

ANÁLISIS DEL CÁLCULO DE LA POTENCIA FIRME SEGÚN EL DECRETO 360/002 Y SU POSIBLE APLICACIÓN A LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES (ERNC)

Autores
Enrique García
Gerardo Cerecetto

Instituto de Ingeniería Eléctrica – FING.
Trabajo final curso SimSEE edición 2016
Montevideo - Uruguay.

IMPORTANTE: Este trabajo se realizó en el marco del curso Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica (SimSEE) y fue evaluado por el enfoque metodológico, la pericia en la utilización de las herramientas adquiridas en el curso para la resolución del estudio y por la claridad de exposición de los resultados obtenidos. Se quiere dejar expresamente claro que no es relevante a los efectos del curso la veracidad de las hipótesis asumidas por los estudiantes y consecuentemente la exactitud o aplicabilidad de los resultados. Ni la Facultad de Ingeniería, ni el Instituto de Ingeniería Eléctrica, ni el o los docentes, ni los estudiantes asumen ningún tipo de responsabilidad sobre las consecuencias directas o indirectas que asociadas al uso del material del curso y/o a los datos, hipótesis y conclusiones del presente trabajo.

1 Objetivo.

Valorar la potencia firme del sistema considerando las ERNC existentes y previstas para el sistema, con la reglamentación vigente y algunas posibles variantes.

Las herramientas utilizadas fueron: el programa SimSEE¹ utilizado en el curso para las simulaciones y datos históricos de producción eólica y caudales en Rincón del Bonete a los efectos de las verificaciones.

En relación a la uso de las herramientas se emplearon la variables crónicas y post operaciones asociadas a la determinación de la potencia firme hidráulica (*potenciaFirmeHidraulica*) definida en el manual de usuario SinRes3²

Bajo el supuesto de considerar que la “potencia firme eólica” se determinará de manera análoga a la determinación de la potencia firme hidráulica, se consideraron la Operación Crónica Combinar y las post operaciones CambioPasodeTiempo y cronVarPorReal.

Para obtener el factor de utilización empleando la herramienta, se creó una fuente constante, asociada a la potencia instalada eólica y a su expansión. Se agregó una plantilla SimRes3 en donde se empleó la función sumaProductoConDurpos_m.

Posteriormente como parte de las Post-Operaciones se emplearon las operaciones divisiónCronVars, CronVarPorReal, y cambioPasoDeTiempo.

¹ La versión de SimSee utilizada para la simulación, fue v_128_Tía (GPLv3, IIE-FING).

² Manual de Usuario SimRes3 – Pág – 45 a 48.

2 Hipótesis de trabajo.

Se asume como futuro de la demanda y futuro de generación hasta el 2046 según el trabajo “Optimización de las inversiones en generación eléctrica del Uruguay 2016-2046. (Enfoque desde la academia)”³.

Las principales hipótesis del trabajo son:

Sala SimSee: Planificacion_2016_2046_oddface_p206nid4953_GO_Base.ese⁴

Se utilizó esta sala y también se hicieron las siguientes modificaciones a los efectos comparativos:

- se consideraron para los Actores eólicos y fotovoltaicos (para los parques instalados como para la futura expansión) que no tuvieran habilitado la opción “Restar para Postizar” y se verificó el cálculo habilitando dicha opción.
- sobre los actores, se mantuvieron los determinados en la conformación original de la sala, así como sobre los precios de los combustibles y evolución de la demanda y comercio internacional.

Sala SimSee: PES_MAY_2016_Actualizada.ese⁵

El detalle de parque instalado y de su expansión, se describen en Numeral 6.

3 Metodología.

Las corridas realizadas apuntan a verificar comportamientos de la energía hidráulica con y sin energía eólica, con y sin restar para postizar. Se analizan también los resultados de corridas considerando 5 horas de pico semanales y qué sucedería si se extiende el período firme a las 24 horas del día. Considerando dichas corridas también se analizó la participación de la energía eólica en los distintos escenarios.

- a. La primera corrida, busca verificar la forma de cálculo de la potencia firme hidráulica para lo cual se consideró la sala **sin** el actor EOLICAS, manteniendo el resto de las hipótesis definidas para la sala.
- b. La segunda corrida, considera la sala **con** el actor EOLICAS y mantiene el resto de las hipótesis definidas para la sala, considerando como variantes a los efectos comparativos la opción de restar para postizar (habilitando y sin habilitar).
- c. La tercer corrida toma como hipótesis adicional de trabajo un periodo firme de 5 horas semanales, asociadas básicamente a una hora diaria de lunes a viernes donde

³ http://simsee.adme.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_343/PlanificacionUruguay2016EnfoqueAcademico_v8.pdf

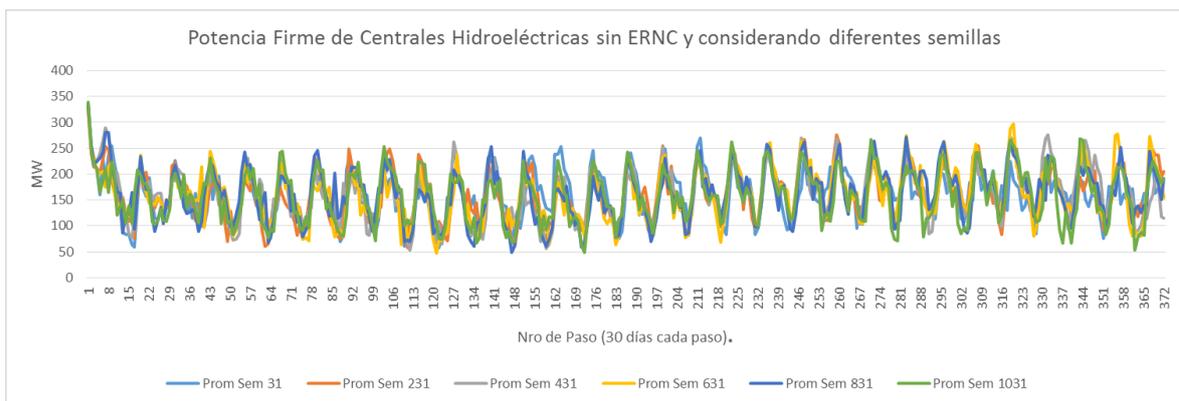
⁴ <http://iie.fing.edu.uy/simsee/pla20162046/>

⁵ <http://simsee.adme.uy/progest.php>

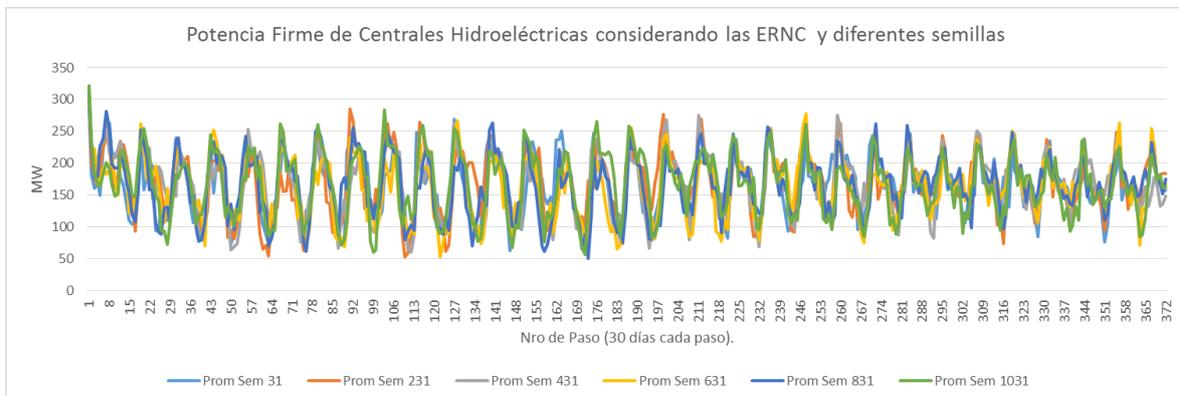
se da la máxima potencia requerida por la demanda, replicándose el análisis realizados en los literales a y b anteriores.

- d. La cuarta corrida considera otra hipótesis adicional de trabajo, como periodo firme las 24 horas diarias, replicándose el análisis realizado en los literales a y b anteriores.
- e. A los solos efectos realizar un cálculo de “potencia firme” para el conjunto de parques eólicos, se utilizó la definición establecida en el Decreto 360/002 de forma análoga a la potencia firme de centrales hidroeléctricas.
- f. A los efectos de considerar comportamientos horarios se utilizó la sala empleada para la programación estacional⁶ donde se detallan los Parques Eólicos instalados y a instalar en el corto plazo. Se realizó una simulación horaria para el año 2019, considerando solo al actor EOLICAS.

Se varió la semilla aleatoria inicial (31), empleándose las semillas aleatorias 231, 431, 631, 831 y 1031 para la sala utilizada para determinar la potencia firme de centrales de generación hidroeléctrica sin considerar el parque eólico instalado y se obtuvieron resultados similares entre sí.



También se varió la semilla en la sala empleada para realizar el mismo cálculo anterior, pero considerando el parque eólico instalado y su expansión futura, arribando a resultados similares entre sí.

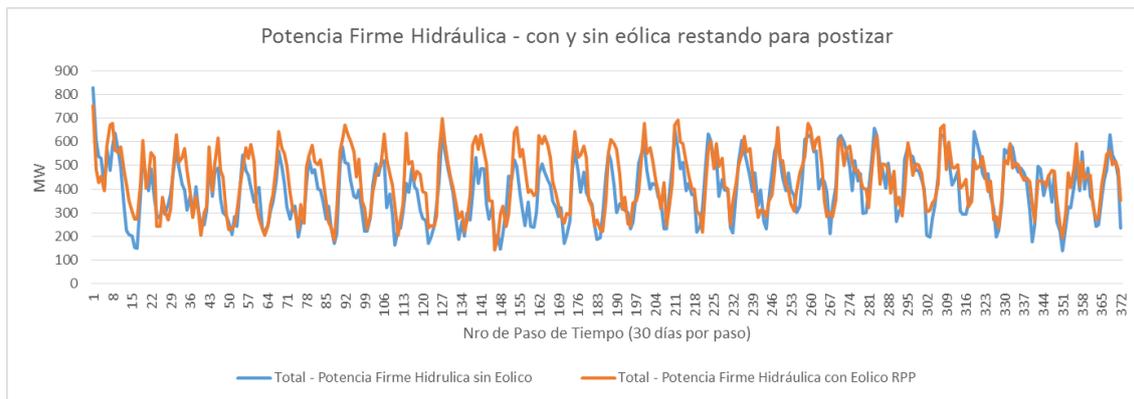


⁶ PES_MAY_2016_SoloEolica.ese

4 Resultados del estudio.

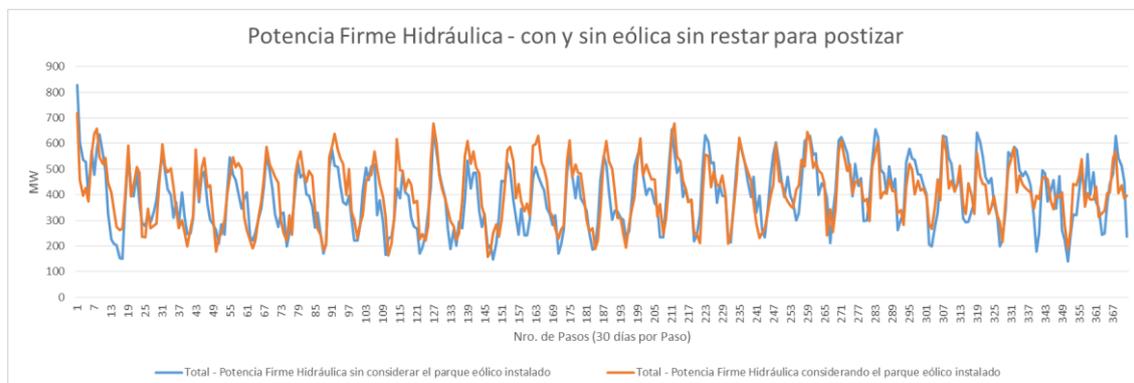
De la comparación de las corridas a y b surge que la incorporación del recurso eólico brinda una cantidad de energía al sistema que permite optimizar el mismo con las reglas de despacho impuesta con algo más de flexibilidad respecto de la generación hidráulica.

De la comparación de las corridas a y b, considerando habilitada la opción de restar para postizar, puede verse que en los períodos secos un aumento de potencia firme hidráulica del orden de 200 MW, pero esta diferencia puede ser nula o de signo opuesto en los períodos de mucha hidraulicidad.



Los gráficos correspondientes a las salidas de las simulaciones se presentan en los puntos 6.5 , 6.6 y 6.7.

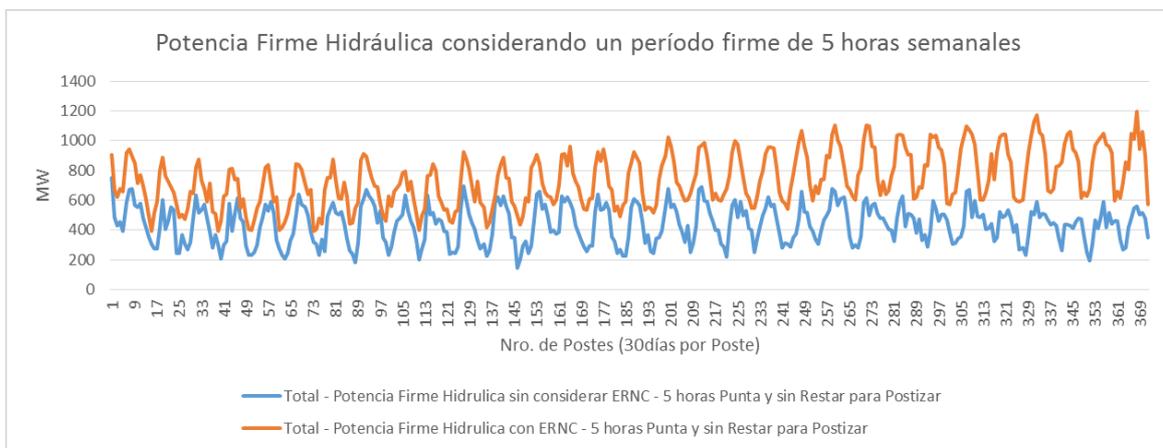
Cuando no se habilita la opción restar para postizar, los resultados de las comparaciones para los períodos secos se observa una diferencia similar, pero para el resto de los períodos se observa mayormente una disminución de la potencia firme hidráulica debido a que en ocasiones de pico de demanda la potencia hidráulica se retrae cuando hay potencia eólica disponible. Esto no ocurre en el caso anterior dado que se utiliza una demanda neta.



Luego de analizados los casos a y b, y sin entrar en consideraciones en materia de regulación, se analizó la posibilidad de considerar como período firme solo las horas de punta de lunes a viernes: caso c.

Los resultados de dicha simulación, muestran que en caso que el periodo firme se establezca en las horas de punta, la potencia firme hidráulica determinada considerando las ERNC incrementa su magnitud, siendo en promedio en el entorno de 200 MW para los primeros años, aumentando en función de la expansión eólica incluida en la Sala L/P.

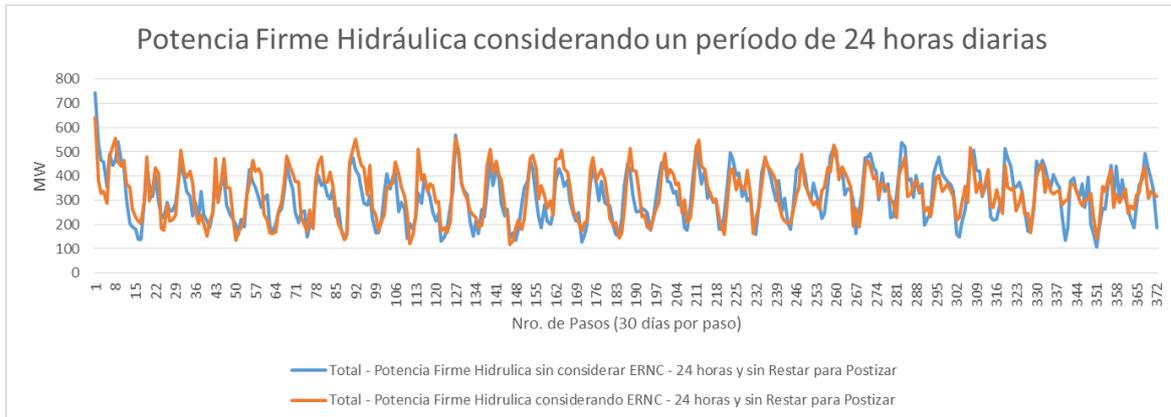
En gráfico siguiente se presenta la comparación de los resultados de la simulación y en los anexos que figuran en los puntos 6.8 y 6.9 se exponen los datos de potencias para cada una de las centrales hidráulicas.



Si bien se realizó una comparación entre las salas considerando restar para postizar, debido a que los postes pueden quedar definidos en diferentes momentos del día, como el Poste 1 de la demanda no necesariamente coincide con el Poste 1 de la demanda neta, los resultados se entienden que no son comparables.

En el caso d, se realizó la simulación considerando como periodo firme 24 horas del día. Los resultados alcanzados difieren del caso c, no evidenciándose una tendencia de mayor potencia hidráulica en el periodo de simulación asociado al cambio en la duración del periodo firme y considerando las ERNC.

En el gráfico siguiente se expone la comparación de la potencia firme hidráulica determinada considerando o no las ERNC en cada caso.



Para el caso e) se realizó un cálculo análogo de potencia firme hidráulica para el conjunto de generadores eólicos, se puede visualizar en un corrida de paso semanal que su factor de utilización promedio, tanto determinado de forma semanal como de forma mensual ronda el factor de utilización indicado para dicho recurso 45%, teniendo máximos en el entorno de 52 % y mínimos de 37 %.

El análisis realizado no considera la volatilidad horaria del recurso eólico.

Un análisis complementario y que podría ser necesario realizar abarcaría una simulación diaria y otra horaria, para ver cómo se comportan los valores de los factores de utilización en periodos más pequeños. Avanzar en la definición de esas salas SimSee en el marco del curso no fue posible y se plantea como una mejora al presente trabajo en el futuro.

Finalmente corresponde indicar que el presente cálculo se realizó en el marco del curso, sin considerar aspectos reglamentarios, en particular en lo referente al cálculo vigente de potencia firme en el cual no se considera la energía eólica. Por otra parte desde el punto de vista conceptual homologar esta forma de cálculo podría no ser apropiado dada las particularidades de los recursos eólicos e hídricos. En particular su comportamiento en materia de generar potencia ante una demanda de forma instantánea.

Mientras que las represas hidroeléctricas dada su capacidad de almacenamiento podrían dar hasta el máximo de su potencia instalada con independencia del momento en que la demanda lo requiera, los parques eólicos no cuentan actualmente con dispositivos de almacenamiento instalados, siendo precisamente los generadores hidráulicos los que responden (entrando o saliendo del sistema) a la disminución o aumento de la energía que brindan las generadoras eólicas.

Esa complementariedad o respaldo que dan las centrales hidráulicas, es propio de estas y sin duda han facilitado al expansión de la generación eólica, pero a la hora de pensar en asignar potencia firme a los generadores eólicos considerados de manera independiente podría ser difícil atribuirle dicha condición.

Como se expone en la verificación realizada sobre un conjunto de parques eólicos (A los efectos de corroborar los resultados obtenidos, a partir de un conjunto de parques

eólicos (Caracoles I y II, JPTerra, Kentilux, Minas 1, Florida I y Maldonado), los cuales durante el periodo mayo 2015 – abril 2016, a medida que se considerara un paso de tiempo de menor duración, el factor de utilización disminuye alcanzando para factores de utilización diarios, un entorno del 6%.

	Factor de potencia diario	Factor de potencia semanal *	Factor de potencia mensual **
Máximo	88%	66%	59%
Mínimo	6%	21%	33%

* Promedio móvil 7 días

** promedio móvil 30 días

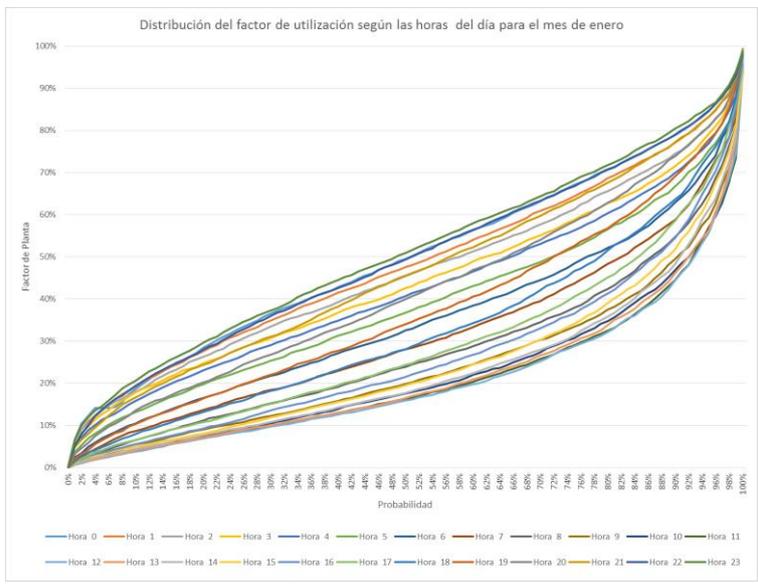
En relación al caso f, a los efectos de considerar una simulación con paso de tiempo horario, se seleccionó la sala empleada en la Programación Estacional y en particular se consideró solo el actor Eólicas durante el año 2019.

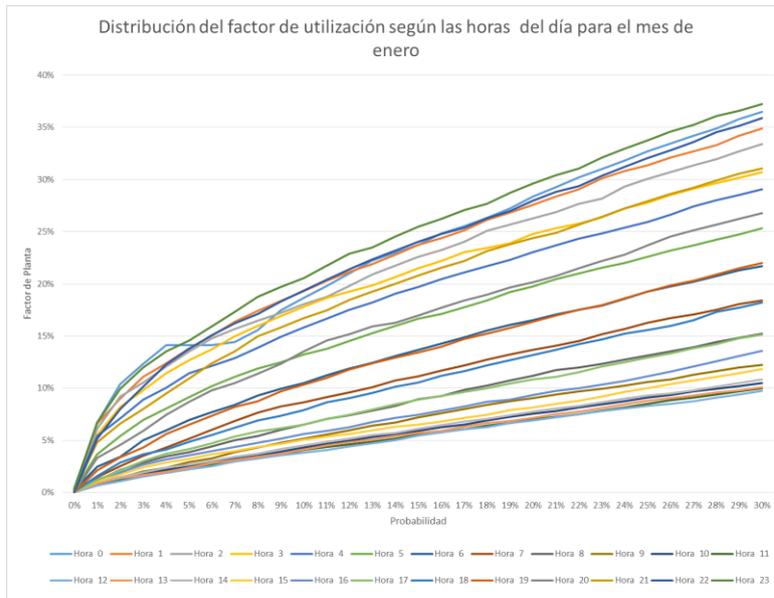
La salida de la simulación buscaba conocer cuál es la distribución horaria del viento en algunos de los meses de año, en particular conocer la distribución horaria del viento en la misma hora de un mes dado.

Con la salida del SimSee, se trabajó ordenando las horas dentro del mes de enero por ejemplo y luego calculando la probabilidad de excedencia de 95% que la misma pudiera dar la demanda.

En el gráfico siguiente se presenta dicha distribución, donde se puede visualizar un número significativo de horas en las cuales la generación estará por debajo del 10% de la potencia instalada.

Enero

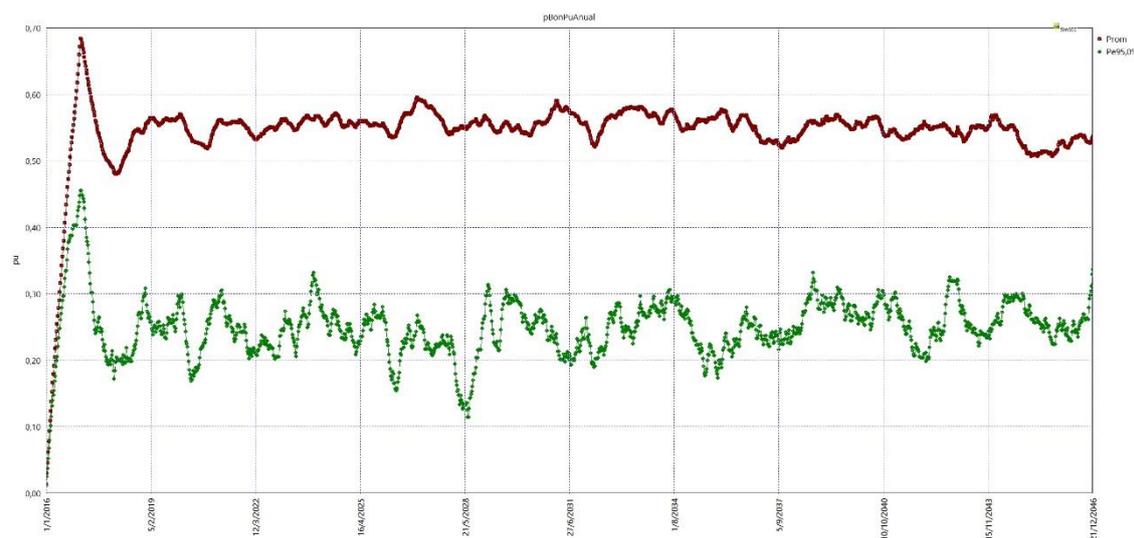




Verificación

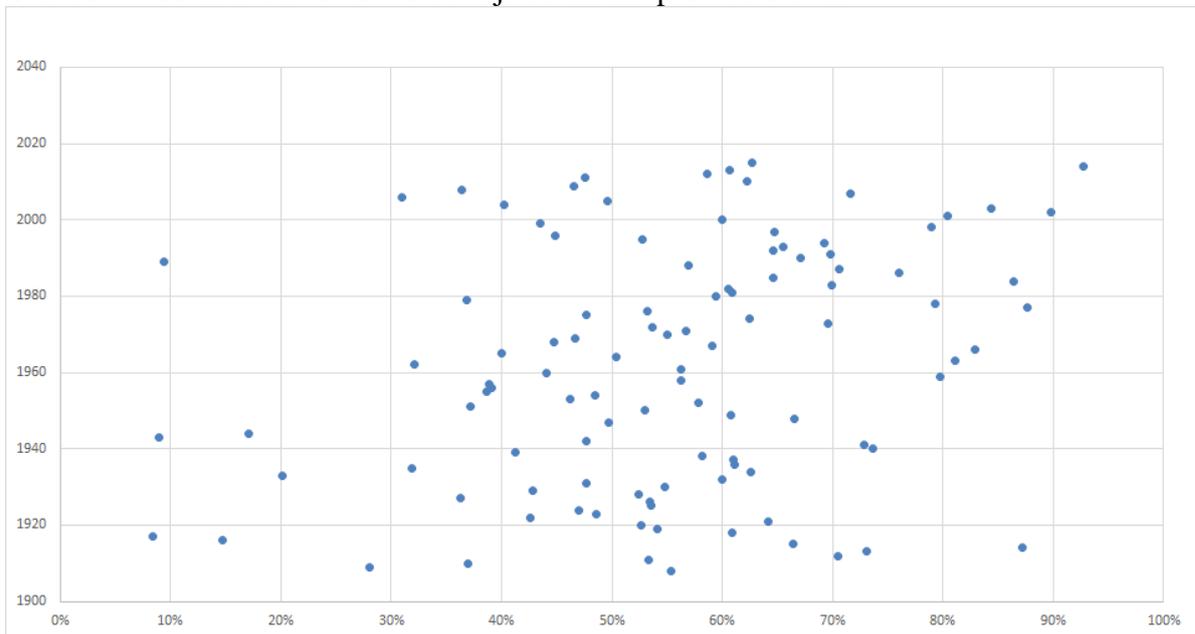
Se realizó una simulación con la misma sala, pero y eólica, dando cortes, de forma de ver la energía hidráulica en base. La potencia firme se evaluó como la potencia promedio, verificándose la potencia de probabilidad de excedencia 95% simulada, similar a la calculada en función de los caudales históricos, ver gráficos a continuación.

Gráfico - Potencia promedio anual con 95% de probabilidad de excedencia:



Factor de planta anual de Rincón de Bonete en función de los volúmenes de agua mensuales:

Gráfico: Años calendario vs. Porcentaje de caudal promedio anual



El gráfico anterior se realizó de la siguiente manera:

- Se contó con los registros históricos de volúmenes de agua mensuales de agua en Rincón del Bonete
- Los datos previos a la construcción son calculados en función de la cota en Paso de los Toros.
- No se incluyen los años en los que se llenó el lago (1945 y 1946).
- Se consultó sobre los registros bajos de los años 1943 y 1943 y efectivamente correspondieron a una sequía bi-anual.
- Los volúmenes mensuales, se convirtieron a caudal promedio mensual.
- Para cada mes se calculó el factor de planta como el cociente entre el caudal promedio mensual y el caudal nominal, topeado por 100%
- El factor de planta anual se calculó como el promedio de los factores de planta mensuales.
- Para los años de sequía el valor indicado puede considerarse bastante aproximado ya que difícilmente se vierta en esos casos.

Puede considerarse que si la central generara todo el año a una misma potencia, el factor de planta coincidiría con el factor de planta anual indicado. En la medida que para calcular potencia firme se excluyen períodos donde no es necesario generación hidroeléctrica, el factor antes calculado crece significativamente. Las simulaciones realizadas verifican este andamio.

Por ejemplo, en los años secos se observa una mayor complementariedad de las ERNC con la hidráulica que en los períodos de mucha lluvia, ya que en estos últimos no es posible regular potencia con las centrales hidráulicas debido a vertimientos o riesgo de vertimientos.

5 Posibles futuros trabajos

Como se expresara en el punto anterior, un análisis complementario y que podría ser necesario realizar abarcaría una simulación diaria y otra horaria, para ver cómo se comportan los valores de los factores de utilización en paso de tiempo más pequeños. Avanzar en la definición de esas salas SimSee en el marco del curso no fue posible y se plantea como una mejora al presente trabajo en el futuro.

Tomando como resultado el análisis realizado en función de la sala empleada para la simulación de paso horario, se visualizó la necesidad de contar con alguna herramienta que permitiera seleccionar las horas pudiendo por ejemplo agruparlas dentro del mes por horas del día (todas las horas 1 de los 31 días del mes de enero). La selección y agrupamiento de horas dentro del mes, o de las estaciones del año, podría permitir simular la distribución del viento.

6 Parque Generador - futura expansión y gráficos

6.1 Parque Generador

En la sala considerada para el caso de estudio se encuentran los siguientes actores:

EOLICA: Se simula el conjunto de parques instalados o a instalar en el sistema a través de un único parque eólico que tendrá 900MW de capacidad instalada a partir del 1/1/16, 1.200 MW de capacidad instalada a partir del 1/1/17 y 1.400 de capacidad instalada a partir del 1/1/18.

Siendo la Serie de viento empleada (eol1MW) una serie CEGH

ACTORES - HIDRAULICAS: Se consideraron cada una de las Centrales Hidráulicas (Baygorria, Bonete, Palmar y Salto) existentes en el sistema, siendo la potencia instalada de cada central, 108 MW, 155,2 MW, 333 MW y 945 MW respectivamente.

BAYOGRRIA Siendo la fuente de aportes (CERO) una serie de valor 0

BONETE Siendo la fuente de aportes (BPS50y CMOBR) una serie CEGH

PALMAR Siendo la fuente de aportes (BPS50y CMOBR) una serie CEGH

SALTO GRANDE Siendo la fuente de aportes (BPS50y CMOBR) una serie CEGH

TERMICAS: Se consideraron las siguientes Centrales Térmicas:

APR con potencia instalada de 135,99 MW desde el 01/01/16 y con 45,32 MW desde el 01/03/16, siendo su factor de disponibilidad 90%.

BIO – Generador de Biomasa con potencia instalada de 108 MW desde el 01/05/14 y 216 MW desde el 01/05/2021, siendo su factor de disponibilidad 85%.

CC180 – Generador Térmico Básico de potencia instalada 180 MW y factor de disponibilidad 85%.

CC540 – Ciclo Combinado con potencia instalada de 180 MW a partir del 01/05/17, 360 MW a partir del 01/07/17 y 540 MW a partir del 01/05/18, siendo su factor de disponibilidad 85%.

CTR – Central Térmica de la Tablada con potencia instalada 222 MW y factor de disponibilidad 70% dejando de operar a partir del 01/01/2025.

FO_MOT – Central Batlle Motores con potencia instalada de 80 MW y factor de disponibilidad 80%, dejando de operar a partir del 01/01/2025.

PTI – Central Punta del Tigre con una potencia instalada de 288 MW y factor de disponibilidad de 85%.

TG60 – Generador Térmico Básico con potencia instalada de 60 MW desde el 10/5/37, 120 MW desde el 9/5/40, 240 MW desde el 9/5/41, 360 MW desde el 8/5/46 y 480 MW desde el 8/5/47, con factor de disponibilidad 85%.

6.2 Expansión de la Generación

La expansión eólica se muestra en la Tabla que figura en el Anexo 6.

El parque térmico se expande de la siguiente manera.

TG60 – Generador Térmico Básico con potencia instalada de 60 MW desde el 10/5/37, 120 MW desde el 9/5/40, 240 MW desde el 9/5/41, 360 MW desde el 8/5/46 y 480 MW desde el 8/5/47, con factor de disponibilidad 85%.

6.3 Expansión Eólica

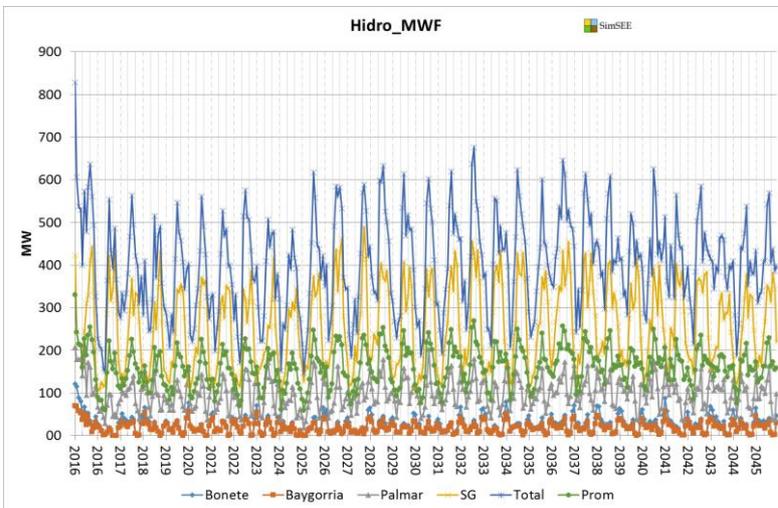
Fecha	Potencia Adicional Acumulada a partir de 2026 – MW
13/05/2026	200
13/05/2027	300
12/05/2029	350
12/05/2030	400
12/05/2031	450
11/05/2032	650
11/05/2034	900
10/05/2036	950
10/05/2037	1100
10/05/2038	1250
10/05/2039	1350
09/05/2040	1600
09/05/2042	1850
09/05/2043	1900
08/05/2044	2150
08/05/2045	2250
08/05/2046	2200

6.4 Expansión Solar

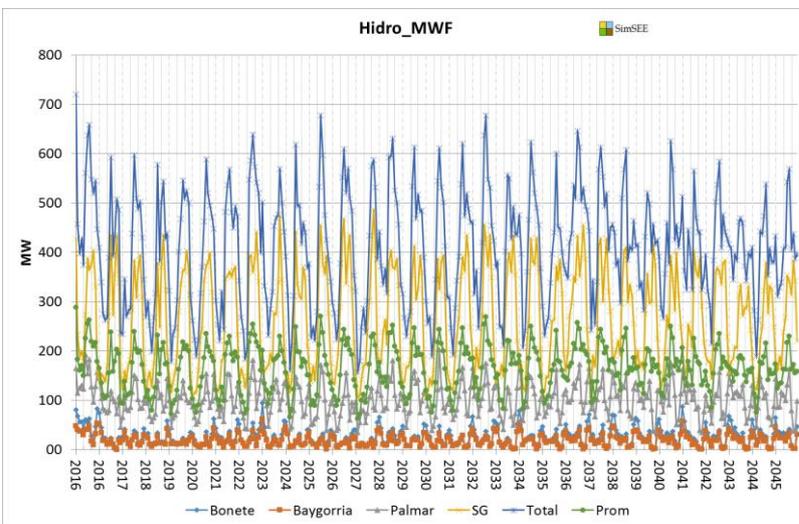
Fecha	Potencia Adicional Acumulada a partir de 2024 – MW
13/05/2024	100
13/05/2025	250
12/05/2028	350
12/05/2029	450
12/05/2030	550
11/05/2032	650
11/05/2033	750
11/05/2034	800
11/05/2035	950

10/05/2036	1050
10/05/2038	1150
10/05/2039	1400
09/05/2040	1450
09/05/2041	1500
09/05/2042	1550
09/05/2043	1600
08/05/2044	1700
08/05/2045	1550
08/05/2046	1800

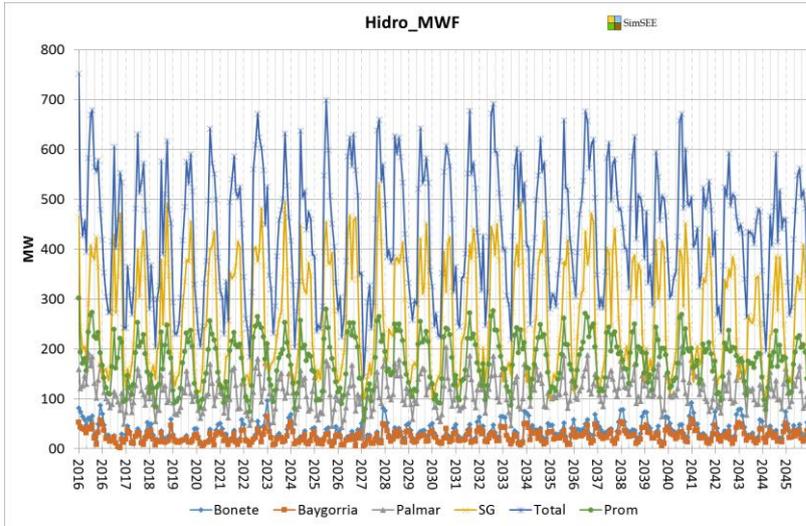
6.5 Grafico – Potencia firme hidráulica determinada según la reglamentación



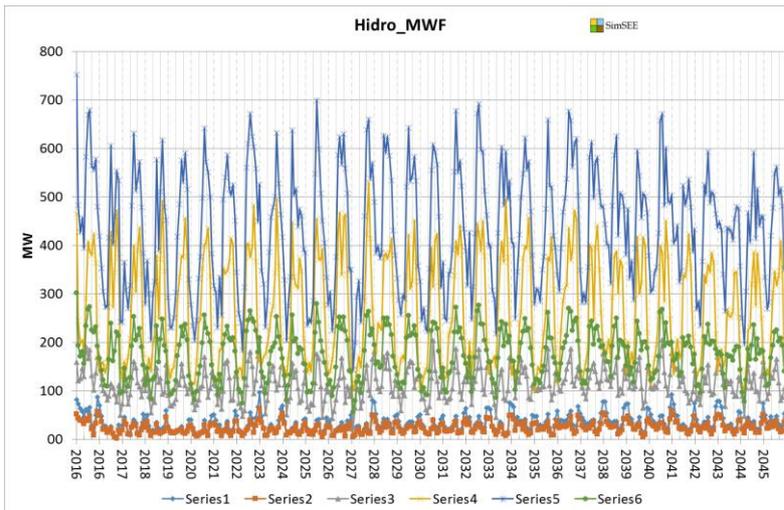
6.6 Grafico – Potencia firme hidráulica determinada según la reglamentación y considerando el parque eólico y fotovoltaico



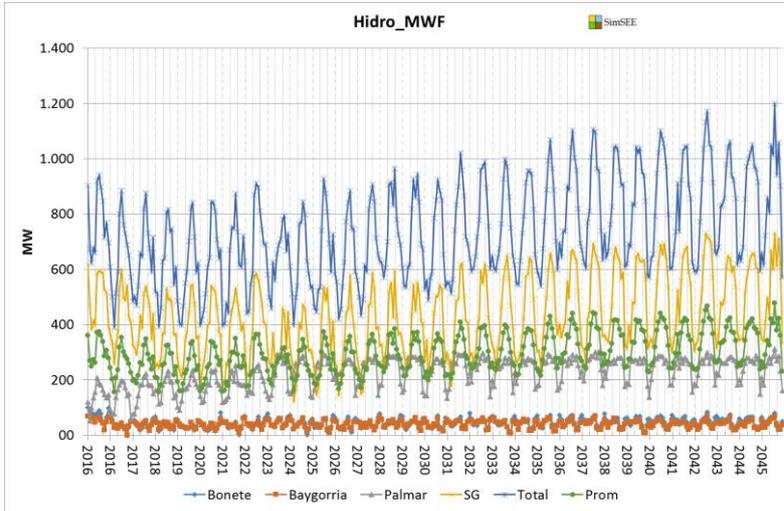
6.7 Grafico – Potencia firme hidráulica determinada con la opción de restar para postizar



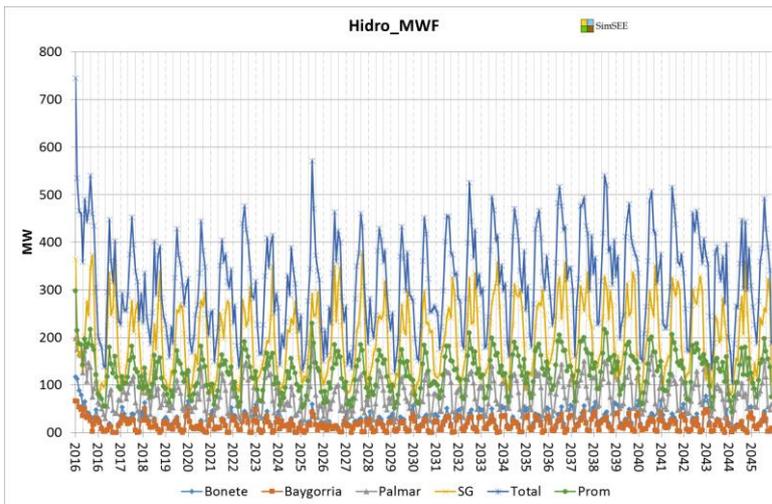
6.8 Grafico – Potencia firme hidráulica determinada considerando como periodo firme (5 horas en periodo de punta)



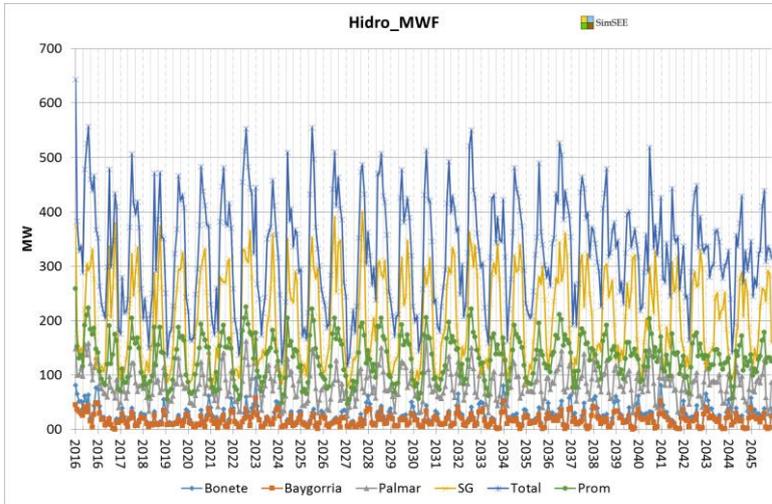
6.9 Grafico – Potencia firme hidráulica determinada considerando como periodo firme (5 horas en periodo de punta) y considerando el parque eólico y fotovoltaico



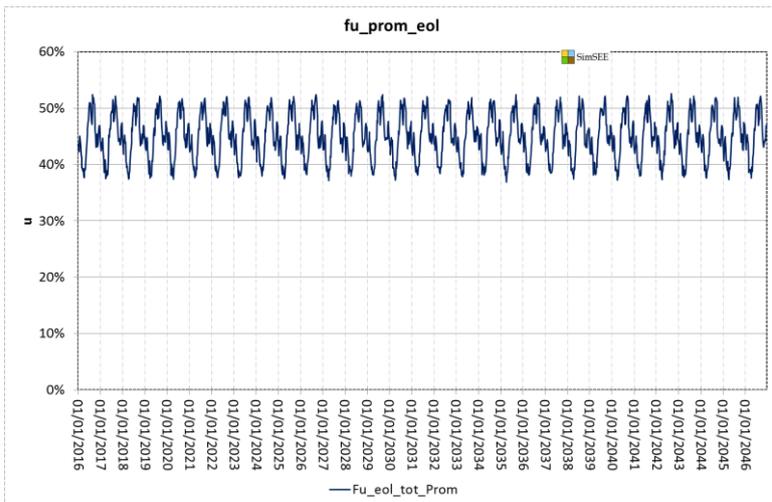
6.10 Grafico – Potencia firme hidráulica determinada considerando como periodo firme (24 horas del día)



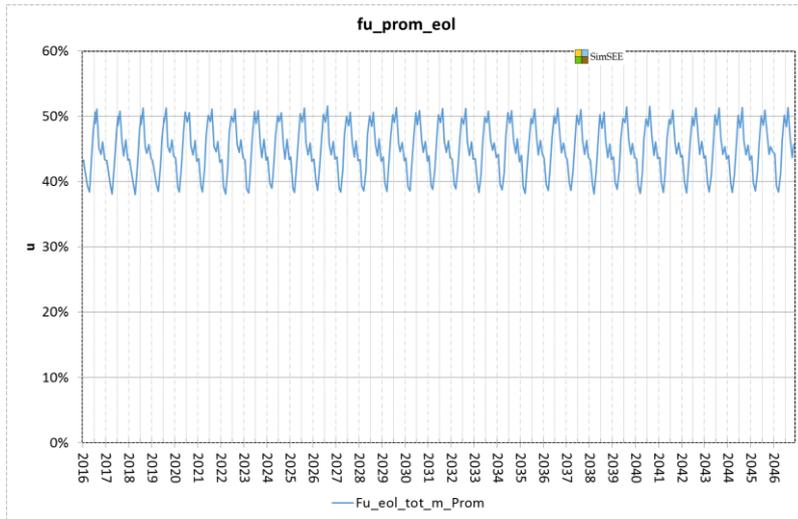
6.11 Grafico – Potencia firme hidráulica determinada considerando como periodo firme (24 horas del día) y considerando el parque eólico y fotovoltaico



6.12 Grafico – Factor de Utilización Eólico promedio semanal

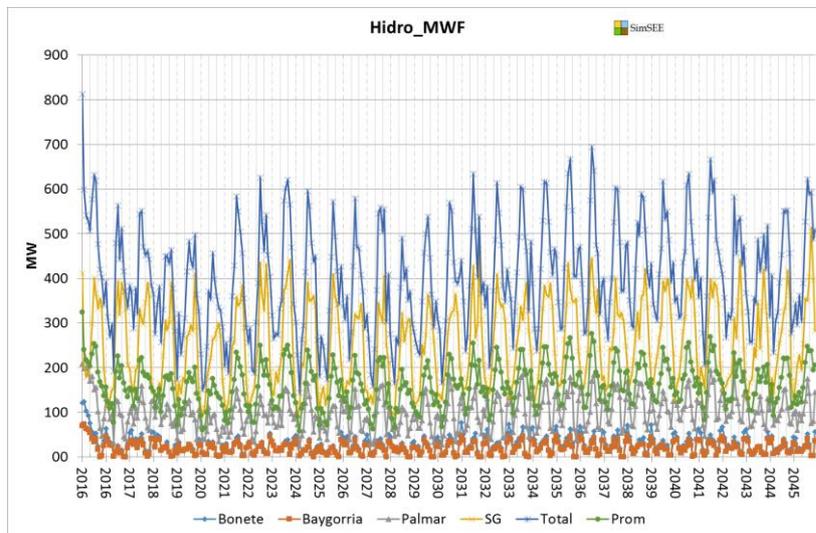


6.13 Grafico – Factor de Utilización Eólico promedio mensual



A continuación se presentan los gráficos obtenidos de cambiar la semilla a los efectos de la simulación.

6.14 Grafico – Potencia firme hidráulica determinada según la reglamentación (semilla 231)



6.15 Grafico – Potencia firme hidráulica determinada según la reglamentación y considerando el parque eólico y fotovoltaico (Semilla 231)

