

Valorización de la Generación con Biomasa Gestionable

Andrés Osta, Dany Pereira y Marcelo Berglavaz

Instituto de Ingeniería Eléctrica – FING.

Julio 2012

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.

Dentro de los objetivos de la política energética aprobada en 2008 se encuentra el impulso de la utilización de fuentes de energía renovables, destacándose la fijación como objetivo de la incorporación de 200 MW de generación eléctrica mediante inversión privada a partir de biomasa.

Los costos operativos de una central a partir de biomasa pueden ser notoriamente superiores a los de otras fuentes renovables (como ser la eólica), por lo que para lograr inversiones en este tipo de generación se intenta ofrecer un feed-in-tariff un tanto superior. Si bien los precios a los que se paga la energía a partir de biomasa pueden ser superiores a los de otras fuentes renovables, presenta una ventaja sustantiva que se trata de la menor aleatoriedad en la producción, siendo independiente de las condiciones climáticas y con una cierta capacidad de gestión en el despacho, entre otros factores.

Por lo tanto, es posible contar con generación renovable gestionable y en determinadas condiciones pueden ofrecerse precios más convenientes para el generador a los efectos de evitar otras formas de generación más caras y contaminantes o eventuales importaciones a mayor costo.

El análisis se centra en el estudio de la forma más conveniente de incorporación de 100 MW de potencia adicionales a partir de biomasa a la matriz eléctrica uruguaya a partir de 2015, desde el punto de vista del sistema.

Por un lado se analizará la incorporación de estos 100 MW en modalidad de autodespacho a un precio determinado. Esta situación será comparada con dos modalidades definidas de comercialización, donde el sistema cuenta con cierta capacidad de gestión sobre la planta generadora, pero a un precio superior.

Se analizarán dos posibles modalidades de gestión: primero con la posibilidad de modular la carga de la central hasta un 40%, es decir, que la planta se mantiene hasta el 40% de su capacidad nominal en condición de autodespacho y cada MW adicional será convocado o no dependiendo la conveniencia para el sistema; luego se analizará la posibilidad de operar

dichas plantas solamente durante determinadas épocas del año, manteniéndose como máximo tres meses al año apagadas (períodos de mayor hidraulicidad).

En resumen, se realizará un análisis comparativo de los siguientes casos para la incorporación de 100 MW adicionales:

- a) Modalidad 100% autodespachada
- b1) Modalidad 40% autodespacho y 60% restante convocable
- b2) Modalidad autodespacho gestionable por ventanas de tiempo

2 Hipótesis de trabajo.

2.1 Horizonte de simulación y optimización

El estudio se realizará para un período de tiempo de 10 años, comenzando el 1/1/2015 (fecha finalización 1/1/2025), haciendo que el horizonte de optimización sea el 1/1/2030. Se coloca una fecha posterior para la optimización que para la simulación para evitar que se despache la totalidad del recurso hídrico acumulado al final del último período.

2.2 Actores a introducir en el modelo

A los efectos de simular las distintas condiciones a estudiar se introdujeron dos nuevos actores a las salas de largo plazo manejadas durante el curso, con las características que se describirán a continuación.

2.2.1 Actor Biomasa_Autodespachada

Se considera a la potencial ampliación de biomasa de 100 MW como cinco centrales de 20 MW en modalidad de autodespacho. Fue escogida dicha potencia pues se trata de la que más ofertas tuvo en la presentación al último llamado para generadores a partir de biomasa en el marco del Decreto 367/010; se trató de un total de once proyectos, que representan más del 60% del total de la suma de potencias de todas las ofertas.

Para simular la situación en la que las plantas de biomasa tienen la capacidad de moderar la carga hasta un mínimo técnico de un 40% de carga se divide al generador en dos actores: por un lado Biomasa_Autodespachada y por otro Biomasa_Convocable. Se considera que el despacho mínimo del generador (hasta 40% de su potencia instalada) el mismo puede hacerlo de modo autodespachado, en las mismas condiciones que el caso 1. Por tal motivo, se utilizará este actor como cinco plantas autodespachadas con potencia total de 40 MW.

Las plantas asociadas a este actor se considerarán operativas desde el 1/1/2015 para los casos 1 y 2a. Para el caso 2b este actor no participará de dicha corrida, por lo que se eliminan las fichas generadas asociadas al mismo.

2.2.2 Actor Biomasa_Convocable

De la ampliación de 100 MW de biomasa se analizarán las dos opciones mencionadas de gestión (casos b1 y b2), introduciendo el presente actor.

Para el caso b1 se mencionó que el actor Biomasa_Autodespachada representará el 40% de la potencia disponible. El 60% restante será gestionable, es decir que tendrá una modalidad de despacho convocable con un costo variable determinado, de manera que si el costo marginal es mayor a dicho costo se convocará a este generador para que entregue la potencia que haya puesto a disposición (de acuerdo con su disponibilidad fortuita).

Observando los resultados de la corrida de biomasa autodespachada (caso a) se obtienen los pasos durante los cuales el costo marginal fue el mínimo durante el año. Considerando que las centrales de biomasa toleran hasta 3 meses apagadas durante el año, se hace coincidir esa ventana de tiempo con el período en que el costo marginal haya sido mínimo durante el año.

2.2.3 Otros actores del modelo

Los otros que participaron de acuerdo a las salas utilizadas son los siguientes:

- Demanda: Está dada a partir del año base 2007 con una tasa de crecimiento promedio anual del 4,5%. En 2015 se adiciona además la eventual demanda de una minera de características similares a lo planteado por Aratirí con un costo de U\$S 500/MWh.
- Eólicos:
 - o Parque 1 con 640 MW a partir de 01/05/2014 hasta 2500 MW el 01/05/2026.
 - o Parque 2 con 76 MW a partir de 01/09/2013
 - o Parque 3 con 76 MW a partir de 01/05/2014
 - o Parque 3 con 180 MW a partir de 01/05/2014
- Otros térmicos:
 - o 152 MW de generación privada autodespachada partir de 01/01/2014 (considerando actuales centrales de biomasa y eólicas)
 - o 540 MW de Ciclo Combinado con gas natural.
 - o 200 MW de CTR con gas oil.
 - o 80 MW de Motores de la Batlle con fuel oil.
 - o 294 MW de PTI con gas natural.
 - o 15 MW de TGAA con gas oil.
- Hidráulicos:
 - o Salto Grande, generador hidráulico de pasada con 7 máquinas de 135 MW cada una.
 - o Bonete, generador hidráulico con embalse con 4 máquinas de 38.8 MW encadenada con central de descarga Baygorria.
 - o Baygorria, generador hidráulico de pasada con 3 máquinas de 36 MW cada una encadenada con central de descarga Palmar.
 - o Palmar, generador hidráulico de pasada con 3 máquinas de 111 MW cada una.
- Interconexiones internacionales:
 - o Argentina:

- Potencia máxima 2000 MW.
- Precio de venta 10 USD/MWh.
- Brasil:
 - Rivera-Livramento, potencia máxima 70 MW.
 - Conversora Melo, potencia máxima 500 MW.

2.3 Fuentes de Precios

Para el presente trabajo se realizó una actualización de precios y paramétricas de acuerdo a lo siguiente.

2.3.1 Actualización de los precios al inicio del período de optimización y simulación (1/1/2015)

2.3.1.1 Precio del WTI

El WTI es el West Texas Intermediate (WTI – Cushing) y su precio es relevante para la determinación del costo de generación del parque térmico con combustible fósil. La evolución de este precio va a ser el indicador de la evolución del costo de generación de los actores térmicos con combustible fósil. Se considera como momento base diciembre de 2011, y luego se actualiza el precio a 01/01/2015 utilizando una proyección de la tasa acumulativa anual del precio del WTI en el período 2012 – 2014.

El precio del WTI a diciembre de 2011 es USD/bbl 98,56, según la US Energy Information Administration (EIA)

En el período 2012 – 2014 se asume como tasa de variación real acumulativa media anual del precio del WTI igual a 1,87 %, en base a la proyección realizada en el Annual Energy Outlook 2012 de la misma para el período 2012 – 2035.

Para expresar la variación del precio del WTI en términos nominales, se utiliza la proyección del Annual Energy Outlook 2012 de la tasa de inflación acumulativa media anual de EEUU en el período 2012 – 2015, la cual asciende a 1,73 %.

En este marco, la tasa de variación nominal acumulativa media anual del precio del WTI en el período 2012 - 2014 asciende a 3,632 %, y por lo tanto la proyección del nivel del precio al 01/01/2015 es USD/bbl 109,7, con lo cual se aproxima a USD/bbl 110.

2.3.1.2 Precio de la energía eólica

Se consideraron los precios de la energía eólica resultantes de los procedimientos competitivos realizados por UTE en el marco de los Decretos 403/009, 159/011 y 424/011, resultando tres precios representativos de la energía eólica.

Cada precio representativo es el promedio de los precios de las ofertas adjudicadas en cada procedimiento competitivo ponderado por las potencias nominales a instalar.

El momento base asociado a los precios representativos se considera el final del año anterior al año del Decreto que da lugar a cada procedimiento competitivo.

El ajuste del precio de la energía eólica se realiza en base a la paramétrica establecida a tales efectos en el Contrato de compraventa de energía eléctrica, suponiendo por simplicidad que el factor de ajuste del precio de la energía eléctrica adjudicado de acuerdo al porcentaje de componente nacional de la inversión en la central asociada efectivamente utilizado es cero.

$$P_t = P_o \times \{0,4 + 0,6 \times CE \times (PPI_t/PPI_0) + 0,6 \times CN \times (IPPN_t/IPPN_0) \times (TC_0/TC_t)\}$$

Donde:

P_t = es el precio de la energía contratada correspondiente al año t en USD/MWh

P_o = es el precio de la energía eléctrica adjudicado en USD/MWh

CE = es el peso del componente extranjero de la inversión en la central asociada resultante

CN = es el peso del componente nacional de la inversión en la central asociada resultante

PPI = es el Índice de Precios al Productor de EEUU, categoría bienes finales (serie WPUSOP3000) elaborado por la oficina de estadísticas laborales del Departamento del Trabajo del gobierno de EEUU.

IPPN = es el Índice de Precios al Productor de Productos Nacionales, elaborado por el Instituto Nacional de Estadísticas del Uruguay.

TC = es la cotización dólar estadounidense interbancario billete compra promedio mensual publicado por el Banco Central del Uruguay.

El ajuste de los precios de la energía eólica a diciembre de 2011 se realizó utilizando la paramétrica explicitada anteriormente en base a valores históricos. Se asumió para todos los casos, que el valor del CN asciende a 0,3, valor promedio declarado de las ofertas presentadas en el marco de los Decretos 403/009, 159/011 y 424/011.

Asimismo, el ajuste de los precios al inicio del año 2015 se realizó utilizando la misma paramétrica y el valor del CN = 0,3, pero en base a proyecciones de las variables involucradas en la misma. Las proyecciones utilizadas son las siguientes:

Evolución proyectada en el período 2012 - 2015	
Variable	Variación anual proyectada
PPI	1,73
IPPN	6,445
TC	4,715
Precio de la energía eólica	1,02

La proyección de la variable PPI corresponde a la ya mencionada proyección en el Annual Energy Outlook 2012. Si bien esta proyección corresponde a la tasa de inflación de EEUU, la cual estrictamente se asocia a la evolución del CPI (Consumer Price Index), existe una muy fuerte correlación entre las mismas en el largo plazo, como lo muestra la comparación de la evolución de ambas variables en el período 1968 – 2011.

	PPI	CPI
Variación promedio acumulativa anual (%)	3,87	4,40

Discrepancia CPI - PPI 1968 - 2011	13,9%
---	--------------

La proyección de la variable IPPN toma como referencia la meta oficial de inflación de Uruguay de mediano plazo y una previsión de convergencia de la tasa de inflación actual hacia la misma en base a las expectativas de inflación del sector privado en el corto plazo, las cuales son relevadas por la encuesta de expectativas de inflación del BCU. La tasa de inflación interna meta para el mediano plazo es del 5 % anual, la tasa de inflación que esperan los agentes económicos en el 2012 es 7,8 % y en el año 2013 6,9 %. El supuesto de este análisis es que la tasa de inflación interna se va reduciendo en un nivel de 0,9 %, de igual forma a lo que esperan los agentes económicos entre 2012 y 2013. En este sentido, la evolución esperada de la tasa de inflación interna es la siguiente:

Año	Tasa de inflación interna (%)
2012	7,8
2013	6,9
2014	6
2015	5,1

En síntesis, la tasa de inflación interna acumulativa promedio anual en el período 2012 – 2015 es 6,445 %. A partir del año 2016 se asume que la tasa de inflación interna anual es igual a la meta de mediano plazo.

La misma observación que se realizó previamente con respecto a que la tasa de inflación se refiere estrictamente a un índice de precios del consumidor y no del productor, corresponde a este análisis. En rigor, las consideraciones previas corresponden a la evolución del IPC (Índice de Precios al Consumidor), pero al igual que en el caso de EEUU, en Uruguay también existe una muy fuerte correlación en el largo plazo entre la evolución del IPC y del IPPN. Esta consideración se puede apreciar comparando la evolución de ambos índices en el período 1968 – 2011.

	IPPN	IPC
Variación promedio acumulativa anual (%)	37,66	37,95

Discrepancia IPC – IPPN	0,8%
--------------------------------	-------------

Con respecto a la proyección de la variación del tipo de cambio nominal entre el peso y el dólar estadounidense, se asume el cumplimiento del modelo monetario de la inflación. La ecuación que resume este modelo es la siguiente:

$$(1 + i) = (1 + r) \times (1 + g)$$

Donde:

i = tasa de inflación interna

r = tasa de inflación internacional

g = tasa de variación del tipo de cambio nominal

Como estamos analizando la variación del tipo de cambio nominal entre el peso y el dólar estadounidense, la tasa de inflación internacional es la tasa de inflación de EEUU.

A partir de la ecuación del modelo monetario de la inflación, y de las proyecciones de las tasas de inflación interna e internacional, podemos estimar la proyección de la variación del tipo de cambio nominal. Dado entonces que se asume una tasa de inflación internacional anual de 1,73 % en el período 2012 – 2015 y una tasa de inflación interna anual de 6,445 % en el mismo período, la tasa de variación anual del tipo de cambio nominal estimada es de 4,715 %.

Este modelo tiene una fuerte evidencia empírica en el largo plazo, como lo muestra la variación del tipo de cambio nominal en el período 1968 – 2011.

	TC
Variación promedio acumulativo anual (%)	29,24

Si se consideran las variaciones de los índices de precios al consumidor, tanto en Uruguay como en EEUU, el grado de explicación del modelo en el período 1968 – 2011 de la variación del tipo de cambio nominal es de un 92 %, mientras que si se consideran las variaciones de los índices de precios al productor en ambos países, el grado de explicación del modelo es de 91 %.

En la siguiente tabla se explicitan los precios promedio de la energía eléctrica correspondientes a los procedimientos competitivos asociados a los diferentes Decretos, en el momento base, a diciembre de 2011 y al inicio del año 2015.

Descripción del precio	Momento	Valor (USD/MWh)
Precio promedio - Decreto 403/009	Dic-08	85,35
Precio promedio - Decreto 159/011	Dic-10	64,05
Precio promedio - Decreto 424/011	Dic-10	64,05
Precio promedio - Decreto 403/009	Dic-2011	99,68
Precio promedio - Decreto 159/011	Dic-2011	66,59
Precio promedio - Decreto 424/011	Dic-2011	66,59
Precio promedio - Decreto 403/009	01/01/2015	102,77
Precio promedio - Decreto 159/011	01/01/2015	68,65
Precio promedio - Decreto 424/011	01/01/2015	68,65

2.3.1.3 Precio de la energía generada a partir de biomasa

Con respecto al criterio del precio de la energía generada y vendida al sistema, existen dos grupos de agentes bien diferenciados.

Por un lado, el actor denominado “Generación Distribuida”, integrado por los generadores de energía eléctrica a partir de biomasa de pequeña escala previos al Decreto 367/10, por UPM, por Montes del Plata y por los generadores eólicos previos al Decreto 403/009. A este actor se le asigna el precio promedio ponderado por las potencias contratadas actualizado a diciembre de 2011 de los generadores a partir de biomasa de pequeña escala. La razón de esta simplificación se basa en que la diferencia de precios de los diferentes agentes de esta categoría no es relevante, y asimismo, en que la generación eólica tiene una incidencia menor en el grupo.

Por otro lado, se define un segundo grupo según el precio de la energía eléctrica generada, el cual está asociado a los precios del Decreto 367/010, sin considerar el incentivo por incorporación de componente nacional en la inversión, planteado por el referido Decreto. Este

grupo estará constituido por los generadores que se adhieran en condiciones iguales a las del Decreto 367/10, los cuales se supone representarán 100 MW a partir del 01/01/2015 y cuyo comportamiento será objeto del presente análisis.

Con respecto a la paramétrica de ajuste del precio, ésta es la misma para ambos actores, y es la establecida por el Decreto 367/10 para la Opción 1.

Paramétrica del precio de la energía no sujeta a despacho

$$P_t = P_0 \times \{0,21 + 0,1 \times (PPI_t/PPI_0) + 0,44 \times (IPPN_t/IPPN_0) \times (TC_0/TC_t) + 0,15 \times (GOIL_t/GOIL_0) \times (TC_0/TC_t) + 0,1 \times (WTI_t/WTI_0)\}$$

Paramétrica del precio máximo de la energía convocada

$$P_t = P_0 \times \{0,05 \times (PPI_t/PPI_0) + 0,6 \times (IPPN_t/IPPN_0) \times (TC_0/TC_t) + 0,2 \times (GOIL_t/GOIL_0) \times (TC_0/TC_t) + 0,15 \times (WTI_t/WTI_0)\}$$

Paramétrica del precio de la potencia disponible convocable

$$P_t = P_0 \times \{0,36 + 0,23 \times (PPI_t/PPI_0) + 0,41 \times (IPPN_t/IPPN_0) \times (TC_0/TC_t)\}$$

La única variable diferente de las definidas previamente incluida en las dos primeras paramétricas es la variable GOIL, la cual representa al precio del gas oil común publicado por ANCAP. Debido al gran peso del precio del petróleo en la formación del precio del gas oil, se supone que la variación de su precio en pesos está determinada por la variación del precio del petróleo expresada en pesos. Dadas las proyecciones explicitadas del precio del petróleo y del tipo de cambio nominal en el período 2012 – 2015, la tasa de variación nominal acumulativa media anual del precio del gas oil en pesos es 8,52 %.

El período en el que se realiza el ajuste de los precios de la energía generada a partir de biomasa en este estudio es anual.

En el presente marco de análisis, la variación anual proyectada del precio de la energía no sujeta a despacho en el período 2012 – 2015 es la siguiente:

Variable	Variación anual proyectada en 2012 - 2015
PPI	1,73
IPPN	6,445
GOIL	8,52
WTI	3,63
TC	4,715
Precio de la energía	1,81

La variación anual proyectada del precio máximo de la energía convocada es la siguiente:

Variable	Variación anual proyectada en 2012 - 2015
PPI	1,73
IPPN	6,445
GOIL	8,52
WTI	3,63
TC	4,715
Precio de la energía	2,35

La variación anual proyectada del precio de la potencia disponible convocable es la siguiente:

Variable	Variación anual proyectada en 2012 - 2015
PPI	1,73
IPPN	6,445
TC	4,715
Precio de la energía	1,08

Dadas las variaciones históricas y las proyecciones asumidas para el período 2012 – 2015 de las variables incorporadas en las paramétricas, en la siguiente tabla se explicitan los diferentes precios de la energía eléctrica analizados, en el momento base, a diciembre de 2011 y al inicio del año 2015.

Descripción	Momento	Unidad	Valor
Precio de la energía no sujeta a despacho	Dic-10	USD/MWh	92
Precio de la potencia disponible convocable	Dic-10	USD/MW-h	48
Precio máximo de la energía convocada	Dic-10	USD/MWh	59
Precio de la energía no sujeta a despacho	Dic-11	USD/MWh	102,88
Precio de la potencia disponible convocable	Dic-11	USD/MW-h	51,64
Precio máximo de la energía convocada	Dic-11	USD/MWh	68,27

Precio promedio biomasa anterior Decreto 367/10	Dic-11	USD/MWh	101,12
---	--------	---------	--------

Descripción	Momento	Unidad	Valor
Precio de la energía no sujeta a despacho	01/01/2015	USD/MWh	108,57
Precio de la potencia disponible convocable	01/01/2015	USD/MW-h	53,33
Precio máximo de la energía convocada	01/01/2015	USD/MWh	73,20
Precio contratos - Decreto 367/10	01/01/2015	USD/MWh	106,70

3 Metodología.

El presente trabajo compara distintas opciones de incorporación de nueva generación a partir de biomasa, analizando los beneficios de la incorporación de biomasa y de los relativos entre cada una de las alternativas de incorporación. El parámetro a considerar para el análisis de las distintas opciones será el Costo Anual de Abastecimiento a la Demanda en corridas a largo plazo, con paso semanal. Si bien no se trata de la variable más relevante para el análisis, también se observará el comportamiento del Costo Medio.

Dados los cambios mencionados en las fuentes de precios, se optó por una metodología distinta en la estructura de precios relativos que será descrita a continuación.

Para poder observar los resultados de los cambios propuestos al sistema mediante la introducción de los distintos actores también se generan modificaciones en la plantilla de resultados de SimRes3.

3.1 Introducción de cambios en la estructura de precios relativos durante el período de optimización y simulación

El análisis de la estructura de precios relativos realizada en el presente trabajo corresponde al estudio del comportamiento diferencial en el período de optimización y simulación definido previamente, del precio del WTI, del precio de la energía generada a partir de biomasa y del precio de la energía eólica.

La evolución esperada asumida del precio del petróleo en el período 2015 – 2030 se basa en la proyección del Annual Energy Outlook 2012 de la misma para el período 2012 – 2035. La misma proyecta, como se mencionó anteriormente, que la variación real acumulativa media anual del precio del WTI será igual a 1,87 % en el período 2012 – 2035, que la tasa de inflación acumulativa media anual de EEUU en el período 2012 – 2015, ascenderá a 1,73 %, y que la misma variable en el período 2016 – 2035 ascenderá a 2,2 %. En este marco, la tasa de variación nominal acumulativa media anual del precio del WTI será de 3,632 % en el 2015 y de 4,11 % en el período 2016 – 2030.

Para reflejar la evolución esperada del precio de la energía generada a partir de biomasa en el período 2015 - 2030, debido a que el diseño del SimSEE permite vincular la evolución del mencionado precio a la evolución del precio del WTI, se asumió la existencia de una regresión lineal simple entre el precio de la energía generada a partir de biomasa y el precio del WTI para estimar el parámetro que vincula ambos precios:

Precio de la energía biomasa = constante de la regresión + b * precio del WTI

b = parámetro que vincula ambos precios

Se estimó el parámetro b para el precio de la energía no sujeta a despacho y para el precio de la energía convocada, a través del Método de Mínimos Cuadrados Ordinarios. Luego para estimar el parámetro constante que debe ingresarse a la ficha del SimSee se hizo 1 – el parámetro que vincula ambos precios ya mencionado. Los resultados son los siguientes:

Precio de la energía no sujeta a despacho:

Parámetro que vincula al precio WTI = 0,2705

Constante = 0,7295

Precio de la energía convocada:

Parámetro que vincula al precio WTI = 0,32915

Constante = 0,67085

Para construir las series de valores de los precios de la energía no sujeta a despacho y de la energía convocada en el período 2016 - 2030, se utilizaron las siguientes proyecciones de las variables que integran las paramétricas:

Precio de la energía no sujeta a despacho

Variable	Variación anual proyectada en 2016 - 2030
PPI	2,20
IPPN	5,00
GOIL	7,03
WTI	4,11
TC	2,80
Precio de la energía	2,19

Precio de la energía convocada

Variable	Variación anual proyectada en 2016 - 2030
PPI	2,20
IPPN	5,00
GOIL	7,03
WTI	4,11
TC	2,80
Precio de la energía	2,83

Dado que el diseño actual del SimSEE no prevé la incorporación de un índice de precio que ajuste el precio de la energía eólica en el período de simulación, se optó por deflactar la previsión de largo plazo de los precios del petróleo, el cual ajusta el costo de generación del parque térmico de combustible fósil, y de la energía generada a partir de biomasa, por el precio de la energía eólica, para reflejar los cambios de precios relativos en el largo plazo de estas tres fuentes de generación de energía eléctrica.

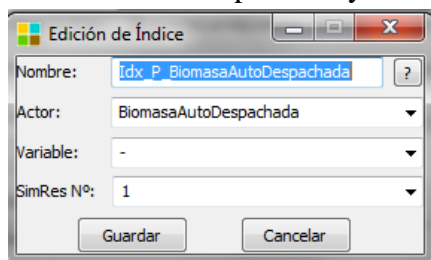
Evolución proyectada en el 2015	
Variable	Variación anual proyectada
PPI	1,73
IPPN	6,445
TC	4,715
Precio de la energía eólica	1,02

Evolución proyectada en el período 2016 – 2030	
Variable	Variación anual proyectada
PPI	2,2
IPPN	5
TC	2,8
Precio de la energía eólica	1,31

3.2 Modificaciones en la plantilla de Resultados de SimRes3

A los efectos de visualizar los resultados obtenidos se modificaron y agregaron los siguientes ítems:

- Índices:
 - Idx_BiomasaAutodespachada e Idx_BiomasaConvocable, relacionados con BiomasaAutoDespachada y BiomasaConvocable respectivamente.



- Variables crónicas:
 - eBioAu y eBioCo: para representar las potencias medias en un paso de tiempo
 - eaBioAu y eaBioCo: para representar las energía en un determinado paso de tiempo
- Operaciones Crónicas:
 - Se introducen operaciones de tipo sumaproducto con duración de poste de eBioCo y eBioAu
- Post-Operaciones
 - Cambiopaso_de_tiempo: se introduce esta post-operación para modificar de un paso de tiempo semanal a anual para las variables asociadas a BiomasaConvocada y a BiomasaAutodespachada.
 - Cronvarporreal:
 - Por un lado se divide a las variables eBioAu y eBioCo entre 168 (multiplico por 0,005952...) para obtener la potencia promedio durante el paso de tiempo.
 - Por otro lado, se multiplica a la variable asociada a la energía anual acumulada si mal no recuerdo por 0,001, para convertirla de MWh a GWh.
 - Multiordenar: se agregan a los resultados eaHidro y ehid_pm12 las variables crónicas introducidas.

Índices	Variables Crónicas	Operaciones Crónicas	Post Operaciones	Impresión de Variables Crónicas	Ejecutar	?
Agregar Post Operación						
Tipo de operación	Resultados	Parámetros variables crónicas	Parámetros adicionales			
cambioPasoDeTiempo	cmgUy2m	cmg_UY_P2	horasPasoNuevo= 730, promediar= si			
cambioPasoDeTiempo	cmgUy3m	cmg_UY_P3	horasPasoNuevo= 730, promediar= si			
cambioPasoDeTiempo	cmgUy4m	cmg_UY_P4	horasPasoNuevo= 730, promediar= si			
cambioPasoDeTiempo	cmgUym	cmg_uy	horasPasoNuevo= 730, promediar= si			
cambioPasoDeTiempo	eHid_anual	eHid	horasPasoNuevo= 8765, promediar= no			
cronVarPorReal	eHid_anual	eHid_anual	real= 0,001			
MultiOrdenar	eaHidro	eaBio, eaEol, eaTerm, eaImp, eaDem, e...	-			
MultiOrdenar	ehid_pm12	eFalla, eFO, eGO, eEol, eBio, eImpAg,...	-			
cambioPasoDeTiempo	eaBio	eBio	horasPasoNuevo= 8760, promediar= no			
cronVarPorReal	eaBio	eaBio	real= 0,001			
cronVarPorReal	eBio	eBio	real= 0,00595238095238			
cambioPasoDeTiempo	eaBioCo	eBioCo	horasPasoNuevo= 8760, promediar= no			
cambioPasoDeTiempo	eaBioAu	eBioAu	horasPasoNuevo= 8760, promediar= no			
cronVarPorReal	eaBioCo	eaBioCo	real= 0,001			
cronVarPorReal	eaBioAu	eaBioAu	real= 0,001			
cronVarPorReal	eBioCo	eBioCo	real= 0,00595238095238			
cronVarPorReal	eBioAu	eBioAu	real= 0,00595238095238			

- Impresión de variables crónicas: aquí se agregan a los CompararValoresMultiplesCronVars las variables crónicas recientemente agregadas, para cada uno de las crónicas variables según los distintos regímenes de lluvias. Se agrega además una matriz de datos para las variables eBioAu, eBioCo, eaBioAu y eaBioCo.

3.3 Descripción de los distintos escenarios de estudio

Para el análisis de cada caso particular se realizaron los siguientes cambios en el los actores introducidos como generadores térmicos simples. En todos los casos la disponibilidad fortuita asociada fue 0,8.

Caso (a) 100 MW de Biomasa Autodespachada

Actor	Biomasa_Autodespachada	Biomasa_Convocable
Potencia / unidad (MW)	20	0
Costo variable (US\$/MWh)*	1	0
Pago por potencia (US\$/MWh)	50	0
Pago por energía (US\$/MWh)	57,6	0
Cantidad unidades disponibles	5	0
Fecha disponible	1/1/2015	1/1/2015

* Se menciona Costo Variable 1 US\$/MWh, pues a pesar de ser autodespachado la energía eólica tiene prioridad en el despacho al tener asignado un Costo Variable de 0 US\$/MWh por decreto.

Caso (b1) 100 MW de Biomasa Gestionable a cargas parciales

Actor	Biomasa_Autodespachada	Biomasa_Convocable
Potencia / unidad (MW)	8	12
Costo variable (US\$/MWh)	1	53,3
Pago por potencia (US\$/MWh)	50	0

Pago por energía (US\$/MWh)	57,6	73,2
Cantidad unidades disponibles	5	5
Fecha disponible	1/1/2015	1/1/2015

Caso (b2) 100 MW de Biomasa Gestionable por ventanas de tiempo

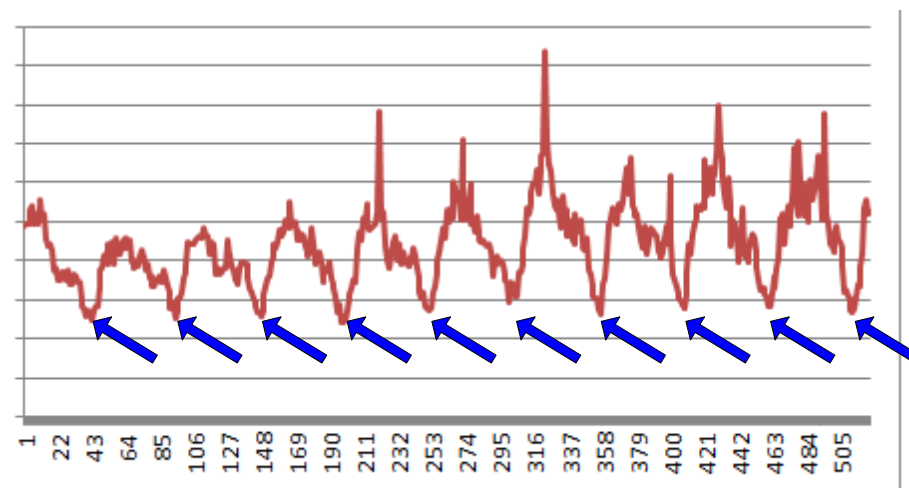
Si bien el generador opera en modalidad de Autodespacho durante el período operativo (9 meses), la posibilidad del sistema de elegir dicha ventana de tiempo debe reflejarse en algún beneficio económico. Dicho beneficio se a partir de un pago por la energía despachada a un precio final igual al promedio entre los casos (a) y (b1).

Actor	Biomasa_ Autodespachada	Biomasa_ Convocable
Potencia / unidad (MW)	0	20
Costo variable (US\$/MWh)	0	1
Pago por potencia (US\$/MWh)	0	0
Pago por energía (US\$/MWh)	0	116,5
Cantidad unidades disponibles	0	5
Fecha disponible	1/1/2015	1/1/2015**

** Con períodos en los que no se encuentra disponible de acuerdo al valor del costo marginal del caso a.

Para analizar los períodos de tres meses durante los cuales el costo se realizó una corrida simple y se analizó los 12 pasos durante los cuales el costo marginal acumulado sea mínimo durante el año.

Como se observa en el gráfico de la Figura siguiente, el costo marginal de la corrida de biomasa autodespachada presenta sus mínimos con relativa periodicidad, comenzando ésta a fines de agosto.

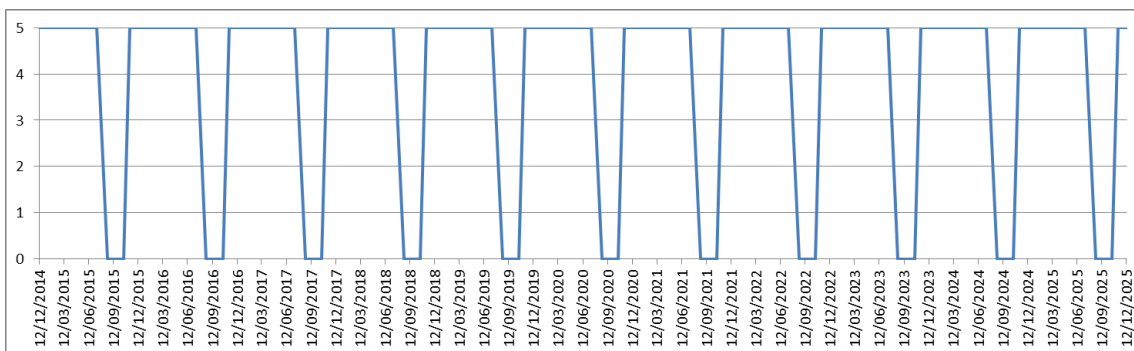


La siguiente tabla muestra los días en los cuales la simulación arrojó el costo marginal mínimo (acumulado de los doce pasos siguientes) para cada año:

Año	Día	Día Juliano
2015	03/09/2015	246
2016	01/09/2016	244
2017	24/08/2017	236
2018	30/08/2018	242
2019	29/08/2019	241
2020	27/08/2020	239
2021	02/09/2021	245
2022	25/08/2022	237
2023	07/09/2023	250
2024	05/09/2024	248
Promedio	31/08	244

Por tal motivo, para el actor Biomasa_Convocable, se decide generar una ficha periódica, con todas las unidades disponibles salvo en los 12 pasos siguientes al 31/08 (244) de cada año. Las siguientes figuras muestran algunas de las configuraciones introducidas en el sistema para obtenerlo.

De esta manera, la ficha extendida muestra la siguiente forma:



Un procedimiento similar se aplica para gestionar la generación apagando dos meses.

3.4 Introducción del ajuste al valor del CAD resultante de la simulación para aproximarse a su valor nominal esperado

Debido a que la evolución considerada del precio del petróleo y de la energía generada a partir de biomasa en el período de análisis se deflactó por la evolución del precio de la energía eólica, el Costo de Abastecimiento de la Demanda esperado resultante del proceso de simulación debería ajustarse por la evolución de dicho precio para aproximarse al valor nominal esperado.

Debido a que los valores de los precios asociados al comercio internacional de energía eléctrica no se incorporaron al análisis de la estructura de precios relativos estudiada anteriormente, el ajuste del Costo de Abastecimiento de la Demanda resultante de la simulación por la tasa de variación acumulativa anual media proyectado del precio de la energía eólica, implica que se considere el mismo incremento para los precios de la energía comercializada internacionalmente, lo cual representa una limitación de este proceso de ajuste. Sin embargo, dada la mayor importancia de la energía eólica generada con respecto a la energía comercializada internacionalmente para el abastecimiento de la demanda en el período de análisis, el ajuste propuesto implica una mejor aproximación al valor nominal esperado del CAD que su no realización.

Dado que los valores de los precios relevantes en el horizonte de tiempo del análisis se consideran en términos nominales, la tasa de descuento a considerar para actualizar los valores a dólares del año 2015 debe ser nominal. En este trabajo se supone que la tasa de descuento nominal anual en dólares es del 12 %.

3.5 Introducción de variantes frente al caso base

Estas variantes no serán introducidas pero se consideran pueden ser de interés en un análisis más detallado:

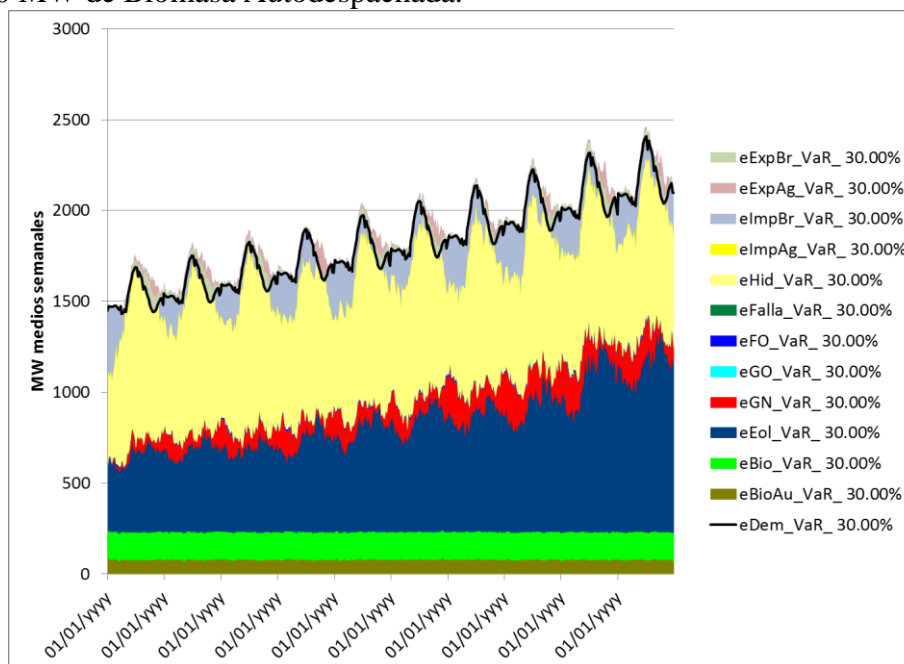
- Modificación de los costos variables, precios por energía y potencia de las distintas modalidades de despacho de biomasa.
- Variación de la ventana de tiempo para el caso (b2), incluso escogiendo el óptimo entre 4 y 12 pasos según el año. Asimismo, podrían considerarse variaciones en la disponibilidad fortuita, aumentando la misma en la medida que aumenta la duración de la ventana de tiempo.
- Eventuales restricciones en las importaciones de energía debido a indisponibilidades del socio comercial. En ese caso sería de interés evaluar cuánto más se convoca al caso (b1) y si continúa siendo conveniente la misma ventana de tiempo que antes para el caso (b2).

4 Resultados del estudio

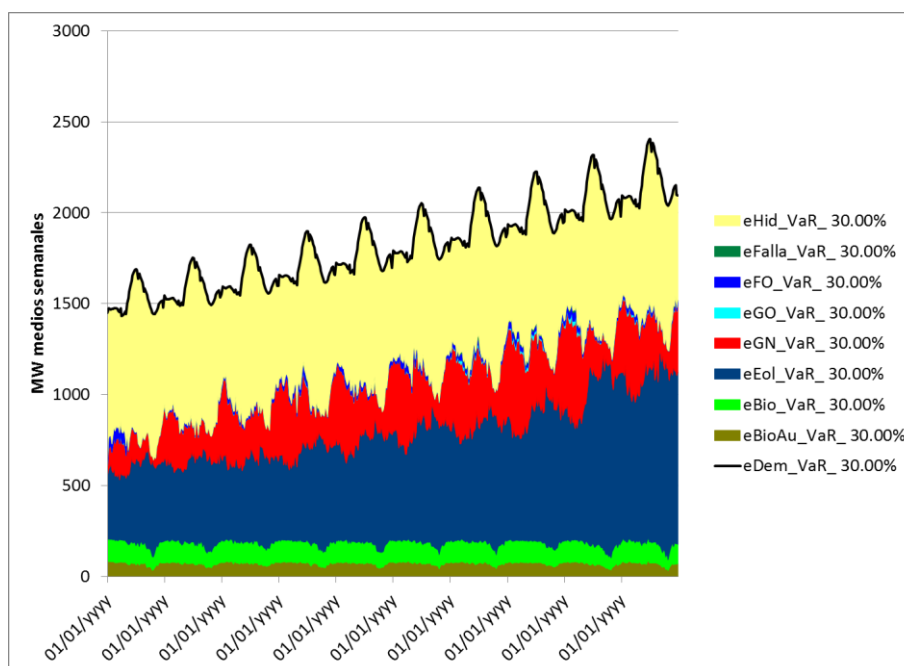
4.1) Representación de la generación en las corridas

De cada una de las corridas realizadas, la participación de las fuentes de generación en un escenario con hidraulicidad media son los que muestran los siguientes gráficos.

Caso a) 100 MW de Biomasa Autodespachada.

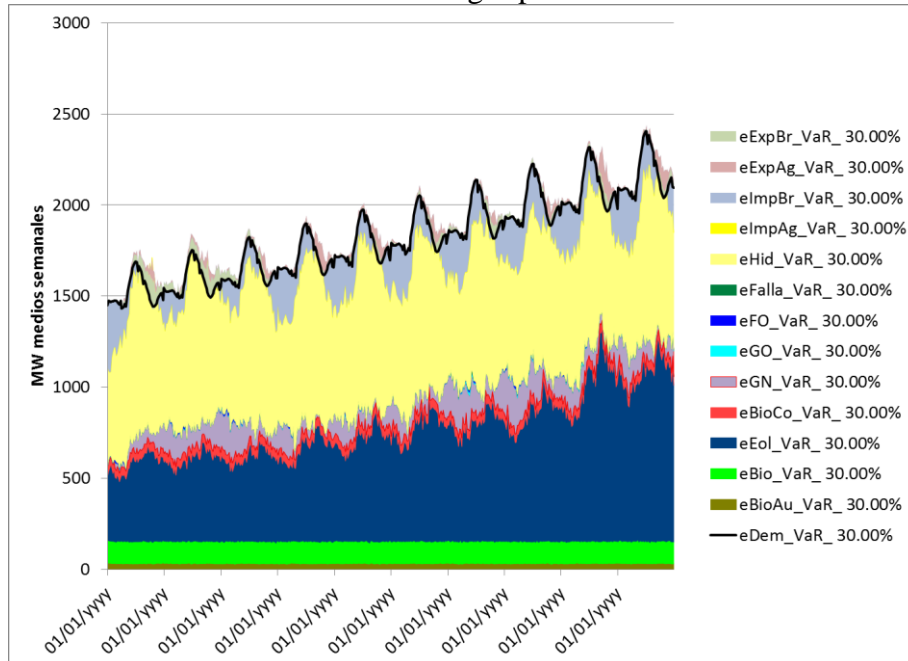


Caso a1) 100 MW de Biomasa Autodespachada con frontera cerrada.



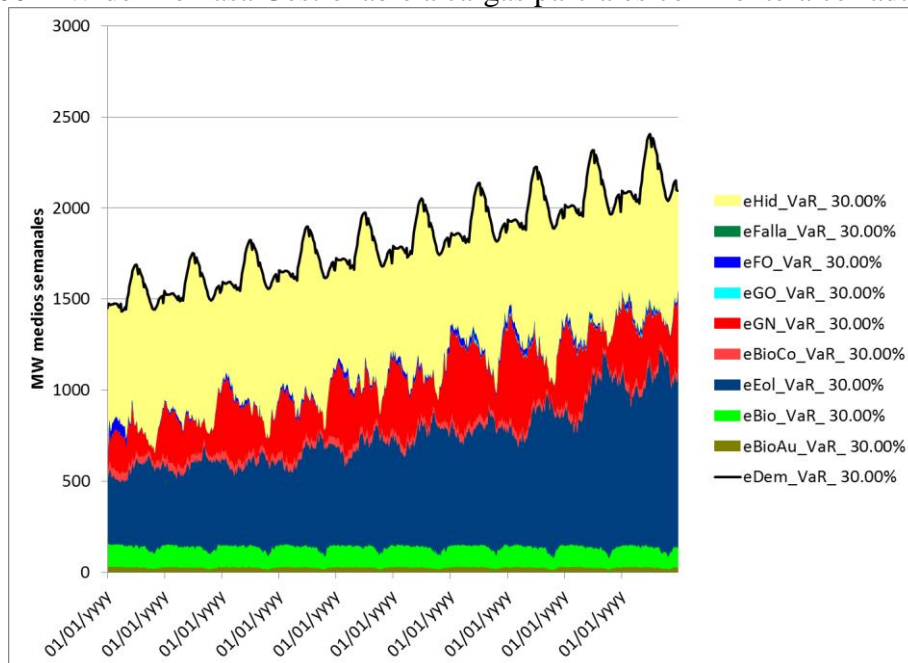
Como era de esperarse, se observa una mayor participación del fuel oil, gas oil y gas natural, al igual que en las otras corridas.

Caso b) 100 MW de Biomasa Gestionable a cargas parciales

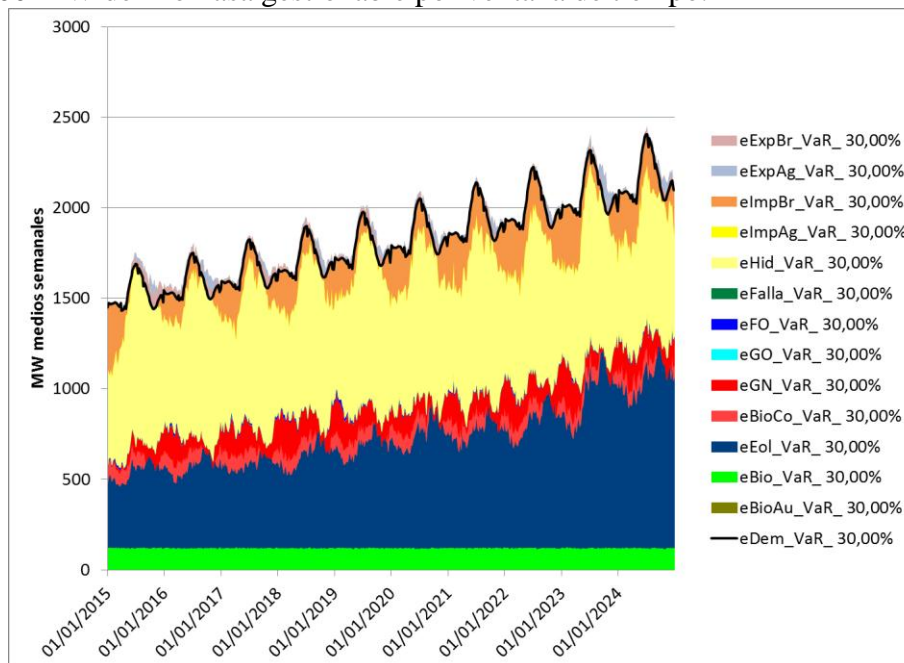


El indicador eBioAu representa la fracción de generación con biomasa que se autodespacha en la base. Por su parte, eBioCo (sobre la eólica) representa la biomasa adicional convocada a generar en caso de que sea conveniente.

Caso b1) 100 MW de Biomasa Gestionable a cargas parciales con frontera cerrada.



Caso b2) 100 MW de Biomasa gestionable por ventana de tiempo.



En este gráfico se observa cómo eBioCo desaparece periódicamente del esquema.

4.2) Resultados globales de costos anuales y costos medios (con posibilidad de intercambios internacionales)

Caso	Sin biomasa		(a) Autodespachada	
	CAD (MMUS\$)	C med (US\$/MWh)	CAD (MMUS\$)	C med (US\$/MWh)
2015	629,0	47,2	676,9	50,7
2016	638,8	46,2	703,5	50,8
2017	715,0	49,7	758,9	52,7
2018	721,0	48,2	807,5	53,9
2019	828,8	53,3	819,4	52,7
2020	891,6	55,2	878,2	54,3
2021	965,0	57,3	985,0	58,5
2022	972,7	55,5	994,9	56,8
2023	1.037,6	57,0	1.074,2	59,0
2024	1.138,0	60,2	1.158,0	61,2
Total	8.537,5		8.856,7	
Promedio	853,7	53,0	885,7	55,1

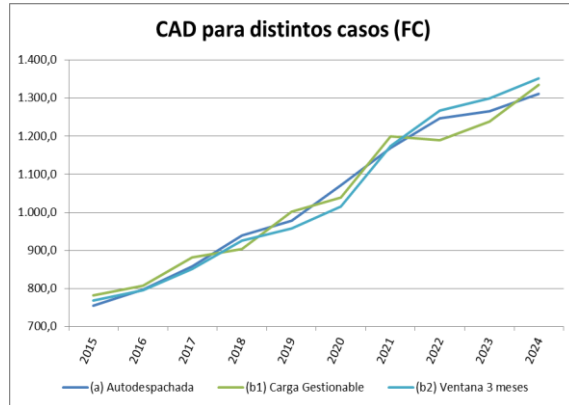
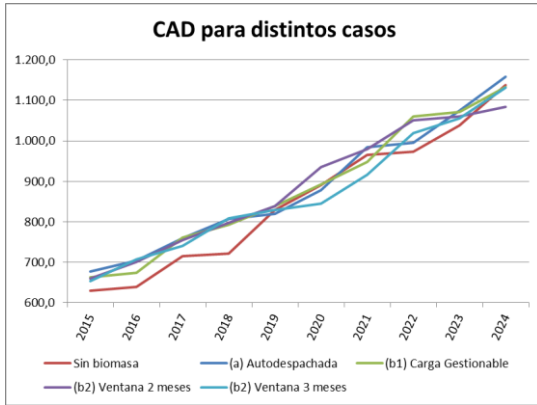
Caso	(b1) Carga Gestionable		(b2) Ventana 2 meses		(b2) Ventana 3 meses	
	CAD (MMUS\$)	C med (US\$/MWh)	CAD (MMUS\$)	C med (US\$/MWh)	CAD (MMUS\$)	C med (US\$/MWh)
2015	662,7	49,7	659,7	49,5	653,0	48,9
2016	674,1	48,7	701,5	50,7	706,9	51,1
2017	761,5	52,9	755,0	52,4	740,0	51,4
2018	793,0	53,0	797,1	53,2	809,3	54,1
2019	839,4	53,9	839,0	53,9	828,6	53,2
2020	893,1	55,3	934,9	57,9	845,4	52,3
2021	947,8	56,3	980,3	58,2	915,7	54,4
2022	1.060,1	60,5	1.050,4	60,0	1.018,6	58,2
2023	1.071,6	58,8	1.060,2	58,2	1.055,2	57,9
2024	1.133,7	59,9	1.084,1	57,3	1.131,2	59,8
Total	8.837,0		8.862,1		8.703,9	
Promedio	883,7	54,9	886,2	55,1	870,4	54,1

4.3) Resultados globales de costos anuales y costos medios (sin posibilidad de intercambios internacionales)

Caso	(a) Autodespachada		(b1) Carga Gestionable		(b2) Ventana 3 meses	
	CAD (MMUS\$)	C med (US\$/MWh)	CAD (MMUS\$)	C med (US\$/MWh)	CAD (MMUS\$)	C med (US\$/MWh)
2015	754,1	56,5	781,4	58,6	767,9	57,6
2016	797,8	57,7	807,1	58,3	794,8	57,4
2017	858,3	59,6	880,9	61,2	851,0	59,1
2018	939,7	62,8	903,2	60,3	924,9	61,8
2019	978,4	62,9	1.001,7	64,4	957,8	61,5
2020	1.071,1	66,3	1.038,6	64,3	1.015,5	62,8
2021	1.169,4	69,5	1.199,0	71,2	1.173,6	69,7
2022	1.246,9	71,2	1.189,7	67,9	1.266,8	72,3
2023	1.265,7	69,5	1.237,9	67,9	1.299,1	71,3
2024	1.311,1	69,3	1.335,4	70,6	1.352,8	71,5
Total	10.392,5		10.374,6		10.404,1	
Promedio	1.039,3	64,5	1.037,5	64,5	1.040,4	64,5

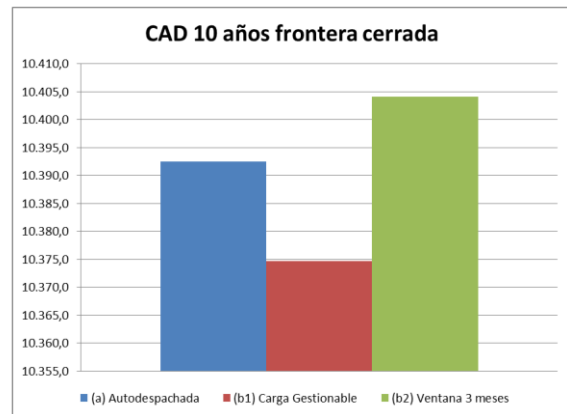
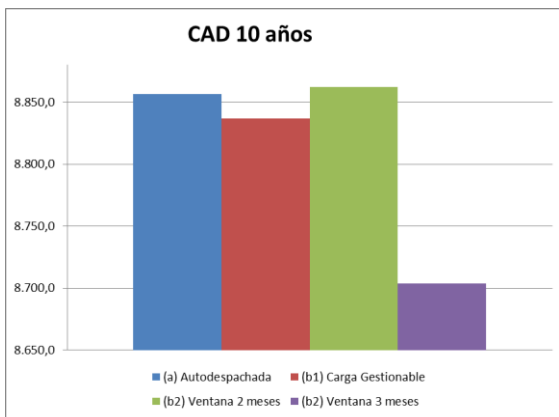
4.4) Costo anual acumulado de la demanda

Los siguientes gráficos (en MMUS\$) presentan la evolución del costo anual acumulado de la demanda para los distintos casos, con frontera abierta y frontera cerrada respectivamente.



Se observa que para los primeros años el costo de abastecimiento a la demanda es superior en cualquiera de los casos con participación de la biomasa; sin embargo, esta situación se va amortiguando a partir de 2019.

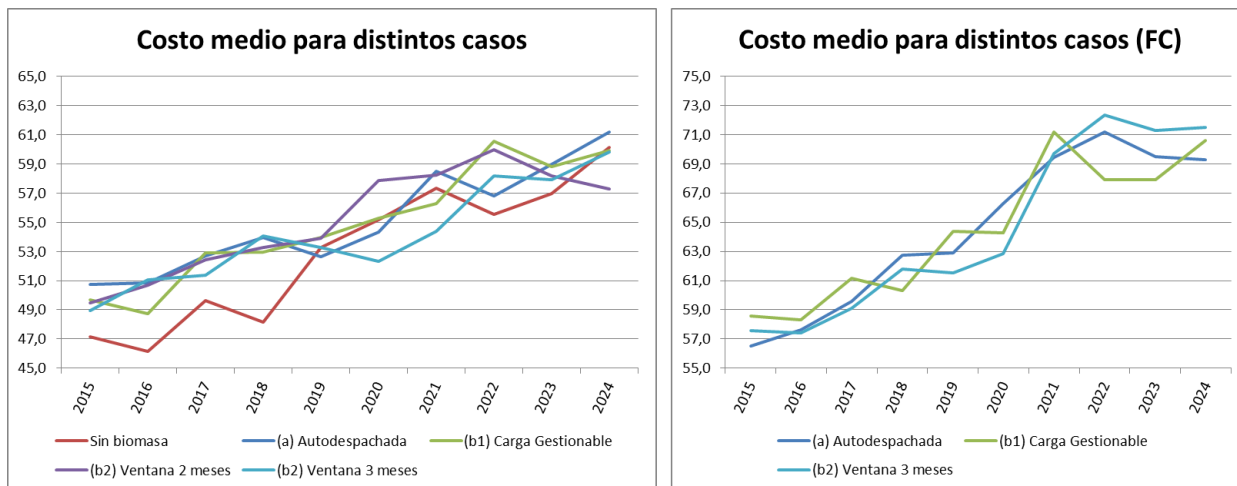
En la comparación entre los distintos casos, la biomasa autodespachada se presenta en la mayoría de los años como la alternativa más cara. La gestión a partir de ventanas por tres meses una de las más atractivas.



Observando el costo acumulado para la totalidad del período considerado, se observa que en el caso de contar con posibilidad de realizar intercambios internacionales, la opción de gestionar la carga por apagado tres meses es notoriamente la más conveniente, seguida por la gestión por cargas parciales. Esta situación no se mantiene en caso de frontera cerrada, siendo la gestión por ventanas la más cara, incluso más que la modalidad autodespacho.

4.5) Costo medio

Un análisis similar puede realizarse con el Costo Medio, de los cuales se obtienen conclusiones similares, representados en US\$/MWh.



5 Conclusiones

5.1) Incorporación de biomasa a la matriz

Asumir la incorporación de casi 3 GW de potencia instalada en generación eólica, con las hipótesis de precio asumidas, hace que la biomasa quede relegada, incluso llegando a no ser conveniente la incorporación de dicha fuente a partir de 2015. En la medida que la potencia instalada en generación eólica se estaciona, la necesidad de satisfacer una demanda creciente hace que la alternativa biomasa toma una mayor relevancia, aspecto que se observa en los gráficos del CAD desde mediados del período simulado.

Luego de asumidas las hipótesis y observando los resultados de las corridas realizadas, se considera podrían haber sido relevantes los siguientes análisis:

- Respuesta del CAD y el Costo Medio ante una disminución del parque eólico supuesto a instalar.
- Realizar corridas con mayor horizonte de tiempo (15 o 20 años por ejemplo), donde se observaría cómo la biomasa aportaría a una disminución efectiva del costo de abastecimiento a la demanda acumulado para el total del período.

Debido a que el objeto del presente trabajo se trata de aplicar una metodología en el uso de la herramienta Simsee los mismos no se llevaron a cabo.

Cabe destacar que el objeto del presente trabajo es el análisis desde el punto de vista del costo del sistema, sin considerar decisiones estratégicas en cuanto a diversificación de la matriz o cualquier otro tipo de beneficios adicionales que la generación a partir de biomasa pueda tener.

5.2) Opción más conveniente para incorporación de generación adicional a partir de biomasa

Con el régimen de precios mencionado, lo más conveniente es la incorporación de los 100 MW de biomasa con la modalidad b2, gestionando por ventanas de tiempo de 3 meses.

En caso de utilizarse distintas hipótesis en cuanto a los precios deberán analizarse convenientemente los resultados de nuevas corridas, pero se considera que la metodología desarrollada es adecuada.

5.3) Análisis a frontera cerrada

Si bien se considera una situación muy radical y poco probable, este análisis muestra algunos resultados interesantes, pues por sobre todas las cosas manifiesta una modificación en los beneficios relativos a la modalidad de incorporación de la generación con biomasa.

La gestión por ventana de tres meses pasa de ser la opción más conveniente a ser la más perjudicial, pasando a ser claramente la opción de cargas parciales la más conveniente.

5.4) Ventana de tiempo más conveniente

De acuerdo a lo mencionado y con el régimen de precios asumido, lo más conveniente es utilizar una ventana de tiempo menor a tres meses.

6 Posibles futuros trabajos.

A partir del trabajo realizado, se plantea el estudio de los siguientes aspectos:

- Determinación de la relación óptima entre el precio de la biomasa autodespachada y la convocable, tomando por ejemplo como parámetro de referencia que el CAD sea el mismo en ambos casos. Esto permitiría, para un precio dado de la energía autodespachada, conocer hasta cuánto más el sistema estaría dispuesto a pagar por contar con gestión sobre la biomasa.
- Realización de un análisis similar al realizado, con una menor penetración de la energía eólica, con corridas de mayor plazo.
- Estudiar la gestión por ventana de tiempos de manera variable, de modo que en función de lo que las previsiones anuales del sistema ajustar la ventana de tiempo en la cual el generador a partir de biomasa debería estar fuera del sistema. Debería poder ajustarse el comienzo y la duración de dicha ventana de tiempo.
- Realizar análisis similares al realizado incorporando nuevas fuentes de precios para contemplar otros ítems contenidos en las nuevas paramétricas de ajuste de precio para las energías renovables.