

Valoración de proyectos de Centrales Hidráulicas de Bombeo y su aporte a la integración de eólica al sistema.

Juan Andrés Míguez – José María Roca – Juan Pablo Saltré

Instituto de Ingeniería Eléctrica – FING.

Julio 2011

Montevideo - Uruguay.

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

1 Antecedentes

Una central hidráulica de bombeo consiste en dos embalses a distintas cotas y tiene, además de turbomáquinas que permitan turbinar agua desde el embalse superior al inferior, bombas que pueden elevar el agua desde el embalse inferior al superior. También existen máquinas reversibles que cumplen la doble función. De esta forma, cuando en el sistema hay potencia sobrante, en lugar de quitar de servicio alguna central se puede bombear y aumentar la reserva en el embalse.

Este tipo de Centrales permiten optimizar los planes de despacho otorgándole mayor flexibilidad al sistema, algunos ejemplos:

- a. Cuando la oferta de energías de despacho libre es muy alta (por ejemplo eólica y solar) y la demanda es baja permite almacenar dicha energía, en vez de exportarla a precios bajos o tener que sacar de servicio centrales, para luego utilizarla en momentos de menor oferta y mayor demanda.
- b. Permite aprovechar eventuales importaciones de energía en períodos de valle para utilizar en períodos de punta.
- c. Permite evitar el apagado de centrales con altos costos de arranque por períodos cortos.
- d. Permite amortiguar la volatilidad de potencia de energía eólica, disminuyendo la necesidad de potencia rotante.

En Uruguay, dado el gran desarrollo que se avizora para la energía eólica, es posible que las situaciones a. y d. ocurran en el mediano plazo, ya que se proyecta continuar la instalación de aerogeneradores llegando a potencias instaladas del orden de 2600 MW para el año 2025. Para esas fechas la demanda en horario de valle se puede esperar que tenga un promedio de 1100 a 1400 MW, con lo que la eólica por sí sola pueda cubrir la demanda.

Si bien el factor de disponibilidad de la energía eólica tiene un promedio de 0,35 a 0,40, la oferta eólica superará la demanda total en repetidas ocasiones, y esto sin tener en consideración otras centrales auto despachadas o de despacho libre.

2 Objetivo.

Los objetivos específicos de este trabajos son:

1. Verificar el funcionamiento del modelo de central hidroeléctrica con bombeo incluido en el SimSEE, detectar problemas y sugerir mejoras.
2. Evaluar la factibilidad económica de la incorporación de una Central de estas características al SIN.
3. Evaluar el impacto de una Central de estas características enfocado a la incorporación de grandes cantidades de energía eólica.
4. Intentar determinar las dimensiones (potencia y embalse) óptimas de una Central de estas características para el SIN.

Se trabajó entonces sobre varias hipótesis referidas a las dimensiones de una central adecuada para aprovechar esta energía y estudiar la viabilidad económica comparando el costo de construcción y operación con el beneficio generado para el sistema.

Este trabajo pretende ser el inicio del estudio de este tipo de centrales aplicadas al sistema nacional. Si hemos sido exitosos quedará evidenciado el beneficio en los resultados obtenidos y/o en las mejoras planteadas al modelo para acercarse más y más a los valores reales que sustenten la planificación y construcción de estas centrales en un futuro.

3 Hipótesis de trabajo.

3.1 SALA UTILIZADA

El escenario de base utilizado para comparar los resultados económicos y de generación eléctrica fue el proporcionado por la cátedra. Este escenario denominado “Plan Óptimo 2013 – 2026” fue modificado para los objetivos del presente estudio.

La primera modificación efectuada fue el corrimiento de los horizontes temporales, debido a que en el trabajo presentado en el 2010, “*Determinación de un primer límite de incorporación de energía eólica en el sistema eléctrico*”¹ por la Ing. Eliana Cornalino, quedaba claro que los primeros 600 MW instalados de eólica no presentaban mayores inconvenientes en el manejo del sistema. Por tal motivo se determinó que los siguientes 600 o 1000 MW instalados deberían de ser acompañados por otras fuentes que den firmeza al suministro, no presentes en la actualidad; con tal hipótesis se realizó este estudio para el período 01/01/2020 - 2025.

Los cambios realizados a la sala en cuestión fueron:

1. Eliminar las turbo máquinas de la Central Batlle, concretamente: Sala B, la 5^{ta} y 6^{ta} Unidad, debido a que ya estarían pasadas de la vida útil estimada hoy.
2. Los parques eólicos fueron separados en dos (esto simplifica el modelo y en esta etapa no presenta inconvenientes) uno de 600 MW (los primeros del sistema) y otro parque que comienza a crecer hasta los 2000 MW aproximadamente (el que interesa a los efectos de este trabajo).
3. Se incluyó una sala de 3 embalses (el plan óptimo solo contempla a Bonete) donde se toman pasos de tiempos horarios para la mejor resolución del fenómeno eólico y de bombeo. Esta sala de 3 embalses sigue siendo el caso base pero anidado dentro del plan óptimo de 1 embalse con paso semanal.
4. Se eliminan las variaciones del precio del petróleo dadas por el sintetizador CEGH y se lo trabajó con un valor constante de 96 USD/BBL.

¹ http://iie.fing.edu.uy/simsee/curso2010/trabajosfinales/doc_4_Eliana_ExpansionEolica.pdf

- Se modificaron los valores en el número de discretizaciones de altura de los embalses para agilizar el tiempo de cálculo. Fueron tomadas 5 para Bonete, 4 para Salto Grande y 3 para Palmar.

Estas simplificaciones y cambios pretenden agilizar los tiempo de cálculos sin impactar significativamente en los resultados. Los posteriores estudios podrán validar estas hipótesis.

3.2 CENTRAL DE BOMBEO, SELECCIÓN DE DIMENSIONES

Las dimensiones para la central de bombeo serían su potencia instalada en las máquinas y el volumen de su embalse, que se traduce en energía almacenada (MWh). La primera aproximación que se hizo fue plantear que la potencia instalada fuera el equivalente al 36% (factor de planta estimado) de la potencia eólica instalada, en este caso se tomaron 600 MW, por lo tanto la potencia a instalar sería 220 MW aproximadamente.



El siguiente número fue respecto al volumen embalsado (MWh almacenado) respecto a una altura promedio establecida. La gerencia de generación de UTE nos proporcionó un listado de lugares dentro del país con características para explotar las centrales de bombeo. De ese listado se seleccionó la Cuchilla Negra.

La Cuchilla tiene un desnivel promedio de 180 m, por lo que con este desnivel nos propusimos almacenar por lo menos 24 horas de energía a plena potencia. Esto se traduce en 5280 MWh/día o en un embalse de aproximadamente 12 Hm³ a 180 metros

de desnivel y con una altura útil de 4 metros (178 a 182 m de desnivel). Se tomaron entonces los 12Hm^3 que con altura promedio de 180m y rendimiento de turbina de 0,89 representan 5233 MWh.

La siguiente decisión fue la de las potencias de cada máquina a instalar, de bibliografía se determino que una potencia de 44 MW por máquina es más que razonable ya que existen desarrollos de hasta 458 MW. Con esta decisión se tomaron para el caso promedio de 5 máquinas y un embalse de 12Hm^3 .

Luego se tomaron 2 nuevas potencias instaladas de 88 MW (2 máquinas) y 352 MW (8 máquinas) y 2 nuevos volúmenes o energía embalsada $4,75\text{Hm}^3$ y 19Hm^3 que equivalen a 2071 MWh y 8286 MWh.

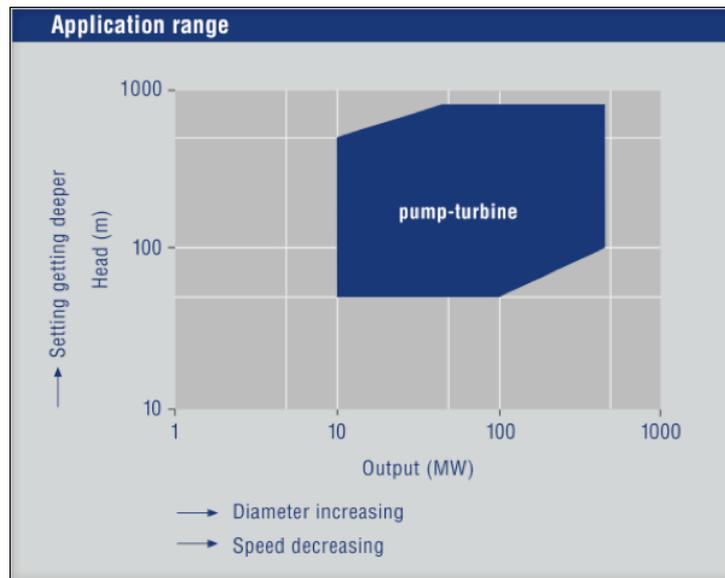


Gráfico de Potencia vs. Salto de la empresa Voigt – Maquinas Reversibles de su fabricación

Es útil para los cálculos la siguiente fórmula:

$$\boxed{\text{Energía Embalsada} = h \cdot \text{Vol} \cdot \eta \cdot 2,722 \text{ [MWh]}}$$

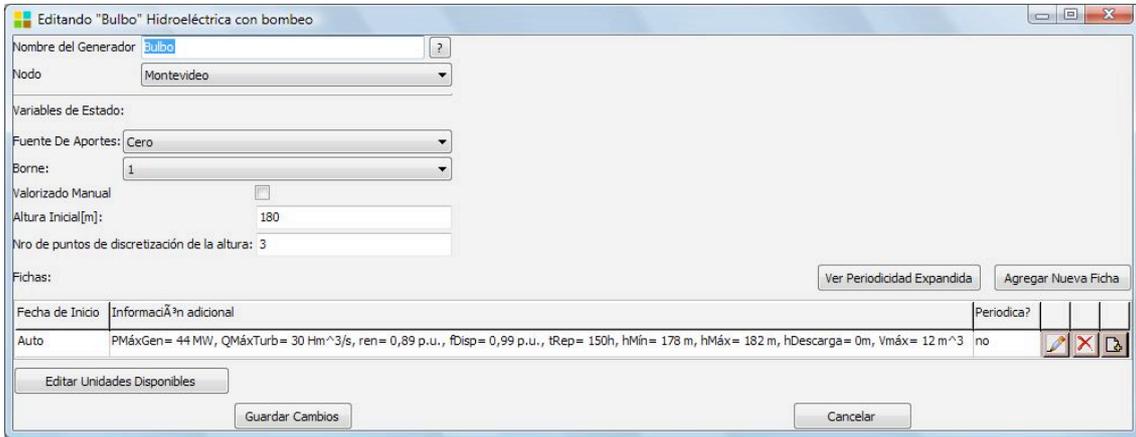
Donde:

- h: salto promedio [m]
- Vol: volumen del embalse [Hm^3]
- η : rendimiento de turbinado

Una hipótesis que cabe mencionar es que para la central de bombeo introducida al sistema se tomo una potencia de bombeo igual al doble de la potencia de turbinado (92% eficiencia de bombeo contra 89% de turbinado) de manera de no limitar la potencia eólica despachable en el sistema por falta de cargas a alimentar.

3.3 PARÁMETROS DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA CON BOMBEO

En las figuras siguientes se muestran todos los parámetros dinámicos utilizados para la definición de la Central:



Editar "Bulbo" Hidroeléctrica con bombeo

Nombre del Generador: ?

Nodo:

Variables de Estado:

Fuente De Aportes:

Borne:

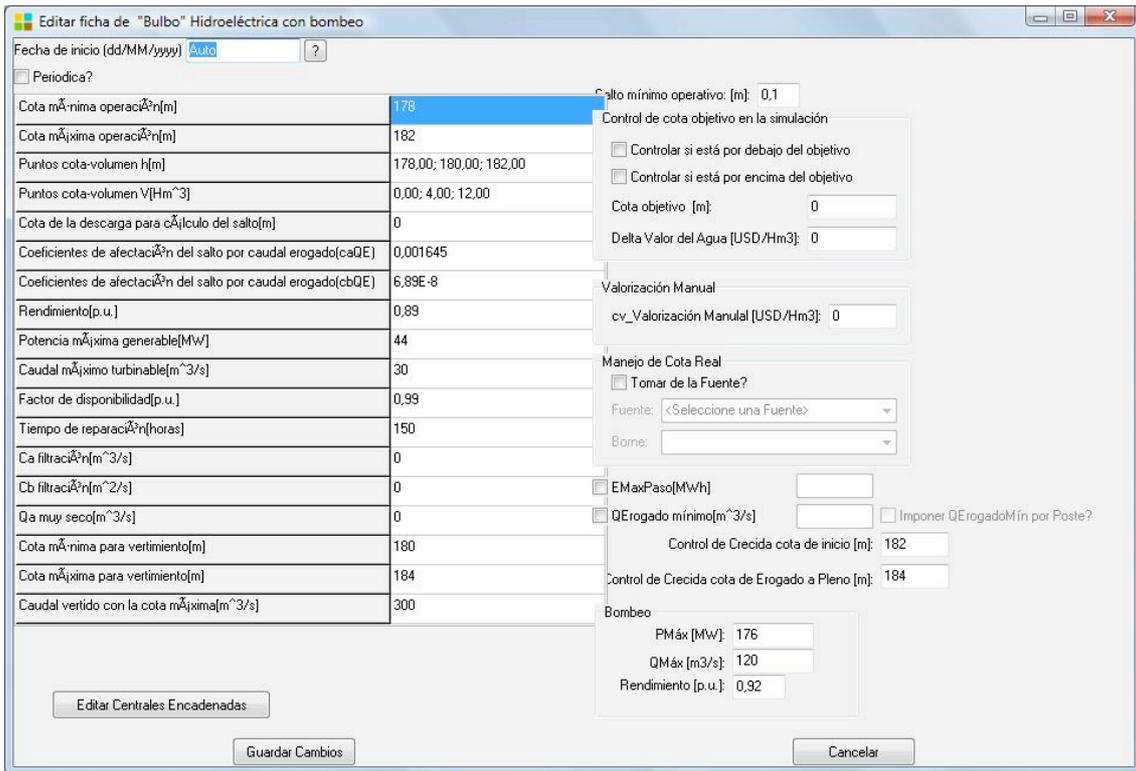
Valorizado Manual:

Altura Inicial[m]:

Nro de puntos de discretización de la altura:

Fichas:

Fecha de Inicio	Información adicional	Periodica?	<input type="checkbox"/>
Auto	PMáxGen= 44 MW, QMáxTurb= 30 Hm ³ /s, ren= 0,89 p.u., fDisp= 0,99 p.u., tRep= 150h, hMín= 178 m, hMáx= 182 m, hDescarga= 0m, Vmáx= 12 m ³	no	<input type="checkbox"/>



Editar ficha de "Bulbo" Hidroeléctrica con bombeo

Fecha de inicio (dd/MM/yyyy) ?

Periodica?

Cota mínima operativa[m]	178
Cota máxima operativa[m]	182
Puntos cota-volumen h[m]	178,00; 180,00; 182,00
Puntos cota-volumen V[Hm ³]	0,00; 4,00; 12,00
Cota de la descarga para cálculo del salto[m]	0
Coefficientes de afectación del salto por caudal erogado(caQE)	0,001645
Coefficientes de afectación del salto por caudal erogado(cbQE)	6,89E-8
Rendimiento[p.u.]	0,89
Potencia máxima generable[MW]	44
Caudal máximo turbinable[m ³ /s]	30
Factor de disponibilidad[p.u.]	0,99
Tiempo de reparación[horas]	150
Ca filtración[m ³ /s]	0
Cb filtración[m ² /s]	0
Qa muy seco[m ³ /s]	0
Cota mínima para vertimiento[m]	180
Cota máxima para vertimiento[m]	184
Caudal vertido con la cota máxima[m ³ /s]	300

Salto mínimo operativo: [m]:

Control de cota objetivo en la simulación

Controlar si está por debajo del objetivo

Controlar si está por encima del objetivo

Cota objetivo [m]:

Delta Valor del Agua [USD/Hm3]:

Valorización Manual

cv_Valorización Manual [USD/Hm3]:

Manejo de Cota Real

Tomar de la Fuente?

Fuente:

Borne:

EMaxPaso[MWh]

QErogado mínimo[m³/s] Imponer QErogadoMín por Poste?

Control de Crecida cota de inicio [m]:

Control de Crecida cota de Erogado a Pleno [m]:

Bombeo

PMáx [MW]:

QMáx [m3/s]:

Rendimiento [p.u.]:

3.4 RESUMEN DE ACTORES EN EL SIN

Los actores que quedaron en la sala utilizada son los siguientes:

TÉRMICOS (Generadores básicos con precio del WTI fijo en 96 USD/BBL):

- 120 MW de Biomasa convocable.
- 540 MW de Ciclo Combinado con gas natural.
- 200 MW de CTR con gas oil.
- 80 MW de Biomasa como generación distribuida autodespachada.
- 80 MW de Motores de la Battle con fuel oil.
- 294 MW de PTI con gas natural.
- 15 MW de TGAA con gas oil.

EÓLICOS (Con fuente de viento_uy):

- 600 MW parque 1.
- Parque 2 con las siguientes potencias instaladas:
 - 440 MW hasta el 01/05/2020.
 - 900 MW hasta 01/05/2022.
 - 1160 MW hasta 01/05/2023.
 - 1520 MW hasta 01/05/2024.
 - 1860 MW hasta 01/05/2025.

HIDRAÚLICAS (Con la fuente de lluvias para cada central):

- Salto Grande con 4 discretizaciones del embalse.
- Bonete con 5 discretizaciones del embalse encadenada con baygorria.
- Baygorria de pasada encadenada con palmar.
- Palmar con 3 discretizaciones del embalse.
- Central (mal llamada bulbo) de bombeo con 3 discretizaciones del embalse.

INTERCONEXIÓN (Con Argentina):

- Potencia máxima 2000 MW.
- Precio de venta 10 USD/MWh.

DEMANDA: A partir del año base 2007 y 3,5% aumento anual. En 2020 esta demanda es de 12299 GWh/año.

4 Metodología.

La primera etapa consistió en verificar el funcionamiento del modelo de Central con bombeo incluido en el SimSEE v3.11.

Para esto se creó una sala con una demanda constante, un parque eólico con una potencia tal que la energía entregada fuera levemente superior a la energía demandada en ventanas semanales y una central de bombeo con una potencia igual a la demanda y un embalse capaz de almacenar la energía demanda en 24 horas.

Esta simple prueba permitió detectar problemas con la asignación del valor del agua incremental y decremental del modelo lo que producía errores ya que en ciertas condiciones la Central intentaba bombear y turbinar al mismo tiempo.

Esto fue solucionado por el responsable del curso², resultando en la versión 3.13 que luego fue utilizada en el resto de las corridas.

Se tomó un escenario base que considera al sistema nacional tal cual está prevista la expansión del mismo dentro de la sala plan óptimo 2013-2026, con las modificaciones comentadas.

Luego se crearon salas con el mismo SIN, pero ahora con la inclusión de una central con bombeo de distintas potencias y distintas energías o volúmenes embalsados a una cota promedio determinada.

Las salas fueron corridas de forma encadenada, con 1 embalse paso semanal (dividida en 4 postes) con 6 años de optimización para calcular un primer costo futuro. Luego se corrió la sala con 3 embalses paso horario con horizonte de 3 meses de optimización encadenada con el costo futuro de la sala de 1 embalse.

Con estos costos futuros, se procedió a simular 500 crónicas en paso horario con horizonte mensual. Con esto se intentó encontrar el valor esperado de potencia, altura del embalse y costo de alimentación de la demanda con el sistema en el caso base.

² MSc. Ing. Ruben Chaer

Luego se efectuó la optimización de 3 embalses con la central de bombeo, con el mismo horizonte de 3 meses en paso horario. La simulación se realizó con las mismas 500 crónicas en paso horario con horizonte de 1 mes con el objetivo de poder comparar resultados contra el caso base de 3 embalses.

Cabe mencionar que no fue posible en todos los casos simular las 500 crónicas debido a problemas con el simulador, que fueron corregidos en su mayoría. En algunos casos para obtener cierta cantidad de crónicas se corrieron unas pocas (entre 50 y 150 según el caso) con distintas semillas aleatorias y luego fueron agrupadas y promediadas para obtener un “valor esperado” dentro de las posibilidades del cálculo manual, a fin de poder realizar un comparativo en todos los casos propuestos.

El cuadro de casos evaluados queda así:

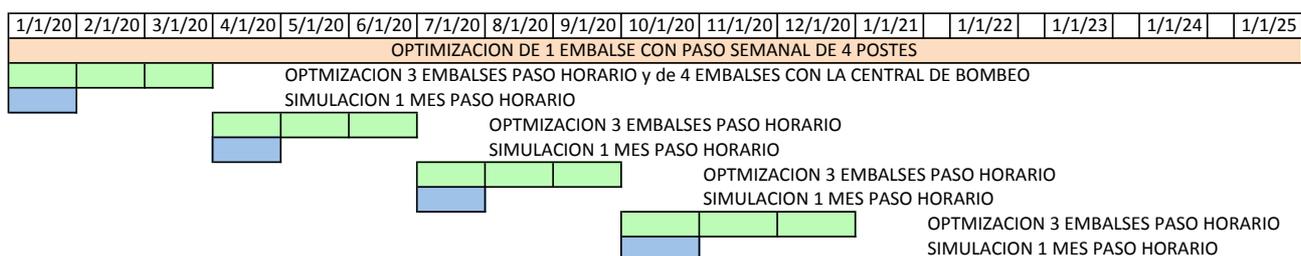
CASO	ENERO			ABRIL			JULIO			OCTUBRE		
BASE	SI	-	-	SI	-	-	SI	-	-	SI	-	-
88 MW	4,75	12	19	4,75	12	19	4,75	12	19	4,75	12	19
220 MW	4,75	12	19	4,75	12	19	4,75	12	19	4,75	12	19
352 MW	4,75	12	19	4,75	12	19	4,75	12	19	4,75	12	19

Los valores en los cuadros indican el volumen del embalse evaluado en Hm³.

Para el cálculo de los costos anuales de alimentación de la demanda (CAD) en este primer estudio se tomaron los resultados mensuales y se los supuso iguales para cada trimestre, por lo tanto se multiplicaron sus costos por tres y se los sumo a fin de tener el CAD anual.

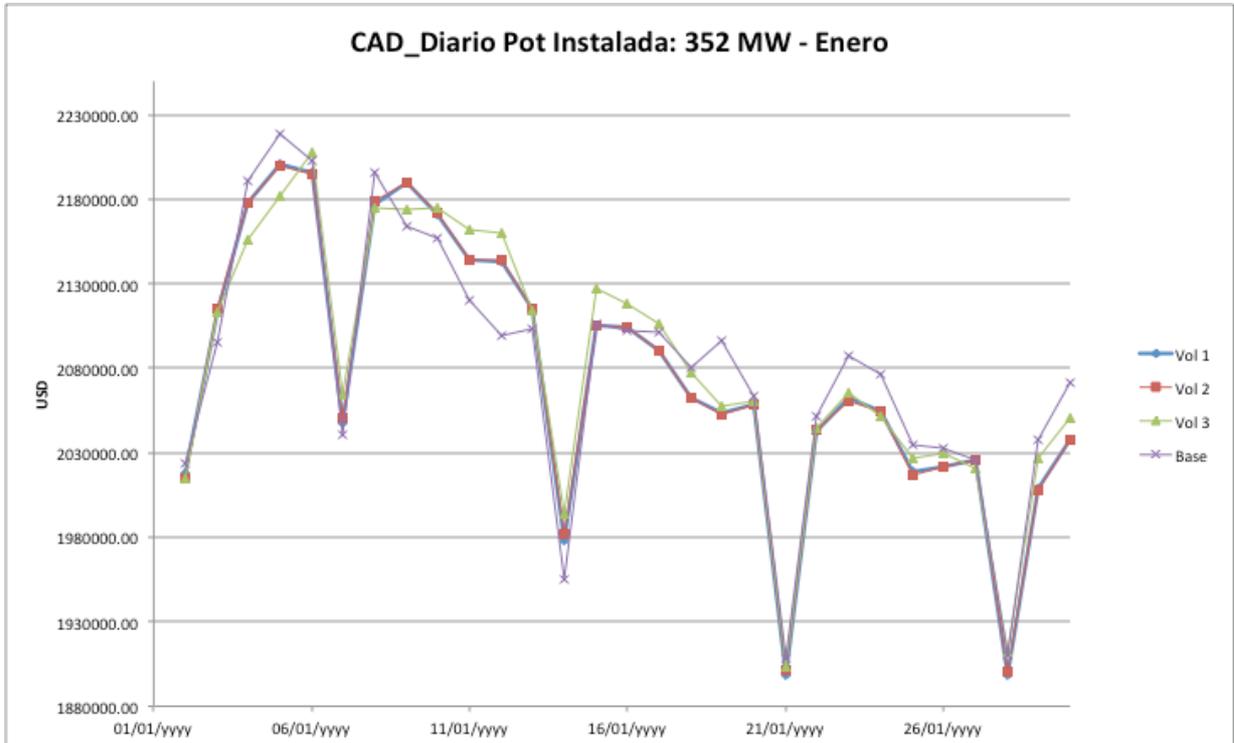
Como este método deja grandes dudas respecto a la hipótesis de su equivalencia en el trimestre se intento realizar una simulación anual horaria donde los efectos de la altura inicial del embalse de bombeo son mitigados a lo largo del año.

Se realizó una simulación anual horaria con la central de 352 MW, pero la simulación dio errores con pocas crónicas. Se opto por realizar algunas simulaciones con diferentes semillas aleatorias.

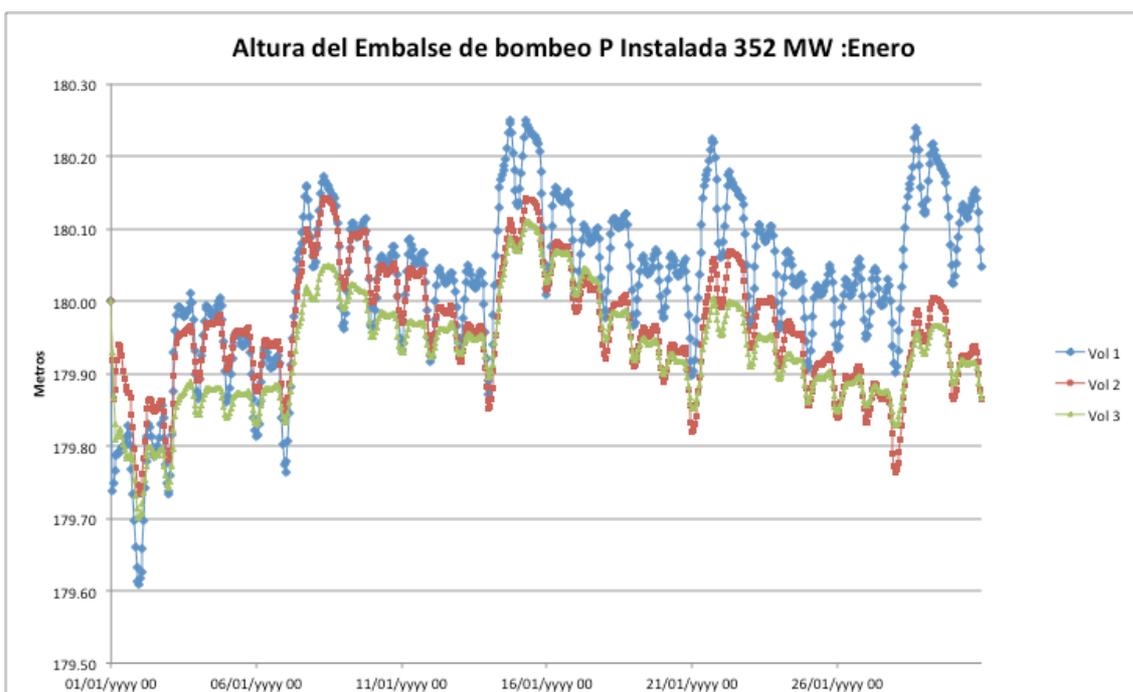


5 Resultados del estudio.

Se presentan a continuación un resumen de los resultados obtenidos para los distintos casos de estudio presentados en la tabla.

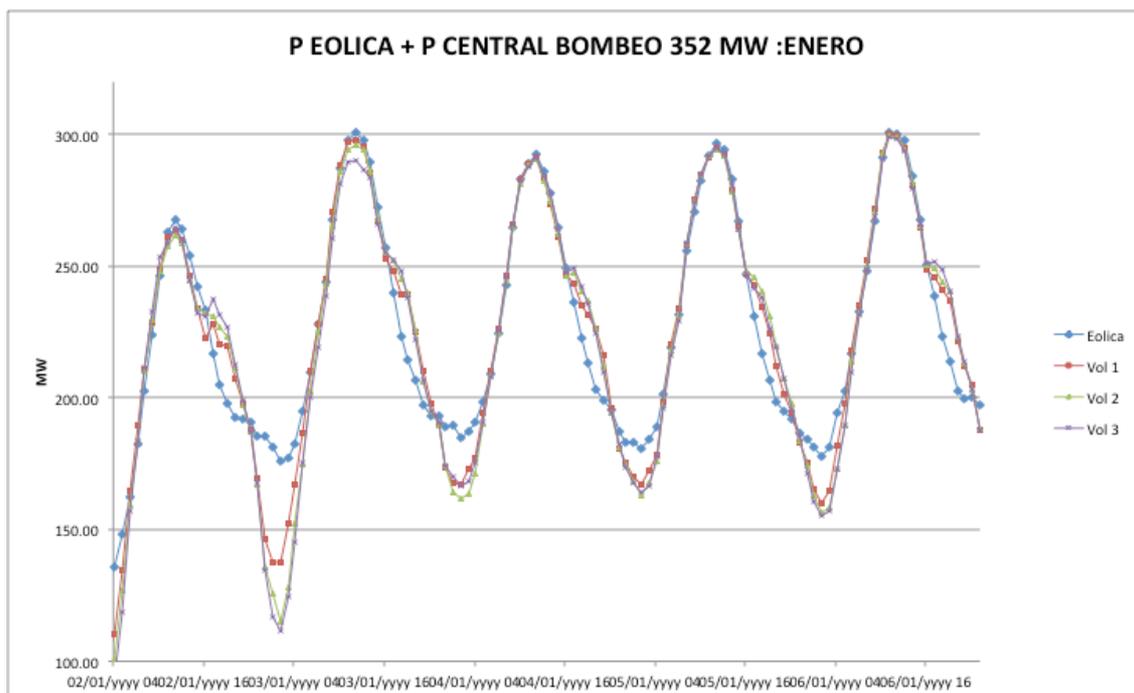


En este caso se aprecia que el CAD del caso base cruza varias veces al de los 3 casos de volúmenes. Lo importante finalmente es que el ahorro en el mes y finalmente en el año sea positivo.



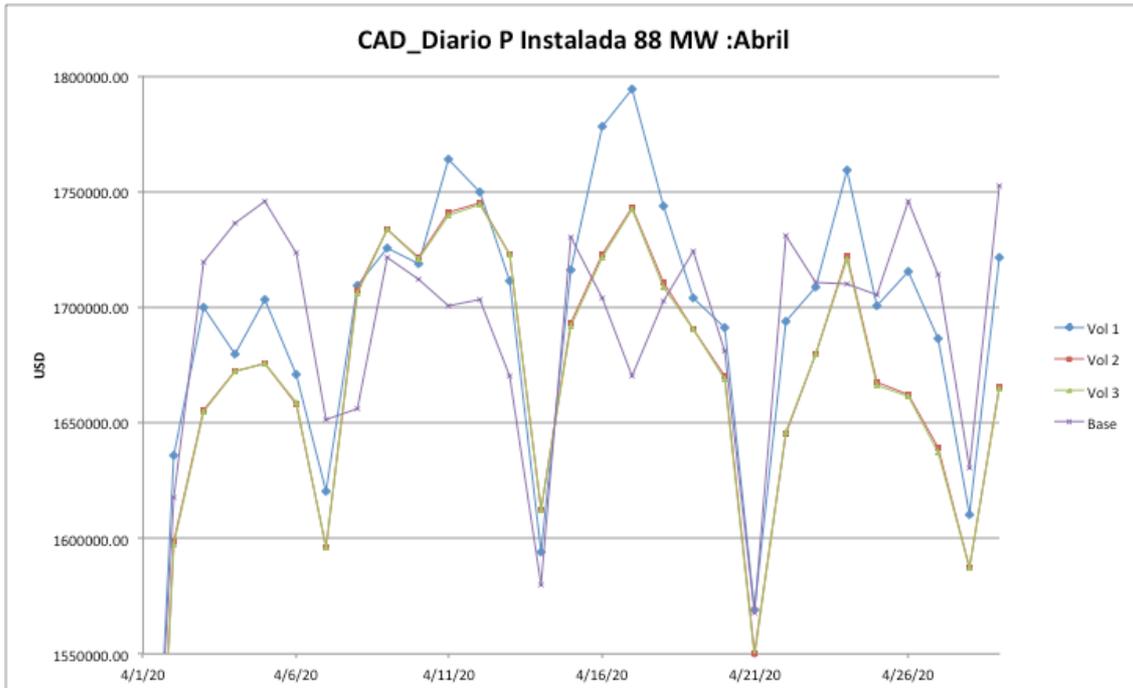
El cuadro con el resumen económico de todos los casos será incluido al final de esta sección. Los resultados son interesantes.

La altura del embalse del bulbo se mantiene dentro de márgenes estrechos menores a 1 metro de amplitud, resultado que no se ajusta a lo que este grupo esperaba cuando dimensiono el volumen. Se esperaba una variación en toda la altura lo que representa un aprovechamiento pleno de la capacidad embalsada.

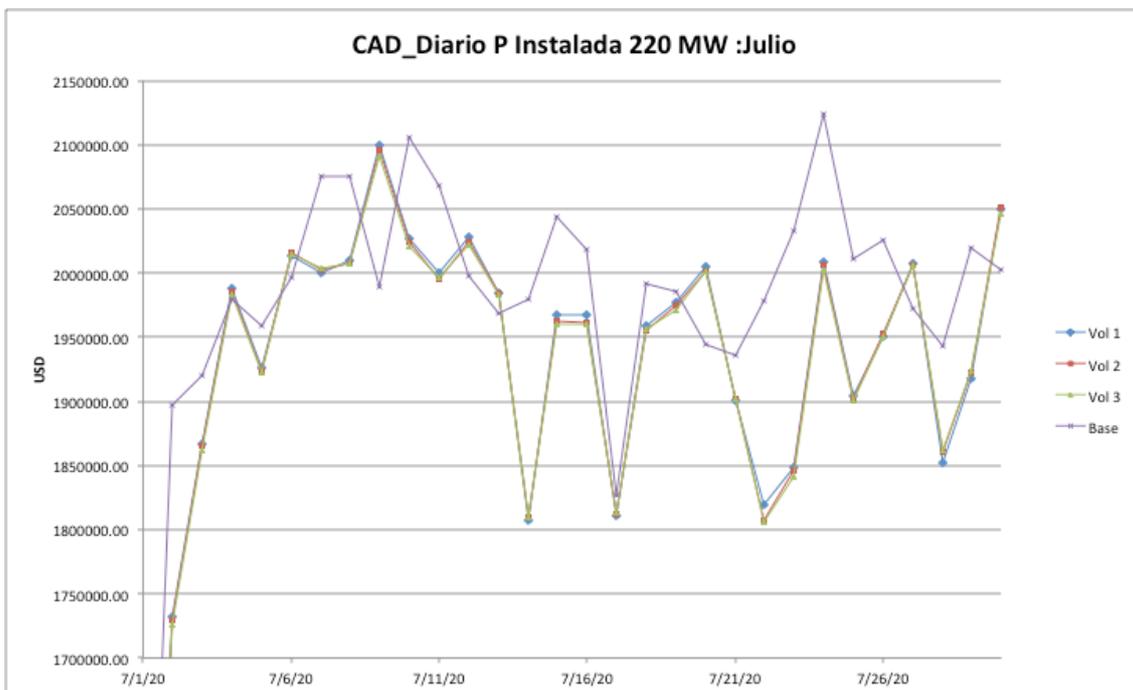


Este gráfico corresponde a la suma de potencias del segundo parque eólico (en este período de 440 MW) y la potencia neta de la central de bombeo. Algunos puntos son esperables respecto a que la potencia del conjunto debería aumentar y aplanarse (en el sentido de disminuir la desviación estándar) y otros que son llamativos, la potencia en los valles de la eólica son acentuados por la existencia de la central.

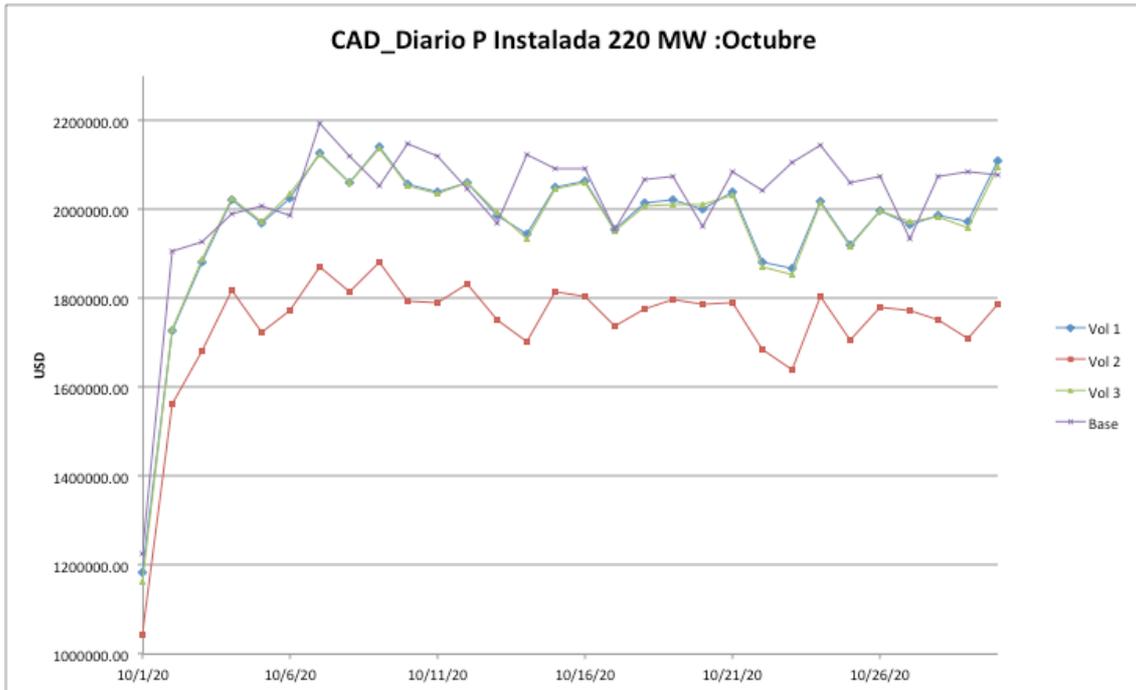
Esto puede explicarse si en el valle de la eólica se produce un valle en la demanda por lo que el sobrante de potencia eólica sería absorbido por el bombeo dando como resultado menos energía disponible.



Valen las mismas consideraciones respecto a los ahorros globales del sistema por el uso de centrales de bombeo.



Para esta simulación el parque eólico 2 tiene una potencia instalada de 900 MW y a pesar de esto a primera vista el costo del caso base está por encima en la mayoría de los casos.



El resultado obtenido para el volumen 2 (12 Hm³) es sensiblemente menor a todos los otros, pero con los mismos andamios a las curvas de los otros 2 volúmenes. Sería tentador pensar que este sería el volumen de trabajo más económico.

Central 88MW potencia turbinado

Beneficio para el sistema (USD / año)			
	Vol1	Vol2	Vol3
Enero	-283.790	-200.136	-219.949
Abril	-158.883	528.646	-122.064
Julio	92.974	166.618	1.093.536
Octubre	260.623	677.313	285.340
Anual	-267.225	3.517.322	3.110.588

Corrida Anual 40 crónicas: 3.006.557

Con esta potencia instalada el volumen más económico es el de 12 Hm³, apoyando a la última gráfica, donde también es la más económica con 220 MW instalados.

Central 220MW potencia turbinado

Beneficios para el sistema (USD / año)			
	Vol1	Vol2	Vol3
Enero	-197.060	777.200	947.300
Abril	565.260	734.700	851.920
Julio	970.180	1.051.100	1.158.100
Octubre	1.309.020	382.720	1.725.600
Anual	7.942.200	8.837.160	14.048.760

Corrida Anual 40 crónicas: 1.168.241

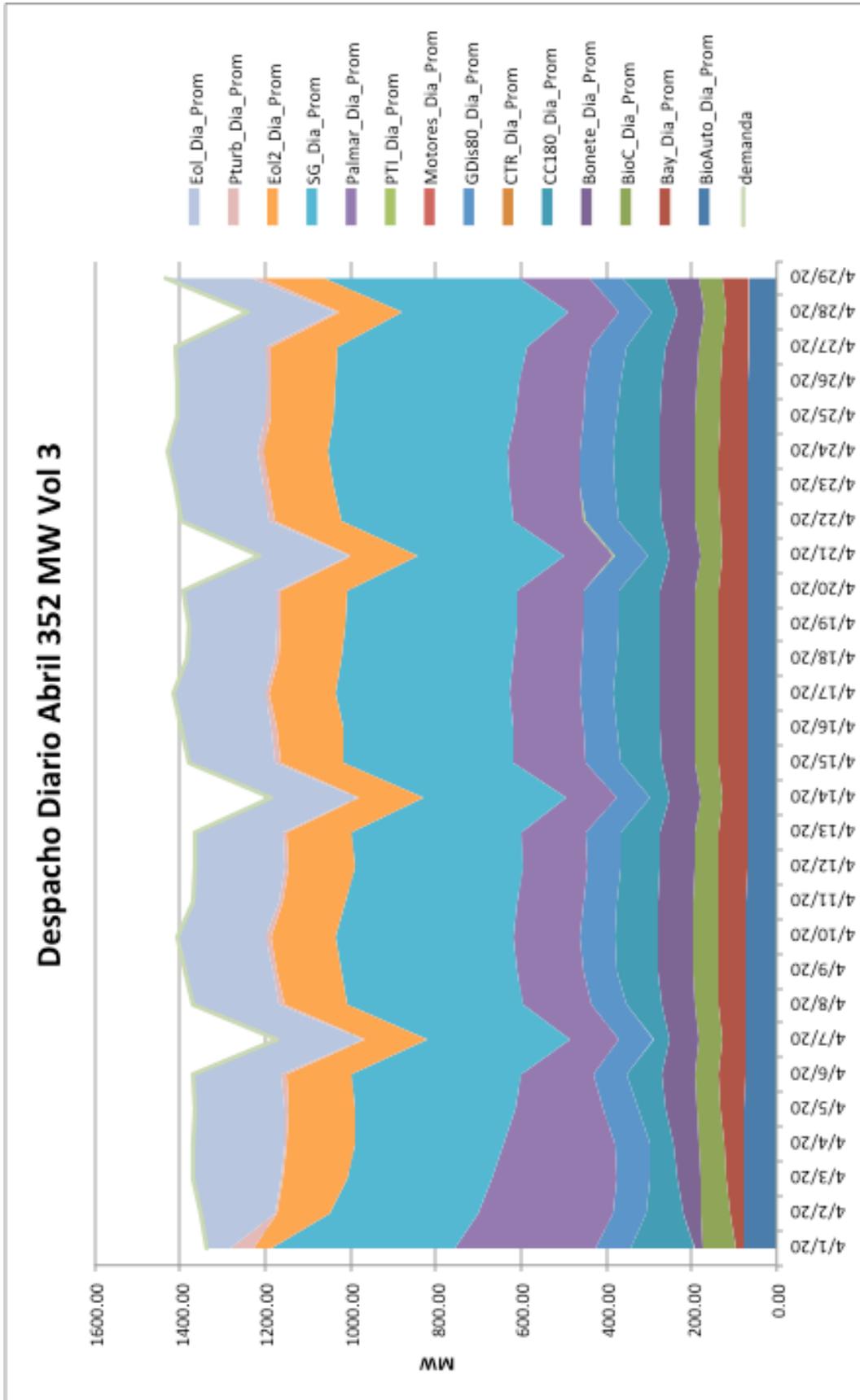
- Central 352MW potencia turbinado

Beneficio para el sistema (USD / año)			
	Vol1	Vol2	Vol3
Enero	139.071	128.919	-19.917
Abril	1.209.991	1.230.036	1.242.141
Julio	error	164.513	199.331
Octubre	error	134.871	162.586
Anual	4.047.186	4.975.017	4.752.423

Se aprecia que los máximos ahorros generados se dan con 220 MW de potencia instalada, que fue la primera potencia elegida con el factor de planta de 36% para el segundo parque eólico de 600 MW. Se puede decir que si el parque crece hasta los 900 MW sigue siendo la central más económica de operar y es la segunda más económica para instalar.

Se estima un costo de 1,0: USD/MW instalado en centrales de bombeo, incluyendo el embalse, esto quiere decir que para el caso más económico (220 MW y 19 Hm³) se tendría un período de repago simple de 15,7 años.

Los despachos de las distintas fuentes que serían esperables indicarían que la central bombea únicamente con fuentes de costo variable nulo (en este sistema solo eólica) y no sería lógico que se despachen centrales térmicas para bombear. Eso es apreciable en el siguiente gráfico de despachos.



Se ve claramente que el aporte de esta central en sistema es prácticamente despreciable frente a las otras fuentes. El aporte en el mes de abril de esta central de bombeo es de 345 MWh, lo que representa un 0,87% de la demanda para el mismo mes.

La inclusión de esta potencia y este volumen en todo el sistema no tiene por lo tanto un impacto significativo y es para estudiar cual sería la potencia y embalses a construir para tener una influencia mayor y positiva respecto a la estabilización del recurso eólico y al costo de alimentación de la demanda.

6 Conclusiones

Si bien el modelo aún presenta errores en ciertas condiciones, el mismo durante la ejecución de este trabajo fue mejorado en conjunto con la cátedra luego de detectado errores en las simulaciones. Si bien restan aún corregir ciertos defectos, lo que impidió el estudio de mediano plazo con varias crónicas, entendemos que las mejoras realizadas han sido muy importantes.

Dadas las posibilidades del modelo actual los resultados son alentadores para profundizar el estudio de su incorporación al SIN, y si bien los resultados obtenidos por distintos caminos (corridas mensuales y corridas anuales) no coinciden en todos los casos, la dimensión de la Central que parece presentar un mejor rendimiento en nuestro sistema (con las hipótesis realizadas) es la de 88MW con un volumen de 12Hm³, ya que la potencia turbinada nunca supera los 50 MW luego de la estabilización de la altura inicial. Instalar mayor potencia implicaría mayores inversiones que no se justificarían con los resultados obtenidos en este estudio.

Dentro de las hipótesis de este estudio y simplificaciones realizadas a los actores del sistema los períodos de repago en algunos de los casos serían razonables para una vida útil de 50 años.

Finalmente, no resulta trivial la causa por la cual en corridas mensuales los beneficios para el sistema de contar con una Central con bombeo son negativos, lo cual podría explicarse por una variación del costo futuro al final de la etapa o por un error en el modelo.

7 Posibles futuros trabajos.

Como las corridas para esta evaluación deben ser forzosamente horarias y contemplar el sistema eléctrico completo. Realizar esto con precisión implica cálculos bastante pesados que no se pudieron realizar en este estudio preliminar. Por ello se hicieron varias simplificaciones, sería importante entonces estudiar la validez de cada una de ellas y en un estudio completo mantener sólo aquellas que no afectan sensiblemente los resultados.

Con ese nuevo modelo se estudiarían entonces los casos de centrales de bombeo más grandes o pequeñas tanto en potencia como en energía almacenable, del mismo modo que se realizó en este estudio.

Si las simplificaciones al modelo anterior fueran importantes deberá ser necesario el uso de un cluster de cálculo para obtener los resultados en un tiempo razonable con un modelo más complejo.

En particular, puesto que se trata de dar firmeza a la energía eólica, el recurso eólico debería ser modelado de la mejor forma posible, y para ello habría que utilizar la fuente aleatoria de vientos más elaborada. Nuevamente, no fue utilizada por razones de tiempo de cálculo, pero en un estudio más profundo sería importante hacerlo, incluso teniendo en cuenta la ubicación posible de los parques eólicos futuros.

Será necesario corregir los errores del modelo que aún aparecen esporádicamente y no permiten simular muchas crónicas de corrido. Por otro lado una vez ajustados los problemas del modelo habrá que ajustar los precios de la exportación a Argentina para evitar que exporte energía sobrante cuando sería más beneficioso bombearla.

Otro caso interesante sería interiorizarse en las razones por la cual en corridas mensuales los beneficios para el sistema de contar con una Central con bombeo pueden ser negativos.

Algo que se puede agregar al modelo es la especificación de cómo es la central de bombeo: si se trata de unidades independientes de bombeo y turbinado o si son las mismas; esto puede ser necesario para tener en cuenta la disponibilidad de cada turbomáquina.

Finalmente, se deberá estudiar el impacto de una Central con bombeo sobre la potencia rotante necesaria para la incorporación segura de potencia eólica adicional a los primeros 600MW.