

# Impacto del consumo de electricidad del parque automotor eléctrico y sus impactos en la curva de carga.

*Fernández, Gonzalo  
Olivet, Diego*

*Instituto de Ingeniería Eléctrica – FING.  
Trabajo final curso SimSEE edición 2018  
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.

Se estableció como objetivo principal analizar el impacto de la expansión del parque automotor eléctrico en la matriz eléctrica nacional al año 2030, buscando explorar no solo el impacto de esta adición a la demanda esperada para tal año, si no también evaluar la posibilidad de aprovechar la carga y descarga de estos vehículos para emparejar la curva de demanda diaria. Esto último implica la carga de los vehículos en el valle de la demanda y el aprovechamiento del remanente de energía para descargar a la matriz en las horas pico.

Para realizar este análisis se planteó de usar el programa propuesto en el curso, SimSEE, utilizando distintas capacidades del mismo para representar la demanda añadida y la entrega de energía por parte de los autos a la red, las mismas se explican a continuación.

## 2. Hipótesis de trabajo.

Como hipótesis de trabajo se consideraron tres escenarios distintos, intentando representar distintas inserciones de autos eléctricos en flota. Los escenarios considerados son los siguientes:

En el escenario A (escenario de incorporación **moderada** al 2030) se estiman las siguientes cantidades de vehículos:

- Parque eléctrico livianos: **150.000** vehículos eléctricos
- Parque eléctrico pasajeros: **2.000** ómnibus.
- Parque eléctrico pasajeros: **3500** taxis.

Para el escenario B (escenario de incorporación **intermedia** 2030) el número de vehículos es:

- Parque eléctrico livianos: **350.000** vehículos eléctricos
- Parque eléctrico pasajeros: **2.000** ómnibus

- Parque eléctrico pasajeros: **3500** taxis.

Finalmente para escenario C (escenario de incorporación **máxima** al 2030) se esperan:

- Parque eléctrico livianos: **550.000** vehículos eléctricos
- Parque eléctrico pasajeros: **2.000** ómnibus.
- Parque eléctrico pasajeros: **3500** taxis.

A su vez en todos los casos se toman las siguientes hipótesis sobre los vehículos incorporados y las condiciones impuestas por UTE. Las características y condiciones de operación de los vehículos son las siguientes:

- Batería vehículos eléctricos livianos: 24kWh
- Batería taxis: 32kWh
- Batería ómnibus eléctricos: 240kWh
- Tarifa adoptada para autos y taxis: TGHE (potencia contratada desde 3.7kW a 40kW)
- Tarifa adoptada para ómnibus: MC1 (potencia contratada desde 10kW)
- Uso del sistema: Los vehículos hacen la carga total en valle e inyectan en pico el 30% de su carga, esto se dispuso para modelar la inyección de energía de los autos en la red, lo que no quiere decir que el 100% de los autos inyecten el 30% de su carga. Las baterías de los autos solo se descargan hasta un 20% para mejorar la vida útil de las mismas.
- Uso del sistema: Los ómnibus, al igual que los taxis, hacen la carga total en valle, no inyectan.

Hay que tener en cuenta que la TGHE en los meses de setiembre, octubre y noviembre baja el costo del horario pico y lo iguala al de llano, o sea que en un contrato de V2G similar a microgeneración, a UTE le refleja mejor los costos de red que si adoptaran MC1.

A su vez dada las condiciones actuales de la curva demanda se buscara que la carga de los autos se haga en el valle diario, buscando convenir una tarifa que promueva esto, siendo el horario de la carga desde las 00:00 hasta las 07:00 de cada día. Por otro lado se buscará que el remanente de carga que los usuarios deseen devolver a la red sea entregado en el pico diario, buscando nuevamente incentivar esto con el pago de esa energía a una tarifa mayor que a la que fue conseguida. Por ello se asumirá la descarga a la red se realizara entre las 18:00 y las 22:00. Dentro de lo esperado es de esperar existan excepciones y que el comportamiento no sea del todo determinista sin embargo dado que este es un primer análisis se buscara representar tanto la carga y descarga como algo fijo para cada caso a considerar. Para determinar esta energía se asumió que un 80% de la energía total de la flota (autos, ómnibus y taxis) es recargada cada noche, esto se asume porque no todos recargaran el 100% de las baterías tanto por no ser necesario por el uso dado al vehículo, sino que es recomendable que las baterías no sean descargadas completamente durante su uso buscando que queden siempre con un remanente de energía. Por otro lado para la entrega de energía se asumió que un 30% de la carga total de los autos (solo los autos) es devuelta a la red en el horario previsto. Esto se debe a que la mayoría de la gente utilizara el automóvil durante del día e incluso durante dicho horario, haciendo que no logren entregar de vuelta esa energía ya sea por falta de la misa

o indisponibilidad de aprovechar la tarifa en horario pico.

Dentro de lo esperado para 2030 se asumió un aumento de la demanda con un ritmo de un 3% anual, manteniendo la distribución estacional y semanal de la demanda al día de hoy. A su vez dentro de las posibles fuentes de energía consideradas se contabilizaron las represas hidroeléctricas actuales, la potencia eólica y solar actual más el aumento esperado para el año 2030, datos que fueron extraídos de la Sala de Largo Plazo provista por ADME más datos provistos por Mariana Scala, MIEM. A su vez para contabilizar las fuentes térmicas se recurrió nuevamente a la Sala de Largo Plazo, considerando las posibles fuentes de biomasa como no interrumpibles (UPM1, UPM2, etc.).

Dentro de estas hipótesis se buscara realizar entonces 12 corridas diferentes correspondientes a 4 casos de inserción distintos, sin autos eléctricos, inserción moderada, inserción intermedia e inserción máxima. Para cada uno de estos casos se buscara simular 3 casos distintos cambiando la estación del año, seleccionando entonces 3 semanas distintas a simular, segunda semana de enero, segunda semana de julio y la segunda semana de octubre. A continuación se describe como se aplicaron estas hipótesis dentro del programa a utilizar.

### 3. Metodología.

Las simulaciones se hicieron en una sala de corto plazo que se situó en el año 2030, para lo que se requirió el cambio de fechas de la sala actual de ADME a tales fechas, variando la semana a simular en cada caso para tener un visión más detallada y completa del impacto de la incorporación de los autos en la matriz.

Se utilizó una sala de largo plazo para calcular el costo futuro del año 2030 para utilizar como variable de entrada en las simulaciones de corto plazo, pudiendo así tener un punto de partida coherente a la hora de realizar la optimización, dado que la sala a utilizar es de paso horario y su extensión será solo de una semana.

Dentro de la sala de corto plazo a trabajar se realizaron distintas modificaciones para poder representar las condiciones descriptas en las hipótesis.

Para empezar se llevó la demanda a la esperada con el crecimiento del 3% anual, partiendo de la demanda existente en la sala original para el año 2018, aumentando entonces la demanda en un  $1.03^{12} = 1.42576$ .

Por otro lado se aumentó la potencia eólica desde 1437 MW a 2100 MW y la potencia solar de 229 MW a 1275 MW. También se mantuvieron las fuentes térmicas que estarán operativas en el 2030, y se agregaron las faltantes. Dado que los precios para las fuentes térmicas se calculan a partir del índice de petróleo con un sintetizador CGEH al correr las salas de largo plazo y no era posible estimar de forma correcta la variación de precios de aquí a 2030 se mantuvieron los actuales sin considerar variación de los mismos en el periodo de optimización pues es un periodo muy corto. A su vez el cambio de estos precios podría llegar a interferir en los resultados tanto desestimando el uso de las fuentes térmicas o fomentándolo dependiendo el cambio en el precio. A su vez dado que se busca evaluar el cambio de la flota a autos no dependientes del petróleo los resultados en términos de costos serán correctos a nivel cualitativo.

Por otro lado se descartó la exportación o importación de energía, aislando al Uruguay y dejando un sumidero de energía en caso de excedentes.

A la hora de representar la incorporación de la flota automotriz eléctrica a la matriz se añadieron dos elementos a la sala. En primer lugar se adicionó una demanda al nodo de

Montevideo la cual toma en cuenta la carga de los automóviles en la noche. La misma se incorporó con una distribución tal que la demanda sea cero de 07:00 a 00:00, y que entre las 00:00 y las 07:00 tenga un valor de 1 MW, utilizando entonces las unidades disponibles para definir la demanda adecuada para el caso a simular.

Por otro lado para incluir el aporte de la descarga de las baterías al entregar energía a la red se incluyó una fuente de generación térmica básica con costos variables nulos y costos por disponibilidad cercanos a cero de forma que sea usada siempre. Sin embargo dado que queremos restringir su aporte al horario establecido se ubicó esta fuente térmica en otro nodo conectado al principal por un arco unidireccional con restricción horaria, esta restricción se realizó con una fuente selector horario. De esta forma se observó que la energía es entregada efectivamente al horario establecido en la cantidad establecida. Una realidad es que a la hora de contabilizar el costo marginal esta fuente no será tomada en cuenta, pero puede resultar útil para el análisis pues aún no está completamente definida la tarifa a la cual pagar esta energía y observando el costo marginal se podría llegar a determinar cuál sería una tarifa conveniente, sin embargo este análisis excede la propuesta actual.

Para cada uno de los casos los valores de potencia demandada para la carga y de potencia devuelta son:

- Inserción moderada: Potencia Demandada=479 MW durante 7 horas, Potencia Entregada=270MW durante 4 horas.
- Inserción intermedia: Potencia Demandada=1028 MW durante 7 horas, Potencia Entregada=630MW durante 4 horas.
- Inserción moderada: Potencia Demandada=1576 MW durante 7 horas, Potencia Entregada=990MW durante 4 horas.

Con estos cambios entonces se posee la sala en condiciones de simular lo que se busca. A continuación se describe los cambios realizados al SimRes3 para el procesamiento de los datos obtenidos. Con esta herramienta se grafican los datos de interés.

En primer lugar se evaluó como responde el sistema ante la demanda, donde se puede ver con que fuente se logra cumplir con el suministro necesario, en caso de fallas también se ven representadas y el excedente de energía se representa como la potencia de los sumideros. De esta forma se verifica que el balance de energía del sistema sea correcto, además la demanda también se grafica por separado para poder hacer un análisis más fácil y rápido de la misma.

Para realizar esto se incluyeron los índices correspondientes a la demanda de Montevideo, la de los autos eléctricos y la potencia entregada al sumidero, teniendo así lo que se llamó Demanda Total, pues son los posibles lugares donde termine la energía que debería igualar a la suma de las potencias provistas por las distintas fuentes. A su vez se calculó y gráfico la Demanda Real siendo la misma la suma de las primeras permitiendo observar en que momentos existen excedentes de energía que serán perdidos.

Por otro lado se consideró los índices correspondientes a la potencia entregada por cada una de las fuentes y las potencias de fallas, la suma de todas estas es la que debe ser igual a la llamada Demanda Total.

También se estudió la variación del costo marginal en el nodo Montevideo, y la potencia entregada por la batería de los autos, este último caso tiene como objetivo verificar la correcta configuración del sistema y asegurarse que los autos se estén descargando en el tiempo establecido por las hipótesis.

Una vez realizadas estas configuraciones se pasó a realizar las optimizaciones con 5 crónicas y con 10 crónicas y dado que se vio que los resultados no variaban se concluyó

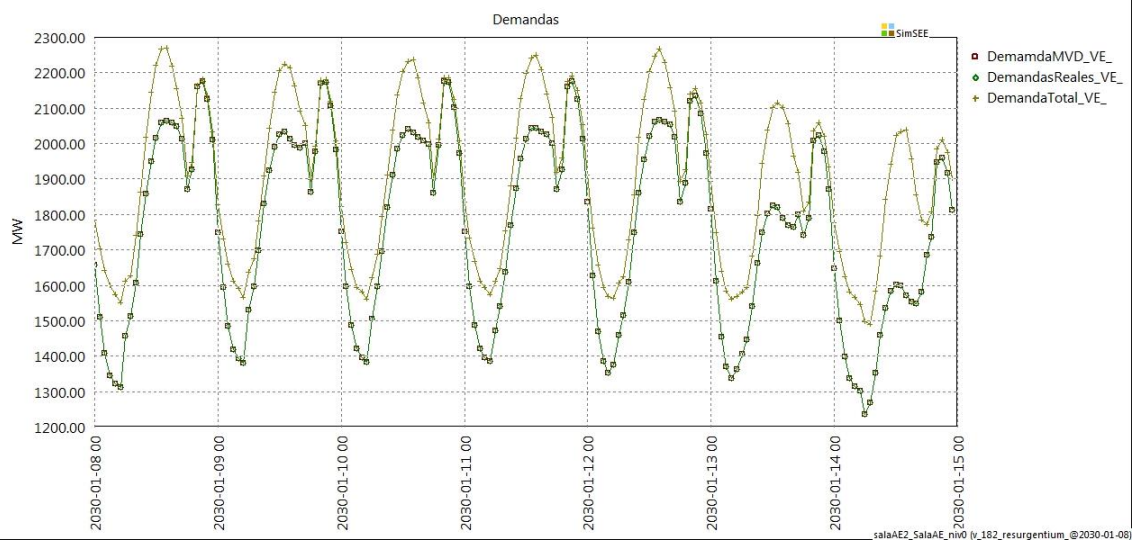
que con 10 era suficiente. Por otro lado se simularon 1000 casos para llegar a los resultados finales.

#### 4. Resultados del estudio.

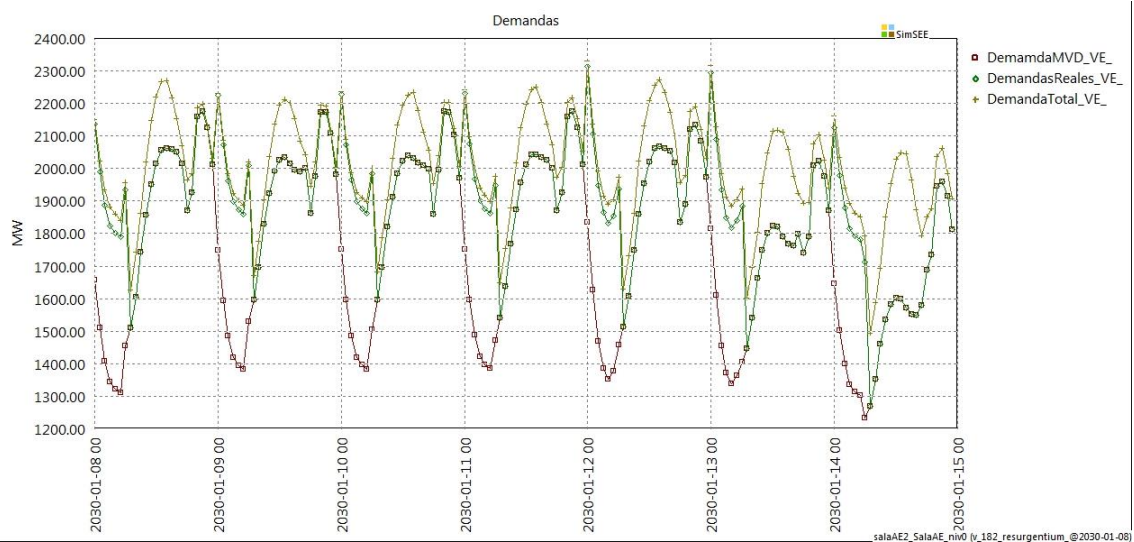
A continuación se presentaran los resultados obtenidos y las conclusiones a las que se puede llegar a partir de los mismos distinguiendo en un principio por estación, para luego hacer un análisis más global de la situación.

Enero 2030:

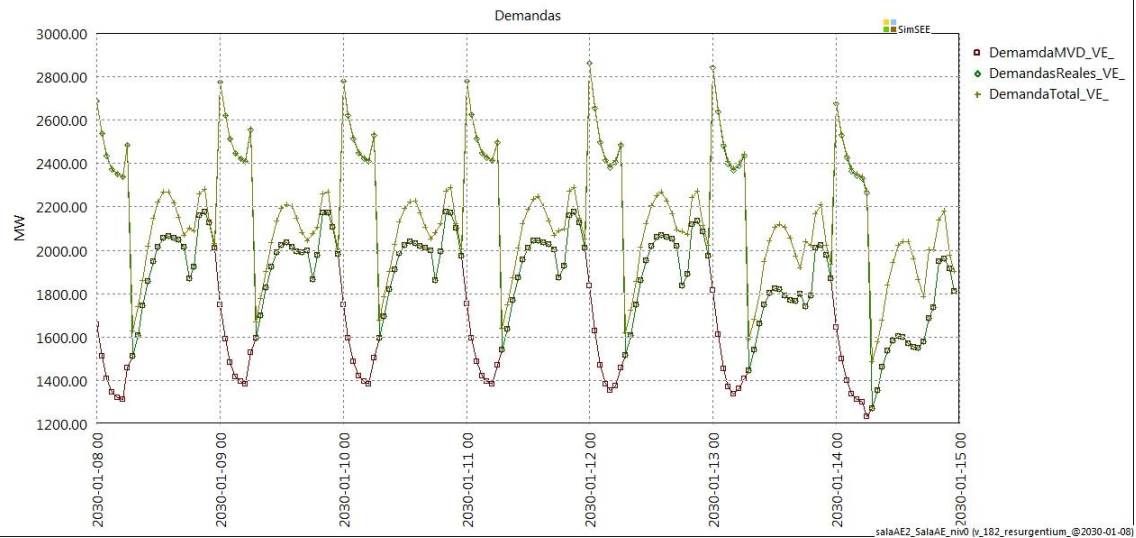
Empezaremos analizando la demanda para cada uno de los casos simulados:



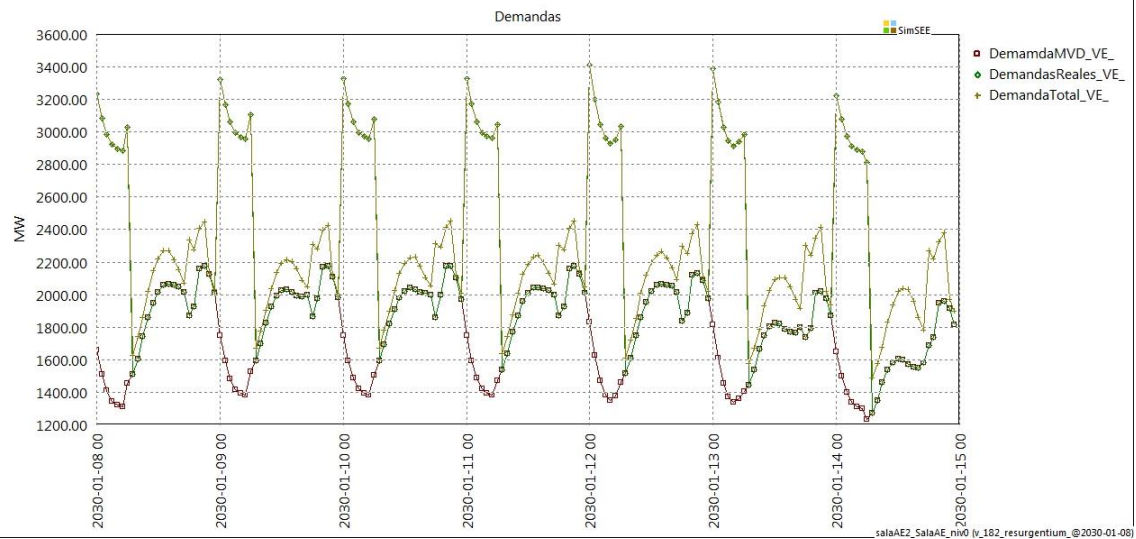
Demanda sin autos eléctricos.



Demanda con inserción moderada.

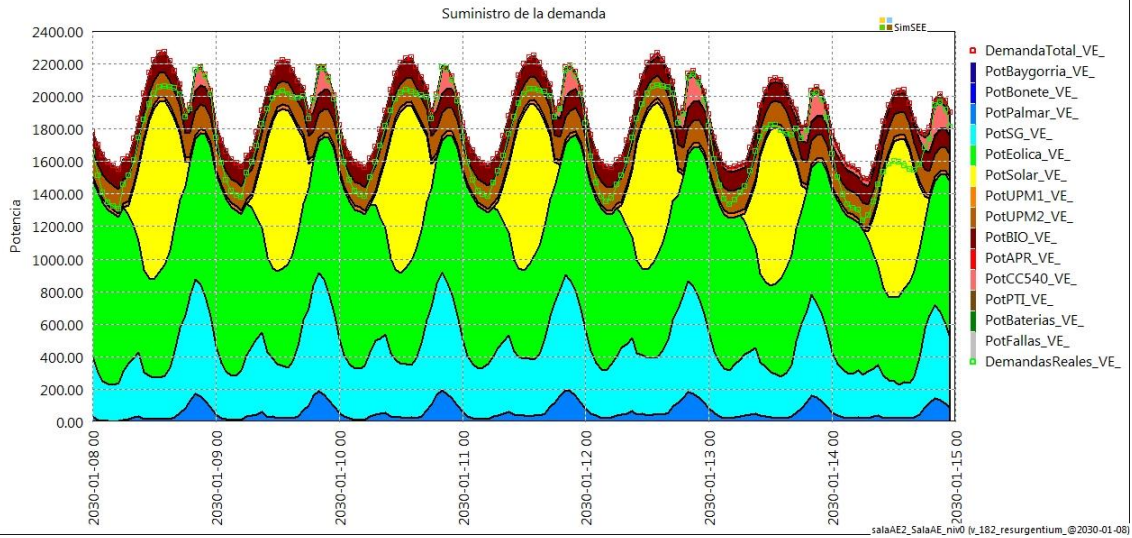


Demanda con inserción media.

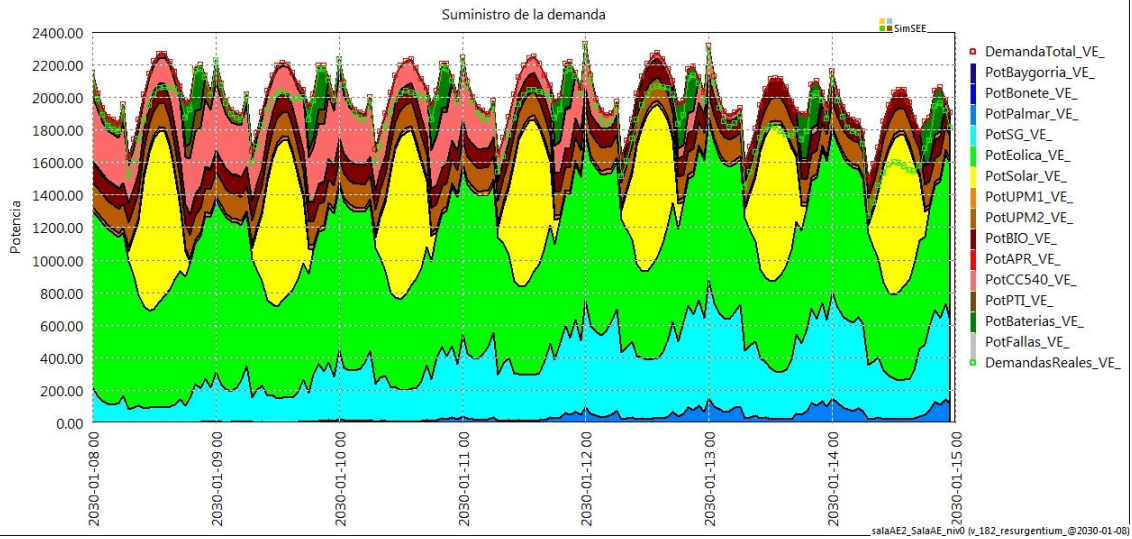


Demanda con inserción máxima.

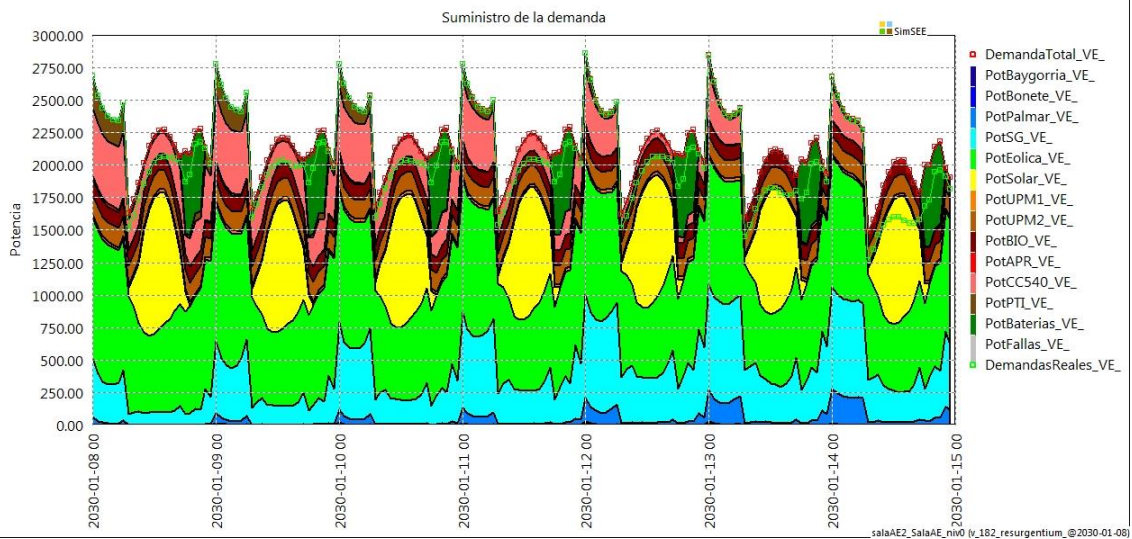
Como se puede observar en las figuras al aumentar la inserción de vehículos eléctricos la demanda sobre la noche, horario propuesto para la carga de los mismos crece significativamente. En un principio vemos que en el caso A, la demanda parece equilibrarse teniendo durante la noche picos de demanda similares a los obtenidos durante el día. A su vez se ve que una vez considerados los autos eléctricos la energía previamente destinada al sumidero durante la noche es aprovechada, dejando nada sin aprovechar en dicho periodo. Sin embargo, se observa que en los casos B y C, principalmente el último la demanda sobre la noche sobrepasa la existente durante el día indicando una inversión en la demanda diaria que resultaría nuevamente en el posible desaprovechamiento o ineficiencia del uso de la energía disponible. Este efecto se puede ver más claramente al ver como esta energía es suministrada.



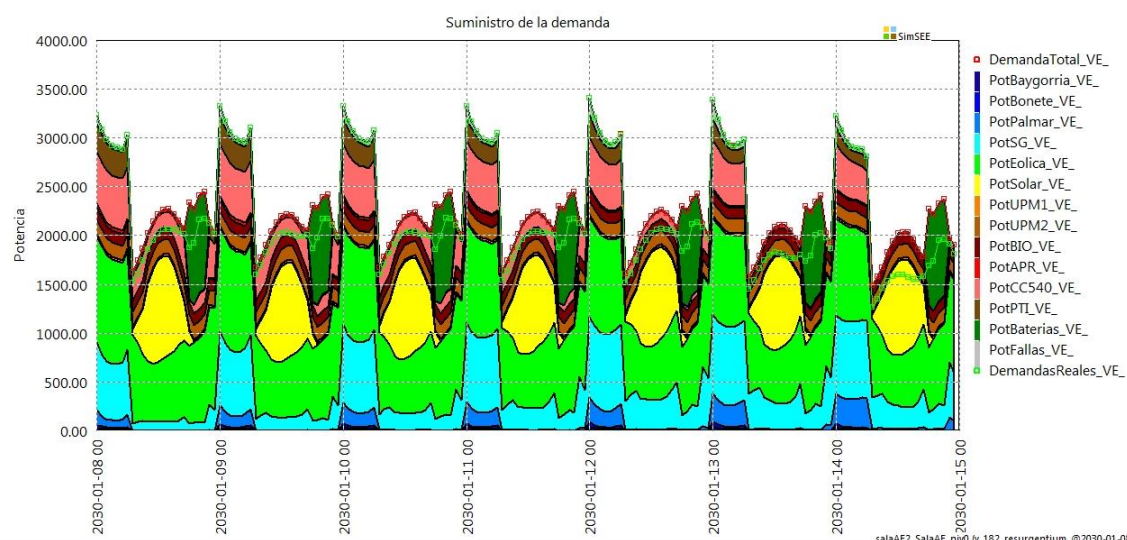
Suministro de energía por fuente para el caso sin demanda por parte de autos eléctricos.



Suministro de energía por fuente para el caso A.



Suministro de energía por fuente para el caso B.

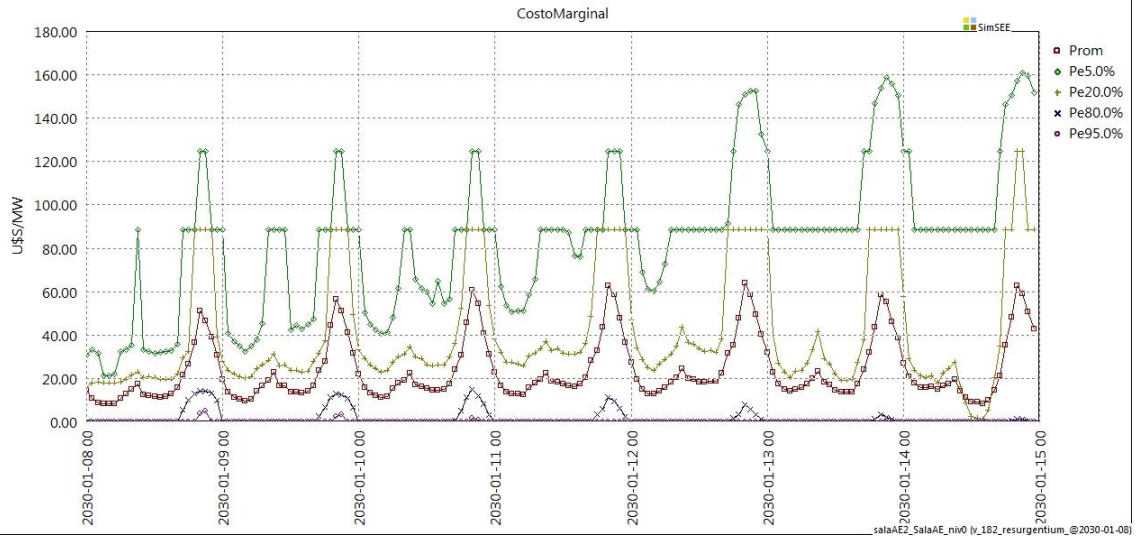


Suministro de energía por fuente para el caso C.

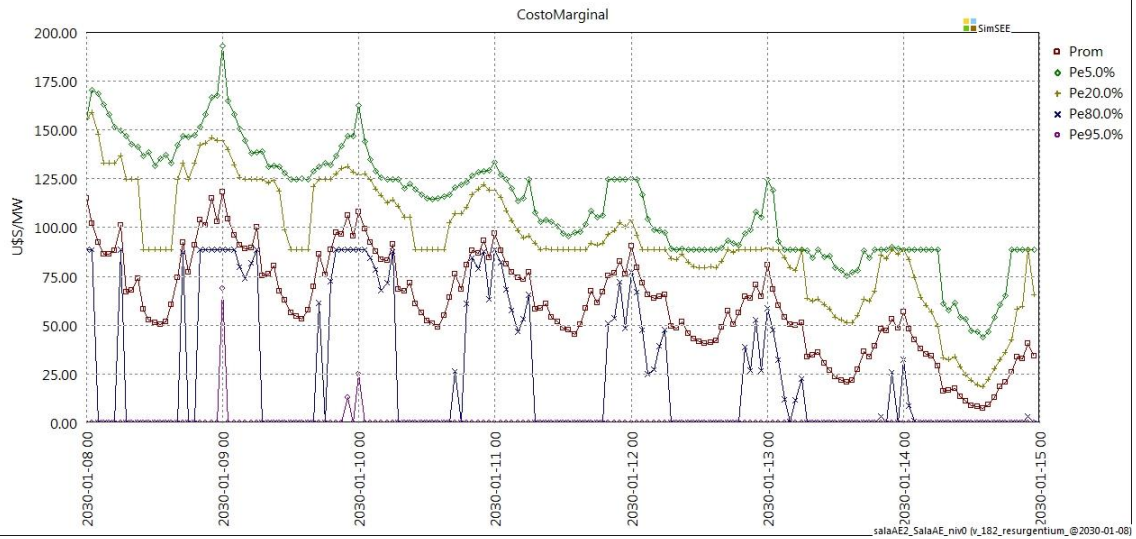
Observando ahora la procedencia de la energía se puede observar que incluso para el caso de inserción mínima ya se debe recurrir a fuentes térmicas como CC540 (ciclo combinado de 540MW). Aunque se observa que el uso de los autos como fuentes que entregan energía es muy útil pues existe el pico entre las 18:00 y las 22:00 que antes era suministrado por el ciclo combinado. Incluso teniendo esto en cuenta se puede observar que para los casos B y C la energía obtenida para cargar los autos es mayormente de centrales térmicas teniendo incluso que recurrir a PTI (Punta del Tigre) en algunos casos. Esta línea de razonamiento parece indicar que aunque en el caso A se debe utilizar para algunos días el ciclo combinado también hay días en los que la demanda es totalmente suplida por las otras fuentes. Estos días son los últimos de la semana considerada donde se observa que se utiliza más energía proveniente de las centrales hidroeléctricas. Este punto es clave pues dado que se realiza este análisis para el mes de enero, mes que suele ser seco, explicando en parte la falta de recursos hídricos, por lo que conviene analizar estos suministros en otras estaciones como se hará más adelante. Por último vale destacar que si bien hay casos en los que la energía provista en el pico de la tarde es útil también vemos que existe una diferencia entre la Demanda Total y la Real, indicando que en muchos casos parte de la energía va a parar al sumidero, por lo que esa energía puede llegar a sobrar en muchas ocasiones.

A continuación se observan los costos marginales para los distintos escenarios.

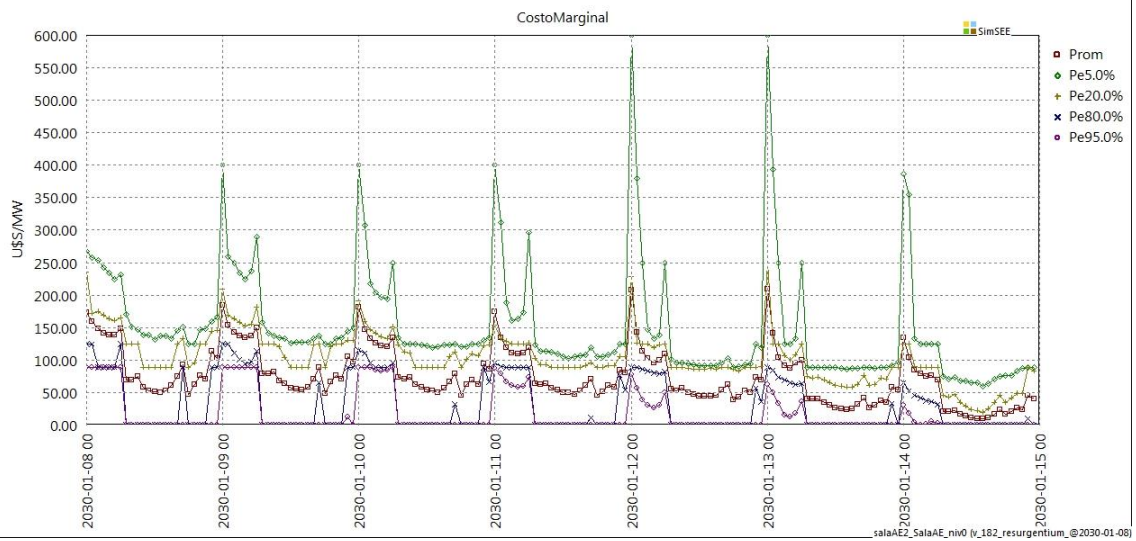




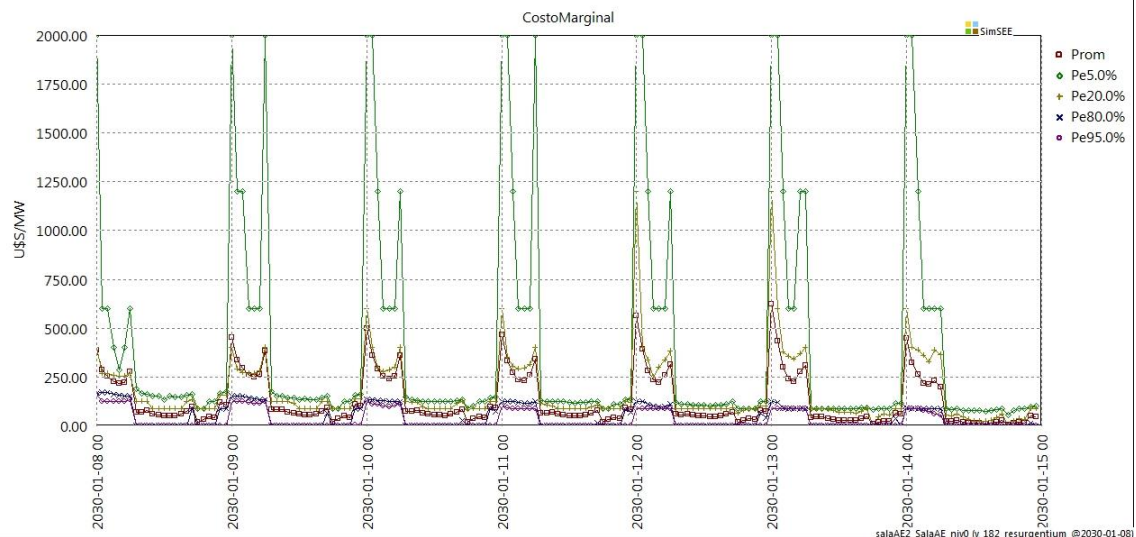
Costo marginal para el caso sin demanda por parte de autos eléctricos.



Costo marginal para el caso A.



Costo marginal para el caso B.



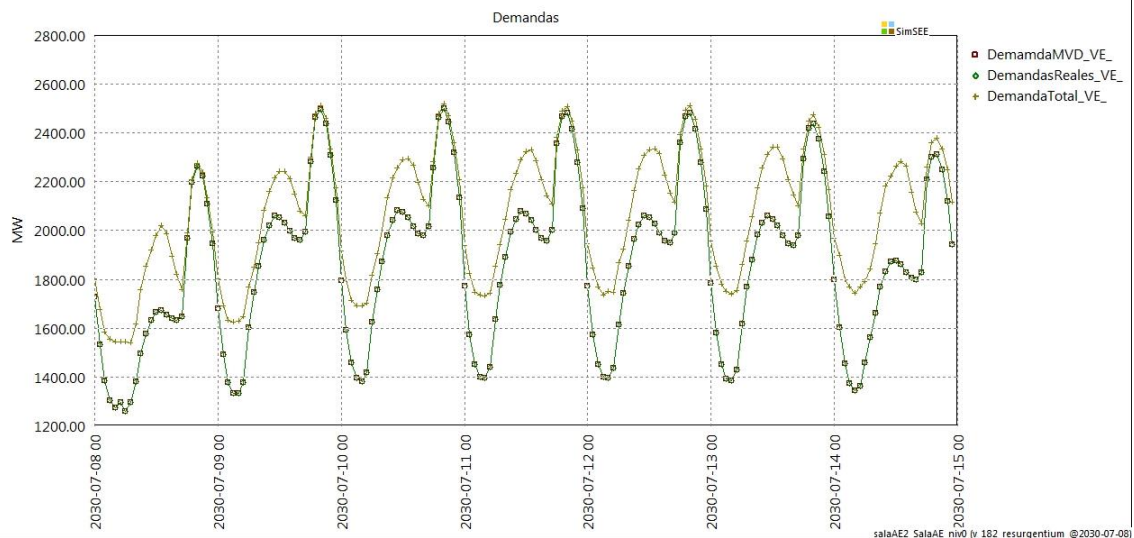
Costo marginal para el caso C.

Como primera observación al mirar los costos marginales promedios se puede observar que al agregar más y más autos eléctricos el costo marginal aumenta, esto indica que si bien se puede estar aprovechando energía previamente disponible se debe recurrir a más fuentes térmicas para suplir la demanda total, esto es razonable pues en términos generales se necesita más energía. A su vez es interesante observar la probabilidad de excedencia del 5% pues se ve que ya en el caso A con la inclusión moderada de vehículos eléctricos el pico de este costo pasa de situarse en el pico de la tarde, a la media noche, momento donde empiezan a cargar los autos. Este aumento se debe a que en el pico existe ahora una fuente de energía extra, las baterías de los autos que entregan a la red, y a su vez al hecho de que la demanda pasa a tener un nuevo máximo a la media noche por la inserción de estos autos.

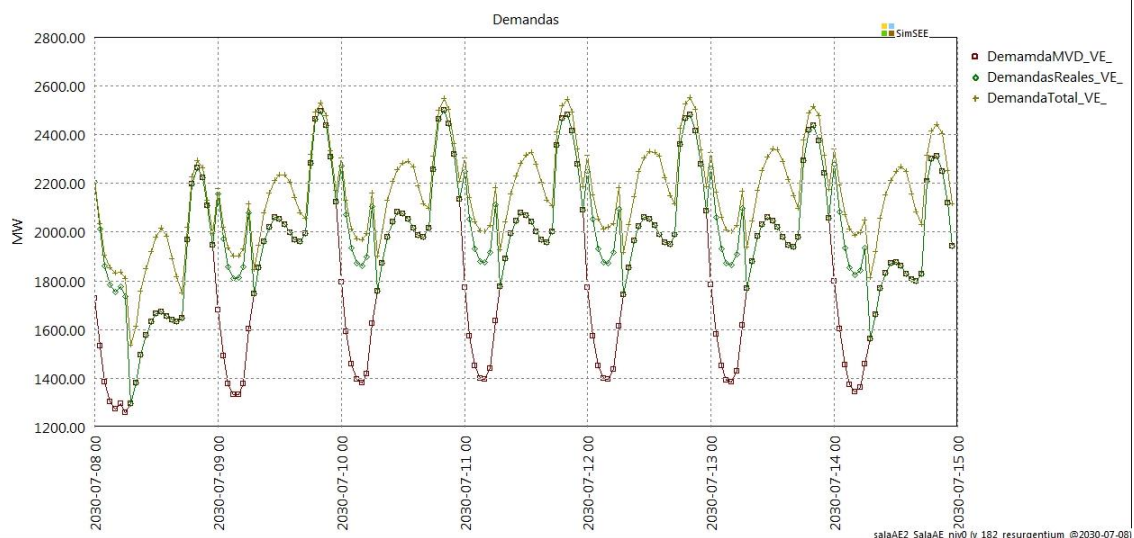
Este análisis también es útil pues se puede ver que existen casos para los casos B y C donde el costo marginal se dispara llegando incluso a los 2000 dólares por MW. Esto se debe a que en dichos casos hubo que fallar, o sea no se pudo suministrar la energía necesaria para cubrir la demanda. De estos resultados se puede concluir primariamente que los casos B y C, pueden llegar a implicar costos muy altos de energía y un desbalance hacia el otro lado del existente en la actualidad en la demanda diaria, problema que como se señaló previamente es algo que se busca resolver con esta incorporación y esta política de tarifas para carga y descarga de vehículos eléctricos.

Julio 2030:

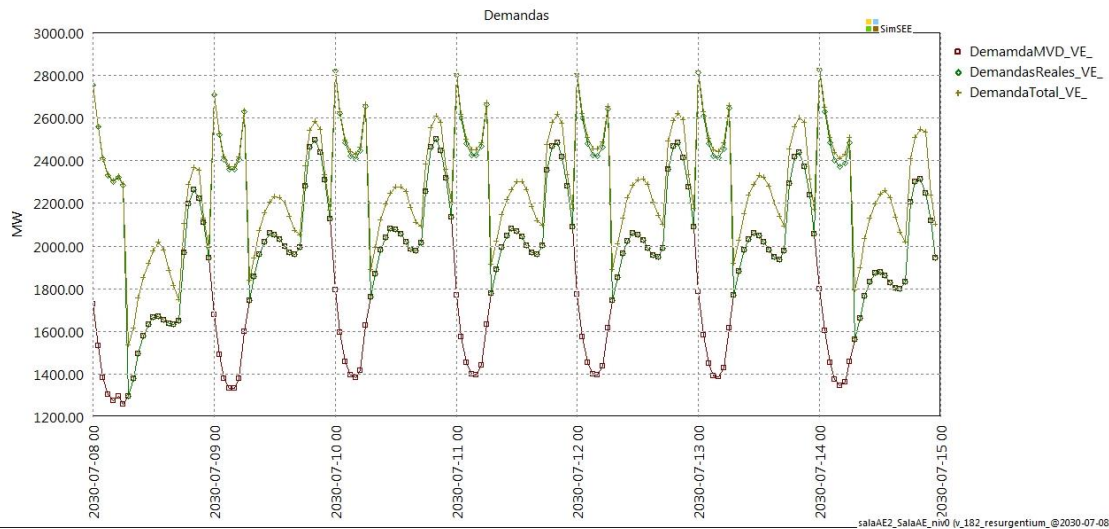
Empezaremos analizando la demanda base para la semana de julio a estudiar:



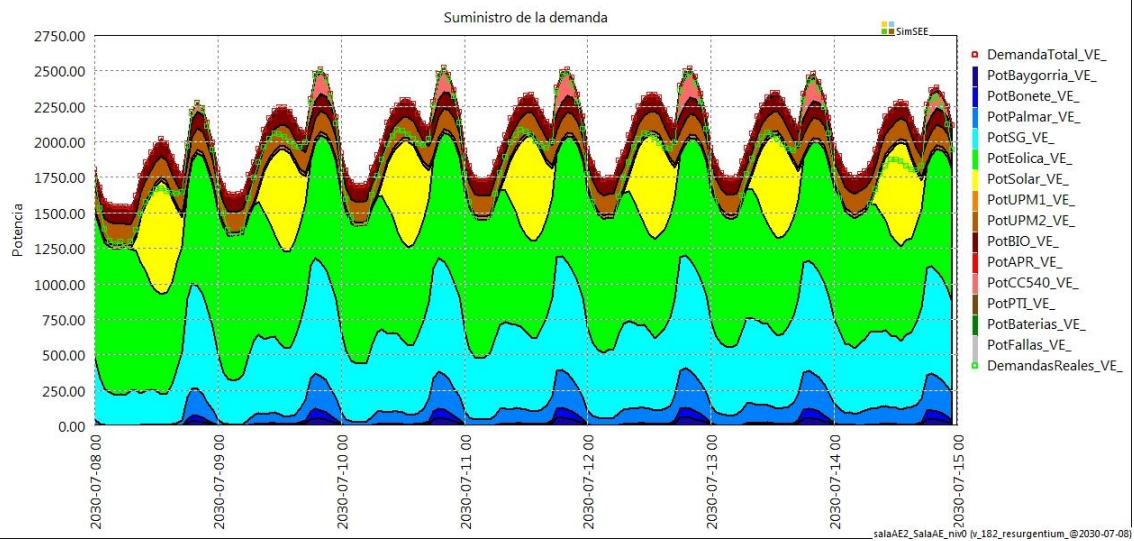
Se puede observar que la demanda posee un pico bastante mayor llegando a 2500 MW en el horario pico de 18:00 a 22:00. Sin embargo se puede observar que tanto en la noche como en la mañana existen excedentes de energía que podrían ser aprovechados para la carga de autos eléctricos. Al incorporar la carga de autos eléctricos a esta demanda llegamos a la siguiente figura para el caso A:



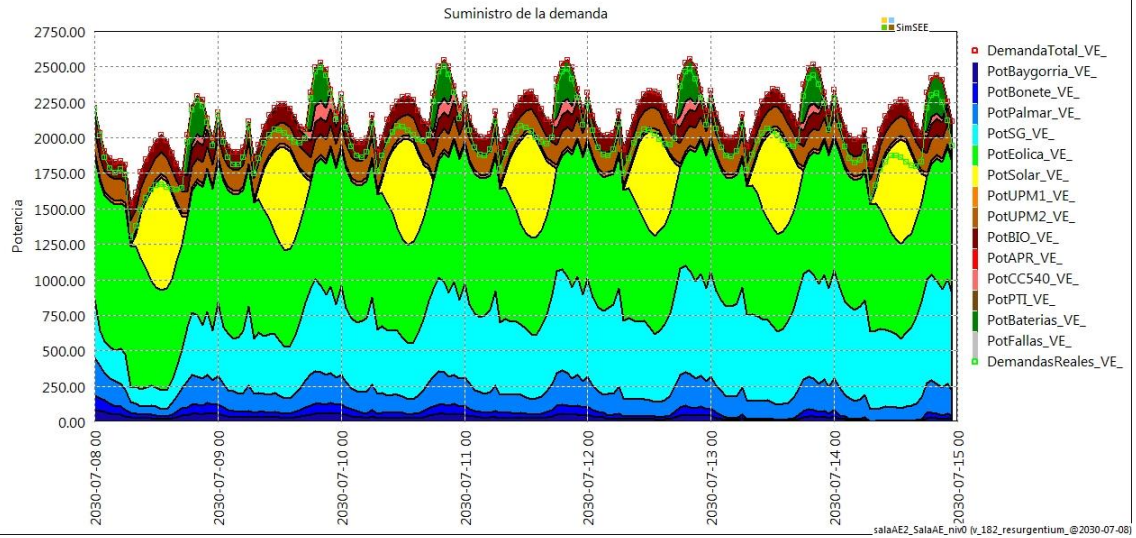
En la misma se puede observar que en la noche el excedente es aprovechado para los autos, mientras que en la mañana aún existe. Lo interesante es observar que durante el pico pasa a haber casos de excedentes explicables por la existencia de la devolución de 630MW por parte de los autos entre esas horas. Agregando aún más autos eléctricos se llega a la siguiente curva de demanda:



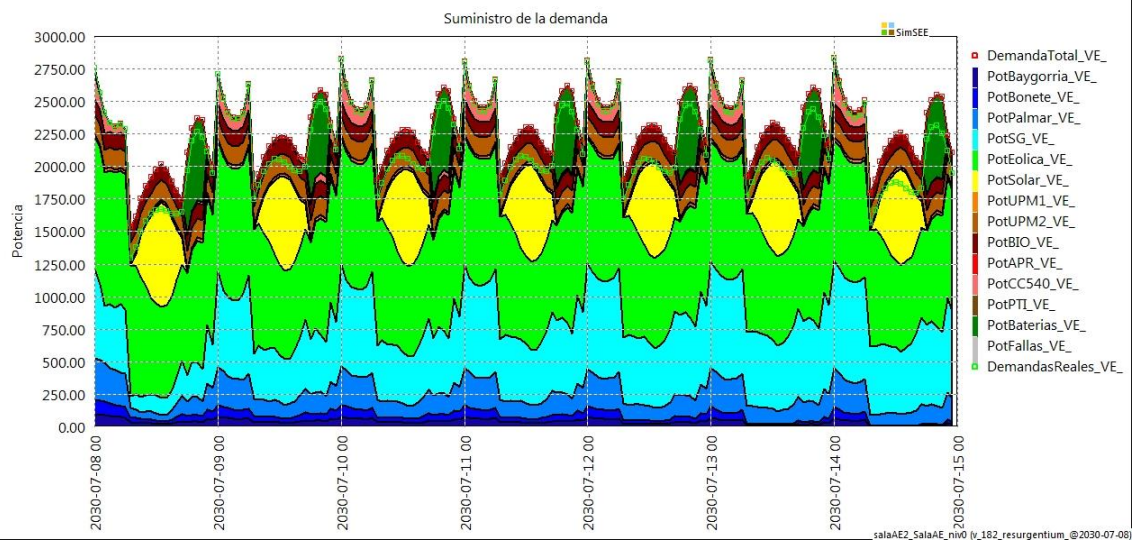
En este caso se observa que el pico pasa a ser en la noche donde no tenemos más energía libre y el excedente en el pico crece, indicando que hay demasiada devolución por parte de los autos, al observar el caso C se ve este comportamiento más acentuado aun. Continuamos entonces analizando las fuentes que suministran esta demanda, para cada uno de los casos.



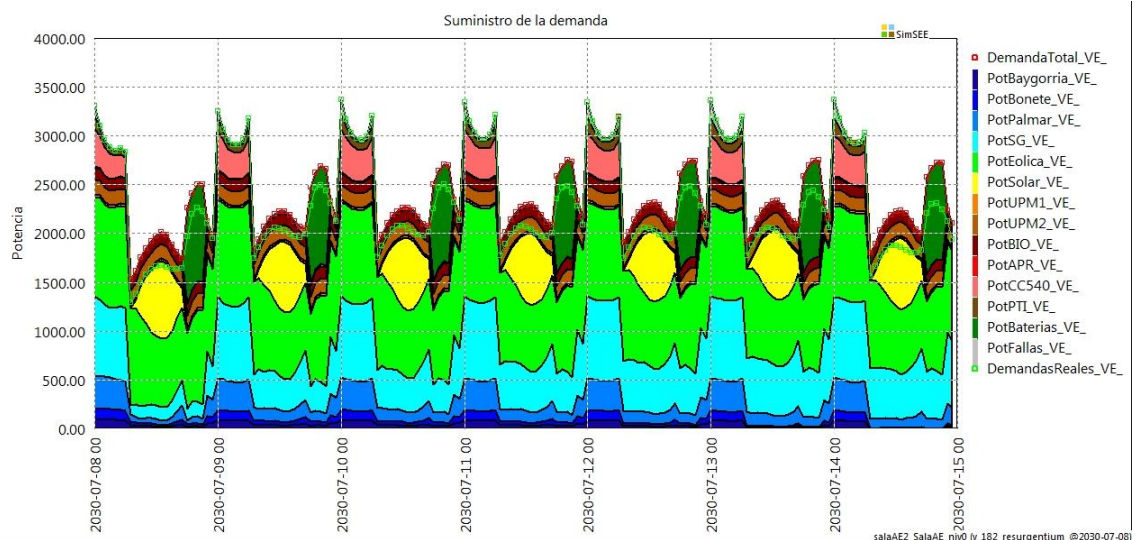
Suministro de demanda sin incorporación de vehículos eléctricos.



Suministro de la demanda para el caso A.



Suministro de la demanda para el caso B.



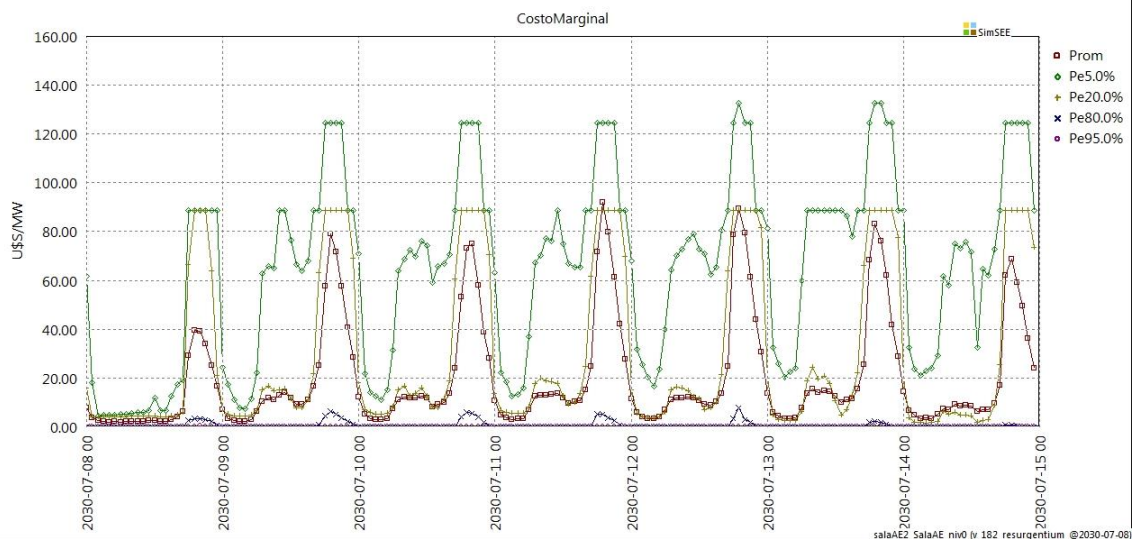
Suministro de la demanda para el caso C.

En estos casos se puede observar una disponibilidad mayor de energía hidroeléctrica que le existente en enero del 2030, por lo que los resultados obtenidos para el caso A parecen ser mejores en todo sentido al caso sin autos eléctricos en la matriz energética. Esto se puede ver en el hecho de que el pico de la tarde, en el caso sin inserción, debe ser suplido por fuentes térmicas como el ciclo combinado de 540 MW, sin embargo al incorporar una flota eléctrica que pueda devolver potencia en dicho horario vemos que la necesidad de las fuentes térmicas disminuye, reduciendo a básicamente cero. Por otro lado vemos que la carga de los autos aprovecha los excedentes de energía sobre la noche sin necesidad de recurrir a fuentes térmicas, balanceando la curva de demanda.

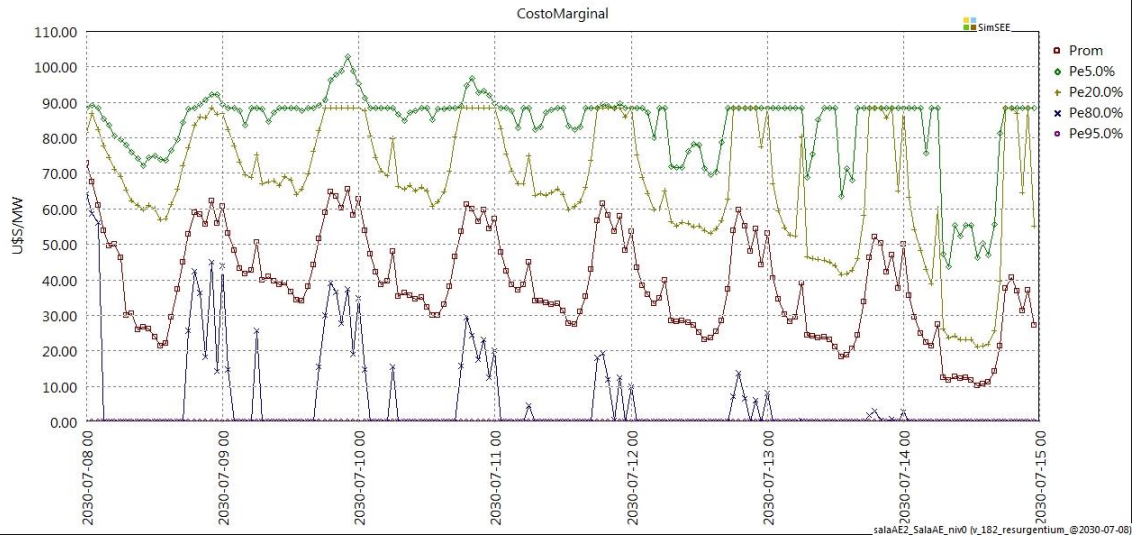
Vale señalar que en este escenario existe un excedente de energía sobre el medio día que sigue sin ser aprovechado debiendo desechar energía al sumidero o aplicar restricciones operativas, por ello se podría considerar utilizares horario para parte de la carga de los autos o extender el horario de carga de los mismos, el único inconveniente es el hecho de que los usuarios suelen usar el coche durante el día dificultando la carga durante este horario.

Aunque el caso A parece ser conveniente, al considerar mayor inserción se empieza a observar la necesidad de recurrir a fuentes térmicas para la carga de los autos y que hay una excelencia en lo que antes era el pico de demanda por la cantidad de energía devuelta por los coches eléctricos. Esta situación es similar a la observada en los casos de enero y parece señalar que 350.000 autos eléctricos (caso B) ya son demasiados para la matriz energética esperada para 2030.

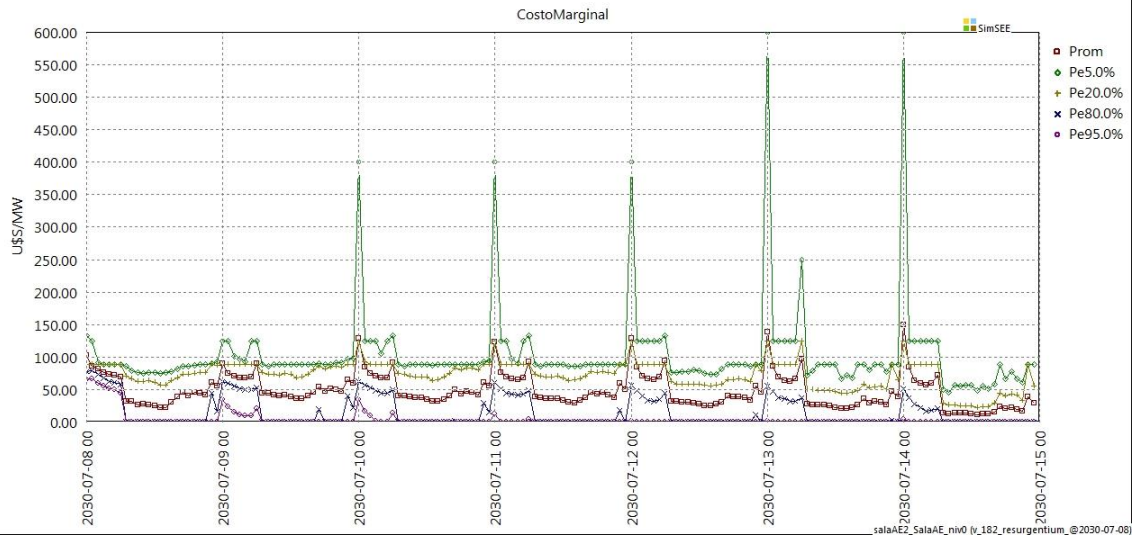
A continuación se presentan los costos marginales para los distintos casos de estudio, incluyendo distintas probabilidades de excedencia de estos.



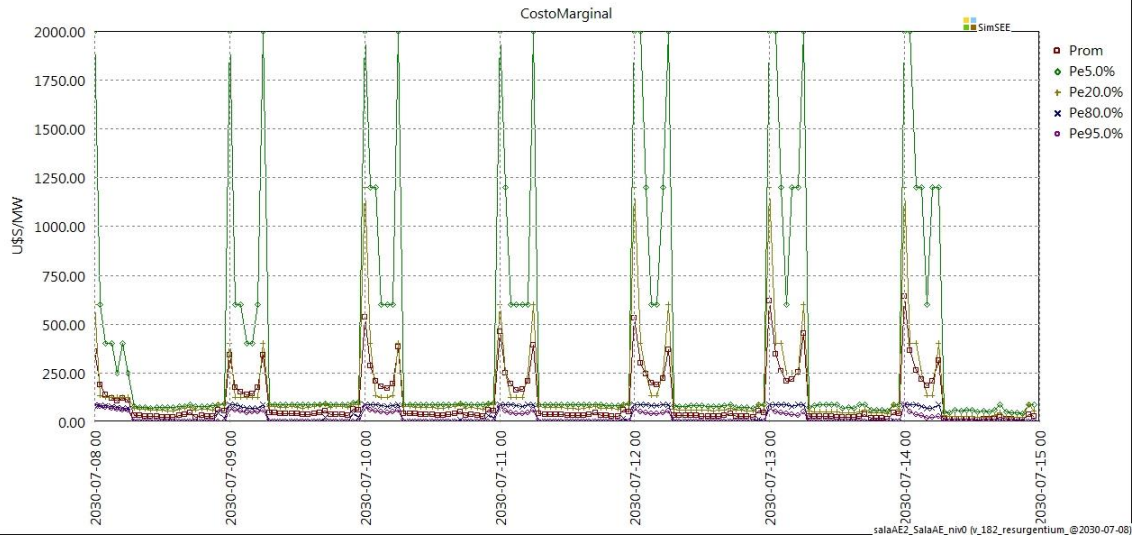
Costo Marginal para el caso sin inserción de vehículos eléctricos.



Costo Marginal para el caso A.



Costo Marginal para el caso B.

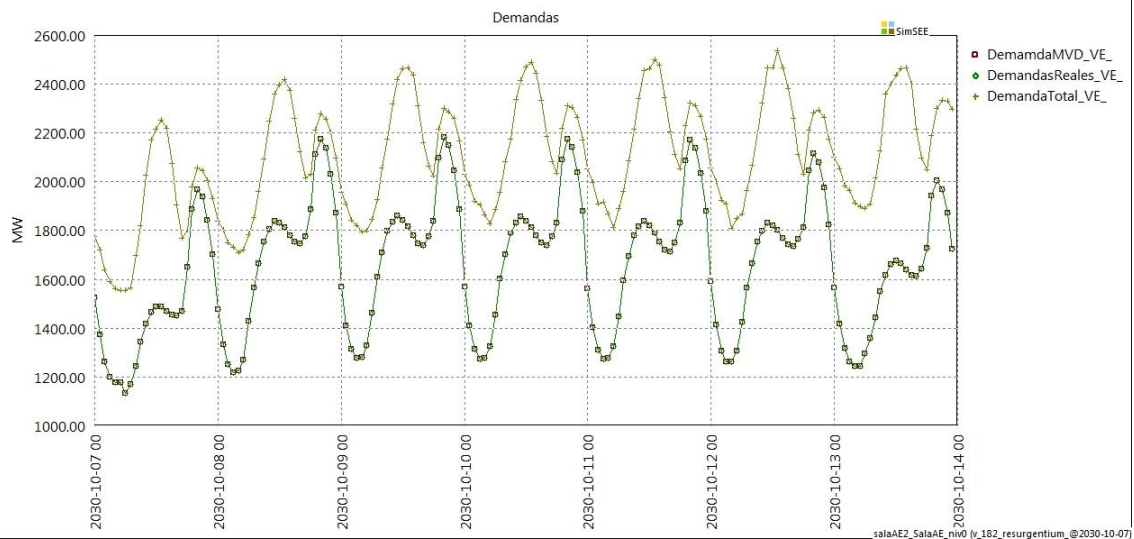


Costo Marginal para el caso C.

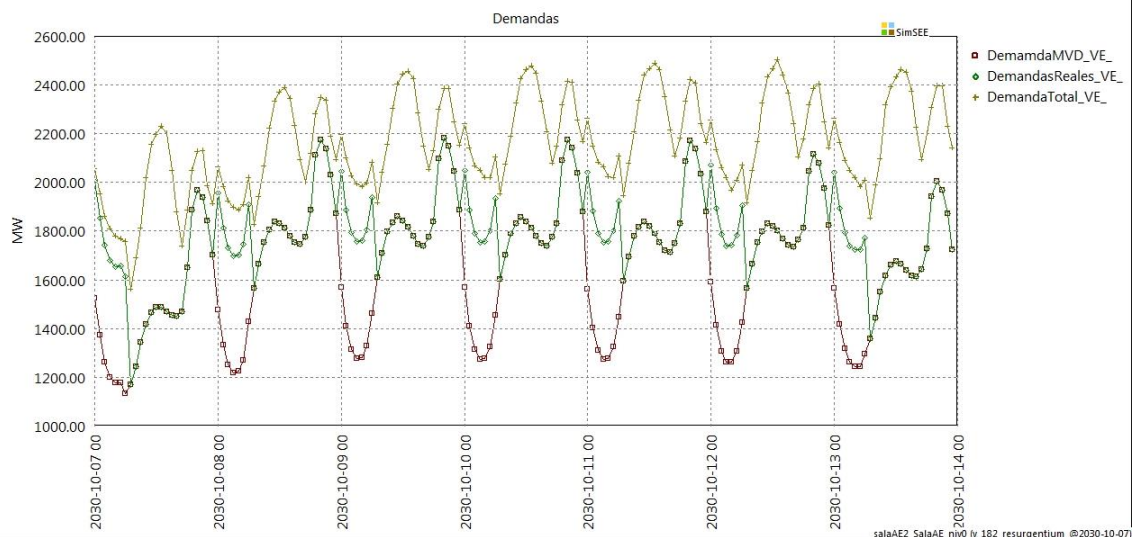
En este caso se observa que la inserción de 150.000 autos eléctricos reduce tanto el costo marginal promedio como el de probabilidad de excedencia de un 5%, en cuanto a los máximos alcanzados, pues como se vio se tendrá una demanda mas balanceada a lo largo del día. Sin embargo se ve que durante la noche los costos suben teniendo un mínimo de 20 U\$\$/MW cuando en el caso sin inserción eran casi nulos durante este periodo. Al observar los costos marginales para los casos B y C, se observa que los costos no solo aumentan si no que existen casos donde se debe fallar, indicando nuevamente que se poseen demasiados automóviles eléctricos y que con los tiempos de carga y descarga planteados no es conveniente.

Octubre 2030:

A continuación se muestra la demanda para la segunda semana de octubre 2030:

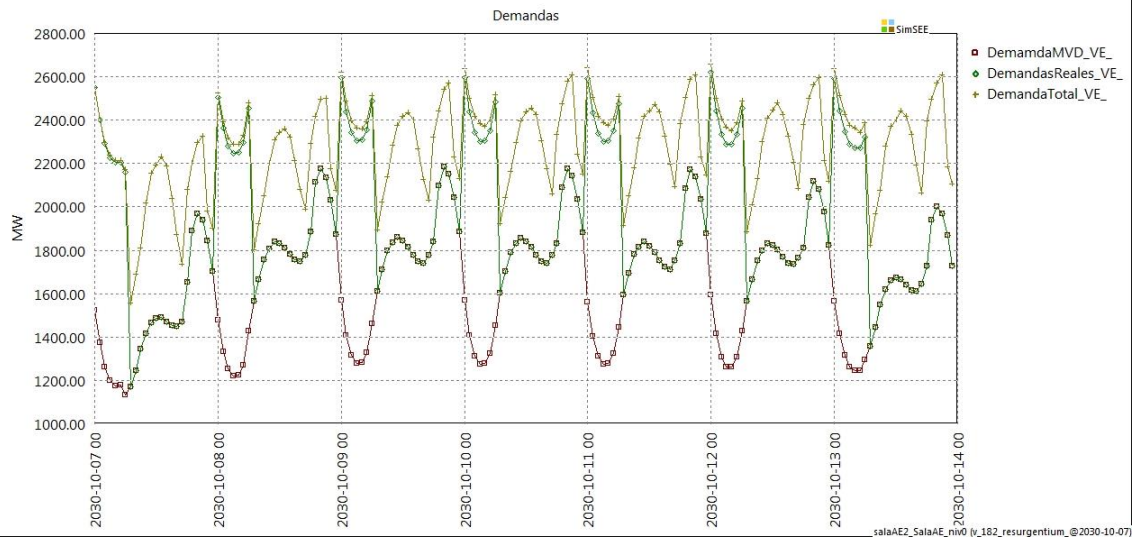


Demanda sin autos eléctricos

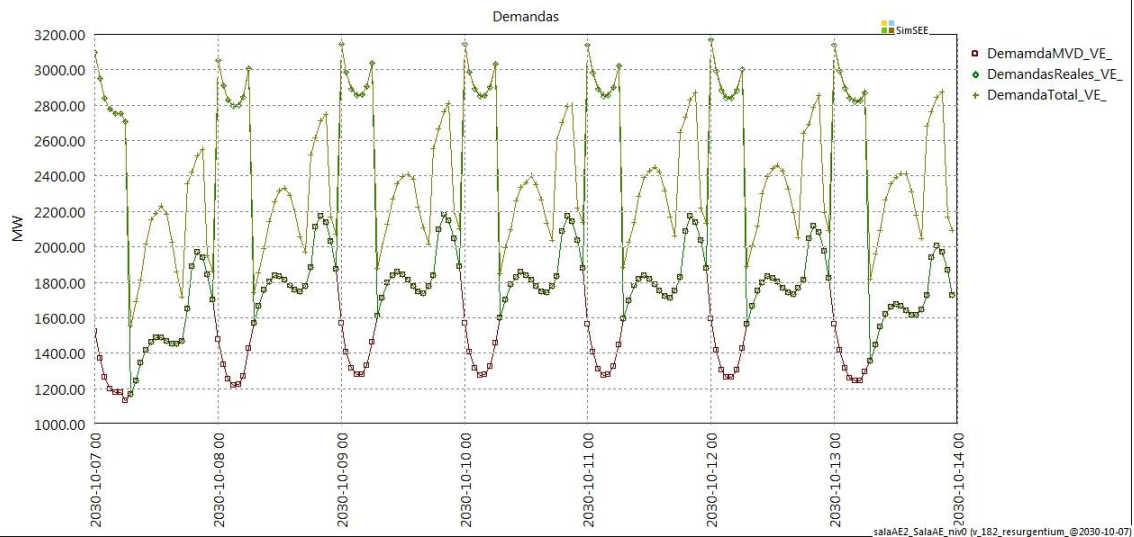


Demanda en el caso A





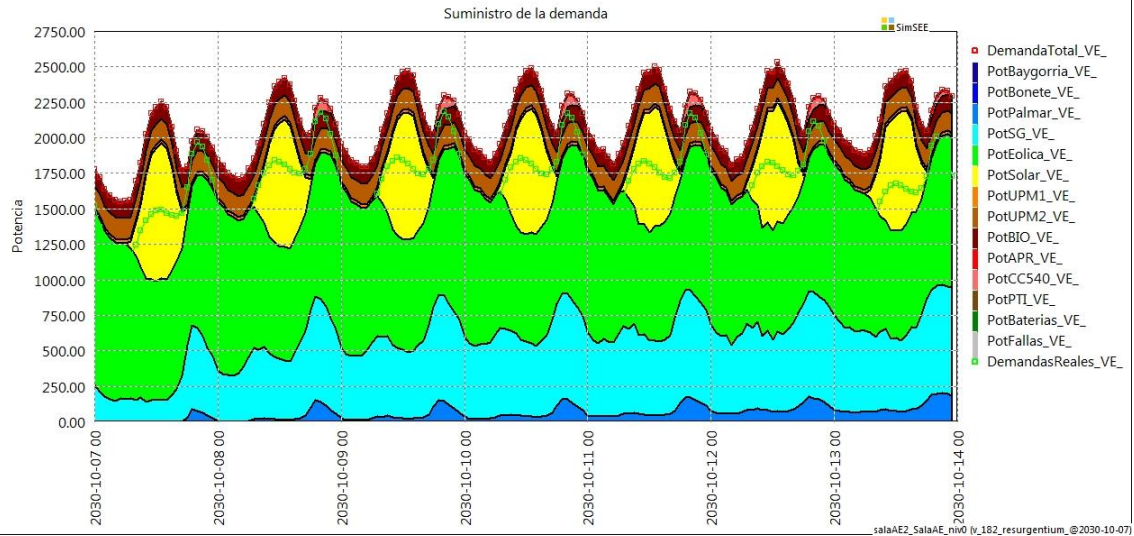
**Demanda en el caso B**



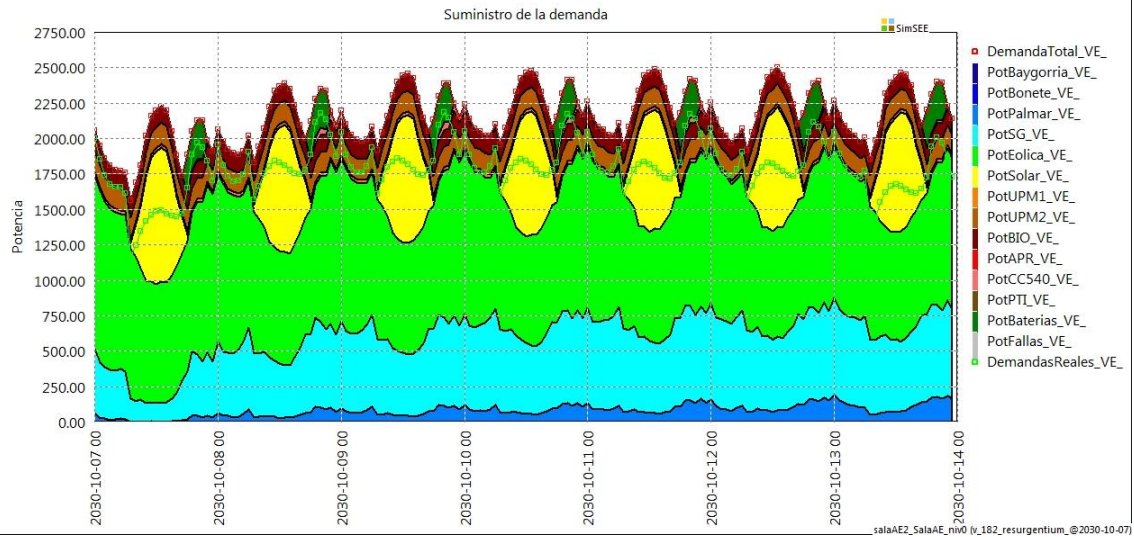
**Demanda en el caso C**

Se puede observar los primeros dos casos se ve que existen sobrantes de energía a toda hora, mientras que para los casos de mayor inserción a la hora de cargar los automóviles no existen excedentes de energía mientras que en el pico de la tarde donde la energía sobrante era la menor, existen para estos casos excedentes importantes.

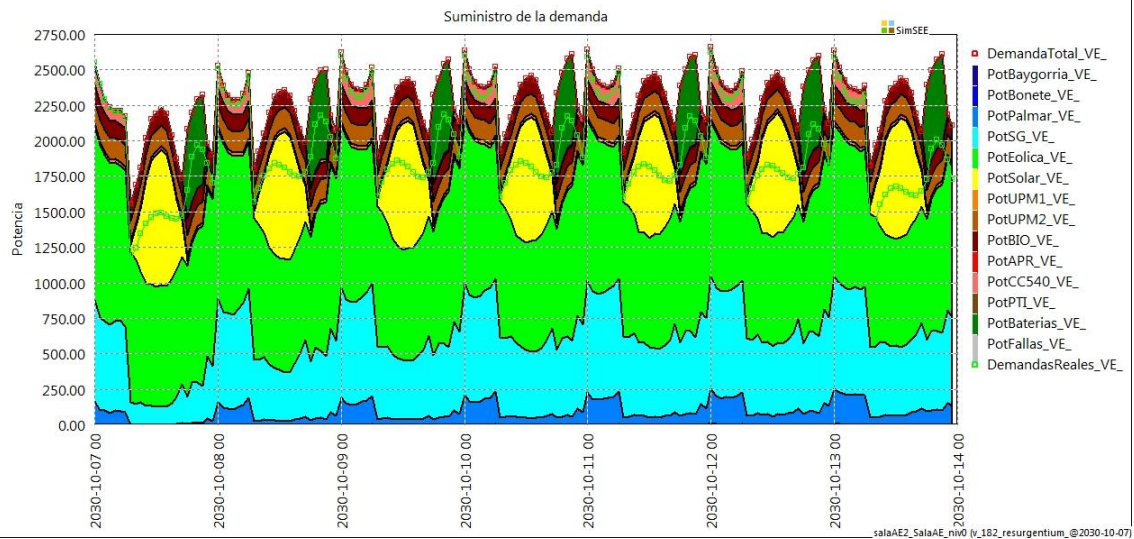
Con esto en mente pasamos a observar el despacho realizado en cada caso para suministrar la potencia demandada.



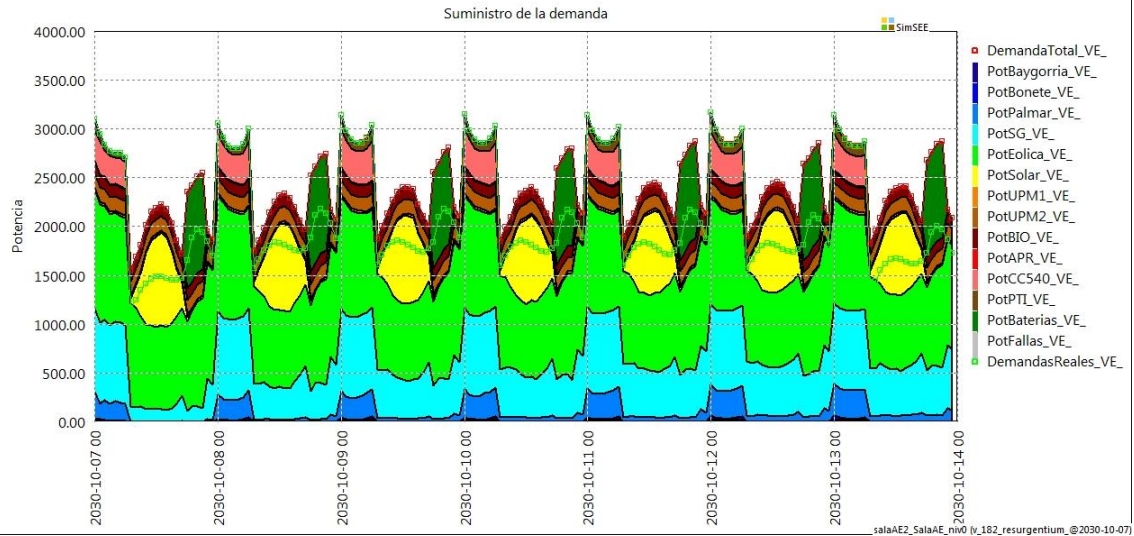
Suministro de potencia sin autos eléctricos



Suministro de potencia en el caso A.



Suministro de potencia en el caso B.

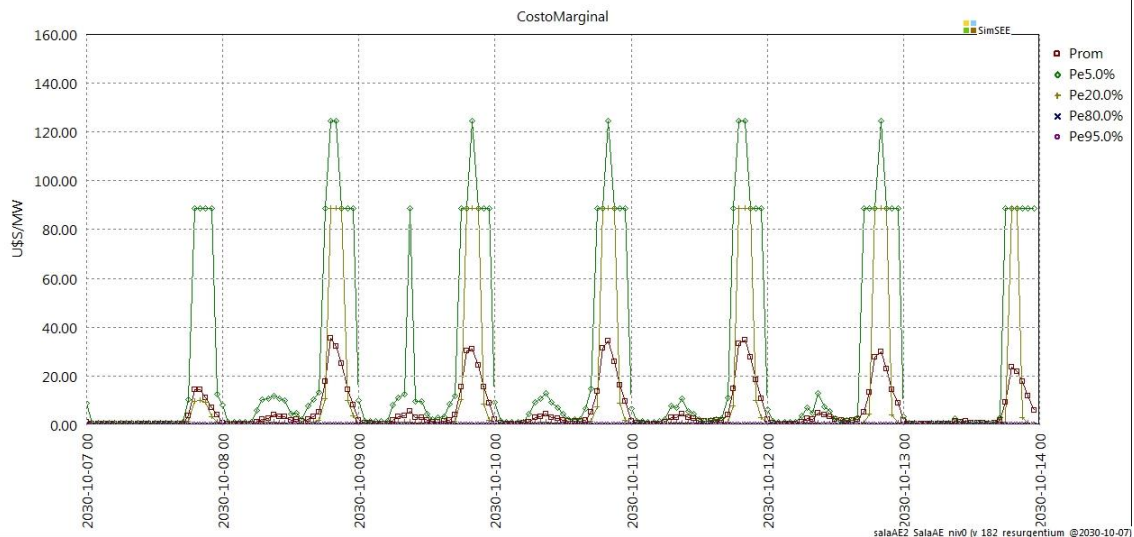


### Suministro de potencia en el caso C.

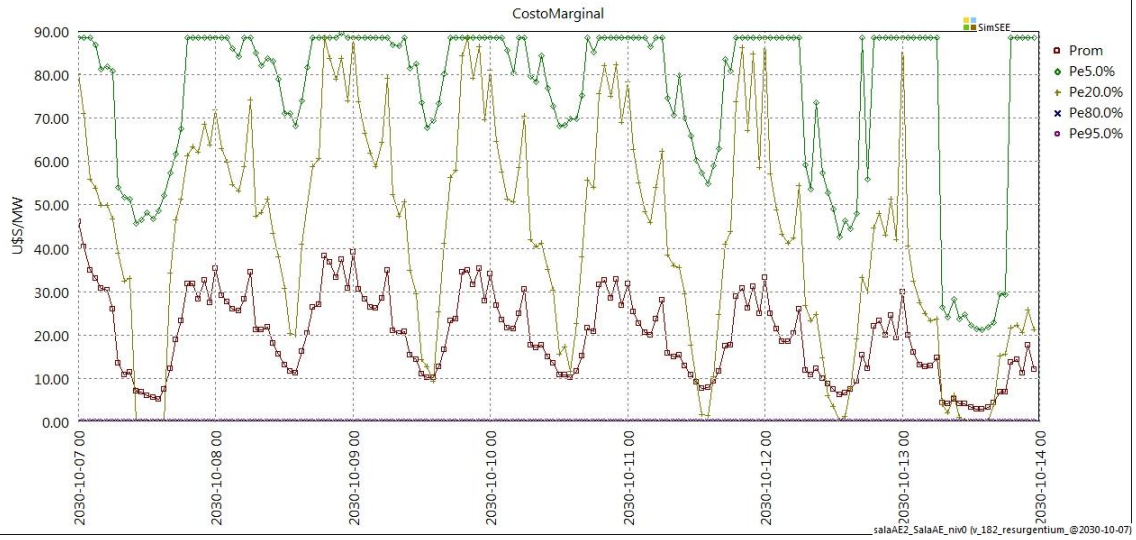
Al observar los despachos realizados se puede observar un comportamiento similar al observado en el caso de Julio. Es decir se ve que el caso A crea una curva de demanda mucho mas balanceada y no se necesita incorporar fuentes térmicas para la carga de los autos. Incluso el caso A disminuye la necesidad de recurrir a el ciclo combinado cuando se posee el pico de la tarde. A su vez, en este caso lo que hace posible el no depender de las fuentes térmicas parece ser el aumento disponibilidad de fuentes hidroeléctricas.

Por otro lado se vuelve a observar que para los casos de mayor inserción se necesita de fuentes térmicas para la carga de los automóviles y sobra mucha energía cuando estos entregan a la red.

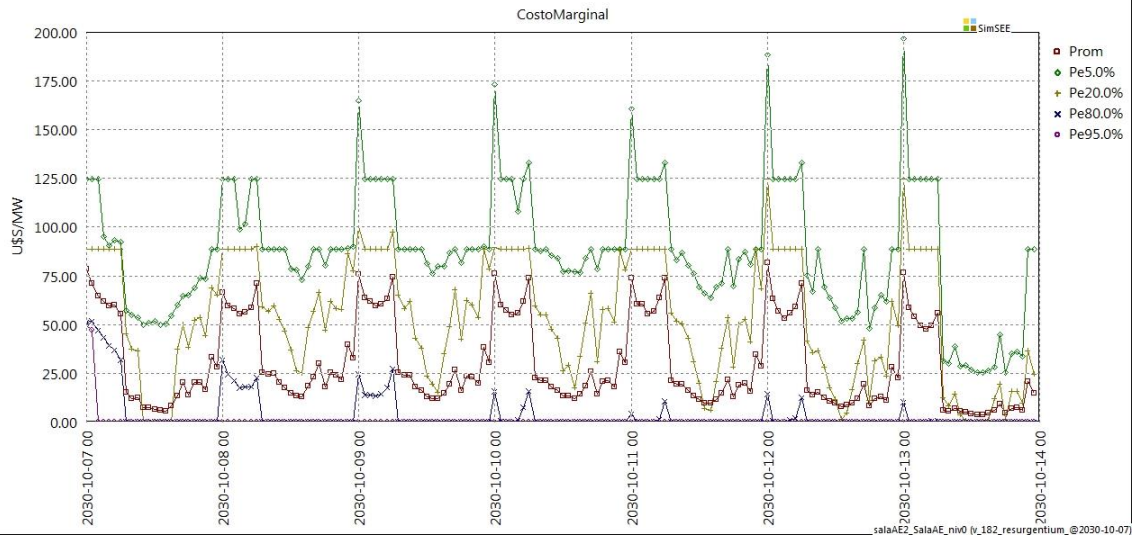
De forma similar se pueden observar las curvas de los costs marginales:



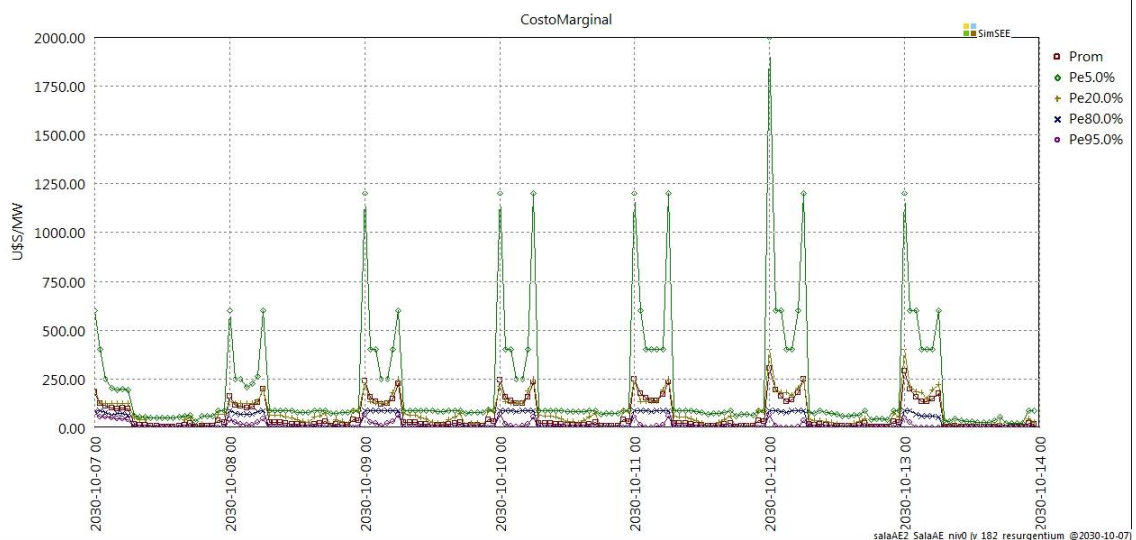
Costos Marginales sin inserción de vehículos eléctricos



Costos Marginales en el caso A



Costos Marginales en el caso B



Costos Marginales en el caso C

Para este mes se ve que se parte de costos marginales muy bajos por lo que incluso en el caso A existe un aumento de los costos marginales, aunque con una inserción moderada estos siguen por debajo de 40U\$\$/MW. Sin embargo, en los dos últimos casos, los costos aumentan aun mas debido a que se debe recurrir a punta del tigre en ambos y a fallar en el caso C.

Después de observar el comportamiento del despacho y de los costos marginales para las distintas estaciones, se llego a una conclusión clara que es que los casos B y C aumentan demasiado la demanda y no dan vuelta la curva de demanda como para ser manejadas con las hipótesis de horario consideradas.

Por otro lado se ve que el caso A, a pesar de en general aumentar los cotos marginales puede llegar a ser conveniente la utilización del tarifado planteado pues se ve una curva de demanda mucho más balanceada y en los picos de los cotos de la tarde disminuyen debido a la existencia de autos que descargan a la red. A su vez el aumento dado en los cotos marginales puede llegar a ser compensado con el hecho de que se estaban utilizando fuentes renovables para la carga de estos autos, y exista a su vez una disminución del consumo de derivados de petróleo por parte de los coches convencionales. Igualmente para ver la verdadera conveniencia de este sistema de carga y descarga para el caso A, se deben realizar distintos análisis considerando los precios a vender y pagar la energía, y muchas cosas más que se mencionan en el ultimo capitulo.

## 5. Posibles futuros trabajos.

A lo largo de la realización de este trabajo se debieron dejar distintos análisis de lado ya sea por el alcance esperado para este trabajo o los resultados a los cual se buscaba llegar. Una vez realizado lo mencionado anteriormente distintos enfoques surgieron como posibilidades de continuar este trabajo. A continuación se mencionan alguna de ellas.

En primer lugar debido a falta de tiempo y similitud entre las situaciones simuladas, y dado que se buscaba un acercamiento inicial al impacto de los vehículos eléctricos en la demanda, no se analizo el mes de otoño para los casos de estudio, esto podría revelar alguna situación climática no considerada en las otras estaciones, sin embargo, seria de esperar que los resultados de la misma sean similares a los obtenidos para la primavera, o al menos mejores a los del verano, ayudando a confirmar la idea de que ante una inserción moderada de automóviles eléctricos los horarios de carga y descarga podrían ser convenientes.

A su vez dado que estos escenarios son a 2030 pueden existir cambios en la matriz que aun no se han confirmado, uno de ellos es la posible expropiación de tierras que daría a Bonete la capacidad de aumentar su cota 1 m, teniendo así mas disponibilidad de energía hidroeléctrica, o al menos un mayor control sobre esta.

Una vez estudiados estos casos, se podría ir aun mas lejos o incluso si se desea buscar soluciones a inserciones mayores de vehículos eléctricos, la forma de proseguir podría ser buscar incorporar un modelo que considere flexibilidad a la hora de cargar y descargar los automóviles, incluyendo los modelos inteligentes que consideran la disponibilidad de energía y las tarifas para abaratar y sacar un mayor provecho a la hora de cargar el automóvil.

Por último dado que el cambio del parque automotor a eléctrico no posee como único objetivo bajar costos o la dependencia del petróleo, sino que también busca la reducción de la contaminación atmosférica, se podría realizar un análisis de la emisiones de CO<sub>2</sub>, causadas para producir la energía eléctrica que se utilizará luego en los autos y compararla con las emisiones esperadas de un auto convencional, determinando así el verdadero impacto ambiental de cambiar la flota o parte de ella a eléctrica.