



IIE- FING – UDELAR (Instituto de Ingeniería Eléctrica – Facultad de Ingeniería – Universidad de la República Oriental del Uruguay.) - URUGUAY
UTE (Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas.) - URUGUAY
Montevideo – Uruguay -28 de mayo de 2014

Optimización en SimSEE de Agendas GNL

Autor/es: *Ruben Chaer, Sebastián Beledo, Lorena Dichiara, Fernando Fontana, Pablo Soubes y Enzo Coppes..*

Empresas: Instituto de Ingeniería Eléctrica – FING – UDELAR y UTE

Cargos: Prof. Agregado e investigadores.

PALABRAS-CLAVE: MODELADO
REGASIFICADORA, RED DE
COMBUSTIBLE, GNL, Optimización
GNL, Despacho Hidrotérmico

Código de subtema, OM1-1

1.1.1.1 DATOS DE LA EMPRESA

Dirección: PARAGUAY 2431

Código Postal: 11800

Teléfono: (598) 22090051

Fax: (598) 22002927

E-Mail: rchaer@simsee.org

1 Introducción

El propósito de este trabajo es presentar la herramienta “OptimA” en desarrollo en el marco del proyecto

ANII_FSE_1_2013_1_10957 del Fondo Sectorial de Energía de la ANII.

La plataforma SimSEE (Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica) [SimSEE] permite realizar simulaciones de la operación óptima de sistemas de generación eléctrica en que participan centrales de generación de fuentes múltiples e interconexiones eléctricas.

En la terminología usada en SimSEE, las centrales de generación, las interconexiones, las demandas, los Nodos (o barras), los Arcos (o líneas de transporte de energía) son llamados Actores. Se denomina Sala (o Sala de juego), al “tablero” en el que los Actores realizarán su juego durante la simulación del sistema. Por extensión se llama “Sala” (o archivo de Sala) al archivo (documento) en el que se guarda toda la especificación de un sistema a simular.

SimSEE permite simular la operación óptima de un sistema de energía modelado como un sistema dinámico con restricciones. Para la operación óptima SimSEE utiliza Programación Dinámica Estocástica (PDE) al estilo de la popularizada por Bellman [2].

Como es conocido y puede verse en la misma referencia, este algoritmo adolece de la “Maldición de la Dimensionalidad de Bellman”. Esta Maldición, implica que el algoritmo explota en cuanto a la dimensión del problema y por consiguiente en su tiempo de ejecución en la medida en que las dimensiones necesarias para representar el estado del sistema crecen.

Uruguay está construyendo su primer planta regasificadora de GNL, la cual tendrá una capacidad de almacenamiento de aproximadamente 250.000 m³ y capacidad de regasificación de 10:000.000 m³/día de Gas Natural (GN). Estará operativa a mediados del año 2015.

La energía almacenada en la Regasificadora es aproximadamente el 70% de la energía embalsable en el mayor lago de Uruguay (Bonete), lo cual muestra que ésta será el segundo almacén de energía del país.

El sistema hidroeléctrico de Uruguay, imprime una variabilidad en la energía anual de entre 100% y 40% de la demanda eléctrica del 2010. Esto muestra la variabilidad a la que estará sujeta la generación con GN dado que será la única generación con despacho 100% gestionable.

OptimA, es un optimizador de agendas de compras de cargos de Gas Natural Licuado (GNL) programado sobre la plataforma de Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica (SimSEE).

La compra de Cargos de GNL se realizará en barcos con una capacidad del orden de los 145.000 m³. Hay dos tipos de cargos, “los de Agenda” y “los Spot”. Los cargos de Agenda se deben programar desde un cierto mes determinado (por ejemplo en Octubre) para todo el año siguiente. Los Spot deben ser solicitados con una antelación de entre 6 y 12 semanas (a mayor antelación mayor probabilidad de lograr un buen precio). El precio esperado de los cargos de Agenda es inferior al de los cargos Spot.

OptimA tiene en cuenta todas estas restricciones y resuelve un problema de optimización que tiene por objetivo minimizar el valor esperado del costo futuro de abastecimiento de la suma de las demandas del sector eléctrico y del sector gasífero del país. El resultado es “La Agenda Anual” y “Política de Compras Spot” óptimas.

La Agenda Anual, es el listado de las fechas de arribos de los cargos de Agenda.

La Política de Compras es una tabla de decisión que según el Estado del Sistema (por ejemplo volumen de agua almacenado en Rincón de Bonete y el volumen de GNL en la Regasificadora) indica si corresponde o no hacer una solicitud de un embarque Spot, el desvió de un cargo anteriormente agendado o no tomar ninguna acción.

En este trabajo se presentan los resultados obtenidos en la simulación de un probable parque de generación del sistema eléctrico uruguayo en el 2016, considerando una Agenda de GNL predeterminada y considerando una Agenda de GNL optimizada.

2 Modelado de la red de combustible

Se define para el proyecto una red de combustible, modelada con una estructura similar a la de la red eléctrica, para cada tipo de combustible. Esta red de combustible se compone de actores que suministran y consumen combustible, y actores llamados arcos que conectan los nodos (puntos de conexión de suministros y consumos).

Los actores que abastecen de combustible a la red pueden ser: la Regasificadora, o suministros externos (ej gasoducto). Los actores que consumen combustible pueden ser: demandas de combustible o generadores térmicos bi-combustible. En el caso de que sean

generadores térmicos bi-combustible funcionando con dos tipos de combustibles, los mismos se conectarán a dos redes de combustible diferentes.

En la Figura 1 se muestra un ejemplo de dos redes de combustible.

La Red de Combustible A está compuesta por un suministro_combustible que inyecta combustible a un nodo de suministro, a partir del cual se transporta por un arco hasta un nodo de consumo que alimenta la demanda 1 de combustible y a un generador bi-combustible.

La Red de Combustible B está compuesta por una regasificadora que inyecta combustible a un nodo de suministro, a partir del cual se transporta por el arco hasta un nodo de consumo que alimenta la demanda 2 de combustible y al mismo tiempo alimenta también al generador bi-combustible.

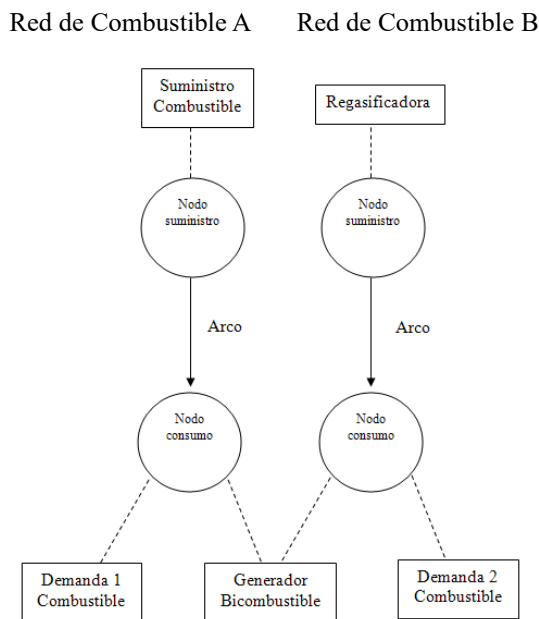


Figura 1 - Ejemplo de Redes de Combustible

Descripción de los actores de la red de combustible

El **Nodo Combustible** es un punto de conexión donde los diferentes actores pueden suministrar o consumir combustible. En cada Nodo de Combustible se debe cumplir instantáneamente que el balance de

entrada y salida de combustible sea cero. Se muestra en la Figura 2 un esquema de un Nodo Combustible.

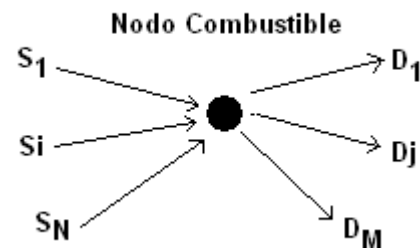


Figura 2 - Esquema de Nodo de Combustible

Balance en el Nodo Combustible:

$$\sum_{i=1}^{i=N} Si - \sum_{j=1}^{j=M} Dj = 0$$

Donde

Si: Suministro i de Combustible al Nodo Combustible

Dj: Consumo j de Combustible del Nodo Combustible

El **Arco Combustible** conecta dos Nodos Combustible del sistema, y de esa forma permitir el flujo de combustible entre los mismos. La red de transporte de combustibles se modela a partir de nodos y arcos de combustible, definiendo en los arcos las restricciones de capacidad, disponibilidad y pérdidas de transporte.

Para indicar el sentido del flujo de combustible, se debe cargar la información del nodo de combustible de entrada y el de salida. En el caso en que se quiera modelar un flujo de combustible bidireccional, es necesario crear dos arcos de combustible independientes, permutando los nodos de combustible de entrada y salida.

Los arcos de combustible solo pueden conectar dos Nodos Combustible del mismo tipo. Eso significa que si un nodo de combustible tiene asociado un combustible A, únicamente puede conectarse a través de un arco de combustible con otro nodo de

combustible que tenga asociado el mismo tipo de combustible A.

La **Demanda de Combustible** modela la demanda no eléctrica del sistema. Toda demanda de combustible se debe asignar a un nodo de combustible del sistema.

En forma análoga al sistema eléctrico, cuando no es posible satisfacer la demanda de combustible se dice que se produce una “Falla” en el suministro de combustible. Para ello, se definen los Escalones de Falla con sus costos asociados. Cuando se presenta la situación de déficit de combustible los “máquinas virtuales de falla de combustible” entran en servicio para satisfacer la demanda de combustible del nodo. El despacho de estas máquinas de falla es un indicador del déficit del sistema y la cantidad de combustible que involucra. Se debe cumplir que la suma de las profundidades de los escalones de falla debe ser siempre igual a 1 para poder asegurar que en todo momento se cubra la demanda.

El **Generador Bi-Combustible** se conecta a dos nodos de combustible (combustibles “A” y “B”), permitiéndole generar con ambos combustibles.

Las centrales bi-combustibles actuales y proyectadas son turbinas de gas y ciclos combinados modernos, donde las posibles restricciones de tiempos de arranques son despreciables en simulaciones de paso diario o superior. Asimismo, la cantidad de unidades de generación dentro de las centrales hace que los mínimos técnicos puedan ser considerados de segundo orden en el problema de optimización de las agendas de GNL. Por esta razón se decidió implementar un modelo de generador bi-combustible sin mínimos técnicos ni restricciones de arranque.

Las variables de control del generador son los caudales q_{ai} y q_{bi} de consumo del combustible “A” o “B” respectivamente en el poste “i” y la variable α_i indica la porción del tiempo del paso del poste “i” que la central utiliza el combustible “A”.

La potencia del generador en el poste “i” se muestra en la Ec.1

$$P_i = (\eta_a p c i_a q_{ai}) \alpha_i + (\eta_b p c i_b q_{bi}) (1 - \alpha_i)$$

Ec. 1 - Potencia del generador bi-combustible en el poste i

Las variables q_{ai} y q_{bi} tienen valores comprendidos entre 0 y el valor máximo que corresponde a la potencia nominal del generador. Se asume que la potencia máxima del generador es la misma con los dos combustibles.

La variable α_i varía en el intervalo [0, 1] donde en los dos extremos la central utiliza un solo combustible en el poste. Con cualquier valor intermedio, la central utiliza α_i del tiempo del poste del combustible “A” y $1 - \alpha_i$ del tiempo del poste el combustible “B”.

A los efectos de poder representar por un modelo lineal, la Ec.1 la misma puede ser sustituida por la ecuación y restricciones que se muestran en la Ec.2.

$$\begin{aligned} P_i &= \eta_a p c i_a q_{ai} + \eta_b p c i_b q_{bi} \\ q_{ai} &\leq \hat{q}_a \alpha_i \\ q_{bi} &\leq \hat{q}_b (1 - \alpha_i) \end{aligned}$$

Ec. 2 - Potencia del generador bi-combustible en el poste i, modelo lineal.

El **Suministro de Combustible** abastece combustible del tipo que se especifique (líquido o gas) tanto a demandas como generadores. En el caso de los últimos, dado que pueden ser bi-combustibles, podrán tener más de un suministro.

El punto de conexión de cada suministro será en el nodo de combustible correspondiente, cuyo funcionamiento se ha explicado anteriormente.

La **Regasificadora** es un suministrador de combustible con un tanque asociado donde se almacena el GNL. Adicionalmente tiene una Agenda de embarques de GNL con los cargos asociados y un vector de decisiones

para las próximas semanas. Las decisiones pueden ser de desviar un cargo, comprar un cargo al Spot, o seguir con lo que indique la Agenda.

Los parámetros físicos de la Regasificadora incluyen el volumen del tanque de almacenamiento de combustible, donde se debe especificar el número de discretizaciones, el volumen inicial de combustible (estado inicial), el precio del vertimiento, las pérdidas por boil off, el caudal máximo de GNL, el rendimiento y los consumos propios.

Los precios de los cargos del volumen de GNL que intervienen a la hora de la optimización son el precio del cargo de agenda, el precio Spot del GNL y el precio de desvío de un cargo de agenda.

La Agenda está implementada como un vector booleano de paso de tiempo semanal con su fecha de inicio, donde el 0 significa que no hay cargo de GNL agendado para esa semana y el 1 que hay un cargo agendado.

El vector de representación del estado de las decisiones, también es de tipo booleano y de paso de tiempo semanal, el largo del vector por defecto es 6 (aunque puede ser modificado por el usuario).

En la Figura 2 se muestra un esquema de la planta regasificadora.

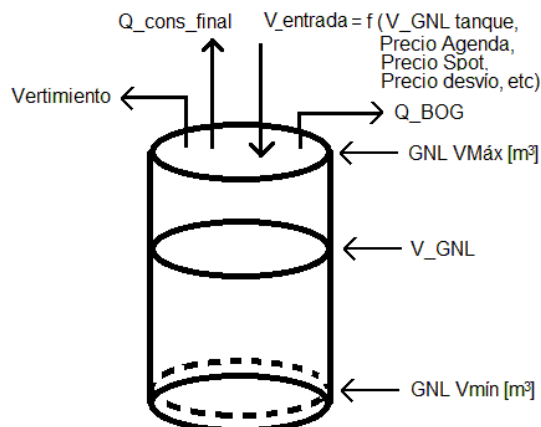


Figura 2 - Esquema de la regasificadora

Donde:

Ventrada es el volumen de GNL que ingresa a la regasificadora, que es una función que

depende directamente de la Agenda de embarques, del vector de decisiones y de los costos de los combustibles.

Q_{cons_final} es lo consumido por poste en la Regasificadora por los actores de consumo conectados (a través de un arco o directamente) al nodo de suministro.

Vvertimiento es el volumen que se vierte en cada paso de simulación por falta de capacidad en el tanque.

Q_{BOG} es el caudal evaporado en cada paso de simulación que se calcula de acuerdo a la siguiente expresión.

$$Q_{GNL_{BOG}} = \frac{BOG_{ca} + BOG_{cb} * X_{GNL}}{610}$$

$Durpos_i$ es la duración del i-esimo poste.

El número 610 representa el factor de conversión de GNL a Gas Natural.

$GNL_{VMáx}[m^3]$ y $GNL_{VMin}[m^3]$ son el volumen máximo y mínimo de GNL en el tanque.

V_{GNL} es el volumen de GNL en el tanque (Variable de Estado del sistema).

3 Estrategia de Optimización de la Agenda y las Decisiones de compra Spot y Desvíos.

En la necesaria lucha contra la Maldición de la Dimensionalidad de Bellman se debe buscar formas de reducir la dimensión del espacio de estado del sistema y en este sentido, el arte está en analizar el problema concreto y simplificar en aquellos aspectos del modelado que no tengan impactos relevantes sobre los resultados.

Un barco demora entre 20 y 30 días en llegar desde los diferentes terminales de

carga de GNL hasta Uruguay. Cuando llega el barco demora del orden de 72 horas en descargar. Todos estos tiempos son estimados y pueden verse afectados por las condiciones de viento, oleaje, etc.

En base a estos tiempos, se consideró para simplificar que los barcos pueden arribar con una precisión de semanas y que solo puede haber un arribo por semana.

En la práctica podría haber más de un arribo por semana, pero conociendo que: la capacidad de los buques que realizarán las descargas es del orden de los 140.000 m³, y que la capacidad de regasificación de la instalación será de 10:Mm³/Día (diez millones de metros cúbicos de Gas Natural por día, que corresponden a 16.393 m³ de GNL por día), se concluye que un buque de 140.000 m³ de GNL sería utilizado en 8.54 días con la regasificadora funcionando a plena carga todo el tiempo.

Esto muestra que no hay necesidad de suponer más de un arribo por semana. Salvo que se pensara en buques de menor tamaño.

Una vez decidida la Agenda para el año siguiente, la misma es un dato que puede codificarse con un vector de ceros y unos con un casillero para cada semana con un “uno” si hay un cargo de Agenda en esa semana y un “cero” en caso contrario. Si bien esa información es parte del Estado del Sistema, al poderse codificar completamente dependiendo del tiempo no incrementa las dimensiones del espacio de estado sino que queda incorporada con el resto de las características del sistema que dependen del tiempo. Ahora bien, lo que no queda codificado temporalmente son las acciones que es posible tomar sobre cada semana. Dada una semana del futuro, si en la Agenda hay un “uno” entonces se espera un cargo para esa semana y la decisión está entre no hacer nada (o sea esperar el arribo) o programar un desvío del buque. En caso de ser desviado el buque se supone que su carga es vendida a un precio “Precio Desvío”. El perjuicio de tomar la decisión de desvío es por tanto Precio Desvío – Precio Agenda. Si Precio Desvío < Precio Agenda será un perjuicio, sino será un beneficio. Si

por el contrario, en la semana del futuro seleccionada en lugar de un “uno” en la Agenda hay un “cero”, quiere decir que en esa semana no se espera ningún cargo de Agenda y por tanto la acción posible es programar un cargo comprado en el mercado Spot. Este cargo será comprado al “Precio Spot”.

Tanto para la programación de un Desvío o de una Compra Spot, se supone que se debe tener una antelación de N semanas. Típicamente N tendrá que tomar valores entre 6 y 12. Cuanto mayor antelación en una decisión más riesgo en cuanto a la oportunidad para el sistema del desvío o de la compra spot según corresponda, pero mayor oportunidad de conseguir mejor precio por el cargo desviado o por el cargo comprado (al alza o a la baja respectivamente). En este trabajo se supone una antelación de las decisiones de desvío o compra Spot de 6 semanas.

Es así, que las decisiones se pueden codificar en un único vector de 6 variables booleanas. Supondremos este vector indexado de $xd[0]$, $xd[1]$ $xd[5]$. Representando $xd[0]$ la decisión tomada 6 semanas atrás y que tiene consecuencias sobre la semana actual. Si en $xd[0] = 0$ (cero) significa que no se toma ninguna acción adicional a la Agenda, o sea, se respeta la Agenda. Por el contrario, si $xd[0] = 1$ (uno) significa invertir el contenido de la Agenda, es decir, si hay un cargo agendado para la semana en curso el mismo no arriba pues hace 6 semanas se programó su desvío y si no hay ningún cargo agendado igualmente arribará un cargo comprado al Spot programado hace 6 semanas.

Como parte de la operación de cada semana hay que decidir si se programa alguna acción para dentro de 6 semanas. Esto implica calcular cuál será el vector de decisiones para la próxima semana. Al avanzar una semana en el tiempo, el vector de decisiones experimenta un corrimiento en cada uno de sus casilleros, donde las decisiones en cada casillero se actualizan con las decisiones de los casilleros de la

siguiente semana. El pseudo código Pascal que representa esto es :

```
For k:= 0 to 4 do xd[k]:= xd[k+1];
```

Adicionalmente se debe completar la posición que corresponde a la programación de la acción que tendrá lugar dentro de 6 semanas. Para tomar esta acción, aplicando el algoritmo de PDE, el modelo observa la afectación del futuro por tomar la decisión y en base a la misma, programa la acción o no. Técnicamente se observa la variación de la función del Bellman (costo esperado de la operación futura por tomar o no la acción).

4 OptimA

En la sección anterior, se mostró cuál es la estrategia de modelado de la Agenda y de las decisiones de modificación posibles en tiempo de operación. Una vez fijada una agenda, es posible calcular el valor esperado del costo futuro de operación con la plataforma SimSEE, optimizando las decisiones de Desvío y compras Spot. Esto permite armar un problema de optimización en que para cada Agenda se calcula dicho valor esperado de la operación futura. Esta evaluación es costosa en tiempo de cómputo y la característica de que la evaluación se basa en una simulación de Monte Carlo sobre un número de sorteos finitos que hace que el problema sea del tipo “Función de Alto Costo de Evaluación” lo que lo hace candidato para utilizar la herramienta OddFace (Optimizador distribuido de Funciones de alto costo de Evaluación; ver cap.VI de [ANII-FSE2009-18]).

El programa OptmiA es una aplicación de OddFace para obtener la Agenda óptima.

Para la programación de OptimA se supone que la Agenda a Optimizar es la del próximo año (52 semanas) y que luego de transcurridas las 52 semanas de la Agenda el sistema continúa con compras Spot.

5 Descripción de la Sala

Se realiza la simulación de la operación del sistema utilizando un horizonte de tiempo de un año y medio, desde el 1/7/2015 hasta el 1/1/2017. Se utiliza un paso de tiempo semanal, con cuatro postes horarios.

Las características del parque generador se detallan en la tabla XX:

Generador	Potencia acumulada (MW)	Fecha
Eólico	640	1/7/2015
Eólico	1200	1/11/2015
Motores	80	1/7/2015
CTR	200	1/7/2015
PTI	300	1/7/2015
Biomasa	168	1/7/2015
Biomasa	216	1/5/2016
Hidráulica	1515	1/7/2015
Ciclo Comb.	180	1/6/2015
Ciclo Comb.	180	1/7/2015
Ciclo Comb.	180	1/9/2016
Fotovoltaico	200	1/7/2015

Se considera que se dispone de GNL a partir del 1/7/2015.

A los efectos del despacho energético, se considera que los generadores eólicos, fotovoltaicos y de fuente de biomasa tienen costo variable cero. Se habilita la exportación de hasta 300 MW de excedentes de energía eléctrica a un precio de 15 USD/MWh.

Las centrales térmicas tienen los siguientes costos variables:

Generador	Costo variable o rendimiento.
CTR - GO	279 [USD/MWh]
Motores - FO	160 [USD/MWh]
PTI -GO	39%
Turbina de Ciclo Comb.	35%
Ciclo Comb.	52%

Las Turbinas de ciclo combinado y PTI se modelaron como generadores bi-

combustibles, donde su CV depende del precio del combustible utilizado y el rendimiento de la máquina. El combustible a utilizar en los mismos puede ser GN o Gasoil.

Los parámetros físicos de interés de la regasificadora considerados en la simulación son: el volumen inicial de GNL (145000 m³), el volumen máximo (265000 m³) y mínimo del tanque de GNL (15000 m³), la cantidad de discretizaciones a los efectos de la consideración del estado del almacén se considerada fue 10 (diez) puntos de discretización correspondiendo los extremos a los volúmenes máximo y mínimo. El Boiloff se supuso como 2.89 m³/s de Gas Natural en forma independiente del volumen almacenado. Los consumos propios de la planta regasificadora se modelaron como $CP = 0.67 + 1.76 Q_GN$ siendo Q_GN el caudal de “sendout” expresado en m³/s de Gas Natural.

El volumen del cargo es 145000 m³ y los precios considerados para el GNL son: el precio de agenda (13 USD/MBTU), el precio de desvío (7 USD/MBTU) y el precio de Spot (18 USD/MBTU). El precio de vertimiento (3 USD/MBTU). (*Valores estimados a partir de la información pública en Internet al solo efecto de probar el modelo*).

Las Agendas consideradas comienzan a partir del 1/1/2016. Se muestran a continuación los vectores de Agendas utilizadas para los dos casos comparados:

Agenda optimizada
000100010000000000100000000000000000
0000000100000000

Agenda sin optimizar
100000010000001000001000000100000100
0000100000100000

El vector de toma de decisiones inicial para las 6 semanas es todo cero.

6 Resultados

Los resultados se obtuvieron para 2 casos de estudio. El primero con una Agenda sin optimizar, que cuenta con 8 cargos distribuidos uniformemente en un año, y el segundo que cuenta con una Agenda optimizada con el módulo OptimA.

6.1 Comparación de agendas

En la Figura 3 y 4 se presentan los cargos de GNL obtenidos en la simulación para la Agenda sin optimizar y para la Agenda optimizada.

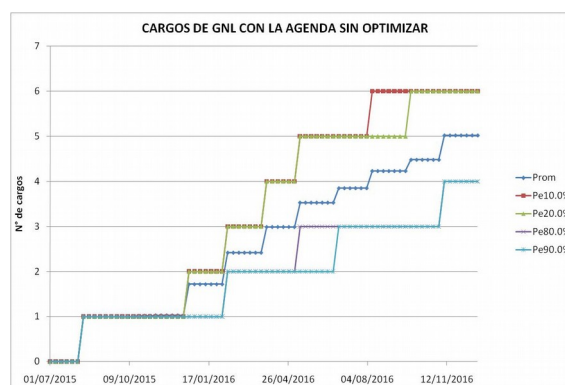


Figura 3 – Cargos de GNL con Agenda sin Optimizar

Se observa que, el primer cargo se compra al Spot debido a que la Agenda comienza a partir del 1/1/2016. A partir del comienzo de la Agenda se realizan en promedio 4 cargos de GNL. Para las probabilidades de excedencia analizadas, se destaca que siempre se desvían entre 3 y 5 cargos.



Figura 4 – Cargos de GNL con Agenda Optimizada

Al igual que en el caso anterior se observa que, el primer cargo se compra al Spot y que a partir del comienzo de la Agenda se

realizan en promedio 4 cargos. Con probabilidad de excedencia de 10% se compra un cargo al Spot, y con probabilidad 90 % se desvía un cargo.

6.2 Despacho de gas natural (consumido, desviado y vertido)

En las Figuras 5 y 6 se presenta los cargos de GNL que son descargados, desviados y vertidos, para las Agendas sin optimizar y optimizada.

Para la Agenda sin optimizar, se observa que al principio se tiene un cargo Spot descargado, y luego hacia el final de la simulación, en el promedio de las crónicas simuladas, se desvían más cargos que al comienzo.

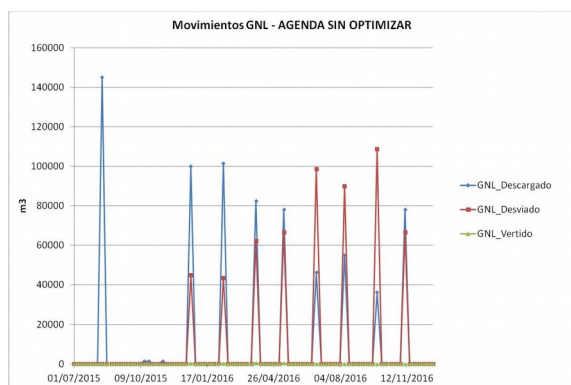


Figura 5 – Movimientos de GNL con Agenda sin Optimizar (GNL Descargado, Desviado y Vertido)

Para la Agenda optimizada, se observa que, para el promedio de las crónicas simuladas, se desvía medio cargo.

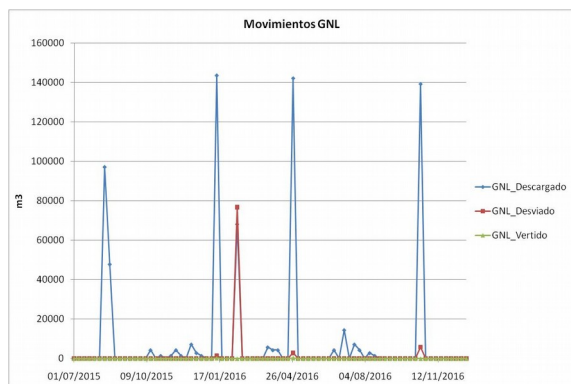


Figura 6 – Movimientos de GNL con Agenda Optimizada (GNL Descargado, Desviado y Vertido)

6.3 Consumo de Gas Natural y Gas Oil de los Generadores Bi-Combustibles.

De los resultados obtenidos en las simulaciones se observa que en ambos casos los generadores bi-combustible operan todo el tiempo con gas natural (no operan con gas oil)

En las Figuras 7 y 8 se muestran los consumos de gas natural de los generadores bi-combustibles.

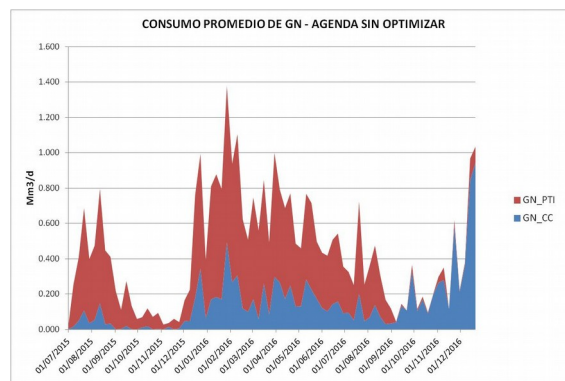


Figura 7 – Consumo Promedio de Gas Natural, Agenda sin Optimizar.

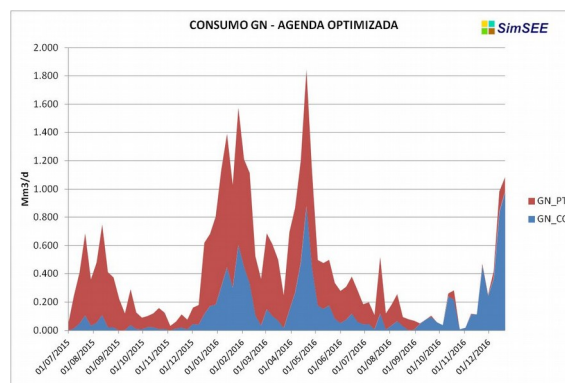


Figura 8 – Consumo Promedio de Gas Natural, Agenda Optimizada.

En ambos casos el consumo es menor a 2Mm³/día.

6.4 Volumen de gas en la regasificadora.

En las Figuras 9 y 10 se observa el comportamiento del volumen de GNL en el tanque para el caso con Agenda sin optimizar y el caso con Agenda optimizada respectivamente.

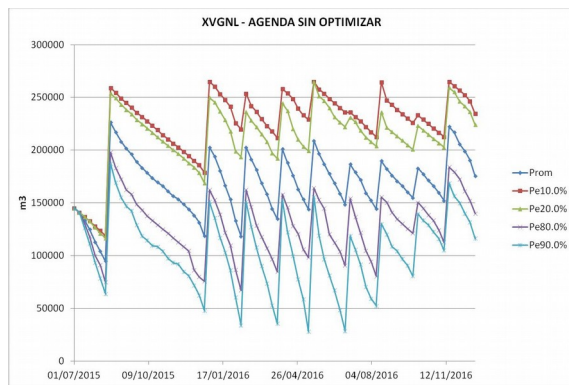


Figura 9 – Volumen de GNL almacenado en el tanque, Agenda sin Optimizar.

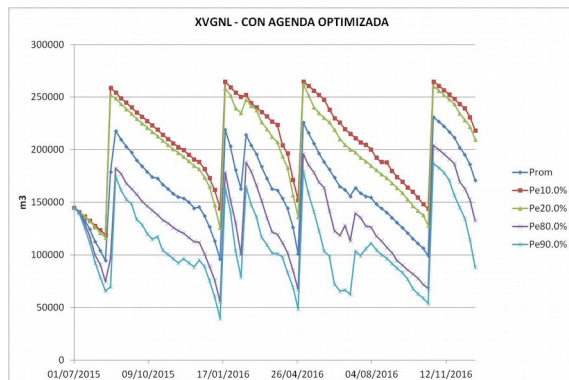


Figura 10 – Volumen de GNL almacenado en el tanque, Agenda Optimizada.

Se observa que los saltos “verticales” de las del volumen del tanque de las Figuras 9 y 10 corresponden a arribos de cargos de GNL. Considerando que la descarga de un cargo completo de GNL es 145.000 m³, los saltos menores se pueden considerar como cargas con desvíos (Ver Figuras 5 y 6).

En ambos casos antes del 1/1/2016 hay 1 salto (compra en el mercado Spot) y a partir del 1/1/2016 la Agenda Optimizada tiene menos saltos cuya amplitud se asemeja más a los 145.000 m³ que los de la Agenda sin Optimizar.

En el caso con la Agenda Optimizada los picos de la curva de probabilidad 10% corresponden con las crónicas en las cuales se recibe menos de 4 cargos, contando el cargo Spot. Similar observación se puede hacer para la curva del 90% y para el caso de agenda sin optimizar.

6.4 Despacho promedio por fuente

En las Figuras 11 y 12 se observa el despacho promedio por fuente durante todo el periodo de simulación.

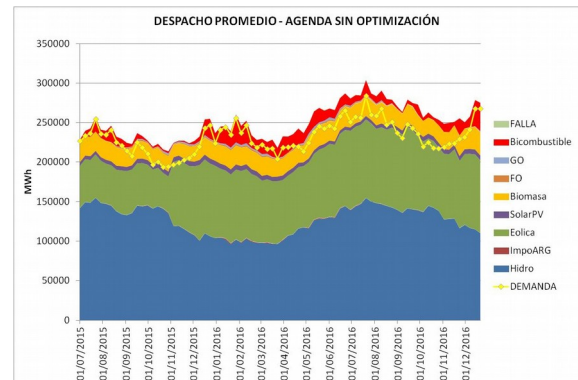


Figura 11 – Despacho Promedio, Agenda sin Optimizar.

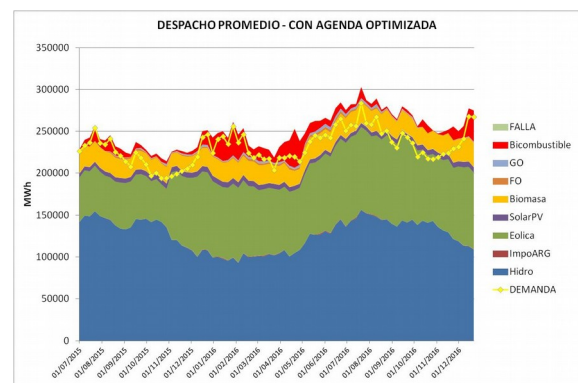


Figura 12 – Despacho Promedio, Agenda Optimizada.

El Despacho Promedio presentan una fuerte componente hidráulica, eólica y de Biomasa (estas últimas no sujetas a despacho centralizado) que cubren prácticamente toda la demanda del sistema.

En ambos casos la energía entregada a partir de GN es similar lo que concuerda con el hecho de que se reciben la misma cantidad de cargos en ambos casos (ver Figuras 3 y 4).

La generación con Gas Natural representa en promedio el 5% de la demanda de energía eléctrica.

6.5 Costo marginal del sistema

En las Figuras 13 y 15 se presenta el costo marginal del sistema y en las Figuras 14 y 16 el costo marginal del gas natural.

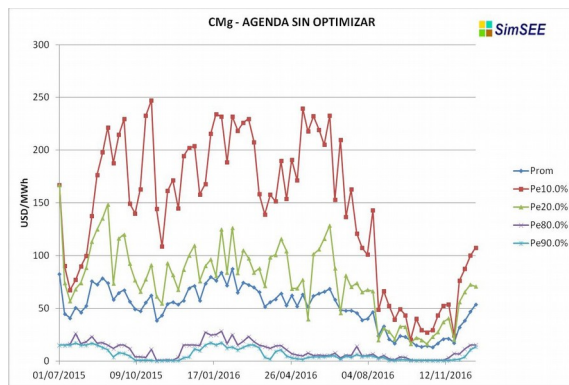


Figura 13 – Costo marginal del sistema eléctrico, Agenda sin Optimizar.

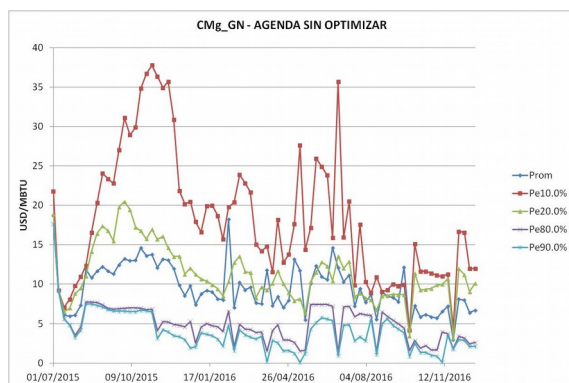


Figura 14 – Costo marginal del GN, Agenda sin Optimizar.

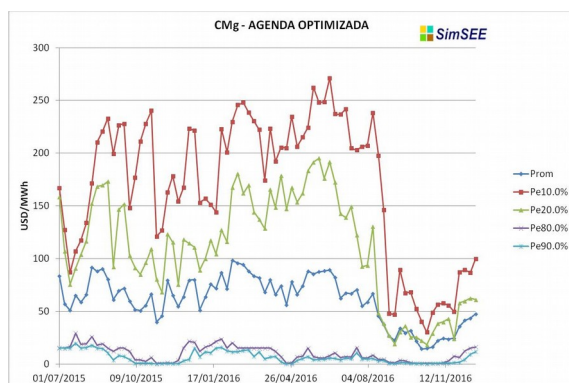


Figura 15 – Costo marginal del sistema eléctrico, Agenda Optimizada.

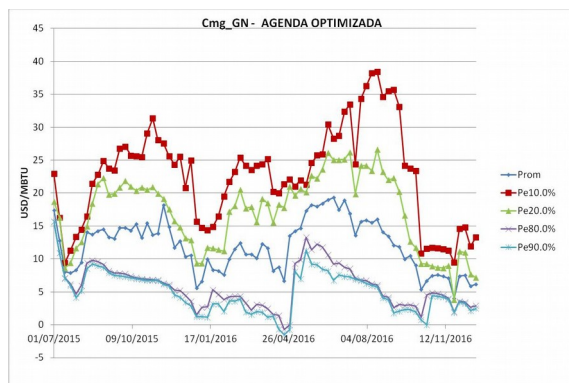


Figura 16 – Costo marginal del GN, Agenda sin Optimizar.

El comportamiento del costo marginal del sistema en ambos casos es muy similar.

Se observa que hay una correlación entre las fluctuaciones en el costo marginal del gas natural y las del costo marginal del sistema eléctrico.

6.6 Comparación Valor Presente del costo directo por crónica.

En la Figura 17 se observa el Valor Presente del costo directo por crónica en el período entre el 1/7/2015 y el 31/12/2016.

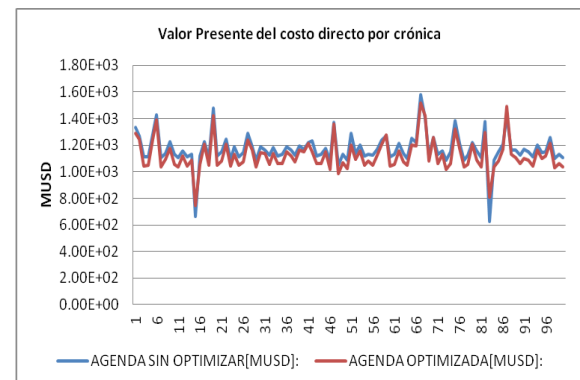


Figura 17 – Comparación del Valor Presente del costo directo por crónica con Agenda Optimizada y sin Optimizar.

En la Figura 18 se observa el histograma correspondiente a la Figura 17.

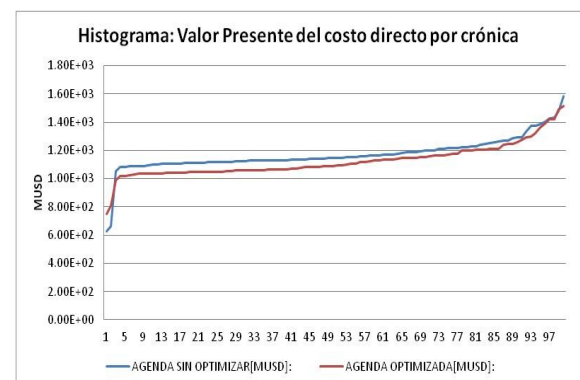


Figura 18 – Histograma comparativo del Valor Presente del costo directo por crónica con Agenda Optimizada y sin Optimizar.

Se puede apreciar que para crónicas de condiciones no extremas (las crónicas extremas son las primeras y las ultimas) el Valor Presente del Costo Directo es menor siempre para el caso de la Agenda Optimizada.

7 Conclusiones

De los resultados obtenidos en las simulaciones se concluye que:

Los cargos de GNL con la Agenda sin optimizar son muy similares a los de la Agenda sin optimizar. La Agenda Optimizada presenta menor cantidad de desvíos que la Agenda sin Optimizar.

Los generadores bicomcombustible en ambos casos operan con gas natural todo el tiempo (no operan con gas oil) y el Despacho Promedio de las centrales los mismos representan el 5% de la demanda de energía eléctrica.

Existe una correlación directa entre el costo marginal del gas natural y el costo marginal del sistema eléctrico.

Por último el Valor Presente del costo directo del sistema (salvo en condiciones extremas) es menor con la Agenda Optimizada, lo que implica ahorros al sistema.

8 Referencias

[SimSEE] Gonzalo Casaravilla, Ruben Chaer, Pablo Alfaro
, SimSEE : Simulador de Sistemas de Energía,

Eléctrica. Proyecto PDT 47/12. Technical Report

7, Universidad de la República (Uruguay).

Facultad de Ingeniería. Instituto de Ingeniería

Eléctrica, Number 7 - Dec. 2008.

<http://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2008/CCA08a/CCA08a.pdf>

[Bellman] Bellman, R.E. 1957. Dynamic Programming. Princeton University Press, Princeton, NJ. Republished 2003: Dover, ISBN 0-486-42809-5

[ANII-FSE2009-18] Enzo Coppes, Federico Barreto, Carlos Tutté, Fernanda Maciel, Marcelo Forets, Eliana Cornalino, Milena Gurín Añasco, María Cristina Álvarez, Felipe Palacios, Daniel Cohn.y Ruben Chaer. Memoria Del Proyecto ANII-FSE2009-18. Nov. 2012 – Montevideo – Uruguay.

http://iie.fing.edu.uy/simsee/biblioteca/anii_fse_2009_18/memoria_fse_2009_18_MejorasSimSEE.pdf