomando estas consideraciones se utilizan los arcos para tener un modelado representativo de las pérdidas del sistema entre el intervalo de potencia válido, es decir entre la potencia de valle y la potencia de pico.

Se considera que el procedimiento para la determinación de las potencias máximas de los arcos no son relevantes para el informe por lo cual se indican directamente los valores obtenidos, los cuales se presentan en la Error: no se encuentra la fuente de referencia.

Id del arco	$\eta$ (pu)	Pmax (MW)
1	0,971	721
2	0,903	358
3	0,869	266
4	0,843	221
5	0,821	194*

Tabla 1 - Parámetros de arcos

\* para el último arco se aumentó la Pmax para que contemplara eventuales valores de potencia generada mayores al correspondiente al P pico.

El proceso de optimización despacha los arcos en orden de Id hasta que los mismos saturan. Una observación es que se eligió paso de potencia generada decreciente para que la aproximación lineal a la cuadrática fuera más exacta. Con este modelado se obtuvo una reproducción de la curva de pérdidas con las herramientas disponibles en SimSEE, de acuerdo a la Error: no se encuentra la fuente de referencia. En la misma se observa que dentro del intervalo de potencias de validez, la aproximación tiene un comportamiento similar a la curva teórica.

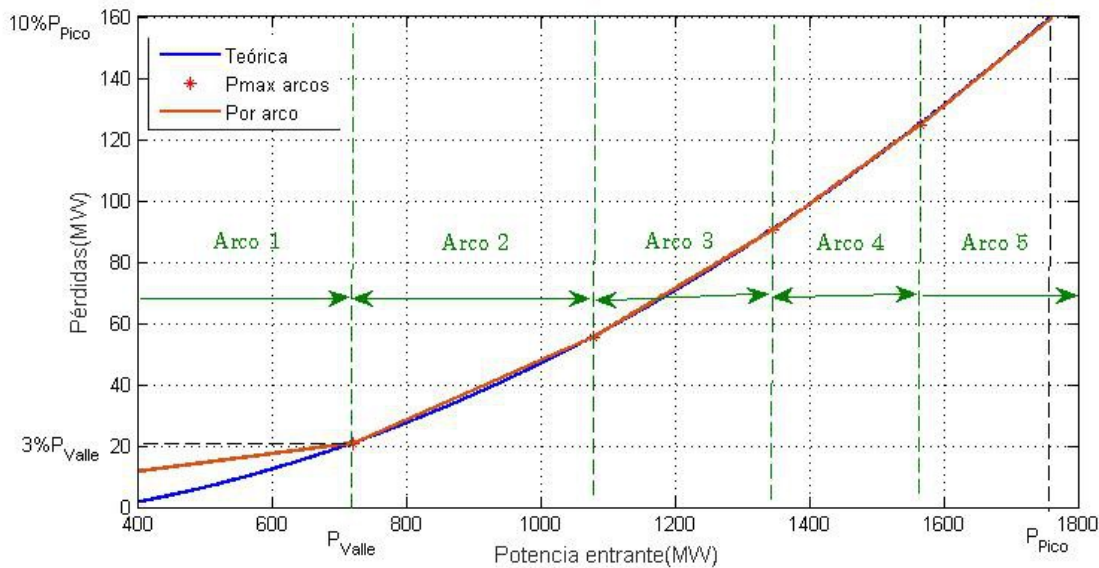


Figura 2 - Modelado de la transmisión mediante arcos

### 3.3 Demanda

La proyección de la demanda utilizada se calculó a partir del archivo binario "dem\_horaria\_edf\_61" utilizado en el curso. El archivo contiene datos de demanda a nivel de generación (incluye las pérdidas) con un crecimiento anual del 4%, entre años 2014 y 2021.

Para obtener la demanda a nivel de distribución, al binario antedicho, se le restaron las pérdidas del sistema de acuerdo a la Ecuación 2, dimensionada con los valores definidos en 3.2.

La Figura 3 muestra la comparación, para un día cualquiera del período a simular, entre la potencia a nivel de Generación y la potencia a nivel de Distribución, donde se aprecia que la diferencia entre ellas aumenta al aumentar la demanda.



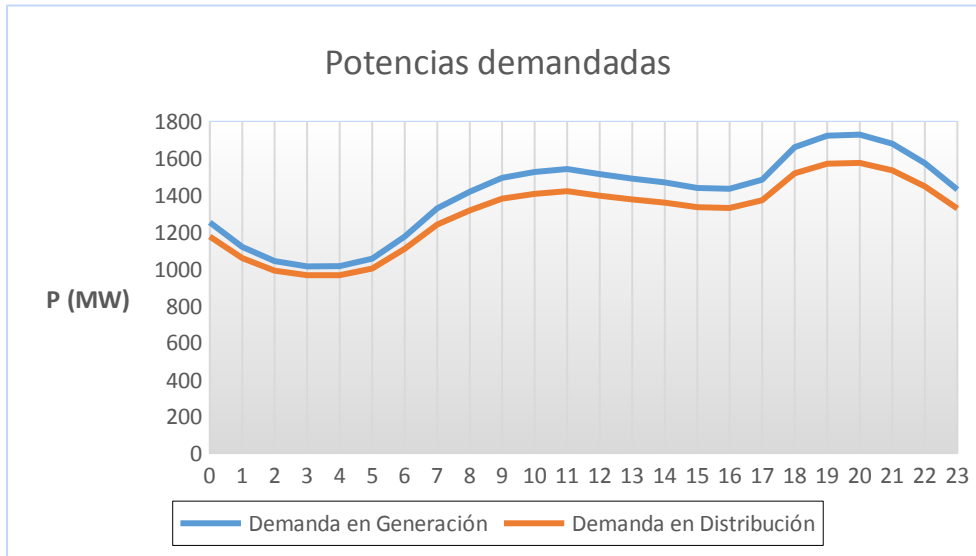


Figura 3 - Corrección por pérdidas en la potencia demandada

El archivo binario resultante considera entonces las variaciones en el consumo entre el invierno y verano, además de los fines de semana. La Error: no se encuentra la fuente de referencia muestra un ejemplo de curva de invierno y verano del año 2014.

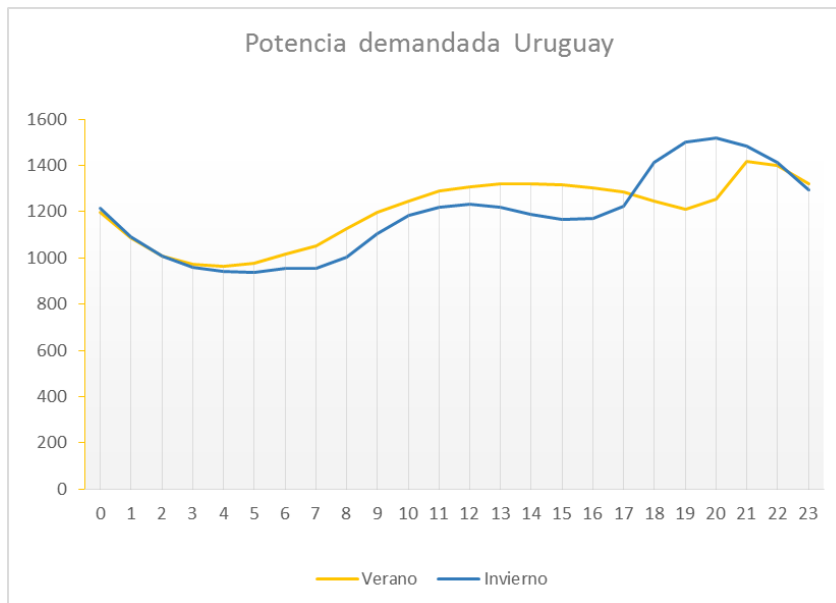


Figura 4 - Comparación de demanda invierno-verano

De acuerdo a la curva de demanda se decidió trabajar con cinco postes, la duración de cada uno se elige buscando una diferencia notoria en la potencia demanda resultante de cada uno de los postes. La definición de los postes realizada es la de la Error: no se encuentra la fuente de referencia.

De acuerdo a los datos publicados en la página Web de UTE [3] en 2013 un 41% de la demanda de energía eléctrica es de origen residencial. Este porcentaje de la demanda es el público objetivo de la tarifa dinámica.

Poste 1		Poste 2		Poste 3		Poste 4		Poste 5	
Inicio	Fin	Inicio	Fin	Inicio	Fin	Inicio	Fin	Inicio	Fin
0:00	6:00	6:00	10:00	10:00	18:00	18:00	22:00	22:00	0:00

Tabla 2 - Postes utilizados en el trabajo

### 3.4 Generación de base

En la sala de estudio se consideran generadores que están instalados desde el año base de estudio y se corresponden al parque hidráulico y térmico.

#### Generadores hidráulicos en el año base:

La descripción general de los actores hidráulicos considerados en este estudio son los presentes en la Error: no se encuentra la fuente de referencia.

Represa	Tipo de generador	Potencia instalada (MW)	Unidades disponibles
Salto Grande	Hidráulico de pasada	135	7
Palmar	Hidráulico de pasada	111	3
Bonete	Hidráulico de embalse	38,8	4
Baygorria	Hidráulico de pasada	36	3

Tabla 3 - Generadores hidráulicos en año base

La fuente de aportes para estos actores es la "CEGH\_BPS50\_PGT\_04042014\_y\_cmoBRSUL\_050711". El factor de disponibilidad de las represas es casi unitario.

#### Generadores térmicos en el año base:

La descripción general de los actores térmicos considerados en este estudio son los presentes en la Error: no se encuentra la fuente de referencia

Central	Potencia (MW)	Costo variable incremental (USD/MWh)	Factor disponibilidad (p.u.)	Tiempo medio de reposición (h)	Unidades disponibles
APR_A	22	177,9	0,90	168	4
APR_B	24	182,8	0,90	168	4*
APR_C	24	182,8	0,90	168	4*
CTR	100	213,7	0,70	168	2
C. Comb.	177	180,3	0,80	168	2**
PTI	48	168,0	0,75	168	6
UPM	30,1	0,01	1,00	0	1
Motores	10	110,3	0,75	168	8

Tabla 4 - Generadores térmicos en el año base

\* Deja de estar en servicio a partir del año 2015

\*\* Comienza con una unidad disponible y entra en servicio la segunda en junio de 2016

### 3.5 Expansión de la generación

#### Generación eólica en el año base:

Para la generación eólica se prevé la siguiente expansión durante el período de simulación,

Fecha	Potencia (MW)
31/01/2015	477
14/03/2015	502
04/04/2015	527
16/05/2015	551
13/06/2015	555
13/06/2015	565
13/06/2015	600
13/06/2015	590
04/07/2015	626
04/07/2015	652
01/08/2015	677
15/08/2015	704
26/09/2015	729
03/10/2015	765
03/10/2015	791
24/10/2015	816
28/11/2015	886
19/12/2015	907
19/12/2015	933
26/12/2015	957
26/12/2015	983

### 3.6 Comercio Internacional

No se consideran ventas de energía con los países vecinos.

### 3.7 Precio de los combustibles.

No se consideran variaciones en los precios del combustible.

### 3.8 Costos de falla.

El costo de falla o en otras palabras el costo país de racionamiento se consideró de cuatro escalones de profundidad relativa a la potencia demanda. Los valores correspondientes son los de la Error: no se encuentra la fuente de referencia.

Escalón	1	2	3	4
Profundidad	5%	7,5%	7,5%	80%
Costo (USD/MWh)	370	600	2400	4000

Tabla 5 – Costos de falla

## 4 Metodología.

Se utiliza el SimSEE para evaluar cuales son los beneficios de que cierto porcentaje de la demanda se adecúe a las condiciones de generación y transmisión de la energía. El software permite saber cuáles son los costos marginales de generación y transmisión, lo cual depende directamente de los actores:

- Demanda

- Pérdidas en arcos
- Costos de generación

Con esta información se propone una tarifa destinada a clientes residenciales que provoquen modificaciones en su consumo, trasladando consumo en las horas que la tarifa tenga menor precio. En SimSEE existe el actor Usos Gestionables que permite modelar demanda que se comportan bajo el problema de optimización global propuesto en [1].

## 4.1 Usos Gestionables

El actor Usos Gestionables del SimSEE, elaborado como parte del proyecto de fin de curso [2], permite simular el comportamiento de consumidores en el marco del problema de optimización propuesto en [1]. El actor actúa directamente sobre la demanda en cada uno de los postes. Existen dos parámetros básicos para modelar el comportamiento de los usos gestionables:

- Porcentaje de la demanda que es gestionable en cada poste.
- Utilidad en USD/MWh por poste.

El SimSEE determina qué porcentaje de la demanda gestionable es conveniente que se cambie de poste en función de la utilidad y del costo marginal de generación y transmisión de energía. Por esta razón se decidió utilizar este actor para representar a la demanda sensible a la tarifa y determinar cuál debe ser la misma mediante un análisis marginalista.

Las cargas que se representan con este actor son:

- Calefones
- Lavarropa

Para cada actor se determinará qué porcentaje de la demanda es representada en cada uno de los postes, partiendo de los datos históricos anuales (año 2013) del INE, MIEM y UTE. La restricción de consumo por poste que cada UG debe cumplir es:

$$E_{Poste 1}^{UG_i} + E_{Poste 2}^{UG_i} + E_{Poste 3}^{UG_i} + E_{Poste 4}^{UG_i} + E_{Poste 5}^{UG_i} = UG_i \times E_{diaria}'$$

En palabras, la sumatoria de la energía consumida en los postes por el uso gestionable debe ser igual al porcentaje histórico de energía diaria que representa ese uso. Con esta restricción se asegura que se mantiene la relación real que existe entre el UG y la demanda total.

Los valores de utilidad son elegidos arbitrariamente por los integrantes del proyecto, buscando que representen la realidad de las necesidades de los usuarios.

En el marco actual el usuario decide en qué instante utiliza su electrodoméstico, en otras palabras consume donde su utilidad es máxima. Los picos de demanda residencial se dan cuando la gente comienza y finaliza la jornada laboral, la mayoría de los electrodomésticos se accionan en estos intervalos de tiempo. Al aplicar una tarifa inteligente lo que se busca es realizar un corrimiento de la curva de consumo de acuerdo al beneficio de los consumidores (definiendo beneficio como utilidad menos costo). Por lo cual es deseable cuantificar cuanto de la demanda de esos electrodomésticos es desplazada. De acuerdo a estas consideraciones se decidió realizar un actor UG en el cual se representa a un electrodoméstico funcionando en un determinado poste. En su propio poste la utilidad del UG es máxima y se elige con cierto criterio cuál es la utilidad en los otros postes. De esta manera se representa el comportamiento que tendría un cliente con sus hábitos preferidos de consumo, cuando ingresa en un sistema con tarifa inteligente.

A continuación se encuentra la configuración seleccionada para cada UG.

### 4.1.1 Calefones

Los calefones son uno de los principales consumos residenciales. En la actualidad los calefones se mantienen encendidos durante todo el día, utilizando energía para mantener siempre al agua a una determinada temperatura a la espera del uso por parte del cliente. Los calefones presentan inercia térmica, que es beneficioso para las políticas de gestión de la demanda, dado que se puede calentar el agua en distintos momentos y luego ser utilizada.

En el marco actual y efectos de este estudio, se supone que los calefones se encienden cuando el usuario lo está utilizando debido a que el caudal de agua caliente saliente, provoca el ingreso del mismo caudal de agua fría.

La Error: no se encuentra la fuente de referencia muestra la energía anual total y anual debida al uso de calefones, a partir de los datos estadísticos en [3] y [4]:

<b>Participación en el consumo interno de clientes residenciales [3]</b>	41%
<b>Consumo promedio residencial de calentamiento de agua [4]</b>	37%
<b>Porcentaje de la demanda que es por calentamiento residencial de agua</b>	15%
<b>Energía anual demanda (MWh) [SimRes3 demanda 2015]</b>	10005628
<b>Energía anual calefones (MWh) [SimRes3 demanda 2015]</b>	1500844

Tabla 6 – Energía anual total y energía anual de calefones

A continuación, tratando de simular el comportamiento de los usuarios, se supuso una distribución en el uso de los calefones a lo largo de los 5 postes que conforman el día, según se ve en la primera fila de la Error: no se encuentra la fuente de referencia.

Con esos valores se calcula la energía de calefones por poste, a lo que, dividiéndolo por la energía total por poste, se llega al porcentaje de la demanda que se usa en calefones, para cada poste.

	<b>Poste 1</b>	<b>Poste 2</b>	<b>Poste 3</b>	<b>Poste 4</b>	<b>Poste 5</b>
<b>Proporción de uso residencial de calefones</b>	2%	45%	3%	45%	5%
<b>Energía anual estimada de calefones (MWh)</b>	30017	675380	45025	675380	75042
<b>Energía demanda anual [SimRes3]</b>	2122745	1560935	3494479	1910776	916693
<b>Porcentaje de demanda UG Calefones</b>	1%	44%	1%	35%	8%

Tabla 7 – Determinación de los valores para el vector *Factor de Participación*

Se definen entonces dos actores gestionables: uno en el Poste 2 y otro en el Poste 4.

- **Calefones en Poste 2: Calefon\_P2**

El valor no nulo del vector Factor de Demanda se obtiene entonces de la última fila de la Error: no se encuentra la fuente de referencia; se supone que el 100% de los calefones de este Poste serán gestionables.

Respecto a la utilidad, y teniendo en cuenta que es la “satisfacción” que el usuario considera que cada MWh le genera, se definió una utilidad máxima de 200 USD/MWh en el Poste 2, igual utilidad en el Poste 1, en el entendido que le es indiferente al usuario adelantar algo el uso del calefón, y utilidades de 0, 80 y 150 USD/MWh para los Postes 3, 4 y 5 respectivamente.

Los vectores Factor de Demanda y Utilidad se muestran en la Error: no se encuentra la fuente de referencia:

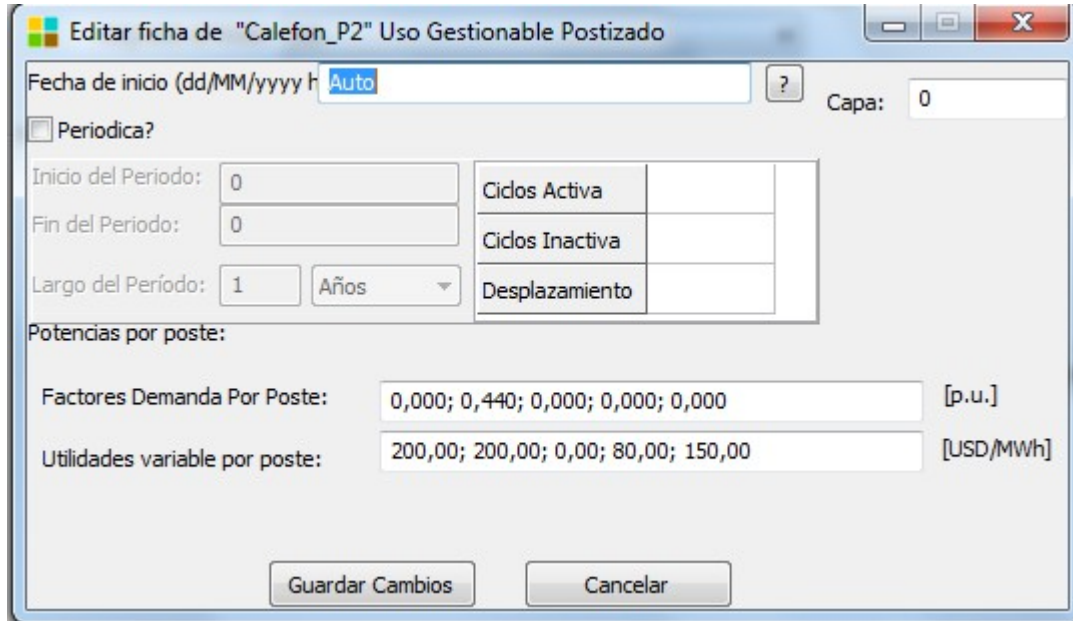


Figura 5 – Vectores *Factor de Demanda y Utilidades* del U.G. Calefon\_P2

- **Calefones en poste 4: Calefon\_P4**

Análogamente a lo hecho para Calefon\_P2, se determinan los vectores Factor de Demanda y Utilidad para Calefón\_P4, según se ve en la Figura 6:

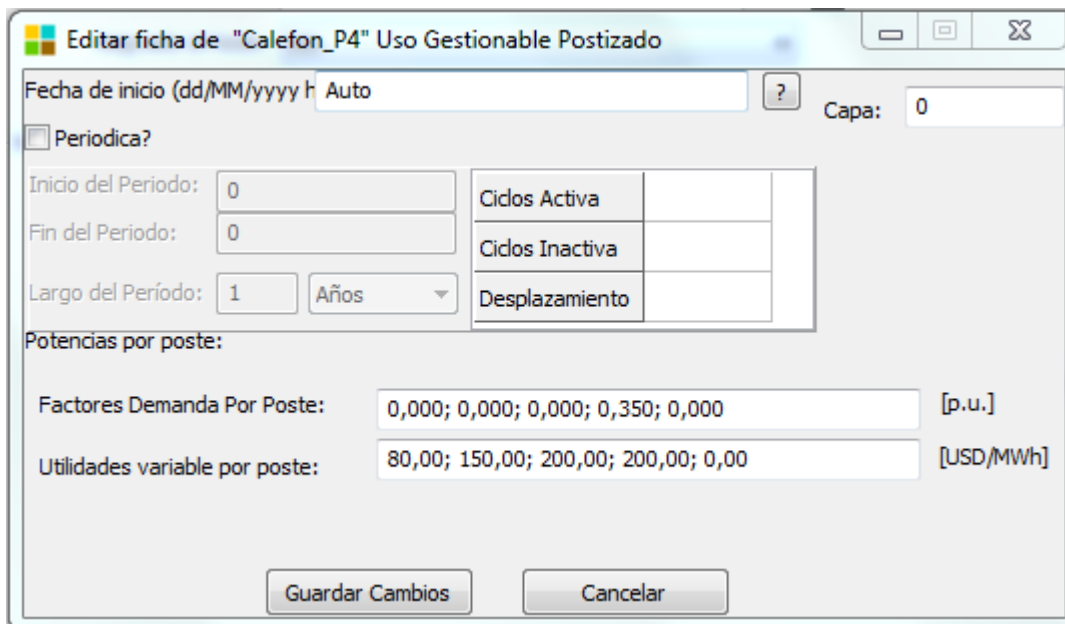


Figura 6 – Vectores *Factor de Demanda y Utilidades* del U.G. Calefon\_P4

#### 4.1.2 Lavarropas

Según la publicación del INE [5] un 77% de los hogares tienen lavarropas. De acuerdo a la información relevada un 6% es el porcentaje de consumo residencial que es utilizado en lavado y secado de ropa (valor publicado en la revista Electromagazine [6]). Por lo tanto se deduce que el **2%** de la demanda es producto del lavado y secado de ropa.

Se presentan a continuación, en la Tabla 8 y Tabla 9, los valores calculados en forma análoga a los UU.GG. Calefon\_P2 y Calefon\_P4:

Participación en el consumo interno de clientes residenciales [3]	41%
---	-----

<b>Cantidad de hogares con lavarropas [5]</b>	77%
<b>Consumo promedio residencial de lavado y secado [6]</b>	6%
<b>Porcentaje de la demanda que es por lavado</b>	2%
<b>Energía anual demanda (MWh) [SimRes3 año 2015]</b>	10005628
<b>Energía anual lavarropas (MWh) [SimRes3 año 2015]</b>	200113

Tabla 8 – Energía anual total y energía anual de lavarropas

	<b>Poste 1</b>	<b>Poste 2</b>	<b>Poste 3</b>	<b>Poste 4</b>	<b>Poste 5</b>
<b>Proporción de uso residencial de lavarropas</b>	2%	50%	6%	40%	2%
<b>Energía anual estimada de lavarropas (MWh)</b>	4002	100057	12007	80045	4002
<b>Energía demanda anual [SimRes3]</b>	2122745	1560935	3494479	1910776	916693
<b>Porcentaje de demanda UG Calefones</b>	0%	6%	0%	4%	0%

 Tabla 9 - Determinación de los valores para el vector *Factor de Participación*

Se definen entonces dos actores gestionables: uno en el Poste 2 y otro en el Poste 4.

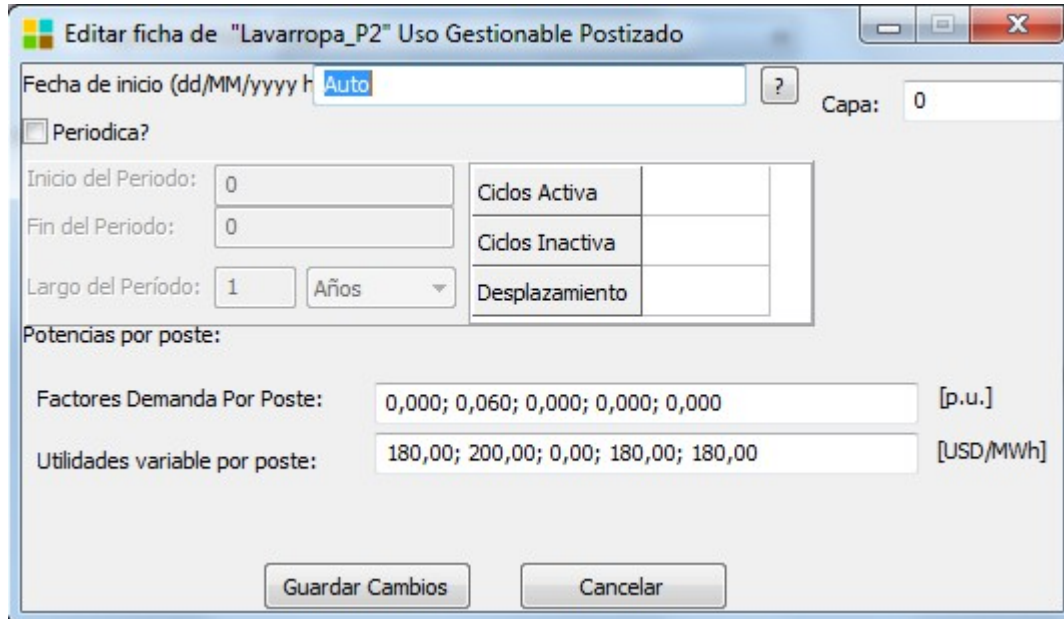
- **Lavarropa en Poste 2: Lavarropa\_P2**

Igual que para el caso de calefones, el valor no nulo del vector Factor de Demanda se obtiene entonces de la última fila de la Error: no se encuentra la fuente de referencia; se supone que el 100% de los lavarropas de este Poste serán gestionables.

Respecto a la utilidad, se decidió utilizar un vector de utilidades con valores más uniformes que para los calefones a lo largo del día (excepto en el Poste 3, donde se colocó valor cero), en el entendido que le es casi indiferente al usuario encender el lavarropa en uno u otro Poste.

Los vectores Factor de Demanda y Utilidad se muestran en la Error: no se encuentra la fuente de referencia:





Editar ficha de "Lavarropa\_P2" Uso Gestionable Postizado

Fecha de inicio (dd/MM/yyyy h  ?)    Capa:

Periodica?

Inicio del Periodo:     Cidos Activa

Fin del Periodo:     Cidos Inactiva

Largo del Período:  Años    Desplazamiento

Potencias por poste:

Factores Demanda Por Poste:  [p.u.]

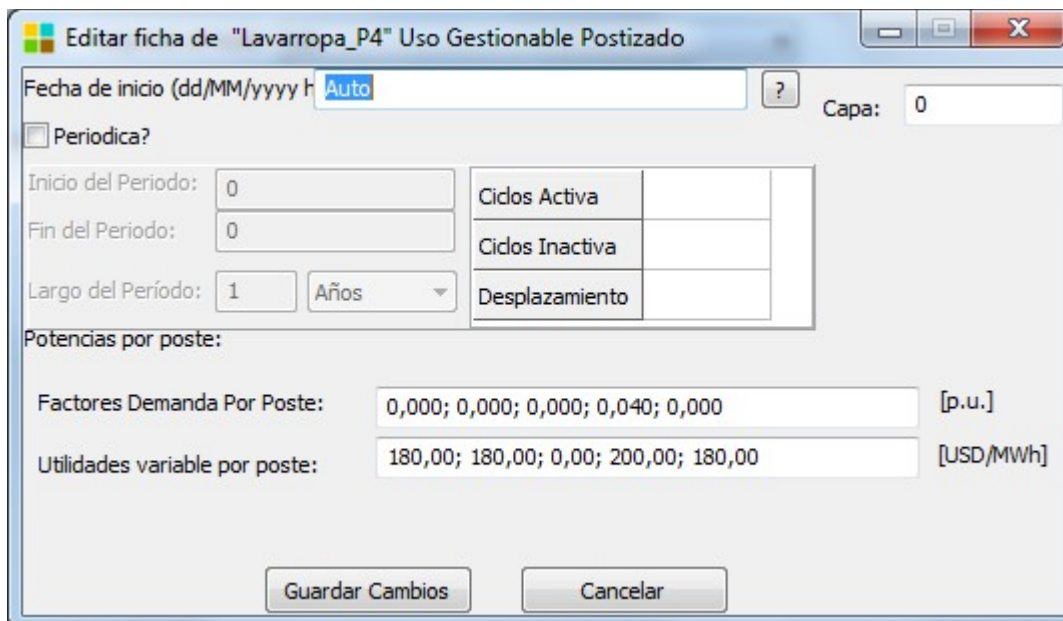
Utilidades variable por poste:  [USD/MWh]

Figura 7 - Vectores *Factor de Demanda* y *Utilidades* del U.G. Lavarropa\_P2

- **Lavarropas en poste 4: Lavarropa\_P4**

Análogamente a lo hecho para Lavarropa\_P2, se determinan los vectores Factor de Demanda y Utilidad para Lavarropa\_P4, según se ve en la Error: no se encuentra la fuente de referencia:



Editar ficha de "Lavarropa\_P4" Uso Gestionable Postizado

Fecha de inicio (dd/MM/yyyy h  ?)    Capa:

Periodica?

Inicio del Periodo:     Cidos Activa

Fin del Periodo:     Cidos Inactiva

Largo del Período:  Años    Desplazamiento

Potencias por poste:

Factores Demanda Por Poste:  [p.u.]

Utilidades variable por poste:  [USD/MWh]

Figura 8 – Vectores *Factor de Demanda* y *Utilidades* del U.G. Lavarropa\_P4

## 4.2 Descripción de las corridas

Para la evaluación del sistema con Usos Gestionables se empleó la sala *Tarifa\_RTP\_5postes\_conUUGG\_20150629.ese* que se adjunta.

Las plantillas generadas en el SimRes3 son cuatro:

Archivo	
Sala5postes_CostoDePaso.sr3	
Sala5postes_Demanda.sr3	
Sala5postes_EnergiasCalcularPorcentajesUUGG.sr3	
Sala5postes_Perdidas_y_PAPR.sr3	

Algunos de los gráficos generados por la corrida de estos cuatro archivos en SimRes3 se ven en otras secciones de este trabajo. Aquí se presentan algunos otros gráficos, creados para verificar que el modelo se estuviera comportando de acuerdo a lo esperado.

- En el archivo *Sala5postes\_CostoDePaso.sr3*, se tienen las siguientes impresiones de variables crónicas:

Índices	Variables Crónicas	Operaciones Crónicas	Post Operaciones	Impresión de Variables Crónicas	Ejecutar	?
Agregar Impresión de Variable Crónica						
Tipo	Variable crónica	Hoja	Título	Parámetros adicionales		
histograma	cmg TRA P1	cmg TRA P1	cmg TRA P1	Imprimir Promedio= SI, Graficar= SI, ...		
histograma	cmg TRA P2	cmg TRA P2	cmg TRA P2	Imprimir Promedio= SI, Graficar= SI, ...		
histograma	cmg TRA P3	cmg TRA P3	cmg TRA P3	Imprimir Promedio= SI, Graficar= SI, ...		
histograma	cmg TRA P4	cmg TRA P4	cmg TRA P4	Imprimir Promedio= SI, Graficar= SI, ...		
histograma	cmg TRA P5	cmg TRA P5	cmg TRA P5	Imprimir Promedio= SI, Graficar= SI, ...		
CompararValoresMultiplesCronVars	cmg DIS P1, cmg DIS P2, cmg DIS P3, c...	Costo Marginal Dem	Costo Marginal por Paso	Valores a Comparar= prom, Graficar= si		
CompararValoresMultiplesCronVars	cmg DIS P1, cmg TRA P1, Perd Transm P1	Comp Cmg Dem P1	Costo mg Dem	Valores a Comparar= prom, Graficar= si		
CompararValoresMultiplesCronVars	Cdp sUG prom, Cdp cUG prom	Cgen	Cgen prom. diario con y sin UG	Valores a Comparar= prom, Graficar= si		
CompararValoresMultiplesCronVars	Tarifa Plana actual, Cmg P1 sUG, Cmg ...	Tarifa	Tarifa plana Vs Cmg sin UG	Valores a Comparar= prom, Graficar= si		
histograma	Cmg max	Cmg max	Cmg max	Imprimir Promedio= SI, Graficar= SI, ...		
histograma	Cmg min	Cmg min	Cmg min	Imprimir Promedio= SI, Graficar= SI, ...		
CompararValoresMultiplesCronVars	cmg DIS P1, cmg DIS P2, cmg DIS P3, c...	Cmg cUG	Costo mg con UG	Valores a Comparar= prom, Graficar= si		
histograma	CostoDirectoPaso	CostoDirectoPaso	CostoDirectoPaso	Imprimir Promedio= SI, Graficar= SI, ...		
histograma	CostoDirectoDelPasoAcumulado	CostoDirectoDelPasoAcumulado	CostoDirectoDelPasoAcumulado	Imprimir Promedio= SI, Graficar= SI, ...		
histograma	Maq term despach	Maq term despach	Maq term despach	Imprimir Promedio= SI, Graficar= SI, ...		

Se calculó el costo marginal por paso, apilando en la gráfica los costos marginales por paso del nodo Distribución:

### Costo Marginal por Paso

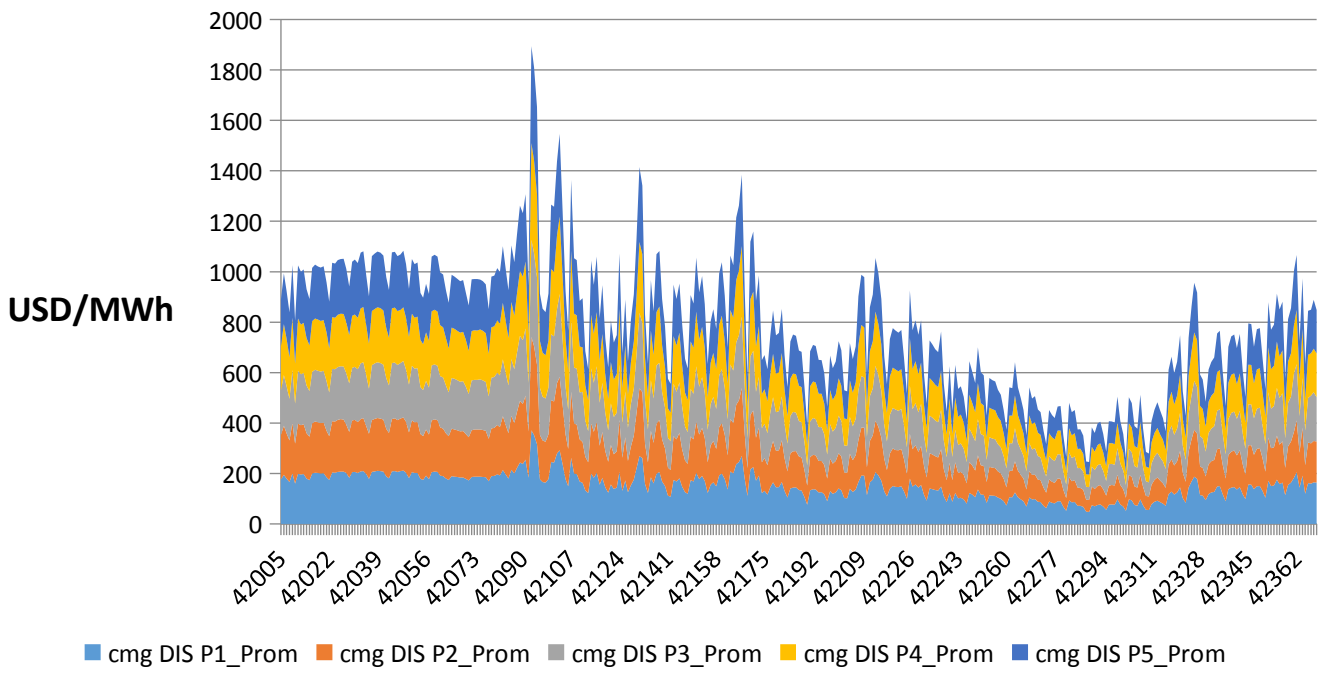


Figura 9 – Costo marginal por Paso

También se calculó el costo directo del paso:

### CostoDirectoPaso

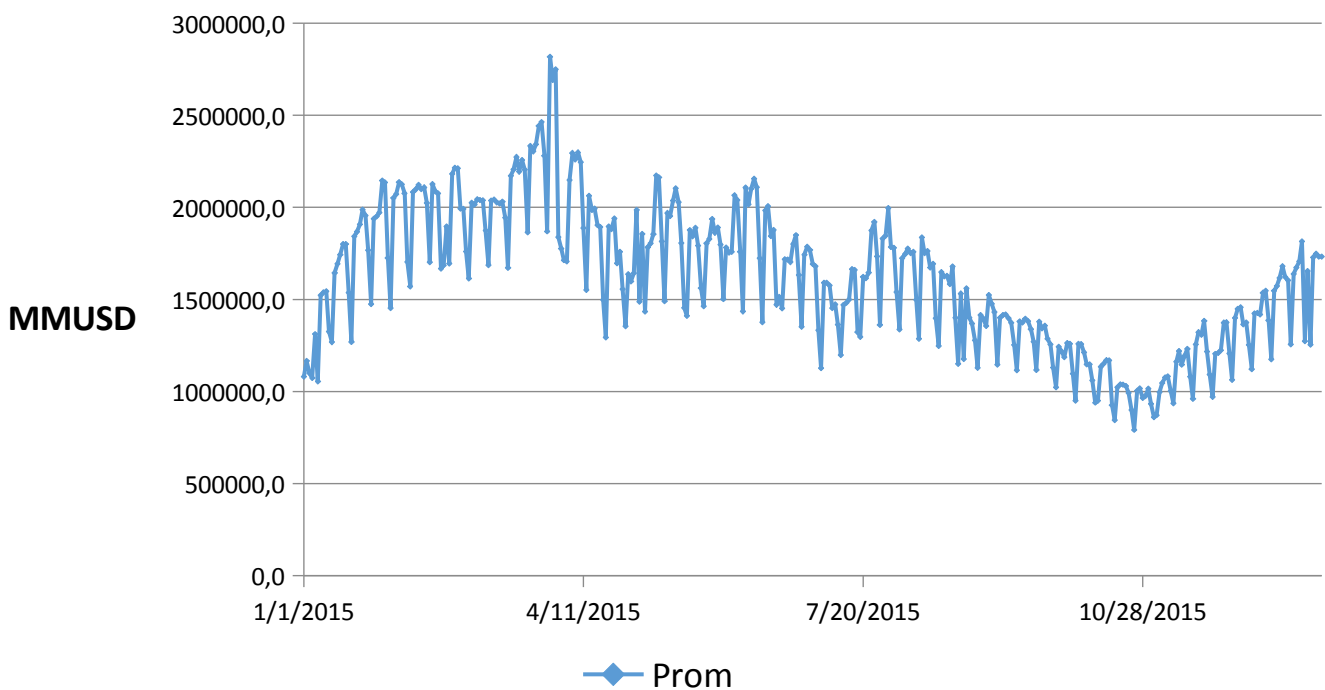


Figura 10 – Costo directo del paso

En la Error: no se encuentra la fuente de referencia se ve el número de máquinas térmicas despachadas a lo largo del período de simulación. Es clara la relación entre el número de máquinas térmicas despachadas y el costo directo del paso de la figura anterior. A mayor número de máquinas térmicas despachadas, mayor costo directo del paso.

### Maq term despach

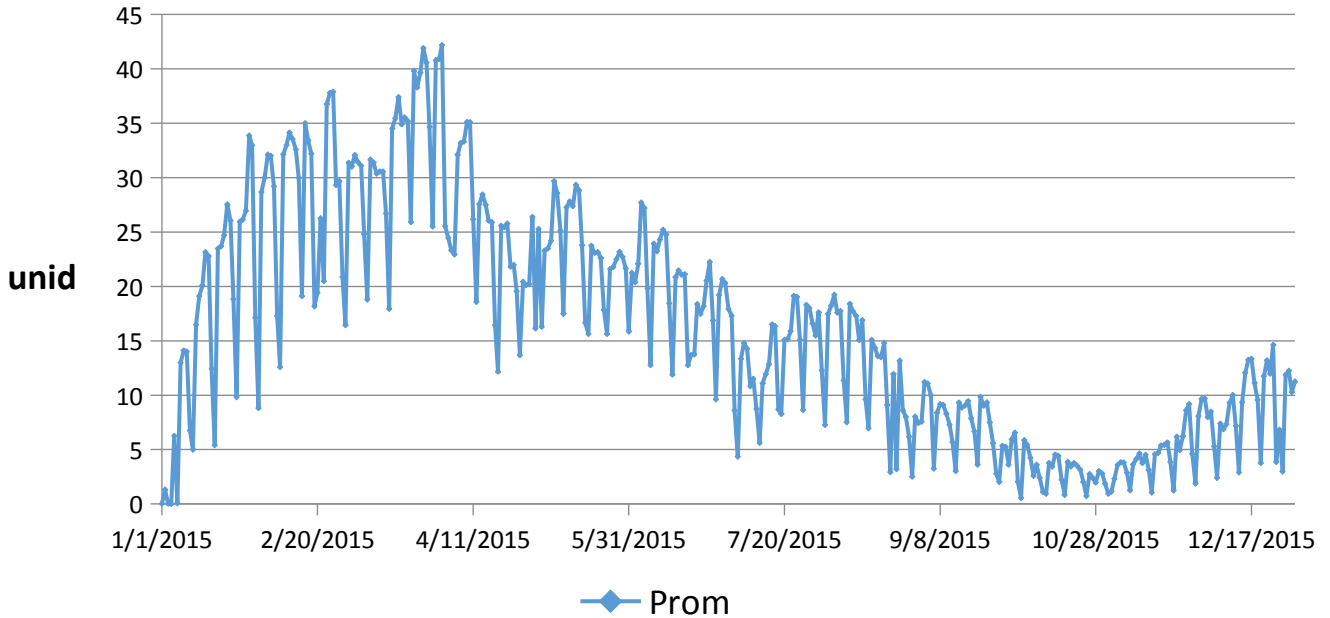


Figura 11 – Máquinas térmicas despachadas

- En el archivo *Sala5postes\_Demanda.sr3*:

Tipo	Variable crónica	Hoja	Título	Parámetros adicionales					
CompararValoresMultiplesCronVars	Pd cal P4_P4, Pg cal P4_P4, Pguardada...	UUGG	Despacho de usos gestionables	Valores a Comparar = prom, Graficar = si					
CompararValoresMultiplesCronVars	P_Dem P1, P_Dem P2, P_Dem P3, P_Dem P...	Comp_DemyGen	Comparación de demandas y Generación	Valores a Comparar = prom, Graficar = si					
CompararValoresMultiplesCronVars	P_Gen_P1, P_Gen_P2, P_Gen_P3, P_Gen_P...	Gen_tot	Generación total	Valores a Comparar = prom, Graficar = si					
CompararValoresMultiplesCronVars	P_falla, PF_P1, PF_P2, PF_P3, PF_P4, ...	Fallas	Potencia de fallas	Valores a Comparar = prom, Graficar = si					
CompararValoresMultiplesCronVars	P_Gen_P1, P_Gen_P2, P_Gen_P3, P_Gen_P...	P_perd	Potencia de pérdidas	Valores a Comparar = prom, Graficar = si					
CompararValoresMultiplesCronVars	Pguardada_P1 Calefon_P4, Pguardada_P2...	Desp Cal P4	Despacho Calefones Poste 4	Valores a Comparar = prom, Graficar = si					
CompararValoresMultiplesCronVars	Pguardada_P3 Calefon_P4, Pguardada_P3...	Pot UUGG P3	Potencia del poste 3	Valores a Comparar = prom, Graficar = si					
CompararValoresMultiplesCronVars	P_Dem_neta_P1, P_Dem_neta_P2, P_Dem_n...	Pot Dem	Potencia demandada	Valores a Comparar = prom, Graficar = si					

En la Error: no se encuentra la fuente de referencia se puede ver, día a día para el uso gestionable Calefon\_P4, la potencia de la demanda en el poste 4 (amarillo), el total gestionable en ese poste (naranja), lo que quedó en ese poste (azul), y lo que se despachó a otros postes (gris).

## Despacho de usos gestionables

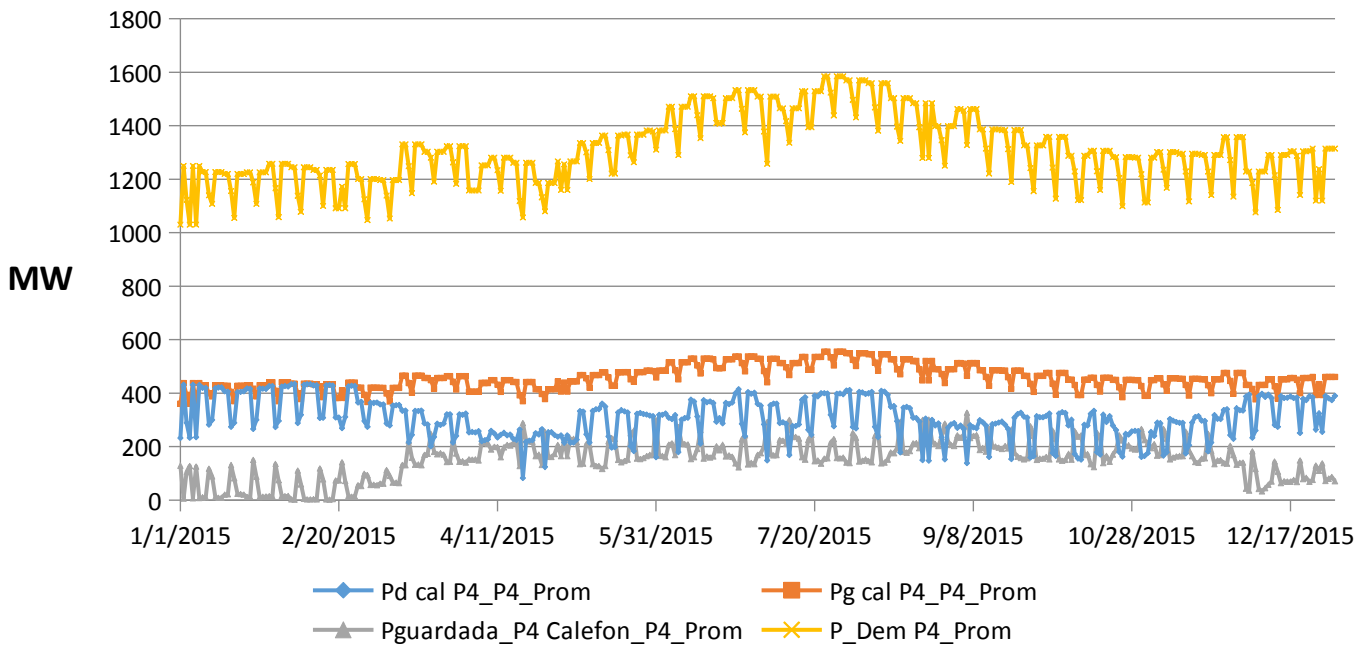


Figura 12 – Despacho de Usos Gestionables

En la Error: no se encuentra la fuente de referencia se pueden comparar, para el poste 3, 4 potencias de interés, durante 40 días (se evitó colocar todo el intervalo de simulación para una mejor visualización), a saber:

- Curva gris = Potencia de la demanda
- Curva roja = Potencia de la demanda – potencias de falla + potencias derivadas al poste 3 provenientes de UU.GG. = Potencia que llega al nodo distribución
- Curva azul = sumatoria de potencias aportadas por los generadores
- Curva amarilla = Potencia entrante al Arco\_AUX = Potencia que llega al nodo distribución

## Comparación de demandas y Generación

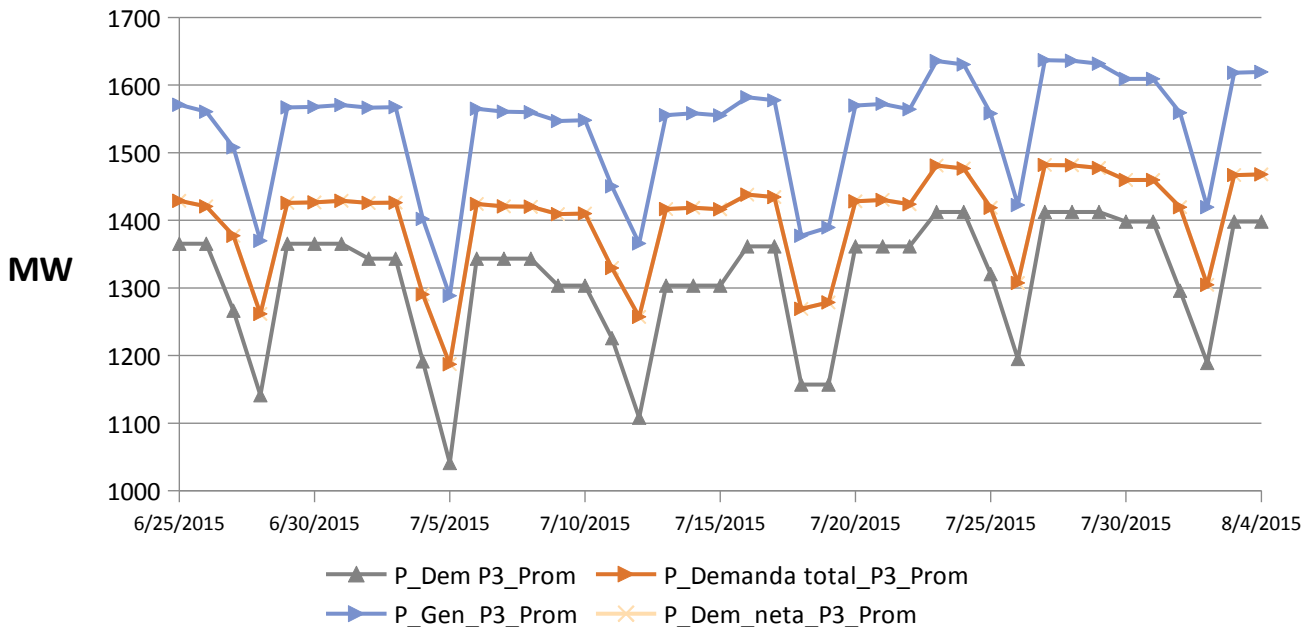


Figura 13 – Comparación de demandas y generación

- En el archivo *Sala5postes\_EnergíasCalcularPorcentajesUUGG.sr3*:

Índices	Variables Crónicas	Operaciones Crónicas	Post Operaciones	Impresión de Variables Crónicas	Ejecutar	?
Agregar Impresión de Variable Crónica						
Tipo	Variable crónica	Hoja	Título	Parámetros adicionales		
CompararValoresMultiplesCronVars	E_Dem P1, E_Dem P2, E_Dem P3, E_Dem P...	E_Dem_x_poste	Energía demandada por poste	Valores a Comparar = prom, Graficar = si		

El resultado gráfico es el de la Error: no se encuentra la fuente de referencia, donde se aprecia la energía demandada total, y en cada uno de los postes, para el intervalo de simulación. Se presenta en forma acumulada:

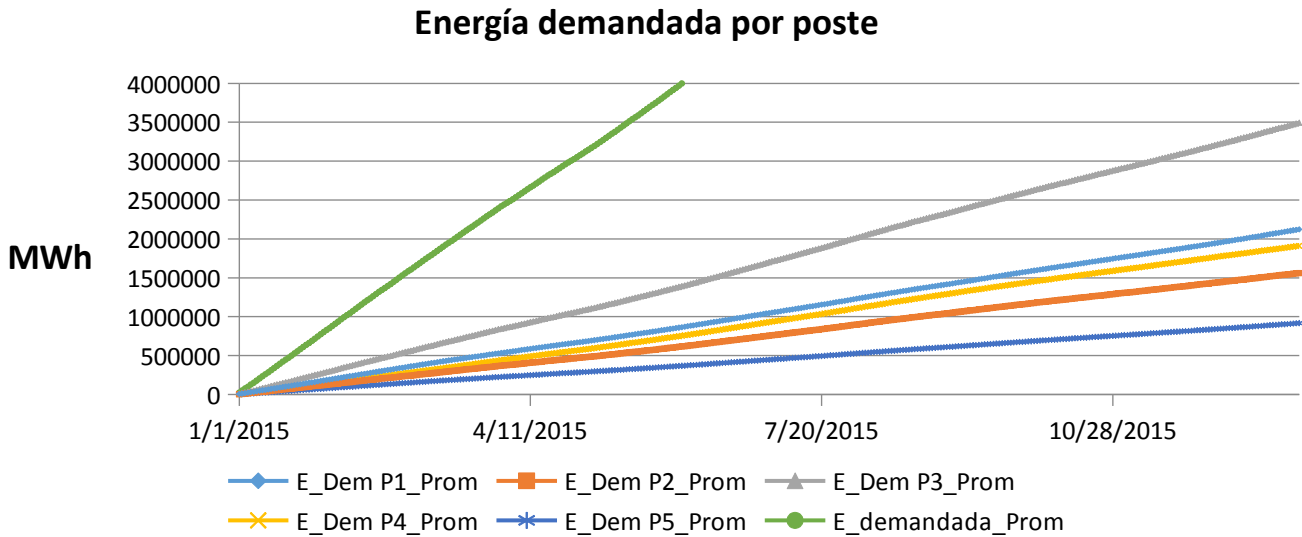


Figura 14 – Energía acumulada

- En el archivo *Sala5postes\_Perdidas\_y\_PAPR.sr3*:

Índices	Variables Crónicas	Operaciones Crónicas	Post Operaciones	Impresión de Variables Crónicas	Ejecutar	?
Agregar Impresión de Variable Crónica						
Tipo	Variable crónica	Hoja	Título	Parámetros adicionales		
CompararValoresMultiplesCronVars	P_Demanda total_P1, P_Gen_P1, P_Gen_P...	Perd_Pot	Potencia de pérdidas	Valores a Comparar = prom, Graficar = si		
CompararValoresMultiplesCronVars	E_Demanda_acumulada, E_Generada_acumu...	Ener_Perd_Acum	Energías acumuladas	Valores a Comparar = prom, Graficar = si		
CompararValoresMultiplesCronVars	E_Dem_P1, E_Dem_P2, E_Dem_P3, E_Dem_P...	Ener_x_post	Energía demandada por poste	Valores a Comparar = prom, Graficar = si		
CompararValoresMultiplesCronVars	E_Per_P1, E_Per_P2, E_Per_P3, E_Per_P...	Ener_perd_x_poste	Energía de pérdidas por poste	Valores a Comparar = prom, Graficar = si		
CompararValoresMultiplesCronVars	P_Dem P1, P_Dem P2, P_Dem P3, P_Dem P...	Pot_gest	Gestión de demanda con costo variable	Valores a Comparar = prom, Graficar = si		
CompararValoresMultiplesCronVars	P_Pico_DemUY, P_Pico_Dem neta, Dif pi...	P_pico	Potencia de pico	Valores a Comparar = prom, Graficar = si		
CompararValoresMultiplesCronVars	PAPR original, PAPR con UUGG	PAPR	Peak to Average Power Ratio	Valores a Comparar = prom, Graficar = si		
CompararValoresMultiplesCronVars	cmg_Gen, cmg_Gen_P1, cmg_Gen_P2, cmg_...	cmg_TRA	Costos Marginales TRA	Valores a Comparar = prom, Graficar = si		
histograma	CostoDelPaso	CostoDelPaso	CostoDelPaso	Imprimir Promedio = SI, Graficar = SI, ...		

En la Error: no se encuentra la fuente de referencia (se grafica solo el poste 3 para facilitar la visualización) se aprecia la potencia de la demanda (curva gris) y la potencia de la demanda más las potencias derivadas al poste 3 por los UUGG. menos las fallas (curva naranja). Esta última curva representa la potencia que debe llegar al nodo Distribución proveniente de los generadores.

### Gestión de demanda con costo variable

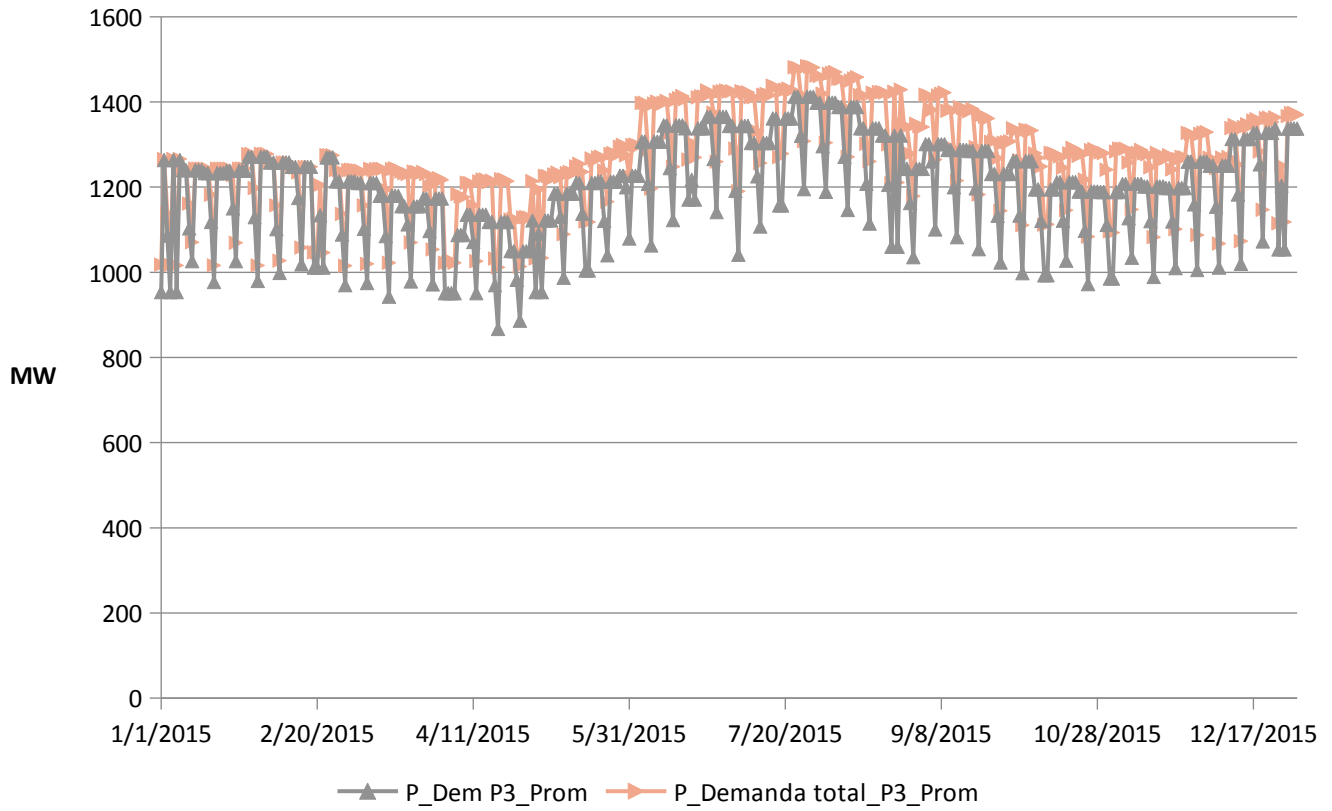


Figura 15 – Gestión de demanda

## 5 Resultados del estudio

### 5.1 Impacto en la demanda de potencia eléctrica

El primer estudio a realizar es observar si efectivamente se logra una modificación de la demanda al utilizar los usos gestionables. Con SimRes3 se pudo obtener la potencia demandada con y sin usos gestionables. Para ello se debe tener en consideración que la demanda neta con usos gestionables es:

$$P_{neta} = P_D - \sum_{j=1}^4 P_{Fj} - \sum_{k=1}^4 P_{UG^k}$$

Donde  $P_D$  es la potencia demandada del actor demanda,  $P_{Fj}$  la potencia del escalón de falla j del actor demanda y  $P_{UG^k}$  es la potencia neta que gestiona cada uso gestionable.

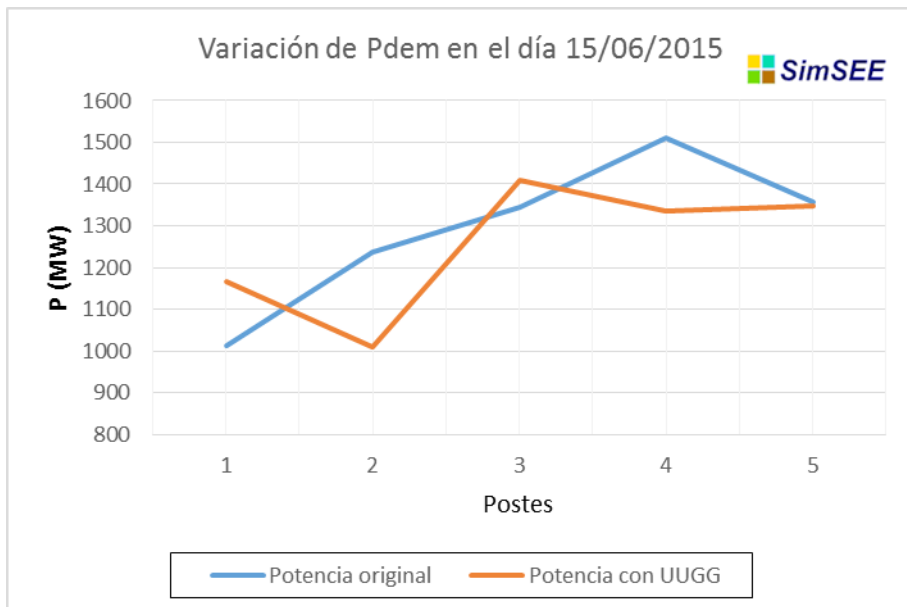


Figura 16 - Efecto en demanda de los UUGG

La Error: no se encuentra la fuente de referencia muestra el efecto que tuvo en la potencia demandada el UUGG. Se observa que se extrae demanda de los postes 2 y 4, la cual se corresponde a consumo de lavarropas y calefones que se cambia de poste. Los postes 1, 3 y 5 aumentan su potencia ya que no hay potencia gestionable definida en ellos y reciben la potencia del 2 y 4. Además se observa una reducción del pico máximo, lo que implica menor inversión en infraestructura eléctrica. La evolución del pico diario se encuentra en la Error: no se encuentra la fuente de referencia, se observa que la reducción más notoria se da en el invierno. Esto se debe a que la elección de postes fue realizada contemplando la curva de demanda en invierno, en verano la demanda se corre hacia el poste 5. Al tener los UUGG definidos en los postes 2 y 4, no resulta en un beneficio global desplazar los consumos a postes con mayor potencia demandada.



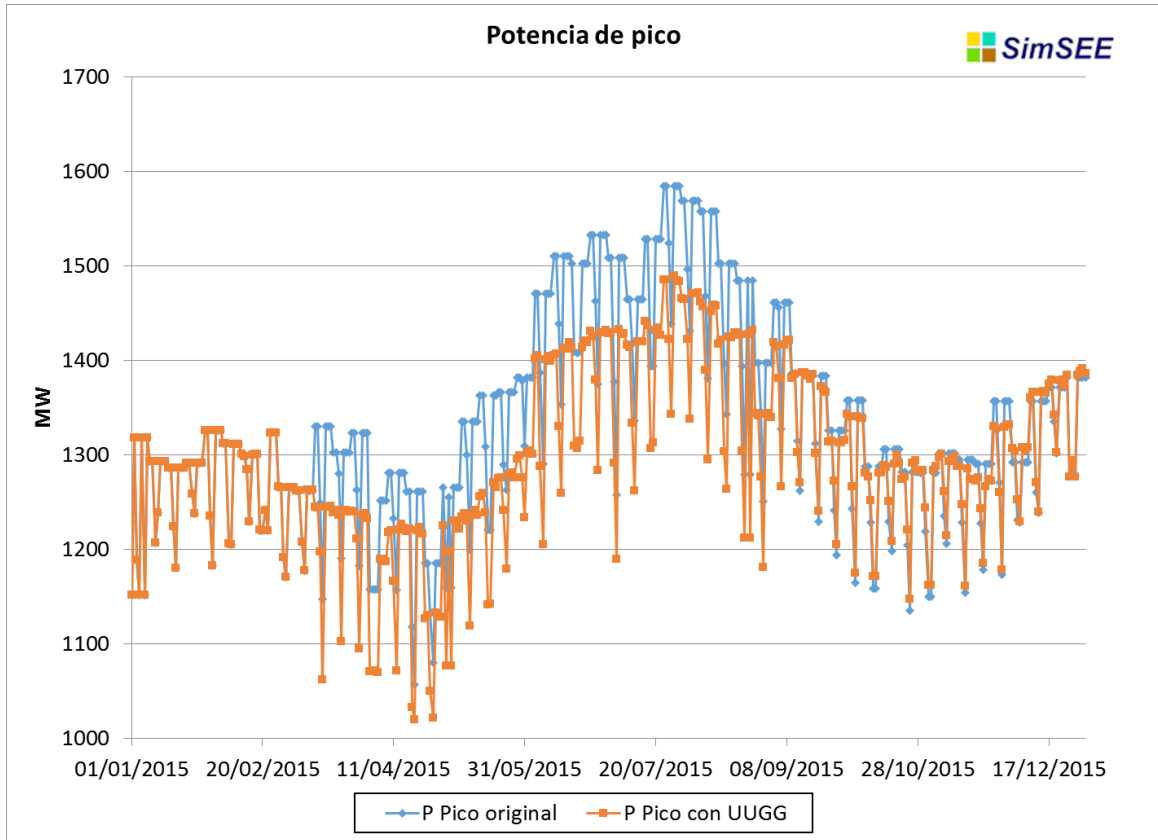


Figura 17 - Potencia de pico diaria

La Error: no se encuentra la fuente de referencia contiene los resultados más relevantes en cuanto a potencia de pico. En el año de estudio se logra una reducción promedio de 38,78 MW y una reducción máxima de 108,52 MW. Estos resultados implican una disminución relativa del pico de invierno en un 6 %.

Diferencia promedio	Máx. diferencia diaria con UUGG y original		Pico invierno con UUGG		Pico invierno original	
	P (MW)	Fecha	P (MW)	Fecha	P (MW)	Fecha
38,78	108,52	13/06/2015	1489,39	27/07/2015	1584,60	27/07/2015

Tabla 10 - Resultados de reducción de potencia

Una medida de uso óptimo de la red se puede obtener con el “Peak to Average Power Ratio”, el cual se define de la siguiente manera

$$PAPR = \left( \frac{\hat{P}}{\bar{P}} \right)^2$$

Este indicador presenta valores entre 1 y 2, cuanto más cercano a uno es este valor más óptimo es el uso de la red. Se utilizó el SimRes3 para determinar el valor del PAPR con y sin usos gestionables, para el año de estudio.

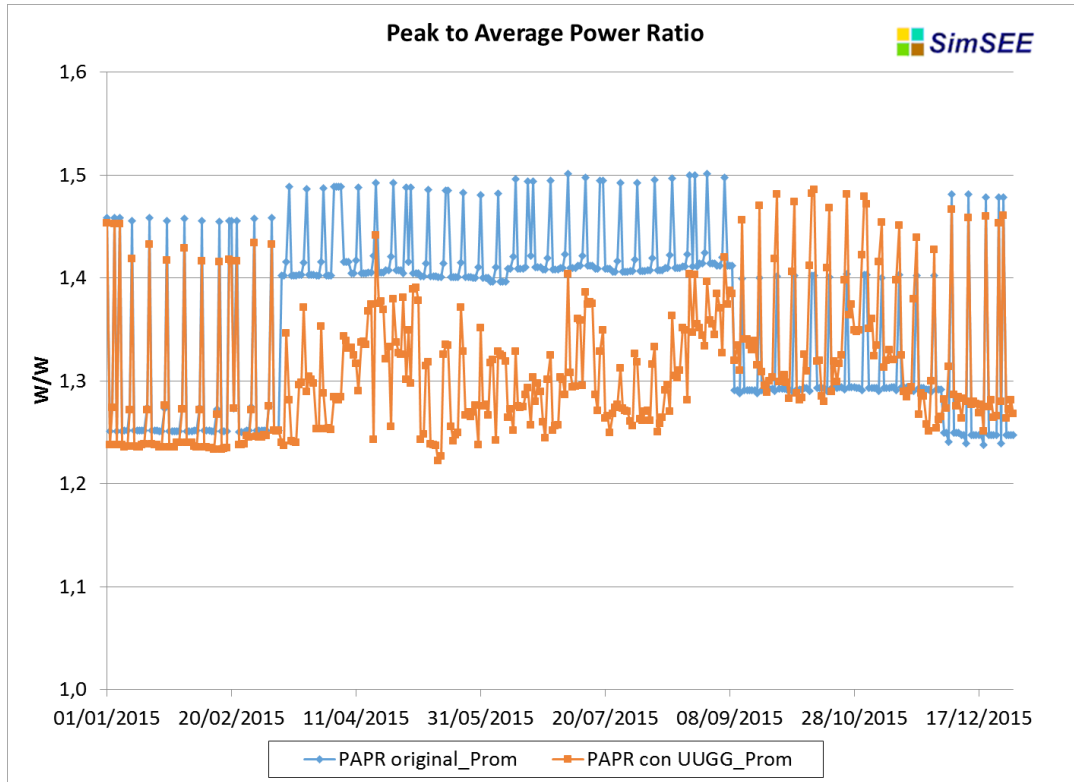


Figura 18 - PAPR con y sin UUGG

La Error: no se encuentra la fuente de referencia muestra los resultados obtenidos con el SimRes3 para cada uno de los días del año 2015. La primera observación es que el indicador presenta menor dispersión respecto a su valor medio, con UUGG que sin UUGG durante todo el período de simulación. Se consigue mayor diferencia del indicador entre marzo y setiembre, período que se corresponde con las estaciones otoño e invierno, las cuales fueron las fechas objetivo para fijar los postes horarios. En la Error: no se encuentra la fuente de referencia se encuentran los resultados obtenidos, en la misma se observa que no se obtienen grandes mejoras en el promedio anual de los PAPR de cada día. Se obtiene una reducción relativa de 7,5% en el período Otoño Invierno en los cuales el despacho de UUGG es más activo. Además al utilizar UUGG el PAPR diario se mantiene prácticamente constante en todos los intervalos de estudio.

Peak to Average Power Ratio diario					
Promedio diario anual		Promedio diario Otoño – Invierno		Promedio diario Primavera - Verano	
Original	c/ UUGG	Original	c/UUGG	Original	c/UUGG
1,362	1,311	1,417	1,311	1,306	1,311

Tabla 11 - Resultados de PAPR diario

Los picos en el indicador se corresponden a la demanda en los fines de semana, dado que el valle es más pronunciado. Como resultado final de este estudio se calculó el valor del PAPR anual, el cual se corresponde al máximo registro anual y el consumo anual promedio. La Error: no se encuentra la fuente de referencia contiene el resultado anual, con el cual se concluye que es posible reducir el valor del indicador en un 6,2 % en el año, por lo cual se obtiene un uso más eficiente de la red.

Peak to Average Power Ratio anual			
	P pico (MW)	P Prom (MW)	PARP
<b>Original</b>	1584,60	1331,66	1,416
<b>Con UUGG</b>	1489,39	1292,89	1,327

Tabla 12 - Resultado de PAPR anual

## 5.2 Impacto en la energía demanda y de pérdidas.

La estrategia de respuesta a la demanda propuesta es de corrimiento de la curva de demanda. Se incentiva a los consumidores a cambiar sus hábitos de consumo buscando un beneficio global de las partes. Mediante el SimRes3 es posible obtener cuál es la energía demanda en el año para cada uno de los postes. La Error: no se encuentra la fuente de referencia muestra la energía demandada anual, en la misma se observa que los Postes 2 y 4 son los únicos que ven disminuida su energía en un 17% y 13 % respectivamente. De igual manera los postes 1 y 3 tienen un aumento de demanda en un 10% y 6% respectivamente. El último poste prácticamente no tiene variaciones desde el punto de vista energético.

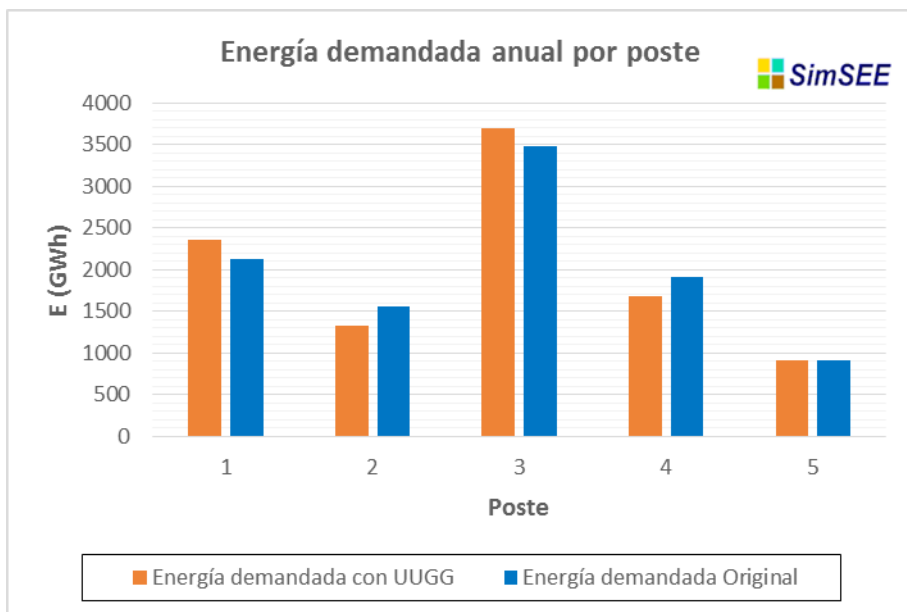


Figura 19 - Energía demandada por poste

La energía demanda anual debe ser la misma, porque sólo se desea mover la demanda pero mantener el mismo nivel de consumo. En la Error: no se encuentra la fuente de referencia se encuentran los valores acumulados en el año la diferencia relativa entre los mismos es de 0,002% por lo cual la inclusión de la política de tarifa en tiempo real mantiene el consumo energético incambiado.

Energía demanda anual acumulada (MWh)	
Original	Con UUGG
9990456	9990687

Tabla 13 - Comparación de energía demanda anual

Se calcularon las pérdidas de energía para todo el período de simulación, con y sin UU.GG. resultando algo mayores con UU.GG. Parecería contradictorio que las pérdidas aumentaran con la introducción de dichos actores, no obstante, no hay que perder de vista que el objetivo del SimSEE es operar el sistema al menor costo posible con un servicio de calidad. Es entonces una herramienta de optimización de costos y no de optimización energética. Se utilizó el SimRes3 para determinar la energía de pérdidas acumuladas en ambos casos, los resultados por poste se presentan de forma gráfica en la Error: no se encuentra la fuente de referencia. El comportamiento es similar que para la potencia.

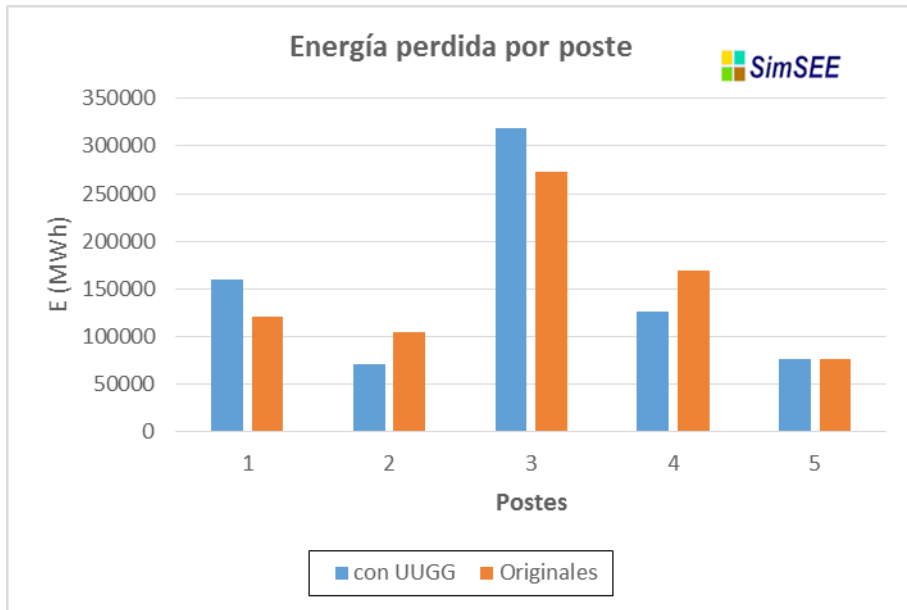


Figura 20- Comparación de energía perdida por poste

### 5.3 Costos de abastecimiento

En el proceso de optimización el SimSEE determina cuál debe ser el despacho para abastecer a la demanda. Al utilizar UUGG, el programa optimiza no sólo el despacho en generación sino que también permite mover la demanda cómo hemos visto en los apartados anteriores. El proceso de optimización entonces no sólo busca abastecer la demanda, sino que también la mueve buscando una minimización de los costos, restringida a la utilidad de cada UUGG por poste. Por esta razón es interesante comparar los costos marginales y los costos de paso.

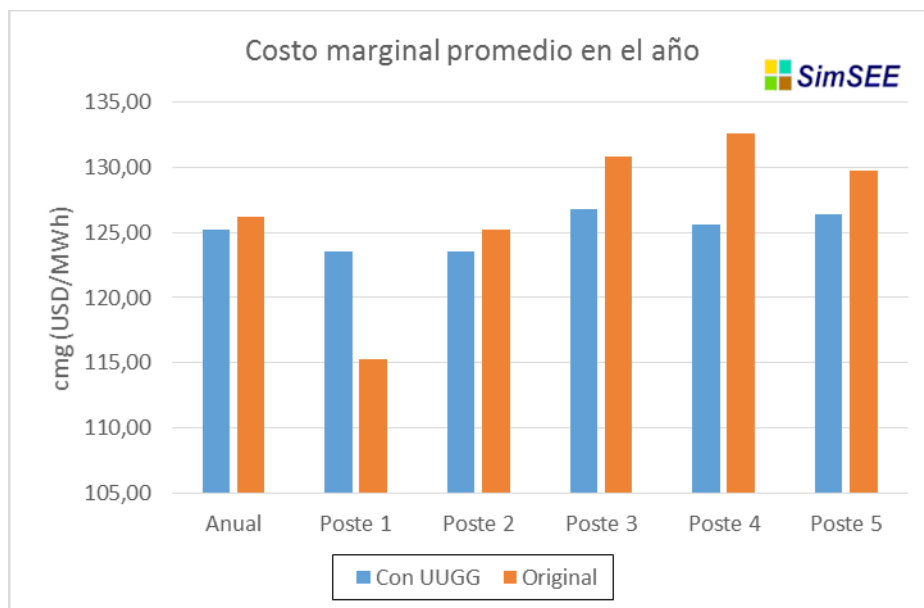


Figura 21 -Costos marginales promedio

La Error: no se encuentra la fuente de referencia muestra la comparación de costos marginales con y sin UUGG. Los costos marginales decrecen en todos los postes a excepción del 1. Esto se debe al aumento de energía demandada en este poste, producto del despacho de los UUGG, principalmente los calefones del Poste 2. La desviación estándar de

costos marginales por Poste con UUGG y original es de 1,25 y 5,68 respectivamente. Este resultado implica que al utilizar UUGG se uniformiza el valor del costo marginal, lo que conduce a la reducción del costo anual.

El costo marginal sólo tiene en cuenta los costos variables, para tener en cuenta el costo total de generación se utiliza el costo directo del paso acumulado. La Error: no se encuentra la fuente de referencia contiene los resultados de costo total para ambas salas. Con UUGG se consiguió una reducción de los costos de USD 4.261.021.

Costo directo del paso	
con UUGG (USD)	Original (USD)
583.928.272	588.189.293

Tabla 14 - Comparación de costos totales

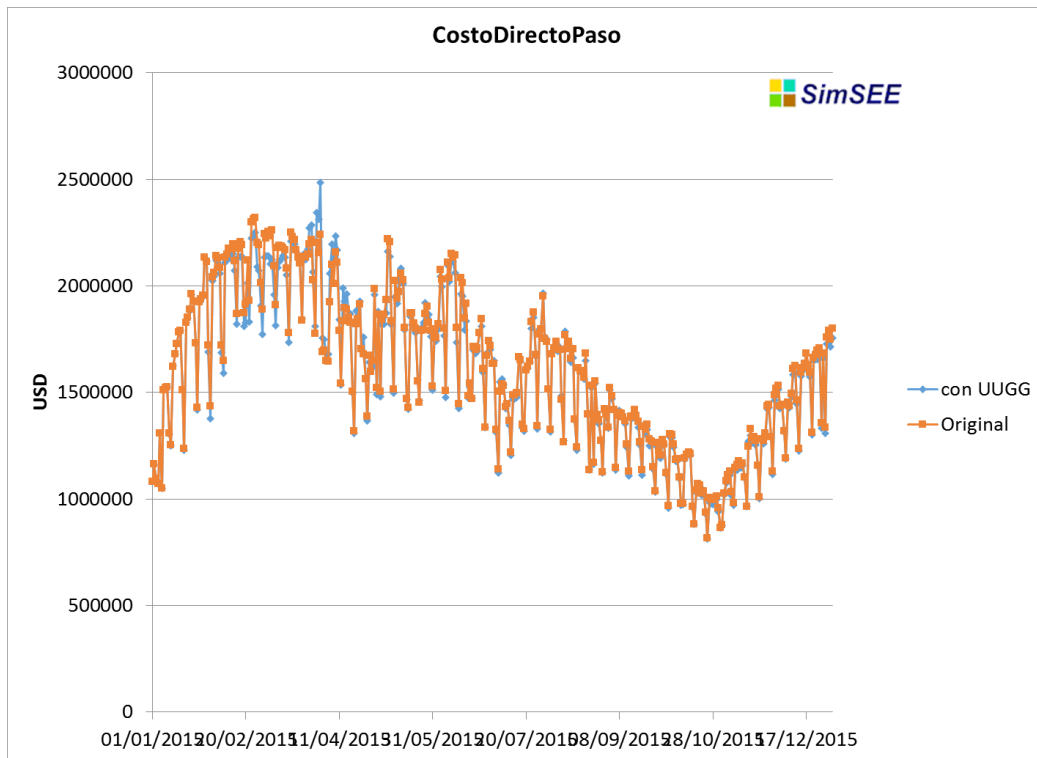


Figura 22 – Costo directo del paso con y sin Usos Gestionables

## 5.4 Propuesta de Tarifa Variable

### 5.4.1 Situación actual – Tarifa Fija

Hoy existen, para los clientes domiciliarios uruguayos, 3 tipos de tarifa, a saber: **TARIFA RESIDENCIAL SIMPLE**, **TARIFA DOBLE HORARIO RESIDENCIAL** y **TARIFA DE CONSUMO BÁSICO RESIDENCIAL**.

A los efectos de nuestro análisis supondremos que la **TARIFA RESIDENCIAL SIMPLE** es la más representativa de las tres ya que abarca a la gran mayoría de los clientes residenciales de UTE.

A continuación transcribimos parte del “**Pliego tarifario de UTE**”, vigente a enero de 2015, correspondiente a esa tarifa:

#### **TARIFA RESIDENCIAL SIMPLE**

Para los servicios con modalidad de consumo residencial cuya potencia contratada sea menor o igual a 40 kW.

1. Cargo por consumo de energía:

1 kWh a 100 kWh mensuales.....	\$/kWh 4,004
101 kWh a 600 kWh mensuales.....	\$/kWh 5,022
601 kWh en adelante.....	\$/kWh 6,253

2. Cargo por potencia contratada..... \$/kW 47,9

3. Cargo fijo mensual..... \$ 154,5

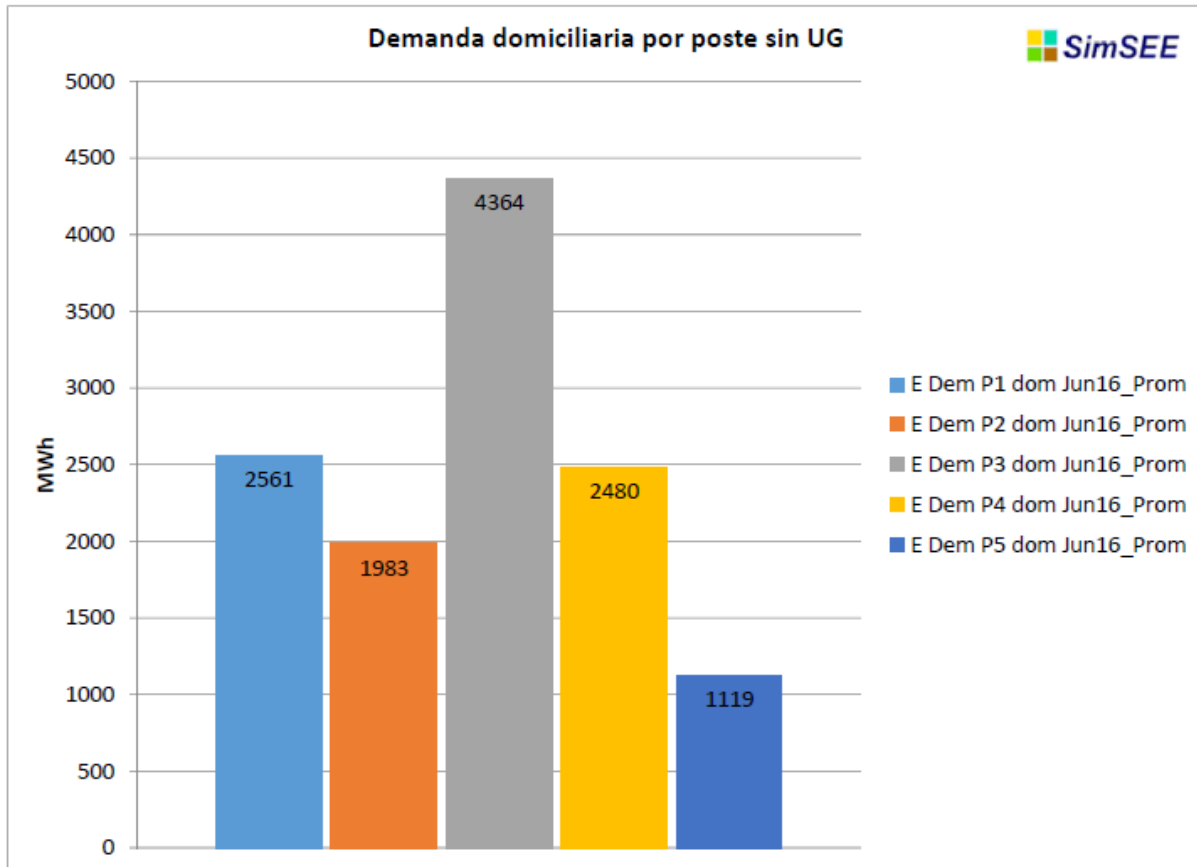
Supondremos para el análisis un costo variable de **5,022 \$/kWh** correspondiente a la franja de consumo de entre 101 kWh y 600 kWh.

Suponiendo un tipo de cambio a 26,43 \$/U\$, el costo variable para un cliente residencial sería de **U\$/MWh 190**.

## 5.4.2 Demanda Domiciliaria

### Distribución de la demanda domiciliaria de energía por poste sin Usos Gestionables

A continuación se muestra como es la distribución del consumo de energía domiciliaria por poste promedio, sin usos gestionables, para el período de simulación considerado va desde el 1/06/2016 al 1/07/2016.



Esta se obtuvo a partir de la hipótesis de que el 41% del consumo total anual de energía corresponde a consumo residencial.

Puede observarse que la mayor demanda de energía corresponde al poste 3. Esto se debe principalmente a la duración del mismo (8 hrs).

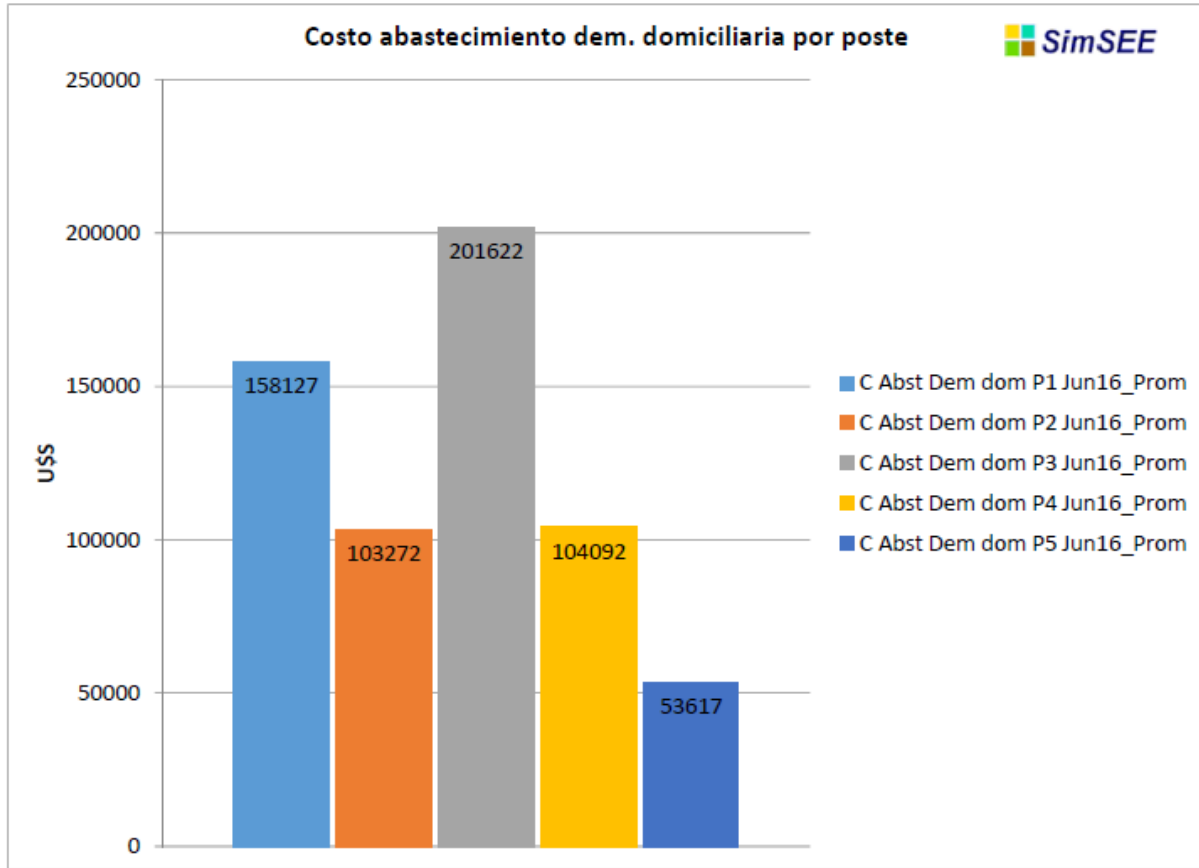
La facturación promedio de UTE, correspondiente a venta de energía a clientes domiciliarios, por día y por poste para el período de simulación sería entonces la siguiente:

	Poste 1	Poste 2	Poste 3	Poste 4	Poste 5	Total
<b>Energía (MWh)</b>	2.561	1.983	4.364	2.480	1.119	<b>12.507</b>
<b>Tarifa (U\$S/MWh)</b>	190,00	190,00	190,00	190,00	190,00	
<b>Facturación (U\$S)</b>	486.590	376.770	829.160	471.200	212.610	<b>2.376.330</b>



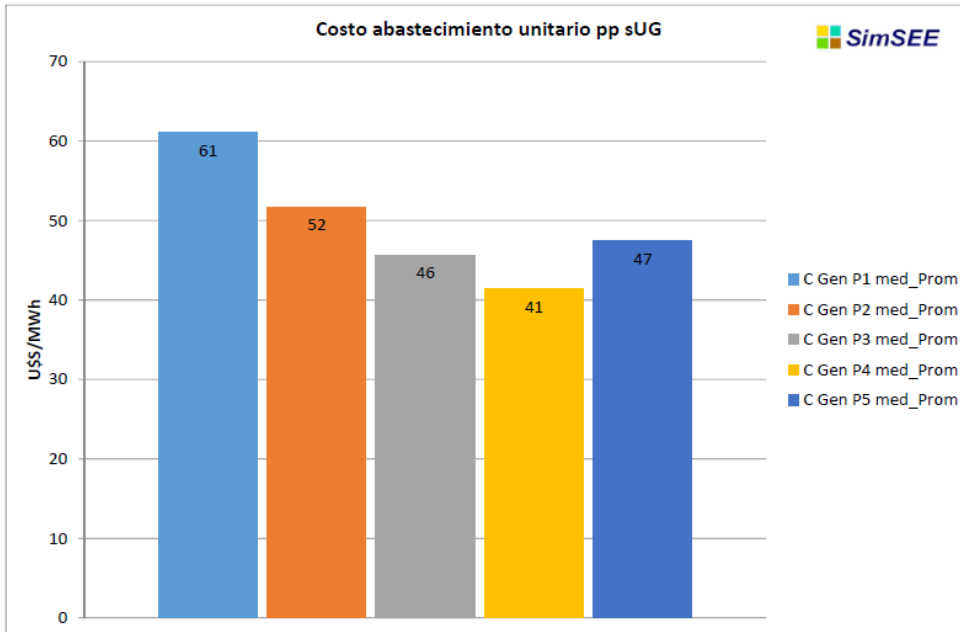
### 5.4.3 Costos de abastecimiento de la demanda domiciliaria

El costo de abastecimiento diario de la demanda para el mes de Junio de 2016 es el siguiente.



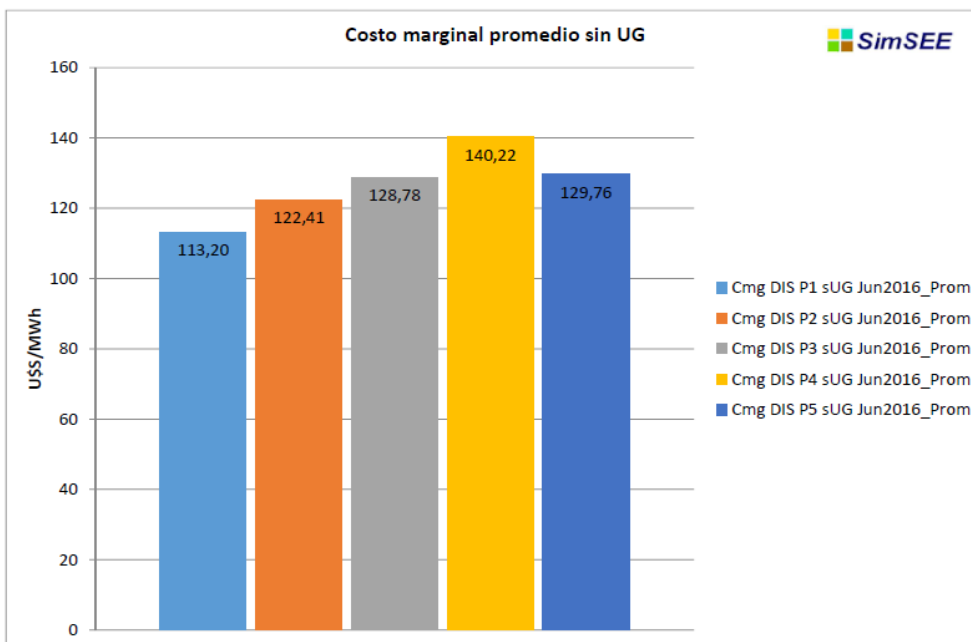
Estos valores corresponden al 41% del costo de abastecimiento total por poste de la demanda. Para su cálculo se consideró, para cada poste, los costos correspondientes de cada generador. Cabe destacar que en la sala en la que estamos trabajando el costo de los generadores hidráulicos es cero y para los generadores eólicos y solares se considera el costo correspondiente a pago por disponibilidad de energía. Para el caso de las centrales térmicas APR los costos correspondientes a los pagos por potencia disponible se prorratearon según la duración de cada poste.

A continuación se muestra como es el costo unitario de la energía despachada en cada poste:



Puede observarse como estos costos son decrecientes a medida que avanzan las horas del día, esto se debe fundamentalmente a que los postes de mayor consumo tienen una mayor componente de suministro hidráulica (de costo cero) mientras que los postes de las horas correspondientes del valle tienen una mayor componente eólica y biomasa autodespachadas.

A continuación se muestran los costos marginales promedio por poste:



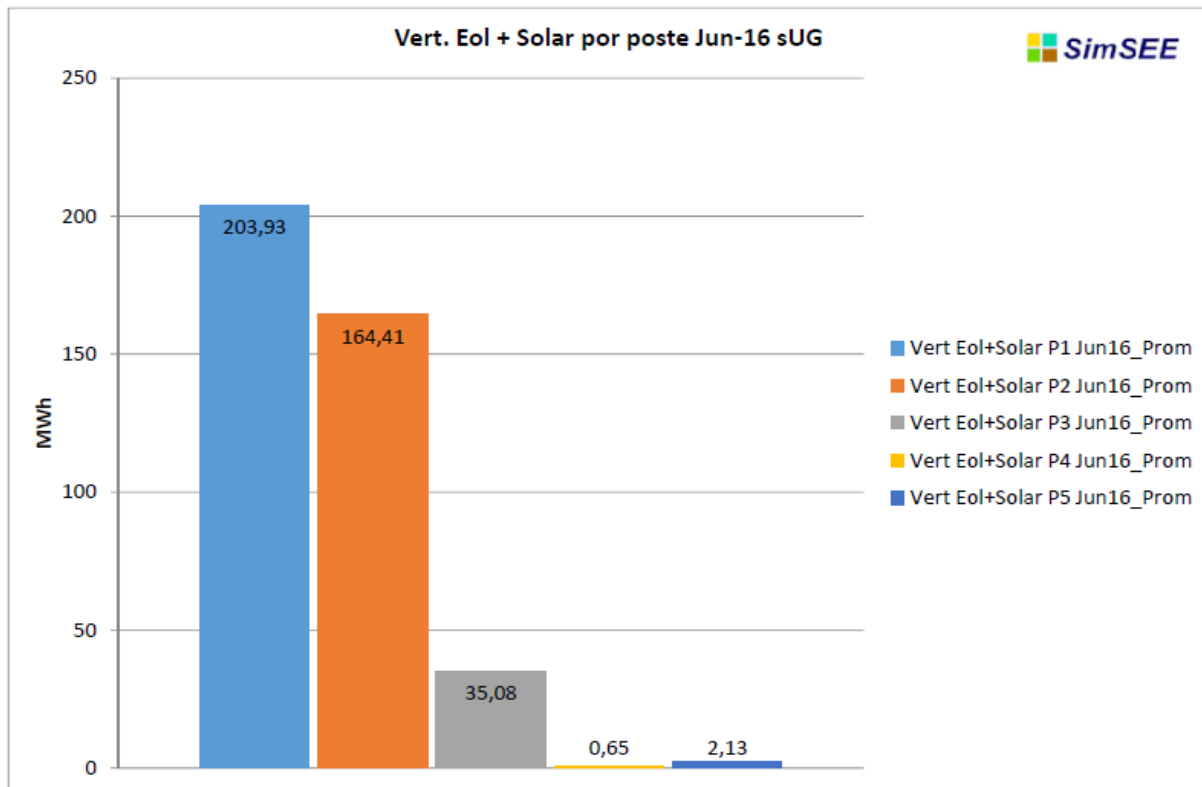
Se observa que los costos marginales mayores se encuentran en los postes 3 y 4 mientras que el menor corresponde al poste 1.

### 5.4.4 Energía Disponible Vs Energía despachada

Como se comentó anteriormente, los contratos de suministro que ha firmado nuestro País con los generadores eólicos y solares son de tipo “Take or Pay” esto implica que en caso de no poder utilizar la energía que puede llegar a entregar un parque eólico igual hay que pagar por ella. De esta forma los pagos que recibe el generador son por “Energía Generable” que depende, en el caso de los parques eólicos, de la disponibilidad de los generadores y de la velocidad del viento.

Podemos asimilar esta diferencia, entre energía generable y energía efectivamente despachada, a lo que sería un vertimiento de agua en una central hidráulica.

A continuación se muestran cómo serían estos “vertimientos”, para cada poste, en el período de simulación:



Puede observarse como estas diferencias son más notorias en los postes 1 y 2. Esto se debe a que son las horas del día en la que existe mayor cantidad del recurso y a su vez donde existe menos consumo.

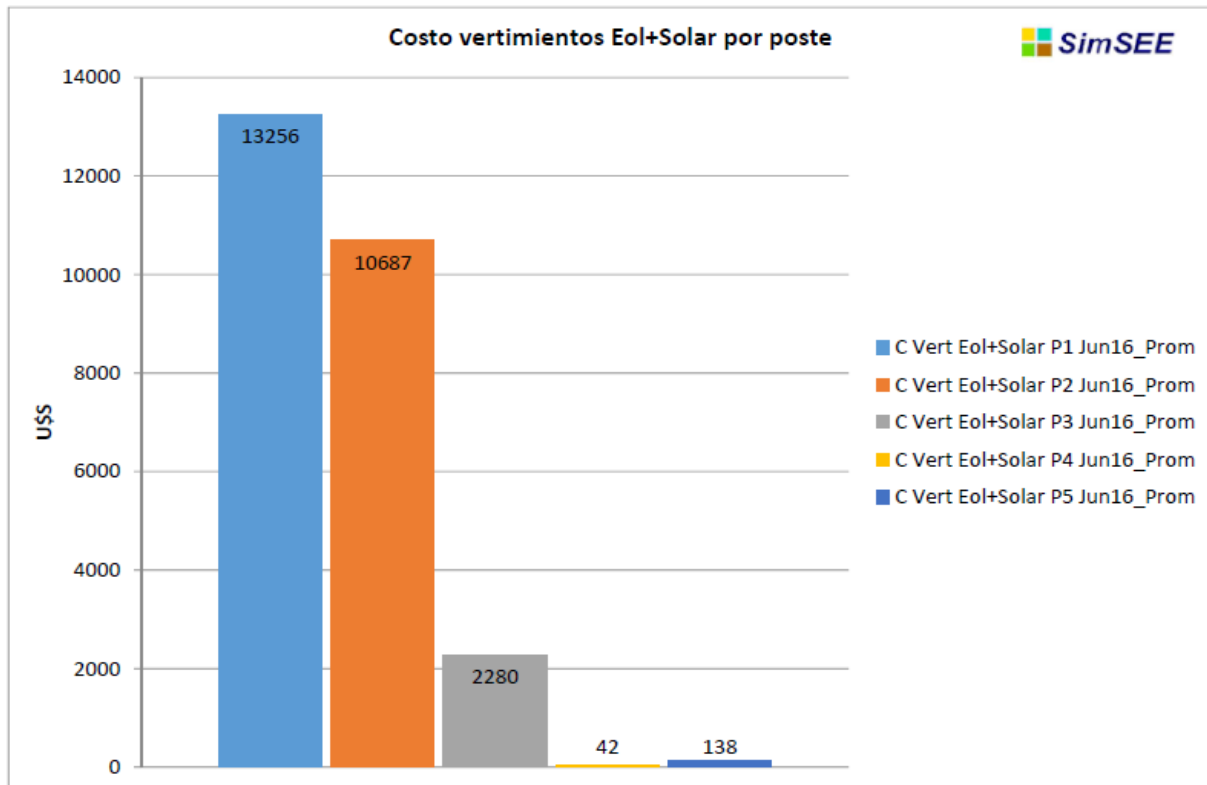
Los valores indicados corresponde únicamente al actor “eolica2017”, único generador de este tipo con disponibilidad en el período estudiado.

El total de energía no aprovechada es 406MWh, esto es equivalente a un 23,3% del consumo energético de los calefones utilizados en los postes 2 y 4:

	Poste 1	Poste 2	Poste 3	Poste 4	Poste 5	Total	
<b>E Calefones (MWh)</b>		872,52		868,00		<b>1.741</b>	
<b>Vertimiento (MWh)</b>	203,93	164,41	35,08	0,65	2,13	<b>406</b>	<b>23,3%</b>

Estos vertimientos tienen un costo para el despacho ya que como se mencionó el generador recibe un pago por ellos igual al pago por la energía que efectivamente se despacha.

A continuación calculamos el costo de estos vertimientos:



### 5.4.5 Tarifa Variable

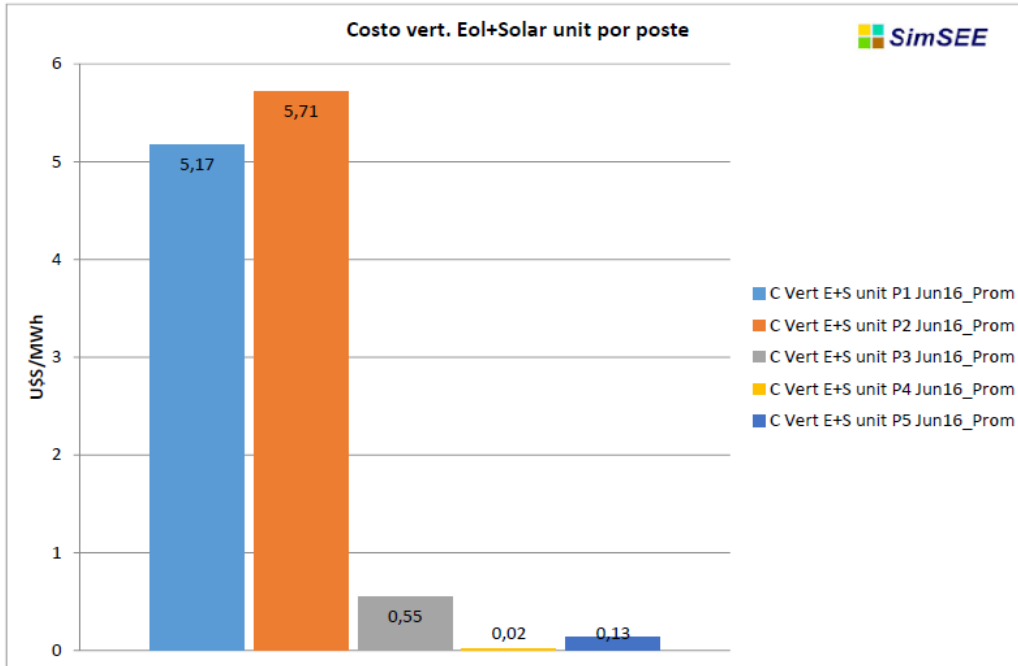
A los efectos de aprovechar esta energía disponible y no aprovechada en los postes 1 y 2 cabe la posibilidad de desplazar consumos de otros postes, en nuestro caso de estudio consumo de calefones de los postes 2 y 4. Para esto se debería poder ofrecer una tarifa variable por poste de forma que los usuarios, ya sea por sí mismos o a través de algún dispositivo, desplacen el consumo de estos aparatos buscando obtener un ahorro en la tarifa. Podríamos pensar en este caso en algún timer inteligente conectado en un calefón de 60lts o más, de forma de no ver comprometido su confort.

Utilizaremos los mismos usos gestionables con los que venimos trabajando, es decir, calefones Poste 2 y calefones Poste 4.

Redefiniremos la Utilidad por poste del UG como el ahorro que obtendría el uso gestionable en la tarifa variable con respecto a la tarifa fija.

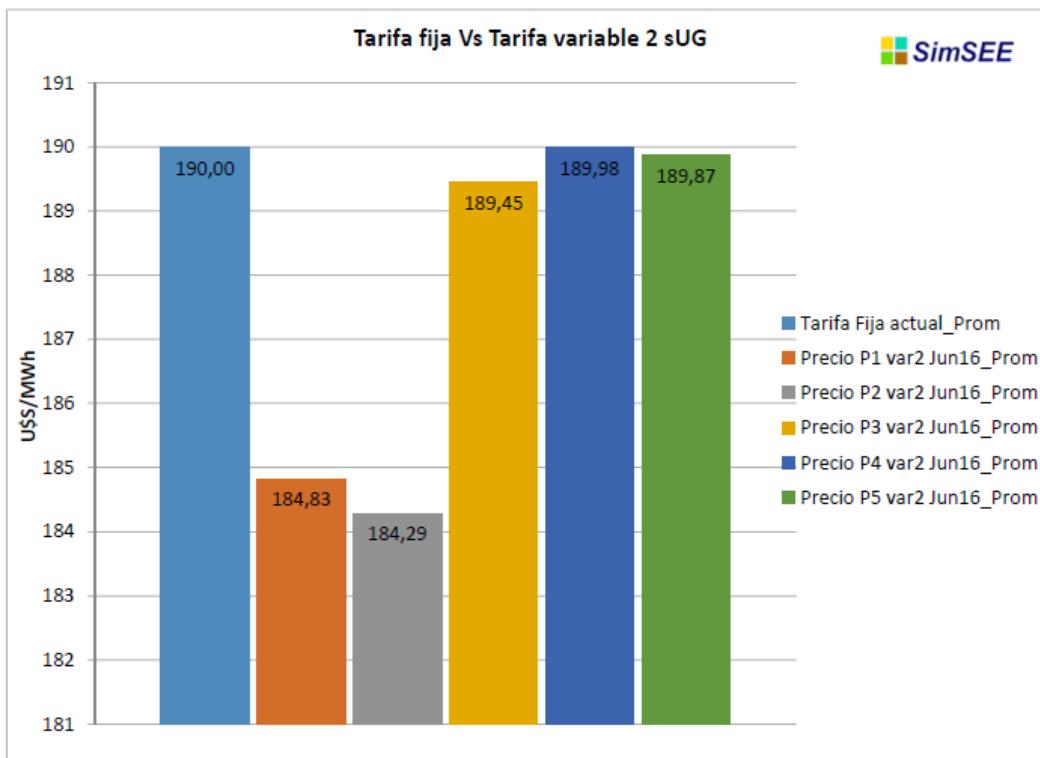
A los efectos de determinar los nuevos valores de la tarifa calcularemos el descuento que podría hacerse en el precio de la energía consumida en cada poste, por los clientes domiciliarios, de forma de compensar el costo de los vertimientos de energía. Dicho de otro modo, que descuento podría hacerse en cada poste para no dejar de facturar más de los que se estaría pagando por los vertimientos de energía.

A continuación calculamos los valores indicados:



Estos valores también corresponderían a las nuevas utilidades por poste de los usos gestionables.

La tarifa variable resultante sería la que resulta de restar a 190 US\$/MWh los valores indicados.



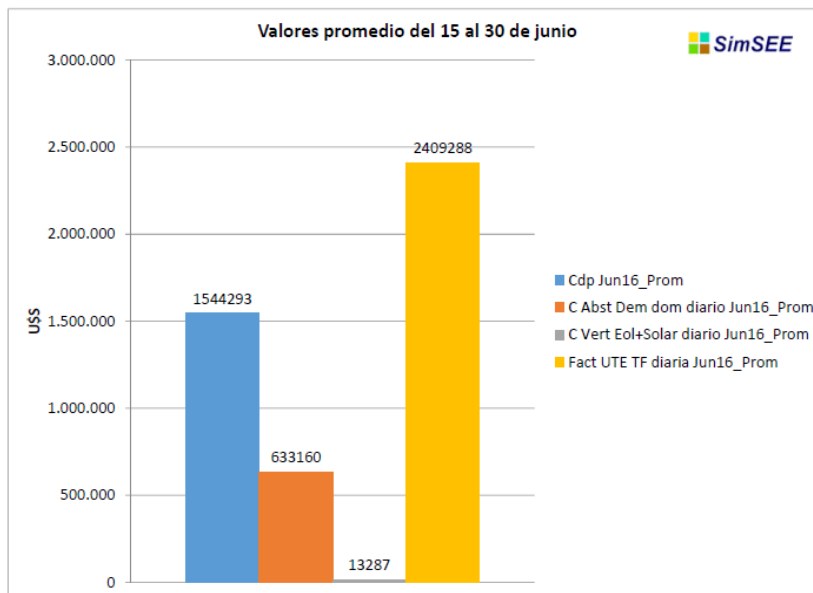
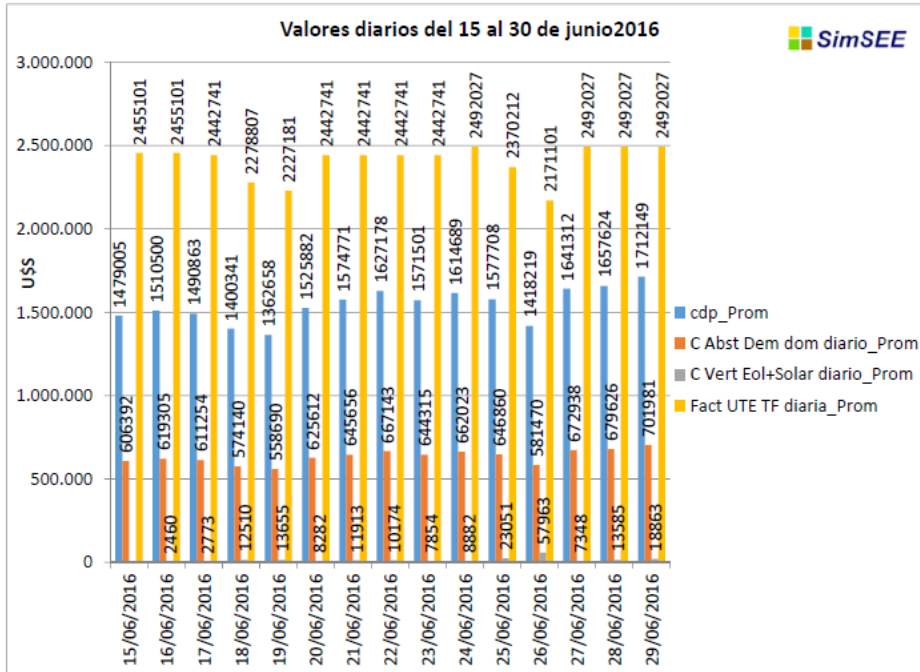
#### 5.4.6 Simulación con los usos gestionables

El objetivo de esta tarifa variable es incentivar el consumo de energía en los postes donde sobra energía de forma de desplazar parte del consumo de los otros postes y obtener un beneficio global.

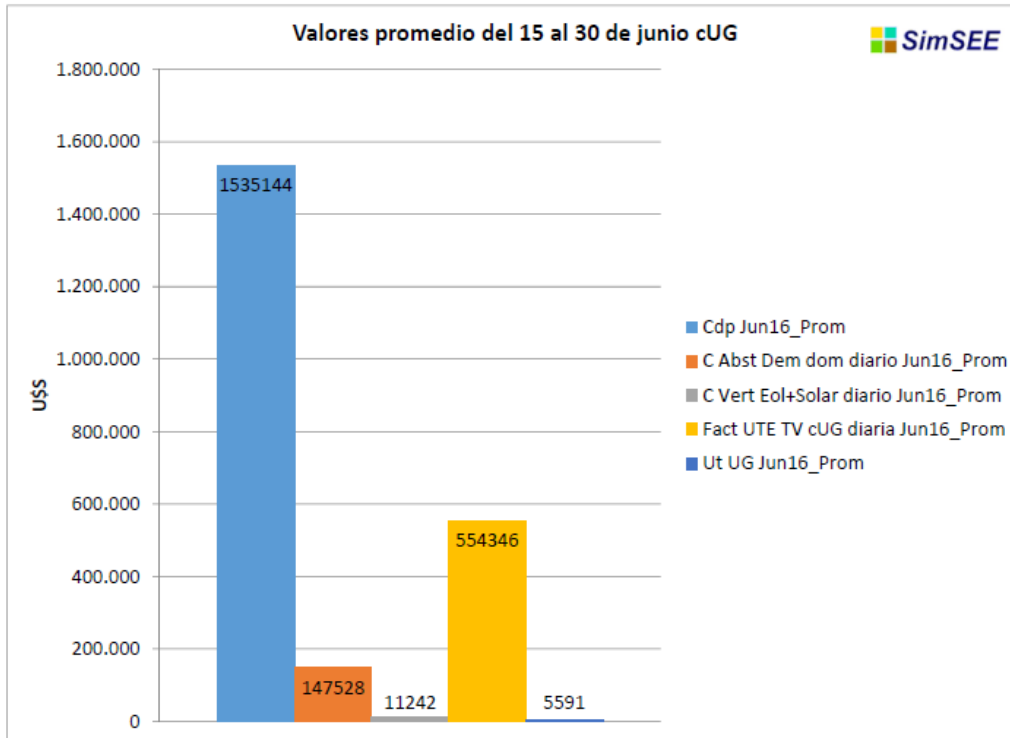
Como se mostró más arriba el vertimiento de energía corresponde a un 23,3% del consumo de los calefones de los postes 2 y 4, por lo tanto supondremos que solo ese porcentaje de los calefones es gestionable. Esta es una hipótesis más realista ya que implicaría que solo un 23% de la demanda domiciliaria contrataría esta nueva tarifa.

A los efectos de simplificar el análisis supondremos la tarifa variable por poste pero fija en un período de 15 días, es decir, simularemos en la segunda mitad de junio con una tarifa fija.

Hacemos primero una corrida sin los usos gestionables en el período mencionado para evaluar los datos relevantes para luego poder comparar.

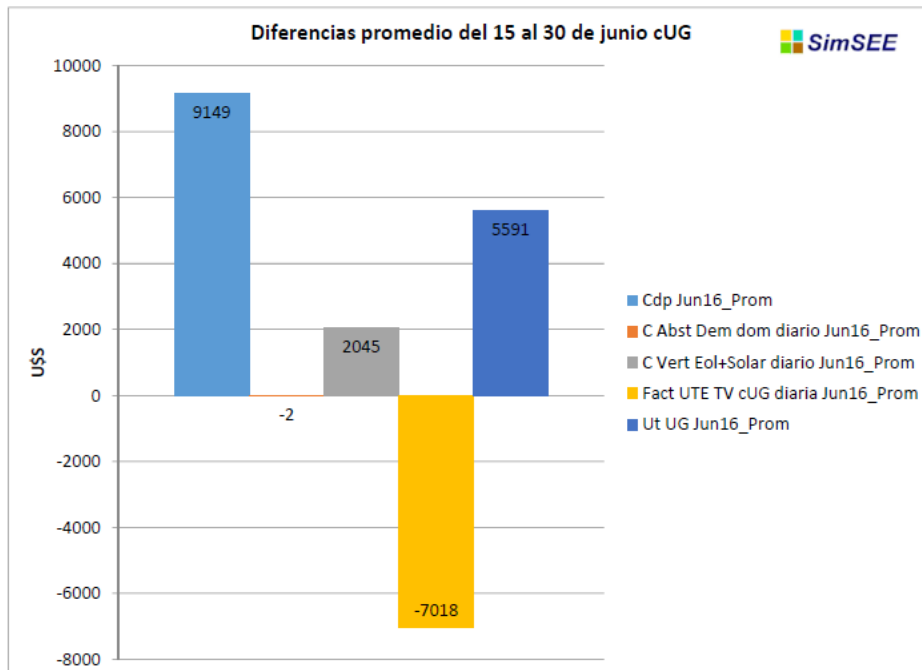


A continuación se muestra el resultado de la simulación con los usos gestionables:



En este caso tanto el costo de abastecimiento de la demanda domiciliaria como la facturación de UTE están multiplicadas por 0,233 ya que solo tienen en cuenta la parte de la demanda domiciliaria con usos gestionables. Para poder comparar con los valores correspondientes a la corrida sin usos gestionables se debe realizar el mismo ajuste en estos últimos valores.

Se presenta a continuación un comparativo indicando las diferencias entre ambos:

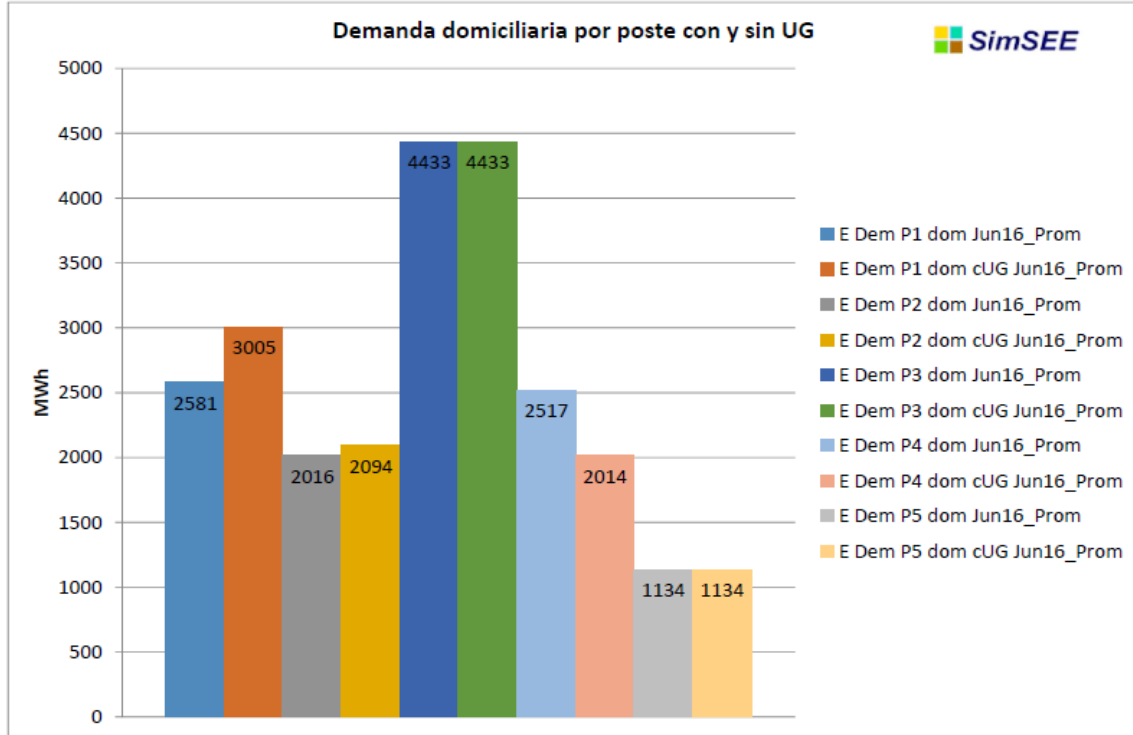


Puede observarse que hay una disminución en el costo de paso promedio (del orden del 0,6%) y que esta diferencia supera incluso el monto que dejaría de recaudar UTE, a su vez los costos de vertimiento de energía disminuyen y los usos gestionables logran un beneficio.

Se observa también que el costo de abastecimiento de la demanda domiciliaria permanece incambiado, esto se debe a que el costo de abastecimiento unitario promedio permanece constante.

Las disminuciones en el costo de paso se deben principalmente a que se desplazó consumo del poste 4 al poste 1 con las correspondientes disminuciones de pérdidas y costos de generación.

Se muestra a continuación como se distribuye la demanda con el uso de los usos gestionables:





## 6 Conclusiones

La introducción en la demanda de actores dispuestos a mudar su consumo a otro momento del día, tiene como consecuencias resaltables:

- Disminución sistemática de los valores de pico diarios, especialmente en los meses donde dichos valores son comparativamente altos (otoño – invierno), lo que redundaría en una infraestructura eléctrica menos onerosa.
- Los costos marginales promedio en el año disminuyen con la introducción de UU.GG., y su distribución a lo largo de los 5 Postes se uniformiza notoriamente.
- Los costos totales de generación se reducen en más de 4 millones de dólares al usar UU.GG.

Respecto a la tarifa variable:

- Disminuye el costo de paso promedio (alrededor de 0,6 %)
- Los costos de vertimiento de energía disminuyen
- Los UU.GG. logran un beneficio

Se verificó además que el consumo de energía en el período de simulación no se altera con y sin uso de los UUGG.

## 7 Posibles futuros trabajos.

Con una capacidad de cálculo más adecuada sería conveniente ampliar la cantidad de postes de 5 a 24. Un modelado horario del problema, permitiría una gestión mucho más fina del actor, de manera de evitar el cálculo de promedios que diluyen los beneficios buscados.

Introducir otro tipo de usos gestionables como ser autos eléctricos, ya que su comportamiento (en especial el vector *Factores de Demanda por Poste*) sería muy distinto al de los UU.GG. introducidos en este trabajo.

## Bibliografía y sitios consultados

[1] Na Li, Lijun Chen y Steven H. Low. (2012). *“Optimal Demand Response Based on Utility Maximization in Power Networks”*. California Institute of Technology, USA: Engineering & Applied Science Division.

[2] M. Rey y A. Rondoni. *“Inserción de usos gestionables en la plataforma de simulación SimSEE”*. Trabajo de fin de curso de SimSEE 2013.

[3] Administración nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas. Documento en línea. Fecha de consulta [28 de Mayo de 2015]. Disponible en <http://portal.ute.com.uy/institucional/ute-i/archivosdefacturacion>.

[4] Ministerio de Industria, Energía y Minería - Dirección Nacional de Energía, Documento en línea [El Plan Solar de Uruguay]. Fecha de consulta [26 de Mayo de 2015]. Disponible en <http://www.dne.gub.uy/documents/112315/133193/Impo%2004%202012%20-%20El%20Plan%20Solar%20de%20Uruguay.pdf>.

[5] Instituto Nacional de Estadística, Documento en línea [Uruguay en Cifras 2014]. Fecha de consulta [07 de Junio de 2015]. Disponible en

[http://www.ine.gub.uy/biblioteca/uruguayencifras2014/Uruguay\\_en\\_cifras\\_2014.pdf](http://www.ine.gub.uy/biblioteca/uruguayencifras2014/Uruguay_en_cifras_2014.pdf)

[6] Electromagazine, Documento en línea[2006]. Fecha de consulta [7 de junio de 2015]. Disponible en <http://www.electromagazine.com.uy/anteriores/numero17/ute17.htm>