



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA CIVIL

ANÁLISIS DE INTERACCIONES A NIVEL HORARIO
ENTRE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS Y EÓLICAS
EN EL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL DE CHILE

TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA,
MENCIÓN RECURSOS Y MEDIO AMBIENTE HÍDRICO

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL,
MENCIÓN HIDRÁULICA-SANITARIA-AMBIENTAL

JANNIK HAAS

PROFESOR GUÍA:
MARCELO OLIVARES ALVEAL

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
RODRIGO PALMA BEHNKE
CARLOS BENAVIDES FARÍAS
JAMES MCPHEE TORRES

SANTIAGO DE CHILE
2014

ANÁLISIS DE INTERACCIONES A NIVEL HORARIO ENTRE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS Y EÓLICAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL DE CHILE

A medida que la participación de energías renovables fluctuantes (ERf), como la energía solar fotovoltaica y eólica, de un sistema eléctrico aumenta, la flexibilidad de la red para responder frente a mayores variaciones e incertidumbre en la demanda neta se torna cada vez más importante. En sistemas hidrotérmicos que poseen centrales hidroeléctricas con capacidad de acumulación, son éstas las que pueden proveer dicha flexibilidad. Así, la nueva meta ERNC 20/25 de Chile motiva a investigar las interacciones sistémicas entre centrales hidroeléctricas y proyectos de ERf.

Si bien es conveniente proveer flexibilidad con centrales hidroeléctricas, esta capacidad es limitada, por lo que en esta investigación se exploran dos opciones para incrementarla. Una alternativa consiste en aumentar la potencia instalada de centrales hidroeléctricas (“up-powering”) y otra en optimizar el uso de los estanques de regulación que poseen algunas centrales de pasada. Un tercer punto a estudiar en esta investigación es analizar cómo se modifica la operación de centrales hidroeléctricas conforme una mayor penetración ERf. Una eventual operación más fluctuante, induciría grandes variaciones de caudal entre una hora y otra, lo que puede afectar negativamente otros usos aguas abajo, incluyendo efectos nocivos sobre ecosistemas fluviales.

Para llevar a cabo esta investigación se diseñan distintos experimentos utilizando un modelo de minimización de costos (MIP-UC). Este programa determinístico entero-mixto replica las prácticas del operador del Sistema Interconectado Central (SIC) y prescribe la potencia a generar de todas las centrales eléctricas del SIC con resolución horaria en un horizonte típicamente semanal. Los resultados son analizados en escenarios definidos por distintos niveles de penetración de ERf y años hidrológicos.

En relación al primer objetivo, se identifica una central a la cual aplicar up-powering es conveniente, aumentando así la capacidad de respuesta frente a variaciones en la demanda neta. Además, se genera una serie de sugerencias de fenómenos a modelar en los siguientes experimentos, como por ejemplo la inclusión de tiempos mínimos de encendido y apagado. Para el segundo objetivo, se endogeniza la operación de los estanques de regulación al MIP-UC, lo cual genera un ahorro sistémico cercano al 4% del costo térmico. Finalmente, mediante un análisis de frecuencia de las series de tiempo de caudales turbinados resultantes del MIP-UC para las principales centrales de embalse, se detectan dos centrales, El Toro y Pangué, particularmente susceptibles a mostrar mayores fluctuaciones de caudal para escenarios de elevada penetración ERf. En éstas se propone evaluar restricciones de operación para proteger a los ecosistemas acuáticos.

AGRADECIMIENTOS

Soy afortunado de, estando en Chile, haber tenido acceso a una educación de calidad.

Doy gracias a mis padres por su afectuoso soporte en mi vida. También a Wybe, Leo, Felipe y Gerrit, mis grandes amigos, por su amistad, por poder siempre contar con ellos y entender mis chistes, a veces. Gracias especiales a mi novia Camila, por el permanente significativo apoyo y amor.

Una serie de instituciones han sido esenciales en mi formación profesional y han influenciado mi visión de mundo a través de las experiencias que ellas fomentan. Entre ellas agradezco a: BW-Stipendium por la ayuda económica en mi semestre de intercambio en Stuttgart que fue clave para encontrar mi especialidad de ingeniería; a la Fundación Pablo Pérez Zañartu por el premio de excelencia académica que permitió costear mis últimos años de ingeniería y así seguir con el postgrado; a CONICYT por el financiamiento de mi tesis de magíster y la investigación corta en la Universidad de Queensland; a la División de Recursos Hídricos y Medio Ambiente por su apoyo para asistir al Congreso AGU-2013; y al Departamento de Postgrado y Postítulo de la Universidad de Chile por el apoyo en mi estadía corta de investigación de postgrado en la Universidad de Stuttgart.

Durante mis años en la Universidad tuve la oportunidad de interactuar con muchos profesores inspiradores y desafiantes. Particularmente doy gracias a mis guías Marcelo Olivares y Rodrigo Palma, por toda la retroalimentación constructiva en la investigación realizada, por haberme mostrado el fascinante mundo del análisis de sistemas y mercados energéticos, y quienes más allá de eso, no pudieron haber sido un apoyo más significativo y sincero durante mi formación universitaria. A los colegas del Centro de Energía, principalmente a Carlos Benavides por su muy buena disposición y ayuda en el modelo usado para la tesis; también a Luis Vargas, Benjamín Millas y Lorenzo Reyes que desde los primeros años de ingeniería tuvieron con su apoyo y confianza una positiva influencia sobre mi trayectoria.

Finalmente, agradezco a todos mis profesores, colegas y amigos del 3er piso de la División de Recursos Hídricos y Medio Ambiente por las tantas conversaciones y clases estimulantes, los intensos momentos de estudio, partidos de fútbol y almuerzos, y por una atmósfera de trabajo tremendamente afable. Gracias también a Seth McFarlane cuyos interminables chistes afortunadamente han logrado animarme a diario para seguir adelante por el medio ambiente.

Jannik

TABLA DE CONTENIDO

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 2: ANÁLISIS PRELIMINAR DEL VALOR DE UP-POWERING EN EL SIC PARA DIFERENTES NIVELES DE PENETRACIÓN DE ENERGÍA EÓLICA	4
CAPÍTULO 3: EFECTOS ECONÓMICOS DE LA MODELACIÓN DE LOS ESTANQUES DE REGULACIÓN DE HIDROELÉCTRICAS DE PASADA EN EL PRE-DESPACHO DEL SIC	15
CAPÍTULO 4: ALTERACIÓN HIDROLÓGICA INTRA-DIARIA POR INSERCIÓN MASIVA DE ENERGÍA EÓLICA EN EL SIC	29
CAPÍTULO 5: CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO	49
BIBLIOGRAFÍA	52

CAPÍTULO 1: **Introducción**

A medida que en un sistema eléctrico aumenta la participación de energías renovables fluctuantes (ERf), como la energía solar fotovoltaica y eólica, la flexibilidad de la red para responder frente a mayores variaciones e incertidumbre en la demanda neta (diferencia entre demanda y ERf) se torna cada vez más importante ¹. Esta flexibilidad puede ser provista por dispositivos de almacenamiento, infraestructura de transmisión, algunas centrales térmicas (gas o diesel) o centrales hidroeléctricas. Particularmente estas últimas son una alternativa conveniente cuando su participación en sistemas de potencia es significativa y están dotadas con capacidad de regulación, como el caso de Chile, Nueva Zelanda, Brasil, Colombia, Panamá y los países nórdicos (NordPool). Algunos desafíos ligados a la flexibilidad entregada por estas centrales hidroeléctricas son la limitada capacidad de potencia y energía embalsada, y la operación fluctuante que se puede originar al momento de operar en modo de seguimiento de carga (“hydropeaking”). Este régimen de operación variable, al inducir grandes fluctuaciones de caudal entre una hora y otra, es capaz de ocasionar efectos severos, tanto sobre el ecosistema de un río ²⁻⁷ como sobre otros usos aguas abajo. Así, la nueva meta ERNC 20/25 de Chile ⁸ (20% de energías renovables no convencionales al 2025) motiva a investigar las interacciones sistémicas entre centrales hidroeléctricas y proyectos de ERf.

En relación a los desafíos expuestos se definen tres preguntas de investigación. Primero se exploran dos opciones para incrementar la flexibilidad de operación de las centrales hidroeléctricas. Una alternativa consiste en aumentar la potencia instalada de centrales hidroeléctricas, permitiendo de este modo seguir más fácilmente el perfil variable de las ERf. En concreto, se desea determinar cuál es el beneficio sistémico de incrementar la potencia instalada de centrales hidroeléctricas existentes del SIC. En segundo lugar, se desea analizar la importancia de las centrales hidroeléctricas de pasada que poseen estanques de regulación, debido a que éstas también pueden contribuir a la integración de las ERf. En este caso se pretende responder: ¿cuál es el beneficio sistémico de optimizar el uso de los estanques de regulación? En tercer lugar se exploran los efectos cruzados entre las ERf y la operación de centrales de embalses. En particular, la meta es determinar si existe una intensificación sistemática en las variaciones de caudal aguas abajo de éstas últimas y en cuáles ríos. Mientras que las dos primeras preguntas se ocupan de analizar alternativas para facilitar la integración de energía eólica y solar fotovoltaica, la última entrega una mirada ambiental-hídrica que potencialmente podría restringir la inserción de energías renovables fluctuantes.

Para dar respuesta a las preguntas de investigación, se usa un modelo que define la operación de todo el sistema eléctrico. Éste se basa en una minimización de costos de operación, dado el carácter centralmente planificado que posee la coordinación semanal de las centrales eléctricas en el SIC. En el óptimo, el resultado de este enfoque debería

coincidir con la maximización de beneficios privados, estructura típica de un mercado ofertas, como la bolsa de energía de Europa. Este modelo de optimización entera-mixta para el pre-despacho (MIP-UC) ⁹, que replica la estrategia de programación del operador del sistema, prescribe con resolución horaria qué centrales deben encontrarse encendidas y apagadas, y su nivel de generación durante el horizonte planificación.

En el contexto de la primera pregunta, aumentar la potencia instalada de centrales hidroeléctricas existentes se puede lograr reemplazando las turbinas antiguas por nuevas -más eficientes- (denominado en ocasiones *re-powering*) o bien adicionando turbinas a la central (*up-powering*). Para efectos del presente trabajo, se utilizará el término genérico *up-powering* para referirse a ambas situaciones. Con datos reales del operador de sistema ¹⁰, MIP-UC simula 22 semanas selectas del año 2010 para 5 portafolios de proyectos eólicos. A partir de los resultados se desea identificar preliminarmente las centrales en las cuales hacer *up-powering* genera un mayor beneficio al sistema y, a su vez, establecer un diagnóstico respecto los fenómenos relevantes a incluir en futuras modelaciones, como tiempos mínimos de permanencia encendido y apagado.

La segunda pregunta motiva explorar cómo la modelación de estanques de regulación -pequeños reservorios con una capacidad de acumulación aproximada entre 1 a 15 horas- que poseen algunas centrales de pasada, pueden proveer flexibilidad operacional, en conjunto con las centrales de embalse. Sin embargo, actualmente la capacidad de regulación de los estanques no se modela endógenamente en el pre-despacho del SIC, sino sólo se modulan los caudales afluentes para hacer coincidir su operación con las horas punta (empuntamiento). En total la capacidad de los estanques en potencia y energía se encuentra en torno a 900 MW y 20 GWh, respectivamente, de los cuales el operador del sistema podría disponer libremente. La hipótesis es que la práctica actual es subóptima, particularmente cuando altos niveles de ERf dificultan identificar las horas punta. Para probar esto, se define un año representativo y se simula con el MIP-UC, una vez siguiendo la práctica actual del empuntamiento y otra vez dejando al modelo operar los estanques. Posteriormente, se aplica un análisis de sensibilidad para estudiar el comportamiento de los resultados en un año seco, normal e húmedo, y para distintos niveles de penetración eólica.

La tercera pregunta se enfoca en la alteración hidrológica en los ríos intervenidos con centrales hidroeléctricas. Considerando que el caudal turbinado es la componente principal del flujo en los cauces aguas abajo de centrales hidroeléctricas en Chile central, una operación hidroeléctrica variable inducirá una mayor alteración hidrológica aguas abajo del punto de restitución, lo cual fue evidenciado por varios estudios locales ^{7,11,12}. La hipótesis de trabajo de esta sección consiste en que las centrales hidroeléctricas del SIC modificarían su operación frente a mayores niveles de ERf y consecuentemente agudizarían los impactos en ecosistemas fluviales y ribereños. Por ello se realiza una

propuesta metodológica que considera: i) contrastar la operación -actual o futura- de centrales hidroeléctricas con el régimen natural de un río; ii) evaluar la operación de proyectos hidroeléctricos con resolución horaria, dado que escalas temporales más gruesas pueden enmascarar las fluctuaciones de corto plazo; iii) estudiar proyectos existentes o futuros en contexto de la red entera, ya que diversos factores, principalmente la ubicación de la central, son influyentes sobre su operación. La metodología es aplicada mediante un estudio de caso al SIC, donde se determina la operación de todo el sistema con la herramienta MIP-UC para tres escenarios hidrológicos –seco, normal y húmedo- y tres niveles de penetración eólica. La meta es lograr identificar los sistemas hidroeléctricos que son particularmente susceptibles a compensar las fluctuaciones eólicas y cuya operación es sistemáticamente más fluctuante bajo altos niveles de viento.

Las primeras dos interrogantes fueron respondidas en publicaciones de congreso y se exhiben en el Capítulo 2 y 3, respectivamente. En el Capítulo 3 también se encuentran detalles del modelo MIP-UC. El Capítulo 4 responde a la tercera pregunta y corresponde a un artículo enviado a revista científica, mientras que el Capítulo 5 presenta las conclusiones y el trabajo futuro.

CAPÍTULO 2: Análisis preliminar del valor de *up-powering* en el SIC para diferentes niveles de penetración de energía eólica

Publicado en:

Congreso CHILECON 2013 - “Energía solar y redes inteligentes”
Santiago de Chile | Septiembre 2013.

Autores:

Jannik Haas, Rodrigo Palma, Marcelo Olivares

Palabras claves:

Up-powering, coordinación hidro-térmica, energía eólica, energías renovables fluctuantes, reservas, flexibilidad

RESUMEN

A medida que energías renovables fluctuantes (ERf), como la solar fotovoltaica y la eólica, aumentan su participación en un sistema de potencia, la flexibilidad del sistema se torna cada vez más importante. En sistemas hidro-térmicos dicha flexibilidad es usualmente proporcionada por plantas hidroeléctricas. En este contexto se plantea como estrategia aumentar la potencia instalada de las centrales de embalse (up-powering) lo cual será evaluado en este trabajo. Para ello se definen cinco portafolios de proyectos eólicos para agregarlos al modelo del sistema existente del SIC. Con el modelo, una herramienta de optimización entera-mixta, se simula una muestra de 22 semanas para cada uno de los cinco portafolios. Para identificar las centrales claves en proveer flexibilidad al sistema, se analizan los precios sombras de las restricciones asociadas a la potencia instalada de las centrales de embalse. Luego, para estas centrales, se evalúan cuatro casos de up-powering para estudiar los ahorros operacionales a nivel del sistema. Los resultados muestran el potencial preliminar de up-powering en Chile.

Preliminary assessment of the value of up-powering in Chile's Central Interconnected System under different wind penetration scenarios

Published in:

CHILECON Congress 2013 - "Solar energy and smart grids"
Santiago de Chile - September 2013.

Authors:

Jannik Haas, Rodrigo Palma, Marcelo Olivares

Key words:

Up-powering, hydro-thermal coordination, wind power, reserves, flexibility, fluctuating renewable energy.

ABSTRACT

As more variable renewable power sources (solar PV, wind) penetrate a power system, flexibility becomes more important. In hydrothermal systems such flexibility is usually provided by hydropower plants. Specifically, increasing the installed capacity of existing or projected hydropower plants (up-powering) looks promising and is evaluated in this research. Thus, five wind portfolios are defined and added to a mixed-integer unit commitment model of the Chilean Central Interconnected System (SIC). The model is run for a sample of 22 weeks for each of the 5 wind portfolios. The key hydropower reservoirs plants in providing additional flexibility are identified by analyzing the shadow prices of power capacity constraints. Four up-powering cases are proposed for the selected plants, after which the unit commitment is computed for these. Finally the operational savings due to up-powering are calculated. Results show the preliminary potential of up-powering strategies in the SIC.

2.1 INTRODUCTION

The integration of variable renewable energy sources, like solar photovoltaic and wind power plants, is a challenging task. Especially the latter, because of its high variability, along with the hardly predictable nature and the nonlinear relationship between wind speed and power, has a number of operational issues that must be addressed for successful grid integration¹. The fluctuations occur at different time scales. Holttinen¹³ mentions how inter-second wind speed variations are smoothed out by a blade's inertia and the geographic dispersion of turbines within a farm. So, the main ramp rates are identified in a time frame from a few minutes to a couple of hours. Holttinen¹⁴ also concludes that intra-hour fluctuations have a lower impact on the grid than hourly changes in Nordic countries, which is consistent with the findings of Persaud, Fox and Flynn¹⁵ for Northern Ireland.

Flexibility of a power system is also one of the targets of the future smartgrids and can be provided by some thermal plants (gas or diesel), hydropower plants, storage devices, and transmission facilities. If the compensation for short-term fluctuations is performed by gas or diesel thermal plants, it is expected that they will operate at partial load. This can mean lower efficiencies, higher operating costs and more emissions^{1,16,17}. At the same time, their lifetime could be affected, as it is likely they will more often operate at points for which they are not designed (cycling)¹⁸. On the other hand, if hydropower is available, its high reliability, predictability and controllability, together with its relatively low operating cost have made it a common balancing technology. However, in contrast to thermal systems, where a lot of wind integration studies have been performed, the literature lacks of research about its relationship with hydro-thermal systems.

This study proposes to “up-power” hydropower plants. This can be achieved by replacing old turbines/generators by more efficient ones (sometimes also called re-powering) or adding turbines to an existing or projected hydroreservoir power plant without modifying its storage capacity. The higher flexibility in the power output should help adjust to the increased fluctuations in the generation-demand balance. The preliminary economic benefits of this solution will be analyzed. The methodology can be applied to other hydro-thermal systems in the world as long data for a centralized optimization tool are available.

This publication is organized into five sections. Section 2.2 details the optimization to evaluate up-powering hydropower plants, whereas section 2.3 explains the methodology. Results are discussed in section 2.4 and conclusions and future work are presented in section 2.5.

2.2 OPTIMIZATION MODEL

A hydro-thermal system presents strong inter-temporal ties, due to its large storage capacity. To achieve convergence, a common approach is to split up the hydro-thermal scheduling into smaller problems, according to their time frame. The procedure of Chile's Independent System Operator (ISO) is to determine the opportunity cost of water over a 1-2 year horizon using a stochastic optimization, which is run for 40-50 historic flow series with the existing power park. This opportunity cost -or future cost function (FCF) - of water is later on used as an input by the hourly unit commitment problem. Depending on whether the system is based on a mandatory pool with audited costs or a power exchange market, the unit commitment results in a cost minimization or benefit maximization problem, respectively. In this study, a mixed integer cost minimization model (MIP-UC) is used to solve the weekly unit commitment problem⁹ as explained in the next paragraph.

The objective function of optimization is shown in Equation 1, where c_g is the operational cost of generator g and P_{gt} is the power output of generator g during time block t of duration n hours; FCF is the future cost function of water in the reservoirs - which depends on the storage of the reservoirs at the end of the time horizon-; c_{ue} is the cost of unserved energy; and $UE_{b,t}$ is the amount of unserved power at bus b during time block t . Although an hourly resolution was used in this study, a more general formulation is considered which allows using time blocks of different duration (e.g 0.5h, 2h...). Time blocks t are indexed between 1 and T , and generators g between 1 and G . Binary variables $B_{g,t}$ decide whether a power plant g will be on or off during the time block t .

$$\text{Min } Z = \sum_{t,g}^{T,G} c_g P_{g,t} n_t + \sum_s \frac{1}{S} FCF_s + \sum_{t,g}^{T,G} c_{UE} UE_{b,t} n_t \quad (1)$$

The above objective function is constrained by equations 2-5. Additionally, power transmission constraints, DC-power flow, water balance equations and hydrologic connectivity are also modeled but not shown. Constraint 2 assures load balance is met at every bus b and time block t of the optimization considering the power output $P_{g,t}$ of the generators that connect to the bus (G_b), the unserved energy $UE_{b,t}$ at the bus, the power flow $F_{l,t}$ through the lines that connect with the bus (L_b), and the losses $R_{l,t}$ associated with those lines. Constraint 3 verifies the power output of each plant -when turned on- is above its technical minimum P_g^{\min} and below its nominal capacity P_g^{\max} . Constraint 4 forces a power plant to be turned on during a minimum amount of hours $TminOn_g$. A conversion between time blocks ($BlocksOn_{g,t}$) and hours ($TminOn_g$) is required, but for simplicity not shown above. Constraint 5 has the same purpose as 4,

but is used for the last time blocks of the simulation horizon, when $TminOn_g$ cannot be further met. The constraint for the minimum off time is analogue to constraint 4 and 5, but not shown.

$$\sum_{g \in \mathbb{G}_b} P_{g,t} + UE_{b,t} + \sum_{l \in \mathbb{L}_b} F_{l,t} + \sum_{l \in \mathbb{L}_b} R_{l,t} = D_{b,t}, \forall t, b \quad (2)$$

$$B_{g,t} P_g^{min} \leq P_{g,t} \leq B_{g,t} P_g^{max}, \quad \forall t, g \quad (3)$$

$$\sum_{ta=t}^{t+bMin_g^{on}-1} n_{ta} B_{g,ta} \geq tMin_g^{on} (B_{g,t} - B_{g,t-1}) \quad (4)$$

$$if \ 1 \leq t \leq T - bfMin_g^{on}, \quad \forall g, t$$

$$\sum_{ta=t}^T n_{ta} B_{g,ta} \geq \left(\sum_{ta=t}^T n_{ta} \right) (B_{g,t} - B_{g,t-1}) \quad (5)$$

$$if \ t \geq T - bfMin_g^{on}, \quad \forall g, t$$

Under the current practice, the ISO of the Chilean SIC considers P_g^{min} explicitly only for a few power plants; minimum on/off times, ramp rates, start-up and shut-down costs are not taken into account. Thus, this problem has about 700.000 continuous decision variables, 1.000 binary decision variables and 60.000 constraints.

2.3 METHODOLOGY

A base case was set up to allow for study of the short-term effects of up-powering hydropower reservoirs plants. This base case is composed by five wind portfolios. These gradually increasing portfolios (Tab. I) were defined using wind projects already approved by Chile's Environmental Assessment Service (SEA)¹⁹, sorted according to estimated time of completion, and added to the current power park of the SIC. The first portfolio is the current situation (February 2013). The location and height of each project are considered; however, the interaction and geographic dispersion between the turbines within each park, and other phenomena inherent to wind farms, are not. These wind portfolios are added to the current 13.5 GW power system¹⁰.

TAB. I. DETAILS OF THE WIND PORTFOLIOS

Portfolio	Wind farm capacity [MW]
1	200
2	700
3	1300
4	2600
5	3300

The hourly operation with weekly horizons was simulated using the MIP-UC optimization model over a period of 22 weeks. The same data used by the ISO, from April 2010 to June 2010, were taken as inputs. The simulation is deterministic as uncertainties of wind and hydrologic profiles are not considered, being aligned with current practices of the ISO. In this part of the study, P_g^{\min} was modeled only for a couple of plants and minimum on/off times were not. Once the unit commitment of the base case is known, it can be compared to different system operation with up-powered hydro reservoir plants.

Promising plants to be up-powered are identified by analyzing the dual variables associated with the maximum power capacity constraints of the hydropower reservoir plants. As duality is unclear in MIP problems, two optimizations were performed. First the MIP-UC was solved to obtain the binary variables of the optimal solution. Subsequently, a relaxed version of the MIP-UC was solved, i.e. the binary variables are fixed at the former MIP solution and solved again with linear programming. At the optimum the value of those dual variables is the shadow price of the constraint. In linear programming (LP), the expected savings for every MW of up-powered capacity can be estimated as the product between the shadow prices and time -within the range where a softer restriction (more power capacity) does not alter the optimal basis-. Hence, the greater the shadow prices, the larger their contribution to operational cost savings of the system. From all the reservoirs, only the ones with the most significant shadow prices (related to capacity constraints of the power plants) will be chosen. However, as this analysis is performed under the relaxed version of the unit commitment, it requires to be verified under integer constraints. For this reason the model was re-run for the chosen subset of reservoirs, under 4 different up-powering cases. The total cost savings for each up-powering case was then computed for each wind portfolio. These saving are the system-wide economic benefits of up-powering.

2.4 RESULTS AND DISCUSSION

After computing the base case, the shadow price of the power capacity constraint of the main hydropower reservoir plants are shown in Fig. 1 as duration curves. The subplots show the different reservoirs and the series the five wind portfolios. It should be noted that in this minimization problem these duals are negative, however for simplicity the sign will be ignored on the plots. Within the time horizon of 3696 hours (22 weeks * 168h) the capacity constraints of the different reservoirs is only activated about 700 hours. Among these hours, hydropower reservoirs El Toro, Cipreses, Pehuenche and Ralco possess the highest values of the dual variables. Particularly the former exhibits the largest values for the capacity constraint. During the remaining hours of the simulations P_g^{\max} is not reached, hence its dual is zero. The shadow price remains practically constant under all 5 wind portfolios for all reservoirs, except El Toro.

The potential savings (as read from the duals) from Cipreses, Pehuenche and Ralco were not attained when the MIP-UC was re-run for verification under up-powering cases. There can be following reasons for having lower savings than those predicted: i) if the savings are small, part of them can fall within the gap existing between the optimal solution of the LP (relaxed MIP) and the MIP; ii) the range of validity of the duals (at the optimum) is small, hence not all the extra capacity contributes to the savings. The savings from up-powering El Toro, however, are large enough to be verified with the MIP-UC optimization. Hence, from now on only results of El Toro will be further illustrated in detail, although a similar analysis was performed for all four reservoirs.

El Toro hydropower reservoir plant has a current power capacity of 450 MW. The cost effect of up-powering it by 80, 160, 320 and 640 MW (denoted as case UP 1, UP 2, UP 3 and UP 4 respectively) is analyzed under the five wind penetration portfolios. Despite the most extreme up-powering cases being unrealistic, they were chosen to study the sensitivity of the up-powering. Each series in Fig. 2 shows the weekly system savings in millions of USD for each up-powering case when compared to the base case. The lower line delimits the floor (UP 1), while the upper line confines the roof of the savings (UP 4). The remaining cases (UP 2 and UP 3) are within this band. UP 1 has noticeable effects under every wind scenario. However, the difference between UP 1, UP 2, UP 3 and UP 4 can only be distinguished in wind portfolio 5. This indicates that large up-powering is very unlikely to be cost-effective.

On the other hand, there is a clear correlation between the savings due to up-powering and the wind penetration levels, which is summarized in Fig. 3. For example an up-powering of 80 MW (UP 1), daily savings between 4.800 USD and 17.800 USD for the smallest (Wind 1) and the largest wind portfolios (Wind 5), respectively, are to be expected.

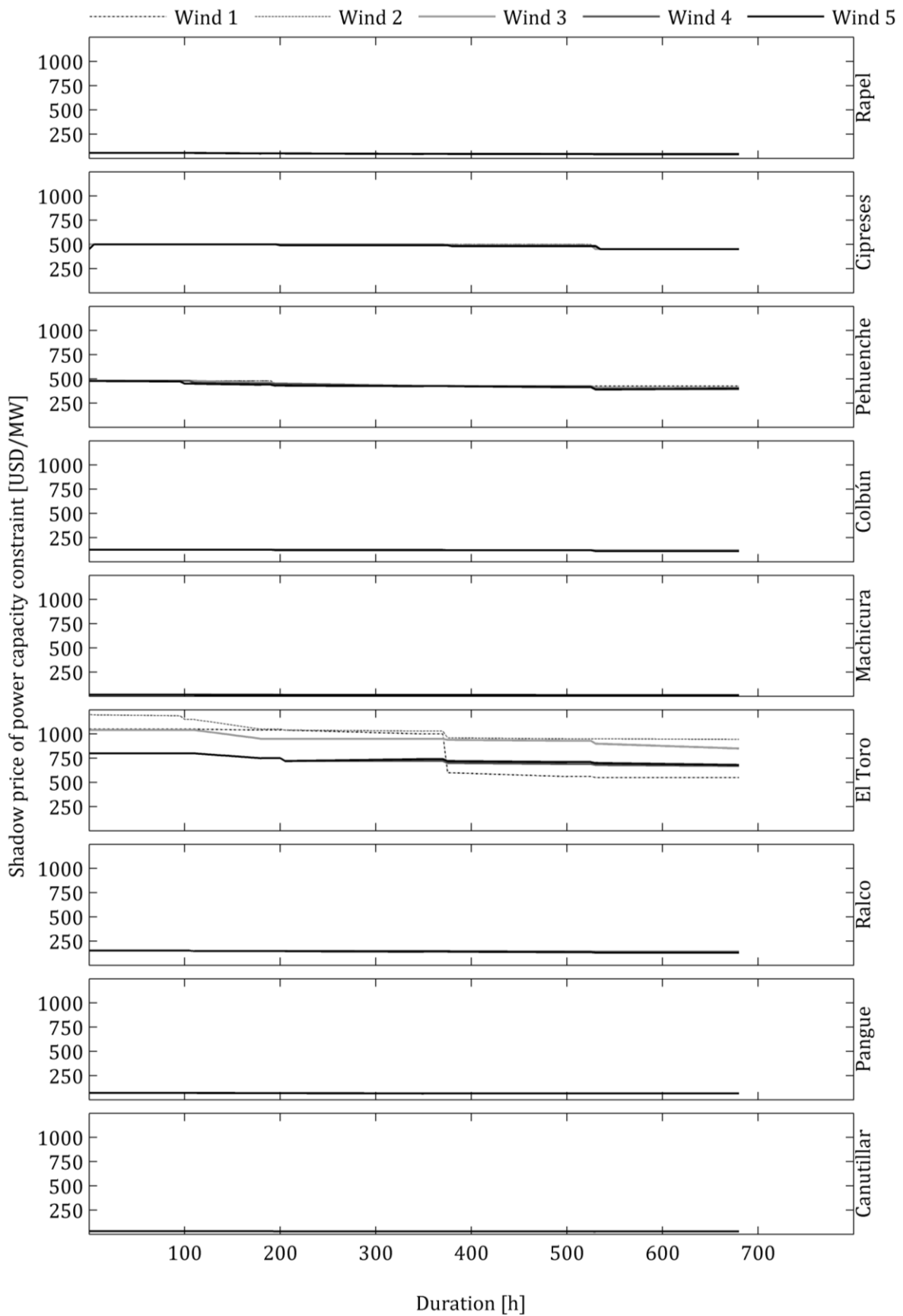


FIG. 1. DURATION CURVE OF SHADOW PRICES OF THE RESERVOIR POWER CAPACITY CONSTRAINT

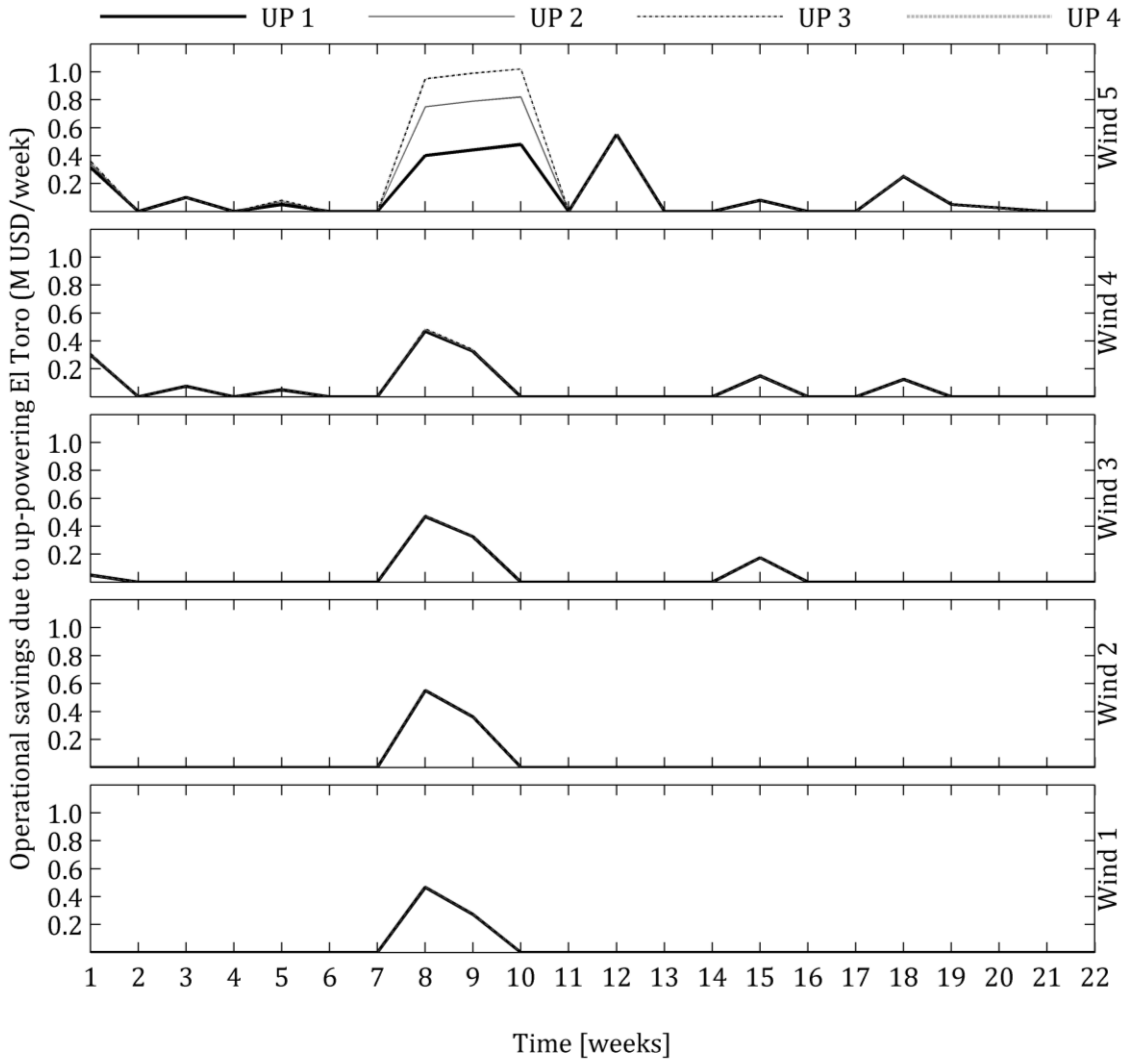


FIG. 2. SYSTEM WIDE OPERATIONAL SAVINGS (MILLION USD/WEEK) IN TIME FOR DIFFERENT UP-POWERING CASES UNDER DIFFERENT SCENARIOS OF WIND POWER PENETRATION

To put those numbers in perspective, the internal rate of return (IRR) is calculated. As the reservoir is already built, the investment cost for up-powering is expected to be on the lower end of hydropower projects; 1.000USD/kW was assumed. Hence, the IRR of up-powering case 1 is less than 0.3% for wind portfolio 1, 2, 3 and 4, and close to 1% for Scenario 5. These unattractive values can be explained because many phenomena associated with extra benefits of up-powering are not herein considered. In fact, much research^{1,20} points out that the variability of wind power affects the number of starts and stops of thermal power plants and challenge systems with slow reacting generators. This effect can even lead to negative market prices, as seen in the European Energy Exchange, or large wind spillage²¹. Neither ramp rates, minimum on/off times, nor start/stop costs are considered within this study, since the used program is a replica of the Chilean ISO, which currently does not model those parameters endogenously. Although this does not invalidate the results, it does lead to a systematic

underestimation of the real benefit of up-powering. This is how the economic benefits here shown are to be taken as lower bound of the potential savings only. In this study, the value of up-powering captures only the displacement of expensive peaking generators during high residual demand hours.

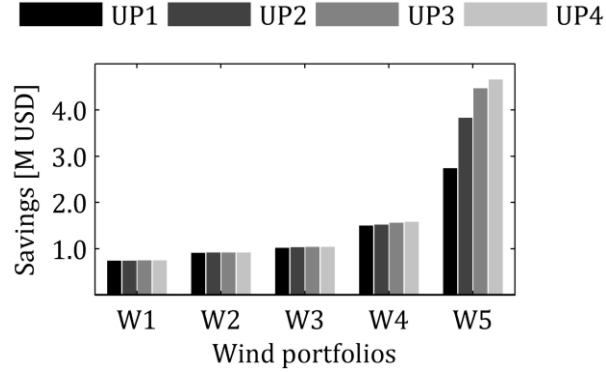


FIG. 3. SUMMARY OF OPERATIONAL SAVINGS (MILLION USD) FOR DIFFERENT UP-POWERING CASES UNDER DIFFERENT SCENARIOS OF WIND POWER PENETRATION

2.5 CONCLUSIONS AND FUTURE WORK

This research analyses the economic impact of up-powering hydroreservoirs using a weekly unit commitment optimization model on an hourly resolution. Minimum on/off times and start/stop costs have not been considered, and minimum capacity constraints were modeled only for the main power plants. On this basis it has been found that only the up-powering of El Toro has noticeable impacts on the system, while the other reservoirs have little to no effect on the grid-wide total costs. This particular power plant was further investigated and the savings for 4 up-powering cases were determined under 5 different wind portfolios.

It has been found that flexibility effectively becomes more important as variable energy sources enter the grid. However, the effect of the up-powering cases is constant under wind portfolios 1 to 4. Only for the largest wind portfolio, the difference between the up-powering cases becomes visible. This gives a clear feeling for the up-powering range that needs further exploration, i.e. the range below the smallest up-powering case ($<15\%$ of P_{\max} per reservoir).

Although the investment generates a positive return, it is very low according to these preliminary results. Hence, the need to do more research, including the parameters mentioned earlier. In particular, it would be relevant to avoid the load-following of slow thermal generators, which in practice is infeasible. In the hydraulic world, a topic to further investigate is the future water cost functions²², which are not updated for the 5 wind portfolios. This leads to potentially suboptimal results. On a similar thought, as

the identified hydropower reservoirs are headers of their basins, every unit of increased power capacity will affect immediately the downstream system of hydropower plants if flow routing times are not modeled. Hence, to provide more precise up-powering signals those times should be included ²³. The identification of the modeling need of all these parameters and the shown procedure are the main contribution of this work.

To better support the statistical significance of the results, the amount of simulated weeks must be extended. Concurrently, classifying these weeks according to hydrology (wet, normal, dry), wind profiles and load -or residual load- could also help to draw stronger conclusions in the assessment of investing in up-powering the hydropower park. The unpredictable nature of wind calls for a stochastic optimization ²⁰, towards which the unit commitment tool should evolve in the near future. Finally, the research will be extended for the evaluation of solar energy and the compensation potential from the hydropower plants.

2.6 ACKNOWLEDGEMENTS

The authors would like to thank Dr. Ing. Olav Krause who provided helpful feedback during a short research stay at University of Queensland sponsored by CONICYT Chile, and the financial support of CONICYT/FONDAP/15110019, CONICYT-PCHA/Magíster Nacional/2013-221320055 and CONICYT/Fondecyt/1120317.

CAPÍTULO 3: Efectos económicos de la modelación de los estanques de regulación de hidroeléctricas de pasada en el pre-despacho del SIC

Publicado en:

XXI Congreso Chileno de Ingeniería Hidráulica
Concepción de Chile - Octubre 2013.

Autores:

Jannik Haas, Marcelo Olivares, Rodrigo Palma, Abel Quintero

Palabras claves:

Energías renovables fluctuantes, energía eólica, coordinación hidro-térmica, capacidad de regulación, flexibilidad, reserva, pre-despacho, estanques de regulación

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 consiste en que considerar los estanques ayuda a la inserción ERf, por lo cual se propone modelarlos explícitamente. Para ello, se comparan dos casos, una vez sin y otra vez con la modelación endógena de dichos estanques, usando un modelo de optimización entero mixto para el pre-despacho. Se hace un análisis de sensibilidad para tres portafolios de penetración eólica y tres hidrologías -seca, normal y húmeda-. Los resultados muestran ahorros consistentes para todos los escenarios estudiados en torno al 4% del costo térmico.

Economic impact of modeling regulation tanks of run-of-river hydropower plants in Chile's unit commitment

Published in:

21st Chilean Congress of Hydraulic Engineering
Concepción de Chile - October 2013

Authors:

Jannik Haas, Marcelo Olivares, Rodrigo Palma, Abel Quintero

Keywords:

Variable renewable energies, wind power, hydro-thermal coordination, regulation capacity, regulation tanks, flexibility, reserves, unit commitment

ABSTRACT

Integrating massive amounts of variable renewable energies (solar PV, wind) requires power systems to become more flexible. In hydro-thermal systems this flexibility is usually provided by hydropower plants with storage capacity. Nevertheless, in the unit commitment of Chile's Central Interconnected System (SIC), only big reservoirs are modeled, while small regulation tanks of run-of-river hydropower plants are neglected. The working hypothesis of this research is that the modeling of these tanks is valuable, and becomes even more important as renewable energies penetrate the grid. Therefore, a comparison is made between the cases with and without explicit modelling of the regulation tanks, using a mixed-integer optimization tool to find the cost of the unit commitment. A sensitivity analysis is made for three wind penetration portfolios and three hydrologic scenarios. Results show consistent savings under all studied scenarios close to 4% of the thermal operating costs.

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
$AF_{g,t}$	Afluyente ficticio 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 central g
$BlocksOff_{g,t}$	

3.1 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 ²⁴. 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 ²⁵. 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 ^{1,26}.

La principal tecnología para proveer flexibilidad operacional al 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) que también pueden contribuir con flexibilidad al sistema. Dichos estanques actualmente no se modelan endógenamente en el pre-despacho del SIC, sino que existe solamente 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. Por ejemplo, la Fig. 4 muestra un afluente empuntado a partir de un promedio semanal que difiere del caudal óptimo (aquel resultante tras la programación de todo el sistema con la modelación explícita de los estanques). Lo anterior conlleva a un sobre costo 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.

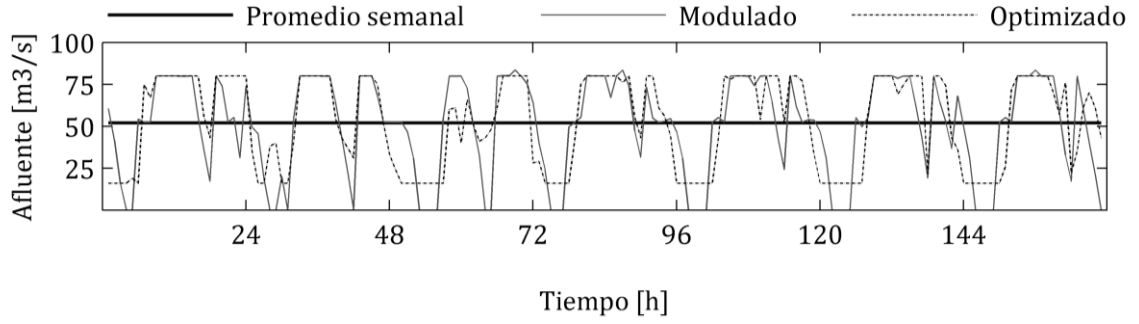


FIG. 4. DIFERENCIA ENTRE AFLUENTES DE PROMEDIO SEMANAL, AFLUENTES MODULADOS Y DESCARGA ÓPTIMA

El trabajo se organiza en cuatro secciones. En la sección 3.2 se explica la metodología del presente estudio, mientras que la sección 3.3 exhibe y discute los resultados. Las conclusiones y el trabajo futuro se muestran en la sección 3.4.

3.2 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 subsecciones se explicará el modelo, luego se describe el tratamiento de los datos de entrada, y finalmente se muestra la definición de escenarios.

3.2.1 Detalle del Modelo

La función objetivo del MIP-UC ⁹, 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 electro-mecánicas (2)-(5). 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 mínimo de permanencia encendido de cada central. Una restricción análoga se considera para el tiempo mínimo de

permanencia apagado. 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.

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

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

$$B_{g,t} P_g^{min} \leq P_{g,t} \leq B_{g,t} P_g^{max}, \quad \forall t, g \quad (4)$$

$$\sum_{ta=t}^{t+BlocksOn_{g,t}-1} n_{ta} B_{g,ta} \geq tOn_g^{min} (B_{g,t} - B_{g,t-1}) \quad (5)$$

Por otro lado, las restricciones (6)-(12) son de naturaleza hidráulica. 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 hidrología s. Restricción (8) establece el balance de agua para cada central de embalse definiendo la variación de volumen en cada periodo como la suma de los afluentes ficticios, afluentes de 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.

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

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

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

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

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

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

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. Así el modelo aplicado al SIC genera un modelo entero mixto con 700.000 variables continuas, 10.000 variables enteras y 100.000 restricciones aproximadamente.

3.2.2 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 ²⁷, los segundos se han inferido a partir de la operación histórica o por tiempos típicos según tecnología. La conectividad hídrica, el rendimiento (MW/m³/s) 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 hidrologías históricas del SIC a nivel semanal son obtenidos del ISO ²⁷. Por otro lado, las velocidades horarias del viento entre el año 1980-2012 para los distintos lugares de los proyectos eólicos son extraídos de ²⁸.

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.

3.2.3 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 estos tres datos de entrada están sujetos 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 II); cada escenario a su vez, se modela por un año, representado por una semana típica por mes con resolución horaria. Los afluentes del CB se emputan antes de la ejecución del MIP-UC. Para ello, se ejecuta otra optimización que tiene como objetivo maximizar la utilidad de la central, asumiendo que ésta es tomadora de precio de la barra más cercana y sujeto al balance de agua.

El caso con modelación de los estanques de regulación (CMRT) consta de los mismos escenarios, pero el MIP-UC puede optimizar doce estanques de regulación, distribuidos en las distintas cuencas del SIC, que en suma poseen una capacidad de regulación de 19 GWh y una potencia de 900 MW. Finalmente, los 9 escenarios del CB se compararán con los 9 escenarios del CMRT.

TAB. II. NOMENCLATURA DE ESCENARIOS

	Wind 1	Wind 2	Wind 3
Hidrología seca	Dry-W1	Dry-W2	Dry-W3
Hidrología normal	Nor-W1	Nor-W2	Nor-W3
Hidrología húmeda	Wet-W1	Wet-W2	Wet-W3

3.3 RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Tras el cómputo de todos los escenarios se compara el valor de la función objetivo del CB con el CMRT. La diferencia 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 III.

TAB. III. AHORROS PROMEDIOS SEMANALES (M USD/SEMANA)

Portafolio / Hidrología	Wind 1	Wind 2	Wind 3
Hidrología seca	0.88	1.06	1.17
Hidrología normal	1.07	1.10	1.14
Hidrología húmeda	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.

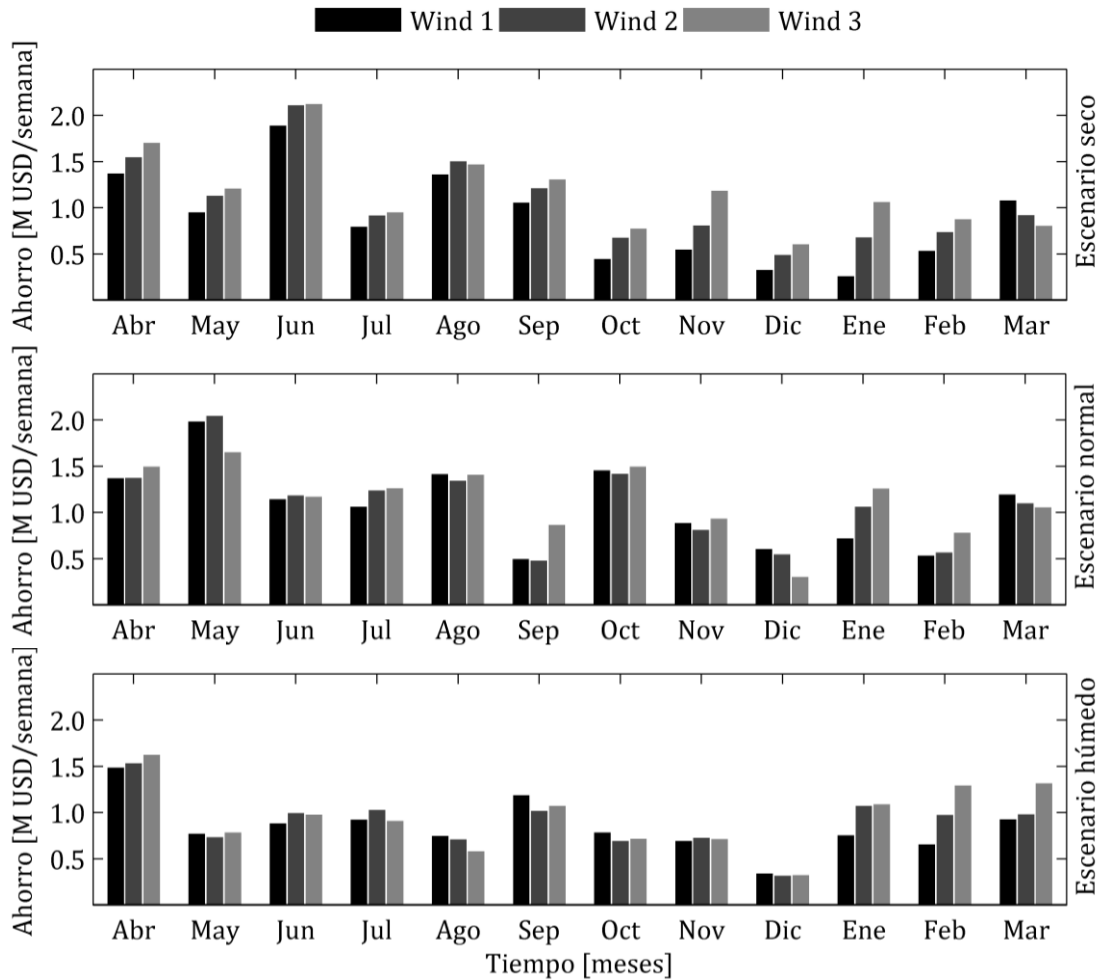


FIG. 5. AHORRO AL MODELAR LOS ESTANQUES DE REGULACIÓN EN MILLONES DE USD/SEMANA SEGÚN ESCENARIO HIDROLÓGICO Y PORTAFOLIO EÓLICO

La Fig. 6 desglosa los ahorros en el tiempo para los 3 escenarios hidrológicos y para los distintos portafolios eólicos. 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. Además se observa para la mayoría de los meses, como la importancia de modelar los estanques de regulación crece conforme aumenta la penetración eólica.

Es posible desglosar los ahorros en las componentes principales de la función objetivo: costo de generación térmica y función de costo futuro, lo cual se muestra en la Fig. 5.

. 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.

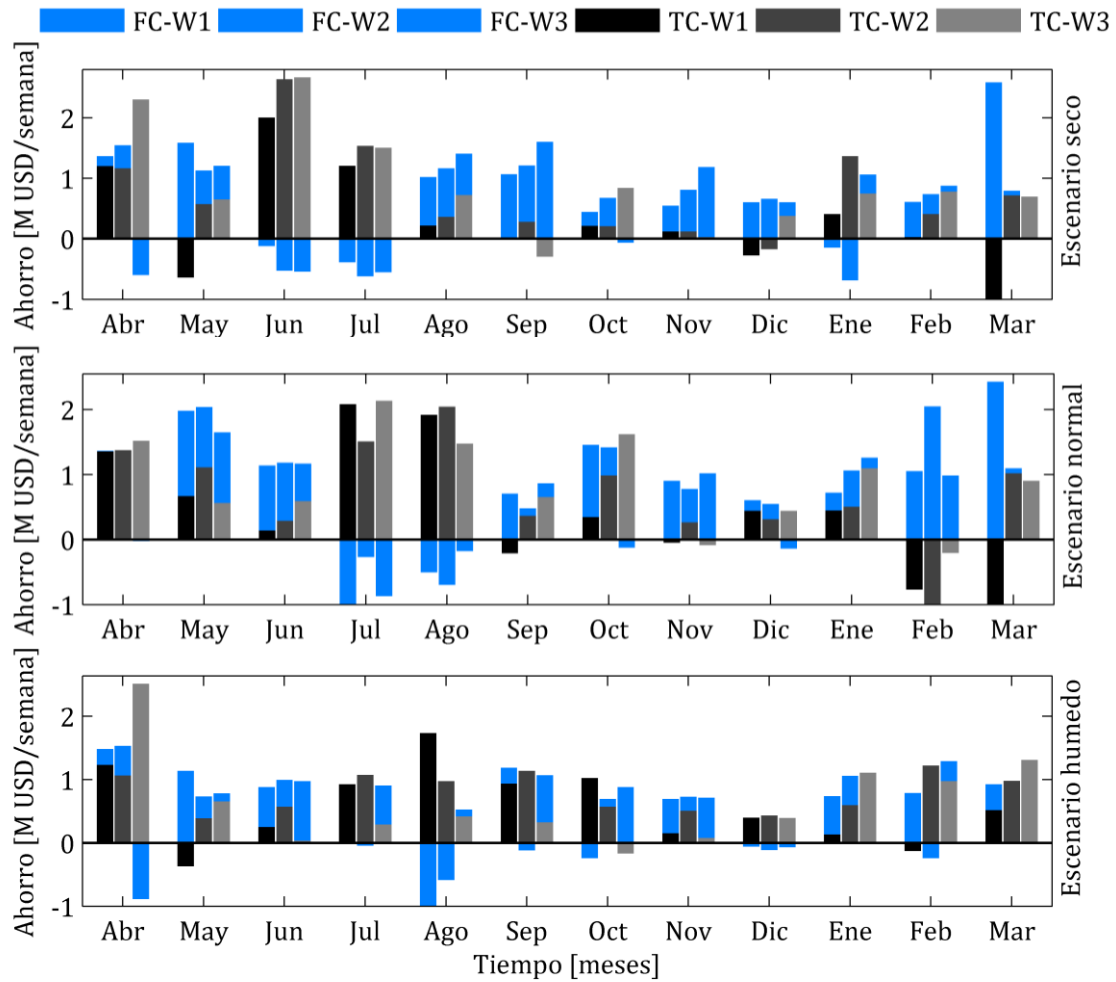


FIG. 6. AHORRO EN GENERACIÓN TÉRMICA Y EN FUNCIÓN DE COSTO FUTURO POR SEMANA EXPRESADO EN MILLONES DE USD/SEMANA PARA DISTINTOS ESCENARIOS HIDROLÓGICOS Y PORTAFOLIOS EÓLICOS

A diferencia de los ahorros totales (resta entre dos funciones objetivos), 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 puede radicar 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. Por otro lado, el mes de marzo del escenario Dry-W1 y Nor-W1 presenta problemas de convergencia, debido a la escasez hídrica, por lo cual este mes se ha excluido de todo análisis.

Finalmente, se detecta un aumento en el número de partidas de las centrales térmicas a medida que la penetración eólica crece. 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.

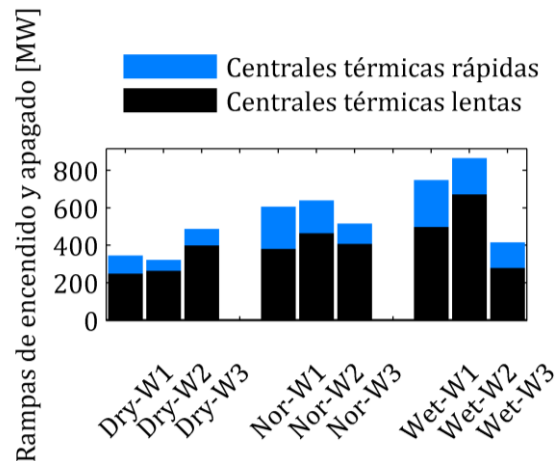


FIG. 7. AHORRO EN RAMPAS DE ENCENDIDO Y APAGADO POR MODELACIÓN DE ESTANQUES DE REGULACIÓN PARA LOS DISTINTOS ESCENARIOS HIDROLÓGICOS Y PORTAFOLIOS DE VIENTO

Un indicador para medir este fenómeno, y que toma en cuenta el tamaño de las centrales, es el largo de las rampas de encendido y apagado que es evitado por la modelación de estanques. Debido a que estas rampas no siempre son datos conocidos, una aproximación a este indicador puede ser la suma, sobre todas las centrales térmicas, del producto entre las potencias mínimas técnicas y las frecuencias de encendido/apagado. Esto se exhibe en la Fig. 7, la cual muestra como la modelación de los estanques evita el encendido de un total de 550 MW por semana en promedio. Un 40% de esta cifra corresponde a centrales térmicas rápidas (tiempo apagado <4 horas), mientras que el porcentaje restante son centrales térmicas lentas. Son estas últimas que generan un mayor costo de encendido/apagado al sistema. También en la cantidad de

rampas de encendido y apagado se detecta un ahorro consistente por modelar los estanques de regulación en todos los escenarios. Sin embargo, éste no crece conforme una mayor penetración eólica.

3.4 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 ²¹, sin embargo se debe tener presente que la regulación inter-horaria no es el único desafío para una integración exitosa de la energía eólica ¹.

Si bien los ahorros dependen del escenario hidrológico y de la penetración eólica, éstos son estrictamente 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 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 instalar sobre-potencia a centrales existentes que posean capacidad de regulación ²⁹.

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 a 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.

3.5 AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a CONICYT/Fondecyt/1120317, CONICYT/Fondecyt/11110326, y CONICYT-PCHA/Magíster Nacional/2013-221320055 por el financiamiento de este proyecto.

CAPÍTULO 4: Alteración hidrológica intra-diaria por inserción masiva de energía eólica en el SIC

Enviado a:
Journal of Environmental Management
Versión Enero 2014

Autores:
Jannik Haas, Marcelo Olivares, Rodrigo Palma

Palabras claves:
Alteración hidrológica intra-diaria, energías renovables fluctuantes, hydropeaking, energía eólica, coordinación hidrotérmica, operación de embalse

RESUMEN

A medida que energías renovables fluctuantes (ERf), como la energía eólica o la solar fotovoltaica, penetran un sistema de potencia, es esperable que las fluctuaciones en la demanda neta aumenten. En este contexto, las tecnologías de balance, como las centrales hidroeléctricas o centrales de bombeo, pueden intensificar su régimen de hydropeaking, el cual es difícil de inferir. Esto llama a una modelación conjunta entre el sistema de potencia y las centrales de embalse, desafiando el enfoque tradicional de estudiar cada embalse por separado, basado en su operación histórica. En este trabajo se presenta una metodología novedosa para estudiar la relación entre la variabilidad de energías renovables y la alteración hidrológica. Usando una herramienta de coordinación hidrotérmica que considera toda la red eléctrica, incluyendo los embalses, se simulan distintos portafolios de ERf. Luego, éstos son analizados para: i) detectar si hay cambios significativos en la alteración hidrológica intradiaria (SDHA) en los sistemas de embalse; y ii) identificar los ríos más expuestos a incrementar su SDHA. La propuesta metodológica es aplicada al SIC chileno, hasta escenarios de 15% penetración de energía eólica. Dos ríos importantes muestran un aumento en su SDHA cuando ERf entran al sistema. Se propone para el futuro, realizar estudios ecosistémicos en esos ríos para describir su vulnerabilidad frente a mayores variaciones de caudal. Al mismo tiempo, restricciones operacionales deberían aplicarse para limitar la SDHA. Adicionalmente, para mayor evidencia estadística se deberían ampliar los escenarios analizados (demanda, parque de generación, capacidad de pronóstico).

System wide subdaily hydrological alteration due to massive wind power integration in Chile

Submitted to:
Journal of Environmental Management
Version January 2014

Authors:
Jannik Haas, Marcelo Olivares, Rodrigo Palma

Key words:
Subdaily hydrologic alteration, variable renewable energy, hydropeaking,
wind power, hydro thermal coordination, reservoir operation

ABSTRACT

As fluctuating renewable power sources, e.g. solar PV and wind, penetrate a power system, fluctuations in the generation-demand balance are expected to increase. In this context the compensating technologies, such as hydropower reservoirs plants and pumped-storage, could operate in a stronger hydropeaking scheme, quite difficult to infer. This calls for a joint modeling between the power system and hydroreservoirs, challenging however, the traditional approach of isolating each reservoir to analyze its operation based on historical data. A novel approach to study the link between the variability of renewable energies and subdaily hydrologic alteration is presented. Renewable energy portfolio scenarios are simulated using a short-term hydro-thermal coordination tool that models the entire power system operation, including every hydropower plant. The results are used to compute a set of hydrologic alteration indexes. Those are then analyzed in order to: i) detect if there is a significant change in subdaily hydrological alteration (SDHA) due to larger wind penetration, and ii) identify which rivers are the most affected ones. The proposed scheme is applied to Chile's Central Interconnect System (SIC) for scenarios up to 15% of wind energy penetration. Two important rivers showed a significant increase in SDHA as wind power enters the system. These should be further studied by biologists to describe their vulnerability to greater flow variability and, concurrently, operational constraints should be applied to limit the SDHA. For further statistical evidence a set of new scenarios (demand, energy mix and forecast, etc.) should be performed in future.

4.1 INTRODUCTION

As population growth and green policies demand increasing levels of renewable energy in power systems, deployment of wind farms and solar photovoltaic plants is rising quickly. However, their power output is highly fluctuating on short time scales, requiring other power plants of the grid to compensate for their fluctuations, particularly those fast responding units as hydropower reservoirs. The hydropower operation, when it is highly fluctuating, is known as hydropeaking. It can occur on a broad time scale -from minutes to days- and it has been widely proven to induce negative effects on a river's ecosystem ^{5,6,30-32}. In this context, interesting questions arise: will massive penetration of variable renewables induce a stronger hydropeaking? If so, which rivers will most likely be subjected to a larger hydrologic alteration?

The effects of hydropower reservoir operation on aquatic and riparian ecosystems have long been studied ³³. There is a large variety of impacts, such as washing-out and stranding of species ³⁴, life cycle disruption ³⁵, threats to native species ³⁶, change in vegetation and food web structures ³⁷, among many others. There are three main approaches to propose ecological flows to protect riparian ecosystems from such effects: physical habitat studies, hydraulic methods and hydrologic indexes ³⁸. Belonging to the latter, ³⁹ introduce the concept of natural flow regime and grouped the existing knowledge, according to four major streamflow components that caused the impacts: i) increased variation in magnitude and frequency of flows; ii) loss of seasonal peaks; iii) duration of low flows and inundations; and iv) the rate of change of rivers stages. In this context many hydrological alteration indexes, based on a daily resolution, were proposed to statistically characterize the hydrologic alteration of a river. Very known are the 32 indexes of Richter et al ⁴⁰, which try to capture the main parameters that are ecologically relevant. In time, many more indexes were developed ⁴¹. Recently, ⁴² made an effort find representative indicators of hydrologic alteration to reduce the redundancy of the currently used indexes. He concluded that eco-surplus and -deficit index were the most fitted ones. As a certain level of variability of flows is normal and healthy for a river ^{39,43}, the usual procedure is to compare these indexes for situations before and after human intervention, in order to get an idea about how far a river is from its desired natural state ³¹. This is known as "Range of Variability Approach" and it is particularly relevant when the goal is to conserve native aquatic biodiversity. Unfortunately, until today a biological safe threshold of those indexes is not clear yet, as ecological studies are system-dependent, and damages in them usually become visible only in the long-term.

So far the previous indicators rely on a daily resolution and neglect subdaily alteration. Hydropeaking, however, can also affect severely the rate of change in frequency of flows, in magnitude of flows, and in river stages especially on a subdaily basis. Hence, in the last decade new metrics have been proposed to study subdaily variability ⁴³⁻⁴⁶ and were

later used by ⁴⁷ to compare the hydrologic alteration of unregulated sites, hydro-reservoirs and run-of-river plants. He showed that a daily resolution of flows is insufficient to characterize hydrologic alteration and recommends the use of hourly records. This is challenging as hourly historic flows are scarce and simulating future data is complex as most optimization models of reservoir operation consider a weekly or monthly time resolution. ⁴⁷ also found that unregulated rivers present large yet infrequent subdaily variations in flows. Consequently, the main effect of intervened sites he studied is an increase in frequency of high fluctuating events, rather than the range of flow variations. However, none of the indexes has been able to impose itself in environmental assessment processes so far, due to the lack of quantitative relationships between the value of those indexes and river health ³. Towards this purpose, a survey of 165 previous publications about hydro-alteration showed a negative impact in ecosystems in over 90% of the cases ³³. Later it was systematically re-analyzed proving the same trends, but with even stronger statistical foundations ⁴⁸. Acknowledging both the elusive relationship between hydrologic alteration and the ecological response, and the need to protect the rivers' ecosystem, a flexible framework for *developing regional environmental flows* (a.k.a. ELOHA) was proposed ⁴⁹. The method is based on existing biological and hydrologic databases and involves a social-scientific approach that allows adaptive management.

Based on the aforementioned review, the traditional approach for analysis of hydrologic alteration is based on historical records. Though useful for diagnostics, this approach is limited when anticipating future impacts on reservoir operation due to structural changes, such as high penetration of fluctuating renewable resources or introducing new environmentally related constraints. Capturing these effects requires simulation of the entire power system operation. This simulation is more challenging if hourly resolution is sought. To the authors knowledge this is the first attempt to assess SDHA of reservoir operation, based on grid wide hourly simulation. The proposed methodology and results of the case study might assist policy makers to identify the relevant tradeoffs between technical-economic objectives and environmental impacts.

The work is organized into six sections. Section 4.2 explains the proposed methodology. Section 4.3 describes the case study and section 4.4 discusses the results. In section 4.5 the conclusions and future work are presented and in section 4.7 details about the model can be found.

4.2 PROPOSED METHODOLOGY

4.2.1 General framework

This paper proposes a general approach to study increased subdaily hydrologic alteration of hydropower reservoirs of a power system, when massive variable renewable energies are introduced. The methodology comprises 5 main steps, as shown in Fig. 8.

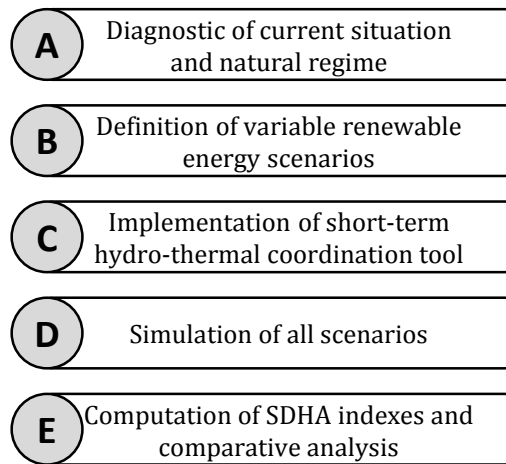


FIG. 8. SCHEMATIC OF METHODOLOGY

To allow for a comparative analysis, Step A aims to determine the current situation of SDHA of the whole system under study. The natural flow regime should also be described, especially when river restoration is desired. To capture adequately the variability of primary energy and hydropeaking operation, flows with hourly resolution should be used¹³. In this context, data availability and management can be challenging due to the required time resolution and spatial distribution. The flow data is later on used in Step E to compute the SDHA indexes.

In Step B scenarios of renewable energies are defined. Tentatively, the worst case from a hydrologic alteration point of view should be given by the scenario involving the most variable net-load (system load minus fluctuating renewable energy contribution). Considering specific plant location is relevant as spatial and time correlations of primary energy are likely to exist, both between new renewable projects and existing hydropower plants.

To simulate hydropower operation, the use of a centralized hydro-thermal coordination tool is proposed. Consequently, Step C consists in formulating and implementing this tool. The main objective is to reproduce the practice of the System Operator. To fully capture the relevant dynamics of the system, attention should be paid to the time resolution, planning horizon, forecasts and variability of primary energy, representation of hydraulic connectivity, alternative water uses (e.g. irrigation), flow routing times, regulation capacity at different time-scales and market distortions (e.g. subsidies or

oligopolies). How to represent power demand as it is highly dynamic, at different time scales, should also be analyzed.

It follows Step D: running the least-cost simulation tool for all previously defined scenarios. Large amounts of data and computing times are to be expected as a grid wide model is used. The relevant outputs of the model are hourly power time series of each power plant.

Step E computes the SDHA indexes, along with the analysis of results. While for the natural scenario the SDHA can be computed directly, the renewable energy scenarios require first translating the power time series into turbined flows. The resulting SDHA indexes of the different cases are later on compared. At this point, further analysis can be carried out to assess the trade-offs between technical-economic and environmental performance. Additionally, measurements for mitigating hydrologic alteration can be studied as explained by Jager & Smith ³.

4.2.2 Measuring SDHA with flashiness index

Among the SDHA indexes used by Zimmerman ⁴⁷, the ‘R-B index’ ⁴⁴ is the only one that captures the magnitude of multi-ramping events within a day, while considering the sequence of flows. Hence, this indicator was chosen for the present study. The R-B index (Equation 1) computes the path length of flow (q) variations between time steps (t), divided in the total daily flow of the period. In this study, an hourly resolution of the index is used to capture the main components of wind variability.

$$R - B \text{ Index} = \frac{\sum_{t=1}^T (|q_{t+1} - q_t| + |q_t - q_{t-1}|)}{2 \cdot \sum_{t=1}^T q_t} \quad (1)$$

4.3 DESCRIPTION OF THE CASE STUDY

The previously proposed methodology is applied to Chile’s Central Interconnect System (SIC). Its configuration as of end 2012 was used, presenting a peak demand of 7 GW and 13 GW of installed capacity. It was composed by 50% thermal generators, 43% large hydropower plants, 2.5% wind farms, 2.5% biomass and 2% small hydropower plants (<20MW). While the load centers are in central Chile, the thermal generators are mainly in the center and center-north, and the hydro units in the center-south of the country. Wind farms are projected along the coast, but concentrated in the center-south and center-north. Fig. 9 shows this situation in a simplified way.

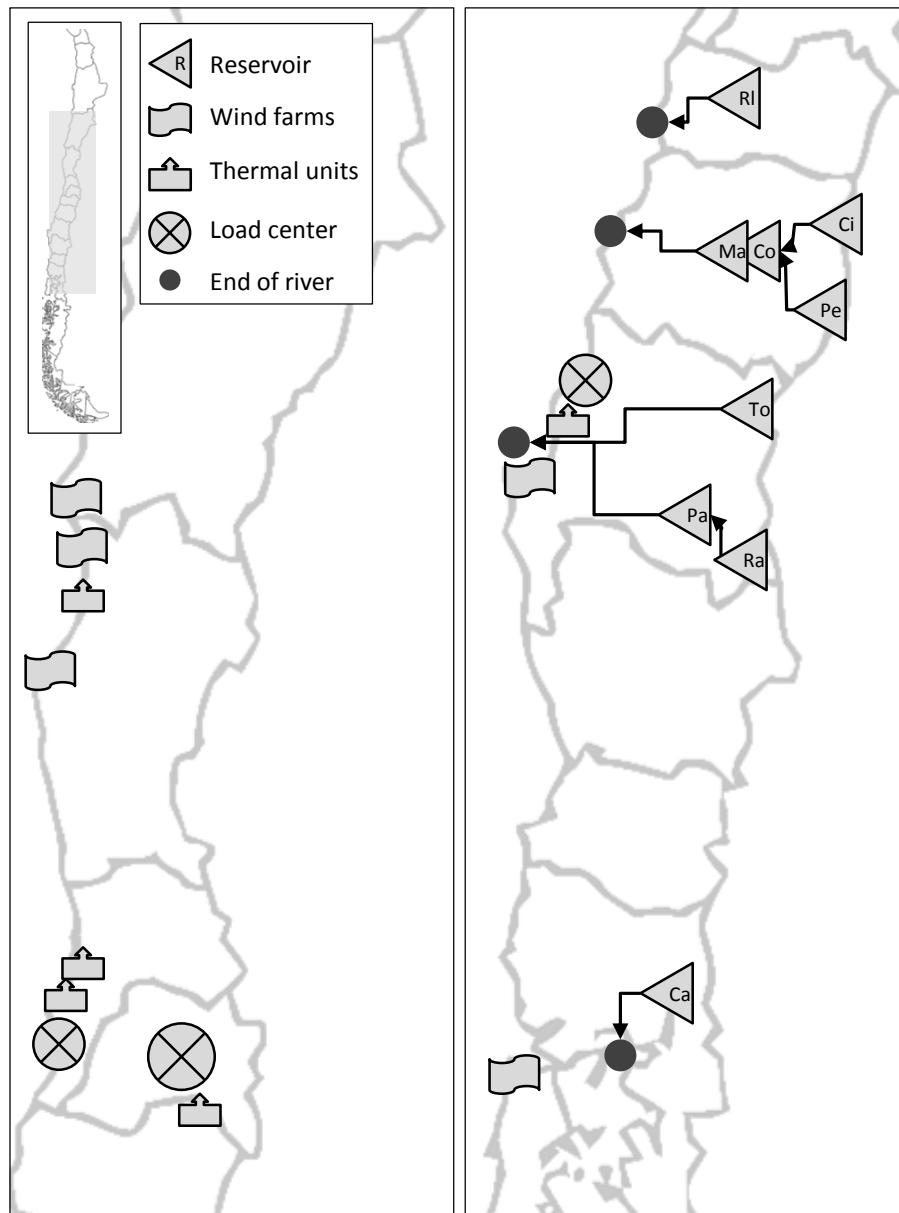


FIG. 9. SIMPLIFIED SCHEME OF CENTRAL CHILE'S RESERVOIRS, LOAD CENTERS AND LOCATION OF PROJECTED WIND FARMS

The system has over 100 hydropower plants. However, only 9 of them possess major reservoirs. From those, 2 restitute their outflow close to -or directly into- the sea, hence their HA is irrelevant for river systems and they are not analyzed in this study. The remaining 7 conform three major hydropower systems of about 1000 MW each: *i)* 'Maule' composed by 'Cipreses', 'Pehuenche', 'Colbún' and 'Machicura', the latter being the most downstream reservoir of the basin; *ii)* 'Laja', with 'El Toro' being the only reservoir; and *iii)* 'Alto Bío-Bío' composed by 'Ralco' and 'Pangue', with Pangue being the last reservoir of the series. Tab. IV summarizes this information and in addition displays basin size, power capacity of the plants and reservoir capacity.

TABLE IV. POWER CAPACITY, STORAGE CAPACITY¹⁰
AND BASIN SIZE⁵⁰ OF MAIN HYDROPOWER RESERVOIRS OF CHILE'S SIC.

Hydroreservoir	Symbol on	Basin	Power capacity [MW]	Aprox. basin size [km ²]	Storage capacity [M m ³]
Cipreses	Ci	Maule	100	940	170
Pehuenche	Pe	Maule	560	2300	130
Colbún	Co	Maule	450	5750	1550
Machicura*	Ma	Maule	95	5750	20
El Toro*	To	Laja	450	1470	5590
Ralco	Ra	Alto Bío Bío	690	5110	1170
Pangué*	Pa	Alto Bío Bío	450	5430	70
Canutillar**	Ca	-	170	340	1070
Rapel**	Rl	-	375	13280	560

* Lowest reservoir of the basin **Restitution point is close to ocean

4.3.1 Diagnostic of current situation and natural regime

In Chile, turbined flows are the main component of instream flows, downstream of the generators. In absence of environmental flows, being the case of all hydropower projects built prior to 2005⁵¹, reservoir releases can even make up entirely the instream flow. In central Chile, water is also used strongly for irrigation purposes. Consequently, basically every stream northern of Bio-Bio River is intervened downstream of the central valley. Hence, determining the natural flow regime for the whole river is a complex task as data with proper resolution is missing for the time in which intervention was neglectable. Fortunately, in higher sections of each river -where most of the reservoirs are-, hourly data of the last decade are public for many stations⁵⁰. On the other hand, the current operation will be described with flow data resulting from the base case computed with the hydro-thermal coordination tool. The base case will be used as a reference in order to make a valid comparison with the operation under renewable energy scenarios defined in the next subsection.

4.3.2 Definition of variable renewable energy scenarios

Aligned with Chile's goal 20/25 (20% percentage of nonconventional renewable energy by year 2025), many renewable power projects, mainly wind power farms, are currently being built, have recently passed the environmental assessment or are under evaluation. In this context, three gradually increasing wind portfolios were defined: *i*) 'Wind 1' of 300 MW, representing the existent (as of June 2013) wind farms; *ii*) 'Wind 2' of 1000 MW including existing farms and projects under construction or likely to be constructed within the next couple of years; and *iii*) 'Wind 3' of 3200 MW containing the aforementioned farms and projects, in addition to all other projects already approved by Chile's Environmental Assessment Service (SEA) since 2008¹⁹. Wind 1 allows for analyzing the current situation; Wind 2, the near future, when construction of the projects is finished; and Wind 3 the optimistic wind penetration scenario (~15% wind

energy penetration), in which all the approved projects get built. The remaining composition of the generation park is not modified.

Each project of the portfolios accounts for the wind speed profile of the installation site, connection point to the grid, height and power curve as informed in its environmental assessment¹⁹. As the three portfolios are very heterogeneous, in capacity and geographic dispersion, the spatial variability of wind is already captured. Hence, it is not strictly necessary to perform a sensitivity analysis regarding different wind profiles. This is illustrated in Fig. 10, where the upper plot shows power output of wind portfolio 1, 2 and 3, while the lower plot compares three different wind profiles of portfolio 1. Although an important variability exists between different wind profiles for a given month, the ramps between the wind portfolios are more significant. After analyzing the mean, standard deviation, and sum of ramps of the available wind power for the different years of available information (1980-2012), year 2006 is chosen as an average year. For the simulations perfect forecast of wind is used, hence the challenge of predicting wind is not considered within this study.

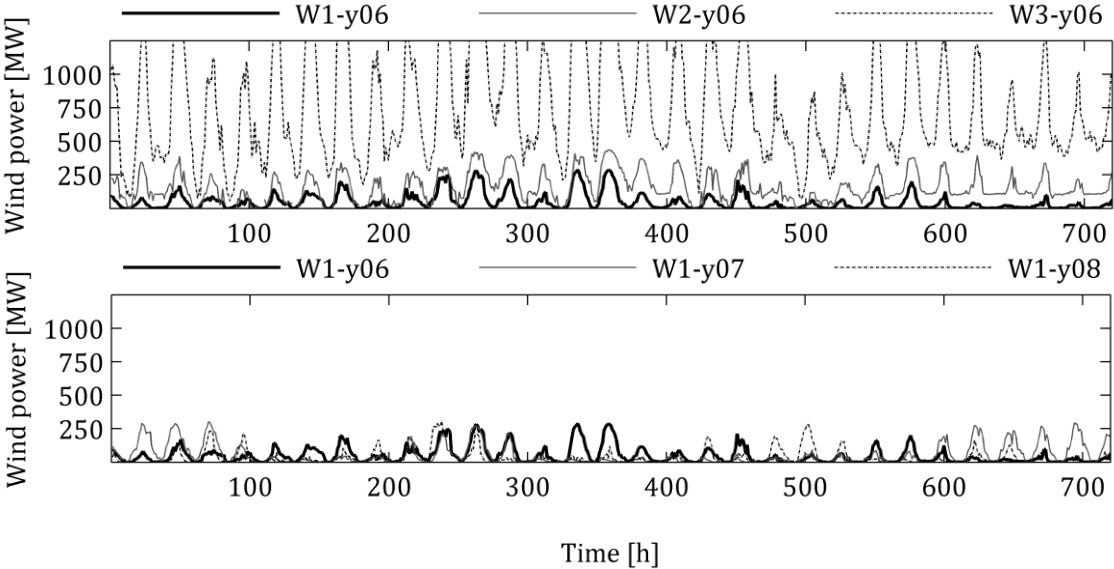


FIG. 10. UPPER PLOT: WIND POWER VARIABILITY OF FIXED WIND PROFILE (JANUARY 2006) FOR PORTFOLIO 1, 2 AND 3. LOWER PLOT: POWER VARIABILITY OF PORTFOLIO 1 FOR DIFFERENT WIND PROFILES (JANUARY 2006, 2007 AND 2008)

4.3.3 Formulation and implementation of the short term hydro-thermal coordination tool

Chile’s system operator currently uses a deterministic mixed integer optimization to define the economic operation the power system. Hence, a replica of this model was used⁹, so the results can be as close as possible to current practice. The model considers every main power plant of the grid, taking into account power capacity constraints, electrical and hydraulic connectivity, water inflows, generation costs, ramp rates, minimum on/off times, among other inputs. It is noteworthy that ramp rates are not

active constraints in the SIC, however on/off times are. For more details the appendix can be consulted.

As the electricity sector of Chile consists in a pool with audited costs, market distortions in the weekly scheduling due to market power exerted by specific agents, should not occur in theory. However, this market distortion applies to larger timeframes and does not affect the operation.

Consistent with the deterministic nature of the model, a scenario approach with different hydrologic years and variability of demand was considered. To study the effect of inflow patterns on the SDHA, 3 hydrologic scenarios were defined: wet, normal and dry, using historical years with a probability of exceedance of annual flows of 20%, 50% and 90%, respectively.

Regarding the variability of load, the weekly simulation horizon of the MIP-UC already contains the intra-daily cycles and the weekday/weekend profiles. To include the seasonal variability, one typical week (in terms of demand) per month was used. Reserve constraints were not considered due to computational limits.

Consequently, three wind portfolios and three hydrologic scenarios are defined, forming 9 combined scenarios. Each of them is composed by 12 representative weeks. For these 12 weeks, for all 9 scenarios, the system's hydro-thermal scheduling will be computed.

For the main reservoirs the initial water storage volumes and opportunity cost of water must be defined for each week and scenario. For the first, the historical records of stored water of each reservoir were filtered according to hydrologic scenario and the median of the resulting set was chosen. For the latter, the future cost functions of every selected week, computed by the System Operator using a mid-term planning model based on stochastic dual dynamic programming, were used¹⁰. Those were not updated for the different wind portfolios, which is a limitation of this work.

4.3.4 Simulation of all scenarios

The inputs are mainly obtained from the System Operator¹⁰. When applied to Chile's SIC, 100 hydropower plants, 100 thermal generators (including biomass), 180 power lines and 140 busbars (power nodes) are modeled. This generates an optimization problem with approximately 700.000 continuous decision variables, 10.000 binary variables, and 100.000 constraints. The MIP convergence criterion was set to a relative gap of 0.0001%. To reach the optimality, using CPLEX® an all cores of an i7-3770 processor and 24 GB memory computer, between 4 and 24 hours are required for each computed week. After simulating all the cases the power time series are available for postprocessing.

4.3.5 Computation of indexes

The power time series of the simulated scenarios are translated into instream flows for every hydropower plant. With these flows and the flows of the natural regime (Step A in section 4.2) following indicators are calculated: daily and yearly R-B Indexes based on hourly flows, and yearly R-B Index based on daily flows.

4.4 RESULTS AND DISCUSSION

The analysis of results is divided in two parts. First, the importance of the hourly time resolution on R-B Indexes in Chile is shown by comparing the yearly R-B index based on daily and hourly flows for the scenario ‘Wind 1’ (base case). Second, the effect of wind power on SDHA of rivers downstream of hydropower reservoirs is analyzed, using duration curves of R-B Indexes for all computed scenarios.

4.4.1 Comparison between flashiness index of daily and hourly basis

Traditionally, when determining ecological flows, data with daily resolution is used. As shown by Zimmerman ⁴⁷, this is insufficient as strong fluctuations can occur within a day. This was also found for Chile. For example, ‘Pangué’ operates on a strong hydropeaking regime and controls a large fraction of Chile’s most important river: the Bio-Bio. Although the hourly discharges are largely variable, they are barely perceived when daily averages are used, as illustrated in Fig. 11. To quantify this effect, yearly R-B indexes with hourly and daily resolution are computed and shown in Tab. V. As the denominator of the index is the same for both cases, the ratio of the indexes is equal to the ratio between the hourly and daily path lengths.

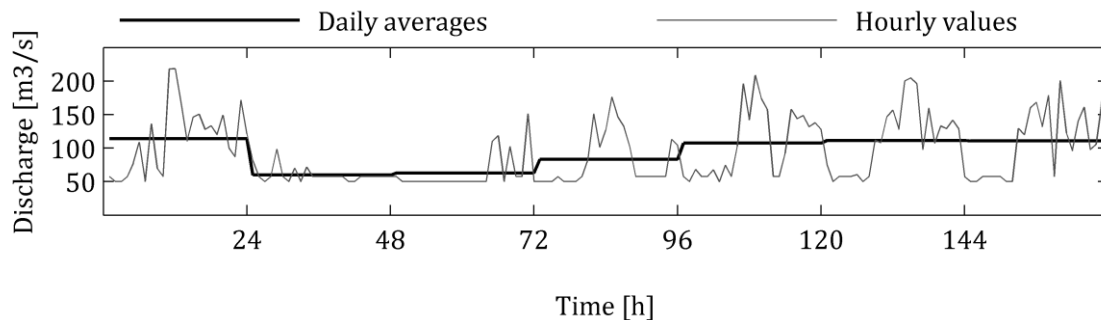


FIG. 11. DAILY AVERAGED DISCHARGES AND HOURLY DISCHARGES OF HYDROPOWER RESERVOIR ‘PANGUE’ FOR A GIVEN WEEK OF A NORMAL HYDROLOGY.

TABLE V. R-B INDEX COMPUTED WITH HOURLY FLOWS AND DAILY AVERAGE FLOWS, AND RATIO OF BETWEEN THOSE TWO, FOR MAIN HYDRORESERVOIRS

Hydro-reservoir	Hourly R-B index	Daily R-B index	Ratio (hourly/daily)
Cipreses	0.051	0.007	7.2
Pehuenche	0.133	0.011	11.9
Colbún	0.148	0.010	14.8
Machicura	0.095	0.007	13.0
El Toro	0.014	0.002	6.1
Ralco	0.050	0.009	5.5
Pangue	0.114	0.010	11.2

All of the reservoirs exhibit a much larger index when hourly resolution is used. Although this is consistent with the findings of Richards and Baker⁴⁴, in this study the ratio between the R-B indexes of different time resolution is much larger. For example, ‘Colbún’ and ‘Rapel’ show to have a subdaily peaking 14 times stronger than their inter-day peaking. Consequently, definition of environmental flows on daily averages might be insufficient, as subdaily operation can exhibit severe fluctuations which are masked in the daily resolution. In this context, the recent legislative change in the method for determining environmental flows in Chile needs to be revised as it is based on daily averages.

4.4.2 Impact of variable renewable energies on flashiness index of hourly resolution

To study the HA the use of duration curves (sorting values from greater to smaller) is proposed, as there is a large amount of indexes for each scenario. The loss of time correlation in the duration curves is not significant as the structure of the index makes it time and discharge independent. Four R-B series are plotted: *i*) natural regime; *ii*) operation under portfolio ‘Wind 1’ (which is the current case); *iii*) operation under portfolio ‘Wind 2’; and *iv*) operation under portfolio ‘Wind 3’. Following the recommendations of the ‘Range of Variability Approach’³¹, indexes outside of the twenty-fifth to seventy-fifth percentile range are understood as undesired. These are reference values only and should be replaced by an ecologically significant threshold resulting from future long-term studies. As the lower bound of said range equals to zero for all reservoirs, only the upper limit needs to be considered in the analysis. This reference can be read from the plots by intersecting the flashiness index of the first quartile of the natural regime with the other series.

An example of the resulting plots is shown in Fig. 12. Here the R-B index of the largest hydropower reservoir (‘El Toro’) is displayed. It compares the flow alteration between the natural regime (thick gray line), portfolio ‘Wind 1’ (thick black line), ‘Wind 2’ (thin line) and ‘Wind 3’ (thin dashed line). It can be observed that the first SDHA quartile of the natural regime is currently exceeded 60% of the time (i.e. > 220 days a year), but

under wind portfolio 2 and 3 it will increase to 67% (~ 245 days a year). Although this is a relative increase of 10%, the main issue appears to be the large deviation between the current case ('Wind 1') and the natural regime, i.e. 60% vs 25%, respectively. Moreover, for larger values of R-B index, the effect of wind becomes more evident. For example, R-B values of 0.25 are exceeded only 1% in the natural regime, but 9%, 12% and 25% of the time, in the case of 'Wind 1', 'Wind 2' and 'Wind 3', respectively. These are massive differences when compared to the natural regime. Finally, it can be noted that high fluctuating events become stronger: the maximum index of the natural regime is equal to 0.5, while for portfolio 'Wind 1', 'Wind 2' and 'Wind 3' it is 0.6, 0.75 and above 1, respectively.

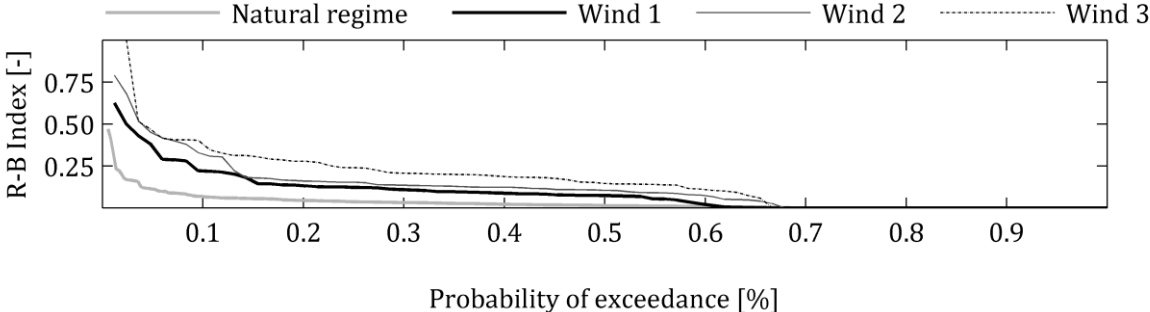


FIG. 12. SDHA INDEX OF HYDROPOWER RESERVOIR “EL TORO” IN A WET YEAR FOR THE NATURAL REGIME AND THE THREE WIND POWER PORTFOLIOS.

This analysis is extended for the remaining power reservoirs of the system and for the dry, normal and wet hydrologic scenario. In Fig. 13 the dry, normal and wet scenario is shown in the left, middle and right column of plots, respectively. A strong peaking scheme can be observed for all reservoirs. Concurrently, they are far distant from the natural regime both in frequency of any given R-B index and magnitude of large R-B indexes.

For example, the whole ‘Maule’ system, in a year of average precipitation, shows a consistent trend of increasing SDHA. Luckily, the effect is smaller in the most downstream reservoir ‘Machicura’. During dry and humid years, the wind-induced increment in SDHA is only clear for reservoir ‘Colbún’. Curiously, ‘Machicura’ shows an improvement in wet year. One reason for this can be the great availability of water in the entire system, which distributes the peaking among all hydro units and allows ‘Machicura’ to operate with smaller peaks facilitating the fulfillment of irrigation agreements.

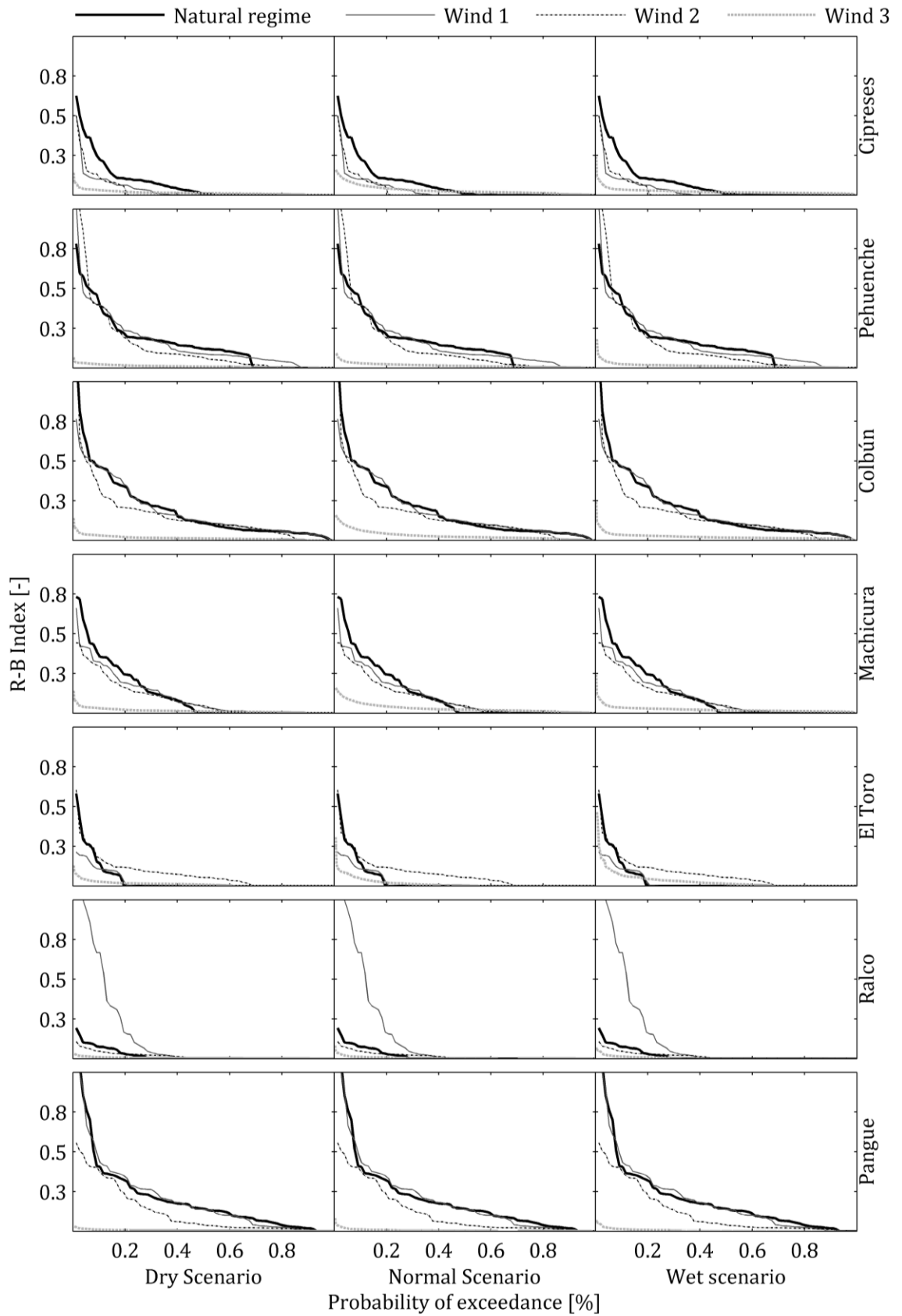


FIG. 13. DURATION CURVE OF R-B INDEXES OF THE MAIN HYDROPOWER RESERVOIRS OF CHILE FOR DIFFERENT HYDROLOGIC SCENARIOS AND WIND PORTFOLIOS

‘El Toro’, from ‘Laja’, also shows a consistent increase of SDHA as wind energy enters the grid. This is the only reservoir where the current operation is close to the natural regime, for normal and wet years. As ‘El Toro’ is the only inter-annual reservoir, it is expected to deliver significant amounts of energy through time, which, together with the large releases enforced by irrigation agreements, imply a more regular operation.

Basin ‘Alto Bío-Bío’, shows a mixed behavior. While ‘Ralco’ improves its SDHA indexes during dry and average years, ‘Pangué’ shows a strong increase in its indexes. However, both are insensitive to wind scenarios in wet years. This behavior can be explained when analyzing more closely their operation. ‘Ralco’ as a larger reservoir tends to save water during the first half of the year. Thus its operation is close to zero during many weeks of that period, especially for dry and normal years. The amount of wind in the system does not alter this situation. ‘Pangué’ on the other hand, receives the ecological flow of ‘Ralco’, which must be turbined to avoid spillages. This generation tends to be more fluctuating for large wind scenarios than for the current situation.

Reserve constraints have not been considered in this study. As they can limit the maximum power output of fast reacting technologies, including hydropower plants, modeling them could consequently have a positive impact on SDHA. This is proposed as future work.

In conclusion, ‘El Toro’, ‘Pangué’ and ‘Colbún’ are the most sensitive hydropower plants as they are negatively affected under almost every wind scenarios. Moreover, since ‘El Toro’ and ‘Pangué’ are the most downstream reservoir of their basins, their operations affect the whole downstream river system. The fluctuations of ‘Colbún’ are absorbed by ‘Machicura’, which fortunately is insensitive to important wind ramps.

As noted, some of the results are not intuitive and likely explained by hidden system dependencies. This emphasizes the need for a grid wide analysis when dealing with hydropower reservoir operations and its effects in terms of subdaily hydrological alteration.

4.5 CONCLUSIONS AND FUTURE WORK

4.5.1 Conclusions

The proposed methodology for assessing SDHA of reservoir operations, based on grid wide hourly simulation, was successfully applied to a real case study in Chile. Moreover, the proposed approach was able to properly deal with the penetration of fluctuating energy sources like wind or solar energy.

Results show that subdaily fluctuations are much more severe than indexes based on daily averages. Consequently, this work is in line with the findings of Zimmerman⁴⁷, in terms of the need of considering hourly restrictions for environmental flows.

Regarding the effect of hydrological scenarios, for normal years, the trend of most of the reservoirs is to intensify their SDHA indexes. For dry years, the effect of wind on the power reservoirs is less intense and for wet scenarios it shows a mixed behavior. Special attention must be paid to El Toro, Pangué, and Machicura, as they are the reservoir most downstream of their basins. The latter is not affected significantly due to existing downstream irrigation constraints, but the former two will induce more fluctuating flows under larger wind penetration. Consequently, they should be studied more closely from a biological point of view, to ensure the future health of the river system. The analyzed power reservoirs show very different operation schemes when compared to each other. This inter-power plant variation is much stronger than the difference in fluctuations induced by wind portfolios or hydrologic scenarios. For environmental assessments, this calls for a plant to plant analysis, but always tied to grid operation.

The herein developed methodology is replicable and could be applied for environmental assessments of future hydropower projects. These replicable and transparent assessments aim to reduce the current civil opposition to hydro-projects. Results might assist policy makers to identify the relevant tradeoffs between technical-economic objectives and environmental impacts.

4.5.2 Future work

Current strong hydropedaking schemes need to be limited as they differ significantly from the subdaily natural regime. Operational constraints and physical countermeasures^{52, 53} should be evaluated to reduce HA.

For further statistical evidence a set of new scenarios, modifying demand, renewable energy penetration levels, forecast capability, energy mix of power system, opportunity cost of water, expansion of transmission lines, and interconnections to neighboring countries could be explored. Specially, extending the analysis to solar PV, as a strong correlation between the primary energy exists, is also proposed.

Finally, the proposed approach can be used as a basis for ecosystem studies which in turn demand a long time and significant resources.

4.6 ACKNOWLEDGMENTS

The authors wish to thank Chile's National Commission for Scientific and Technological Research for supporting this research via the grant CONICYT/Fondecyt/11110326, CONICYT/FONDAP/15110019 and CONICYT-PCHA/Magíster Nacional/2013-221320055.

4.7 APPENDIX

This section shows the nomenclature and description of the MIP-UC model used to solve the weekly unit commitment ⁹. The inputs for the model are also explained.

4.7.1 Nomenclature

Indexes

g,i	Index of generators, between 1 and G
l	Index of transmission lines, between 1 and L
t	Index of time blocks, between 1 and T
a,b	Index of buses, between 1 and B
s	Index of hydrologic scenario of future cost function, between 1 and S

Sets

\mathbb{L}	Set of transmission lines
\mathbb{L}_b	Subset of transmission lines that connect with bus b
\mathbb{G}	Set of generators
\mathbb{G}_H	Subset of hydropower plants
\mathbb{G}_{H_r}	Subset of hydropower plants with reservoirs
\mathbb{G}_T	Subset of thermal power plants
\mathbb{U}_g	Set of hydropower plants that are immediately upstream of hydropower plant g
\mathbb{T}	Set of time blocks

Variables

$B_{g,t}$	Binary decision of generator g being off/on during time block t
$P_{g,t}$	Decision of amount of power to be generated by generator g during time block t
$UE_{b,t}$	Decision of amount of unserved energy at bus b during time block t
$R_{l,t}$	Transmission losses at line l during time block t
$F_{l,t}$	Decision of amount of power to be imported through line l during time block t
FCF_s	Value of future cost function of hydrologic scenario s
$V_{g,t}$	Stored volume by hydropower plant g during time block t
$QS_{g,t}$	Spilled water by hydropower plant g during time block t
$QA_{g,t}$	Fictitious inflow of hydropower plant g during time block t
$QT_{g,t}$	Turbined flow by hydropower plant g during time block t

Inputs

$QA_{g,t}$	Inflow to hydropower plant g during time block t
QT_g^{min}, QT_g^{max}	Minimum/maximum turbined flow of hydropower plant g
QS_g^{min}, QS_g^{max}	Minimum/maximum spilled flow of hydropower plant g
V_g^{min}, V_g^{max}	Minimum/maximum volume of reservoir of hydropower plant g
n_t	Duration of time block t
c_g	Operation cost of generator g
c_{UE}	Cost of unserved energy
η_g	Water-power yield of hydropower plant g
$\alpha_{k,s,g}$	Benders cut slope of future cost function of iteration k and hydrologic scenario s for hydropower reservoir g
$\beta_{s,k}$	Benders cut y-intercept of future cost function of iteration k and hydrologic scenario s
$D_{b,t}$	Demand at bus b during time block t
$tMin_g^{on}, tMin_g^{off}$	Minimum on/off time of power plant g expressed in hours
$bMin_{g,t}^{on}, bMin_{g,t}^{off}$	Minimum on/off time blocks of power plant g measured since block t
$bfMin_g^{on}, bfMin_g^{off}$	Time blocks before T from which min on/off time constraint for generator g is relaxed

4.7.2 Model description

The corresponding objective function is shown in Equation 1, which minimizes the operational costs of the thermal generators, the future cost of water as function of the volume vector of the reservoirs at the end of the time horizon and the cost due to unserved energy at every bus. The shown formulation allows using variable multi-hourly time steps, however in this study every time block n_t has a constant duration of one hour.

$$Min Z = \sum_{t,g}^{T,G} c_g P_{g,t} n_t + \sum_s^S \frac{1}{S} FCF_s + \sum_{t,g}^{T,G} c_{UE} UE_{b,t} n_t \quad (1)$$

The optimization has several electro-mechanical constraints, as shown from Constraint 2 to 5. Constraint 2 assures load balance is always met considering the power output of the generators, the unserved energy, the power flow through the transmission lines and the losses associated with those lines for every bus. Constraint 3 verifies the power output of each plant -when turned on- is above its technical minimum (P_g^{min}) and below its nominal capacity (P_g^{max}). Constraint 4 forces a power plant to be turned on during a minimum amount of hours. The difference between this time ($tMin_g^{on}$) and the parameter ($bMin_{g,t}^{on}$), is that the latter is a conversion between hours and time blocks. Since the time resolution of this study is constant and equal to one hour, here both parameters are the same. Constraint 5 has the same purpose as 4, but is used for the last

time blocks of the simulation horizon, when $tMin_g^{on}$ cannot be further met. The constraint for the minimum off time is similar to constraint 4 and 5, but not shown.

$$\sum_{g \in \mathbb{G}_b} P_{g,t} + UE_{b,t} + \sum_{l \in \mathbb{L}_b} F_{l,t} + \sum_{l \in \mathbb{L}_b} R_{l,t} = D_{b,t}, \forall t, b \quad (2)$$

$$B_{g,t} P_g^{min} \leq P_{g,t} \leq B_{g,t} P_g^{max}, \quad \forall t, g \quad (3)$$

$$\sum_{ta=t}^{t+bMin_g^{on}-1} n_{ta} B_{g,ta} \geq tMin_g^{on} (B_{g,t} - B_{g,t-1}) \quad (4)$$

$$\text{when } 1 \leq t \leq T - bfMin_g^{on}, \quad \forall g, t$$

$$\sum_{ta=t}^T n_{ta} B_{g,ta} \geq \left(\sum_{ta=t}^T n_{ta} \right) (B_{g,t} - B_{g,t-1}) \quad (5)$$

$$\text{when } t \geq T - bfMin_g^{on}, \quad \forall g, t$$

On the other hand, there are several hydraulic constraints as shown in equations 6 to 10. Constraint 6 binds the long-term hydro-thermal scheduling model (LTHS), with MIP-UC via the opportunity cost of water. It makes sure that the future cost of water, as seen by the objective function, is always above the convex hull formed by the k Bender cuts of the reservoirs of the system⁵⁴. As the LTHS model is run for about 50 historic hydrologic scenarios, there are 50 convex hulls and for each of them MIP-UC decides the value of FCFs. Later on, as n historic values possess the same likelihood (1/n), those 50 values are averaged arithmetically. Constraint 7 shows the mass balance for each hydropower plant considering the volume differential, fictitious inflows (which help the model's convergence), turbined flow, spillage, inflows, and turbined flow and spillage from plants immediately upstream. If the hydropower plant has no storage capacity the left hand side of this constraint equals to zero. Similarly, if there are no hydro generators upstream of g, the last two terms are equal to zero. Constraint 8 assures minimum and maximum turbined flows are met; Constraint 9, minimum and maximum storage capacity; and Constraint 10, minimum and maximum spillage.

$$FCF_s \geq \beta_{s,k} + \sum_{g \in \mathbb{G}_{H_r}} \alpha_{k,g,s} V_{g,\bar{T}}, \forall s, k \quad (6)$$

$$\frac{V_{g,t} - V_{g,t-1}}{3.6\Delta t} = QF_{g,t} - QT_{g,t} - QS_{g,t} + QA_{g,t} + \sum_{u \in \mathbb{U}_b} QT_{u,t} + \sum_{u \in \mathbb{U}_b} QS_{u,t}, \forall t, g \in \mathbb{G}_H \quad (7)$$

$$B_{g,t} QT_g^{min} \leq \frac{P_{g,t}}{\eta_g} \leq B_{g,t} QT_g^{max}, \quad \forall t, g \in \mathbb{G}_H \quad (8)$$

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

$$QS_g^{min} \leq QS_{g,t} \leq QS_g^{max}, \quad \forall t, g \in \mathbb{G}_H \quad (10)$$

4.7.3 Inputs of the model

This model was applied to Chile's SIC. Much of the data used in this study was retrieved from the online portal of the SIC's System Operator ¹⁰, including the minimum/maximum capacity and ramp rates of each generator, the capacity, reactance and connectivity of the transmission lines, the hydraulic connectivity and yield (MW/m³), minimum/maximum turbined flows, spillage and volumes. The future cost functions of water for every week between 2011 and 2013 were also obtained from the ISO and were not recomputed under different scenarios.

The operation costs of the thermal plants and unserved energy cost as declared for April 2013 were used and considered invariant ⁵⁵. The minimum off/on times were only available for a couple of plants; the rest were inferred from historical operation or according to generating technology. Downtimes due to maintenance, unexpected generator outages and combined cycle operation constraints were not considered. The recorded hourly demand from 2011-2013 for the 600 buses of the SIC were grouped into the 140 representative buses as used in the pre-dispatch of the ISO.

Nation-wide records of historic monthly flows were available, and used as hourly flows following the current ISO's practice. In addition, the model reproduces the main irrigation agreement contracts in central Chile. To this end, the ISO's current unit commitment model considers fictitious hydropower plants with forced minimum flows (as function of the month). For the present research, the recorded weekly forced minimum flows from 2011-2013 have been averaged per month and used as constant hourly requirements for every week in that month.

The wind profiles for the different locations and heights of the wind farms used along this study were retrieved from the "Wind Energy Explorer"²⁸, which is based on a numerical simulation model (Weather Research and Forecasting ⁵⁶). This model was validated for 2010, obtaining a standard deviation (SD) of 0.5 m/s when compared to reliable meteorological stations. It currently also offers reconstructed wind time series 1980 to 2012 based on a statistical algorithm. After applying the power curve of the wind farms, the resulting available wind power profile per wind farm is entered into the model using Constraint 3.

CAPÍTULO 5: **Conclusiones y trabajo futuro**

En la tarea de flexibilizar el SIC para facilitar la integración de ERf se han explorado dos alternativas técnicas: primero, aumentar la potencia instalada de centrales de embalse y segundo, optimizar la operación de los estanques de regulación que poseen algunas centrales de pasada. En tercer lugar se evaluó el impacto ambiental de una mayor inserción de ERf en términos del grado de alteración hidrológica de los ríos afectados por la operación de centrales hidroeléctricas.

Para explorar la alternativa de aumentar la potencia instalada de centrales de embalse, se realizó un análisis del valor de up-powering en el SIC para diferentes niveles de penetración de energía eólica. Se identificó, a partir de un análisis del valor marginal de la restricción de potencia máxima en el tiempo, que la central El Toro se muestra promisorio desde el punto de vista de costos operativos del sistema. Sin embargo, este resultado debe interpretarse como preliminar, debido a las limitaciones de los fenómenos modelados. Para futuras modelaciones se recomienda el uso de demanda horaria ocurrida en vez de la demanda pronosticada por bloques, la inclusión de tiempos mínimos de permanencia encendido y apagado, un análisis de escenarios para distintas hidrologías, y la definición de un rango de potencias razonable para up-powering. Por otra parte, una recomendación favorable para efectuar up-powering debería basarse en un análisis económico que considere los costos de proyectos. En este sentido, analizar los flujos de caja privados determinaría si existe la necesidad de un mecanismo de precios que incentive el up-powering. Otro trabajo futuro identificado consiste en analizar el efecto de flexibilizar la potencia mínima de ciertas centrales, basado en los elevados beneficios marginales de esta restricción. Esto se podría lograr, en el mismo contexto de up-powering, mediante la adición de pequeñas turbinas (que tendrían una potencia mínima inferior a las turbinas actuales), o bien en un sentido más amplio, mediante la instalación de bombas a sistemas de embalse existentes, dando lugar a centrales de bombeo. Este último esquema entrega un grado de libertad adicional a la demanda, lo cual resulta positivo para la integración de ERf. Sin embargo, ambos casos no deberían desentenderse de un caudal ecológico, o, en forma más general, de los impactos sobre el régimen hidrológico aguas abajo de la central.

En relación a la segunda alternativa explorada para aumentar la flexibilidad del SIC, se prueba que la operación optimizada de los estanques de regulación de hidroeléctricas de pasada en el pre-despacho del SIC presenta beneficios sistémicos promisorios. Se determina una disminución de costos operativos en torno al 4% (respecto a los costos térmicos) para los escenarios evaluados, basados en un menor vertido de viento y la sustitución del uso de centrales con alto costo de operación en algunas horas punta. Dado que no se han considerado costos de encendido y apagado de centrales térmicas, el beneficio sistémico podría ser aún mayor. A su vez se evidencia en hidroeléctricas de

pasada una operación más variable que la actual, debido al mayor grado de libertad que permite al modelo disponer de los estanques. En consecuencia, el siguiente paso identificado consiste en evaluar el impacto sobre otros usos del agua, así como restricciones ecológicas aguas abajo de estas centrales para verificar la factibilidad de los nuevos regímenes de operación y evaluar la eventual necesidad de implementar contraembalses⁵³ o restricciones de operación⁵².

Finalmente al explorar la alteración hidrológica que produciría una mayor inserción de ERf, los resultados muestran que la actual operación hidroeléctrica del SIC ya es altamente variable, en comparación con el régimen natural. Esto es consistente con trabajos previos que estudiaron los sistemas Rapel y Ralco-Pangue^{11,12}. Particularmente a nivel horario, se detectan fluctuaciones muy intensas, que en la naturaleza solamente ocurrirían durante eventos extremos, algunas pocas veces por año. Lamentablemente, hasta hoy se desconoce el umbral de los indicadores de alteración hidrológica que garantice la integridad ecológica de un río. A pesar de eso, frente a la vasta evidencia internacional del daño ecológico por hydropeaking²⁻⁷, se recomienda implementar a la brevedad restricciones a la operación de centrales hidroeléctricas para proteger los ecosistemas asociados a los ríos chilenos. Estas restricciones deberían poseer resolución horaria, debido a que escalas temporales más gruesas pueden enmascarar las fluctuaciones de corto plazo. Esta recomendación cobra aún más relevancia cuando la demanda neta se torna más fluctuante, debido a la inserción de renovables. Particularmente las centrales Machicura, El Toro y Pangue deben mirarse con precaución, debido a que son los últimos embalses de sus respectivas cuencas y consecuentemente controlan el régimen de un tramo importante de río. En teoría bastaría imponer restricciones de operación a estas centrales para mitigar las variaciones producidas por las centrales ubicadas aguas arriba. Frente a la actual ausencia de restricciones de operación, especialmente El Toro y Pangue, que se identificaron como susceptibles a compensar las fluctuaciones eólicas, deben ser analizados con cautela. Asegurar una operación ambientalmente más amigable apunta también a reducir la actual oposición social a proyectos energéticos.

Es importante notar que ambas medidas de flexibilización estudiadas anteriormente, up-powering y operación optimizada de los estanques de regulación, realzarían la operación fluctuante de las hidroeléctricas. Así, el desafío es encontrar una solución de compromiso (tradeoff) entre los beneficios ambientales de las ERf, posibilitados en parte por medidas de flexibilización, y la alteración hidrológica. Lo anterior llama a una programación multi-objetivo que combine metas de generación ERf con objetivos que minimicen la alteración hidrológica, o bien una optimización económica sujeto a umbrales máximos de indicadores de alteración hidrológica.

Por otro lado, en esta investigación, por condiciones en la capacidad de cómputo, no se consideraron restricciones de reserva ni se actualizaron las funciones de costo futuro del agua, lo cual es una limitación. Finalmente, para incluir las propuestas de flexibilización anteriores en la planificación de expansión de un sistema eléctrico, todavía persiste un problema metodológico de escalas. Es decir, el desafío reside en representar fenómenos de operación en problemas de optimización de horizontes interanuales, lo cual hoy es investigación ⁵⁷, y se considera clave para la inserción de ERf.

Bibliografía

1. Carvalho, P. M. S., Ferreira, L. a F. M., Krogh, B. H., Popli, N. & Ilić, M. D. Wind Integration in Power Systems: Operational Challenges and Possible Solutions. *Proc. IEEE* 99, 214–232 (2011).
2. Jager, H. I. & Bevelhimer, M. S. How run-of-river operation affects hydropower generation and value. *Environ. Manage.* 40, 1004–15 (2007).
3. Jager, H. I. & Smith, B. T. Sustainable reservoir operation: can we generate hydropower and preserve ecosystem values? *River Res. Appl.* 24, 340–352 (2008).
4. Suen, J.-P. & Eheart, J. W. Reservoir management to balance ecosystem and human needs: Incorporating the paradigm of the ecological flow regime. *Water Resour. Res.* 42, n/a–n/a (2006).
5. Saltveit, S. J., Halleraker, J. H., Arnekleiv, J. V. & Harby, A. Field experiments on stranding in juvenile atlantic salmon (*Salmo salar*) and brown trout (*Salmo trutta*) during rapid flow decreases caused by hydropowering. *Regul. Rivers Res. Manag.* 17, 609–622 (2001).
6. Bruno, M. C., Maiolini, B., Carolli, M. & Silveri, L. Impact of hydropowering on hyporheic invertebrates in an Alpine stream (Trentino, Italy). *Ann. Limnol. - Int. J. Limnol.* 45, 157–170 (2009).
7. García, A., Jorde, K., Habit, E., Caamaño, D. & Parra, O. Downstream environmental effects of dam operations: changes in habitat quality for native fish species. *River Res. Appl.* 27, 312–327 (2011).
8. Ministerio de Energía. *Ley 20698 que propicia la ampliación de la matriz energética mediante fuentes renovables no convencionales.* (Congreso Nacional de Chile, 2013). at <<http://www.leychile.cl/N?i=1055402&f=2013-10-22&p=>>>
9. Benavides, C. Herramienta computacional para modelo de predespacho económico de carga (Unit commitment tool). (2008).
10. CDEC. CDEC-SIC. (2013). at <https://www.cdec-sic.cl/index_es.php>
11. Fernández, M. Estudio del grado de alteración hidrológica intradiaria por operaciones de las centrales hidroeléctricas de embalses Ralco y Pangue del Sistema Interconectado Central (Subdaily hydrologic alteration due to hydropower reservoirs Ralco and Pangue of Chile's. (2012).
12. Guzmán, C. Incorporación de consideraciones ambientales en la operación horaria del embalse Rapel (Incorporating environmental constraints into the hourly operation of hydropower reservoir Rapel). (2013).
13. Holttinen, H. Hourly wind power variations in the Nordic countries. *Wind Energy* 8, 173–195 (2005).
14. Holttinen, H. Impact of hourly wind power variations on the system operation in the Nordic countries. *Wind Energy* 8, 197–218 (2005).

15. Persaud, S., Fox, B. & Flynn, D. Modelling the Impact of Wind Power Fluctuations on the Load Following Capability of an Isolated Thermal Power System. *Wind Eng.* 24, 399–415 (2000).
16. Alhajali, M., Cregan, M., Flynn, D. & Morrow, D. J. The impact of generation mix on the scheduling of power systems with high wind penetration. *2008 43rd Int. Univ. Power Eng. Conf.* 1–5 (2008). doi:10.1109/UPEC.2008.4651587
17. Strbac, G., Shakoor, A., Black, M., Pudjianto, D. & Bopp, T. Impact of wind generation on the operation and development of the UK electricity systems. *Electr. Power Syst. Res.* 77, 1214–1227 (2007).
18. Barth, R., Weber, C. & Swider, D. J. Distribution of costs induced by the integration of RES-E power. *Energy Policy* 36, 3107–3115 (2008).
19. SEA. SEA - Servicio de evaluación ambiental. (2013). at <<http://www.sea.gob.cl/>>
20. Tuohy, A., Meibom, P., Denny, E. & O'Malley, M. Unit Commitment for Systems With Significant Wind Penetration. *Power* 24, 592–601 (2009).
21. Eriksen, P. B. *et al.* System operation with high wind penetration. *Power Energy Mag. IEEE* 3, 65–74 (2005).
22. Pereira, M., Campodónico, N. & Kelman, R. Long-term Hydro Scheduling based on Stochastic Models. 1–22 (1998).
23. Avilés, N. Estudio y mejoramiento de un modelo de preespacho aplicado a la operación de embalses hidroeléctricos del sistema interconectado central (Improvements to a unit commitment tool for reservoir operation of Chile's Central Interconnected System). (2011).
24. Rave, K., Teske, S. & Sawyer, S. Global Wind Energy Outlook. 1–52 (2012). at <http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2012/11/GWEO_2012_lowRes.pdf>
25. CDEC-SIC. Catastro ERNC. 2013 at <<http://www.cdec-sic.cl/>>
26. Mancilla, S. Requerimientos de reserva para un sistema eléctrico con alta penetración de energía renovable variable (Reserve requirements in a power system with a high variable renewable energy share). (2013).
27. CDEC-SIC. Estadísticas e Informes. (2013). at <https://www.cdec-sic.cl/est_operativa_privada.php>
28. Explorador eólico. at <<http://ernc.dgf.uchile.cl/Explorador/Eolico2/>>
29. Haas, J., Palma, R. & Olivares, M. Preliminary assessment of the value of up-powering in Chile's Central Interconnected System under different wind penetration scenarios. in *Proc. Sol. Energy Smart Grids Congr. - Chilecon* (2013).
30. Hunter, M. A. *Hydropower flow fluctuations and salmonids: a review of the biological effects, mechanical causes, and options for mitigation.* (1992).

31. Richter, B., Baumgartner, J., Wigington, R. & Braun, D. How much water does a river need? *Freshw. Biol.* 37, 231–249 (1997).
32. Tuhtan, J. a., Noack, M. & Wieprecht, S. Estimating stranding risk due to hydropeaking for juvenile European grayling considering river morphology. *KSCE J. Civ. Eng.* 16, 197–206 (2012).
33. Poff, N. L. & Zimmerman, J. K. H. Ecological responses to altered flow regimes: a literature review to inform the science and management of environmental flows. *Freshw. Biol.* 55, 194–205 (2010).
34. Petts, G. E. Impounded rivers: Perspectives for ecological management. (1985). at <<http://www.osti.gov/scitech/biblio/6128150>>
35. Scheidegger, K. J. & Bain, M. B. Larval fish distribution and microhabitat use in free-flowing and regulated rivers. *Copeia* 1995, 125–135 (1995).
36. Stanford, J. *et al.* A General Protocol for Restoration of Regulated Rivers. *Regul. Rivers Res. Manag.* 12, 391–413 (1996).
37. Wootton, J. T., Parker, M. S. & Power, M. E. Effects of disturbance on river food webs. *Science* (80-.). 273, 1558–1561 (1996).
38. Jowett, I. Instream flow methods: a comparison of approaches. *Regul. Rivers Res. Manag.* 13, 115–127 (1997).
39. Poff, N. L. *et al.* The natural flowregime - A paradigm for river conservation and restoration. 769–784 (1997).
40. Richter, B., Baumgartner, J., Powell, J. & Braun, D. A Method for Assessing Hydrologic Alteration within Ecosystems. *Conserv. Biol.* 10, 1163–1174 (1996).
41. Olden, J. D. & Poff, N. L. Redundancy and the choice of hydrologic indices for characterizing streamflow regimes. *River Res. Appl.* 19, 101–121 (2003).
42. Gao, Y., Vogel, R. M., Kroll, C. N., Poff, N. L. & Olden, J. D. Development of representative indicators of hydrologic alteration. *J. Hydrol.* 374, 136–147 (2009).
43. Lundquist, J. D. & Cayan, D. R. Seasonal and Spatial Patterns in Diurnal Cycles in Streamflow in the Western United States. *J. Hydrometeorol.* 3, 591–603 (2002).
44. Baker, D. B., Richards, R. P., Loftus, T. T. & Kramer, J. W. A New Flashiness Index: Characteristics and Applications to Midwestern Rivers and Streams. *J. Am. Water Resour. Assoc.* 44883, 503–522 (2004).
45. McKinney, T., Speas, D. W., Rogers, R. S. & Persons, W. R. Rainbow Trout in a Regulated River below Glen Canyon Dam, Arizona, following Increased Minimum Flows and Reduced Discharge Variability. *North Am. J. Fish. Manag.* 21, 216–222 (2001).
46. The Nature Conservancy. Indicators of Hydrologic Alteration. (2009).

47. Zimmerman, J. K. H., Letcher, B. H., Nislow, K. H., Lutz, K. A. & Magilligan, F. J. Determining the effects of dams on subdaily variation in river flows at a whole-basin scale. *River Res. Appl.* 26, 1246–1260 (2010).
48. Angus Webb, J. *et al.* Squeezing the most out of existing literature: a systematic re-analysis of published evidence on ecological responses to altered flows. *Freshw. Biol.* 58, 2439–2451 (2013).
49. Poff, N. L. *et al.* The ecological limits of hydrologic alteration (ELOHA): a new framework for developing regional environmental flow standards. *Freshw. Biol.* 55, 147–170 (2010).
50. Water Direction of Chile. Fluviometric Stations - Water direction of Chile. 2013 at <<http://dgasatel.mop.cl/>>
51. Ministerio de Obras Públicas. *Ley 20.017.* (2005). at <<http://bcn.cl/yl0>>
52. Pérez-Díaz, J. I. & Wilhelmi, J. Assessment of the economic impact of environmental constraints on short-term hydropower plant operation. *Energy Policy* 38, 7960–7970 (2010).
53. Olivares, M. A. Optimal hydropower reservoir operation with environmental requirements. (2008). at <<http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.160.5578&rep=rep1&type=pdf>>
54. Pereira, M. & Pinto, L. Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning. *Math. Program.* 52, 359–375 (1991).
55. CNE - Electricity Tariffing. at <<http://www.cne.cl/tarificacion/electricidad/introduccion-a-electricidad>>
56. Weather Research&Forecasting Model. at <<http://www.wrf-model.org/index.php>>
57. Singh, K. J., Philpott, A. B. & Wood, R. K. Dantzig-Wolfe Decomposition for Solving Multistage Stochastic Capacity-Planning Problems. *Oper. Res.* 57, 1271–1286 (2009).