

# Optimizador de Agendas de compras de embarques de GNL para Uruguay

Memoria Final del Proyecto: ANII-FSE-1-2013-1-10957



Ruben Chaer, Lorena Di Chiara, Sebastián Beledo, Pablo Soubes, Fernando Fontana, Rafael Terra y Enzo Coppes.  
*Montevideo – Uruguay.  
31 de enero de 2016.*



## P R E F A C I O.

Al inicio de este Proyecto (año 2014) se encontraba en etapa de adjudicación el proyecto de la construcción de una Planta Regasificadora en Uruguay con un tanque de almacenamiento de Gas Natural Licuado (GNL) asociado. La capacidad de almacenamiento de energía proyectada para la Regasificadora, es del orden del 70% de la capacidad de almacenamiento de energía de todos los embalses de las centrales hidroeléctricas del país. Esta magnitud del almacén de energía lo convertiría en el segundo en importancia luego del lago de Rincón de Bonete.

El régimen de lluvias tropical del Uruguay hace que la generación hidroeléctrica anual pueda variar entre 3000 y 9000 GWh con una media de 6000 GWh como se muestra en la Fig.1. La demanda eléctrica del año 2012 fue 1000 GWh y la proyectada para 2016 es de 10700 GWh. Esa variabilidad de generación hidroeléctrica de aproximadamente el 60% de la demanda, implica que el manejo de los almacenes de energía sea de vital importancia para la economía del país.

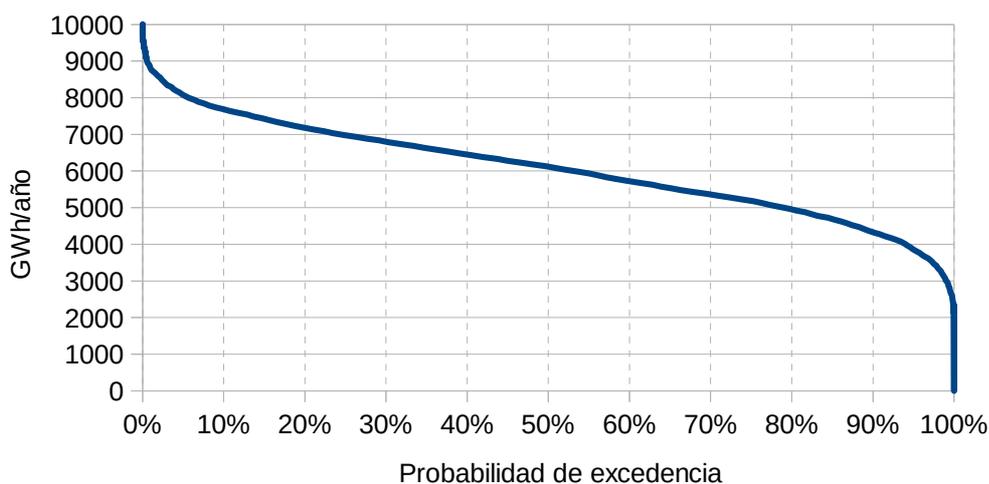


Fig. 1: Variabilidad de la generación hidroeléctrica anual del Uruguay.

En simulaciones realizadas sobre el sistema actual, se ha demostrado que entre una operación óptima realizada en base a la valorización del agua embalsada con técnicas de Programación Dinámica Estocástica (PDE) y la operación con técnicas simplificadas que solo intentan obtener la máxima energía del sistema hidroeléctrico, el país tiene un ahorro en valor esperado de 100 MUSD/año sobre un valor esperado de 600 MUSD/año de costos de combustible. Sin duda que en ese escenario, la introducción de un nuevo almacén de energía como es la Regasificadora con una dimensión del orden del principal embalse del país, amerita el desarrollo de un modelado detallado de la operación del sistema energético y de su operación óptima. Además del almacén de energía, a diferencia de las lluvias en los embalses, los aportes de energía a la Regasificadora deben ser planificados, primero en base a una Agenda Anual en

la que se establece al final de un año cuál será la Agenda de arribo de los Cargos de GNL (barcos especiales para ese producto) y luego, durante la operación con una antelación de entre 30 y 60 días para los Cargos comprados fuera de la Agenda Anual (en el mercado Spot). Entonces, a la complejidad de la optimización de la energía almacenada, se agrega la complejidad de la toma de decisiones con antelación y con consecuencias económicas de alto impacto. Continuando con el símil de la Regasificadora como una central hidroeléctrica, la lluvia que aporta energía al embalse sería el arribo de un Cargo, pero a diferencia de la lluvia hay que pagar para que el barco venga, por lo cual si cuando llega el barco no hay lugar para descargar el GNL se tendrá un sobre costo importante. El objetivo de este proyecto es justamente el modelado de la Regasificadora en forma integrada al sector eléctrico implementando así una herramienta fundamental para su operación en el sistema real, tanto para la administración del GNL almacenado como para la programación de la Agenda y las decisiones de compras o desvíos Spot.

Este documento es la Memoria Final del proyecto: *FSE\_1\_2013\_1\_10957, Optimizador de Agendas de compras de embarques de GNL para Uruguay.*

La Fig. 2 es una copia del formulario de presentación del proyecto ante ANII en la que se resume el Objetivo General y los Objetivos Específicos y Resultados Esperados.

#### Objetivo General del Proyecto

El objetivo general de la investigación es obtener un conjunto de herramientas/algoritmos aplicables adaptadas al sistema Uruguayo que permitan la optimización aproximada de la operación de la regasificadora y de las agendas de embarques. Estas herramientas estarán disponibles para su uso académico y de investigación.

Objetivos Específicos y Resultados Esperados		
Objetivo Específico	Resultado Esperado/Indicador verificable de cumplimiento	Observaciones
Validación del modelo actual de operación de la regasificadora en SimSEE.	El indicador verificable será el manual de uso del modelo y un caso de test.	Actualmente se cuenta con un modelo de operación de la regasificadora sobre la plataforma SimSEE desarrollado por técnicos de UTE. El modelo ha sido utilizado para el análisis del proyecto de regasificadora, pero amerita una revisión y documentación para que el mismo esté apto para los propósitos de esta investigación y disponible para fines académicos.
Validación y mejora del modelo de compras SPOT de cargos de GNL.	El indicador verificable será el manual de uso del modelo y un caso de test.	Actualmente existe un modelo de compras de cargos SPOT para la regasificadora sobre SimSEE, con funcionalidad muy limitada. Debe mejorar, documentar para que sea utilizable en este proyecto y que sea apto para fines académicos.
Diseño e implementación de un algoritmo adaptado al sistema Uruguayo para la optimización de agendas TOP.	El indicador verificable será el manual de uso y un caso de test.	La implementación del mismo será como "módulo de laboratorio" para realización de pruebas, enseñanza académica y tareas de investigación.

#### Propiedad y Uso de los Resultados

Los resultados de este proyecto serán de LIBRE USO.

*Fig. 2: Cuadro de objetivos específicos del formulario de presentación del proyecto ante ANII.*

*Ruben Chaer / Instituto de Ingeniería Eléctrica - FING - UDELAR.  
Enero 2016 - Montevideo – Uruguay.*

## Índice

1.Nomenclatura.....	6
2.Introducción.....	7
3.Operación óptima del SIN.....	9
3.1.Definición de Estado del sistema.....	9
3.2.Definición de Política de Operación.....	9
3.3.Costo Futuro (CF).....	9
3.4.Política de Óptima de Operación. ....	
.....	
..... SimSEE, OddFace-y OptimA.	
.....	10
4.Agenda y los cargos Spot.....	10
5.Análisis del Modelo Inicial de planta regasificadora en SimSEE.....	11
6.Diseño conceptual y desarrollo en SimSEE de la red de combustibles y sus diferentes actores.....	13
6.1.Introducción.....	13
6.2.Elementos principales de la red de combustible.....	15
6.3.Descripción de los elementos de la red de combustible.....	16
a)Combustible (ucombustible.pas).....	16
b)Actores de la Red de Combustibles.....	17
c)Nodo Combustible. (Archivo: unodocombustible.pas).....	17
d)Arco de Combustible. (Archivo: uarcocombustible.pas).....	18
e)Demanda de Combustible. (Archivo: udemandacombustibleaniobaseeindices.pas).....	20
f)Generador simple monocombustible. (Archivo: ugsimple_monocombustible.pas).....	22
g)Generador simple bicombustible. (Clase: TGeneradorSimpleBicombustible).....	23
h)Suministro Simple de Combustible- (Clase: TSumComb).....	26
i)Regasificadora. (Archivo: uregasificadora.pas).....	27
j)Agenda. (Archivo: uagendagnl.pas).....	30
6.4.Estrategia de Optimización de la Agenda y las Decisiones de compra Spot y Desvíos.....	31
7.OptimA – Optimizador de Agenda.....	36
8.Estudio de CASO 1) Aplicación de OptimA para Uruguay 2016.....	38
9.Estudio de Caso 2). Incorporación de la información del N34.....	39
9.1.Definición de la Agenda de GNL.....	39
9.2.Descripción de la sala de estudio.....	39
a)Centrales Hidráulicas.....	40
b)Centrales Eólicas.....	41
c)Centrales Solares fotovoltaicas.....	41
d)Centrales de Biomasa.....	41
e)Centrales Térmicas (Gasoil, Fueoil y Gas Natural).....	41
9.3.Demanda Eléctrica.....	42
9.4.Demanda No Eléctrica de Gas Natural.....	43

9.5.Precios de los combustibles.....	43
9.6.Comercio Internacional.....	44
9.7.Calculo del consumo mínimo de GNL.....	44
9.8.Resultados Solo Spot.....	45
9.9.Agenda Propuesta.....	46
9.10.Resultados con la Agenda <i>Propuesta</i> .....	46
a)Año 2018.....	46
b)Período entre el 2018 a 2040.....	47
10.Códigos Fuentes.....	49
10.1.ucombustible.pas.....	49
10.2.unodocombustible.pas.....	49
10.3.uActorNodalCombustible.pas.....	49
10.4.uarcocombustible.pas.....	50
10.5.ugsimple_monocombustible.pas.....	50
10.6.ugsimple_bicombustible.pas.....	50
10.7.uregasificadora.pas.....	51
10.8.uagendagnl.pas.....	51
11.ANEXOS.....	52
11.1.ANEXO A) Optimización en SimSEE de Agendas de GNL.....	52
11.2.ANEXO_B) Presentación: Optimización en SimSEE de Agendas de GNL. .....	52
11.3.ANEXO C) OptimA, a tool for optimization of the Agenda of LNG Cargos for a regasification plant integrated to the Uruguayan power system.....	52

## 1. Nomenclatura.

Los términos y abreviaciones que se listan a continuación tendrán el significado que se les asigna en el listado en el contexto de este documento siempre que no se especifique lo contrario.

- Actor. En SimSEE un Actor es una instancia (modelo) que interacciona con los demás Actores intercambiando energía, ya sea energía eléctrica o química en el caso de los Actores que están asociados al sector no-eléctrico.
- Demanda. Se refiere a la energía consumida por un sector. Según el contexto, puede ser la Demanda Eléctrica (consumo del sector eléctrico), la Demanda Gasífera( consumo del sector gasífero) o el conjunto.
- FING. Facultad de Ingeniería de la UDeLaR.
- GN. Gas Natural.
- GNL. Gas Natural Licuado.
- GWh. 1000 MWh.
- IIE. Instituto de Ingeniería Eléctrica de la FING.
- MUSD. Millones de dólares estadounidenses.
- Proyecto. Se refiere a el proyecto ANII-FSE-1-2013-1-10957 del cuál este documento es la Memoria Final.
- Regasificadora. Se refiere a la Planta de almacenamiento de GNL y a la unidad de regasificación del GNL para su conversión a GN proyectada en Uruguay.
- SimSEE. Plataforma de Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica desarrollada por el IIE.
- SIN. Sistema Interconectado Nacional. Se refiere al conjunto de elementos que componen la cadena de suministro de energía desde el producto GNL, GN, Fueloil, Gasoil, aportes hidráulicos a las represas, viento, radiación solar, etc. hasta la demanda comprendiendo los ductos y redes de transmisión que conectan proveedores con consumidores.
- UDeLaR. Universidad de la República Oriental del Uruguay.
- USD. Dólares estadounidenses.

## 2. Introducción.

En 2013, Uruguay estaba analizando la instalación de una Planta Regasificadora de Gas Natural Licuado (GNL) para la diversificación de su matriz energética introduciendo en la misma la disponibilidad de Gas Natural (GN) a partir de dicha Regasificadora. Uruguay cuenta con un gasoducto desde la república Argentina en operación desde noviembre de 2002, pero que por falta de disponibilidad de GN en Argentina no ha sido posible su uso para una disponibilidad real del producto en Uruguay.

De construirse la Regasificadora proyectada, la misma tendría una capacidad de almacenamiento cercana a los 265.000 m<sup>3</sup> de GNL. El GNL sería traído en barcos (Embarques o Cargos) de un volumen aproximado a los 145.000 m<sup>3</sup> lo que es del orden del 50% de la capacidad de almacenamiento total. Esta relación de capacidades impone una restricción importante al uso de la terminal, dado que cuando arriba un barco debe haber lugar disponible en la Regasificadora para hacer la descarga o se incurre en sobre costos importantes. En la operación de la Regasificadora integrada al sistema eléctrico, esto implicará cosas tales como prender el parque generador para quemar el GN y hacer lugar así en la Regasificadora para el barco que viene en camino.

Otra restricción en la operación de la Regasificadora es que la disponibilidad de GNL para el consumo del sector no-eléctrico debe estar garantizada. El corte de suministro de GN a los consumidores de ese producto, al igual que el corte de energía eléctrica en el sector eléctrico, tiene asociado un costo país muy elevado. Esto implica que el GNL almacenado debe ser suficiente para cubrir el consumo no-eléctrico hasta la llegada del siguiente cargo y solo se pueda generar energía eléctrica cuando las reservas de GNL superen el mínimo para cubrir el consumo no-eléctrico en todo momento. En caso de falta de GN, el sector eléctrico tiene otras fuentes de energía a las que deberá recurrir para evitar el corte en el sector no-eléctrico.

Los Cargos (embarques) de GNL se deben programar con la antelación suficiente que posibilite programar la disponibilidad del buque que realizará el flete. Estos buques son especiales, diseñados especialmente para este propósito con tanques aislados térmicamente en los que cargan (en las terminales de licuefacción del GN en GNL) el GNL que es el GN licuado por enfriamiento a presión atmosférica. Esto lleva a que el tiempo mínimo de antelación para comprar un Cargo sea de entre 45 y 60 días dependiendo del proveedor.

El suministro de GNL, implica el desarrollo de capacidades en toda la cadena productiva, desde el pozo de extracción de GN, la planta de licuefacción, el buque metanero y la propia planta regasificadora con su capacidad de almacenamiento y de regasificación. Esta cadena de capacidades a desarrollar, implica la realización de un conjunto de inversiones que se traducen en compromisos al fime o TOP (de las siglas en inglés de Take Or Pay) en los contratos de suministro de GNL, salvo que se contraten directamente las capacidades como inversiones propias. En el camino seleccionado por Uruguay, las capacidades de alma-

cenamiento y regasificación serán asumidas por Uruguay como pagos de capacidades, mientras que el resto de las capacidades que suceden fuera del país serán pagadas en el precio del GNL que arriba a la Regasificadora. Para la obtención de un mejor precio del producto en la planta, es aconsejable la negociación de un contrato de suministro en el que se asuma cierta proporción de Cargos en modalidad TOP mientras que se mantenga la flexibilidad de comparar Cargos adicionales en el mercado Spot (o de oportunidad).

Los Cargos del compromiso TOP tendrán en valor esperado un precio inferior a los Cargos Spot pero tienen el inconveniente de una menor flexibilidad. Si se contratan muchos cargos TOP, seguramente en los años muy lluviosos esos cargos estarán en exceso y tendrán que ser re-venidos al mercado Spot a un precio que dependerá la situación del mercado de ocasión asumiendo el comprador el riesgo de su colocación.

Solo a los efectos de que el lector se haga una idea de la relevancia de estos aspectos para el Uruguay, tenga en cuenta que un Cargo de GNL cuesta del orden de los 60 MUSD (sesenta millones de dólares) lo que en proporción al costo esperado de generación eléctrica anual del país es del orden del 10%.

Los cargos TOP deben ser programados en una Agenda pactada anualmente con el suministrador. Los Cargos Spot y los desvíos de la Agenda deben ser programados con una antelación de entre 30 y 60 días dependiendo del proveedor.

Resumiendo, se consideran tres modalidades en cuanto a las decisiones de compra y venta de Cargos:

- a) **Compra de Cargos de Agenda.** En modalidad Take Or Pay (TOP) en la cual se establece una Agenda de cargos para un año contractual con compromiso de tomar el embarque y pagarlo. Esta agenda debe concertarse con el proveedor con una antelación de 3 meses antes de iniciar el año contractual.
- b) **Compra de Cargos Spot.** En modalidad SPOT, en la cual, es posible solicitar un cargo con una antelación que puede ir entre los 30 y 60 días dependiendo del plazo la disponibilidad y el precio.
- c) **Venta de Cargos Spot** En modalidad SPOT, implica la venta al mercado spot de un Cargo de la Agenda solicitando un Desvío del cargo. El desvío se supone solicitado con una antelación que puede ir entre los 30 y 60 días (se considera el mismo plazo que para las compras Spot).

El objetivo de este proyecto es realizar un optimizador de la Agenda de compras de GNL que permita decidir cuáles son los cargos óptimos a contratar en la modalidad TOP así como calcular la Política Óptima para la decisión de las compras y desvíos de cargos SPOT con la antelación requerida.

### 3. Operación óptima del SIN.

La operación óptima del Sistema Interconectado Nacional (SIN) es planteado como un problema de optimización de la operación de un sistema dinámico. El sistema dinámico es el conjunto del sector eléctrico y gasífero siendo representados ambos sectores cada uno con su demanda y sus respectivos recursos de energéticos con la aleatoriedad de disponibilidad y de precios respectivas.

En lo que sigue de esta sección se hace una descripción general de los términos utilizados en la disciplina Control Óptimo de Sistemas Dinámicos para facilitar de el entendimiento del resto del documento.

#### 3.1. Definición de Estado del sistema.

Para el modelado del sistema es necesario la identificación del Estado del sistema y la obtención de la ecuación de evolución del estado. *Por Estado  $x$  del sistema se entiende el conjunto de información del pasado del sistema que nos permite calcular su evolución a partir de dicha información y el conocimiento de las entradas futuras.* Modelar el sistema es obtener la ecuación de evolución del estado en función de las entradas controlables  $u$  y no controlables  $r$  como se expresa en la ec.1 en donde el índice  $k$  denota la etapa de tiempo o paso de tiempo.

$$x_{k+1} = f(x_k, r_k, u_k, k) \quad \text{ec.(1) Modelo del sistema. Ecuación de evolución del estado.}$$

#### 3.2. Definición de Política de Operación.

La operación del sistema consiste en fijar el valor de  $u_k$  en cada paso de tiempo  $k$ . Una Política de Operación (PO) es una regla de fijación del vector de control  $u_k$  en función de la información disponible del paso como se muestra en la ec.2.

$$u_k = po(x_k, r_k, k) \quad \text{ec.(2) Política de Operación}$$

Observar que dado el modelo del sistema (ec.1) y una PO (ec.2) es posible realizar simulaciones en el tiempo del desempeño del sistema si se tienen modelados los procesos estocásticos asociados a las entradas no controlables  $r_k$ . Esto permite evaluar el costo esperado de operación asociado a la PO dada.

#### 3.3. Costo Futuro (CF).

Como se mencionó antes, si se tiene modelado el sistema y los procesos

estocásticos asociados a las entradas no controlables, entonces se puede calcular por simulación, para cada realización (o crónica en la jerga de SimSEE)  $\{r_k\}^i$  de las entradas no controlables, el Costo Futuro  $CF_i$  de dicha realización como el valor presente de los costos incurridos a partir del estado actual hasta el infinito con una expresión como la ec.3. El parámetro  $q$  es el coeficiente de actualización asociado a la tasa de descuento del dinero considerada. La función  $ce(x_k^i, u_k^i, r_k^i, k)$  calcula los costos directos en la etapa  $k$ .

$$CF_i(x_0) = \sum_{k=0}^{k=\infty} q^k ce(x_k^i, u_k^i, r_k^i, k) \quad \text{ec.(3) Costo Futuro de la crónica } i \text{ a partir del estado } x=x_0 .$$

Dada un PO, la evaluación de la misma en un conjunto de crónicas nos permite calcular el valor esperado de su costo futuro de operación con la expresión de la ec.4.

$$CF(x_0) = \lim_{N \rightarrow \infty} \frac{1}{N} \sum_{i=1}^{i=N} CF_i(x_0) \quad \text{ec.(4) Costo Futuro de una Política de Operación.}$$

### 3.4. **Política de Óptima de Operación. SimSEE, OddFace-y Optima.**

Dado el modelo del sistema (ec.1) el modelado de las entradas no controlables  $r$  un una política de operación, PO, es posible simular la operación del sistema y por tanto calcular el valor esperado del costo futuro (ec.4).

La Política Óptima de Operación, dada una Agenda de embarques se obtiene por Programación Dinámica Estocástica de la que se obtiene como resultado la valorización del agua en en embalse de Rincón del Bonete y del GNL almacenado en la Regasificadora. En la sección ??? se muestra el modelo propuesto para le Regasificadora con un tratamiento similar al de un embalse de una central hidroeléctrica así como la codificación del Estado de Decisiones de Alteración de la Agenda.

Con estos agregados a SimSEE que le permiten simular la operación óptima de Sistema Integrado Nacional (SIN) entendiendo por tal el conjunto de los sectores eléctricos y gasíferos y calcular el CF de la operación óptima sobre una Agendad dada, se programó un explorador de problemas en el Optimizador Distribuido de Funciones de Alto Costo de Evaluación (OddFace) [???]. Es este Explorador de Problemas sobre OddFace al que llamaremos Optima (de Optimizador de Agendas) y es el principal producto del presente proyecto.

## 4. Agenda y los cargos Spot.

La programación de la agenda de embarques hay que hacerla con una an-

telación del orden de 3 a 4 meses previo al inicio del año contractual y cubre todo un año contractual. Si se supone que la precisión de los embarques son ventanas de una semana, se tiene un total de 52 semanas a cubrir en el siguiente año en las que hay que decidir si en esa semana llega o no un embarque.

Claramente, la información de la Agenda forma parte del Estado del Sistema. Esto lleva a tener una variable de estado de 52 dimensiones booleanas lo que implica la exploración de  $2^{52}$  agendas posibles. Al momento de tomar la decisión (3 meses antes del inicio del año contractual) hay que decidir por la mejor agenda en función del resto de las variables de estado del sistema y de la posible información de PRONÓSTICO que se tenga de evolución de las mismas.

Además de los Cargos agendados (los decididos en la Agenda) es posible hacer compras de nuevos cargos en el mercado Spot durante el año contractual. Una compra Spot debe ser decidida entre 30 y 60 días antes de la fecha en que es posible disponer del Cargo. Estas compras SPOT (fuera de agenda) tiene un precio de GNL superior a las compras de la agenda para las cuales se asume un compromiso de compra en firme (Take Or Pay = TOP).

## 5. Análisis del Modelo Inicial de planta regasificadora en SimSEE.

En esta primera etapa del proyecto se realizó un análisis de las fortalezas y las debilidades del modelo en SimSEE de la planta regasificadora que se comenzó a desarrollar tres años antes del comienzo de este proyecto por un grupo de trabajo integrado por técnicos de UTE. En los Anexos I y II se incluyen dos documentos que describen este modelo.

El Modelo Inicial está bien resumido en dos trabajos:

1) El trabajo: *Modelado de Contratos en Modalidad Take Or Pay*. (Autores: E.Briglia, E.Carnelli y F.Ron), correspondiente al trabajo de final del curso Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica (SimSEE) año 2010 y que está disponible en:

[http://iie.fing.edu.uy/simsee/curso2010/trabajosfinales/doc\\_1\\_FernandoEnriqueElias\\_ModeloContratosTakeOrPay.pdf](http://iie.fing.edu.uy/simsee/curso2010/trabajosfinales/doc_1_FernandoEnriqueElias_ModeloContratosTakeOrPay.pdf)

2) El trabajo: *Integración del Mercado Eléctrico y del Mercado de Gas Natural en los modelos de Optimización y Simulación SimSEE* (autores: E.Briglia, F.-Ron, P.Esponda, A.Bouvier, S.Alaggia y N.Abreu) presentado en el Encuentro Latinoamericano de Economía de la Energía en el año 2014 (ELAEE2013) que se llevó a cabo en Montevideo.

Este trabajo está disponible en:

[http://iie.fing.edu.uy/simsee/biblioteca/anii\\_fse\\_2013\\_10957\\_OptimA\\_GNL/paper\\_regas\\_UTE\\_ELAEE2013.pdf](http://iie.fing.edu.uy/simsee/biblioteca/anii_fse_2013_10957_OptimA_GNL/paper_regas_UTE_ELAEE2013.pdf)

La principal fortaleza de este Modelo Inicial se destaca la posibilidad de representar la planta regasificadora con un muy buen grado de detalle como ser las variaciones de eficiencia de la terminal y el Boil Off Gas (BOG).

Como desventajas o aspectos a mejorar del Modelo Inicial se destacan: a) No resuelve satisfactoriamente el modelado de los generadores que pueden operar con dos tipos de combustibles (generadores bicomcombustible) y b) La codificación de las decisiones de Compras y Desvíos (esto es alteraciones a la Agenda) implica en forma directa un aumento de la dimensión del estado del sistema impidiendo el manejo de un conjunto de decisiones de ese tipo. Es decir, sufre como todo problema de optimización dinámica de la Maldición de la Dimensionalidad de Bellman.

Para representar los generadores bicomcombustibles, el Modelo Inicial usa los actores generadores térmicos básicos, se duplican las máquinas en una misma barra y se limita la salida del conjunto por un arco de interconexión con la misma capacidad de transmisión que la potencia del generador. De esa forma se obliga a que la suma de las potencias de los dos generadores (uno con cada combustible) sea la del generador verdadero y naturalmente sólo podrá generar uno de los dos.

Para modelar la disponibilidad del generador se debe actuar sobre la disponibilidad del arco de conexión, ya que cuando la central está indisponible los dos generadores (representan el mismo generador real) deben estar indisponibles. Esto obliga a dividir las centrales en cada una de sus unidades generadoras y a hacer la duplicación ficticia (dos generadores, una barra y un arco) para cada una de las unidades para poder modelar correctamente las disponibilidades. En la Fig.3 se muestra

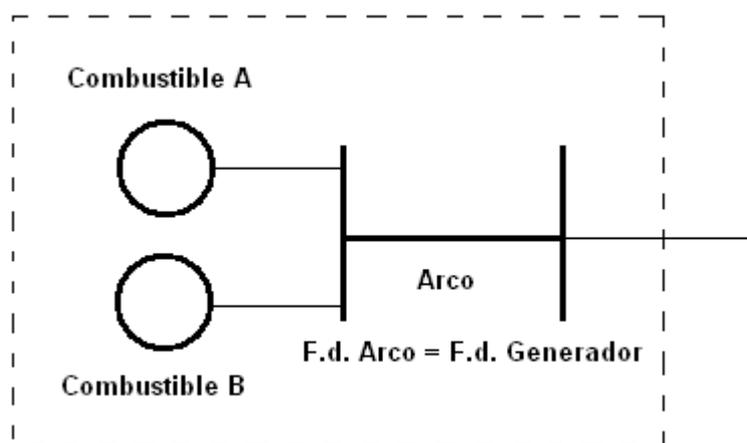


Fig. 3: Generador bi-combustible en Modelo Inicial.

un esquema del modelado de dichos generadores. Esta representación es ingeniosa, pero dificulta la actualización de una Sala SimSEE (dado que hay que mantener en paralelo los elementos duplicados) e impone sobre la resolución del problema una estructura mayor en forma artificial. Para evitar estos inconvenientes, en este proyecto se desarrollaron modelos para SimSEE similares a los del sector eléctrico pero para el sector gasífero y se desarrolló el modelo de central bi-combustible que sería un Actor de SimSEE que une ambos sectores. Como parte de estos modelos se implementó el modelo de Regasificadora.

Con respecto a la segunda desventaja mencionada, se analizó la razón por la cual el grupo de trabajo que desarrolló el Modelo Inicial optó por esa implementación. La principal razón fue la necesidad de utilizar una paso de integra-

ción (paso de tiempo) de un día o menos para poder representar en forma más o menos adecuada la variación de volumen de la Regasificadora en momentos de arribo y descarga de un buque. El hecho de que el volumen de un Cargo (145000 m<sup>3</sup>) sea del orden de la mitad del volumen del almacén de la Regasificadora (265000 m<sup>3</sup>) hace que la descarga implique una variación del estado del sistema (en la dimensión que corresponde al GNL almacenado) en forma sustantiva durante un paso de tiempo y por tanto al momento de resolver en el algoritmo de programación dinámica el problema de optimización correspondiente a minimizar el costo de etapa (paso de tiempo) más Costo Futuro del estado de llegada se está ante un problema. En SimSEE, en las versiones previas el planteo del problema de optimización de un paso, se realizaba mediante la linealización de la función de Costo Futuro entorno del estado al inicio del paso y por esta razón, la implementación de las variaciones del volumen de la regasificadora resultan en inestabilidades del algoritmo. Para mejorar este aspecto y permitir otro tipo de implementación se mejoró la representación en SimSEE haciendo que la linealización pueda funcionar más en lugar de en un entorno del estado del sistema al inicio del paso en un entorno del estado del sistema al final de paso. Con esta modificación, al inicio de la resolución del paso, los Actores proyectan un estado posible al final del paso y es en base a esa proyección que se estiman las derivadas de CF respecto de los movimientos del estado. Esta proyección – linealización queda así incorporada naturalmente al bucle de iteraciones para la resolución del paso de SimSEE permitiendo por tanto que cada Actor mejore su proyección del estado final según lo que le sucede durante el paso. Esta modificación fue de vital importancia para permitir un paso de integración (esto es optimización/simulación) semanal y permitir entonces la consideración de un vector de estado de las decisiones de alteración de la agenda que permita codificar en forma comprimida tanto desvíos como compras spot y mantener el estado de un conjunto de decisiones que vuelve funcional el modelo.

## **6. Diseño conceptual y desarrollo en SimSEE de la red de combustibles y sus diferentes actores.**

### **6.1. Introducción**

La plataforma SimSEE, previo a la realización del Proyecto, contaba con un modelo integral de la red eléctrica, con Actores: Nodos, Arcos, Demandas, Generadores e Interconexiones. Los Nodos representan los puntos de conexión de Generadores y/o Demandas eléctricas y los Arcos las líneas eléctricas que permiten conocer el flujo de potencia que fluye de un nodo a otro y representar las pérdidas de transporte.

Por analogía con la red eléctrica, en este proyecto se crea en SimSEE un modelo de la red de combustible. Para cada tipo de combustible, es posible crear una estructura similar a la de la red eléctrica. Este modelo de red de combustible se compone de Nodos de combustible donde los diferentes Actores se

conectan y suministran o consumen combustible de dichos nodos. Los Arcos de una red de combustible permite modelar el transporte de combustible entre los diferentes nodos de combustible representando las pérdidas de transporte (por ej. por uso de parte del combustible en estaciones de bombeo) y los límites de capacidad de transporte.

Para permitir la definición de diferentes redes de combustibles, se implementó en SimSEE la posibilidad de definir Combustibles (por ej. FuelOil, GasOil, GasNatural) especificando las características físicas como son poder calorífico (superior e inferior), densidad, etc.

Los diferentes Actores que pueden suministrar combustible a los nodos de combustible son:

- Suministro Simple de Combustible.
- Planta Regasificadora.

Los diferentes actores que pueden consumir combustible de los nodos de combustible son:

- Demanda de Combustible.
- Generador Eléctrico bi-combustible (puede consumir 2 tipos diferentes de combustibles) para lo cual se conecta a dos Nodos combustibles uno en cada red. Además se conecta a un Nodo de la red eléctrica en la que actúa como generador.
- Generador Eléctrico Simple monocombustible. Se conecta a un Nodo en la red de combustible de la que se abastece y a un Nodo de la red eléctrica en la que actúa como generador.

Los Generadores bi-combustible, en el caso en que operen con 2 tipos diferentes de combustibles, se deben conectar a las respectivas redes de combustible.

En la Fig.4 se muestra un ejemplo de dos redes de combustible y se realiza una breve descripción de las mismas.

La red de combustible A está compuesta por un Actor *Suministro\_Combustible* que inyecta combustible al Actor *Nodo\_Suministro*, a partir del

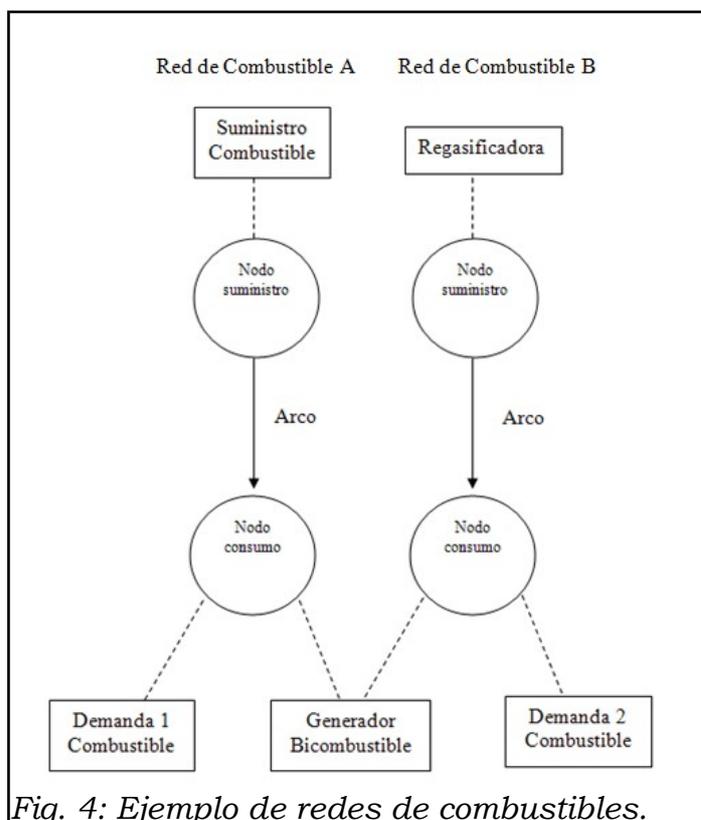


Fig. 4: Ejemplo de redes de combustibles.

cual se transporta por el Actor *Arco* hasta el Actor *Nodo\_Consumo* que alimenta a los Actores *Demanda\_1\_Combustible* y *Generador\_Bicombustible*.

La red de combustible B está compuesta por una Actor *Regasificadora* que inyecta combustible al Actor *Nodo\_Suministro*, a partir del cual se transporta por un Actor *Arco* hasta el *Nodo\_Consumo* que alimenta los Actores *Demanda\_2\_Combustible* y al mismo Actor *Generador\_Bicombustible* que es alimentado de la red de combustible A.

En este ejemplo, la Red A podría corresponder a la red de distribución y consumo de Gasoil mientras que la Red B sería la de distribución y consumo de Gas Natural.

## **6.2. Elementos principales de la red de combustible.**

Para modelar las redes de combustible se deben especificar en primera instancia cuáles son los diferentes combustibles (diferentes redes a modelar) y posteriormente para cada red de combustible los actores que interactúan en la misma.

Los Combustibles se especifican por sus características físicas: densidad, PCS (Poder Calorífico Superior) y PCI (Poder Calorífico Inferior).

Los diferentes actores que pueden interactuar en las redes de combustible son:

- Nodos de Combustible,
- Suministro de Combustible,
- Arcos de Combustible,
- Demanda Combustible,
- Generador Simple Mono-Combustible,
- Generador simple bicombustible.

A continuación se listan los principales Actores y Clases creados en SimSEE en este proyecto con sus respectivos archivos .pas:

Clases del tipo Actor:

- Nodo de Combustible (unodocombustible.pas)
- Arco de Combustible (uarcocombustible.pas)
- Demanda de Combustible (udemandacombustibleaniobaseeindices.-pas)
- Generador simple monocombustible (ugsimple\_monocombustible.pas)
- Generador simple bicombustible (ugsimple\_bicombustible.pas)
- Suministro Simple de Combustible (uTSumComb.pas)
- Regasificadora (uregasificadora)

Clases adicionales:

- Combustible (ucombustible.pas)
- Agenda (uagendagnl.pas)

En este documento se realiza una descripción de cada uno de los nuevos tipos de Actores y cada una de las Clases auxiliares creadas o mejoradas en desarrollo del Proyecto.

### 6.3. Descripción de los elementos de la red de combustible.

#### a) Combustible (ucombustible.pas)

Para cada uno de los diferentes tipos de combustibles cuya red se quiera modelar, se debe previamente dar de Alta el Combustible en la Sala SimSEE. Para ello se debe usar la Solapa “Combustible” con el botón “Agregar Combustible”.

En la ficha Alta de Combustible es donde el usuario debe especificar el nombre del combustible y en las Fichas de Parámetros Dinámicos es donde se debe especificar: densidad, PCI (Poder Calorífico Inferior) y PCS (Poder Calorífico Superior) del combustible a utilizar. Por defecto la ficha de Edición cuenta con 3 botones que permiten cargar los valores típicos del Gas Natural, Gas Oil y Fuel Oil. Como toda Ficha de Parámetros Dinámicos en SimSEE, se debe especificar en la misma ficha la fecha a partir de la cuál la misma tiene validez.

En la Fig.5 se muestran las fichas de Alta de Combustible y la de Edición del Combustible.

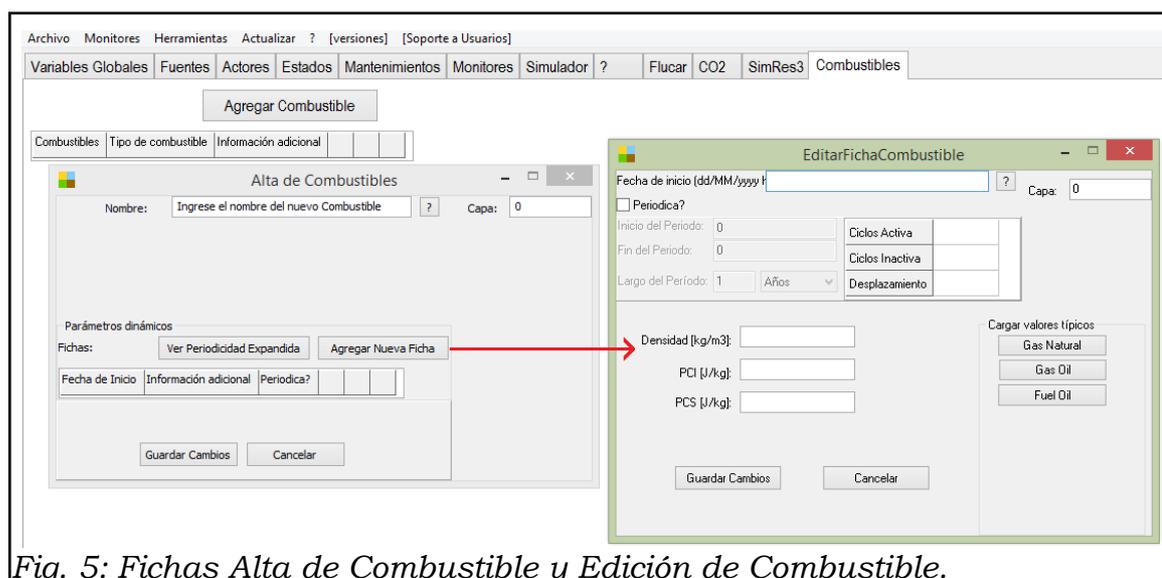


Fig. 5: Fichas Alta de Combustible y Edición de Combustible.

En forma opcional se puede especificar que la Ficha de parámetros dinámicos sea periódica, esto es equivalente a especificar intervalos de tiempo en que se dispone (o no se dispone) de ese combustible.

Cada instancia del tipo Combustible no introduce variables de control ni restricciones al problema de optimización.

## b) Actores de la Red de Combustibles

Para dar de alta cualquiera de los diferentes actores de la red de combustible que se encuentran disponibles en SimSEE, se debe seleccionar la solapa Actores y posteriormente la solapa Red de Combustible. Dicha solapa cuenta con los botones “Importar un Actor”, “Exportar Actores” y “Agregar Actor”.

Al igual que con el resto de los actores, es posible exportar un actor combustible para usarlo posteriormente en otra Sala o importar de otra Sala un Actor. El botón “Agregar Actor” despliega una lista con los diferentes tipos de actores combustibles que disponibles en SimSEE.

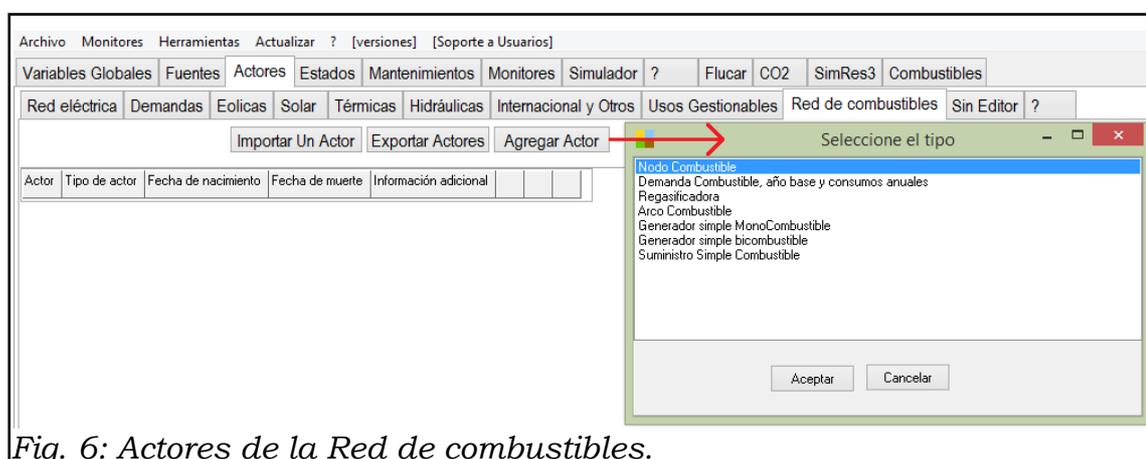


Fig. 6: Actores de la Red de combustibles.

## c) **Nodo Combustible.** (Archivo: unodocombustible.pas)

El Nodo de Combustible es un punto de conexión de la red de combustible donde los diferentes Actores pueden suministrar o consumir combustible del mismo. En cada Nodo de Combustible se debe cumplir instantáneamente que el balance de entrada y salida de combustible sea cero. Es decir que la suma de caudales entrantes (Suministros) sea igual a la suma de caudales salientes (Demandas) como se esquematiza en la Fig.7 y en la ec.5

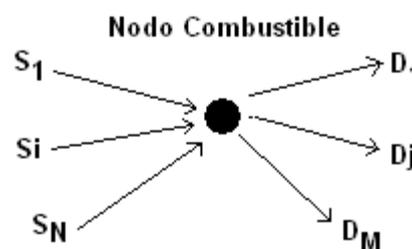


Fig. 7: Nodo Combustible.

$$\sum_{i=1}^{i=N} S_i - \sum_{j=1}^{j=M} D_j = 0$$

ec.(5) Restricción de Nodo Combustible.

Dónde:

$S_i$  : Representa el caudal del suministro  $i$  de combustible al Nodo Combustible.

$D_j$  : Representa el caudal de la demanda de combustible  $j$  del Nodo Combustible.

En la Fig.8 se muestra el formulario de Alta de Nodo Combustible.

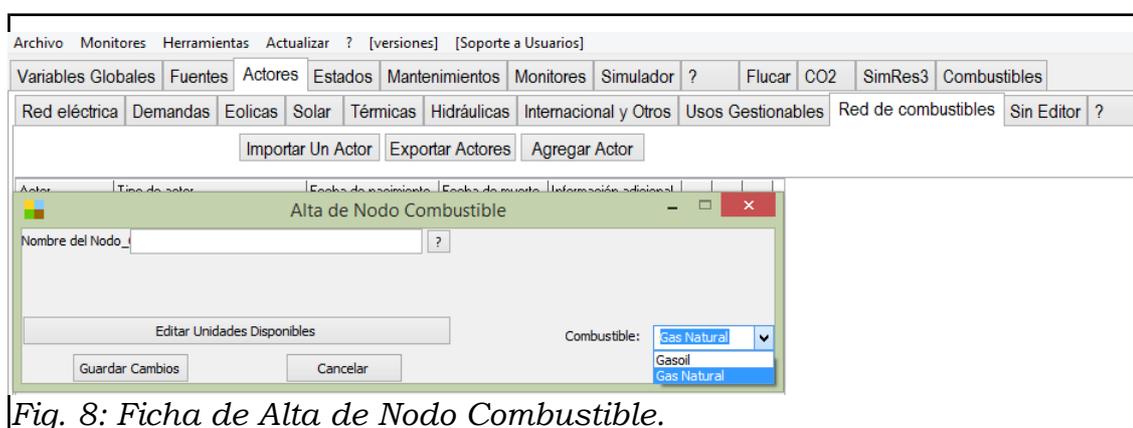


Fig. 8: Ficha de Alta de Nodo Combustible.

Para cada Nodo Combustible se debe especificar un Nombre y seleccionar de la lista desplegable Combustible, uno de los combustibles que fueron creados previamente.

#### d) **Arco de Combustible.** (Archivo: uarcocombustible.pas)

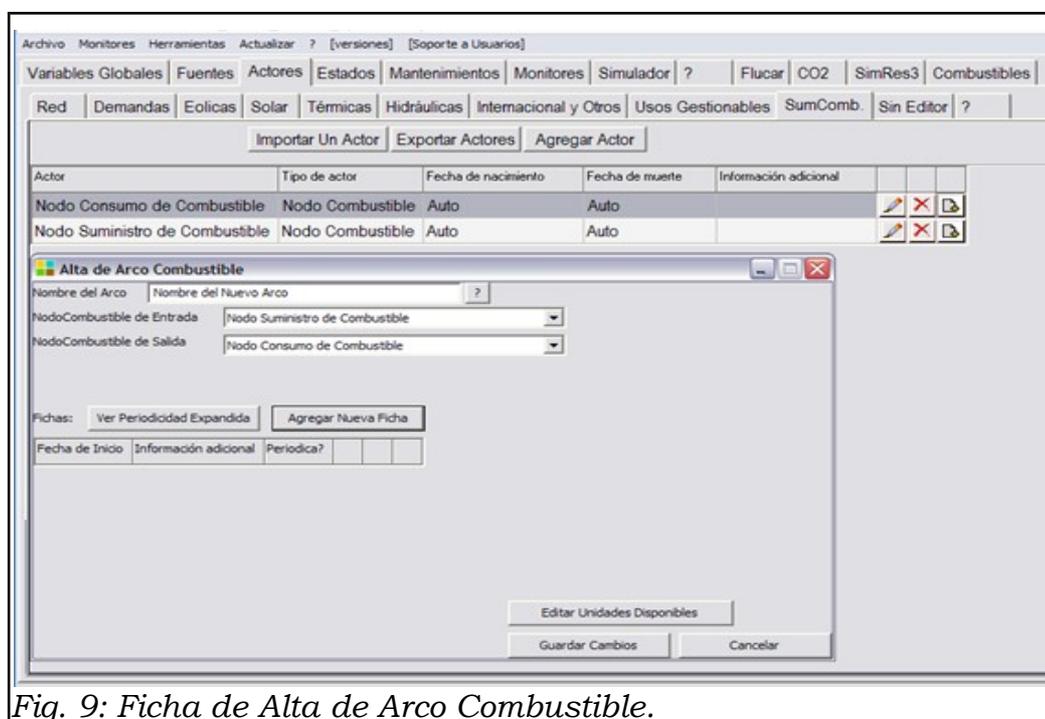
La función del Arco Combustible es la de realizar las conexiones entre dos Nodos Combustible del sistema y de esa forma permitir el flujo de combustible entre los mismos. La red de transporte de combustibles se modela a partir de Nodos de Combustible y Arcos de Combustible, definiendo en los arcos las posibles restricciones de capacidad y disponibilidad.

Para indicar el sentido del flujo de combustible, en cada arco es obligatorio cargar la información del Nodo Combustible de Entrada y el Nodo Combustible de Salida. En el caso en que se quiera modelar un flujo de combustible bidireccional, es necesario crear dos Arcos Combustible independientes uno para cada sentido.

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

otro Nodo Combustible que tenga asociado el mismo combustible.

En la Fig.9 se muestra el formulario de Alta de Arco Combustible donde se deben especificar el Nombre del Arco y los Nodos Combustible de Entrada y Salida respectivamente.



*Fig. 9: Ficha de Alta de Arco Combustible.*

En la Fig.10 se muestra el formulario de edición de la Ficha de Parámetros Dinámicos del Arco Combustible.

Como en toda Ficha de Parámetros Dinámicos en SimSEE, en fecha de inicio se debe especificar la fecha a partir de la cual la Ficha es válida y en el caso en que se active la opción Periódica se debe indicar la información que rige la periodicidad como se especifica en el Manual de Usuario de SimSEE.

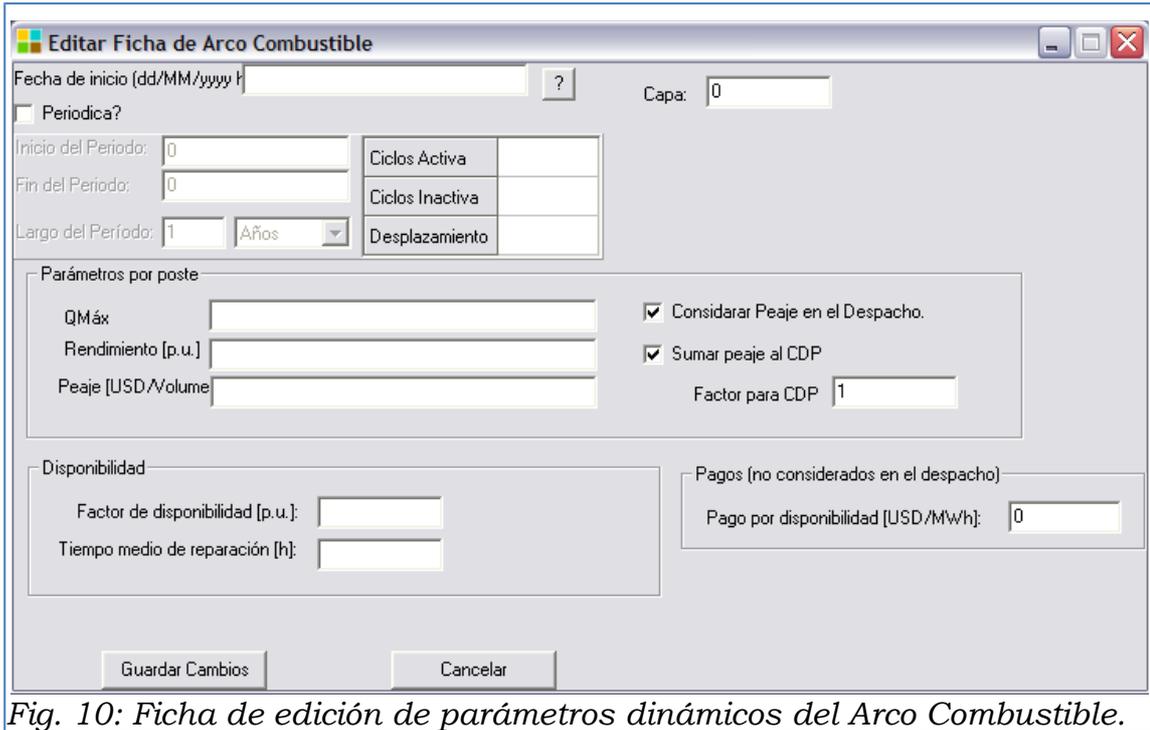


Fig. 10: Ficha de edición de parámetros dinámicos del Arco Combustible.

Continuado con los parámetros dinámicos, se debe especificar, para cada poste de los definidos en las variables globales del sistema, el caudal máximo del arco  $QMáx$ , el Rendimiento (en por unidad) y el peaje por unidad de volumen por el uso de la red de combustible (Peaje [USD/Volumen]). Se debe además indicar si se desea que dicho peaje sea considerado para el Despacho y si se desea que se sume al Costo Directo del Paso (CDP). En el caso en que se marque sumar se debe especificar con que factor. Por defecto los casilleros Considerar Peaje en el Despacho y Sumar peaje al CDP se encuentran activos y el Factor para CDP en 1 (uno).

Adicionalmente se debe especificar el factor de disponibilidad por unidad con su tiempo medio de reparación en horas asociado y el pago por disponibilidad que no es tenido en cuenta para el despacho.

El concepto de rendimiento del Arco Combustible está asociado a las pérdidas del sistema de transporte y en este caso se representa como un factor que multiplicado por el caudal de entrada determina el caudal de salida.

**e) Demanda de Combustible.**  
**(Archivo: udemandacombustibleaniobaseeindices.pas)**

La función del Actor Demanda de Combustible es la de modelar la demanda no eléctrica del sistema (consumo de combustible no usado para generación de energía eléctrica). Toda demanda de combustible se debe asignar en forma obligatoria al Nodo de Combustible correspondiente.

Para poder crear este Actor se requiere contar con un archivo binario del

año base que tenga la información de la demanda de combustible no eléctrica detallada en forma horaria, y en función de la misma especificar el consumo de combustible total anual para todos los años que se consideren en el estudio.

En la Fig.11 se muestra el formulario de edición de la Demanda de Combustible.



Alta de Demanda Combustible, año base y consumos anuales

Nombre de la Demanda:

Asignado al Nodo Combustible:

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

Borne:

Escalones de Falla

Numero de Escalones:

Escalón				
Profundidad [p.u.]	0.05	0.075	0.075	0.8
Costo [USD/MWh]	250	400	1200	2000

Índice Multiplicador de Costos de Falla:

Borne:

Archivo de Datos:

Mm3 por año:

Primer Año:    Último Año:

Año	Demanda de Combustible del año [Mm3]
2009	1
2010	1
2011	1

Fig. 11: Ficha de Alta de la Demanda de Combustible.

En el campo “Nombre de la Demanda Combustible” se debe especificar un nombre a la Demanda de Combustible y en forma obligatoria en el campo “Asignado al Nodo Combustible” se debe seleccionar el nodo combustible al cual se quiere asociar esta Demanda de Combustible.

En los selectores “Componente Aleatoria (p.u. de la Demanda) y Borne asociado, se puede asignar una fuente aleatoria que representa las variaciones de la demanda entorno a un valor preestablecido. La fuente aleatoria debe generar el ruido en p.u. de la demanda. El valor utilizado en cada paso de tiempo será el valor determinístico multiplicado por  $(1+r)$  siendo  $r$  el valor leído de la fuente. En el caso en que no se desee utilizar fuentes aleatorias se debe especificar Ninguna y el multiplicador en este caso es 1.

En “Archivos de Datos” se debe indicar la ruta donde se encuentra el archivo binario (.bin) con la información de la demanda de combustible del año base.

En los casilleros Primer Año y Último Año se debe indicar el primer y último año de datos de la demanda combustible que se desean considerar en el estudio y en la tabla que se encuentra en la parte inferior se debe ingresar para

cada año del período especificado la demanda de combustible del año.

Para cada año del estudio, son escalados hora a hora los datos del archivo base de forma tal que el consumo resultante (demanda de combustible anual) coincida con la especificada en la tabla.

Se debe tener la precaución de que el período considerado (intervalo de tiempo entre el Primer Año y el Último Año) cubra el horizonte de tiempo que fue especificado para hacer la optimización.

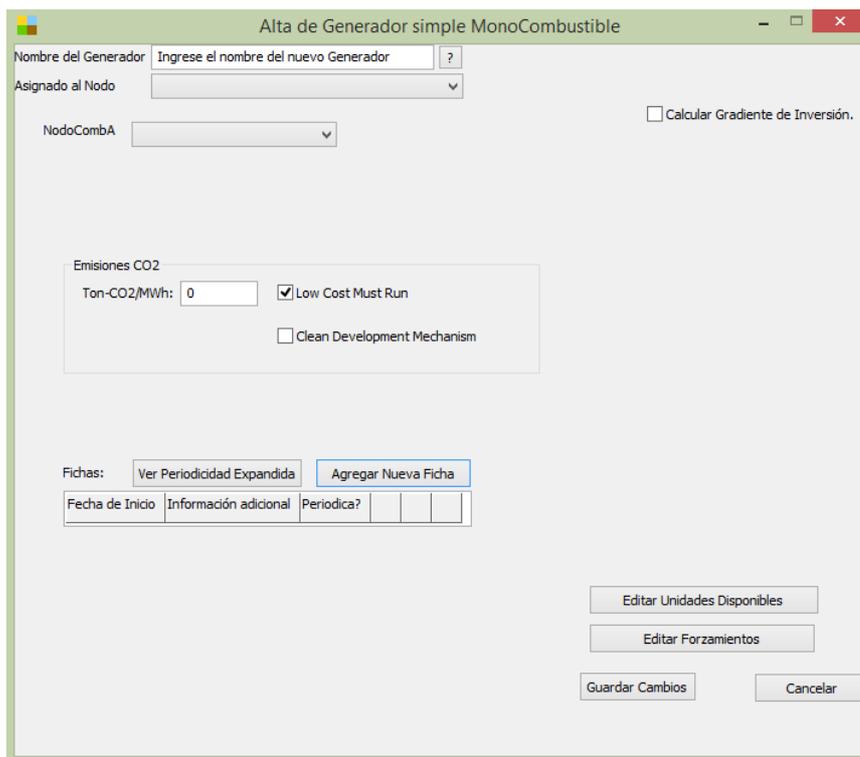
Por último, se cuenta con el botón "Exportar a Excel" que abre una planilla Excel donde exporta los valores de la tabla. De esta forma es posible modificar los datos en Excel y luego con el botón "Importar datos Desde Excel" se pueden cargar a la tabla dichos valores desde el archivo Excel.

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 crean los Escalones de Falla con sus costos asociados. Cuando se presenta la situación de déficit de combustible entran en servicio para satisfacer la demanda de combustible del nodo. El Despacho de estas máquinas de falla son indicadores 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.

#### f) **Generador simple monocombustible.** **(Archivo: ugsimple\_monocombustible.pas)**

El modelo de Generador mono-combustible, es un generador térmico que puede operar con un único combustible y que se conecta a la red de combustible a través de un único Nodo de Combustible y además está conectado a un nodo de la red eléctrica donde entrega la energía que genera.

En la Fig.12 se muestra la ficha de alta del Generador simple monocombustible. En esta ficha es donde se debe indicar el nombre del generador, el nodo de la red eléctrico al que está conectado el generador y el nodo de combustible que lo ali-



*Fig. 12: Ficha de Alta del Generador simple MonoCombustible.*

menta.

En la Fig.13 se muestra la ficha de parámetros dinámicos del generador simple mono-combustible.

En la ficha de parámetros dinámicos se especifica en la fecha de inicio, la fecha en que entrada en servicio la ficha del generador y en el caso en que se active la opción Periódica se debe indicar el período en que se encuentra en servicio y fuera de servicio.

En el campo  $PM_{\max}$ [MW] se debe especificar la potencia máxima del generador, en  $FD$ [p.u.] el factor de disponibilidad del generador por unidad, en  $TMR$  [h] el Tiempo Medio de Reparación en horas, en  $QM_{\max\_A}$ [m<sup>3</sup>/s] el caudal máximo del combustible A y en  $ren\_A$  [p.u.] el rendimientos del generador.

Al igual que en los otros tipos de generadores es posible limitar la energía por paso de tiempo y efectuar pagos por potencia y/o energía.

**g) Generador simple bicombustible.**  
**(Clase: TGeneradorSimpleBicombustible)**

El modelo de Generador bicombustible que fue creado en este proyecto, es un generador térmico simple que se conecta a dos Nodos de Combustible (el generador opera con combustible “A” y “B”), y permite que el generador opere con ambos combustibles. Las redes de combustible a que se conecta el generador pueden ser totalmente independientes entre

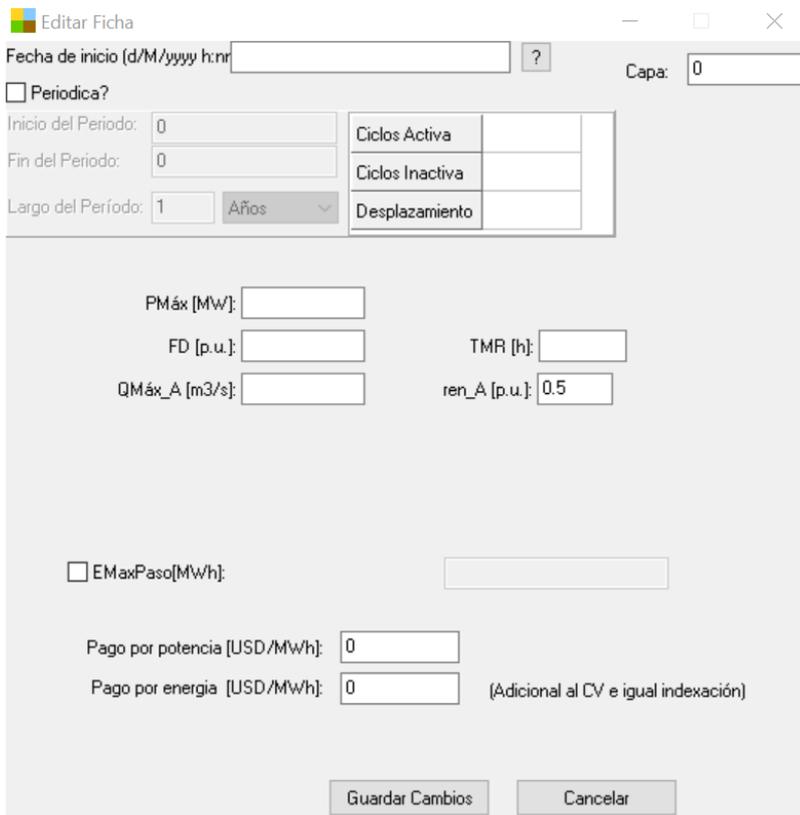


Fig. 13: Ficha de parámetros dinámicos del Generador simple MonoCombustible.

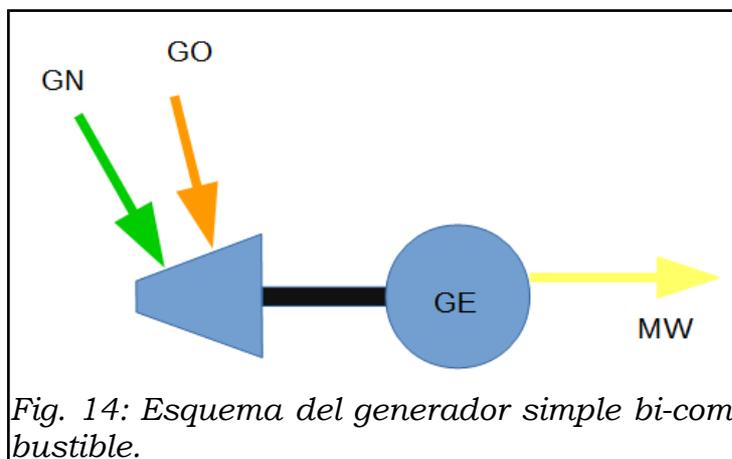


Fig. 14: Esquema del generador simple bi-combustible.

sí. Un esquema simplificado de este tipo de generador se muestra en la Fig.14.

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 la posibilidad de bi-combustible sólo sobre el modelo de generador más básico (es decir sin mínimos técnicos ni costos ni restricciones de arranque y parada).

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  $\alpha_i$  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.6.

$$P_i = (\eta_a pci_a q_{ai}) \alpha_i + (\eta_b pci_b q_{bi}) (1 - \alpha_i) \quad \text{ec.(6) Potencia del generador bicombustible en el poste i.}$$

Las variables  $q_{ai}$  y  $q_{bi}$  toman valores entre 0 y el valor máximo que corresponde a la potencia nominal del Generador. Se considera que la potencia máxima del Generador es la misma con cualquiera de los dos combustibles.

La variable  $\alpha_i$  varia 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  $\alpha_i$  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.6 la misma puede ser sustituida por la ecuación y restricciones que se muestran en la ec.7.

$$\begin{aligned} P_i &= \eta_a pci_a q_{ai} + \eta_b pci_b q_{bi} && \text{ec.(7) Potencia del generador} \\ & && \text{bicombustible en el poste i,} \\ & q_{ai} \leq \hat{q}_a \alpha_i && \text{modelo lineal.} \\ & q_{bi} \leq \hat{q}_b (1 - \alpha_i) \end{aligned}$$

La primera fila de la ec.7 muestra el aporte del generador a la restricción del Nodo Eléctrico al que se conecta. Las siguientes dos filas son las restricciones que obligan al generador a utilizar parte del tiempo un combustible y parte del tiempo el otro fijando los máximos de generación para cada uno.

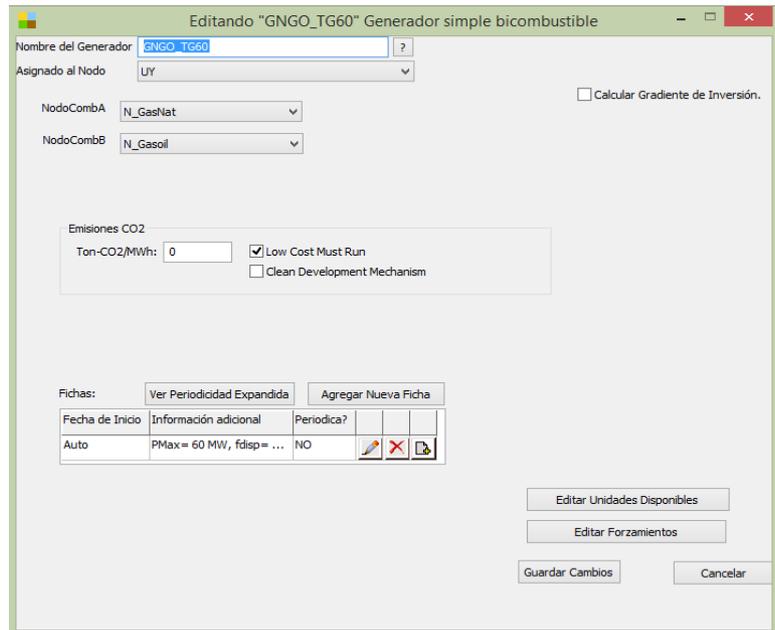


Fig. 15: Ficha de Alta del Generador simple bi-combustible.

En la Fig.15 se muestra la ficha de Alta del Generador simple bi-combustible. En esta ficha se debe indicar el nombre del generador, el nodo de la red eléctrica al que entrega energía el generador y los nodos de combustible que lo alimentan.

En la Fig.16 se muestra la ficha de parámetros dinámicos del Generador simple bicombustible.

En fecha de inicio se debe especificar la fecha de entrada en servicio de la ficha del generador y en el caso en que se active la opción Periódica se debe indicar el período en que se encuentra en servicio y fuera de servicio.

En el campo  $PM_{\text{Máx}}[\text{MW}]$  se debe especificar la potencia máxima del generador, en  $FD[\text{p.u.}]$  el factor de disponibilidad por unidad del generador, en  $TMR[\text{h}]$  el Tiempo

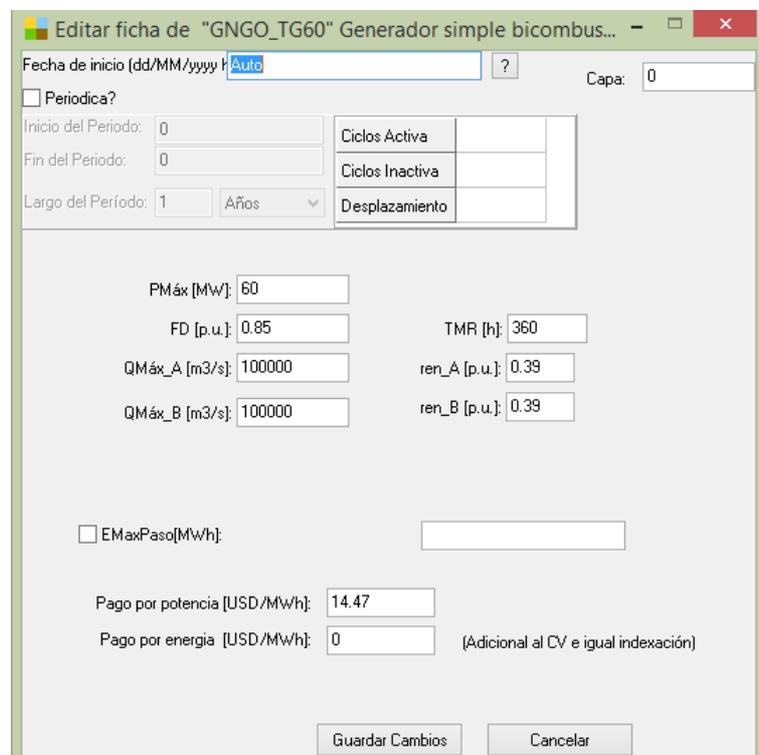


Fig. 16: Ficha de parámetros dinámicos del Generador simple Bi-combustible.

Medio de Reparación en horas, en  $QMáx\_A$  [m<sup>3</sup>/s] y  $QMáx\_B$  [m<sup>3</sup>/s] el caudal máximo del combustible A y del combustible B respectivamente y en  $ren\_A$  [p.u.] y  $ren\_B$  [p.u.] los rendimientos del generador cuando opera con el combustible A y el B respectivamente.

Al igual que en los otros tipos de generadores es posible limitar la energía por paso de tiempo y efectuar pagos por potencia y/o energía.

#### h) **Suministro Simple de Combustible- (Clase: TSumComb)**

La función del actor Suministro Simple de Combustible es suministrar el combustible del tipo que se especifique para abastecer tanto a las demandas no eléctricas como a los generadores. En el caso de los generadores bicomcombustibles, podrán tener más de un suministro asociado.

En la Fig.17 se muestra la ficha de Alta del Suministro simple de combustible. En esta ficha se debe indicar el nombre del suministro y el nodo del combustible al que está conectado.

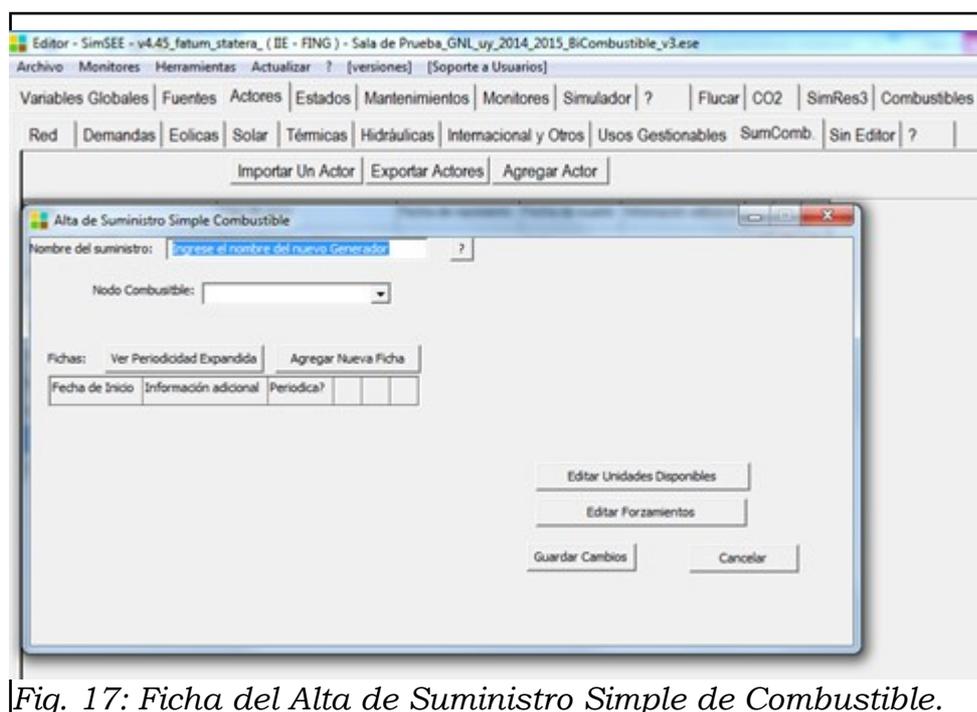
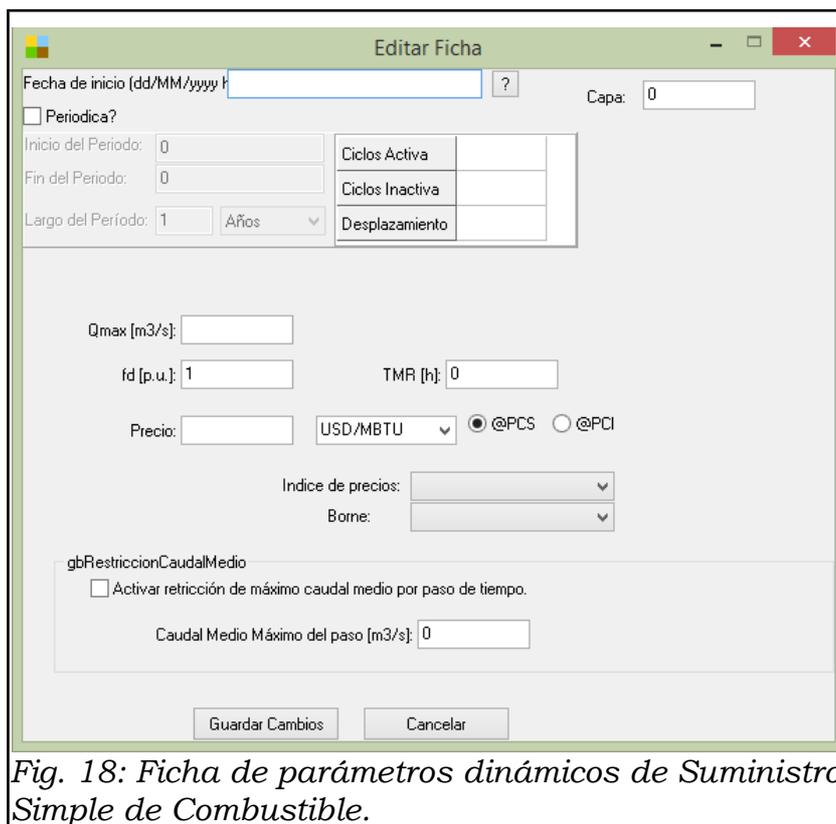


Fig. 17: Ficha del Alta de Suministro Simple de Combustible.

En la Fig.18 se muestra la ficha de parámetros dinámicos del Suministro simple de combustible.



**Editar Ficha**

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

Periódica? Capa:

Inicio del Periodo:  Ciclos Activa:

Fin del Periodo:  Ciclos Inactiva:

Largo del Periodo:  Años:  Desplazamiento:

Qmax [m3/s]:

fd [p.u.]:  TMR [h]:

Precio:  USD/MBTU  @PCS  @PCI

Indice de precios:

Borne:

gbRestriccionCaudalMedio

Activar restricción de máximo caudal medio por paso de tiempo.

Caudal Medio Máximo del paso [m3/s]:

*Fig. 18: Ficha de parámetros dinámicos de Suministro Simple de Combustible.*

En fecha de inicio se debe especificar la fecha de entrada en servicio de la ficha del Suministro simple de combustible y en el caso en que se active la opción Periódica se debe indicar el período en que se encuentra en servicio y fuera de servicio.

En el campo  $Q_{\max}$  [m<sup>3</sup>/s] se debe especificar el caudal máximo en metros cúbicos por segundo del combustible que es capaz de suministrar (cota superior), en  $fd$  [p.u.] el factor de disponibilidad por unidad del suministro, en TMR [h] el Tiempo Medio de Reparación en horas y en Precio se debe indicar el precio del combustible seleccionando la unidad correspondiente especificando si dicho precio es a Poder Calorífico Superior o Inferior (PCS o PCI).

Al precio del combustible es posible indexarlo a una fuente previamente creada, para ello se debe seleccionar la misma en el combo “Índice de Precios” y el borne de la fuente asociado.

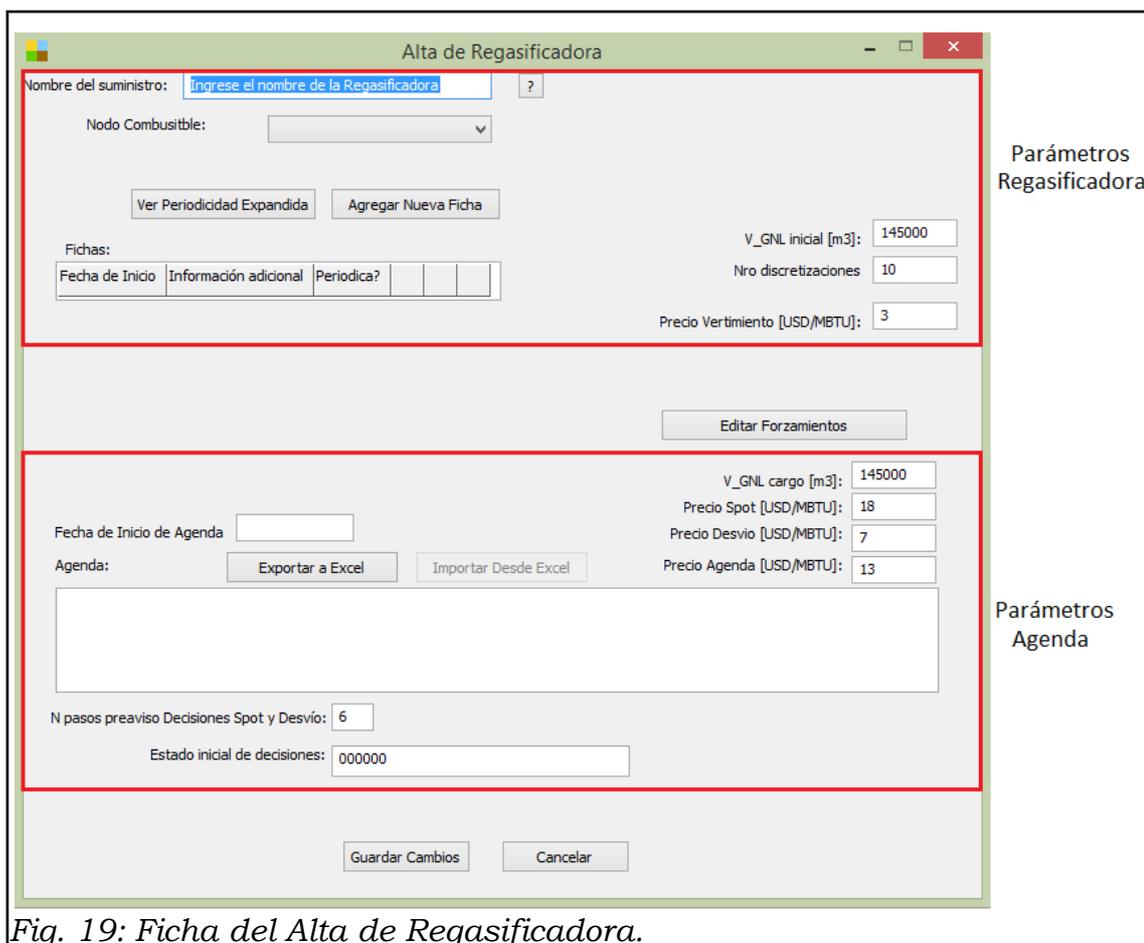
Si se desea, se cuenta además con la posibilidad de activar una restricción de máximo caudal medio por paso de tiempo.

**i) Regasificadora.**  
**(Archivo: uregasificadora.pas)**

Para modelar la planta regasificadora se crea un nuevo actor, que hereda

de la clase Suministro Simple Combustible que fue descrita anteriormente. Esta nueva clase regasificadora es un suministrador de combustible con un tanque asociado donde se almacena el GNL, además cuenta con la posibilidad de introducir los datos de una Agenda de embarques de GNL con sus cargos asociados y un vector de toma de decisiones. Los parámetros de la Agenda incluido el vector de toma de decisiones se describen en el apartado Agenda.

En la Fig.19 se muestra el formulario de Alta de Regasificadora y se realiza una breve descripción del mismo.



The screenshot shows a software window titled "Alta de Regasificadora" with two main sections:

- Parámetros Regasificadora (Top Section):**
  - Nombre del suministro:  ?
  - Nodo Combustible:
  - Buttons: Ver Periodicidad Expandida, Agregar Nueva Ficha
  - Fichas:
 

Fecha de Inicio	Información adicional	Periodica?			
  - V\_GNL inicial [m3]:
  - Nro discretizaciones:
  - Precio Vertimiento [USD/MBTU]:
  - Button: Editar Forzamientos
- Parámetros Agenda (Bottom Section):**
  - Fecha de Inicio de Agenda:
  - Agenda: 
    - Buttons: Exportar a Excel, Importar Desde Excel
  - V\_GNL cargo [m3]:
  - Precio Spot [USD/MBTU]:
  - Precio Desvío [USD/MBTU]:
  - Precio Agenda [USD/MBTU]:
  - N pasos preaviso Decisiones Spot y Desvío:
  - Estado inicial de decisiones:
  - Buttons: Guardar Cambios, Cancelar

Fig. 19: Ficha del Alta de Regasificadora.

Se observa que la ventana está dividida en 2 sectores. En la parte superior se deben ingresar los parámetros generales de la regasificadora con el botón para agregar la ficha de parámetros dinámicos y en la parte inferior se pueden ingresar los parámetros asociados a la Agenda.

En el combo Nodo Combustible se debe especificar el nodo combustible al que está asociada la regasificadora, en el campo V\_GNL\_inicial [m3] se ingresa el volumen inicial de GNL (en m3) almacenado en el tanque al inicio de la simulación y el número de discretizaciones en que se divide el tanque de almacenamiento de GNL. Por último en el Precio Vertimiento se indica el precio en que se está dispuesto a vender el GNL en el caso en que la capacidad del tanque de la regasificadora se vea colmada.

En la Fig.20 se muestra la ficha de parámetros dinámicos de la regasificadora.

En fecha de inicio se debe especificar la fecha de entrada en servicio de la ficha del Suministro simple de combustible y en el caso en que se active la opción Periódica se debe indicar el período en que se encuentra en servicio y fuera de servicio.

En el campo  $Q_{\max}$  [m<sup>3</sup>/s] se especifica el caudal máximo en metros cúbicos por segundo del combustible que es capaz de suministrar (cota superior), en  $fd$  [p.u.] el factor de disponibilidad por unidad de la regasificadora y en TMR [h] el Tiempo Medio de Reparación en horas, en GNL  $V_{\min}$ [m<sup>3</sup>] y GNL  $V_{\max}$ [m<sup>3</sup>] los volúmenes mínimo y máximo admitidos del tanque, en Rend. Regas [p.u.] el rendimiento por unidad de la planta y en Consumos propios [m<sup>3</sup>/s] los consumos propios asociados al funcionamiento de la planta regasificadora.

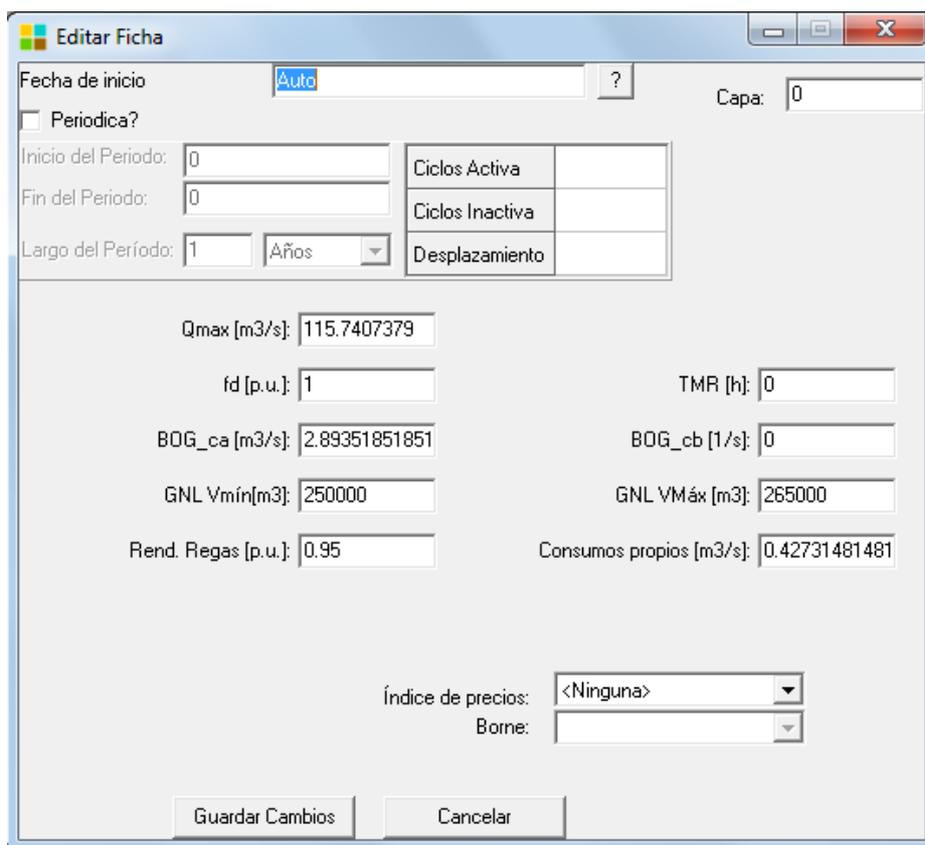


Fig. 20: Ficha de parámetros dinámicos de la Regasificadora.

Para determinar el caudal del Boil off  $Q_{GNL_{BOG}}$  asociado a la regasificadora se deben ingresar los parámetros  $BOG_{ca}$ [m<sup>3</sup>/s] que es constante e independiente del gas natural almacenado en el tanque y  $BOG_{cb}$ [1/s] que depende el volumen de GNL almacenado en el tanque.

El Caudal de Boil Off se calcula según la expresión de la ec.8.

$$Q_{GNL_{BOG}} = \frac{BOG_{ca} + BOG_{cb} * X_{GNL}}{610} \quad \text{ec.(8).}$$

Siendo 610 la relación de volúmenes entre GN y GNL.

Se observa que el volumen mínimo de GNL almacenado en el tanque debe ser siempre mayor que cero debido a las pérdidas de GNL asociadas al Boil Off y a requerimientos técnicos de funcionamiento de la terminal.

En el combo Índice de precios, es posible asociar una fuente aleatoria de precios del combustible previamente definida y en Borne, el borne asociado a dicha fuente. Dicha fuente indexará el precio del cargo agendado.

En la Fig.21 se muestra un esquema de la regasificadora con su tanque asociado y la restricción dinámica de este actor.

$V_{GNL}$  es una Variable de Estado continua que debe cumplir con las restricciones de máximo y mínimo de la ec.9 y con la restricción dinámica de la ec.10.

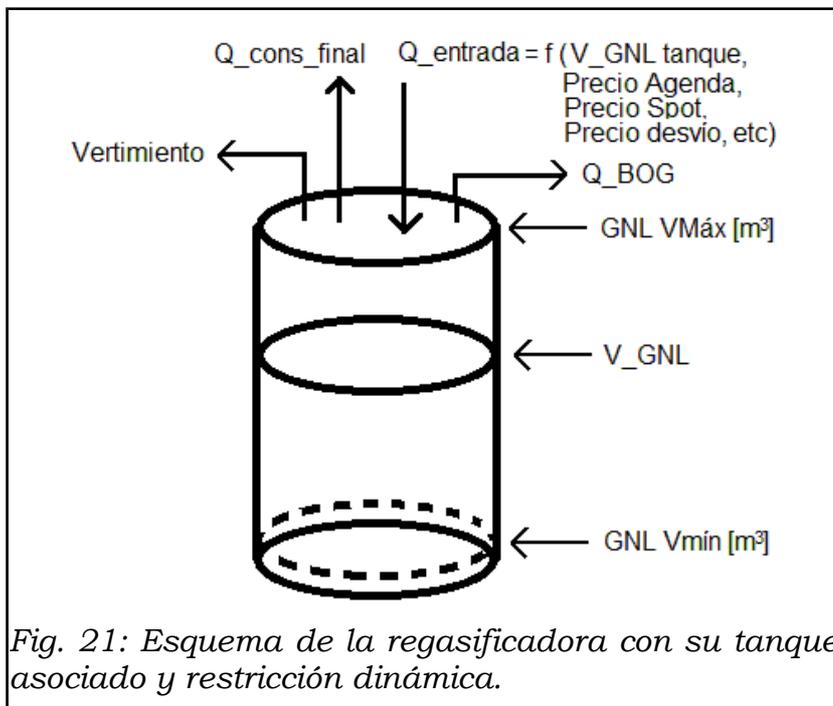


Fig. 21: Esquema de la regasificadora con su tanque asociado y restricción dinámica.

$$GNL VMáx \geq V_{GNL} \geq GNL VMin \quad \text{ec.(9)}$$

$$V_{GNL}[k+1] = V_{GNL}[k] + Q_{entrada}[k] - Q_{cons\_final}[k] - Vertimiento[k] \quad \text{ec.(10)}$$

Donde:

$Q_{entrada}$  son los aportes recibidos, ya sean Cargos agendados o Cargos spot.

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

$Vertimiento$  es el caudal 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.

**j) Agenda.**  
**(Archivo: uagendagnl.pas)**

La Agenda es donde se especifican las fechas en que arriban los embarques de GNL a la Regasificadora que está asociada. Los pasos de tiempo en que

está implementada son: semanal, 2 semanas y 4 semanas. Es posible incluir a lo sumo un único Cargo de Agenda (embarque) por paso de tiempo.

La Agenda está implementada como un vector de tipo booleano donde se indica la fecha de inicio de la misma. En cada casillero del vector se debe especificar con 0 si en ese paso de tiempo no hay Cargo de Agenda y con 1 si hay un Cargo de Agenda.

Se cuenta además con la posibilidad de agregar un vector de cantidad de pasos de preaviso para tomar decisiones para realizar compras Spot y Desvíos. Se debe indicar además el Estado inicial de las decisiones.

El vector de toma de decisiones es un vector del tipo booleano del largo especificado por el usuario (a mayor cantidad de pasos, mayor es el número de variables de estado). Supondremos que el vector de toma de decisiones es  $xd$  de largo  $N$ , en  $xd[0]$  se representa la decisión tomada  $N$  semanas atrás y que tiene consecuencias sobre la semana actual. Si  $xd[0] = 0$  (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  $N$  semanas antes se programó su desvío, y en el caso en que no hay ningún cargo agendado arribará un cargo comprado al Spot programado hace  $N$  semanas.

Como parte de la operación, en cada paso de tiempo hay que decidir si se programa alguna acción para dentro de  $N$  pasos de tiempo. Al avanzar un paso de 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 del próximo paso de tiempo.

En el campo  $V\_GNL\_cargos [m3]$  se debe indicar el volumen del cargo, en los campos Precio Spot, Precio Desvío y Precio Agenda los precios asociados a los diferentes tipos de cargos.

#### **6.4. Estrategia de Optimización de la Agenda y las Decisiones de compra Spot y Desvíos.**

Por cada nuevo estado que se agrega al sistema, se incrementa notoriamente los tiempos de cálculo. En este sentido, para luchar contra la Maldición de la Dimensionalidad de Bellman se debe buscar formas de reducir la dimensión del espacio de estado del sistema, analizando el problema concreto y simplificando aquellos aspectos del modelado que no tengan impactos relevantes sobre los resultados.

Un barco demora entre 30 y 60 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 dependiendo de las condiciones de viento, oleaje, etc.

La capacidad de los buques que realizan las descargas es del orden de los 145.000  $m^3$ , y la de la regasificación es del orden de 10:Mm<sup>3</sup>/Día (diez millones de metros cúbicos de Gas Natural por día, que corresponden a 16.393  $m^3$  de GNL por día). Esto implica que con la regasificadora funcionando a plena carga, se demora 8.54 días en vaciar el buque. Por este motivo, no hay necesidad de suponer más de un arribo por semana. Salvo que se pensara en buques de me-

nor tamaño.

Dado los tiempos involucrados en el proceso de arribo, compras Spot y vaciado del tanque de almacenamiento de GNL, se determina que es adecuado considerar un paso de tiempo semanal. Se realiza además un estudio sobre la pertinencia de considerar pasos de tiempo mayores al semanal (2 semanas y 4 semanas).

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 semanas. 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).

Es así, que las decisiones se pueden codificar en un único vector, por ejemplo de 6 variables booleanas (6 pasos de tiempo). Supondremos este vector indexado de  $xd[0]$ ,  $xd[1]$  ...  $xd[5]$ . Se representa en  $xd[0]$  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 se desvía ya que 6 semanas antes se programó su desvío, y si no hay ningún cargo agendado, igual va a arribar 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  $N$  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 decisio-

nes de los casilleros de la siguiente semana. El pseudo código Pascal que representa esto es:

```
For k:= 0 to N-2 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 N semanas. Para tomar esta acción, aplicando el algoritmo de Programación Dinámica Estocástica, 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).

A modo de ejemplo, en las figuras a continuación se muestra un ejemplo de una agenda con sus cargos asociados y su correspondiente vector de toma de decisiones. El costo del GNL de los cargos de agenda es 13 USD/MMBTU, el Spot 18 USD/MMBTU y el desvío 7 USD/MMBTU.

La Fig.22 muestra la codificación de la Agenda anual como una secuencia de 1 y 0 marcando en qué semanas se espera el arribo de un Cargo y en cuales no respectivamente. Esta codificación de la Agenda como un vector de booleanas en el tiempo, si bien técnicamente es información que puede considerarse en el Estado del sistema (son decisiones realizadas en el pasado que tienen consecuencia sobre el futuro) al poder ser codificadas como en función del tiempo (etapa  $k$ ) queda codificada como el resto de la estructura variable del sistema (por ejemplo crecimiento de la Demanda, entrada de nuevas centrales, etc.) y no aumenta entonces la dimensión del Estado del Sistema.

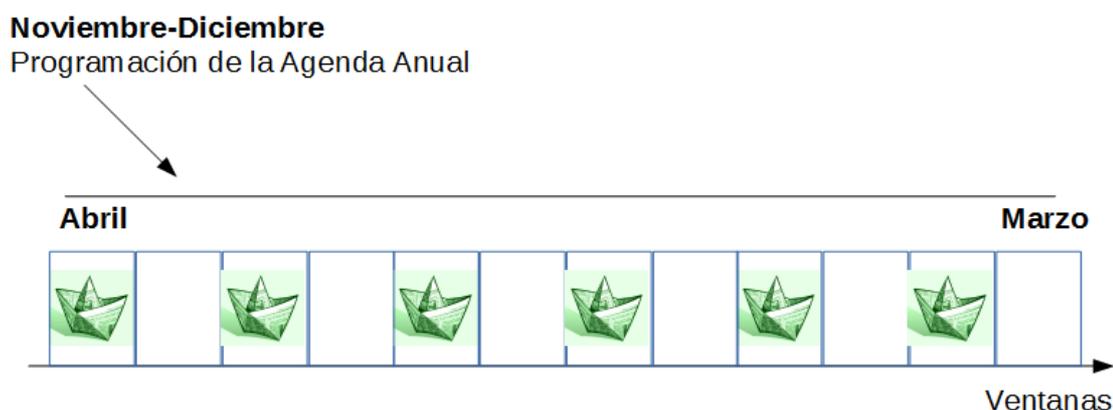


Fig. 22: Ejemplo Agenda Anual - cargos de Agenda.

En la Fig.22 se trata de representar una Agenda anual, que se fija en Noviembre-Diciembre de común acuerdo entre vendedor y comprador y que cubre el período de operación que va de Abril a Marzo del año siguiente. Los casilleros con un barco verde corresponde a los 1 del vector que codifica la Agenda.

La Fig.23 muestra posibles Compras al Spot de nuevos Cargos, en aquellas semanas en que la Agenda no se había programado el arribo de un Cargo

(un 0 en la Agenda). Solo a modo de ejemplo, en la figura se ha puesto como que los Cargos de Agenda se pactaron a 13 USD/MBTU y que los Cargos Spot se estima se compraran a un precio de 18 USD/MBTU.

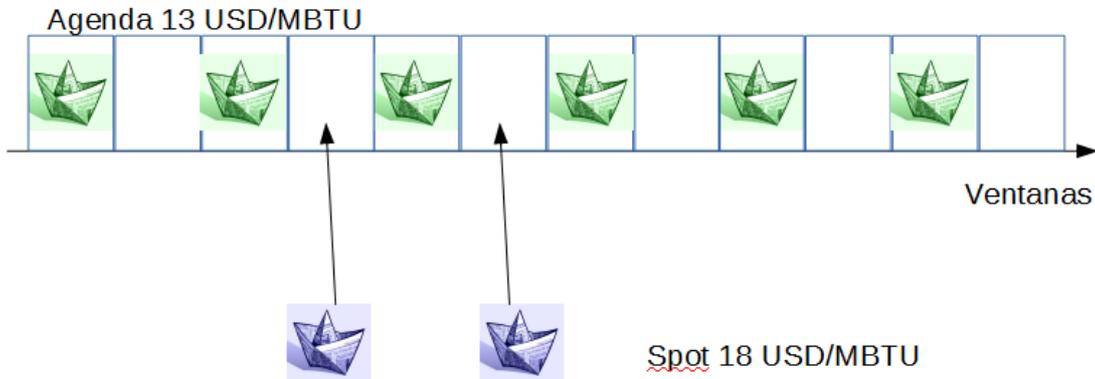


Fig. 23: Ejemplo Agenda Anual: compras Spot realizadas.

En la Fig.24 se agrega a la Agenda y compras Spot de la Fig.34 la decisión de un Desvíos de un Cargo previamente Agendado (un 1 en la Agenda).

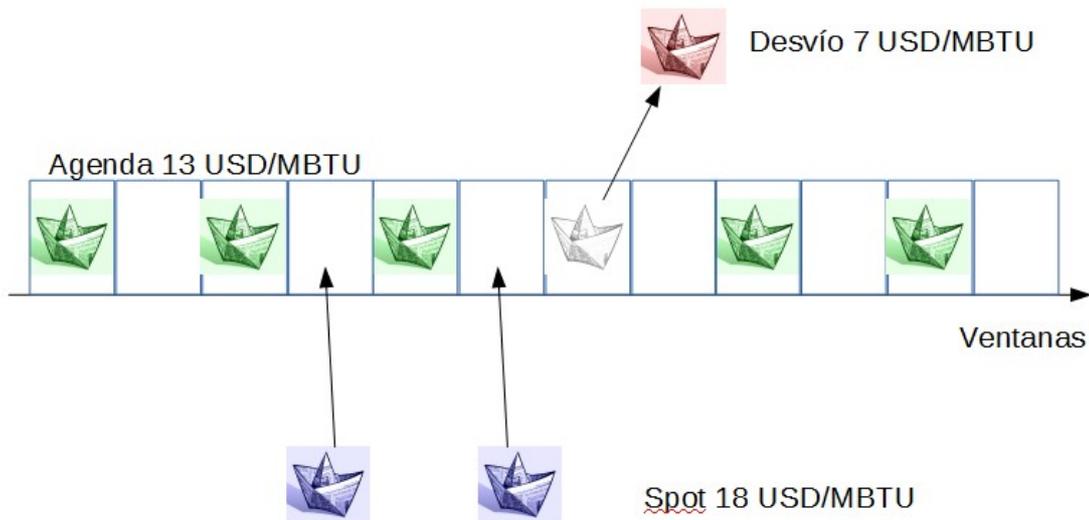


Fig. 24: Ejemplo Agenda Anual: desvíos de cargos agendados.

En la Fig.24 se ha supuesto a modo de ejemplo que los Cargos Desviados se logran vender en otro destino a 7 USD/MBTU.

Como se puede apreciar, una vez codificada la Agenda como un vector de variables booleanas en el tiempo, la codificación de las Compras y Desvíos se puede codificar como un vector de decisiones de alteración de la Agenda. Si la decisión de alteración se debe tomar  $N$  semanas antes de la semana en la que arribará o no el Cargo, el vector de decisiones de alteración puede codificarse como un vector de  $N$  booleanas. Como suponemos que el tiempo de antelación es el mismo para las compras que para los desvíos y que como deci-

sión de alteración de la Agenda, solo tiene sentido Comprar un Cargo Spot si en el correspondiente casillero de la Agenda había un 0 (Cero) y que solo tiene sentido Desviar un Cargo si en el correspondiente casillero la Agenda tenía un 1.

La Fig.25 la codificación de la Agenda (arreglo de casilleros horizontales con los barcos de colores) y el vector de decisiones de alteración de la Agenda y

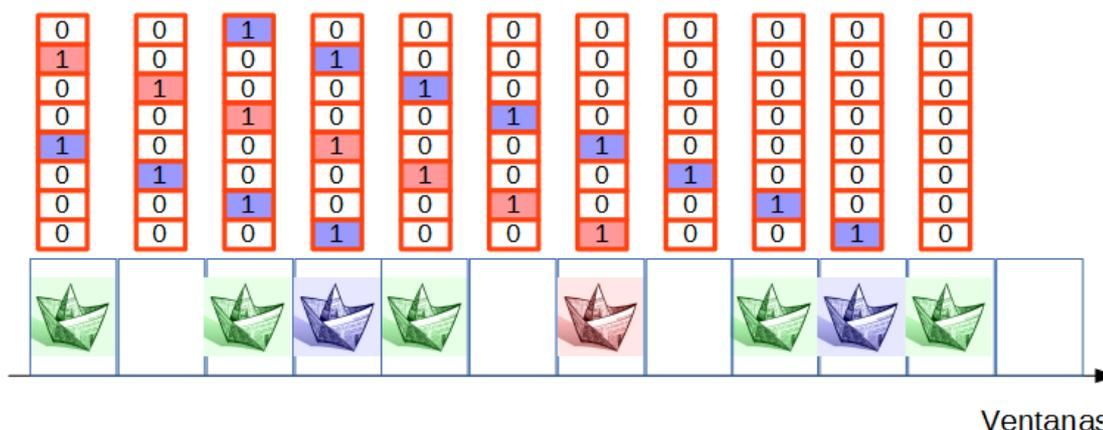


Fig. 25: Ejemplo Agenda Anual: Vector de toma de decisiones resultante.

su evolución para un ejemplo en que las decisiones deben ser tomadas con 8 semanas de antelación. En la parte superior de cada casillero de la Agenda, se colocó el correspondiente vector de decisiones para esa semana.

Un 0 (cero) en casillero inferior del vector de decisiones indica que para esa semana, se aplica la Agenda sin modificaciones.

Un 1 (uno) en el casillero inferior del vector de decisiones indica que para esa semana, se altera la Agenda. Esto implica que si había un Cargo agendado el mismo fue Desviado (no arriba) y que si no había Cargo agendado, igual se produce un arribo pues se ha comprado un cargo Spot.

En cada paso de tiempo, el vector de decisiones “baja un casillero” y hay que completar el casillero superior con la decisión de alteración que aplicará dentro de  $N$  semanas cuando con el avanzar del tiempo ese casillero llegue a ser el inferior.

Observar que la codificación adoptada de la información de decisiones implica un multiplicidad del estado de  $2^N$  siendo  $N$  la cantidad de semanas (o pasos de tiempo) de antelación para la toma de decisiones. Si la antelación es de entre 30 y 60 días, esto en semanas implica valores de  $N$  entre 4 y 8 lo que implica una multiplicación del tiempo de resolución entre 16 y 256 veces el tiempo de cálculo de la Política Óptima sin el modelo de Regasificadora. Estos órdenes de multiplicidad son manejables con los equipos de cómputos actualmente disponibles para la programación de la operación del sistema.

También se hicieron pruebas para aumentar el paso de integración de una semana a quince días y a un mes. La conclusión es que en caso de ser necesario se podría usar quince días para la resolución del problema de Agenda

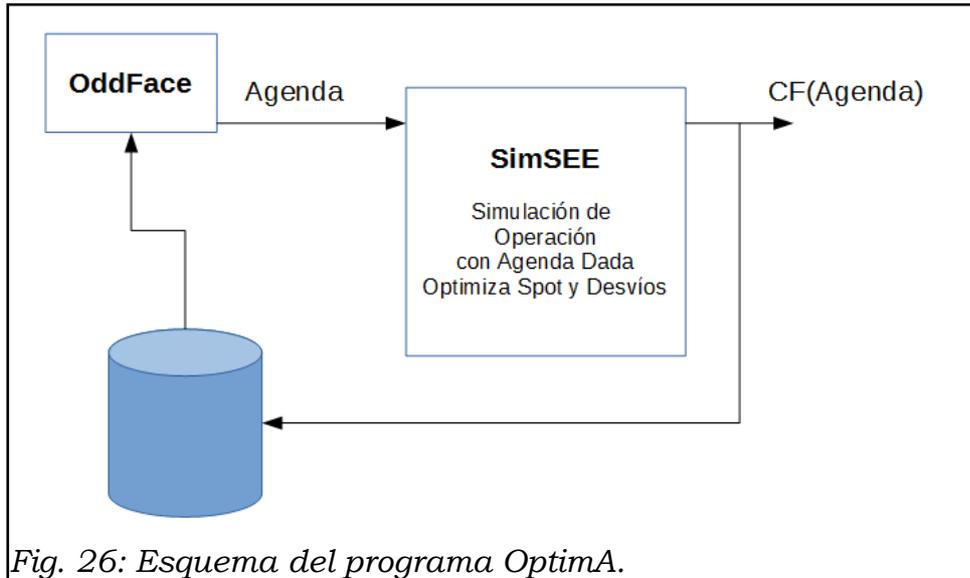
sin cambios importantes si la Agenda es de pocos cargos y que en el caso de Agendas con muchos cargos. Se aprecia que el hecho de tener que asegurar la demanda del sector no-eléctrico, implica que al aumentar el paso de integración lleve a preferir tener la seguridad de arribos aunque luego se termine exportando parte de la energía a los países vecinos a precios bajos. Esto es así por la asimetría entre los costos de producir y los costos de Fallar y el aumento del paso de integración lo que hace es aumentar el riesgo de llegar a vaciar el tanque de la regasificadora (por ser menos finos en el detalle del tiempo). En la operación real, de nada sirve tener mucha definición en el tiempo (paso de integración muy fino) dado que luego existen imprevisto que hacen que las fechas puedan tener variaciones de más menos 3 días con mucha facilidad.

## 7. OptimA – Optimizador de Agenda.

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]).

En el presente proyecto se desarrolló el programa OptimA como 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.

En la Fig.26 se presenta un esquema del programa OptimA.



*Fig. 26: Esquema del programa OptimA.*

## 8. Estudio de CASO 1) Aplicación de OptimA para Uruguay 2016.

Como parte del proyecto se realizó un estudio de caso en el que se aplicaron todas las herramientas desarrolladas a la determinación de una Agenda óptima para Uruguay 2016. El trabajo realizado fue presentado en el Congreso IntegraCIER que se llevó a cabo del 10 al 12 de noviembre de 2014 en Punta del Este-Uruguay. La Fig.27 muestra la carátula del referido trabajo.



Fig. 27: Carátula del trabajo presentado a IntegraCIER.

Se adjunta copia del trabajo completo y la presentación realizada en los anexos de esta memoria.

La Fig.28 resume en una imagen los resultados. Cada punto representa una Agenda (Individuo evaluado por el resolvidor genético de OddFace) usando OptimA. En el eje horizontal se tiene el sobre costo en MUSD esperado respecto al individuo de menor costo y en el eje vertical la cantidad de Cargos de la Agenda. Como se puede apreciar, el óptimo (con las hipótesis del estudio) corresponde a una Agenda de 4 Cargos en el año. También se observa que la dispersión de costos de Agendas de 4 Cargos es importante pudiendo alcanzar los 250 MSD. Esto implica que no es solo importante la cantidad de Cargos sino también su ubicación. Como información relevante se destaca que es posible negociar Agendas entre 2 y 6 Cargos con sobrecostos inferiores a las 25 MUSD/año.

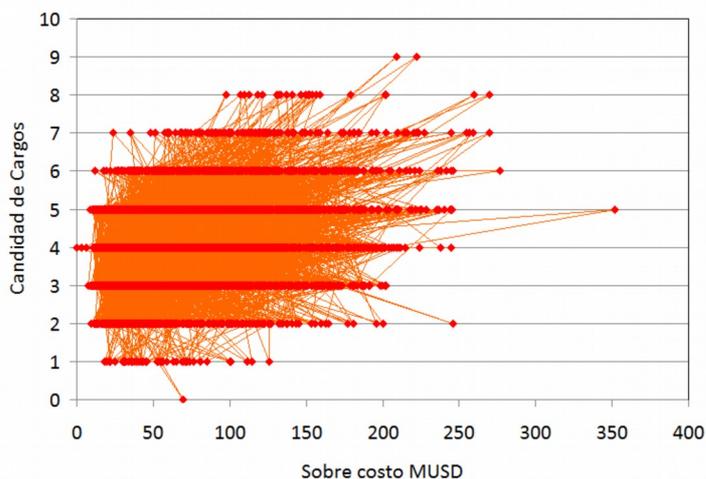


Fig. 28: Agendas evaluados por OptimA.

Esto implica que no es solo importante la cantidad de Cargos sino también su ubicación. Como información relevante se destaca que es posible negociar Agendas entre 2 y 6 Cargos con sobrecostos inferiores a las 25 MUSD/año.



sistema eléctrico uruguayo y una posible expansión del mismo hasta el año 2040. El período de optimización es desde el 1° de Diciembre de 2017 al 1° de Enero de 2042 y el de simulación desde el 1° de Diciembre de 2017 al 1° de Enero de 2040.

Para simplificar, el sistema se modela con un único nodo eléctrico y no se modelan las posibles limitaciones en la red de transmisión de energía eléctrica.

Se modela la red de combustible de Gas Oil y Gas Natural. El suministro de gas natural se realiza con una planta regasificadora con una capacidad de almacenamiento de 265000m<sup>3</sup>, y se considera que los generadores bicomcombustible pueden generar con gas natural a partir del 1° de Enero de 2018. El tanque de almacenamiento de GNL se modela con 10 discretizaciones y el volumen inicial al inicio de la simulación (1° Diciembre 2017) es de 40000 m<sup>3</sup>. Se especifica una Agenda de embarques de GNL de un año a partir del 1° de Enero de 2018 y un vector de toma de decisiones de largo 6 que está inicializado en 0. En el apartado “Definición de la Agenda de GNL” se describe la metodología usada para determinar la Agenda de GNL.

En la Fig.29 y Fig.30 se muestran los parámetros de la regasificadora y los datos de la agenda que fueron usados en este estudio.

El paso de tiempo es semanal y la semana se divide en los siguientes 4 postes horarios cuya duración se establece en la Tabla 1.

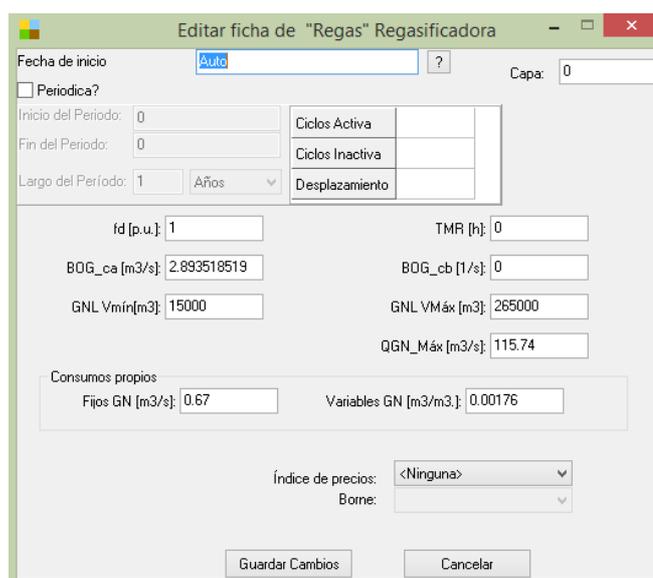
Se asume que las turbinas de Punta del Tigre, APR y el ciclo combinado que se encuentra en proceso de instalación, pueden operar con gas natural o gas oil. Por este motivo

Tabla 1: Duración de los Postes del paso de tiempo.

Poste1 (horas)	Poste2 (horas)	Poste3 (horas)	Poste4 (horas)
5	30	91	42

se modelan como generadores bicomcombustible. Por otra parte, CTR no se convierte a gas natural y opera todo el período con gas oil. Los motores de Central Batlle operan con Fuel Oil especial. La 5TA y 6TA unidad de Central Batlle se encuentran fuera de servicio en todo el período de estudio.

#### a) Centrales Hidráulicas.



The screenshot shows a software interface for editing the parameters of a regasification plant. The window title is 'Editar ficha de "Regas" Regasificadora'. The interface includes several input fields and buttons:

- Fecha de inicio:** Auto
- Capa:** 0
- Periodica?:**
- Inicio del Período:** 0
- Fin del Período:** 0
- Largo del Período:** 1 Años
- Ciclos Activa:** [input field]
- Ciclos Inactiva:** [input field]
- Desplazamiento:** [input field]
- fd [p.u.]:** 1
- TMR [h]:** 0
- BOG\_ca [m3/s]:** 2.893518519
- BOG\_cb [1/s]:** 0
- GNL Vmín[m3]:** 15000
- GNL VMáx [m3]:** 265000
- QGN\_Máx [m3/s]:** 115.74
- Consumos propios:**
  - Fijos GN [m3/s]:** 0.67
  - Variables GN [m3/m3]:** 0.00176
- Índice de precios:** <Ninguna>
- Borne:** [dropdown menu]
- Buttons:** Guardar Cambios, Cancelar

Fig. 30: Ficha de parámetros dinámicos de la Regasificadora - datos usados en el estudio.

Tabla 2: Centrales hidroeléctricas.

Central	Potencia (MW)	Modelo
Terra	4 x 38.8	Con Embalse
Baygorria	3 x 36	De pasada
Palmar	3 x 111	De pasada
Salto Grande Uruguay	7 x 135	De pasada

Para modelar los aportes hidrológicos se utiliza una fuente CEGH con 2 Variables de Estado (VE), una de ellas es una combinación de los aportes de Terra, Palmar y Salto Grande y la otra corresponde al iN34.

Se modelan en SimSEE las 4 centrales hidroeléctricas de acuerdo al detalle de la Tabla 2.

No se considera ninguna expansión con centrales hidroeléctricas dado que Uruguay no tiene grandes emprendimientos por explotar.

#### **b) Centrales Eólicas.**

La generación eólica se modela usando la CEGH PEol1MW y se considera la evolución a futuro de la capacidad instalada que se detalla en la Tabla 3.

Tabla 3: Capacidad instalada de generación eólica.

Año	[MW]	Año	[MW]	Año	[MW]
2017	1400	2026	1650	2035	2350
2018	1400	2027	1650	2036	2450
2019	1400	2028	1650	2037	2600
2020	1400	2029	1850	2038	2600
2021	1400	2030	1850	2039	2600
2022	1400	2031	2000	2040	2600
2023	1400	2032	2100		
2024	1400	2033	2150		
2025	1550	2034	2250		

#### **c) Centrales Solares fotovoltaicas.**

La generación fotovoltaica se modela usando la CEGH PSol1MW, al año 2017 se encuentran en servicio 200MW. No se instala más capacidad fotovoltaica en el período de estudio.

#### **d) Centrales de Biomasa.**

La generación con biomasa se modela como generadores térmicos simples con costo variable cercano a 0 USD/MWh (cero). Se supone que al año 2017 se encuentran en servicio 108 MW con factor de disponibilidad 85% y que el 1 de Mayo de 2021 se instalan 108 MW adicionales.

#### **e) Centrales Térmicas (Gasoil, Fueoil y Gas Natural).**

En la Tabla 4 se presenta el parque térmico que se encuentra instalado al inicio de la simulación.

Tabla 4: Parque térmico existente.

Central	Potencia (MW)	Modelo	Combustible 1	Combustible 2	Entra en Servicio	Sale de Servicio
Motores	8 x 10	Básico	Fuel Oil	---	---	01/01/2025
CTR	2 x 110	Básico	Gas Oil	---	---	01/01/2025
PTI	6 x 48	Bicombustible	Gas Natural	Gas Oil	---	---
APR	2 x 22	Bicombustible	Gas Natural	Gas Oil	---	---
Ciclo Combinado (*)	180MW 360MW 540MW	Bicombustible	Gas Natural	Gas Oil	01/04/2017 01/07/2017 01/05/2018	

(\*) Ciclo Combinado de 540MW:

- La primera turbina entra en servicio el 1° de Abril de 2017,
- La segunda el 1° de Julio de 2017
- Se combina el ciclo el 1° de Mayo de 2018.

Tabla 5: Expansión Ciclos Combinados de 180MW.

Fecha	Potencia (MW)
2027	180
2029	360
2033	540
2034	720
2037	900
2038	1080
2040	1260

La Tabla 5 muestra la capacidad proyectada de ciclos combinados de 180 MW.

### 9.3. Demanda Eléctrica.

En la Tabla 6 se presenta la proyección de la demanda eléctrica usada en este estudio.

Tabla 6: Proyección del crecimiento de la demanda.

Año	MWh	Año	MWh	Año	MWh
2017	11718	2025	15570	2033	20504
2018	12189	2026	16115	2034	21221
2019	12667	2027	16680	2035	21964
2020	13110	2028	17263	2036	22733
2021	13569	2029	17868	2037	23528
2022	14044	2030	18493	2038	24352
2023	14535	2031	19140	2039	25204
2024	15044	2032	19810	2040	26086

En la Tabla 7 se detallan los escalones de falla y el valor considerado de las mismas.

Tabla 7: Costos de Falla del sistema eléctrico.

<b>Escalón</b>	<b>Primer</b>	<b>Segundo</b>	<b>Tercer</b>	<b>Cuarto</b>
<b>Profundidad[p.u.]</b>	0.02	0.05	0.075	0.855
<b>Costo [USD/MWh]</b>	167	600	2400	4000

#### **9.4. Demanda No Eléctrica de Gas Natural**

A partir del 1° de Enero de 2018 se considera una demanda de gas natural no destinada al sector eléctrico constante durante todo el período de estudio equivalente a 109.5 Mm<sup>3</sup>/año.

Para el sector no-eléctrico, se consideran los escalones y valores de falla que se resumen en la Tabla 8. Estos valores son equivalentes a los del sector eléctrico.

Tabla 8: Costos de falla de la demanda de Gas Natural.

<b>Escalón</b>	<b>Primer</b>	<b>Segundo</b>	<b>Tercer</b>	<b>Cuarto</b>
<b>Profundidad[p.u.]</b>	0.05	0.075	0.075	0.8
<b>Costo [USD/MWh]</b>	300	500	1000	2000

#### **9.5. Precios de los combustibles.**

Se consideran los siguientes precios de GNL:

- Agenda: 9 USD/MMBTU.
- Spot: 11 USD/MMBTU.
- Desvío: 4 USD/MMBTU.
- Vertimiento: 3 USD/MMBTU.

El precio del Gas Oil es de 13 USD/MMBTU.

Los costos variables de los motores de Central Batlle son:

- Costo variable combustible 80 USD/MWh
- Costo variable no combustible 12 USD/MWh

Los costos variables de CTR son:

- Costo variable combustible 147 USD/MWh
- Costo variable no combustible 5 USD/MWh

## 9.6. Comercio Internacional.

Se modela la posibilidad de intercambio bidireccional de energía eléctrica hasta 570 MW con Brasil y el costo variable de por poste es el correspondiente a los Costo Marginal Operativo (CMO) de Brasil.

Se modela la posibilidad de exportar hasta 300 MW de energía a Argentina a 15 USD/MWh y 3000 MW a 0.01 USD/MWh.

## 9.7. Calculo del consumo mínimo de GNL.

Para determinar el consumo mínimo de GNL se considera únicamente el consumo no eléctrico de gas natural, los consumos propios de la regasificadora y la producción de gas natural por Boil Off.

Boil Off regasificadora: 2.893518519 m<sup>3</sup>/s

Consumos Propios: 0.67 m<sup>3</sup>/s

Demanda No Eléctrica de Gas Natural: 109.5 Mm<sup>3</sup>/año

$$\text{Consumo de Boil Off anual} = \frac{2.893518519 \times 3600 \times 8760}{610} = 149590 \text{ m}^3 \text{ GNL}$$

$$\text{Consumos propios anuales} = \frac{0.67 \times 3600 \times 8760}{610} = 64638 \text{ m}^3 \text{ GNL}$$

$$\text{Demanda No Eléctrica de GNL} = \frac{109500000}{610} = 179508 \text{ m}^3 \text{ GNL}$$

La producción de gas natural por Boil Off es menor que la demanda no eléctrica de gas natural, entonces se asume que el mismo es usado para abastecer parte de dicha demanda.

Se asume que el rendimiento de la regasificadora es 0.99824, entonces la demanda de GNL es la siguiente:

$$\text{Consumo mínimo de GNL} = \frac{179508 + 64638}{0.99824} = 244576 \text{ m}^3 \text{ GNL}$$

Dado que cada cargo de GNL es de 145000 m<sup>3</sup> y no es posible efectuar descargas parciales, entonces serán necesarios comprar 2 cargos anuales de GNL para abastecer la demanda no eléctrica y el consumo propio de la regasificadora.

### 9.8. Resultados Solo Spot.

En las figuras 31, 32 y 33 se muestran para diferentes probabilidades de excedencia la cantidad de Cargos Spot del año 2018 para valores de inicio del período  $iN34 = 1, 0$  y  $-1$ . Un valor  $iN34 = 1$  indica un valor alto de la anomalía de temperatura lo que para Uruguay implica un sesgo hacia un régimen de mayores lluvias (Niño) a futuro. El valor  $iN34 = 0$  sería una condición neutra y un valor  $iN34 = -1$  indica una sesgo hacia un año menos lluvioso (Niña).

Se observa que en los 3 casos en promedio se compran entre 3 y 4 cargos Spot y con probabilidad 90% se compran 3 cargos. Con probabilidad 10% y con  $iN34 = 1$  y  $0$  se compran 4 cargos y con  $iN34 = -1$  se compran 5 cargos.

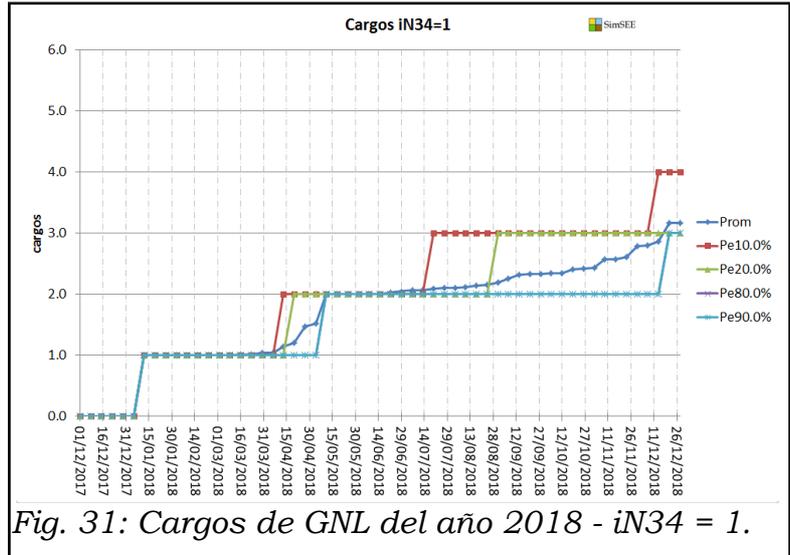


Fig. 31: Cargos de GNL del año 2018 -  $iN34 = 1$ .

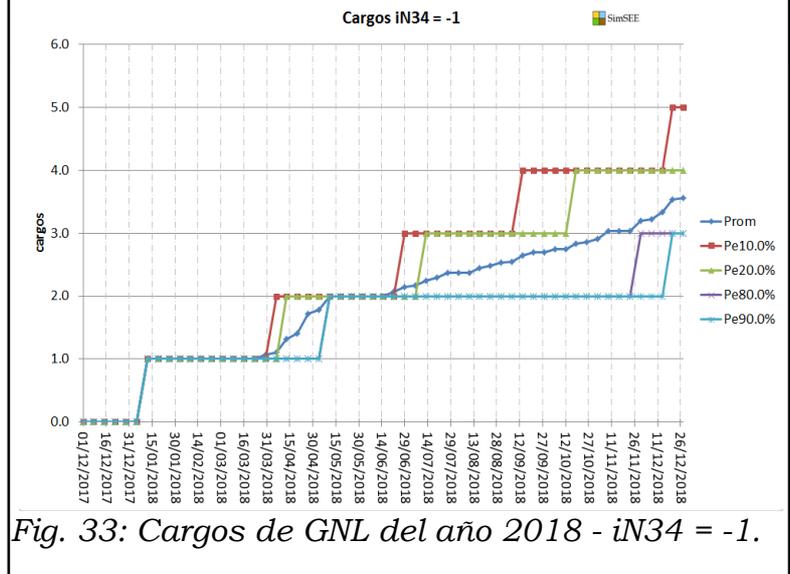
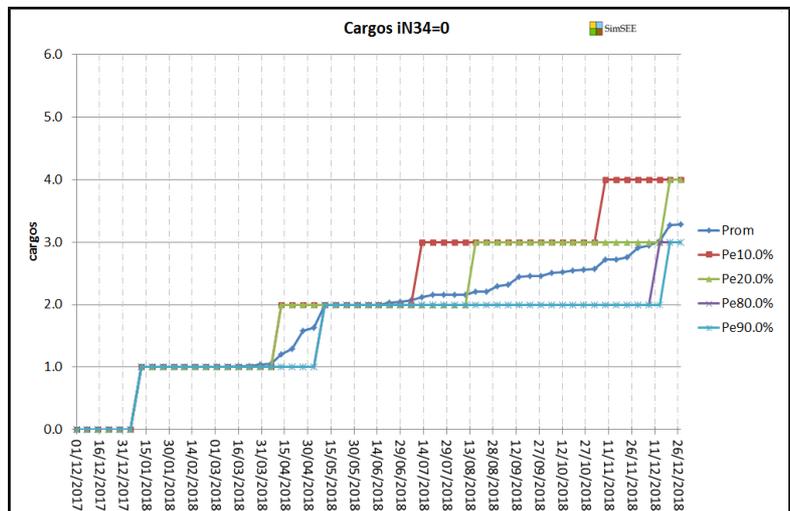


Fig. 33: Cargos de GNL del año 2018 -  $iN34 = -1$ .

### 9.9. Agenda Propuesta.

En base a los resultados de la sección 9.8 se confeccionó una Agenda consistente de cuatro Cargos como se detalla a continuación:

- Primer cargo: Semana 1 (01/01/2018)
- Segundo cargo: Semana 14 (01/04/2018)
- Tercer cargo: Semana 27 (01/07/2018)
- Cuarto cargo: Semana 43 (20/10/2018)

Con esta Agenda propuesta, se volvió a ejecutar la simulación de la operación óptima para el caso  $iN34=0$  (condición neutra).

### 9.10. Resultados con la Agenda Propuesta

#### a) Año 2018

En la 34 y 35 se muestran los resultados de la cantidad de cargos comprados y los desvíos efectuados.

Se observa que para probabilidades de excedencias iguales o inferiores al 10% es necesario comprar un nuevo cargo y para las probabilidades de excedencias graficadas no se realizan desvíos de los cargos de agenda en el año 2018.

En la Figs.1 y 37 se muestran el volumen almacenado en el tanque de GNL y el costo marginal del sistema eléctrico

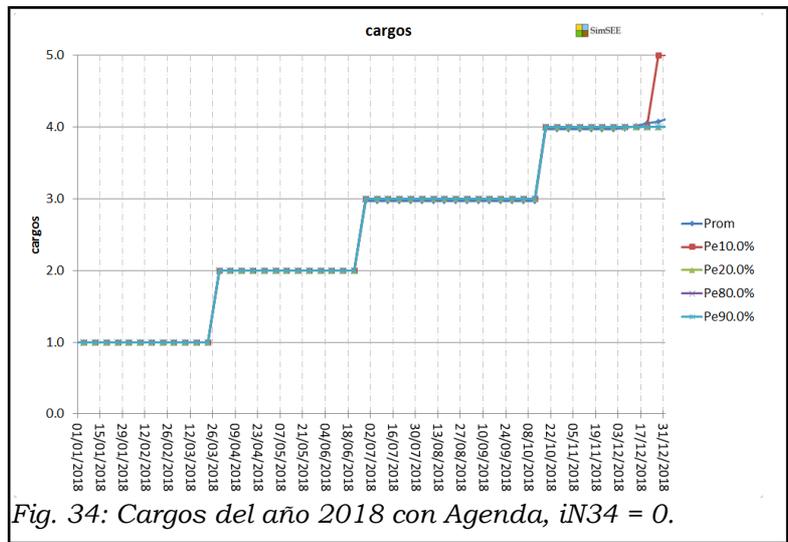


Fig. 34: Cargos del año 2018 con Agenda,  $iN34 = 0$ .

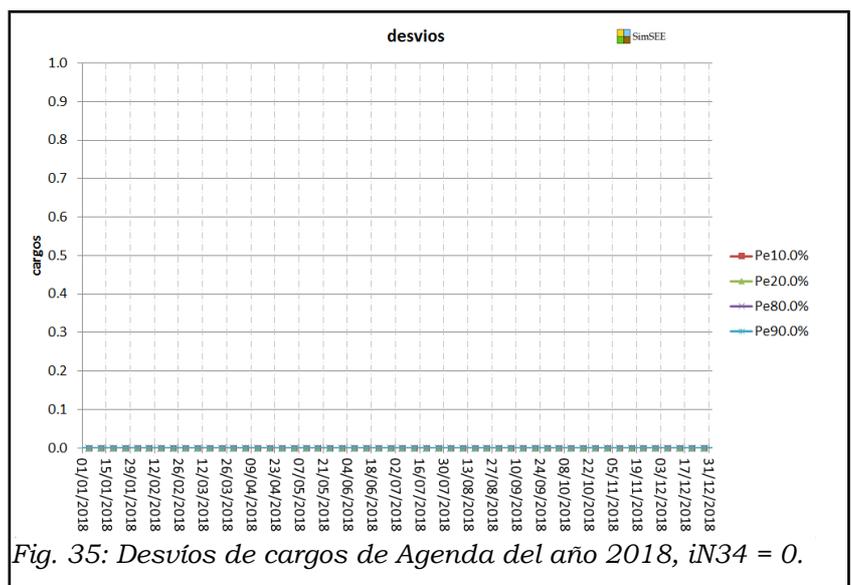


Fig. 35: Desvíos de cargos de Agenda del año 2018,  $iN34 = 0$ .

respectivamente.

En promedio el costo marginal del sistema eléctrico oscila en valores entre 70 y 25 USD/MWh, presentando sus valores máximos en los meses de verano y los mínimos en la primavera.

**b) Período entre el 2018 a 2040**

En la Fig.38 se muestra el Despacho Promedio Anual en el período de estudio y en la Tabla 9 en función de los resultados del Despacho Promedio Anual se calcula la participación del promedio anual de la generación con Gas Natural en el abastecimiento de la demanda.

Se observa que la participación de la generación con gas natural en el abastecimiento de la demanda, con expansión propuesta, en el año 2018 es del orden del 6% y aumenta hasta alcanzar el 30% en el 2039.

En función de estos resultados, para determinar el consumo promedio diario de Gas

Natural del Sector Eléctrico en el período de estudio que se muestra en la Fig.39. Para el cálculo se asumió que el rendimiento de PTI y APR es 40% y el de los ciclos combinados 50%.

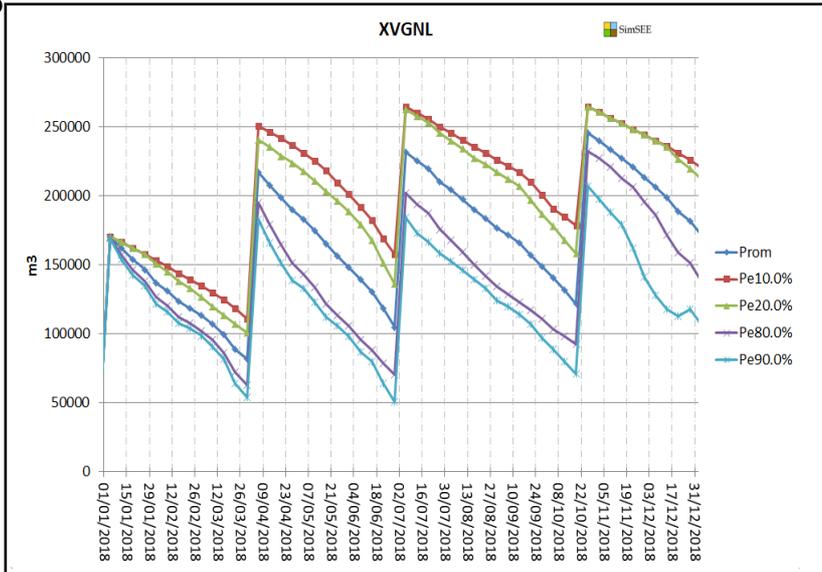


Fig. 36: Volumen de GNL almacenado en el año 2018.

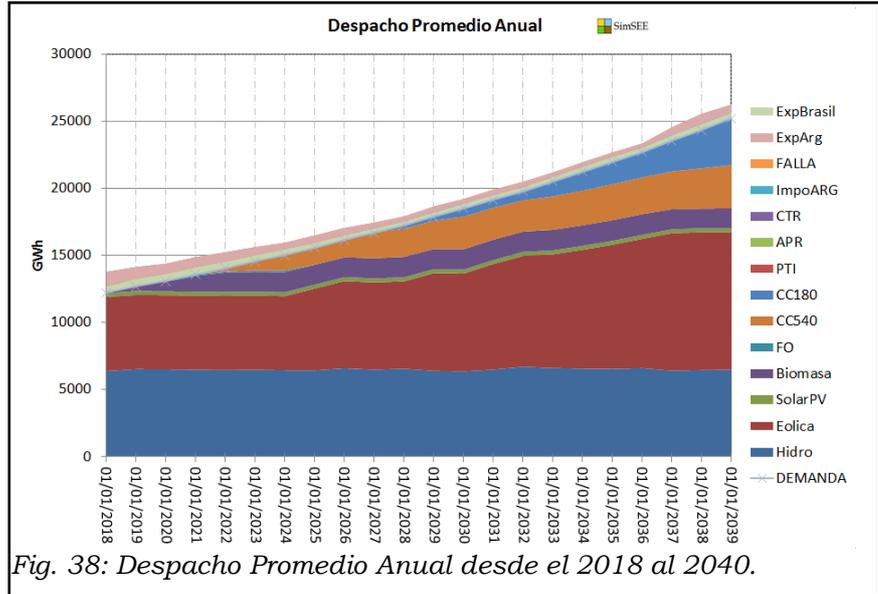
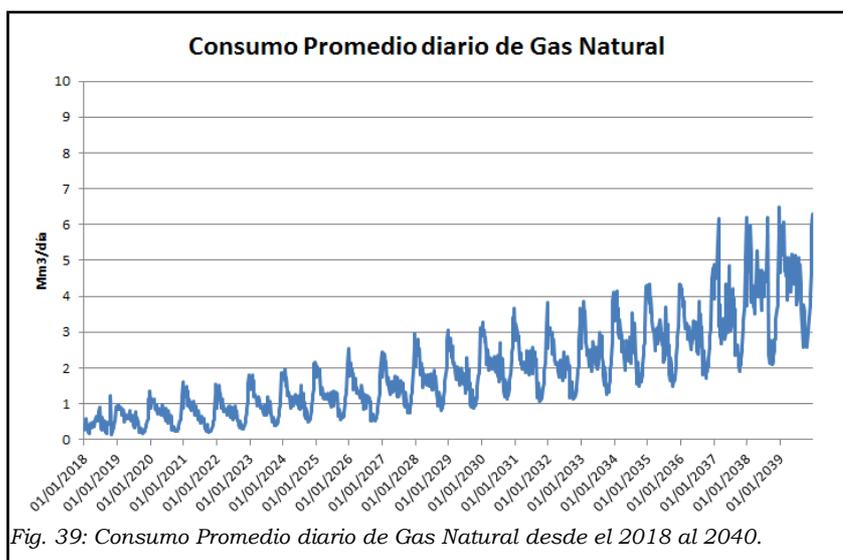


Fig. 38: Despacho Promedio Anual desde el 2018 al 2040.

Tabla 9: Participación de la generación con Gas Natural en el abastecimiento de la Demanda.

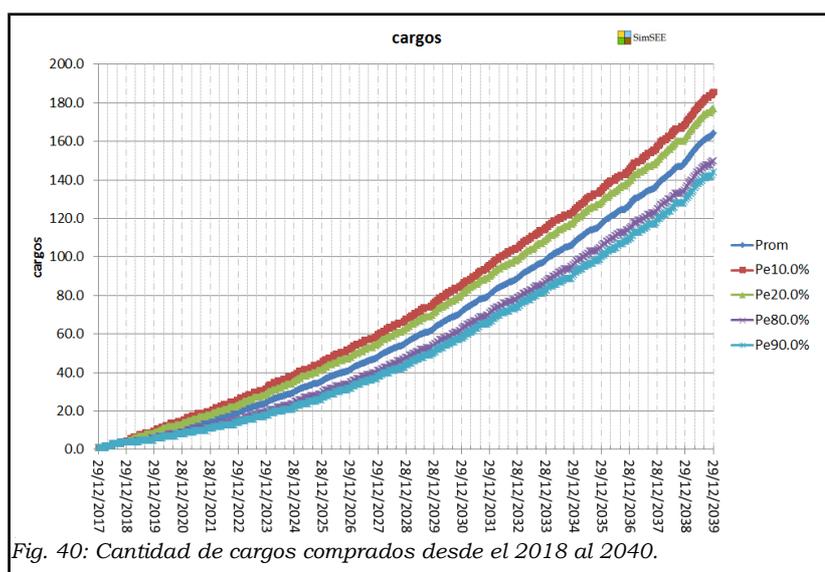
2018	6.00%	2026	13.00%	2034	22.00%
2019	8.00%	2027	15.00%	2035	23.00%
2020	9.00%	2028	17.00%	2036	23.00%
2021	9.00%	2029	17.00%	2037	26.00%
2022	10.00%	2030	20.00%	2038	29.00%
2023	11.00%	2031	19.00%	2039	30.00%
2024	13.00%	2032	18.00%		
2025	13.00%	2033	20.00%		

El promedio diario de consumo de gas natural por concepto de generación eléctrica al inicio del período es menor a 1 Mm<sup>3</sup>/día y al final del período alcanza picos superiores a 6 Mm<sup>3</sup>/día. A este consumo se debe adicionar los 0.3 Mm<sup>3</sup>/día de consumo no eléctrico de gas natural. Se observa que estos valores de consumo promedio diario están por debajo de los 10 Mm<sup>3</sup>/día, que corresponden a la capacidad máxima de transporte del gasoducto que fue asumida.



La Fig.40 muestra los cortes de probabilidad de la cantidad de Cargos descargados en la terminal acumulados desde el inicio de la simulación.

Se observa que con 90% de probabilidad de excedencia al final del período se compran aproximadamente 145 cargos, con 10% de probabilidad unos 185 cargos y en promedio 165 cargos. La diferencia es del orden de 40 cargos (25%



La diferencia es del orden de 40 cargos (25%

aproximadamente).

## 10. Códigos Fuentes.

Los fuentes de SimSEE son públicos y están accesibles online en la dirección: <https://sourceforge.net/projects/simsee/>

Para facilidad de consulta de los fuentes específicos desarrollados en el presente proyecto y para facilitar la identificación del fuente que contiene cada clase a continuación se listan los fuentes específicos que fueron desarrollados durante el presente proyecto y las Clases que implementa cada uno.

### 10.1. *ucombustible.pas*

<https://sourceforge.net/p/simsee/src/HEAD/tree/trunk/fc/actores/ucombustible.pas>

```
TFichaCombustible = class(TFichaLPD)
TClaseDeCombustible = class of TCombustible;
TCombustible = class(TCosaParticipeDeMercado)
```

### 10.2. *unodocombustible.pas*

<https://sourceforge.net/p/simsee/src/HEAD/tree/trunk/fc/actores/unodocombustible.pas>

```
TNodoCombustible = class(TActor)
```

### 10.3. *uActorNodalCombustible.pas*

<https://sourceforge.net/p/simsee/src/HEAD/tree/trunk/fc/actores/uActorNodalCombustible.pas>

```
TActorNodalCombustible = class(TActor)
TActorUniNodalCombustible = class(TActorNodalCombustible)
TActorBiNodalCombustible = class(TActorNodalCombustible)
```

#### **10.4. *uarcocombustible.pas***

<https://sourceforge.net/p/simsee/src/HEAD/tree/trunk/fc/actores/uarcocombustible.pas>

```
TFichaArcoCombustible = class(TFichaLPD)
TArcoCombustible = class(TActorBiNodalCombustible)
```

#### **10.5. *ugsimple\_monocombustible.pas.***

[https://sourceforge.net/p/simsee/src/HEAD/tree/trunk/fc/actores/ugsimple\\_monocombustible.pas](https://sourceforge.net/p/simsee/src/HEAD/tree/trunk/fc/actores/ugsimple_monocombustible.pas)

```
TFichaGSimple_MonoCombustible = class(TFichaLPD)
TGSimple_MonoCombustible = class(TGTer)
```

#### **10.6. *ugsimple\_bicombustible.pas***

[https://sourceforge.net/p/simsee/src/HEAD/tree/trunk/fc/actores/ugsimple\\_bicombustible.pas](https://sourceforge.net/p/simsee/src/HEAD/tree/trunk/fc/actores/ugsimple_bicombustible.pas)

```
TFichaGSimple_BiCombustible = class(TFichaLPD)
TGSimple_BiCombustible = class(TGTer)
```

### **10.7. *uregasificadora.pas***

<https://sourceforge.net/p/simsee/src/HEAD/tree/trunk/fc/actores/uregasificadora.pas>

```
TFichaRegasificadora = class(TFichaLPD)
```

```
TRegasificadora = class(TSuministroCombustible)
```

### **10.8. *uagendagnl.pas***

<https://sourceforge.net/p/simsee/src/HEAD/tree/trunk/fc/actores/uagendagnl.pas>

```
TAgendaCargosGNL = class(TCosa)
```

## **11. ANEXOS.**

Se adjutan a esta Memoria, los siguientes trabajos que forman parte integral de la documentación del Proyecto:

### ***11.1. ANEXO A) Optimización en SimSEE de Agendas de GNL.***

Corresponde al trabajo presentado en el congreso IntegraCIER en noviembre de 2014.

### ***11.2. ANEXO B) Presentación: Optimización en SimSEE de Agendas de GNL.***

Es simplemente la presentación del ANEXO A).

### ***11.3. ANEXO C) OptimA, a tool for optimization of the Agenda of LNG Cargos for a regasification plant integrated to the Uruguayan power system.***

Trabajo en preparación para su presentación en la revista: Transactions on Power Systems de la IEEE.



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 m<sup>3</sup> y capacidad de regasificación de 10:000.000 m<sup>3</sup>/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 m<sup>3</sup>. 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.

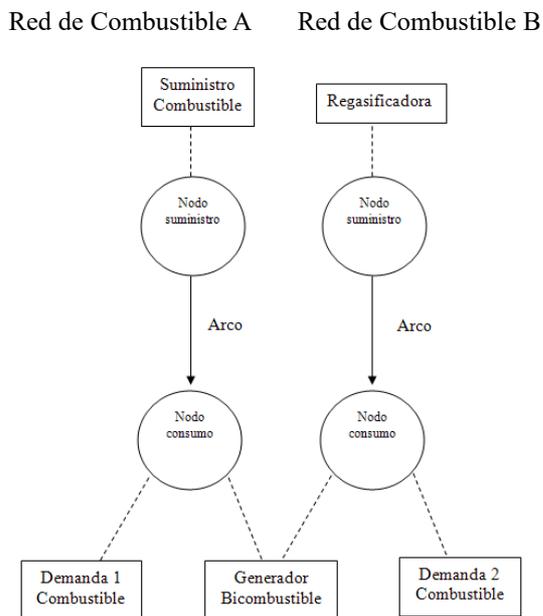


Figura 1 - Ejemplo de Redes de Combustible

### 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.

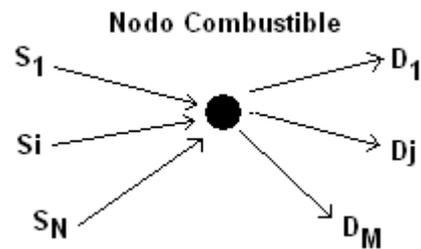


Figura 2 - Esquema de Nodo de Combustible

Balace 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  $\alpha_i$  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  $\alpha_i$  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  $\alpha_i$  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.

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

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 boíl 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.

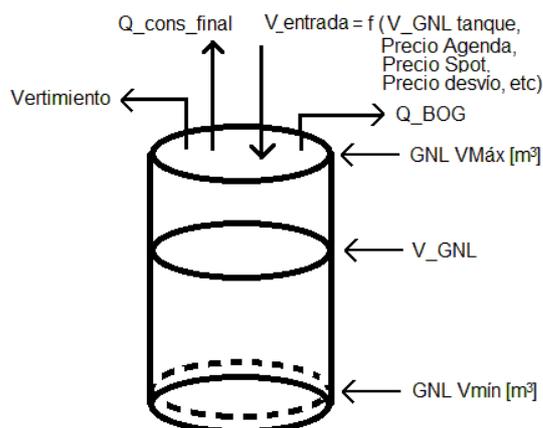


Figura 2 - Esquema de la regasificadora

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  $GNL_{VMín}[m^3]$  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 m<sup>3</sup>, y que la capacidad de regasificación de la instalación será de 10:Mm<sup>3</sup>/Día (diez millones de metros cúbicos de Gas Natural por día, que corresponden a 16.393 m<sup>3</sup> de GNL por día), se concluye que un buque de 140.000 m<sup>3</sup> 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 m<sup>3</sup>), el volumen máximo (265000 m<sup>3</sup>) y mínimo del tanque de GNL (15000 m<sup>3</sup>), 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 m<sup>3</sup>/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 m<sup>3</sup>/s de Gas Natural.

El volumen del cargo es 145000 m<sup>3</sup> 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.

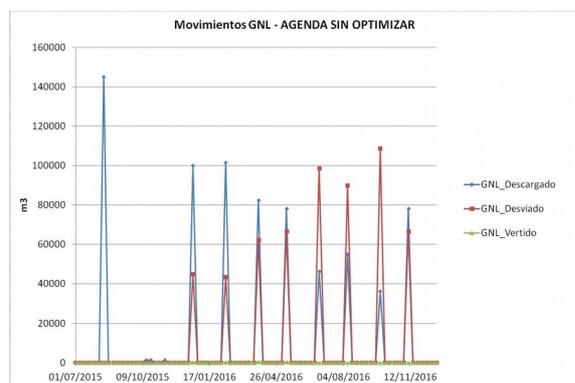


Figura 5 – Movimientos de GNL con Agenda sin Optimizar (GNL Descargado, Desviado y Vertido)

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

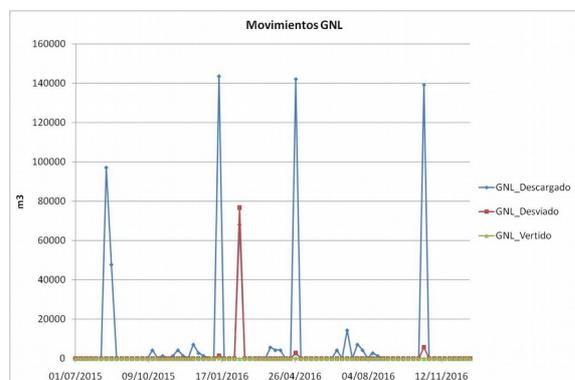


Figura 6 – Movimientos de GNL con Agenda Optimizada (GNL Descargado, Desviado y Vertido)

## 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 2Mm<sup>3</sup>/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.

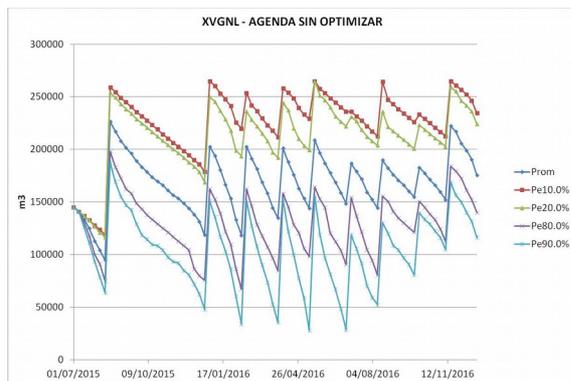


Figura 9 – Volumen de GNL almacenado en el tanque, Agenda sin Optimizar.

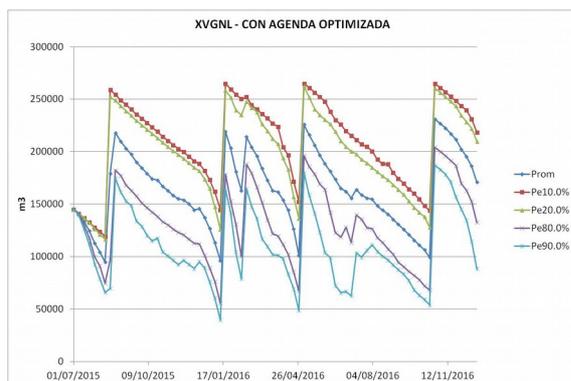


Figura 10 – Volumen de GNL almacenado en el tanque, Agenda Optimizada.

Se observa que los saltos “verticales” de las del volumen del tanque de las Figuras 9 y 10 corresponden a arribos de cargas de GNL. Considerando que la descarga de un cargo completo de GNL es 145.000 m<sup>3</sup>, 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 m<sup>3</sup> 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.

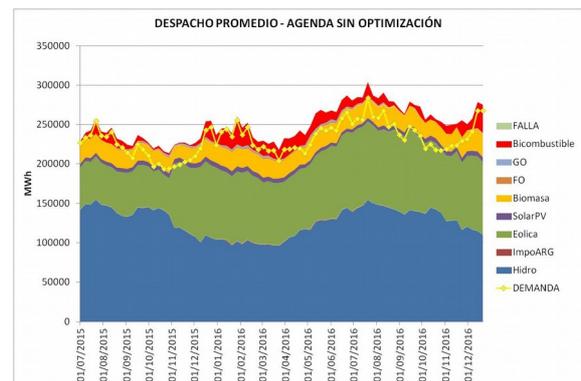


Figura 11 – Despacho Promedio, Agenda sin Optimizar.

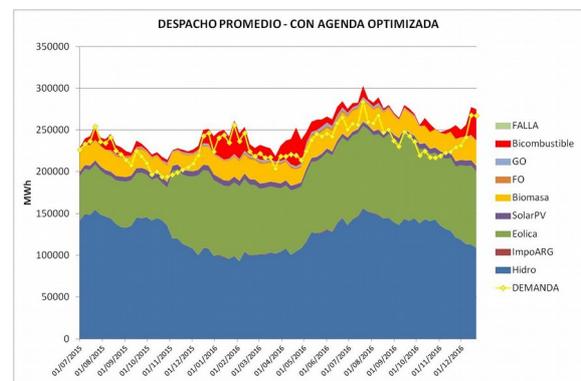


Figura 12 – Despacho Promedio, Agenda Optimizada.

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.

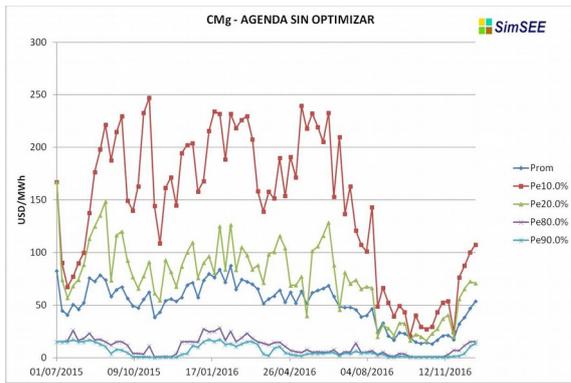


Figura 13 – Costo marginal del sistema eléctrico, Agenda sin Optimizar.

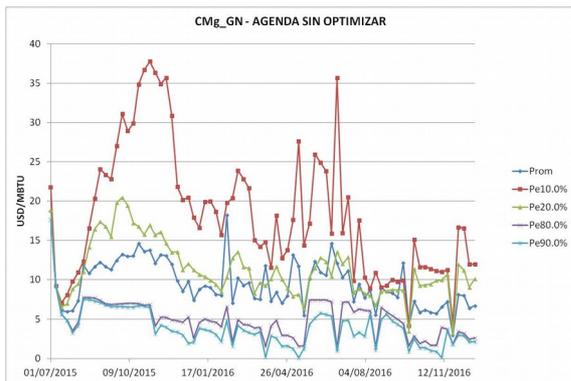


Figura 14 – Costo marginal del GN, Agenda sin Optimizar.

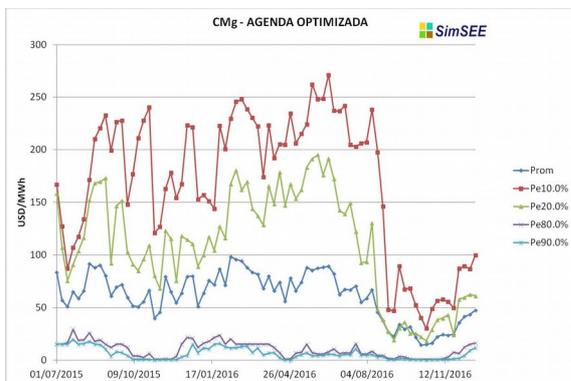


Figura 15 – Costo marginal del sistema eléctrico, Agenda Optimizada.

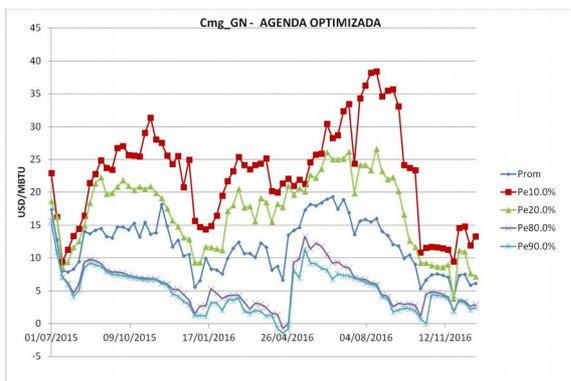


Figura 16 – Costo marginal del GN, Agenda sin Optimizar.

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.

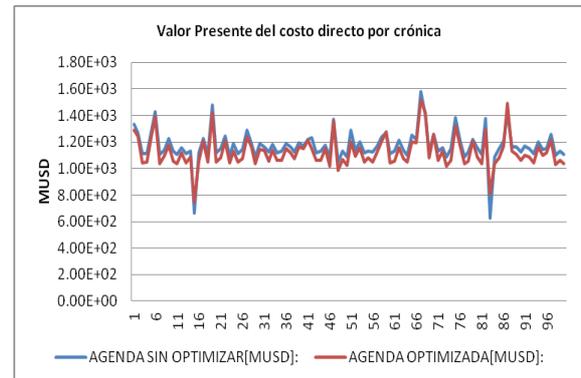


Figura 17 – Comparación del Valor Presente del costo directo por crónica con Agenda Optimizada y sin Optimizar.

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

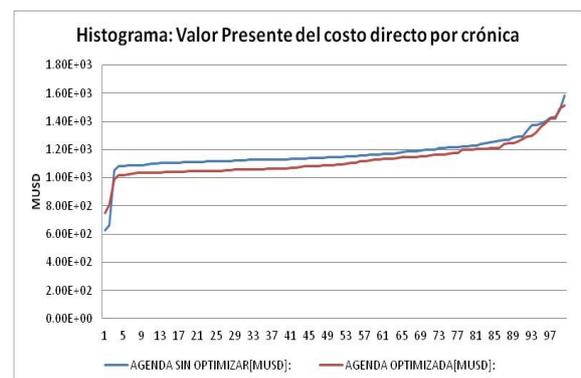


Figura 18 – Histograma comparativo del Valor Presente del costo directo por crónica con Agenda Optimizada y sin Optimizar.

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

# Optima



**IntegraCIER**

Congreso Iberoamericano de Energía  
10 al 12 de noviembre de 2014  
Punta del Este - Uruguay

*Ruben Chaer, Sebastián Beledo, Lorena Dichiara,  
Fernando Fontana, Pablo Soubes y Enzo Coppes*

Este trabajo se realizó en el marco del proyecto

ANII\_FSE\_1\_2013\_1\_10957

"Optimización de Agendas de GNL"

Financiado por el Fondo Sectorial de Energía de la ANII



UNIVERSIDAD  
DE LA REPUBLICA  
URUGUAY

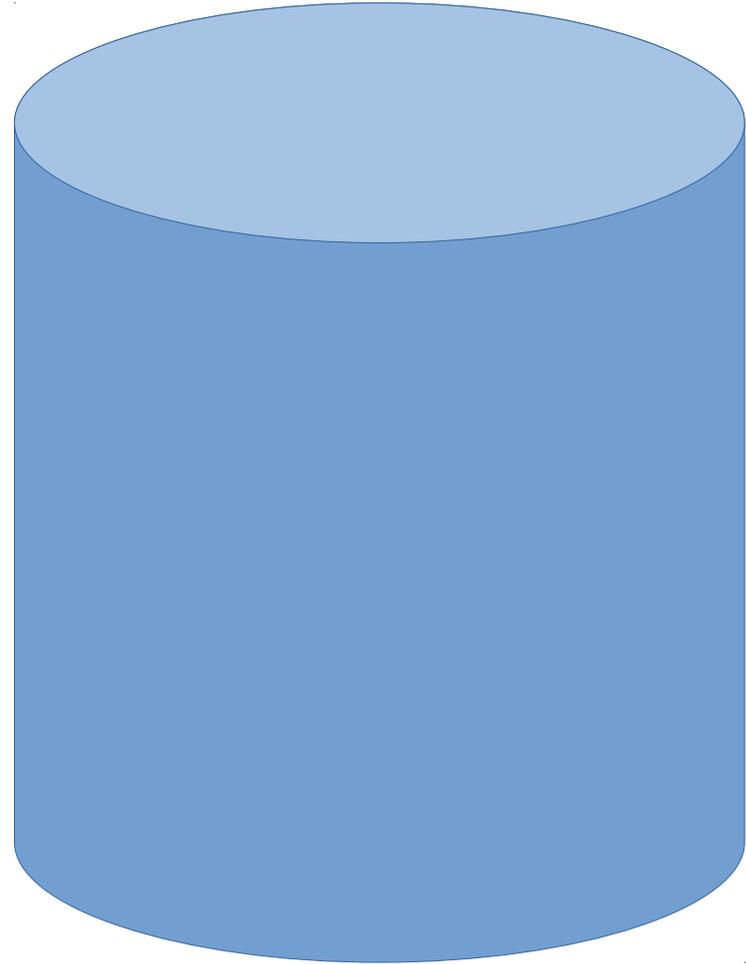


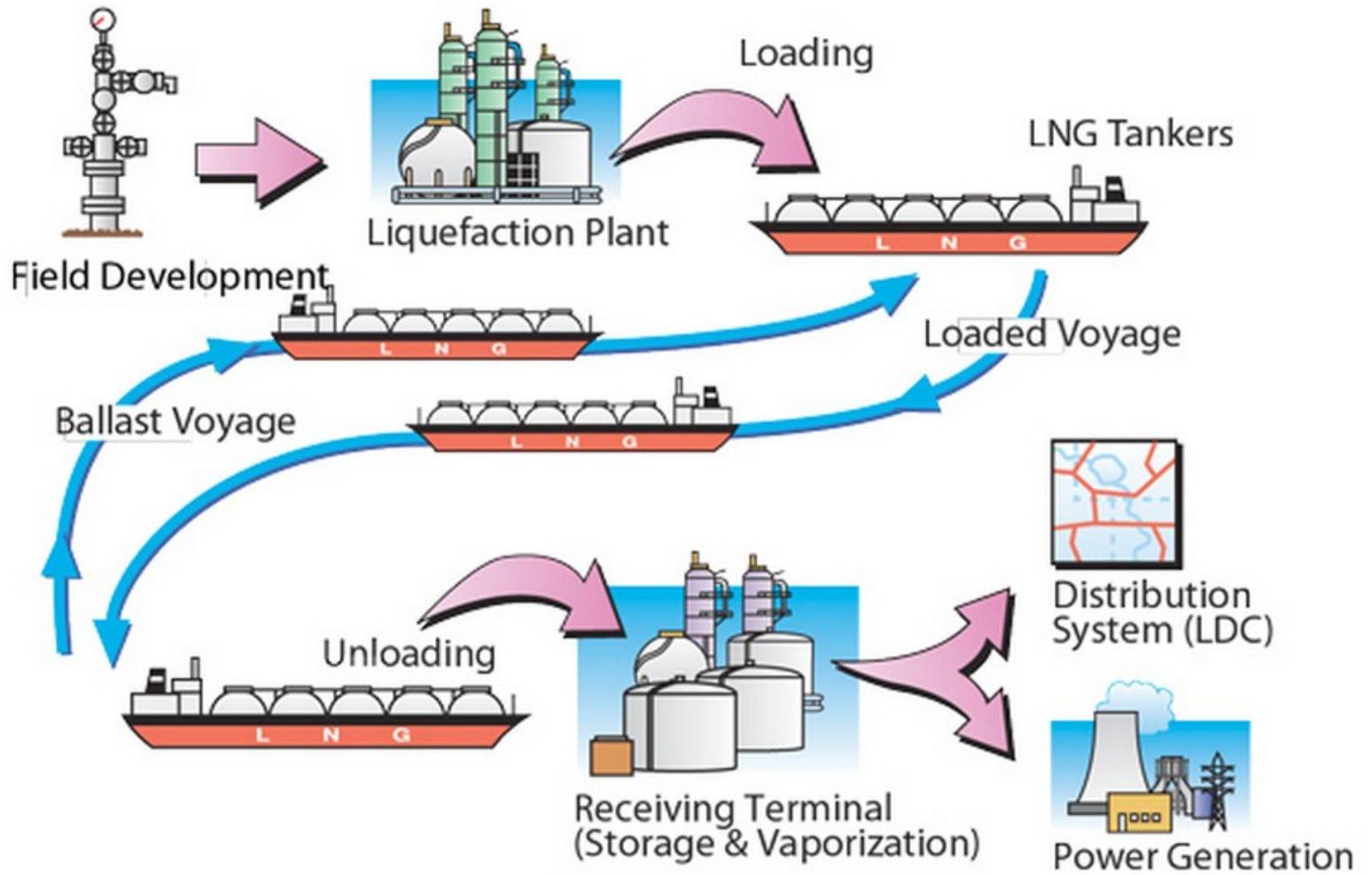
**GNL : GN**  
**1 m3 : 610 m3**

GNL

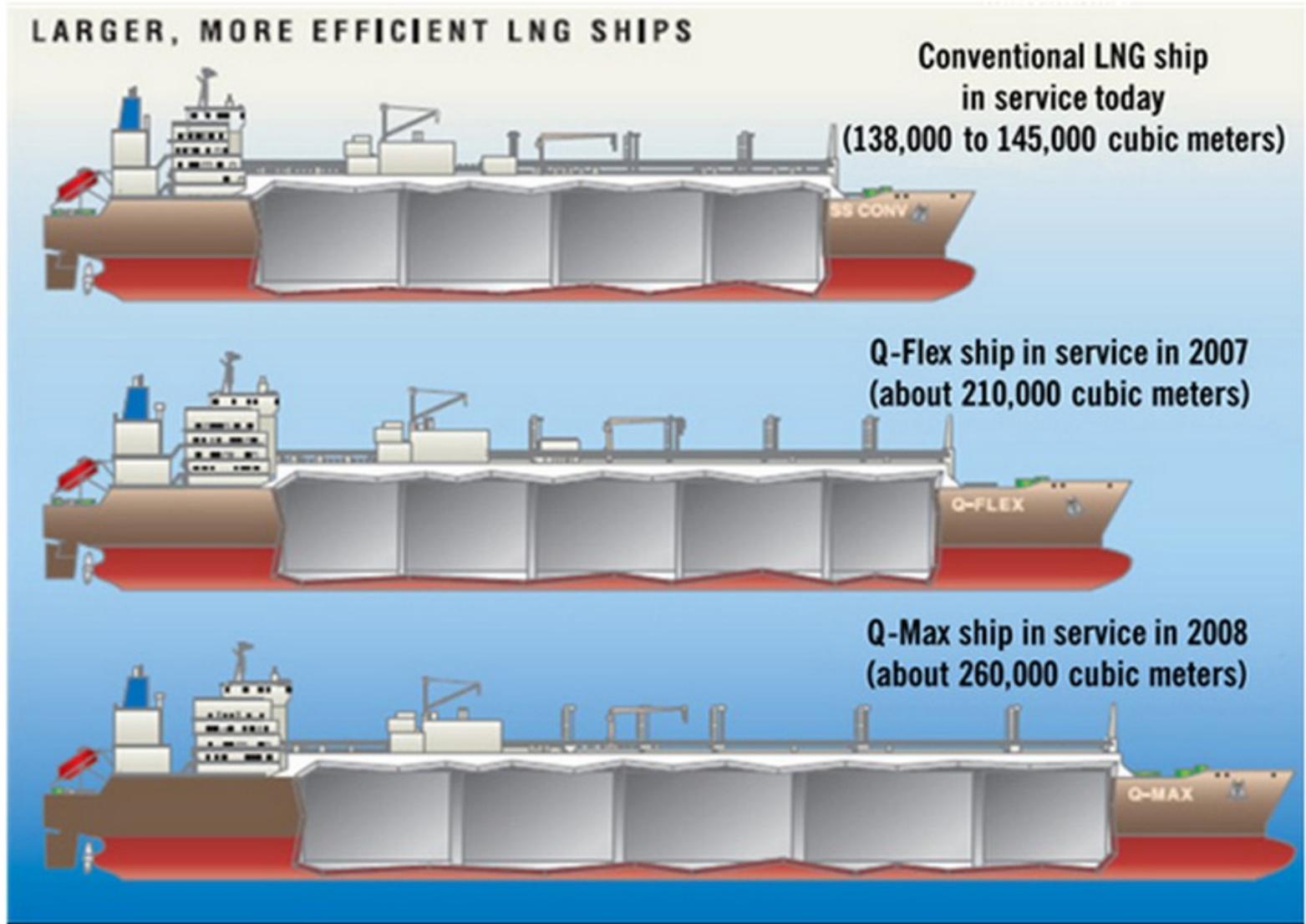


GN

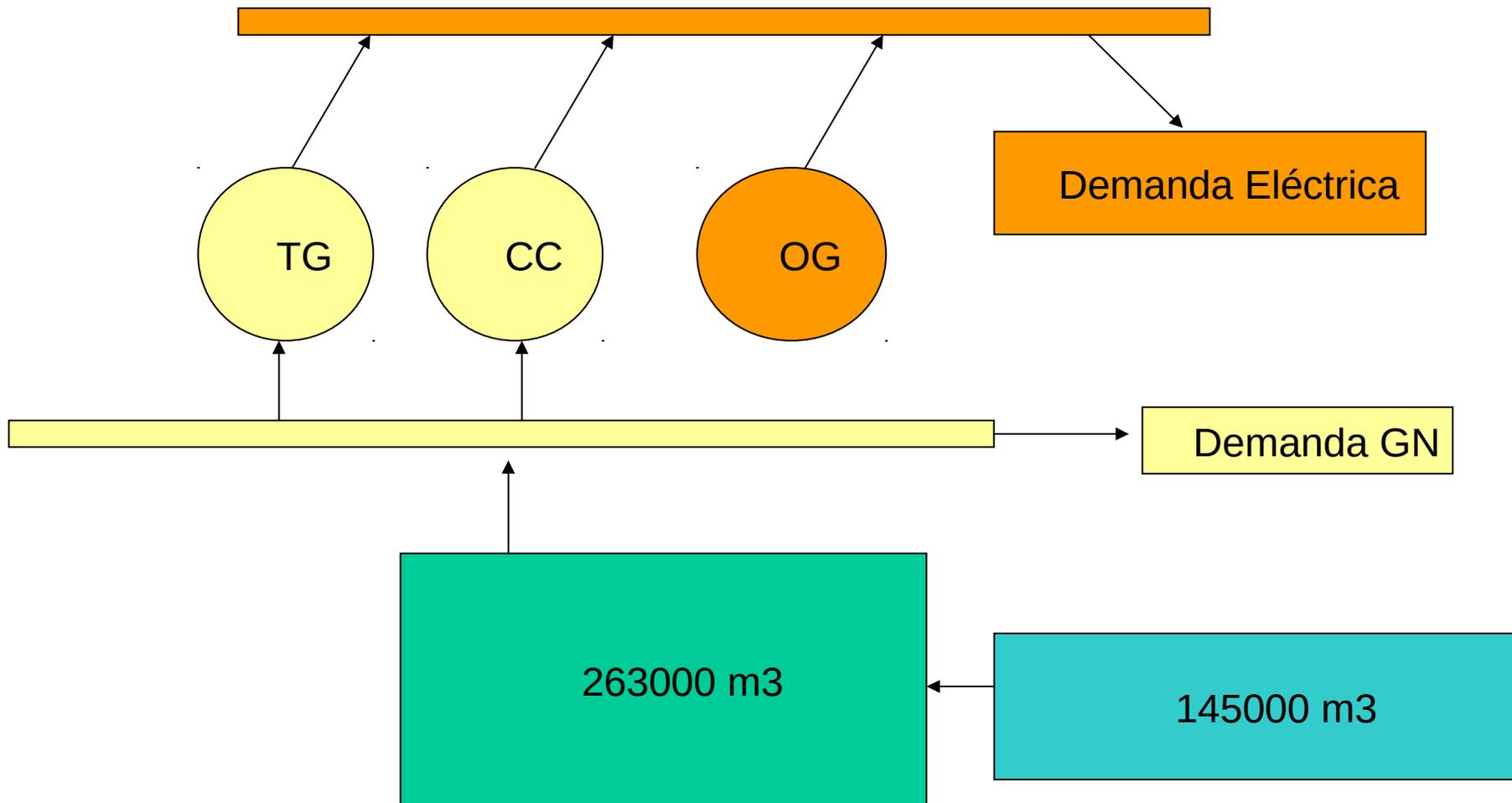




Barcos = CARGOS



# Del GNL al MWh

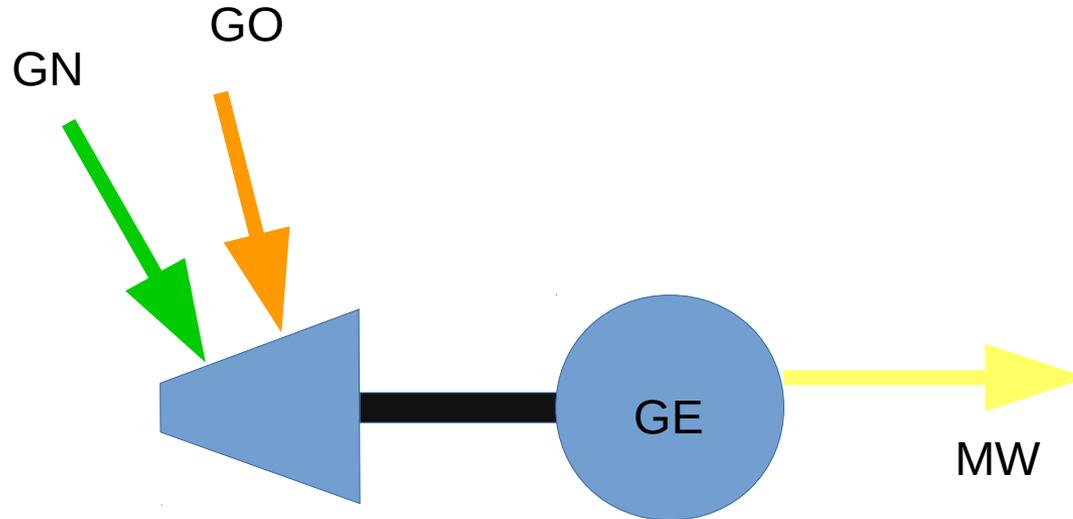




# SimSEE

Demanda Eléctrica  
Demanda GN y/o GNL  
Expotración/Importación Eléctrica  
Expotración/Importación GN y/o GNL  
Centrales Hidráulicas con y sin embalses  
Parques eólicos  
Parques fotovoltaicos  
Centrales de Biomasa  
Centrales Térmicas, Fuel Oil, Gasoil, GN, etc.  
Red de transporte eléctrico  
Red de transporte de combustible  
Suministros de combustibles  
Planta Regasificadora GNL->GN

# Generator BI-Combustible



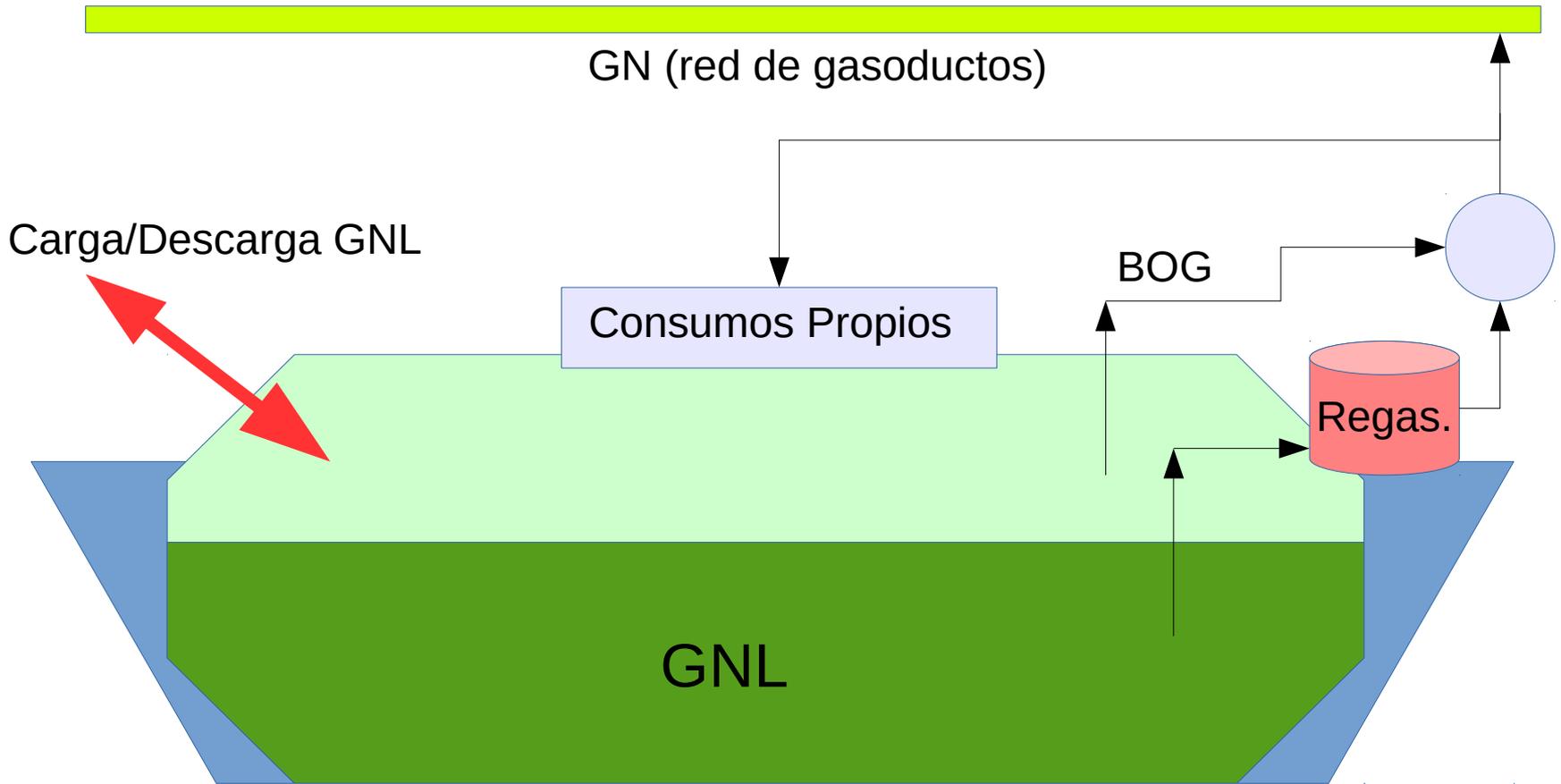
$$P_i = \eta_a pci_a q_{ai} + \eta_b pci_b q_{bi}$$

$$q_{ai} \leq \hat{q}_a \alpha_i$$

$$q_{bi} \leq \hat{q}_b (1 - \alpha_i)$$

# Regasificadora

## Ecuaciones del almacén.



# Regasificadora

## Boil Off y Consumos Propios

$$Q_{BOG}^{GNL} = \frac{ca_{BOG} + cb_{BOG} * X_{GNL}}{610}$$

$$Q_{CP}^{GNL} = \frac{ca_{CP} + cb_{CP} * Q_{GN_{SendOut}}}{610}$$

# Agenda

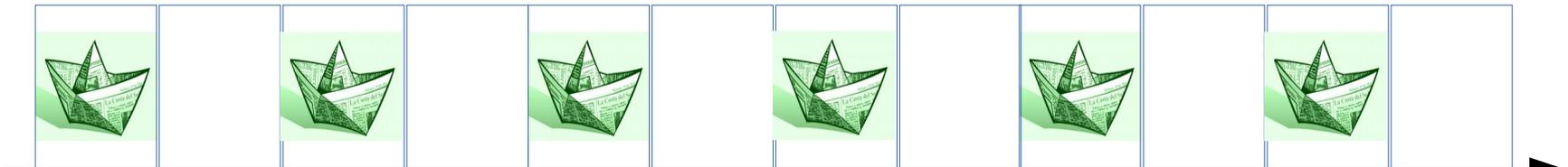
Agenda  
Cargos @ 13 USD/MBTU

**Noviembre-Diciembre**  
Programación de la Agenda Anual



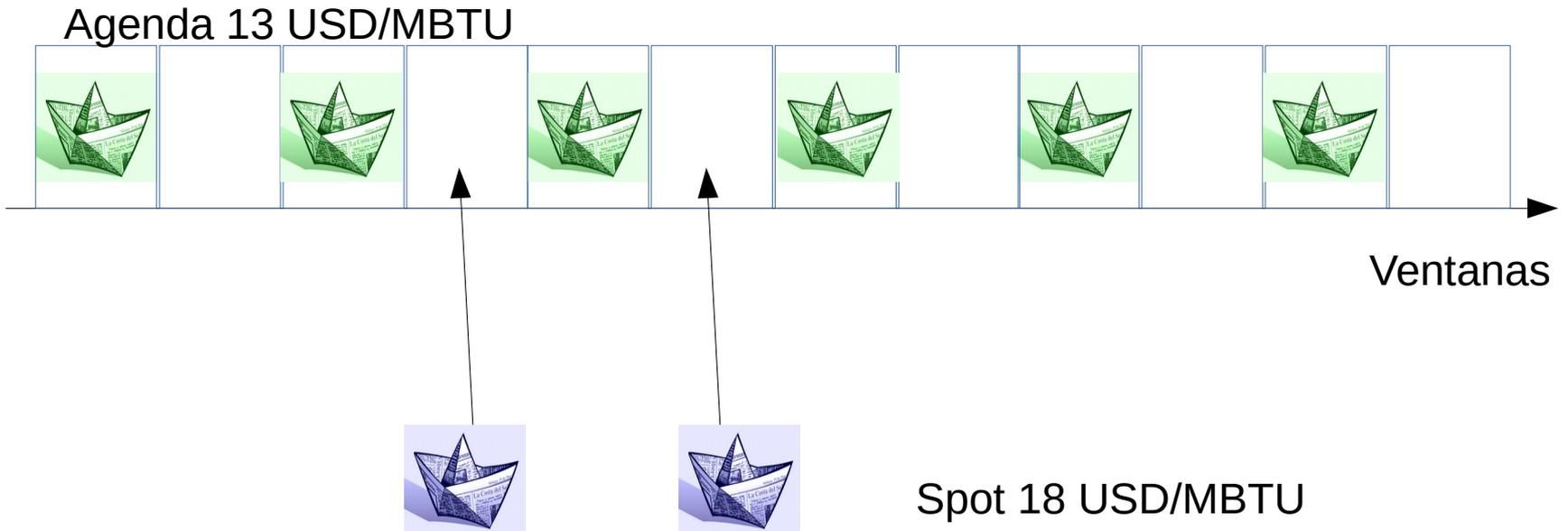
**Abril**

**Marzo**

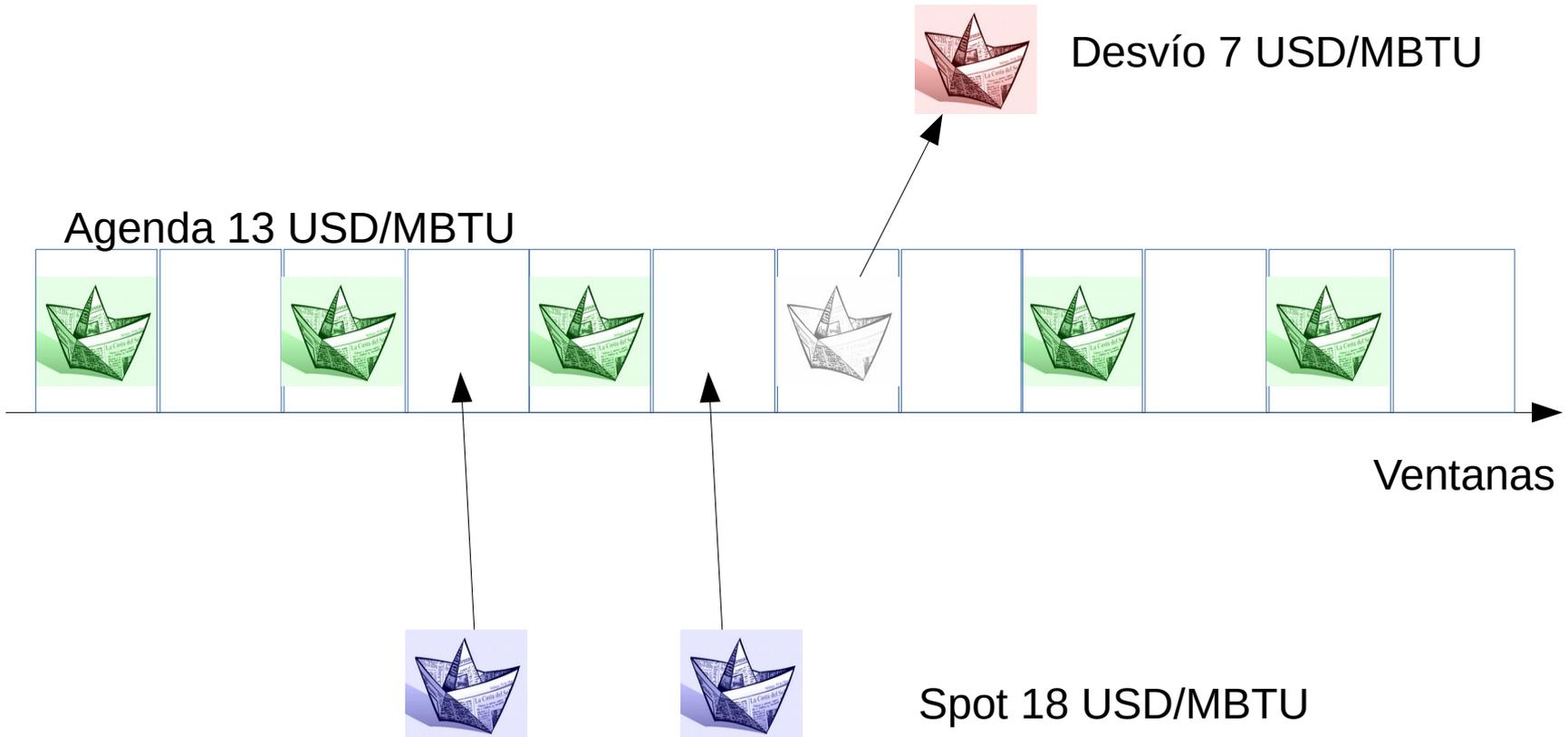


Ventanas

# Agenda y compras Spot



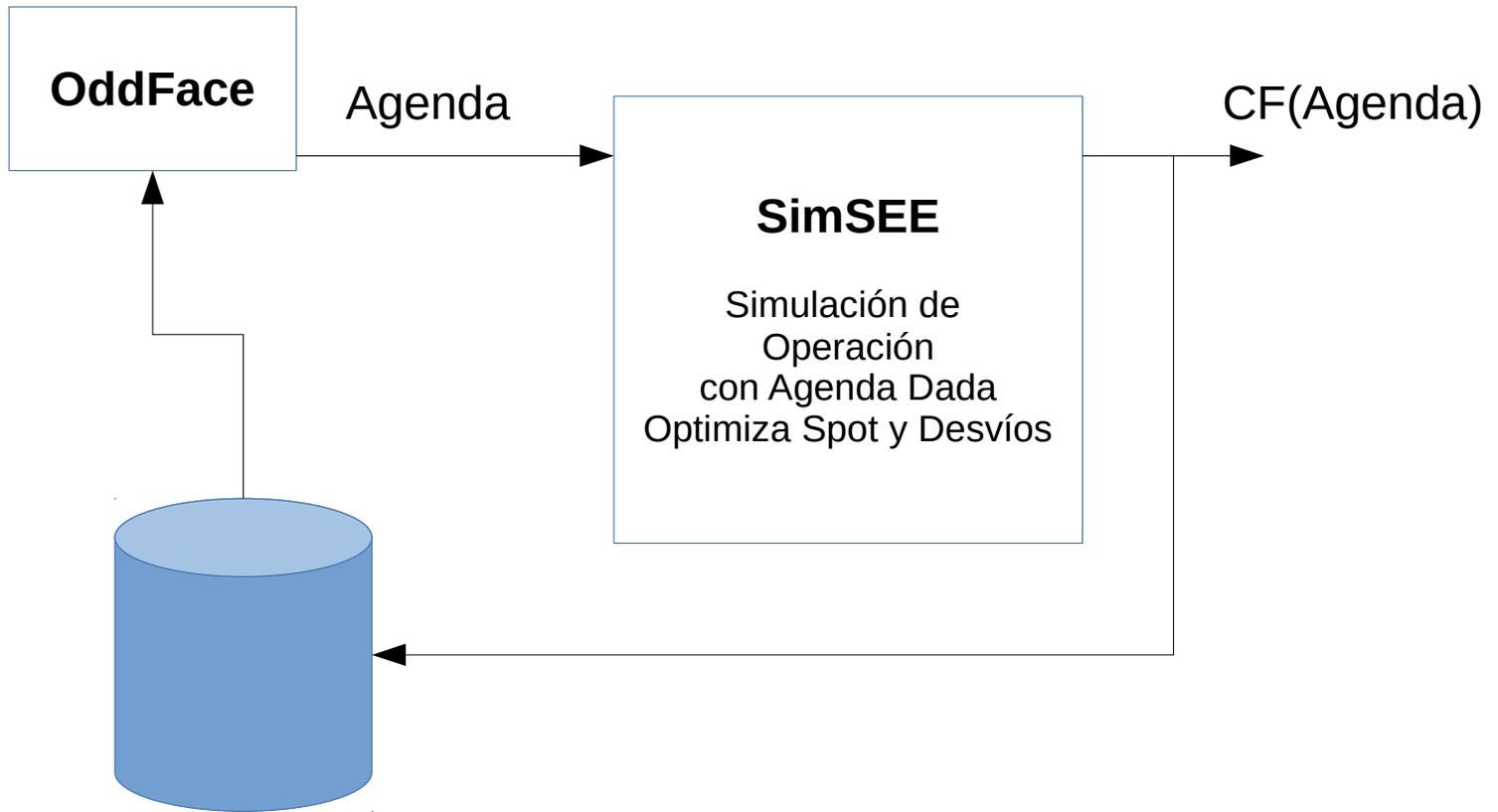
# Agenda, Spot y Desvíos



# Variables de decisión



# OptimA



# OddFace para la Agenda

00000110010001010101010101010101010010101010101001010 C1

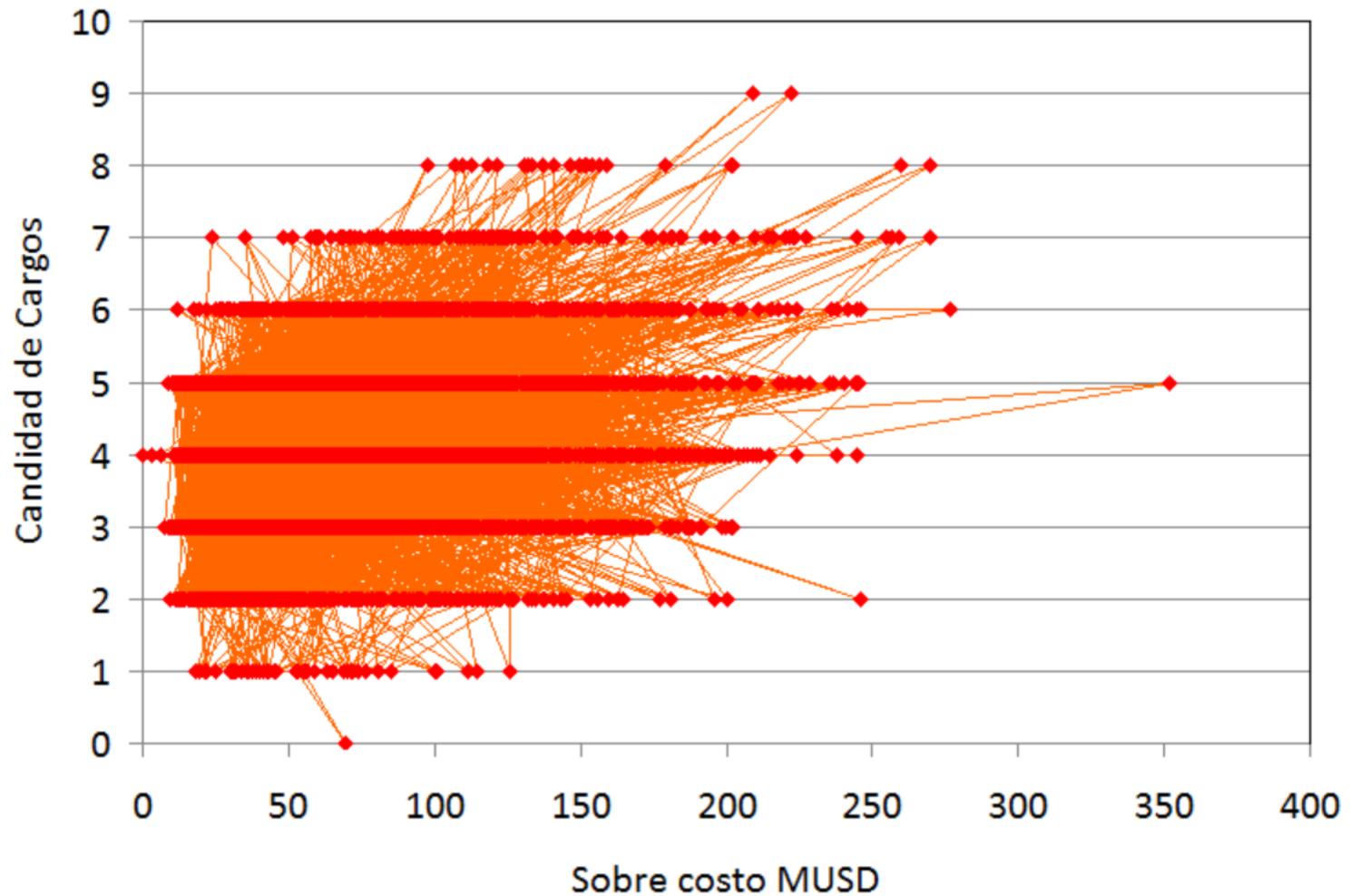
+

000001100100010001010001010101011010101010101001010 C2

=

000001100100010001010001010101011010101010101001010 C3

# Resultados de la Optimización de la agenda. consumos solo Uruguay 2016



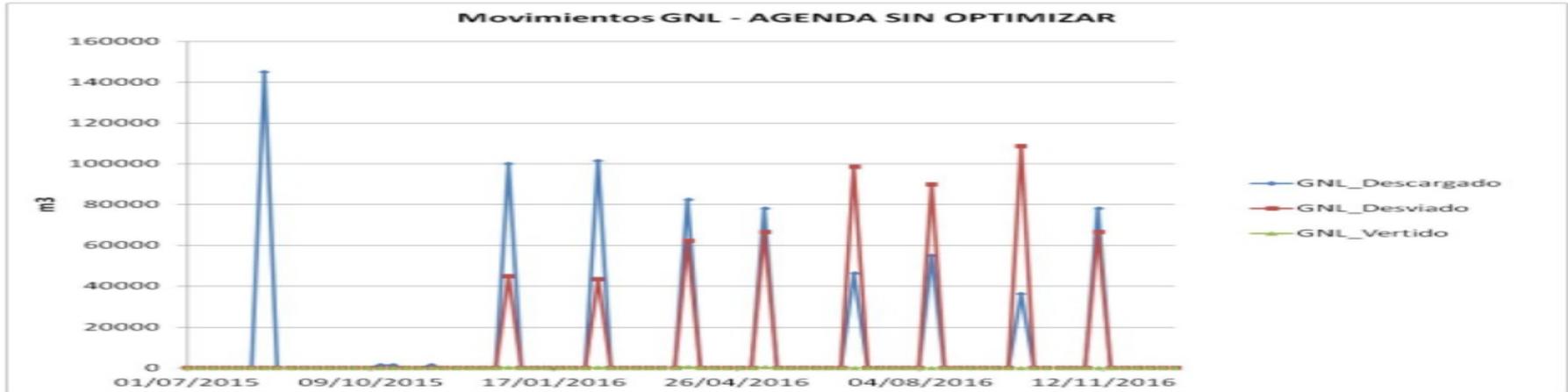
## Ejemplo de resultados. Comparación 8 cargos equidistribuidos vs. óptimo



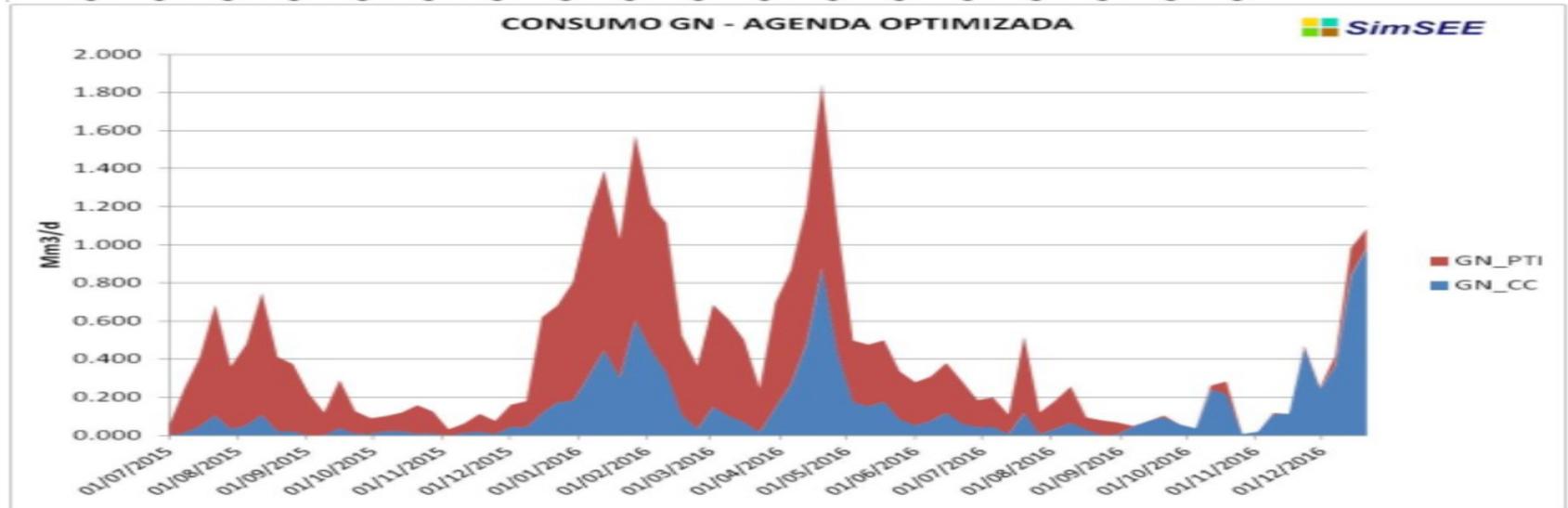
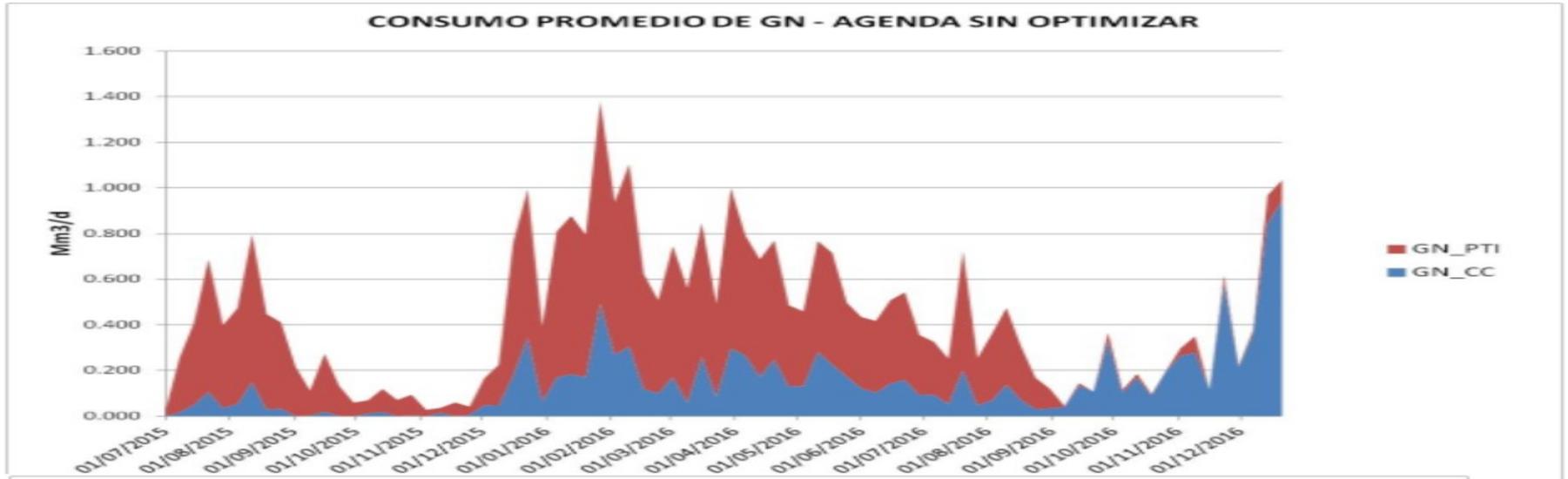
# Cargos recibidos



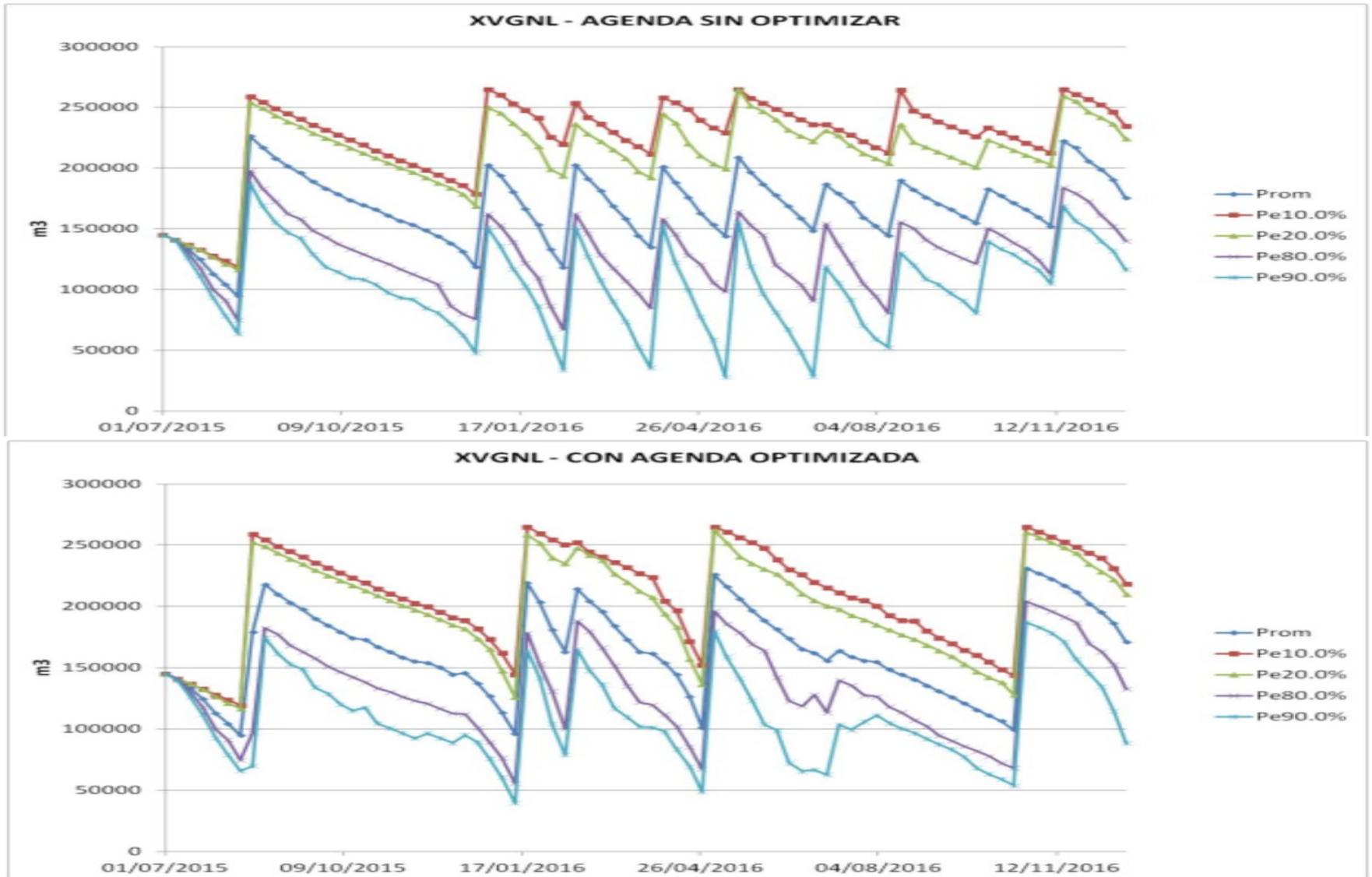
# Descarga, desvío, vertido



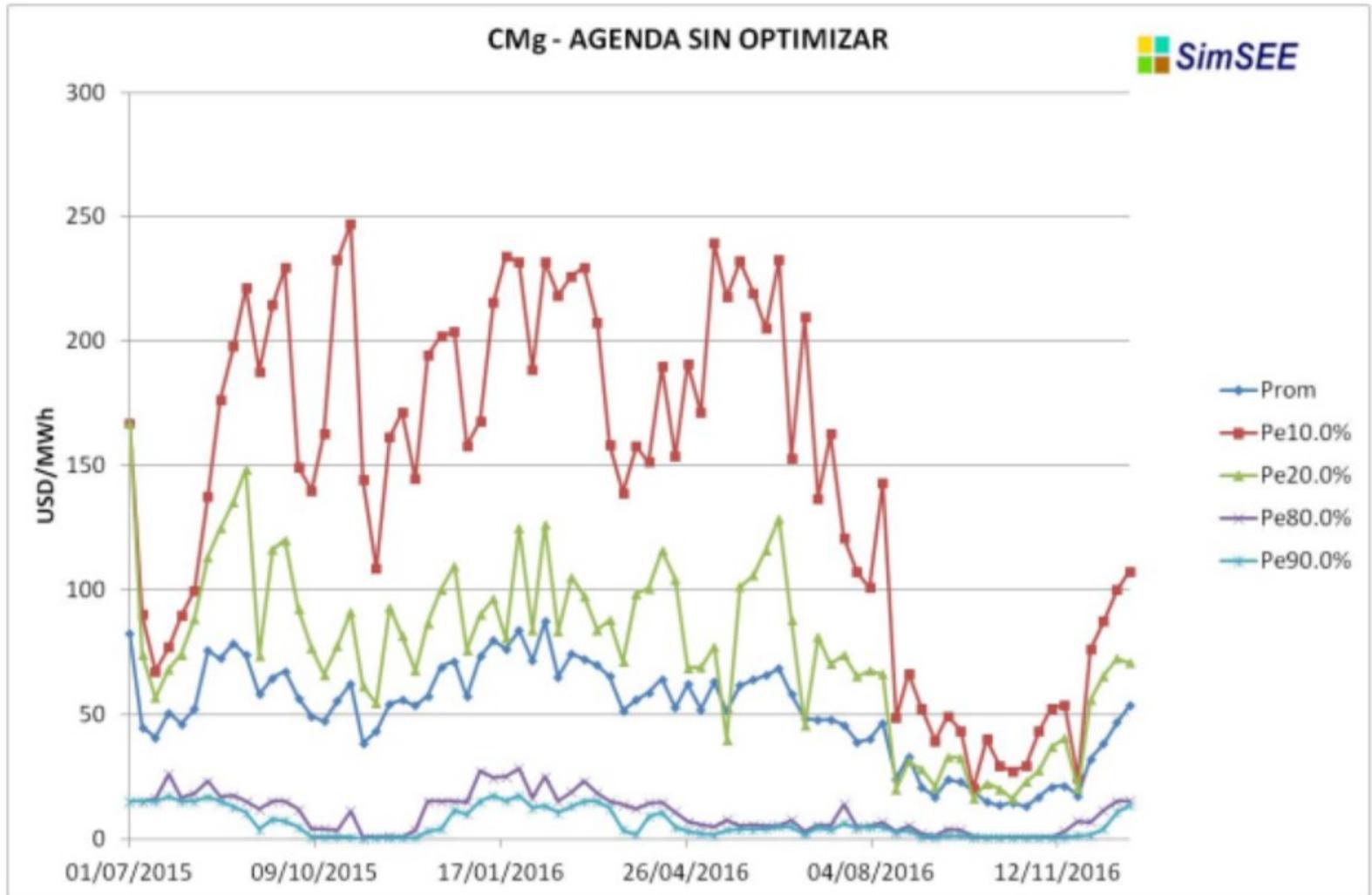
# Consumos



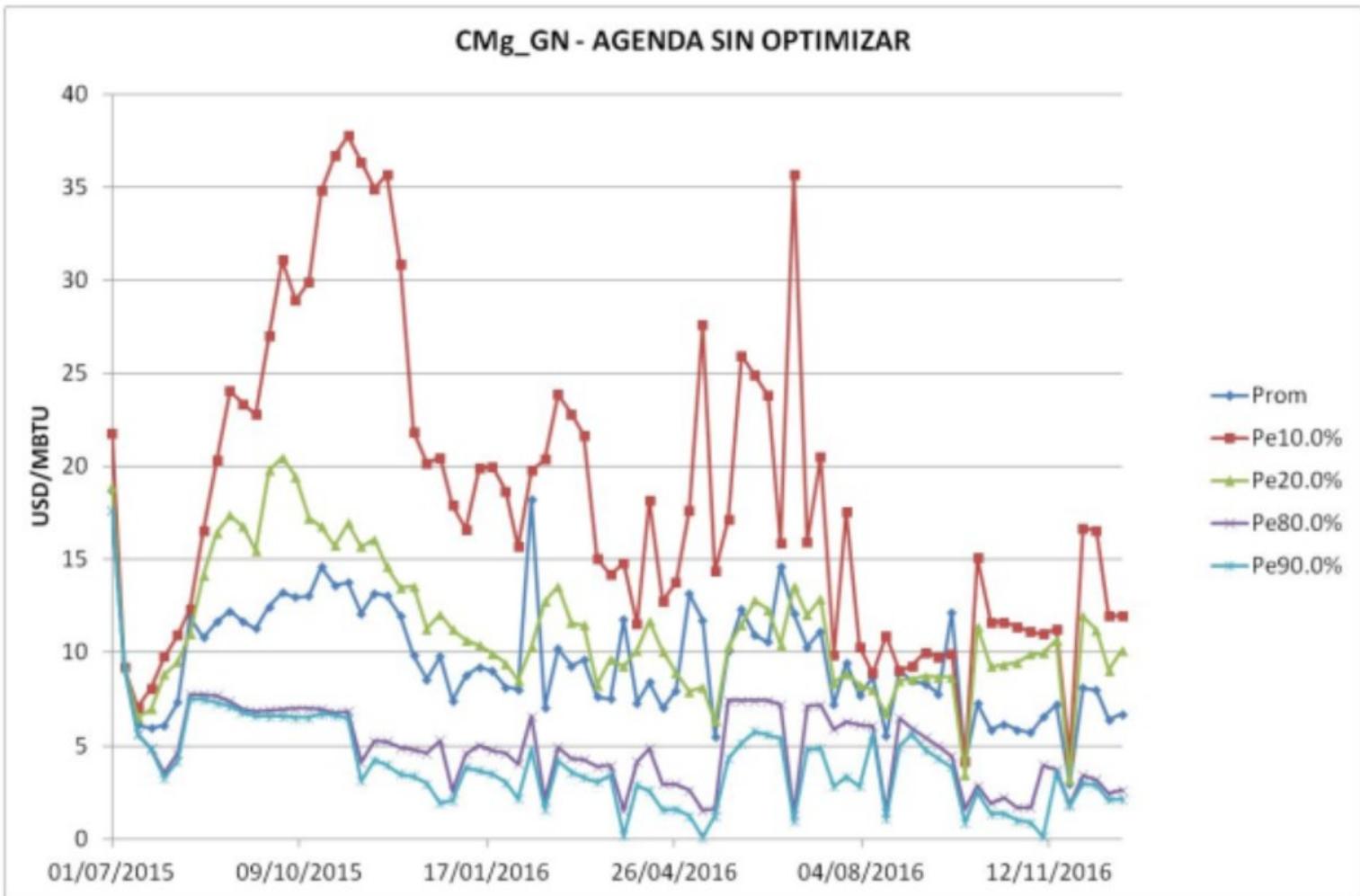
# Evolución del volumen



# Costo Marginal Eléctrico



# Costo Marginal GNL



Gracias por vuestra atención.



# OptimA, a tool for optimization of the Agenda of LNG Cargos for a regasification plant integrated to the Uruguayan power system.

*L. Di Chiara, P. Soubes, F. Fontana, S. Belendo and R. Chaer, Senior Member, IEEE*

**Abstract**— Uruguay is evaluating the installation of a Floating Storage Regasification Unit (FSRU) of Liquefied Natural Gas (LNG). This paper present the tool OptimA that is the algorithm developed for the optimization of the Agenda of Cargos for the FSRU and the integration of the new energy reservoir for the optimal operation of the power system. The algorithm is capable of determining the policy for operation of the reservoir and the policy for buying and diverting Spot Cargos. This paper shows the paths proposed to reduce the impact of the Curse of Dimensionality of Bellman.

**Index Terms**—Optimal operation, power system, LNG regasification plant, agenda, cargos, optimization.

## I. NOMENCLATURE

Agenda: Schedule of arrivals of LNG Cargos.

Cargo: The shipment of a vessel transporting LNG.

FSRU: Floating Storage Regasification Unit.

LNG: Liquefied Natural Gas.

NG: Natural Gas.

OOP: Optimal Operation Policy.

SimSEE: Platform for Simulation of optimal operation of Systems of Electric Energy.

SDP: Stochastic Dynamic Programming.s

TOP: Take Or Pay.

## II. INTRODUCTION

THE tropical rainfall regime of Uruguay imposes a high variability of the hydro-electric generation. As shown in Fig.1, the annual hydroelectric generation varies from 3,000 GWh to 9,000 GWh with a mean value of 6,000 GWh. This variability is a challenge for the system operation that is carried out using stochastic dynamic programming in order to compute the policy for optimal operation of the reservoirs of the hydro-electric subsystem.

Financial support should be acknowledged here. Example: This work was supported in part by the U.S. Department of Commerce under Grant BS123.

The paper title should be in uppercase and lowercase letters, not all uppercase.

The name and affiliation (including city and country) of each author must appear on the paper. Full names of authors are preferred in the author line, but are not required. Initials are used in the affiliation footnotes (see below). Put a space between authors' initials. Do not use all uppercase for authors' surnames.

Examples of affiliation footnotes:

J. W. Hagge is with Nebraska Public Power, District Hastings, NE 68902 USA (e-mail: author@abcd.com).

L. L. Grigsby is with the Department of Electrical Engineering, Auburn University, Auburn, AL 36849 USA (e-mail: author@abcd.edu).

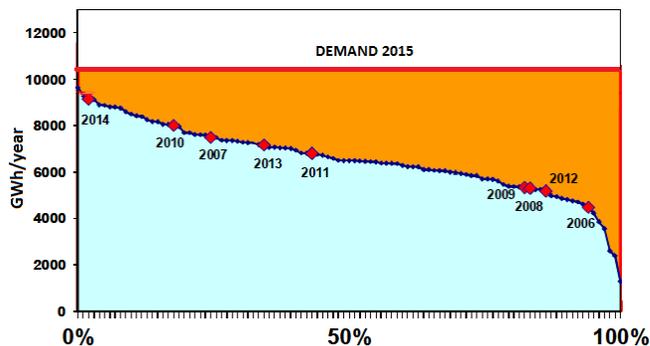


Fig. 1 Variability of hydroelectrical generation.

Uruguay is considering the installation of a FSRU with a storage capacity of approximately 250,000 m<sup>3</sup> and a regasification capacity of 10 Mm<sup>3</sup>/day. This planned storage capacity is about 70% of the energy that can be stored in the largest dam of the hydroelectric subsystem. That is, the FSRU would be the second energy reservoir of the country and must be considered in the computation of the optimal policy for operation of the power generation system.

In addition of the storage capacity, in order to calculate the optimal dispatch, the optimization of the annual Agenda of LNG Cargos must be performed. When optimizing the Agenda, the potential costs associated with diverting Cargos to Spot market or the needing of buying Cargos from the Spot market must be taken into account.

## III. SIMSEE MODEL AND OPTIMAL OPERATION

The SimSEE [1] software solves the optimal operation of an electrical system, modeling it as a dynamic system in which participate multiple sources of energy, electrical interconnections and demands.

The SimSEE uses Stochastic Dynamic Programming methodology in order to calculate the Optimal Operation Policy (OOP) for the operation. This algorithm suffers from the curse of dimensionality of Bellman [?Bellman75]. This implies that when the dimension of the state space increases, the time for solving the problem is prohibitive.

In the case of Uruguay, the NG consumption of the power system is about 3,000 m<sup>3</sup>/day when all the thermal generation units are fired. This number is one order greater than the non-electric consumption that is about 250 m<sup>3</sup>/day. If the FSRU is built, it must be considered as the unique source of NG for the country and so the availability of NG must be ensured.

Other aspect that increases the difficulty of the problem to be solved is the fact that some input data have uncertainty,

such as: the energy demand, the hydrological conditions, the wind resource, availability of machines, fuel prices, etc. These uncertainties are modeled as stochastic processes.

The problem of optimization of the Agenda is incorporated to the dynamic programming optimization integrating the electrical energy demand and the NG energy demand in the same problem. The FSRU is modeled with a reservoir of energy whose operation policy is computed by the optimization solver.

#### IV. THE URUGUAYAN ELECTRICITY SYSTEM

Nowadays, Uruguay has an installed generation capacity of about 3,300 MW, 46% of this capacity is hydroelectric generation, 26% is wind generation, 22% is thermal generation and 6% is biomass and photovoltaic generation. In addition, a combined cycle with a 540 MW capacity that can operate with Natural Gas or Gas Oil, is under construction.

The hydroelectric plants are distributed over two rivers. The Río Negro that runs from east to west in the center of the country and the Río Uruguay which runs from north to south in the frontier of Uruguay with Argentina. On the Río Negro there are three chained hydroelectric plants: Gabriel Terra (152 MW) which is located upstream and has the largest storage capacity of the country (approximately 4 months) followed by Baygorria (108 MW) that is a run-of-river plant and Constitución (333 MW) whose storage capacity is about 20 days.

On the Río Uruguay is located the bi-national (Uruguay – Argentina) Salto Grande plant with an installed capacity of 1890 MW. Half of the energy generated corresponds to Uruguay and the other half to Argentina. The reservoir storage capacity of the dam is about 10 days, shared by both countries.

The solution of optimal operation of a hydrothermal system is a classical stochastic dynamic problem as shown in [ ] and [RefMVP20031] that suffer from the Curse Of Dimensionality. A lot of efforts have been made to avoid this Curse as the Stochastic Dual Dynamic Programming proposed in [SefMVP2].

(Comentar ventajas de SDP vs SDDP para Uruguay+Regas).

The possibility of having energy stored allows to decide when to use it, according to the convenience of the system to replace more expensive resources. That is, the possibility of storing a resource is a way to move it in the time for a future use. This situation introduces linkage between present and future. The optimal solution is a balance between the benefit of using the resource (water or LNG) in the present versus its use in the future. If the benefit of using a unit of some resource in the future is greater than the benefit of using it in the present, that unit will be stored (for future use) increasing the cost of operation in the present and reducing the cost of operation of the future. The same behavior continues unit by unit until the equilibrium is reached (this is the Hamilton principle).

#### V. LOGISTIC AND TRADE OF LNG

Worldwide, there are large reserves of NG and several gas producers are increasing their production capacity while new sources are explored. However, in some of these areas there

are no relevant markets (e.g. North Africa, West Africa, South America, the Caribbean, Middle East, Indonesia, Malaysia and northwest of Australia). Part of the natural gas is liquefied in those locations for shipment to remote areas where the use of natural gas exceeds local production.

The transformation process of NG to LNG is performed by cooling the gas at atmospheric pressure to a temperature of -260 °F (-162 °C) before loading it into special LNG tankers. The volume of NG is reduced 610 times when it is liquefied. As a consequence of the volume reduction, the transport and storage is more efficient. In addition, LNG trade offers greater flexibility with respect to the pipeline transport, allowing shipments of natural gas to be delivered to remote zones where the demand is greater and commercial terms are more competitive.

As a result of the LNG market growth, the management of the supply chain has become more complex, and the need for decision support has become even more evident. A good picture of this scenario can be seen in [Roar2009\_LogisticaLNG].

Therefore, to anchor the necessary investments, LNG trade is largely based on long-term contracts under the Take Or Pay (TOP) modality and mainly indexed to petroleum price.

Taking into account the characteristics of the LNG chain, particularly the high costs of transport and storage capacity, the TOP contracts usually have an Agenda with a fixed number of annual cargos. The dates of the shipments arrivals are set at an annual shipment schedule (or Agenda), which is agreed in the contract and set once a year. Once defined the Agenda, a modification of a scheduled Cargo, for example, a deviation of a LNG tanker, has heavy penalties for the responsible for that change.

#### VI. OPTIMIZATION OF THE AGENDA.

In the necessary fight against the Curse of Dimensionality, it is necessary to find a way to reduce the size of the state space of the system. Pursuing that, the specific problem was analyzed to simplify those aspects of modeling that have no impact relevant on the results.

Regarding the LNG logistic, due to the high costs of transport it is assumed that the vessels transporting LNG depart at full load and take between 20 to 30 days to arrive from the different terminals of LNG to Uruguay. When the ship arrives, it takes near to 72 hours to download the LNG. All these times are estimates, and may be affected by the conditions of wind, waves, etc. Based on these times, to simplify the problem, it is assumed that the arrival of a vessel is dated with an accuracy of a week and that only one vessel can arrive per week.

In practice, the FSRU facilities may allow that more than one vessel arrives per week, but as each Cargo is about 145,000 m<sup>3</sup>, and the regasification capacity will be 10 Mm<sup>3</sup>/Day (ten million cubic meters of natural gas per day, corresponding to 16,393 m<sup>3</sup> of LNG per day), a vessel of 145,000 m<sup>3</sup> of LNG would be used in 8.54 days if the regasification plant is run at full load all the time. This shows that there is no need to assume more than one shipment per week.

The cargos programmed in the Agenda are considered at the Agenda Price (AP) that is assumed to be composed of a constant price plus a variable price indexed with the Brent index.

After the Agenda is decided, the scheduled Cargos can be encoded as an array of zeros and ones. Each element of the array represents a week. A One means there is a vessel arriving that week, and a Zero that no one is programmed that week.

Due to the possibility of encoding annual Agenda completely depending on the time, as the described array of Zeros and Ones, the space state dimension of the system will not increase for the introduction of the Agenda information.

In addition to the Agenda, it is necessary to encode the Actions (or decisions) that could be taken on each week. These actions are diverting a programmed Cargo or buying a spot one.

If there is a One in a week in the future (in the array that encodes the Agenda), a vessel will arrive in that week and the operator is enabled to make a decision of diverting the cargo. If the cargo is diverted, it is assumed that it is sold at a Diverting Price (DP). The cost assigned to this decision is calculated as DP minus the AP.

In the other case, if in one week there is a Zero in the Agenda, no Cargo is expected, and therefore it is possible to take the decision of purchasing one from the Spot market. This new Cargo is purchased at Spot Price (SP) that is modeled as the AP plus a random noise.

In the proposed model, both decisions, diverting or purchasing Cargos in the spot market, should be taken with  $N$  weeks in advance. Typically  $N$  will take values between 6 and 12 weeks.

If the decision is taken with more weeks in advance, the risk of taking this decision (diverting or buying) is higher but on the other hand, the opportunity of getting better prices is higher. In the results showed in section VIII a value of  $N=6$  was considered.

The decisions already taken can be encoded in a single array  $xd$  of  $N$  boolean variables. The components of this array are  $xd[0]$  to  $xd[N-1]$ , where  $xd[0]$  represents the decision that was taken  $N$  weeks ago for the current week.

If  $xd[0]=0$  then no further action was taken over the Agenda for the current week.

On the other hand, if  $xd[0]=1$  then the Agenda is altered for the current week. That means that if the Agenda has a programmed cargo for the current week this cargo is diverted and if the Agenda has no cargo for the current week a new cargo from the spot market will arrive.

Every week the operator must decide if schedule a change or not for the week that comes  $N$  weeks in the future. This involves calculating the array of decision  $xd$  at every week for the next week. The computation is performed shifting left  $xd$ , and updating  $xd[N-1]$  with the decision taken for the week that comes within  $N$  weeks in the future.

In the model proposed, when a vessel arrives to the FSRU, if there is no room for downloading the Cargo the LNG will be spilled (or sold at a very low price). The optimal policy would

take care of this situation and when the time of arrival is coming, the price of the NG for the electrical sector goes down to fire NG in the thermal plants making room for the arriving Cargo.

The updating of  $xd[N-1]$  is computed by applying the SDP algorithm, that is minimizing the incurred cost/benefit in the present week plus the expected value of the future operation from the state to which the system evolves at the end of the week.

## VII. OPTIMA

In order to calculate the optimal Agenda, the tool OptimaA [RefOptimA] was developed over SimSEE.

OptimaA is a tool that can solve an optimization problem that aims to minimize the expected value of the future cost of the demand of the electricity sector and the natural gas sector. The result is the optimal annual Agenda and the Optimal Policy for taking decisions that alter that Agenda (diverting or purchasing spot Cargos) with an anticipation of  $N$  weeks.

In section VI, was described the modeling of the Agenda and the array of decisions and the possibility of changing a decision in operating time. Given an Agenda, it is possible to calculate the expected value of future operating costs with SimSEE by optimizing purchasing and diverting decisions. This allows users to build a simulator (configured in SimSEE) that, for each proposed Agenda, enables to compute the cost-to-go of the operation with the Optimal Policy for the given Agenda. Using this simulator, it is possible to built an optimization problem to determinate the optimal Agenda. This is what the OptimaA tool does. The simulator configured with SimSEE is based on the Monte Carlo technique. Each simulation covers the operation of the system of at least two years and is performed in a set about 100 random realizations. The evaluation of the cost function for a proposed Agenda takes about two hours so the search of an optimal Agenda is very time consuming. To face this challenge the *OptimaA* tool is programmed using a genetic programming optimization tool called *OddFace* [??OddFace] that runs in a high performance computation hardware of the Engineering Faculty of Uruguay.

## VIII. RESULTS

Two simulations of the electrical system with the incorporation of an Agenda of LNG cargos were performed, one of them with a given Agenda with 8 cargos distributed in a year, and the second with the Agenda optimized using *OptimaA*.

The Agenda starts the first day of 2016 and the array of decisions set in zero (that is no decision are programmed for the first 6 weeks).

The Fig ??? shows the two Agendas. The figures Fig. 2 and Fig. 3 shown the average LNG cargos that are discharged, diverted or spilled in the cases with an optimized and non-optimized Agenda respectively.

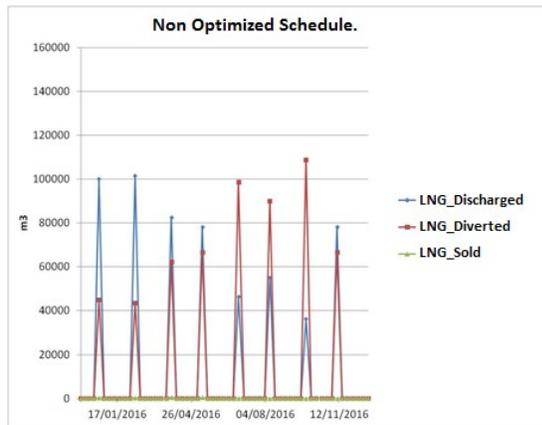


Fig. 2: LNG movements - Non-optimized schedule.

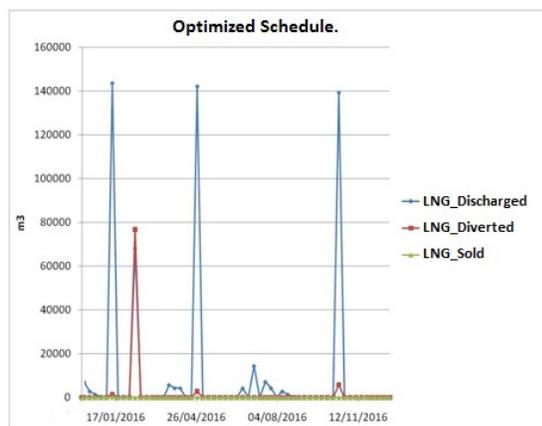
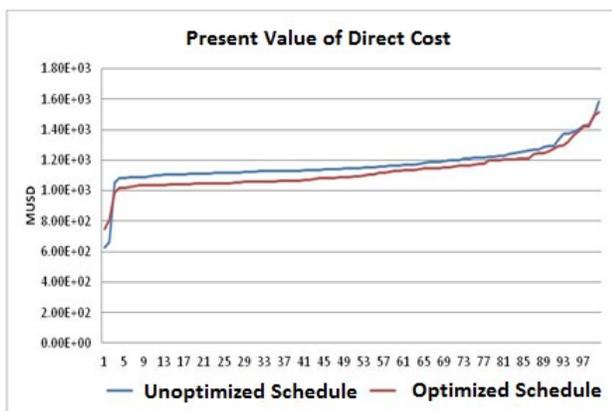


Fig. 3: LNG movements - Optimized schedule.

As can be seen in the figures, in this case, the optimized Agenda has less diverted cargos than the no optimized one.

In Fig. 4 shows the comparison of the distribution of the cost-to-go for both simulations.



It can be seen that for non-extreme conditions (extreme chronic are the first and last) of the cost-to-go is always lower in the case of the optimized Agenda.

## IX. CONCLUSION

The proposed codification for the Agenda, as an array of boolean over the time indication when a cargo is programmed, and the diver and spot bue decisions as an array of boolean that store the alteration of the Agenda with the feasible anticipation, presented in this paper prove to resolve the problem of integrating the logistics of LNG shipment and storage to the operation of the electricity system in reasonable time.

The results obtained with the optimal Agenda have fewer detours and sales at lower prices as well as lower future cost function.

## X. REFERENCES

### Books:

- [1] Bellman, R.E. 1957. Dynamic Programming. Princeton University Press, Princeton, NJ. Republished 2003: Dover, ISBN 0-486-42809-5
- [2]

### Technical Reports:

- [3] G. Casaravilla, R. Chaer, P. Alfaro "SimSEE: Simulador de Sistemas de Energía Eléctrica". PDT 47/12 – Universidad de la República – Facultad de Ingeniería – Instituto de Ingeniería Eléctrica. Dic 2008. <http://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2008/CCA08a/CCA08a.pdf>
- [4] E. Coppes, F. Barreto, C. Tutté, F. Maciel, M. Forets, E. Cornalino, M. Gurin, M. Alvarez, F. Palacio, D. Cohn y R. Chaer. ANII-FSE2009-18. Nov. 2012 – Montevideo, Uruguay. [http://iie.fing.edu.uy/simsee/biblioteca/anii\\_fse\\_2009\\_18/memoria\\_fse\\_2009\\_18\\_MejorasSimSEE.pdf](http://iie.fing.edu.uy/simsee/biblioteca/anii_fse_2009_18/memoria_fse_2009_18_MejorasSimSEE.pdf)

[Sherkat85] V.R. Sherkat, et al, STOCHASTIC LONG-TERM HYDROTHERMAL OPTIMIZATION FOR A MULTIRESERVOIR SYSTEM. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-104, No. 8, August 1985

[MVP2003] S.Granville, G.C. Oliveira, L.M.Thomé, N.Campodónico, M.L.Latorre, M.V.F. Pereira, L.A.Barroso, Stochastic Optimization of Transmission Constrained and Large Scale Hydrothermal Systems in a Competitive framework, DOI: 10.1109/PES.2003.1270469 Source: IEEE Xplore

[MVP91DDP] M.V.F. Pereira and L.M.V.G. Pinto , Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning Mathematical Programming 52 (1991) 359-375, North-Holland

[Roar2009\_LogisticaLNG] Roar Grønhaug and Marielle Christiansen, Supply Chain Optimization for the Liquefied Natural Gas Business, pag. 195, Lecture Notes in Economics and Mathematical Systems ISSN 0075-8442, 2009 Springer-Verlag Berlin Heidelberg

[Piecher2013\_MarketPower] Stephan Spiecker, Member, IEEE, Modeling Market Power by Natural Gas Producers and Its Impact on the Power System, IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 28, NO. 4, NOVEMBER 2013 3737

## XI. BIOGRAPHIES