

Análisis de beneficios de la modalidad biomasa convocable

Marcelo Aguiar, Sabrina Bertolini, Paula Cobas y Noelia Medina

Instituto de Ingeniería Eléctrica – FING.

Julio 2013

Montevideo - Uruguay.

IMPORTANTE: Este trabajo se realizó en el marco del curso Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica - SimSEE y fue evaluado por el enfoque metodológico, la pericia en la utilización de las herramientas adquiridas en el curso para la resolución del estudio y por la claridad de exposición de los resultados obtenidos. Se quiere dejar expresamente claro que no es relevante a los efectos del curso la veracidad de las hipótesis asumidas por los estudiantes y consecuentemente la exactitud o aplicabilidad de los resultados.

1 Objetivo.

La política energética de Uruguay establece el fomento de fuentes de energía renovables, entre las cuales se encuentra la biomasa. Con respecto a esta fuente se fijó como meta la incorporación de 200 MW de potencia instalada para generación eléctrica a partir del año 2015. A la fecha han sido incorporados 80MW de potencia de generación a partir de biomasa en modalidad de auto-despacho, y se prevé la instalación de 40 MW adicionales en los próximos 2 años en igual modalidad.

La generación a partir de biomasa se caracteriza por presentar cierto grado de flexibilidad en su forma de incorporación a la matriz de generación eléctrica, lo cual constituye una ventaja para un sistema altamente dependiente de la generación hidroeléctrica, que tiene además una incorporación prevista importante de generación a partir de fuente eólica para el año 2015, como es el caso de Uruguay.

En este contexto, dada la capacidad de gestión de esta fuente, resulta relevante analizar la potencialidad de incorporación de potencia adicional a partir de biomasa en modalidad convocable, considerando el aporte de esta fuente al sistema como potencia firme y analizar su posible complementariedad con otras fuentes de generación.

El presente trabajo estudia la conveniencia económica para el sistema de despacho eléctrico, de incorporar 120 MW de potencia para generación eléctrica a partir de biomasa, en modalidad gestionable. Se tendrán en cuenta diferentes formas de gestión en el despacho.

Se analizan cuatro casos. El caso base estudia la incorporación de 120 MW de potencia, mediante la optimización de la gestión en base a los costos del sistema, habilitando la posibilidad de desconectar la planta generadora por un período de 3 meses. Para esto último, se utiliza un arco con salida programable.

En segunda instancia, se compara el caso anterior con un escenario en que se incorpore igual potencia pero con la posibilidad de operar la planta durante un período establecido en el año. Se mantendría la planta desconectada del sistema durante un período de 3 meses comprendido entre el 01/08 y el 31/10 de cada año.

Además se considera un escenario en el que toda la incorporación de biomasa es por modalidad auto-despacho.

Por último se analiza el caso en el que no se incorpora biomasa adicional a la biomasa en modo de autodespacho que ya fue acordada con el fin de determinar las ventajas del escenario de estudio con respecto al sistema actual.

2 Hipótesis de trabajo.

2.1 Horizonte de simulación y optimización

- **Simulación:**

El periodo de simulación es de cuatro años con fecha de inicio 1/1/2016 y fecha de finalización 1/9/2020.

- **Optimización:**

En el caso de la optimización se planteó como fecha de inicio 1/1/2016 y fecha de finalización y fecha de finalización: 1/1/2025.

El hecho de establecer una fecha de finalización de optimización posterior a la de simulación se debe a que queremos desincentivar que se utilicen todos los recursos hídricos al final del periodo.

2.2 Proyección de la Demanda

En el presente trabajo, se toma como referencia la proyección de demanda de energía eléctrica presentada de la Dirección Nacional de Energía.

Cuadro 1. Proyección de crecimiento de Demanda de Energía Eléctrica

| Proyección de crecimiento de la demanda | | |
|---|----------------------|-----------------------|
| Año | Demanda anual en GWh | Tasa de Crecimiento % |
| 2013 | 10,459 | 2.37 |
| 2014 | 10,827 | 3.43 |
| 2015 | 11,220 | 3.16 |
| 2016 | 11,646 | 3.63 |
| 2017 | 12,050 | 3.80 |
| 2018 | 12,468 | 3.47 |
| 2019 | 12,901 | 3.47 |
| 2020 | 13,348 | 3.47 |
| 2021 | 13,812 | 3.47 |
| 2022 | 14,291 | 3.47 |

| | | |
|------|--------|------|
| 2023 | 14,787 | 3.47 |
| 2024 | 15,300 | 3.47 |
| 2025 | 15,831 | 3.47 |
| 2026 | 16,380 | 3.47 |
| 2027 | 16,948 | 3.47 |
| 2028 | 17,537 | 3.47 |
| 2029 | 18,145 | 3.47 |
| 2030 | 18,775 | 3.47 |

Fuente: Dirección Nacional de Energía

Esta proyección de la demanda eléctrica corresponde a la considerada por la división de Energía Eléctrica de la Dirección Nacional de Energía en su estudio “Análisis de la Expansión del Sistema Eléctrico en el período 2012-2030”.

2.3 Expansión de la generación

La simulación de los escenarios de análisis, se realiza tomando en cuenta que la demanda esperada será abastecida con el parque generador actual y la expansión proyectada, en base a los contratos existentes de generación y las expectativas de expansión en el sistema. Se toma como referencia la sala base considerada durante el curso.

2.3.1 Generadores Hidráulicos:

Los generadores hidráulicos se modelaron de acuerdo al siguiente detalle:

- Salto Grande: generador hidráulico de pasada con 7 máquinas de 135 MW cada una.
- Bonete: generador hidráulico con embalse con 4 máquinas de 38.8 MW encadenada con central de descarga Baygorria.
- Baygorria: generador hidráulico de pasada con 3 máquinas de 36 MW cada una encadenada con central de descarga Palmar.
- Palmar, generador hidráulico de pasada con 3 máquinas de 111 MW cada una.

No existe expansión prevista de la capacidad de generación hidroeléctrica en Uruguay.

2.3.2 Parque Eólico

La generación eólica se modeló en el periodo considerado, utilizando cuatro Generadores Térmicos Básicos. Si bien se analizó la posibilidad de modelar el parque eólico mediante la utilización de actores eólicos, la misma se descartó ya que agrega complejidad a la sala, y a los efectos del presente trabajo, la forma de modelado no aporta diferencias significativas.

La modelización de cuatro actores responde a la consideración de las condiciones de contratación correspondientes a cada uno de los tres decretos promocionales (403/2009,

159/2011 y 424/2011) y a la expansión prevista a futuro. Las proyecciones indican una expansión de aproximadamente 100 MW de potencia de generación eólica adicionales por año, alcanzando los 1800 MW de potencia eólica en el año 2030. Sin embargo, esta expansión no será visible en nuestro periodo de análisis.

Cuadro 2. Expansión prevista de parques eólicos

| Potencia | Recurso de Generación | Fecha de disponibilidad |
|----------------|-----------------------|-------------------------------|
| 42 MW | L0 – Decreto 159/2011 | Disponible |
| 34 MW | L0 – Decreto 159/2011 | A partir de Setiembre de 2013 |
| 50 MW | L1 - Decreto 403/2009 | A partir de Diciembre de 2013 |
| 50 MW | L2 – Decreto 424/2011 | A partir de Diciembre de 2013 |
| 100 MW | L1 - Decreto 403/2009 | A partir de Mayo de 2014 |
| 140 MW | L2 – Decreto 424/2011 | A partir de Mayo de 2014 |
| Resumen | | |
| 76 MW | L0 – Decreto 159/2011 | Diciembre 2013 |
| 150 MW | L1 - Decreto 403/2009 | Mayo 2014 |
| 190 MW | L2 – Decreto 424/2011 | Mayo 2014 |

Cuadro 3. Expansión proyectada de parques eólicos

| Potencia | Fecha de disponibilidad |
|----------------|-------------------------|
| 200 MW | 2013 |
| 640 MW | 2014 |
| 780 MW | 2015 |
| 840 MW | 2016 |
| 1040 MW | 2018 |
| 1160 MW | 2019 |
| 1462 MW | 2020 |
| 1810 MW | 2022 |
| 2310 MW | 2023 |
| 2496 MW | 2024 |
| 1378 MW | 2025 |
| 3000 MW | 2026 |
| 3136 MW | 2027 |
| 3260 MW | 2028 |
| 3424 MW | 2029 |
| 3578 MW | 2030 |

2.3.3 Centrales Térmicas

Se modelaron las centrales térmicas de combustibles líquidos, disponibles a la fecha de este trabajo. A su vez, se consideró la expansión prevista de centrales térmicas en base a la incorporación de centrales de ciclo combinado, que funcionarán a partir de gas natural. En la expansión se toma en cuenta tanto el pasaje de la central Puntas de Tigre de gas oil a gas natural, como el desuso de la 5ta, 6ta y sala B de la central Batlle.

Dentro de las centrales térmicas disponibles, se incluye un actor que aglomera a las centrales de generación a partir de Biomasa y Eólica que se encuentran en funcionamiento: Generación Distribuida Autodespachada.

Finalmente, el escenario de referencia toma en cuenta la expansión de centrales de generación a partir de Biomasa, en modalidad de Autodespacho, a partir del año 2014. Los 120 MW de potencia considerados se basan proyectos que se encuentran en etapa de ejecución, o que ya han firmado compromisos con UTE para la generación (Bioenergy y Montes del Plata).

Cuadro 4. Expansión proyectada de centrales térmicas

| Potencia | Recursos de Generación | Fecha disponibilidad |
|---------------|---|----------------------|
| 350 MW | Arrendados (TGAA y Motores) | Hasta 2015 |
| 294 MW | PTI con gas oil | Hasta 2015 |
| 48 MW | Central Batlle (SalaB) | Hasta 2015 |
| 200 MW | Central Batlle (5ta y 6ta) | Hasta 2021 |
| 80 MW | Motores Central Batlle | Disponible |
| 220 MW | CTR | Disponible |
| 80 MW | Generación Distribuida autodespachada (fuente biomasa y eólica) | Disponible |
| 120 MW | Generación privada a partir de biomasa autodespachada | A partir de 2014 |
| 294 MW | PTI con gas natural | A partir de 2015 |
| 360 MW | Ciclo Combinado con gas natural | A partir de 2015 |
| 180 MW | Ciclo Combinado con gas natural | A partir de 2016 |
| 180 MW | Ciclo Combinado con gas natural | A partir de 2028 |
| 180 MW | Ciclo Combinado con gas natural | A partir de 2032 |
| 180 MW | Ciclo Combinado con gas natural | A partir de 2035 |

2.3.4 Biomasa Convocable

El presente trabajo busca evaluar la utilidad para el sistema de contar con generación a partir de biomasa en modalidad convocable. Por tal motivo, se consideró la incorporación de 120 MW de potencia adicionales, a través generación con biomasa, con despacho gestionable. La incorporación al sistema se realizó mediante tres generadores de 40 MW de potencia cada uno, que fueron modelados como “Generadores Térmicos Básicos”. Esta elección responde a las características generales de los proyectos que están siendo evaluados para la expansión de la generación a partir de biomasa del sistema. Esta potencia estaría disponible desde el inicio del periodo de simulación/optimización.

2.4 Comercio Internacional

La sala de referencia se modela abierta al comercio de energía eléctrica con Argentina y con Brasil, mediante las siguientes interconexiones internacionales:

- Argentina:

| | Exportación | Importación |
|------------------------|-------------|-------------|
| Potencia máxima | 2000 MW | 100 MW |
| Precio | 10 USD/MWh | 400 USD/MWh |

- Brasil:

| | Exportación | | | | Importación | | | |
|-----------------------------|-------------|---------|---------|---------|-------------|---------|---------|---------|
| Rivera Livramento | Poste 1 | Poste 2 | Poste 3 | Poste 4 | Poste 1 | Poste 2 | Poste 3 | Poste 4 |
| Potencia máxima (MW) | 50 | 70 | 70 | 70 | 0 | 0 | 16.3 | 70 |
| Convertora Melo | Poste 1 | Poste 2 | Poste 3 | Poste 4 | Poste 1 | Poste 2 | Poste 3 | Poste 4 |
| Potencia máxima (MW) | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |

El precio de exportación e importación se determina en función del costo del mercado spot postizado. La modelización de precios se basa en datos históricos del mercado Spot de Brasil, que son recogidos en el archivo Sintetizador CEGH BPS50_CMO_BRSUL, provisto en la sala base del curso 2013. Las exportaciones a Brasil tienen un precio tope vinculado al aumento del costo marginal del sistema hasta un máximo de 180 USD/MWh

2.5 Precio de los combustibles.

2.5.1 Precio del petróleo

El precio del barril de petróleo se determinó de acuerdo al precio vigente del WTI (West Texas Intermediate). Este índice consiste en un promedio de precios del petróleo producido en los campos occidentales del estado de Texas, en Estados Unidos.

2.5.2 Precio de la generación con Biomasa

Se tomó como precio de la generación a partir de biomasa, aquel correspondiente a los valores establecidos en el decreto 367/2010, actualizados al primer semestre de 2013.

| | Valor Decreto 367 | Valor de referencia (2013) |
|--|-------------------|----------------------------|
| Precio Energía Autodespachada | 92 USD /MWh | 111.1 USD /MWh |
| Precio Máximo de Energía Convocable | 59 USD /MWh | 74.3 USD /MWh |
| Precio de la Potencia Disponible | 48 USD /MW-h | 54.60 USD /MW-h |

La evolución proyectada de los precios de la generación a partir de biomasa, se basa en la construcción de un índice de ajuste para cada componente. Dicho índice se construyó sobre la base de las paramétricas establecidas en los contratos actuales, de acuerdo al Decreto 367. Dichas paramétricas de ajuste toma en cuenta las siguientes variables: PPI (Producer Price Index de Estados Unidos); IPPN (Índice de precios al productor de productos nacionales de Uruguay); precio del gas-oil; WTI y tipo de cambio \$U/USD. Se proyectaron tasas de crecimiento medio anual de mediano y largo plazo para cada variable, y en función de la ponderación correspondiente en la paramétrica, se determinó la tasa media de variación de mediano y de largo plazo, para el precio de la energía auto-despachada, la energía convocada y la potencia disponible.

2.5.2.1 Biomasa auto-despachada

| Variable | Ponderación | Variación anual proy 2012 - 2015 |
|------------------------|-------------|----------------------------------|
| PPI | 0.1 | 2 |
| IPPN | 0.44 | 6.4455 |
| GOIL | 0.15 | 8.53 |
| WTI | 0.1 | 3.6 |
| Componente fijo | 0.21 | 0.00 |
| TC | NC | 4.445 |
| Var. Precio | | 1.99 |

Tabla 3.a) Paramétrica Biomasa Autodespachada.
Fuente: Elaboración propia

| Variable | Ponderación | Variación anual proy en 2016 - 2030 |
|------------------------|-------------|-------------------------------------|
| PPI | 0.1 | 2 |
| IPPN | 0.44 | 5.00 |
| GOIL | 0.15 | 8.53 |
| WTI | 0.1 | 3.6 |
| Componente fijo | 0.21 | 0.00 |
| TC | NC | 3 |
| Var. Precio | | 2.22 |

Tabla 3.b) Paramétrica Biomasa Autodespachada.
Fuente: Elaboración propia

2.5.2.2 Biomasa Convocable

2.5.2.2.1 Pago por energía

| Variable | Ponderación | Variación anual proy. en 2012 - 2015 |
|---------------|-------------|--------------------------------------|
| PPI | 0.05 | 2 |
| IPPN | 0.6 | 6.45 |
| GOIL | 0.2 | 8.53 |
| WTI | 0.15 | 3.6 |
| TC | NC | 4.445 |
| Precio | | 2.57 |

Tabla 4.a) Pago por energía – Biomasa convocable
Fuente: Elaboración propia

| Variable | Ponderación | Variación anual proy. en 2016 - 2030 |
|---------------|-------------|--------------------------------------|
| PPI | 0.05 | 2. |
| IPPN | 0.6 | 5.00 |
| GOIL | 0.2 | 8.53 |
| WTI | 0.15 | 3.6 |
| TC | NC | 3 |
| Precio | | 2.88 |

Tabla 4.b)) Pago por energía – Biomasa convocable .
Fuente: Elaboración propia

2.5.2.2.2 Pago por potencia

| Variable | Ponderación | Variación anual proy. en 2012 - 2015 |
|------------------------|-------------|--------------------------------------|
| PPI | 0.23 | 2 |
| IPPN | 0.41 | 6.45 |
| Componente fijo | 0.36 | 0.00 |
| TC | NC | 4.445 |
| Precio | | 1.25 |

Tabla 5.a) Pago por potencia – Biomasa Convocable. .
Fuente: Elaboración propia

| Variable | Ponderación | Variación anual proy. en 2016 - 2030 |
|------------------------|-------------|--------------------------------------|
| PPI | 0.23 | 2.50 |
| IPPN | 0.41 | 5.00 |
| Componente fijo | 0.36 | 0.00 |
| TC | NC | 3 |
| Precio | | 1.26 |

Tabla 5.b) Pago por potencia – Biomasa Convocable.
Fuente: Elaboración propia

Si bien existen paramétricas específicas para los precios por pago de energía convocada y los de potencia disponible, el programa solo permite el ajuste de los pagos por energía convocada. Por lo tanto, se incluyó solamente la proyección de los pagos por energía convocada para el ajuste de precios de biomasa convocable.

2.5.3 Precio de GNL (Gas Natural Licuado)

Se toma como referencia de precio de GNL para el año 2013 un valor de 13 USD / millón de BTU, de acuerdo al supuesto de trabajo acordado por la Dirección Nacional de Energía, en función de los contratos disponibles de GNL de los países de la región. El escenario proyectado para la evolución de los precios del GNL, se basa en el supuesto de la explotación de *shale* gas por parte del mercado estadounidense y apertura de este país al comercio internacional del energético. Lo anterior repercutiría en aumento significativo de la oferta internacional del energético, generando una baja del precio al cual Uruguay podría comprar el GNL una vez instalada la planta regasificadora.

En base al escenario supuesto, se considera la posibilidad de realizar contratos de compra de GNL de largo plazo, en base a una paramétrica de ajuste establecida. Se toma como referencia un ajuste del GNL en base a la variación del precio del crudo (WTI) ponderado con 80% y el índice de precios del productor de EEUU (PPI) ponderado con un 20%.

Se tomó una evolución de WTI que supone una tasa de variación nominal media anual de 3.6% en el periodo desde 2013 hasta 2035, consistente con la tasa prevista en la paramétrica de los otros energéticos. La tasa de inflación de EEUU acumulativa media anual considerada en el periodo fue representada a través del índice de precios del productor de EEUU (PPI) y la misma se consideró de 2 % anual promedio

A continuación se presenta una tabla que muestra el precio (En términos constantes con base en 2013) proyectado de GNL para cada año del periodo considerado.

| Fecha | Precio GNL (USD/MMBTU) |
|-------|------------------------|
| 2013 | 13.00 |
| 2014 | 13.22 |
| 2015 | 13.45 |
| 2016 | 13.75 |
| 2017 | 14.05 |
| 2018 | 14.36 |
| 2019 | 14.68 |
| 2020 | 15.00 |
| 2021 | 15.33 |
| 2022 | 15.67 |
| 2023 | 16.01 |
| 2024 | 16.36 |
| 2025 | 16.72 |

Tabla 7) Paramétrica GNL.
Fuente: Elaboración propia

2.5.4 Precio de la generación eólica

Para la generación eólica se tomó como referencia la fórmula de precio establecida para los contratos que surgen de los decretos promocionales 403/2009, 159/2011 y 424/2012, que corresponden a 103.26 USD/MWh, 68.98USD/MWh y 68.98 USD/MWh respectivamente. La

expansión del sistema en base a energía eólica se consideró a un precio de 65 USD, de acuerdo a las proyecciones de evolución de precios discutida en el curso.

La evolución de los precios de la generación eólica se ajustó de acuerdo a la paramétrica de ajuste establecida en el pliego de condiciones que surge del decreto 403/2009, en base a la evolución de los índices: PPI (USA), IPPN (Uruguay) y TC (\$U/USD), de acuerdo a la siguiente evolución:

| Variable | Ponderación | Variación anual proy 2012 - 2015 |
|------------------------|-------------|----------------------------------|
| PPI | 0.42 | 2 |
| IPPN | 0.18 | 5 |
| Componente fijo | 0.4 | 0.00 |
| TC | NC | 3 |
| Var. Precio | | 1.19 |

2.6 Costo de falla

Se modelan los escalones de falla mediante la utilización de máquinas de falla. Los escalones de falla considerados corresponden a los vigentes para el sistema eléctrico uruguayo, según lo definido en el Decreto N° 105-013 del 2 de Abril de 2013.

| Escalón de Falla | Profundidad (%) | Costo USD/MWh |
|------------------|-----------------|---------------|
| Escalón 1 | 2 | 350 |
| Escalón 2 | 5 | 600 |
| Escalón 3 | 7.5 | 2400 |
| Escalón 4 | 85.5 | 4800 |

3 Metodología.

3.1 Escenario de referencia

Se agregan tres centrales térmicas de generación con biomasa de 40 MW cada una en el escenario de referencia.

La modalidad de contrato es del tipo “Convocable” con un período de tiempo establecido para dar el pre-aviso de desconexión. Asimismo quedan definidos los tiempos de desconexión y el requerido para programar una nueva desconexión una vez que el sistema está conectado.

- Costo variable para el despacho: 1 USD/MWh.
- Pago por energía: 74.3 USD/MWh.
- Pago por potencia: 54.6 USD/MWh.

3.1.1 Modelado del actor

El actor correspondiente a la biomasa convocable es un generador térmico básico con los costos que se detallaron anteriormente. Se considera que los tres generadores estarán disponibles desde el inicio del período de estudio (01/01/2016).

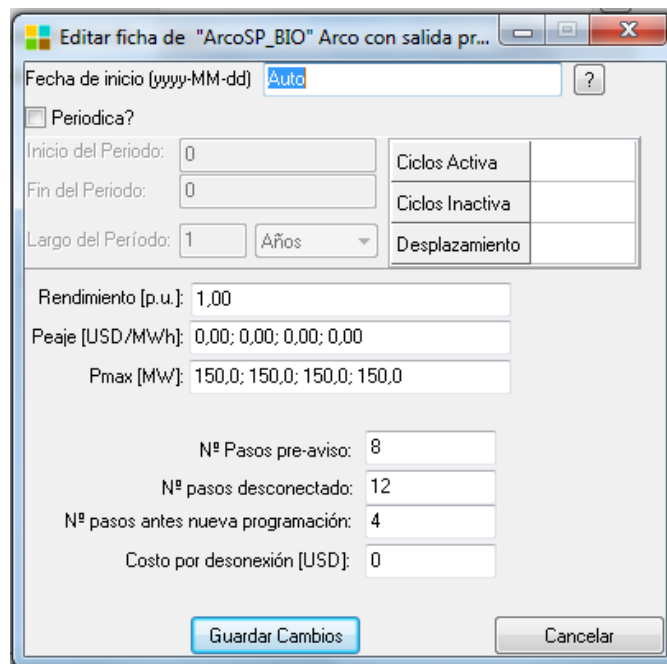
La conexión con el nodo Montevideo es por medio del nuevo nodo “NBIO”.

Asimismo el actor “Biomasa Convocable” se conecta al nodo NBIO por medio de un “Arco con Salida Programable”.

El motivo de la utilización de esta herramienta es contar con la posibilidad de optimizar la desconexión y que exista un período de pre-aviso previo a la misma.

Como se muestra en la figura a continuación es necesario definir los parámetros del arco:

Figura 1) Arco con Salida Programable.



Editar ficha de "ArcoSP_BIO" Arco con salida pr...

Fecha de inicio (yyyy-MM-dd) ?

Periodica?

Inicio del Periodo:

Fin del Periodo:

Largo del Periodo: Años

| | |
|-----------------|----------------------|
| Ciclos Activa | <input type="text"/> |
| Ciclos Inactiva | <input type="text"/> |
| Desplazamiento | <input type="text"/> |

Rendimiento [p.u.]:

Peaje [USD/MWh]:

Pmax [MW]:

Nº Pasos pre-aviso:

Nº pasos desconectado:

Nº pasos antes nueva programación:

Costo por desconexión [USD]:

Considerando que una vez que el arco se desconecta no es posible su “re-conexión” hasta que haya transcurrido el tiempo total de desconexión pre-establecido, es necesario asegurar que este período sea lo suficientemente acotado de modo tal que en los momentos en los que el sistema necesite del generador biomasa convocable pueda contar con el mismo.

Para determinar la extensión mínima de tiempo que debería programarse la desconexión, se realizaron corridas del escenario sin el actor biomasa convocable, con el fin de establecer el período de tiempo para la cual se obtiene el costo marginal más bajo en los diferentes años.

Si bien la extensión de este período depende fuertemente de las lluvias en cada año ya que años más secos generan períodos de costo marginal bajo más breves, puede observarse en general cierta regularidad en todos los años. En este sentido, en general se verifican que al menos tres meses presentan costos marginales muy por debajo de los correspondientes al resto del año. Dicho período suele comenzar en agosto y extenderse hasta fines de octubre.

Por lo expuesto anteriormente se ha utilizado un “tiempo de desconexión” de tres meses. Dado que el la “duración del paso de tiempo” es de 168 horas (1 semana), el “Nº pasos desconectado” es de 12.

Suponiendo que durante los pasos de tiempo correspondientes al período de “pre-aviso” y de “nueva programación” el sistema se encuentra conectado y sin posibilidad de optimizar la desconexión, se requiere no sobre-dimensionar la adición de ambos períodos. Por tal motivo, se entiende razonable que dicha adición sea de tres meses. La distribución será la siguiente: dos meses para dar la señal de pre-aviso (8 pasos) y un mes para programar la nueva desconexión (4 pasos).

3.2 Escenario alternativo 1

El escenario alternativo 1 contará con el actor biomasa convocable con las mismas características del escenario de referencia con la diferencia que en éste escenario, el sistema no contará con la posibilidad de optimizar la desconexión.

Es decir, en este caso el actor estará aportando energía al sistema por medio de un arco común.

Dicho arco no estará disponible por un período de tiempo de 3 meses (igual al período de desconexión del escenario de referencia) el cual se fija entre el 01/08 y el 31/10 inclusive para cada año de la simulación.

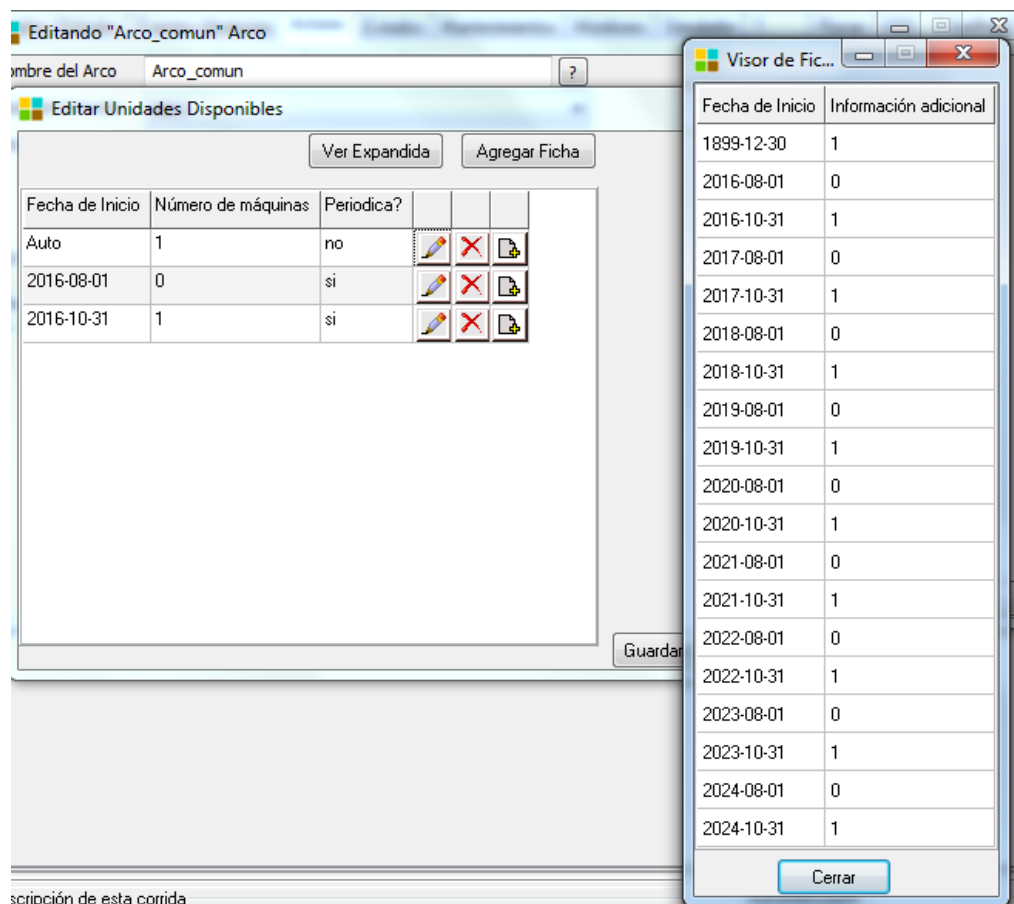


Figura 2a) Disponibilidad Arco Común (Biomasa Convocable) Escenario Alternativo 1.

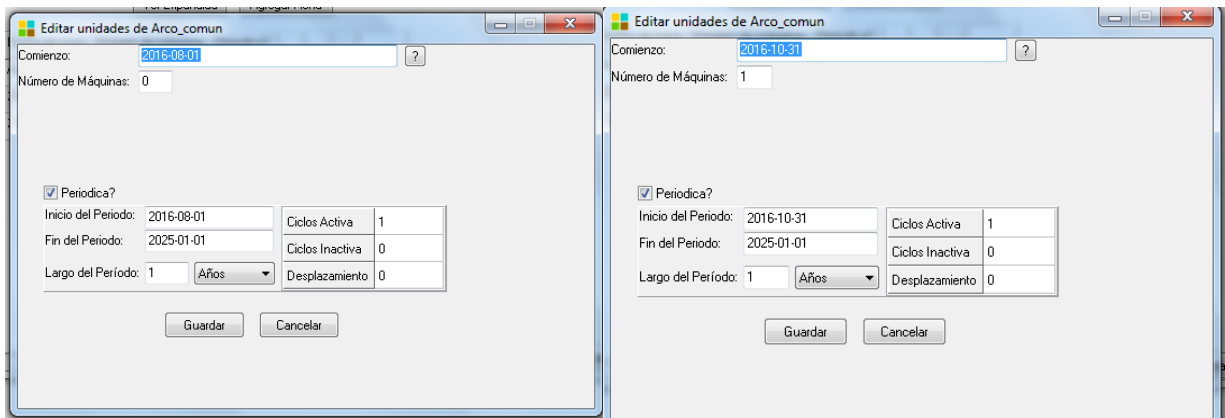


Figura 2b) Disponibilidad Arco Común (Biomasa Convocable) Escenario Alternativo 1.

3.3 Escenario alternativo 2:

Este escenario consiste en establecer que la expansión de biomasa prevista de 120 MW se realice en su totalidad con modalidad de auto-despacho. Por lo tanto, este generador se modela con un pago por energía de 111.1 USD/MWh correspondiente a dicha modalidad.

De este modo se pueden comparar los beneficios entre dicha modalidad con la posibilidad de desconectar al generador de biomasa del sistema estudiada en los escenarios anteriores.

3.4 Escenario alternativo 3:

Se optó por realizar una corrida que no tuviera en cuenta incorporación de biomasa adicional a la biomasa en modo de autodespacho que ya fue acordada. De este modo, se podría visualizar el costo/beneficio adicional en que incurriría el sistema eléctrico en caso de no disponer de biomasa convocable en el futuro.

4 Resultados del estudio

4.1 Comparación de Escenarios con biomasa

Dado que el objetivo principal del estudio es determinar la existencia de beneficios asociados a la posibilidad de generar con biomasa en modalidad flexible (es decir, “desconectando” el generador de biomasa del sistema por un período de tiempo dado) con la modalidad de auto-despacho, es que se comparan los Costos de Abastecimiento de la Demanda (CAD) promedio en todo el período de estudio para los escenarios: “Esc. de Referencia”, “Esc. Alternativo 1”, “Esc. Alternativo 2” .

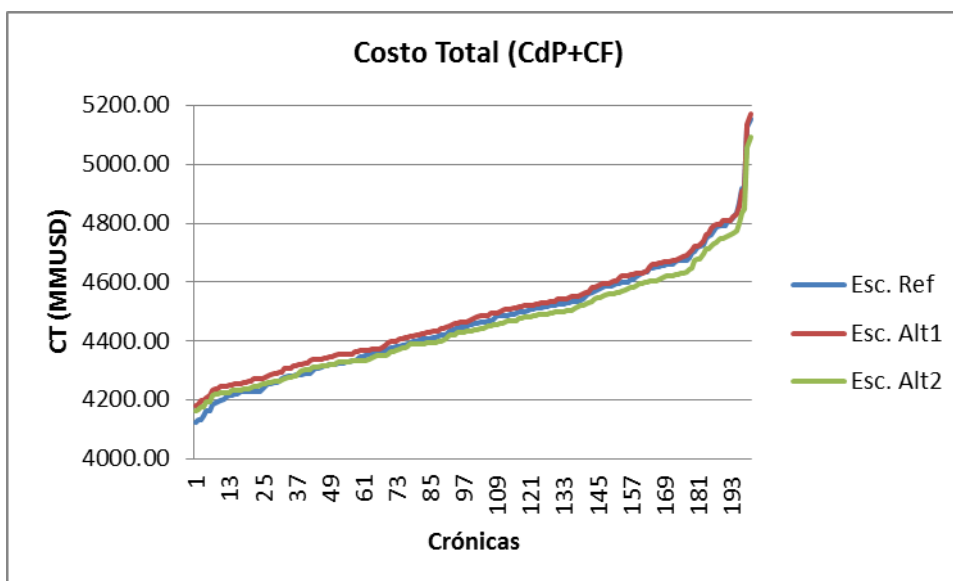
| CAD (MMUSD) | | |
|-----------------|-------------|-------------|
| Esc. referencia | Esc. Alt. 1 | Esc. Alt. 2 |
| 2886.98 | 2898.02 | 2870.98 |

El cuadro muestra que no se obtienen beneficios por desconectar el generador al sistema, es decir la modalidad de biomasa autodespachada es la más barata.

Se asume que como la desconexión del actor “biomasa convocable” en el Esc. Alternativo 1 se realizó mediante la desconexión del arco y no del generador, el sistema igualmente estará asumiendo los pagos por potencia correspondientes a los períodos de tiempo en que el generador no pudo ser convocado por desconexión del arco.

Ocurre que el ahorro que obtiene el sistema por “desconectar” el generador en períodos en los que no es económicamente conveniente generar con esta modalidad, es menor a la diferencia de costo que tiene generar biomasa en modalidad convocable (PE= 74.3 + PP=54.6 USD/MWh) respecto a generar en modalidad auto-despacho (PE=111.1).

A continuación se grafican los Costos Totales para cada una de las crónicas simuladas en los tres escenarios. Se entiende por Costo Total a la suma de los CAD de los pasos del horizonte de simulación más el Costo Final del estado de llegada de cada crónica (actualizado al inicio de la crónica).

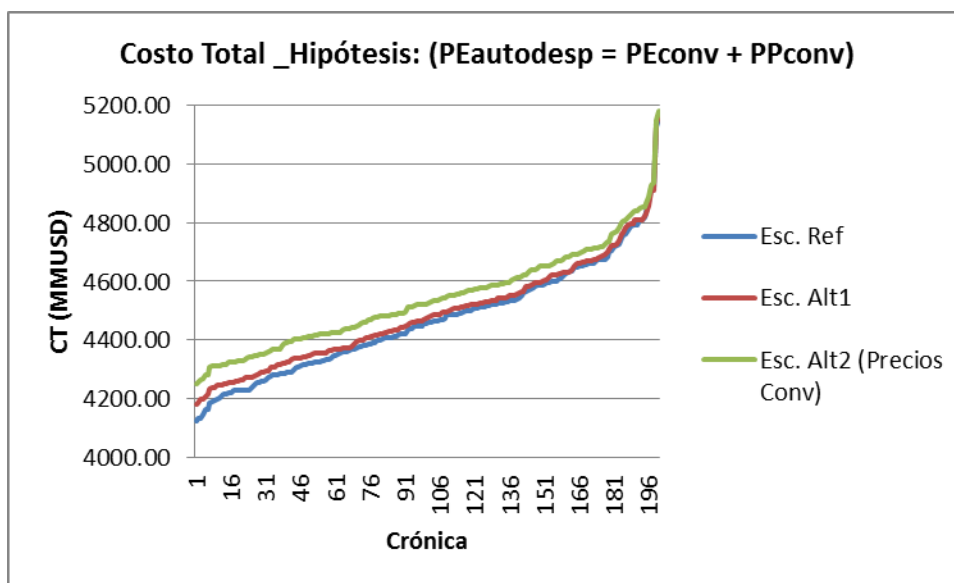


Como se puede apreciar en el gráfico el escenario correspondiente a la biomasa auto-despachada es el de menor costo para la mayor parte de las crónicas. Sin embargo, la diferencia en los costos totales para los tres escenarios es muy pequeña por lo que no existen argumentos suficientes para asegurar que una de las modalidades es más conveniente que las demás.

Para obtener beneficios por desconexión es necesario que la suma de los pagos por potencia y energía de la modalidad convocable sean igual al pago por energía de la modalidad autodespachada.

A continuación se presentan el valor del CAD promedio para el período de estudio y el gráfico de los Costos Totales utilizando la biomasa autodespachada con iguales precios que la biomasa convocable.

| CAD (MMUSD) | | |
|-----------------|-------------|-------------|
| Esc. referencia | Esc. Alt. 1 | Esc. Alt. 2 |
| 2886.98 | 2898.02 | 2934.38 |



Como es de esperar se puede visualizar en este ejercicio que la modalidad de desconexión que resulta más conveniente es la que se da por optimización.

Dado que la mayoría de los años el generador se desconecta por optimización una única vez al año, al igual que en el escenario por desconexión fija (por lo que no habría diferencias en los costos para ambos escenarios) en los años en los que el generador se desconecta por optimización más de una vez al año, se obtienen beneficios por este concepto.

Sin embargo, nuevamente las diferencias obtenidas en los costos totales para ambos escenarios son mínimas, por lo que se supone que las mismas responden al error de precisión del modelo, es decir los resultados obtenidos no son concluyentes.

Para corroborar lo anterior se realizaron las corridas de ambos escenarios (Esc. de referencia y Esc. Alternativo 1) para una semilla de simulación diferente (semilla 21).

A continuación se muestran los CAD promedio para ambos escenarios:

| CAD (MMUSD) | |
|-----------------|-------------|
| Esc. referencia | Esc. Alt. 1 |
| 2888.94 | 2900.14 |

En contraposición con lo supuesto las nuevas corridas demuestran que las diferencias se mantienen (12 MMUSD).

Si bien el optar por la modalidad de desconexión por optimización representa un ahorro correspondiente a esa diferencia, en caso de tener que escoger entre ambas modalidades no se considera que dicho ahorro sea relevante para establecer un contrato con modalidad convocable con pre-aviso de desconexión considerando que dicha característica supone un riesgo para el sistema mayor que el correspondiente a los contratos por desconexión fija.

4.2 Comparación Escenarios Alternativo 2 vs. Alternativo 3

Por último se ha realizado la comparación del escenario económicamente más conveniente (biomasa en modalidad autodespacho) con el Esc. Alternativo 3 en el que no existe expansión eléctrica en base a biomasa.

Se puede concluir que este último es el más conveniente desde el punto de vista de los CAD promedio para el período de estudio.

| CAD (MMUSD) | |
|-------------|------------|
| Esc. Alt.2 | Esc. Alt.3 |
| 2870.98 | 2672.88 |

En este caso, observamos que se sustituye básicamente con energía hidráulica en escenarios húmedos y en crónicas más secas donde el valor futuro del agua es mayor, se genera energía eléctrica a través de centrales térmicas con gas natural.

5 Conclusiones

Con los pagos por energía y potencia establecidos en el decreto 367/2010 (actualizados al primer semestre de 2013), la modalidad convocable no es económicamente conveniente frente a la modalidad de auto-despacho.

Sin embargo, si los precios fueran iguales ($PP_{\text{auto-desp}} = PE_{\text{conv}} + PP_{\text{conv}}$), se obtienen mayores beneficios al utilizar la modalidad biomasa convocable (frente a la modalidad autodespacho) con desconexión por optimización.

Con respecto a la conveniencia económica del sistema de no continuar la expansión a partir de biomasa, se podría optar por llevar a cabo esta expansión atendiendo externalidades asociadas a esta modalidad. Asimismo, la introducción de biomasa puede ser justificada por: diversificación de la matriz energética, penetración de energías renovables y uso de fuentes de energía autóctonas.

6 Posibles futuros trabajos.

Entendemos que el hecho de que la herramienta “Arco con Salida Programable” optimice únicamente la desconexión del arco de nuestro actor “biomasa Convocable” está limitando los posibles beneficios que podría tener una conexión óptima.

Por este motivo, pensamos que un posible trabajo futuro que se podría realizar para continuar con la línea de nuestro tema de estudio puede ser el de incluir la posibilidad de optimizar la conexión del arco programable.