

SOCIEDAD CHILENA DE INGENIERÍA HIDRÁULICA
XXI CONGRESO CHILENO DE INGENIERÍA HIDRÁULICA

**EFFECTOS ECONÓMICOS DE LA MODELACIÓN DE LOS ESTANQUES DE
REGULACIÓN DE HIDROELÉCTRICAS DE PASADA EN EL PREDESPACHO
DEL SIC - Estudiado para distintos portafolios de energía eólica y diferentes
escenarios hidrológicos**

JANNIK HAAS¹
MARCELO OLIVARES²
RODRIGO PALMA³
ABEL QUINTERO⁴

RESUMEN

A medida que energías renovables fluctuantes (solar fotovoltaica, eólica) penetran un sistema eléctrico, la flexibilidad de la red se vuelve cada vez más importante. En sistemas hidro-térmicos dicha flexibilidad puede ser provista por plantas hidroeléctricas, principalmente por aquéllas con capacidad de acumulación. Sin embargo, en la planificación del pre-despacho de las centrales del Sistema Interconectado Central (SIC), sólo se modela la capacidad de almacenamiento de los grandes embalses, mientras que los estanques de regulación que poseen algunas hidroeléctricas de pasada se desprecian. La hipótesis de trabajo de este estudio es que estos estanques no se pueden despreciar y deben ser modelados explícitamente. Usando un modelo de optimización entero mixto para el pre-despacho, que replica las prácticas del operador del sistema, se determina el costo de operación semanal del pre-despacho para 3 portafolios de penetración eólica y 3 hidrologías -seca, normal y húmeda- distintas. Los resultados muestran ahorros consistentes para todos los escenarios estudiados, en torno al 4% del costo térmico.

¹MSc(c), Departamento de Ing. Civil, Universidad de Chile - jhaas@ing.uchile.cl

²Profesor asistente, Departamento de Ing. Civil, Universidad de Chile - maroliva@ing.uchile.cl

³Profesor asociado, Departamento de Ing. Eléctrica, Universidad de Chile - rodpalma@cec.uchile.cl

⁴MSc(c), Departamento de Ing. Civil, Universidad de Chile - aquintero@ing.uchile.cl

NOMENCLATURA

Índices

g, i	Índice de centrales eléctricas
l	Índice de líneas de transmisión
t	Índice de bloques de tiempo
a, b	Índice de barras

Conjuntos

\mathbb{L}	Conjunto de líneas de transmisión
\mathbb{L}_b	Subconjunto de líneas de transmisión que conectan a barra b
\mathbb{G}	Conjunto de centrales eléctricas
\mathbb{G}_H	Subconjunto de centrales hidroeléctricas
\mathbb{G}_T	Subconjunto de centrales termoeléctricas
\mathbb{G}_b	Subconjunto de centrales eléctricas que conectan a la barra b
\mathbb{U}_g	Conjunto de centrales hidroeléctricas inmediatamente aguas arriba de la central hidroeléctrica g
\mathbb{T}	Conjunto de bloques de tiempo

Variables de decisión

$P_{g,t}$	Energía generada por central g en el tiempo t
$B_{g,t}$	Estado apagado/encendido (0/1) de la central g en el tiempo t
$UE_{b,t}$	Cantidad de energía no servida en la barra b en el tiempo t
$F_{l,t}$	Flujo por la línea l en el tiempo t
$QV_{g,t}$	Agua vertida por la central g en el tiempo t
$AF_{g,t}$	Afluente ficticios de la central g en el tiempo t
FCF_s	Función de costo futuro del escenario s
FCF	Función de costo futuro
$R_{l,t}$	Pérdidas por transmisión en la línea l en el tiempo t
$\theta_{b,t}$	Ángulo de fase de la barra b en el tiempo t
$V_{g,t}$	Volumen de agua acumulada en el embalse de la central g en el tiempo t
$Q_{g,t}$	Agua turbinada por la central g en el tiempo t

Datos de entrada

$D_{b,t}$	Demanda en la barra b en el tiempo t
c_g	Costo de operación del generador g
c_{UE}	Penalización por energía no servida
x_l	Reactancia de línea l
n_t	Duración en horas del bloque de tiempo t
Q_g^{min}, Q_g^{max}	Caudal turbinado min/max de la central g
V_g^{min}, V_g^{max}	Volumen de agua min/max del embalse de la central g
QV_g^{min}, QV_g^{max}	Caudal vertido min/max de la central g
η_g	Rendimiento [MW/m ³] de la central g
$\alpha_{k,s,g}$	Pendiente del corte de Bender de la iteración k del escenario s de la central g de la función de costo futuro
$\beta_{s,k}$	Intercepto-y del corte de Benders de la iteración k del escenario s de la función de costo futuro

$tOn_g^{min}, tOff_g^{min}$	Tiempo de permanencia encendido/apagado mínimo de la central g
$BlocksOn_{g,t},$	Bloques de tiempo de permanencia encendido/apagado mínimo de la
$BlocksOff_{g,t}$	central g

1. INTRODUCCIÓN

La energía eólica internacionalmente es una alternativa renovable atractiva para la generación eléctrica. A nivel mundial es la que ha experimentado el más fuerte crecimiento entre las energías verdes en los últimos años: entre el año 1998 y 2012 ha evolucionado desde 10 GW hasta casi 300 GW de capacidad instalada [1]. Impulsado por la Ley ERNC, también en Chile el crecimiento ha sido exponencial, contando actualmente con unos 300 MW instalados y miles más en proyectos [2]. En el contexto del proyecto ley 20/25 y las nuevas promesas de campañas presidenciales que aluden hasta un 30/25, es esperable que el crecimiento sea sostenido e incluso más fuerte a futuro. Lamentablemente el viento - y su conversión eléctrica relacionada con el cubo de la velocidad del viento - es de carácter fluctuante, y encima difícil de predecir.

Considerando que la energía eléctrica no se puede almacenar a gran escala de manera económica, en sistemas interconectados se requiere en todo momento un equilibrio entre energía la generada y consumida. Para esto el operador del sistema (ISO), en Chile llamado CDEC, hace un pronóstico del consumo, en función del cual se programan las centrales eléctricas. Sin embargo la predicción está sujeta a error, puesto que la demanda es estocástica. Luego, para cubrir la diferencia entre la demanda real y la demanda pronosticada, se necesita capacidad de reserva. Una mayor penetración de renovables agrega incertidumbre al sistema eléctrico, ahora en el lado de la oferta. Esto implica la necesidad de aumentar la capacidad de balance o verter viento [3], [4].

La principal tecnología de reserva del Sistema Interconectado Central (SIC) de Chile son los embalses hidroeléctricos y las turbinas gas/diesel. Sin embargo, existen algunas centrales de pasada que cuentan con un embalse de regulación (tiempo de retención hidráulico entre 1-15 horas). Dichos estanques actualmente no se modelan endógenamente en el pre-despacho del SIC, sino existe una modulación sobre los datos de entrada al modelo. En particular, se aplica un empuntamiento de los caudales afluentes a las centrales en cuestión. Sin embargo, este procedimiento exige conocer a priori las horas punta del sistema, datos que ya no son evidentes a medidas que la fracción renovable crece. Lo anterior conlleva a un sobrecosto en la programación de la operación semanal, dado que las restricciones del modelo son más fuertes que las reales. En la presente investigación se analiza el efecto económico que posee modelar los estanques de regulación de hidroeléctricas de pasada para distintos escenarios de penetración eólica y diferentes hidrologías en el SIC.

2. METODOLOGÍA

Dado al carácter centralmente planificado que posee la coordinación semanal de las centrales eléctricas, el modelo para definir la operación del sistema se basa en una minimización de costos y debe considerar la totalidad del SIC. Con un programa de optimización entera-mixta para el pre-despacho (MIP-UC) que replica la estrategia de programación del ISO, se determina con resolución horaria las centrales encendidas y apagadas, y su nivel de generación estimado durante la semana planificación. En las siguientes secciones se explicará el modelo, luego se describen el tratamiento de los datos de entrada y finalmente la definición de escenarios.

2.1 Detalle del Modelo

La función objetivo del MIP-UC [5], mostrada en la ecuación (1), considera los costos de operación del parque generador, el costo de la energía no suministrada y la función de costo futuro del agua:

$$Min Costos = \sum_{t,g}^{T,G} c_g P_{g,t} n_t + FCF + \sum_{t,g}^{T,G} c_{UE} UE_{b,t} n_t \quad (1)$$

La optimización se encuentra restringida por una serie de restricciones eléctricas (2)-(5).

$$\sum_g^{G_b} P_{g,t} + UE_{b,t} + \sum_l^{L_b} F_{l,t} + \sum_l^{L_b} R_{l,t} = D_{b,t}, \quad \forall t, b \quad (2)$$

$$F_{ba,t} = \frac{\theta_{b,t} - \theta_{a,t}}{x_{ba}} \quad (3)$$

$$(4)$$

$$B_{g,t} P_g^{min} \leq P_{g,t} \leq B_{g,t} P_g^{max}, \quad \forall t, g \quad (5)$$

$$\sum_{ta=t}^{t+BlocksOn_{g,t-1}} n_{ta} B_{g,ta} \geq t O n_g^{min} (B_{g,t} - B_{g,t-1})$$

Restricción (2) asegura el balance energético en cada barra considerando la potencia inyectada por los generadores, la energía no servida, los flujos de entrada o salida de la barra y las pérdidas eléctricas que tributan a la barra. Restricción (3) determina el flujo compatibilizando el ángulo entre barras conectadas. Restricción (4) limita la potencia mínima y máxima de las centrales cuando están encendidas. Restricción (5) asegura el cumplimiento del tiempo de permanencia de encendido mínimo de cada central. Una restricción análoga se considera para el tiempo de permanencia de apagado mínimo. Rampas de toma de carga se pueden modelar, sin embargo un primer diagnóstico ha mostrado que no constituyen restricciones activas en el caso del SIC.

Por otro lado, las restricciones (6)-(12) son de naturaleza hidráulica.

$$FCF = \sum_1^S \frac{1}{S} FCF_s \quad (6)$$

$$FCF_s \geq \beta_{s,k} + \sum_{g=1}^G \alpha_{k,g,s} V_{g,\bar{T}}, \forall s, k \quad (7)$$

$$\frac{V_{g,t} - V_{g,t-1}}{3.6\Delta t} = AF_{g,t} + \sum_u^{U_g} Q_{u,t} + \sum_u^{U_g} QV_{u,t} + A_{g,t} - Q_{g,t} - QV_{g,t}, \quad (8)$$

$$\forall t, g \in \mathbb{G}_H$$

$$V_g^{min} \leq V_{g,t} \leq V_g^{max}, \quad \forall t, g \in \mathbb{G}_H \quad (9)$$

$$B_{g,t} Q_g^{min} \leq \frac{P_{g,t}}{\eta_g} \leq B_{g,t} Q_g^{max}, \quad \forall t, g \in \mathbb{G}_H \quad (10)$$

$$QV_g^{min} \leq QV_{g,t} \leq QV_g^{max}, \quad \forall t, g \in \mathbb{G}_H \quad (11)$$

Restricción (6) y Restricción (7) ligan la operación semanal con el costo de oportunidad de agua, obtenido de una optimización de largo plazo. La primera promedia la función de costo futuro de los distintos escenarios hidrológicos, mientras que restricción (7) asegura que la variable de decisión FCF_s se encuentre encima de la envolvente conformada por los k cortes de Benders de cada central g en cada hidrológica s . Restricción (8) establece el balance de masa para cada central de embalse definiendo la variación de volumen en cada periodo como la suma de los afluentes ficticios, afluentes de posibles caudales turbinados y vertidos de posibles centrales aguas arriba, afluentes directos a la central, disminuida en el caudal turbinado y vertido por la central g . Los afluentes ficticios AF ayudan a la convergencia del modelo, pero cuentan una elevada penalización para forzarlos a ser nulos. Restricción (9) define el volumen de acumulación mínimo y máximo de cada central. Centrales de pasada poseen un volumen máximo igual a cero. Restricción (10) y (11) verifican el cumplimiento de caudales mínimos/máximos turbinados y vertidos, respectivamente.

Actualmente se modelan solamente los 10 embalses más grandes del SIC con volumen de almacenamiento. En este estudio se propone modelar también los estanques de regulación como embalses. Esto indudablemente implica mayores esfuerzos computacionales. El modelo aplicado al SIC genera un modelo entero mixto con 700.000 variables continuas, 10.000 variables enteras y 100.000 restricciones aproximadamente.

2.2 Datos de entrada

Para la modelación se usó el parque generador del año 2012. Esto incluye las potencias máximas/mínimas de cada central y los tiempos de permanencia encendido/apagado mínimo. Mientras que los primeros son datos públicos [6], los segundos se han inferido a partir de la operación histórica o por tiempos típicos según tecnología. La conectividad hídrica, el rendimiento (MW/m³) y los demás datos técnicos de las centrales hidráulicas, las capacidades de transmisión y reactancias de las líneas, el costo de energía no servida, las funciones de costo futuro y la demanda energética real por barra del año 2011-2013, y las hidrológicas históricas del SIC a nivel semanal son obtenidos de [6]. Por otro lado, las velocidades horarias del viento entre el año 1980-2012 para los distintos lugares de los proyectos eólicos son extraídos de [7].

Los costos de combustibles corresponden a los de abril 2013 y se han mantenido constantes durante las simulaciones. Adicionalmente, no se consideran costos de partida.

2.3 Definición de escenarios

Entre los principales retos de la modelación del pre-despacho destacan la elevada variabilidad de la demanda, de la generación eólica y de los caudales afluentes a las centrales y embalses. A esto se agrega que estas tres variables de entrada están sujetas también a incertidumbre y son difíciles de predecir. Si bien esto justifica a una modelación estocástica, la práctica actual de la industria procede con un modelo determinístico. En el presente trabajo se optó por mantener el enfoque determinístico, a fin de que los resultados sean comparables con la operación histórica del sistema. Así, para mostrar el impacto económico de la modelación de los estanques de acumulación, se decide usar un enfoque de escenarios modificando solamente una variable de entrada a la vez, *ceteris paribus*.

La demanda eléctrica posee una fuerte correlación temporal a distintas escalas. Cada simulación semanal integra la variabilidad intra-diaria como también la diferencia entre los perfiles de días de semana y fin de semana. Para rescatar la variación estacional se escoge la semana más representativa de cada mes, entendida como la semana cuya serie de tiempo de la demanda reduce el error cuadrático respecto el conjunto de semanas disponibles (del universo 2011, 2012, 2013) para el mes en cuestión. Como parte de la modelación actual del pre-despacho, las aproximadamente 600 barras del SIC se agrupan en unas 150 barras representativas, junto con su demanda. A diferencia del predespacho efectuado por el CDEC-SIC, donde se utiliza un pronóstico perfecto de la demanda agrupada en bloques multi-horarios con horizonte semanal, en el presente trabajo se utilizaron demandas horarias históricas.

Por otro lado, se definen 3 portafolios incrementales de penetración eólica distintos: i) “Wind 1” de 300 MW, compuesto por el parque actual; ii) “Wind 2” de 700 MW, compuesto por el parque actual sumado a los proyectos en construcción o con financiamiento; y iii) “Wind 3” de 3300 MW compuesto por todos los anteriores más los proyectos eólicos aprobados por el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) posterior al año 2008. De esta manera, los distintos portafolios representan una secuencia de ingreso de proyectos al SIC y son un posible estado del parque generador en el tiempo. Se espera que la generación energética del portafolio más agresivo, “Wind 3”, se ubique en torno del 15% respecto la demanda del SIC, estando alineado con las metas país. Cada proyecto de los portafolios respeta el perfil eólico del lugar de instalación, la barra estimada de conexión, y la altura de las torres y la curva de potencia del aerogenerador de acuerdo a lo expresado en su declaración de impacto ambiental. Se usarán sólo los perfiles eólicos correspondientes al año 2006. La elección del año se basa en la representatividad de dicho año en el promedio, varianza y variaciones inter-horarias de la potencia eólica a generar. La gran diferencia entre los 3 portafolios eólicos, asociada tanto al tamaño de los mismos como a la dispersión geográfica de los proyectos, rescata la variabilidad del recurso viento. Así, no resulta necesario hacer un análisis de sensibilidad respecto distintos perfiles eólico y se usará el mencionado pronóstico perfecto del viento.

Se usarán 3 hidrologías distintas para la optimización: Un año húmedo, uno normal y uno seco, asociado a una probabilidad de excedencia de caudales del 20%, 50% y 90%,

respectivamente. Consistente con lo anterior, y respetando la distribución espacio-temporal de los caudales, se usa el registro histórico del año 1986-87, 1969-70 y 2007-08, respectivamente.

El volumen inicial usado para los grandes embalses, es función del embalse, de la semana de modelación y del tipo de hidrología. Así se usó la mediana del conjunto de volúmenes históricos asociado al embalse, hidrología y mes. Para los estanques de regulación se impone la mitad de su volumen como condición inicial y final en cada semana.

En esta fase de la investigación las funciones de costo futuro no son actualizadas en ninguno de los portafolios eólicos, ni tampoco en las diferentes hidrologías. Esto es una limitación del presente trabajo y se anticipa que será abordada en el futuro.

El caso base (CB) está compuesto por el cruce entre los 3 portafolios de proyectos eólicos y las 3 hidrologías, es decir 9 escenarios (ver Tabla 1); cada escenario a su vez, se modela por un año, representado por una semana típica por mes con resolución horaria. El caso con modelación de los estanques de regulación (CMRT) consta de los mismos escenarios, pero puede disponer de doce estanques de regulación, distribuidos en las distintas cuencas del SIC, que en suma poseen una capacidad de regulación de 19GWh y una potencia de 900MW. Finalmente, los 9 escenarios del CB se compararán con los 9 escenarios del CMRT.

Tabla 1: Escenarios del caso base

	Wind 1	Wind 2	Wind 3
Hidrología seca	Escenario 1	Escenario 4	Escenario 7
Hidrología normal	Escenario 2	Escenario 5	Escenario 8
Hidrología húmeda	Escenario 3	Escenario 6	Escenario 9

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

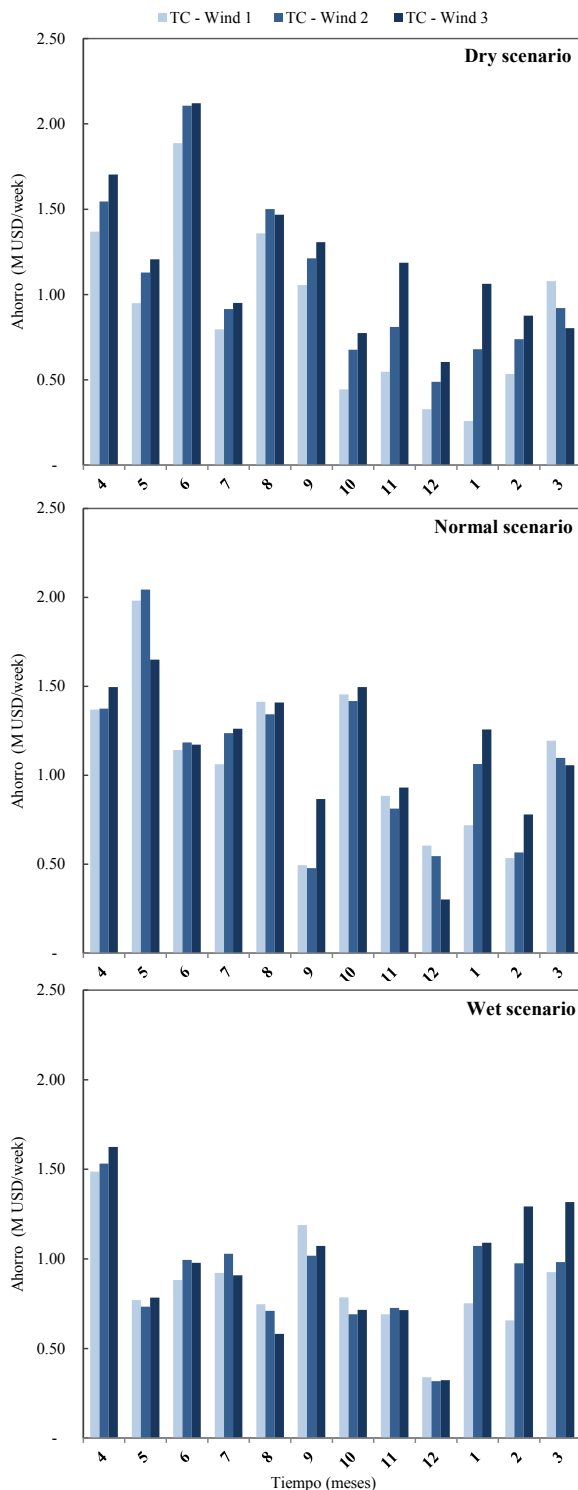


Figura 1: Ahorro al modelar los estanques de regulación en millones de USD/semana según escenario hidrológico y portafolio eólico

Tras el cómputo para todos los escenarios se compara el valor de la función objetivo del CB con el CMRT. La resta entre ambos será efecto de la modelación de los estanques de regulación en el problema de pre-despacho. Permitir al modelo decidir endógenamente sobre el uso de los estanques de regulación debería en teoría generar siempre un igual o mejor resultado que la actual práctica de empuntamiento de afluentes en los datos de entrada, dado que con el nuevo grado de libertad el modelo puede llegar al menos a la misma solución (o mejorarla). Esto se comprueba en todas las simulaciones hechas, al observar un ahorro estrictamente positivo. El ahorro promedio semanal para las distintas hidrologías y portafolios eólicos, expresado en millones de USD, se exhibe en la Tabla 2.

Tabla 2: Ahorros promedios semanales (M USD/semana)

Portafolio/ Hidrología	Wind 1	Wind 2	Wind 3
Dry	0.88	1.06	1.17
Normal	1.07	1.10	1.14
Wet	0.85	0.90	0.95

Interesante es notar que el mayor valor de la modelación ocurre en una hidrología normal. Esto se debe a afluentes más caudalosos (respecto el caso seco) que otorgan mayor flexibilidad a las centrales de pasada con capacidad de regulación. Por otro lado, en el escenario húmedo el factor de planta es tan elevado que la regulación (y su modelación) pierden valor. De acuerdo a lo esperado, el beneficio de simular los estanques de regulación es monótonamente creciente con la penetración eólica. En otras palabras, poder disponer de esta reserva será cada vez más valioso.

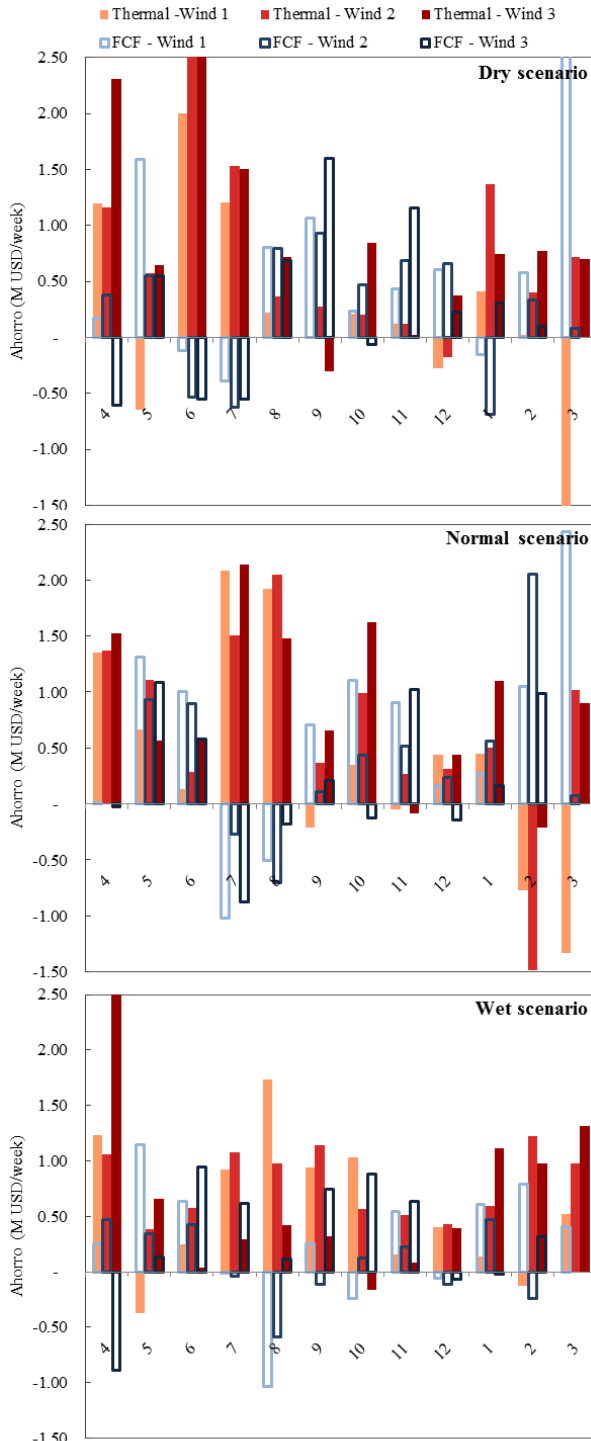


Figura 2: Ahorro en generación térmica (rojo) y en función de costo futuro (azul) por semana expresado en millones de USD para distintos escenarios hidrológicos y portafolios eólicos.

La Figura 1 desglosa los ahorros en el tiempo para los 3 escenarios hidrológicos (subplot 1 a 3) y para los distintos portafolios eólicos (serie 1 a 3). En ella se puede detectar una tendencia bajista de los ahorros a medidas que avanza el año hidrológico hasta el mes de mayor caudal -diciembre-. Aquí, la mayor presencia de hidroelectricidad en el sistema deprime los costos de operación y consecuentemente el valor de la capacidad de regulación.

Es posible desglosar los ahorros en las componentes principales de la función objetivo: costo de generación térmica y función de costo futuro. Esto se muestra en la Figura 2. Se observa que una menor generación térmica es la principal componente de los ahorros y que sólo en la primera mitad del año hidrológico existe un mayor gasto en agua (ahorro negativo) significativo.

A diferencia de los ahorros totales (resta entre dos funciones objetivo), el desglose en ahorros de agua y térmicos (resta entre componentes de función objetivo) muestra saltos bruscos entre los ahorros de un escenario y otro. La razón de esto radica en la naturaleza de la optimización MIP: las variables de decisión entre una hoja del árbol y otra, pueden cambiar significativamente aún para pequeñas variaciones en el problema de optimización. Esto contrasta con la optimización lineal donde pequeñas perturbaciones en el problema inducen a variaciones lineales en las variables de decisión y cambios leves en las bases óptimas.

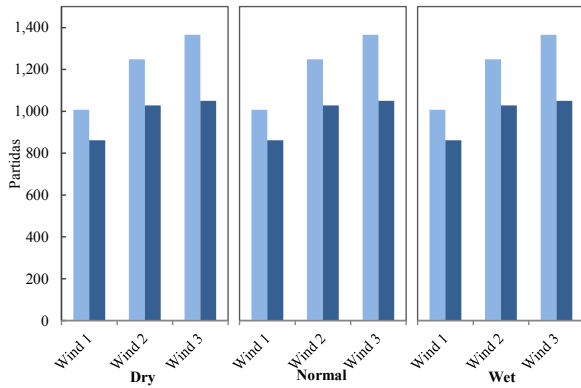


Figura 3: Cantidad de partidas de centrales térmicas del CB y CRMT para los distintos escenarios hidrológicos y portafolios de viento

Finalmente, se detecta un aumento en el número de partidas de las centrales térmicas a medida que la penetración eólica crece (ver Figura 3). Si bien, en la modelación realizada, las partidas y paradas no llevan penalización, en la práctica sí poseen un costo económico y ambiental. En este contexto es interesante observar que la modelación de los estanques de regulación también aporta a una reducción de las partidas/paradas en todos los escenarios.

4. CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO

Tras comparar los costos del CB con el CMRT para 3 hidrologías y 3 portafolios de proyectos eólicos en el SIC se detecta un cambio en la operación de los estanques de acumulación. Ahora el modelo puede disponer endógenamente sobre el agua. Así se permite generar ahorros asociados al uso estratégico del agua presente en los estanques de regulación que evita el encendido de centrales caras y un menor vertimiento de la energía eólica. Esto está acorde a lo planteado por Eriksen et al [8], sin embargo se debe tener presente que la regulación inter-horaria no es el único desafío para una integración exitosa de la energía eólica [4].

Si bien los ahorros dependen del escenario hidrológico y de la penetración eólica, éstos son positivos para todos los casos analizados. Así, independiente de la penetración renovable, vale la pena asumir el mayor esfuerzo computacional. El ahorro promedio está cerca de un impactante 1 millón de USD a la semana que representa aproximadamente el 4% de la generación térmica.

En la misma línea, y sospechando que el potencial de acumulación de las hidroeléctricas no se ha agotado, se sugiere evaluar en qué centrales de pasada es técnicamente factible adicionar un estanque de acumulación. Así también, previendo una mayor fluctuación de costos marginales, debido a una mayor penetración de energías renovables variables, será cada vez más conveniente adicionar turbinas a centrales existentes que posean capacidad de regulación. La evaluación de su rentabilidad económica puede hacerse siguiendo la metodología propuesta por Haas et al [9].

Los ahorros no son exclusivamente de centrales térmicas. Cuando éstos pertenecen a centrales de embalse significa desplazar el uso de agua de una semana a otra, lo cual significará entonces un ahorro futuro. En otras palabras, la capacidad de balance,

usualmente provista por los grandes embalses, ahora es parcialmente asumida por centrales con estanque de regulación.

Dado que la modelación de los estanques de regulación afecta la función objetivo, se altera todo el sistema. Es así posible que incluso frente a pequeño ahorros, la planificación semanal se altere significativamente. Se propone como trabajo futuro analizar si existe un cambio sistemático en las centrales que componen la solución de la optimización con y sin modelación de los estanques.

Considerando que la cantidad de partidas y paradas de centrales térmicas aumentará conforme crece la penetración renovable, se sugiere estudiar su efecto económico y ambiental. En este contexto es relevante proponer cambios en la modelación y en los sistemas de tarificación para internalizar estos efectos a la planificación del pre-despacho.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a Fondecyt #1120317, Fondecyt #11110326 por el financiamiento de este proyecto. El autor principal además agradece a CONICYT-PCHA/ Magíster Nacional/ 2013-221320055 por financiar su programa de magíster.

REFERENCIAS

- [1] "GWEC Global Wind Statistics 2012" (pdf), Global Wind Energy, http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2013/02/GWEC-PRstats-2012_english.pdf, [Descargado el 23/08/13].
- [2] "Catastro ERNC" (xls), CDEC-SIC, <http://www.cdec-sic.cl/>, [Descargado el 15/07/13].
- [3] S. Mancilla, "Requerimientos de reserva para un sistema eléctrico con alta penetración de energía renovable variable", Universidad de Chile, 2013.
- [4] L. Xie, P. Carvalho, L. Ferreira, J. Liu, B. Krogh, N. Popli, and M. Ilic, "Wind integration in power systems - operational challenges and possible solutions", Proceedings of the IEEE, vol. 99, no. 1, Enero 2011.
- [5] C. Benavides, "Herramienta computacional para modelo de pre-despacho económico de carga", Universidad de Chile, 2008.
- [6] "Estadísticas e Informes" (xls), CDEC-SIC, https://www.cdec-sic.cl/est_operativa_privada.php, [Descargado durante 2013].
- [7] "Explorador eólico" (csv), Departamento de Geofísica U. de Chile, <http://ernc.dgf.uchile.cl/Explorador/Eolico2/>, [Descargado durante 2013]
- [8] P. Eriksen, T. Ackermann, H. Abildgaard, P. Smith, W. Winter, and J. Rodríguez García, "System operation with high wind penetration," Power and Energy Magazine, IEEE, vol. 3, no. 6, pp. 65–74, 2005.
- [9] J. Haas, R. Palma, M. Olivares, "Preliminary assessment of the value of up-powering in hydro-thermal systems under different wind penetration scenarios", Congreso CHILECON, IEEE, Septiembre, 2013