

Proyecto ANII_FSE_1_2011_1_6552

Modelo de energías autóctonas en SimSEE.

Informe final.

Autores: Enzo Coppes, Ruben Chaer, Milena Gurin Añasco, Magdalena Crisci, Alejandra De Vera, Rafael Terra, Eliana Cornalino y Federico Barreto.

Montevideo – Uruguay – Dic.2014

0 OBJETIVO GENERAL

En este proyecto se plantean los temas de investigación que se enumeran a continuación y la incorporación inmediata de los resultados a la plataforma SimSEE quedando por lo tanto disponible para el uso público. El objetivo general, es lograr potenciar la herramienta SimSEE en su capacidad de simular adecuadamente las energías autóctonas. Para lograr este objetivo general se plantea un conjunto de objetivos específicos que se describen a continuación.

0.1 Indicador Verificable.

En el planteo del proyecto se formuló como Indicador Verificable lo siguiente: *“Se realizará un planificación óptima de la expansión de la generación al 2015-2100 en la que se considerará la instalación de mini-hidráulicas, centrales de bombeo, parques eólicos, centrales termo-solares, en dos escenarios de dependencia con los países vecinos. Sobre esa planificación, en el escenario de menor dependencia se seleccionará realizar una simulación diezminutal de una semana de verano, otra de invierno y otra de primavera para dos escenarios de disponibilidad de energía hidráulica (muy seco y muy húmedo).”*. Este conjunto de estudios no se realizó tal cual fuera el planteo original por razones de conveniencia a la hora de realizar los estudios, peor el conjunto de estudios realizados y trabajos publicados que se anexan muestran claramente que el objetivo fue cubierto.

0.2 Observaciones.

Cabe destacar que si bien en los objetivos específicos está el desarrollo de módulos para la representación estocástica del recurso mini-hidráulico o solar distribuidos en el territorio nacional, en el contexto de este proyecto dicho modelado se refiere a utilizar la información y conocimientos existentes sobre dichos recursos y aplicarles las herramientas de modelado estocástico de SimSEE (eventualmente mejorando algunos aspectos) para la generación de los módulos y no debe entenderse lo propuesto como una línea de investigación sobre los recursos en si. Se trata sólo de generar herramientas que hagan utilizable la información disponible.

El proyecto está organizado en tres partes Modelado, Aplicación a la Programación de la Operación del sistema y Aplicación a la Planificación del sistema con 14 objetivos específicos de acuerdo al siguiente listado:

PARTE 1) Modelado.

Objetivo 1) Creación de la versión Diezminutal del SimSEE.

Objetivo 2) Módulo para evaluación económica de eventuales restricciones que imponga la red de transmisión sobre los proyectos de generación distribuida.

Objetivo 3) Creación de modelo estocástico de "aportes en mini emprendimientos hidráulicos".

Objetivo 4) Creación de modelo de mini-centrales hidráulicas.

Objetivo 5) Creación de modelo de centrales con bombeo.

Objetivo 6) Creación de modelo estocástico de radiación solar sobre el territorio Nacional.

Objetivo 7) Creación de modelo de parque solar fotovoltaico.

Objetivo 8) Creación de modelo de central solar-térmica.

PARTE 2) Aplicación a la Programación y Operación del sistema.

Objetivo 9) Inclusión de Forzamientos.

Objetivo 10) Visualizador de Mantenimientos Programados.

Objetivo 11) Desarrollo de modelo de optimización por escenarios para el corto plazo.

Objetivo 12) Desarrollo de módulo calibrador de conos de pronósticos. (de viento, temperatura, demanda, radiación solar, etc.)

PARTE 3) Aplicación a la Planificación del sistema.

Objetivo 13) Creación de herramienta de planificación de inversiones con especial consideración de las energías renovables.

Objetivo 14) Modelado y análisis del efecto de las interconexiones y posible integración regional sobre la planificación de la expansión del país.

PARTE 1 – Modelado.

1 Objetivo 1). Creación de la versión Diezminutal del SimSEE. (VATES)

1.1 Introducción.

La introducción de las energías renovables en el sistema eléctrico Uruguayo, en cantidades importantes implica que la operación del sistema en tiempo real será mucho más variable que con el sistema actual. Las energías renovables Eólica y Solar, si bien presentan una firmeza importante en cuanto a la energía mensual o semanal, a nivel diario, horario o inclusive mintual presenta variaciones que llevan a tener que considerar las mismas en la operación del sistema.

La idea de crear una versión diezminutal de SimSEE es disponer de una herramienta que permita mirar el despacho probabilístico de las siguientes horas y poder brindar así las consignas de despacho al operador del sistema.

Solo para fijar ideas, si se dispone en forma permanente del pronóstico de generación eólica para las siguientes horas y de la demanda para las siguientes horas y se dispone en forma permanente del estado real de disponibilidad de los equipos, mediante simulaciones con paso de tiempo 10 minutos se pretende disponer de un VISOR del funcionamiento del sistema para las siguientes horas a partir del instante actual. La idea es que el VISOR recalculé y muestre los nuevos resultados en la medida en que el tiempo actual avanza.

El objetivo es crear una versión diezminutal del simulador que esté ejecutandose en forma repetida, mostrando en el futuro inmediato a qué estará sometido el sistema y los posibles riesgos de operación para permitir anticipar las acciones correctivas (arranque de máquinas, cambios de reserva rotante, cambios en consignas de control, etc.). Para este objetivo no parece tener sentido re-calcular los valores de los recursos almacenados (agua en los embalses, valor del gas en la regasificadora, etc.) Entonces, a los efectos de el simulador diezminutal, los recursos tendrán un valor dado por las corridas de horizontes mayores. Por ejemplo, puede ser la corrida horaria de la programación semanal la que “imponga” las tablas de valores. Para ello se implementará la posibilidad de que la versión diezminutal funcione “colgada” de la función de costo futuro de una corrida de mayor paso de tiempo interpolando en el tiempo entre los valores de la de mayor paso.

1.2 Información de pronósticos.

Para el desarrollo de la herramienta se supone que se dispone de servicios WEB de generación de pronósticos que son consultados al inicio de cada cálculo.

La consulta tendrá como parámetro un array con la especificación de cada variable de pronóstico requerida.

La especificación de cada variable podría ser un record como el siguiente:

type

```
TVarPronostico = record  
    Ts_Segundos: NReal; // Tiempo entre muestra en segundos  
    Nombre: TString; // nombre de la variable  
    NRetardos: integer; // Cantidad de retardos
```

```
    NFuturos: integer; // cantidad de futuros.
end;
TDAOfVarPronostico = array of TVarPronostico;
```

La consulta tendría la dirección de la página web (url) y un array de registros como en anterior.

```
TConsultaPronostico = class
url: string;
variables: TDAOfVarPronostico;
constructor Create( url: string);
function add( nombre_var: string; Ts_Segundos: NReal
function get_pronostico( dtInicioHorizonte: TDateTime ): TResPronostico;
end;
```

El resultado es del tipo TResPronostico definido como una array dinámico de registros TPronosticoRec con el siguiente formato:

```
TPronosticoRec = record
    • dtPrimerMuestra: TDeateTime; Fecha de la primera muestra.
    • guia_p50: TDAOfNReal; Guía central (PE = 50%) del cono de pronóstico .
    • guia_pA: TDAOfNReal; Guía central (PE = pA) del cono de pronóstico .
    • guia_pB: TDAOfNReal; Guía central (PE = pB) del cono de pronóstico .
    • cronica_historica: TDAOfNReal; Si hay datos de la realización se retorna en este vector.
    • pA, pB: NReal; Probabilidades de excedencia para las guías extremas. Valores en por unidad.
    • NPCC: integer; Número de Pasos de Control del Cono
    • NPLC: integer; Número de Pasos de Liberación del Cono
    • NPSA: integer; Número de pasos Sin Apertura del Cono (determinista).
    • NPAC: integer; Número de Pasos de Apertura del Cono
    • Modo: integer; Modo de pronostico 0: GUia P50 y parámetros de cono (NPCC, NPLC, NPSA). 1: Guías p50, pA, pB.
end;
```

En esta primer implementación se desarrollo una versión operativa de SimSEE_Diezminutal capaz de operar con pronósticos en el modo 0 dado. Esto es el resultado indica la “guía de probabilidad 50% del Cono Futuro y NPCC es la cantidad de muestras en las que hay control del cono. Se prevé la posibilidad en el futuro de implementar otros modos de operación (modo > 0) en los cuales la Guía del pronóstico pueda ser otra que la de probabilidad 50%. El Modo 0 está pensado para funcionar con los sintetizadores de procesos estocásticos CEGH (ver???) que son los usados en SimSEE para modelar los aportes hidráulicos a las represas y la producción de generación eólica y solar.

1.3 Cadena de Salas.

La simulación diezminutal funciona “colgada” de la política de operación de una sala de paso

horario (de un solo POSTE) o de paso diario (dividido en varios POSTES). Típicamente la Sala de paso horario (o diario) corresponderá a la Sala utilizada para la programación semanal. Esta sala contiene la valorización de los recursos almacenables (agua en los lagos de Bonete, Palmar y Salto Grande y en el futuro del gas en la Regasificadora).

Para que una sala pueda funcionar “colgada” de otra, se modificó el manejador de funciones de Costo Futuro de SimSEE para que pueda ser usada desde Salas en las que el paso de tiempo de simulación sea diferente que el paso de tiempo con que fue calculada la política de operación.

Se creó una nueva clase de Manejador “No Sincrono” que lleva a cabo la interpolación en forma transparente para los modelos.

1.3.1 Información de pronósticos del índice N34 (Temperatura del Océano Pacífico en la zona “N34”).

El régimen de lluvias de Uruguay se ve influenciado por la temperatura superficial del Océano Pacífico en medio (Ver Fig.1). Como indicador de esta temperatura se utiliza el índice conocido como N34. Cuando dicha temperatura permanece por encima del valor esperado por períodos prolongados se configura el fenómeno conocido como “El Niño” que está asociado a un período de lluvias abundantes en Uruguay mientras que si dicha temperatura permanece por debajo del valor esperado se configura el fenómeno conocido como “La Niña” asociado con situaciones de sequía en Uruguay.

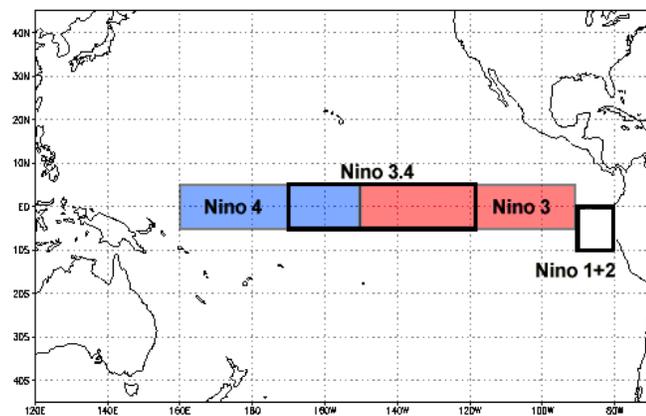


Fig. 1: Índice N34.

En SimSEE se dispone sintetizadores de aportes hidráulicos a las represas de Uruguay generados a partir de los trabajos [N34_IAEE2010] y

[N34_IMFIA] muestran la forma de considerar la información del N34 para la creación de modelos CEGH en SimSEE y su aplicación. El principal objetivo de VATES es la aplicación para la simulación de corto plazo. Si bien la información del N34 implica una señal de mediano plazo, tiene influencia también en el corto plazo por su implicancia en las probabilidades de lluvias en las siguientes semanas.

Para la incorporación de los pronósticos del índice N34 se utiliza el desarrollo mostrado en [N34_IMFIA] en que se determinan los meses de “Antelación óptima”. La Fig.2 muestra que aproximadamente hasta la semana 24 (mediados de junio) la información del N34 que más condiciona los aportes es la de aproximadamente 3 meses para atrás.

Para
obtener
la

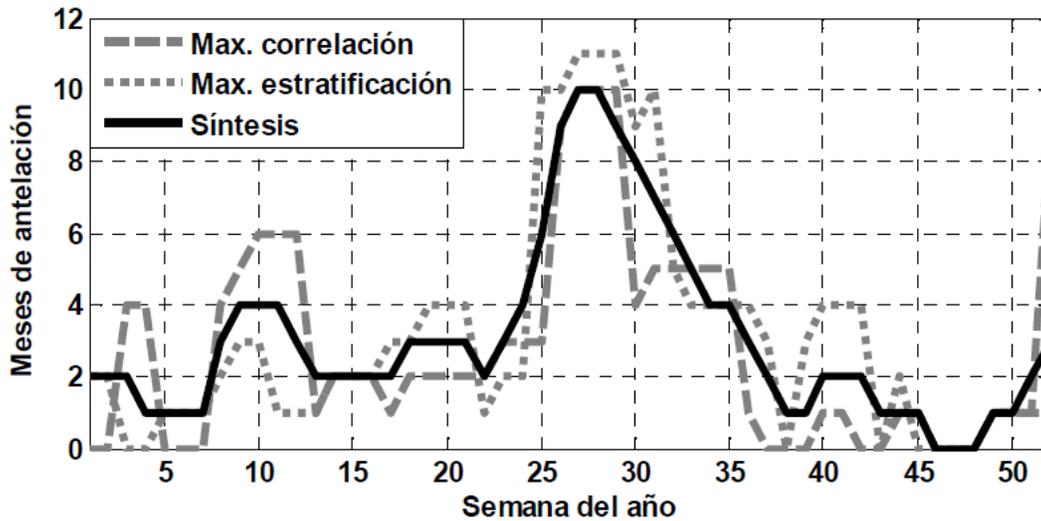


Fig. 2: Meses de antelación óptima.

información necesaria del pronóstico del N34 se utilizan los links:

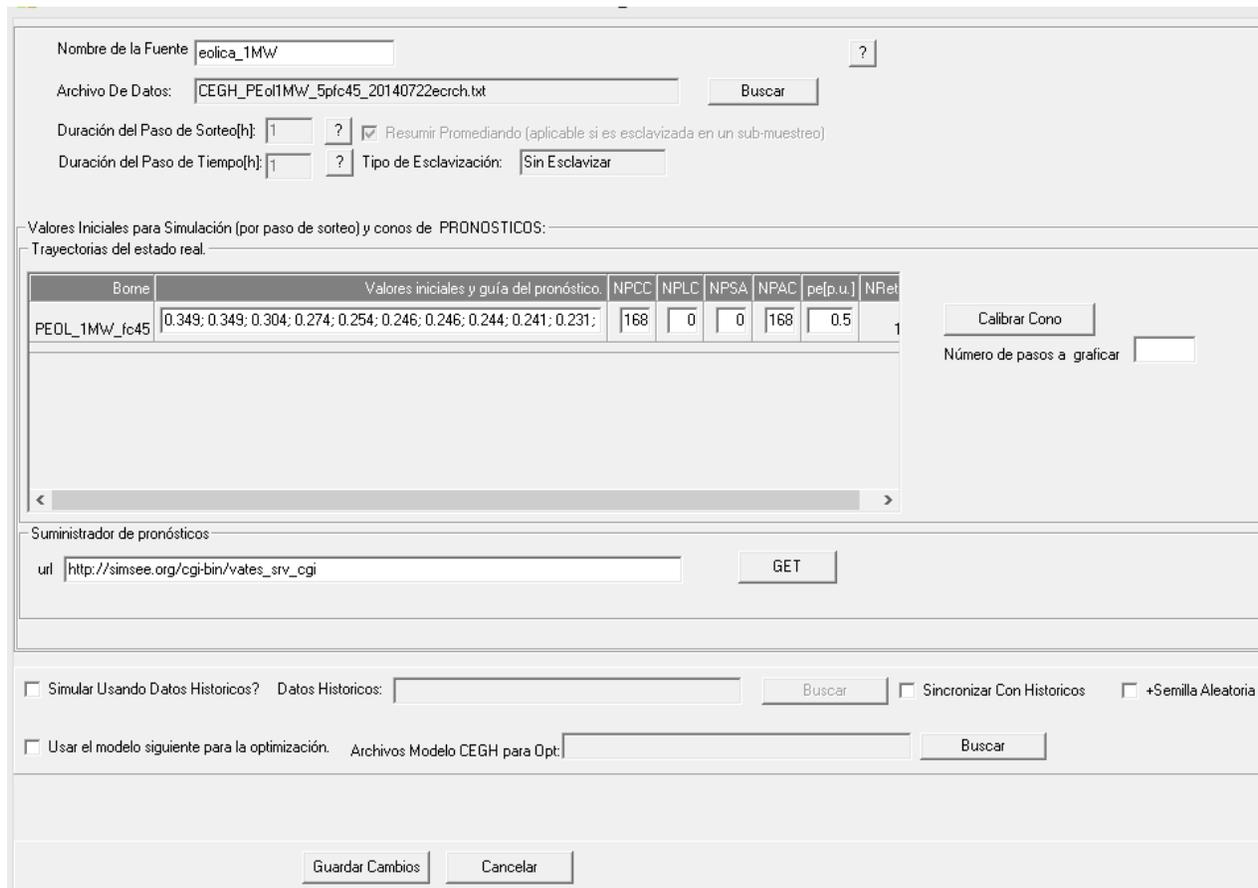
```
url_indices_mensuales = 'www.cpc.ncep.noaa.gov/data/indices/sstoi.indices';
url_indices_semanales = 'www.cpc.ncep.noaa.gov/data/indices/wksst8110.for';
url_pronostico = 'iri.columbia.edu/our-expertise/climate/forecasts/enso/current/';
```

En el caso del pronóstico del N34 la consulta al las direcciones web se realiza semanalmente y el resultado de la serie N34 con Antelación Óptima (N34AO) se almacena en el sitio web creado como ejemplo para responder a las solicitudes de pronósticos desde las salas SimSEE.

1.4 Información de pronósticos HORARIOS de Demanda, producción eólica, solar y de temperatura.

Al momento de realizar el proyecto no se disponen de pronósticos utilizables de estas variables que resultan fundamentales para la programación del despacho semanal y diario. El objetivo de este proyecto no es la generación de dichos pronósticos sino el facilitar una herramienta para su utilización. Para test se implementó en la dirección web http://simsee.org/cgi-bin/vates_srv.cgi un servidor de pronósticos que genera pronósticos inventados a los proósitos de test de la herramienta.

En los modelos de fuente sintetizador CEGH se agregó la posibilidad de ingresar una dirección url para acceder a un proveedor de pronósticos con el formato de consulta especificado en las secciones anterior. En la Fig.3 Se muestra un formulario de edición de una fuente sintetizador CEGH correspondiente a la producción del conjunto de parques eólicos instalados en Uruguay y se ha indicado como fuente de pronósticos la dirección de prueba antes mencionada.



Nombre de la Fuente: ?

Archivo De Datos:

Duración del Paso de Sorteo[h]: ? Resumir Promediando (aplicable si es esclavizada en un sub-muestreo)

Duración del Paso de Tiempo[h]: ? Tipo de Esclavización:

Valores Iniciales para Simulación (por paso de sorteo) y conos de PRONOSTICOS:

Trayectorias del estado real:

Borne	Valores iniciales y guía del pronóstico.	NPCC	NPLC	NPSA	NPAC	pe[p.u.]	NRet
PEOL_1MW_fc45	0.349; 0.349; 0.304; 0.274; 0.254; 0.246; 0.246; 0.244; 0.241; 0.231;	168	0	0	168	0.5	1

Número de pasos a graficar:

Suministrador de pronósticos:

url:

Simular Usando Datos Historicos? Datos Historicos:

Sincronizar Con Historicos +Semilla Aleatoria

Usar el modelo siguiente para la optimización. Archivos Modelo CEGH para Opt:

Fig. 3: Formulario de edición de una fuente sintetizador CEGH.

1.5 Ejemplo de aplicación.

Para el testeo de VATES se implementó en un sitio web una servicio de generación de pronósticos de las siguientes 72h de Demanda, Temperatura, Velocidad de Viento y Radiación Solar. Este servidor es simplemente un ejemplo para testeo de la herramienta y los pronósticos utilizados son generados simplemente a partir de históricos de las series mediante modelos CEGH.

Como salas de enganche se consideró Se consideró una sala de de 168 horas correspondiente a la Programación Semanal que a su vez engancha con la Programación Estacional ambas obtenidas de las publicadas por la ADME (Administración del Mercado Eléctrico).

Las Fig.4 muestra una pantalla de VATES en la que pueden ver las siguientes 24 horas de simulación comenzando a la 00 horas del 21/2/2015. El resultado es totalmente ficticio. Se buscó simular una situación futura en la que apareciera el despacho de una central Turbo Vapor de arranque lento para mostrar cómo vería el operador del sistema esa información.

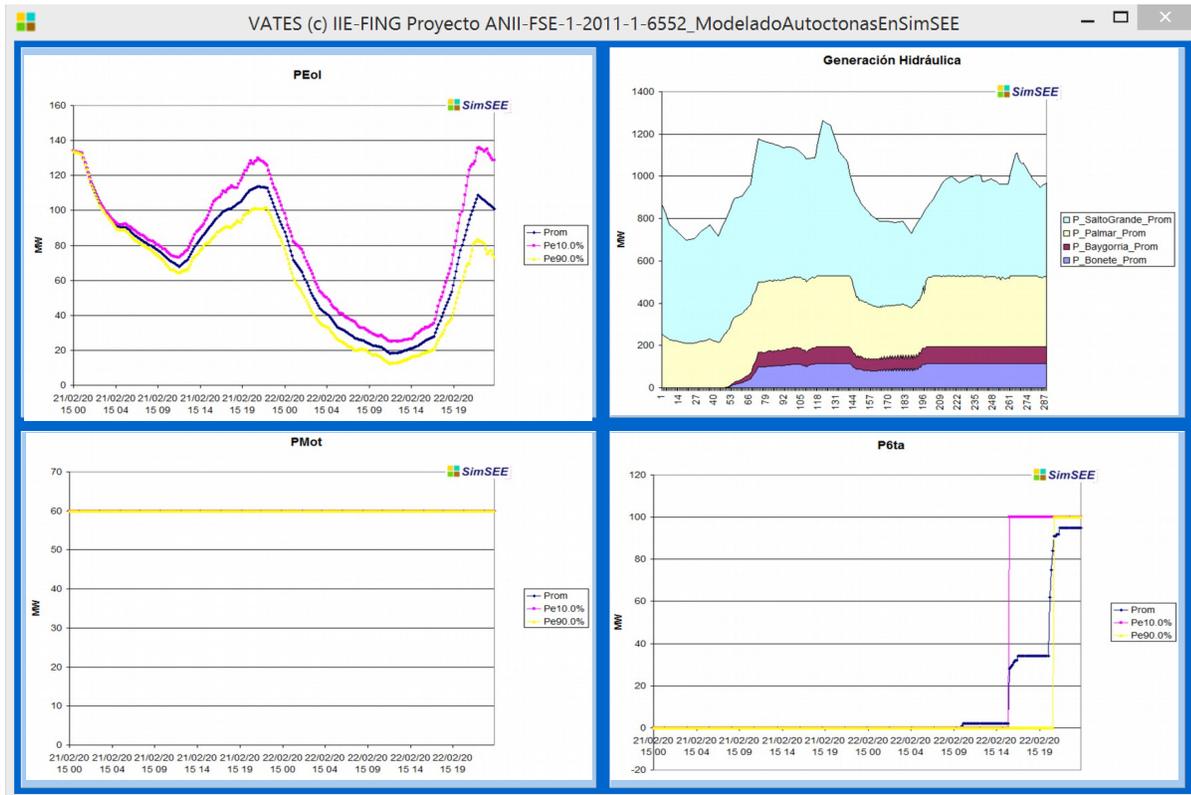


Fig. 4: Copia de pantalla mostrando diezminutal de 48 horas comenzando el 21/2/2015 a las 00.

En la Fig.4 se seleccionó ver en el cuadro superior izquierdo la generación eólica. Las curvas mostradas corresponden al “cono” de los que es esperable en las siguientes 24 horas. La curva amarilla corresponde al valor de la producción eólica que será excedida (en cada hora) con probabilidad 90%. La curva azul corresponde al valor esperado de cada hora y la curva fusia al valor de potencia eólica que será excedido solo con 10% de probabilidad. La trayectoria y apertura de ese cono es el resultado de la consulta al servidor de pronósticos (como ya se aclaró corresponde a un valor sintetizado solo a los efectos de probar la herramienta).

En el panel superior derecho se muestra la producción en valor esperado de las diferentes hidroeléctricas. Como se puede apreciar, VATES está anunciando al operador que se van a despachar las centrales Bonete y Baygorria dentro de aproximadamente 8 horas.

En el panel inferior izquierdo se muestran los Moto-Generadores instalados en Central Batlle y están generando a pleno (los 6 que se supusieron disponibles) durante las siguiente 48 horas sin requerir ninguna orden del operador.

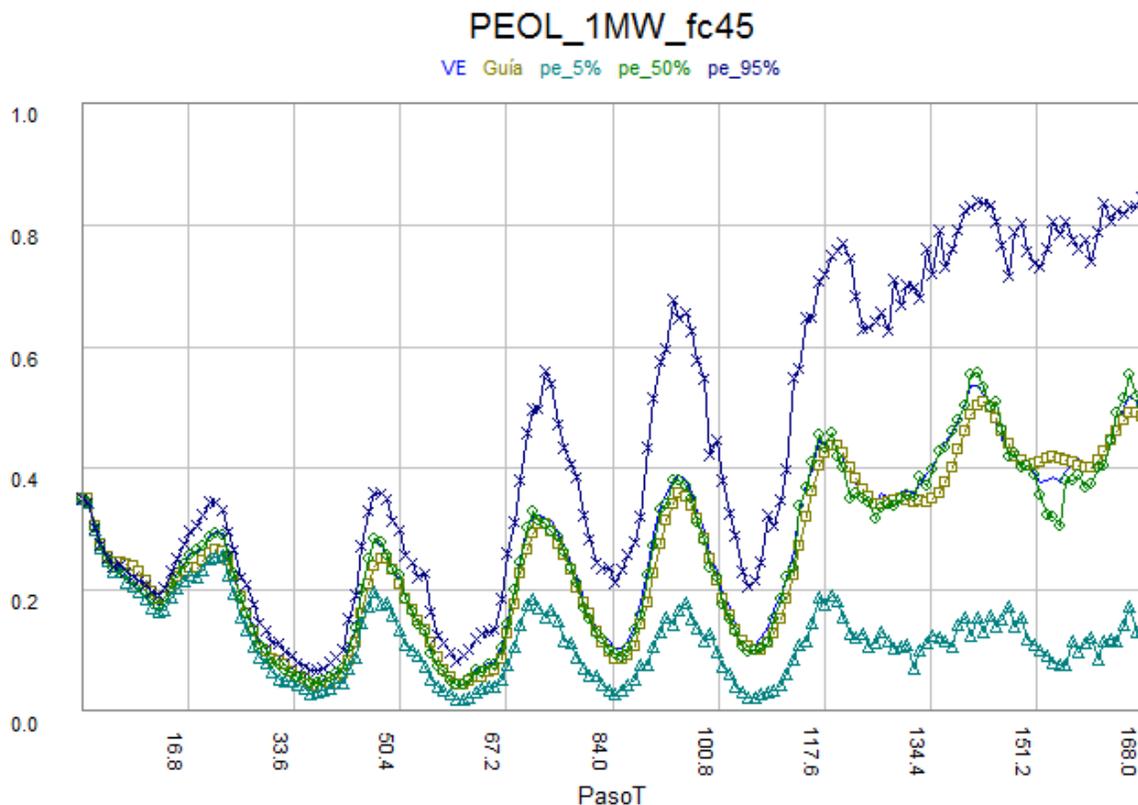
En el panel inferior derecho se muestra el despacho de la 6ta unidad de Central Batlle. Esta unidad es una Turbo Vapor de arranque lento y un costo de arranque estimado en 32000 USD para el modelado. Como se puede apreciar, VATES estaría anunciando que la turbo vapor debe ingresar al final del día siguiente lo que implica que el operador debe solicitar se inicie el arranque de dicha unidad.

1.5.1 Impacto del uso de pronósticos para la operación real del sistema.

Se realizaron diferentes pruebas llegando a la sencilla conclusión de que el impacto del uso de pronósticos depende de cuál haya sido la realización de los procesos estocásticos supuesta para el caso en que no se usan pronósticos. O dicho de otra forma cuando el pronóstico usado es una supuesta realización determinística.

El primer punto es entonces separar entre uso o no de pronósticos de la forma de modelado de los procesos estocásticos.

La solución implementada permite incorporar a las fuentes sintetizadoras CEGH el pronóstico permitiendo en forma natural mezclar la información de la estadística histórica del proceso (o sea el juego de correlaciones captadas en los modelos CEGH a partir de la información histórica usada para la síntesis de dichos modelos) con la información del pronóstico.



A

Fig. 5: Pronóstico de producción eólica para la semana del 21/2 al 28/2 de 2015 con 168 de desatenuación del ruido.

modo de ejemplo, la Fig.5 Muestra la salida de la fuente de producción eólica (en por unidad de la potencia instalada 384 MW en el ejemplo) usada como test para el pronóstico de la semana del 21/2 al 28/2 de 2015 en la que se ha seleccionado que la guía de probabilidad 50% siga el pronóstico durante las 168 horas y que el ruido natural del proceso estocástico comienza la semana totalmente atenuado y se va desatenuando en forma lineal durante las 168 horas. Como se puede ver con este mecanismo se logra introducir la incertidumbre creciente del pronóstico y lograr un empalme con la fuente CEGH pura (sin pronóstico) que capta lo captable del proceso estocástico sin conocimiento del pronóstico.

Bibliografía

- 1: Ruben Chaer, Rafael Terra, Alvaro Díaz, Considering the information of The Niño 3.4 index in the operation of the electrical system of Uruguay, 2012
- 2: Fernanda Maciel, Rafael Terra y Álvaro Díaz, INCORPORACIÓN DE INFORMACIÓN CLIMÁTICA EN LA SIMULACIÓN DE APORTES A REPRESAS EN UN MODELO DEL SISTEMA ELÉCTRICO INCORPORACIÓN DE INFORMACIÓN CLIMÁTICA EN LA SIMULACIÓN DE APORTES A REPRESAS EN UN MODELO DEL SISTEMA ELÉCTRICO, 2012

2 Objetivo 2) Módulo para evaluación económica de eventuales restricciones que imponga la red de transmisión sobre los proyectos de generación distribuida.

Investigador responsable: Enzo Coppes

2.1 Introducción.

Indicador Verificable.

Se realizará una simulación del año 2015 con toda la generación distribuida actualmente planificada y se valorizarán las restricciones que pudieran aparecer.

Medio de Verificación. Informe específico.

Descripción.

En el proyecto actualmente ANII_FSE-18/2009 se incorporó la posibilidad del modelado de ecuaciones de flujo de carga a SimSEE. El propósito de este objetivo específico, en el presente proyecto, es crear un módulo que permita simular aplicando restricciones de red (mediante el rechazo de carga o apagado de unidades generadoras para resolver la restricción). Se estaría así construyendo un módulo que en base a las herramientas ya desarrolladas permita realizar simulaciones de largo plazo de muchas realizaciones de los procesos estocásticos. Estas simulaciones se realizan mediante la técnica conocida como Monte Carlo. El objetivo final es una herramienta que permita obtener una medida del tanto de la probabilidad de excedencia de las restricciones como de su impacto económico. También permitiría este tipo de simulaciones cuantificar el valor que tendría para el sistema invertir en levantar cada restricción que sea valorada facilitando así la toma de decisiones de inversión en la red de transmisión.

El módulo fue desarrollado, probado y está disponible en las versiones de SimSEE posteriores a la v440.

Como parte del proyecto se realizó un estudio que dio lugar a un trabajo presentado en el congreso Integra CIER en Noviembre en Punta del Este – URUGUAY. Se adjunta el trabajo como parte de la documentación de éste módulo.

La referencia del trabajo es: *“ING. ENZO COPPES, ING. FERNANDO FONTANA, ING. DIEGO ÁLVAREZ, ING. NICOLÁS MORALES, ING. DANIEL COHN, ING. ANTONIO RODRÍGUEZ, ING. SEBASTIÁN BELEDO. “SimSEE+FLUCAR”, HERRAMIENTA DE SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN ÓPTIMA DESPACHO ENERGÉTICO CON RESTRICCIONES. CASO DE APLICACIÓN: URUGUAY 2016-2023. Congreso IntegraCIER Nov.2014 Punta del Este – Uruguay.”*

3 Objetivo 3) Creación de modelo estocástico de "aportes en mini emprendimientos hidráulicos".

3.1 Introducción.

El propósito es disponer de un modelo estocástico de aportes a mini emprendimientos hidráulicos que pudieran instalarse en territorio Uruguayo, a los efectos de poder evaluar el impacto de la incorporación de mini y micro centrales hidroeléctricas al sistema de generación de energía eléctrica del país. En particular es de interés evaluar los beneficios económicos que podría tener cada emprendimiento, para lo cual es importante respetar la posible correlación entre la producción de estos emprendimientos y el costo marginal del sistema.

En particular, en Uruguay, la generación del sistema hidroeléctrico existente, a partir de las represas Bonete, Baygorria y Palmar sobre el Río Negro y la bi-nacional Salto Grande sobre el Río Uruguay, totaliza del orden de 1500 MW de potencia instalada. Los aportes a estas grandes represas están modelados en SimSEE por medio de un modelo CEGH [CEGH_Fundamentos] sintetizado a partir de las series de aportes medios semanales a las cuencas propias de Bonete, Palmar y Salto (abreviadamente series BPS a los efectos de las referencias en este documento).

El valor de la energía de origen hidráulico para el sistema está fuertemente correlacionado con las series BPS. Cuando hay abundancia de agua, la energía hidráulica tiene menos valor, llegando a 0 USD/MWh en momentos de vertimiento en las centrales. En períodos de sequía, la falta de generación hidráulica obliga a la utilización de las Turbinas de Gasoil, con costos de producción del orden de 268 USD/MWh (@Marzo 2014)

El modelo de aportes a mini centrales desarrollado en las siguientes secciones tiene en cuenta la variabilidad espacial y temporal de la precipitación, la evapotranspiración potencial, la capacidad de almacenamiento de agua del suelo y en consecuencia del escurrimiento, en todo el país

3.1.1 El Modelo.

En base a información histórica de precipitaciones y de una clasificación del territorio nacional en 5 (cinco) zonas, se obtiene mediante modelación hidrológica los escurrimientos mensuales (expresados en mm/mes) que es posible esperar en una cuenca ubicada en cada una de las zonas. Con esas 5 series de escurrimientos mensuales, más las series BPS, se construye un modelo CEGH capaz de modelar conjuntamente los aportes a las represas de Bonete, Palmar y Salto y los escurrimientos en cada una de las zonas.

Para la utilización del modelo, entre los datos de la mini-central se deberá especificar la Zona (esto es elegir a cuál de los bornes de salida del modelo se conecta la central) y el área de la cuenca asociada a la central.

El escurrimiento multiplicado por el área de la cuenca es el caudal disponible en la mini-central. Si la central es de paso, habrá que turbinar o verter el caudal. Si la central tiene un embalse, en la operación se tendrá la posibilidad de almacenar el agua para un turbinado posterior mientras quede lugar en el embalse. En este capítulo se modela el recurso. En el capítulo ??? se modela el funcionamiento de la central en SimSEE.

3.2 Información utilizada.

A continuación se describe la información empleada para la realización del presente trabajo.

Para el procesamiento de la información (cálculos de superficie, ponderaciones espaciales, zonificaciones) se empleó un sistema de información geográfica (SIG).

3.2.1 Precipitación.

Para este trabajo se dispuso de registros pluviométricos mensuales en 44 estaciones del INUMET (Instituto Uruguayo de Meteorología, anteriormente DNM). En función de la variabilidad del período de registro en cada estación, se definió 1925-2009 como el período de estudio, por presentar la mayor cantidad de datos simultáneos. En la Fig.6 se muestra la distribución espacial de las estaciones pluviométricas seleccionadas.

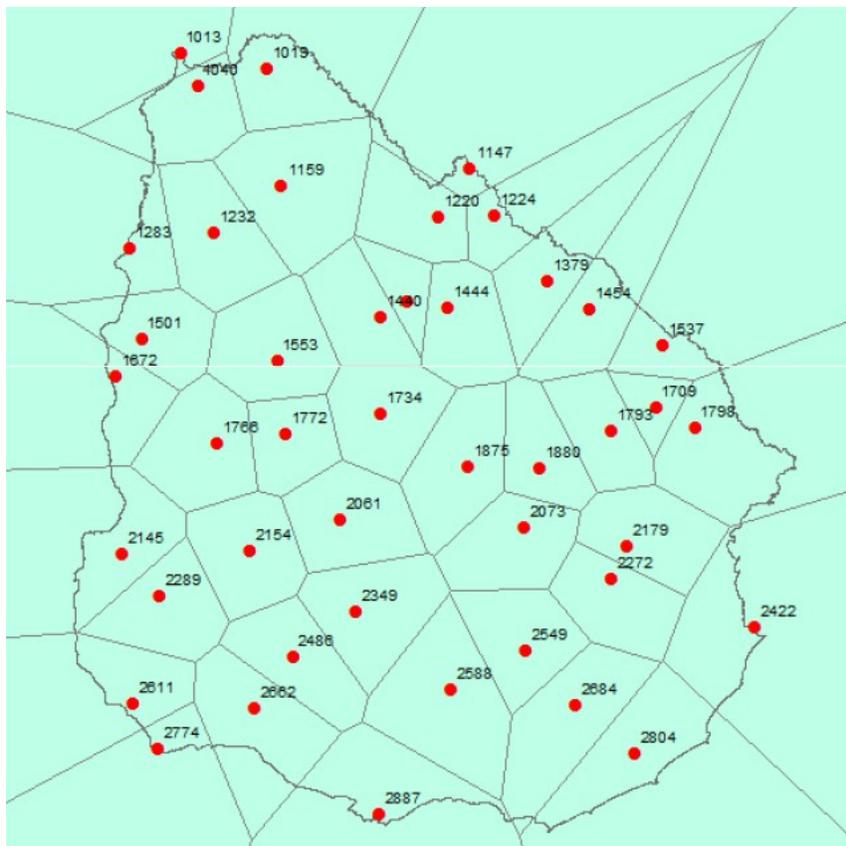


Fig. 6: Red de pluviómetros utilizados.

3.2.2 Agua disponible del suelo.

Para representar la capacidad de almacenamiento de agua del suelo se elaboró el mapa (ver Fig.7) de Agua Potencialmente Disponible Neta (APDN), a partir de la capa “Características Grupos CONEAT” extraída de la Unidad de Agroclima y Sistemas de Información (GRAS) del Instituto Nacional de Investigación Agropecuaria (INIA) [SIG_INIA_SUELOS].

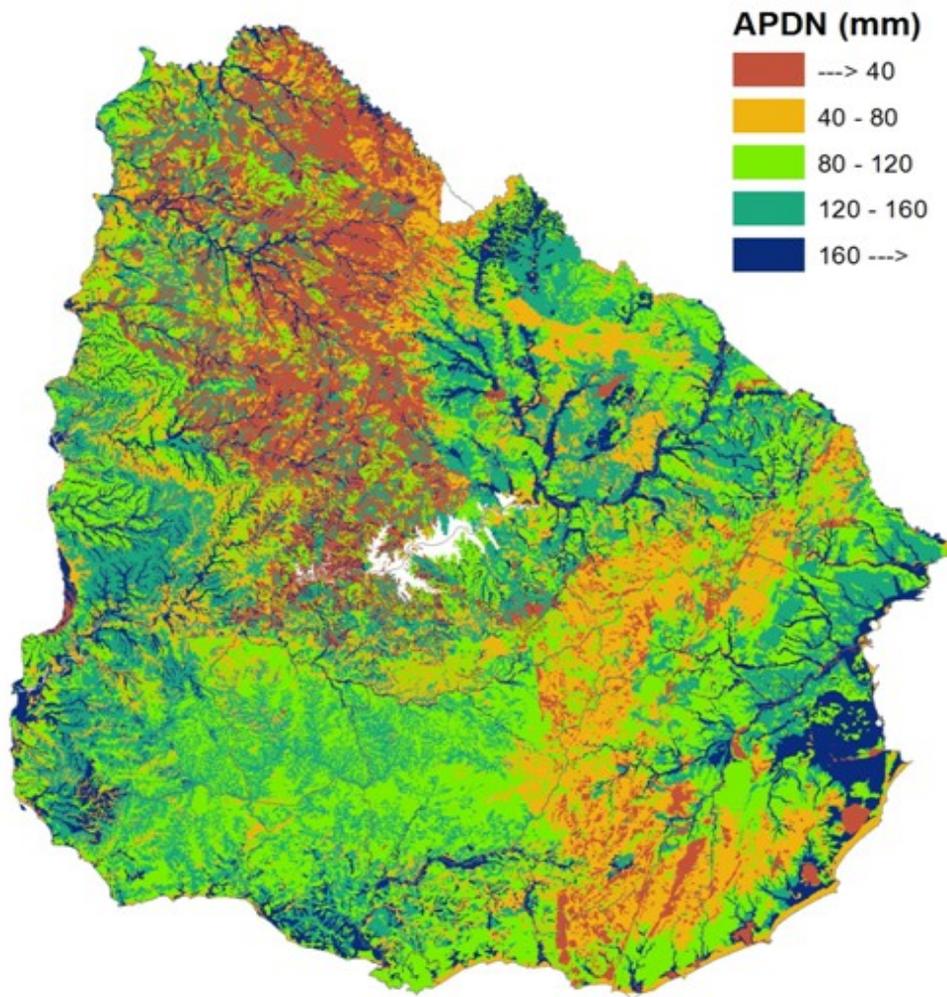


Fig. 7: Agua potencialmente disponible neta en los suelos de Uruguay (mm).

3.2.3 Evapotranspiración potencial.

Se empleó el mapa de isolíneas de evapotranspiración potencial (ETP) media anual mensual (Fig.8) extraído del “Manual de Diseño y Construcción de Pequeñas Presas” [ManualPequeñasPresas]. Luego, para transformar dicho valor medio mensual en un ciclo medio anual de ETP se emplearon los coeficientes de distribución del ciclo medio anual calibrados para el Uruguay (Tabla 1), también extraídos de [ManualPequeñasPresas].

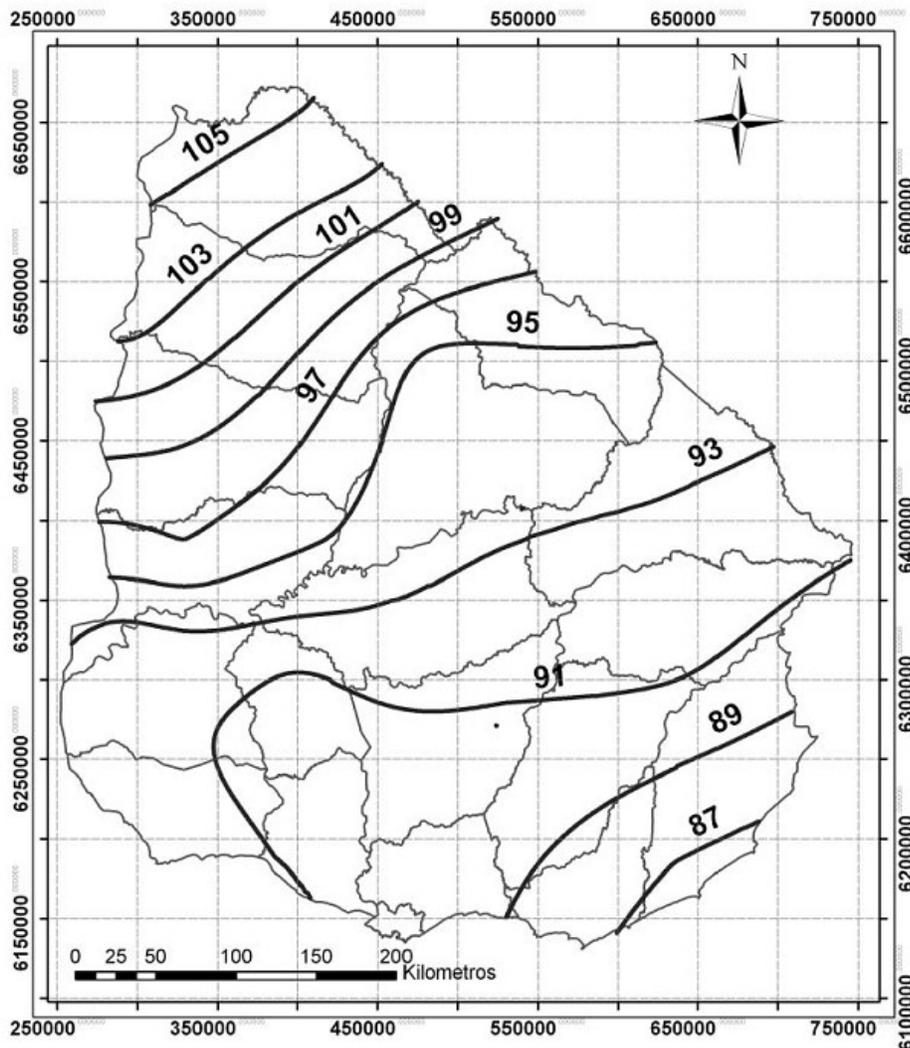


Fig. 8: Mapa de isolíneas de ETP media mensual (mm/mes)(Extraído del “Manual de Diseño y Construcción de Pequeñas Presas”, MVOTMA, 2011)

Tabla 1: Coeficientes de variación mensual de la ETP

Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1.88	1.56	1.37	0.88	0.58	0.36	0.37	0.47	0.61	0.94	1.25	1.72

3.3 Clasificación de regiones homogéneas según escurrimiento medio.

En primer lugar, a partir del mapa de escurrimientos medios del Uruguay en (mm/mes), elaborado en base a los datos publicados por Genta y Failache [MonitoreoYDisponibilidadRecHid], se dividió el territorio uruguayo en 3 (tres) zonas:

- Zona 1: escurrimiento medio mensual entre 17 y 32 mm/mes
- Zona 2: escurrimiento medio mensual entre 32 y 43 mm/mes
- Zona 3: escurrimiento medio mensual entre 43 y 65 mm/mes.

En la Fig.9 se presenta el mapa de escurrimientos medios mensuales (izquierda) y la división en 3 zonas según el mismo (derecha).

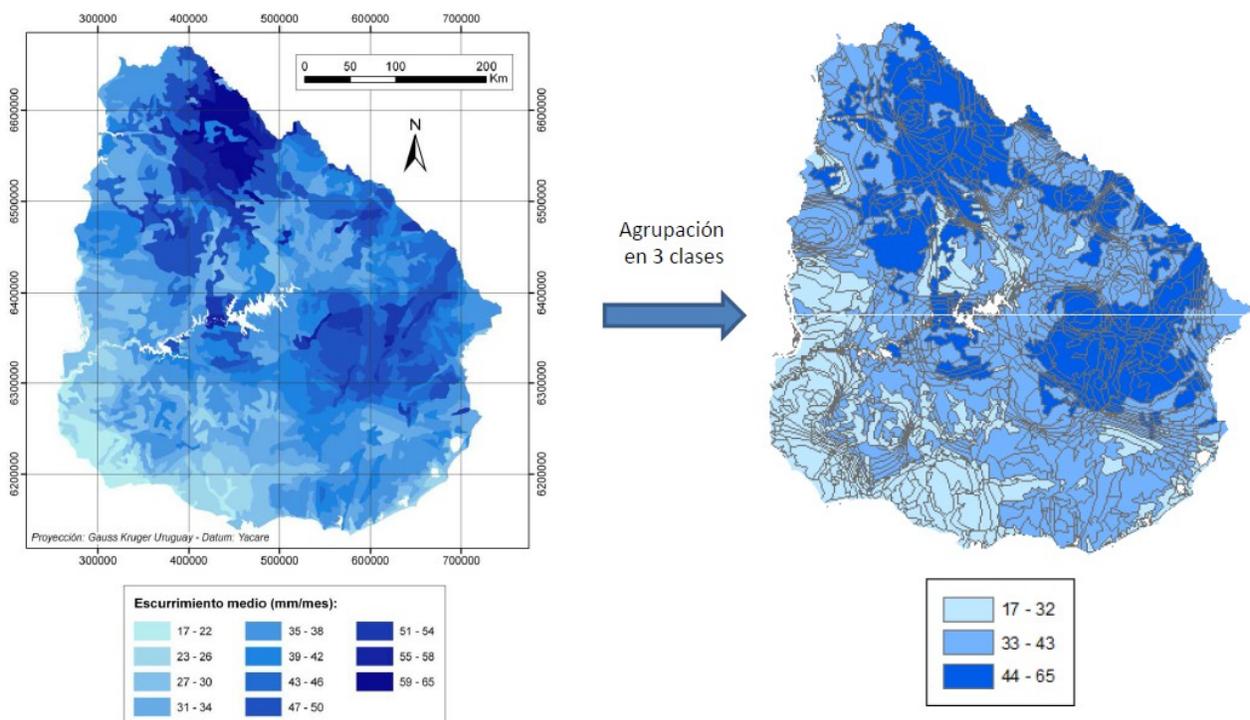


Fig. 9: Clasificación en regiones según el escurrimiento medio.

En base a esta primera clasificación en 3 zonas según el escurrimiento medio mensual, se decidió realizar una apertura a 5 zonas, tal como se muestra en la Fig.10, con el propósito de distinguir entre las zonas del Norte y del Sur del país (considerando que la estacionalidad de la precipitación es diferente).

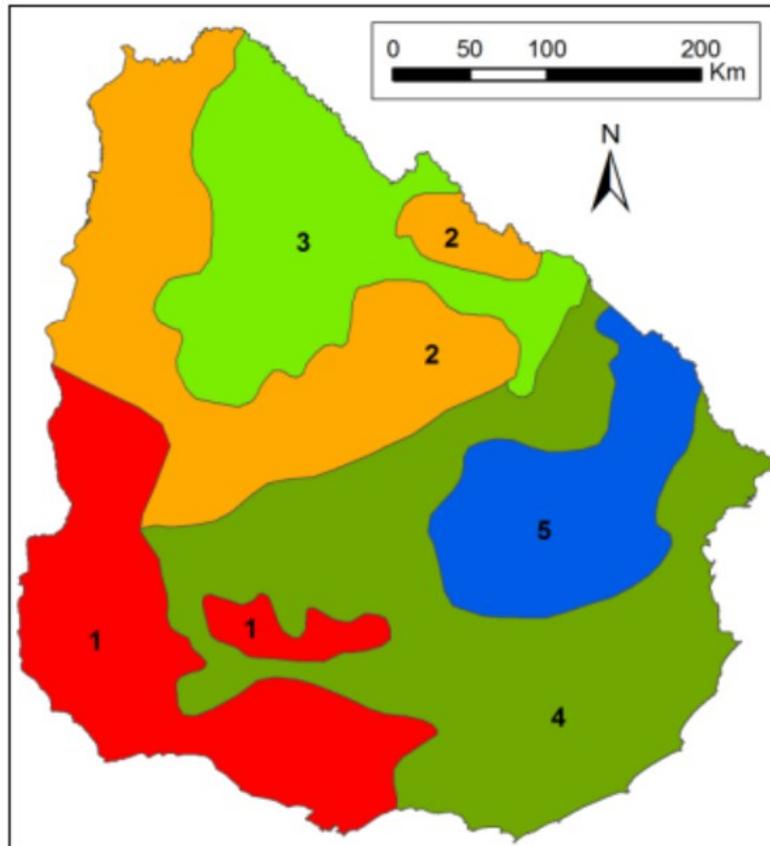


Fig. 10: Clasificación de 5 regiones homogéneas.

3.4 Modelación hidrológica

Para cada una de las 5 regiones definidas anteriormente, se calculó la serie de escurrimientos mensuales a partir de la precipitación, la evapotranspiración potencial y la capacidad de almacenamiento de agua del suelo correspondiente a cada región.

La simulación del proceso precipitación-escurrimiento se realizó mediante el modelo de Temez de paso mensual [Temez_Modelo], el cual se encuentra ampliamente difundido en Uruguay. El mismo reproduce el ciclo hidrológico de manera continua en el tiempo de una manera simple y conceptual, considerando ecuaciones con sentido físico. Es un modelo de balance hídrico concentrado y de cuatro parámetros: α , I_{max} , CP_0 y $H_{max} = CAD * AD$ donde AD es el agua disponible en el suelo utilizable por el cultivo y CAD un coeficiente que se ajusta en la calibración. En este caso, los valores de los parámetros se consideraron iguales a los obtenidos en la calibración realizada a nivel regional a partir de los datos de escurrimiento mensual registrados en doce subcuencas aforadas de Uruguay, según [ManualPequeñasPresas].

Las variables de entrada al modelo y la forma en que fueron estimadas se presentan a continuación:

- Precipitación: La serie de precipitación media mensual da cada región se calculó a través del método de Thiessen.
- Evapotranspiración potencial: A partir del mapa de isolíneas de evapotranspiración potencial

media anual mensual del Uruguay (presentado en el punto 2.3), se obtuvo el ciclo medio anual de evapotranspiración potencial para cada región.

- Agua disponible del suelo: El valor medio de agua disponible para cada región fue calculado a través de una ponderación por área en base al mapa de APDN presentando en el punto 2.2.

Como resultado se obtuvo, para cada una de las regiones definidas, una serie de escurrimiento mensual desde 1925 a 2009.

La Tabla 2 muestra el mínimo, máximo, media y desvío estándar del escurrimiento mensual calculado para cada región, expresado en mm/mes.

Tabla 2: Escurrimientos esperados anuales de las 5 zonas

Estadístico	Escurrimiento por región (mm/mes)				
	1	2	3	4	5
Min	0.0	0.0	0.2	0.0	0.0
Máx	282.0	407.2	500.4	271.7	325.8
Media	26.8	37.8	45.8	33.9	41.3
Std	29.5	37.5	43.5	33.9	41.4

Las Fig.11 y Fig.12 muestran la curva de permanencia y el ciclo medio anual de los escurrimientos mensuales para cada una de las 5 regiones definidas.

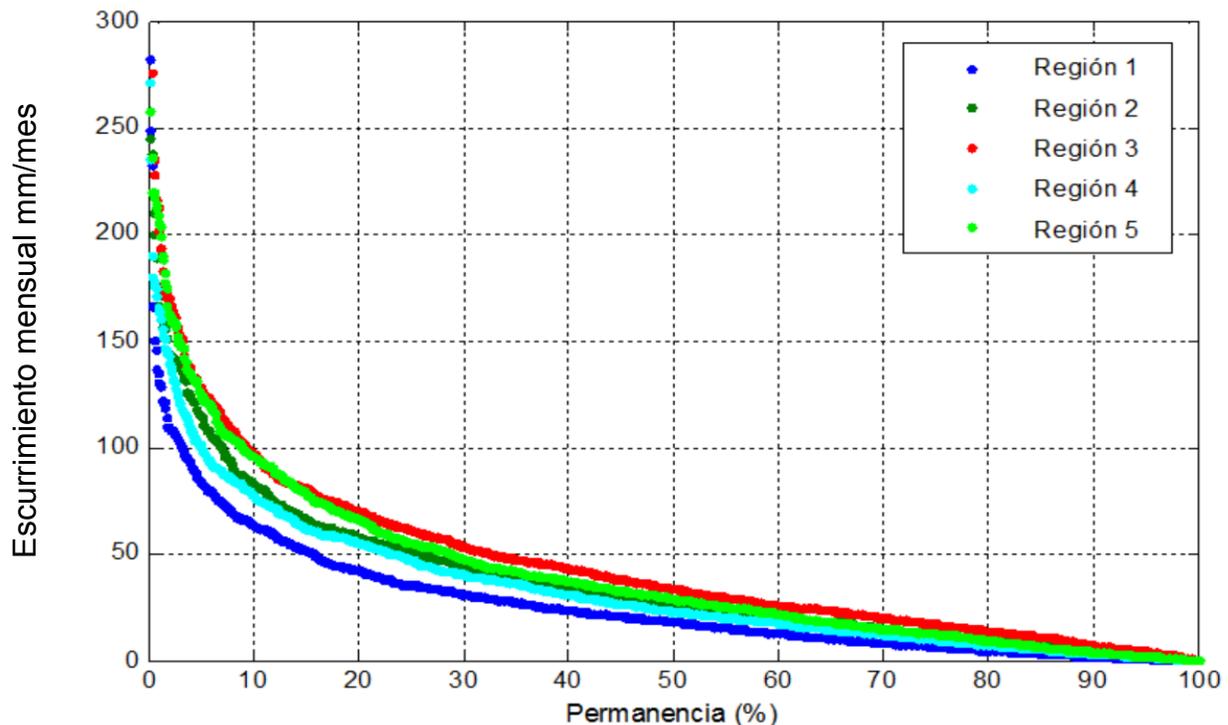


Fig. 11: Curva de permanencia de escurrimientos mensuales en cada región.

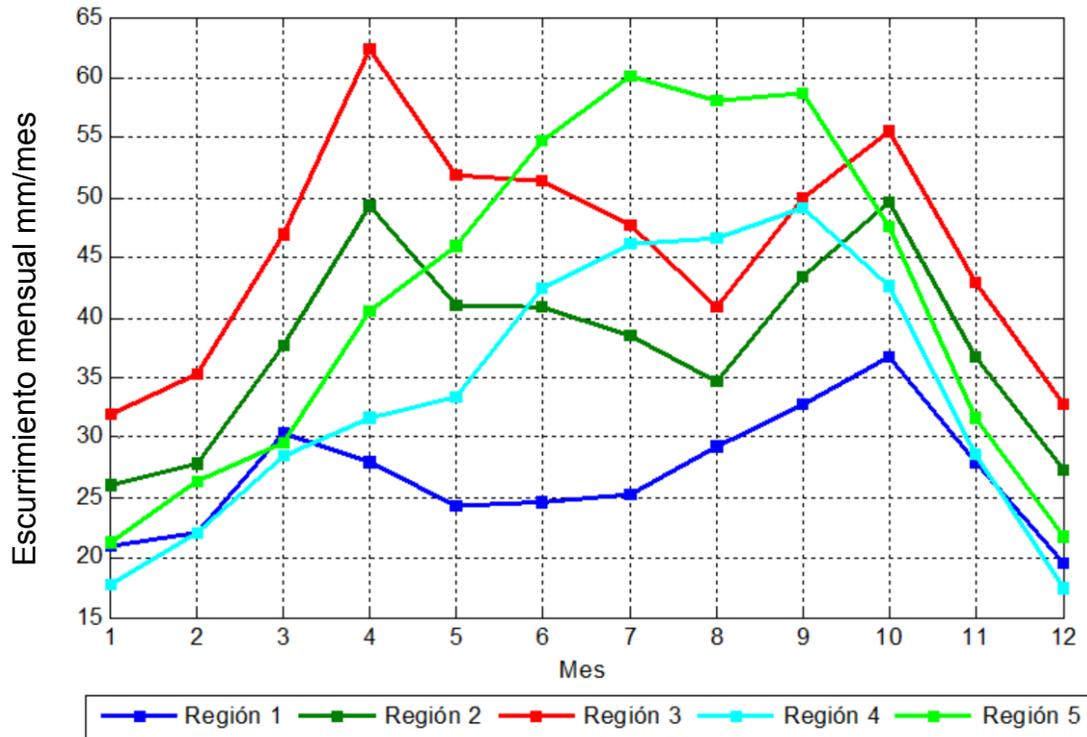


Fig. 12: Ciclo medio anual de escurrimientos mensuales en cada región.

Observando la Figura 12 se verifica la pertinencia de separar las regiones del Norte y del Sur del país. Como se puede apreciar, las regiones 2 y 4 y las regiones 3 y 5 si bien tienen aproximadamente el mismo escurrimiento medio mensual, su distribución a lo largo del año es distinta. Las regiones del Norte presentan dos picos de mayor escurrimiento mensual, uno en Abril y el otro en Octubre, mientras que las del Sur presentan un solo pico en el trimestre Julio-Agosto-Setiembre.

3.5 Obtención de modelo estocástico CEGH para SimSEE.

A partir de las series de escurrimientos mensuales para las 5 regiones identificadas en la Fig. 10, obtenidas mediante modelación hidrológica para el período 1925 a 2009, se obtienen por interpolación las series semanales compatibles con la información de las series históricas de aportes medios semanales a las represas de Bonete, Palmar y Salto.

Se sintetizaron dos modelos CEGH:

- Uno sencillo, con solo las series de aportes a las represas de Uruguay y los escurrimientos de las 5 regiones (con información de 1925 a 2009).
- Otro más complejo, en que además de las series ya mencionadas se agregaron las series de costos marginales de la región sur de Brasil en los “patamares” (bandas horarias de carga, o Postes) de Punta (patamar 1) y de Valle (patamar 3) (con información de 1931 a 2009).

3.5.1 CEGH_BPS50_MiniH_5Regiones_1925_2009

Con las series semanales de escurrimiento en combinación con las series de aportes propios a

las represas de Bonete, Palmar y el 50% de los aportes de Salto Grande de los años 1925 a 2009, se creó un sintetizador CEGH archivo: “CEGH_BPS50_MiniH_5Regiones_1925_2009.txt”.

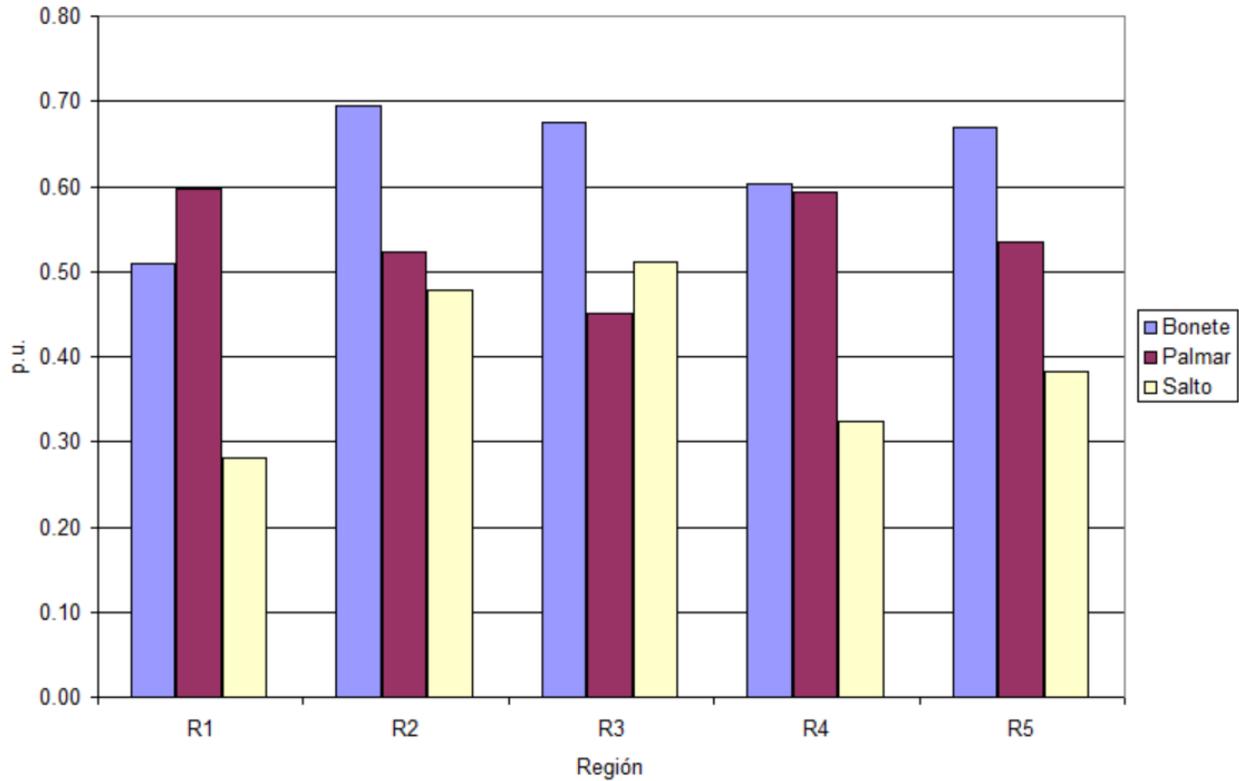


Fig. 13: Coeficientes de covarianza entre el escurrimiento de las 5 regiones y los aportes a Bonete, Palmar y Salto Grande.

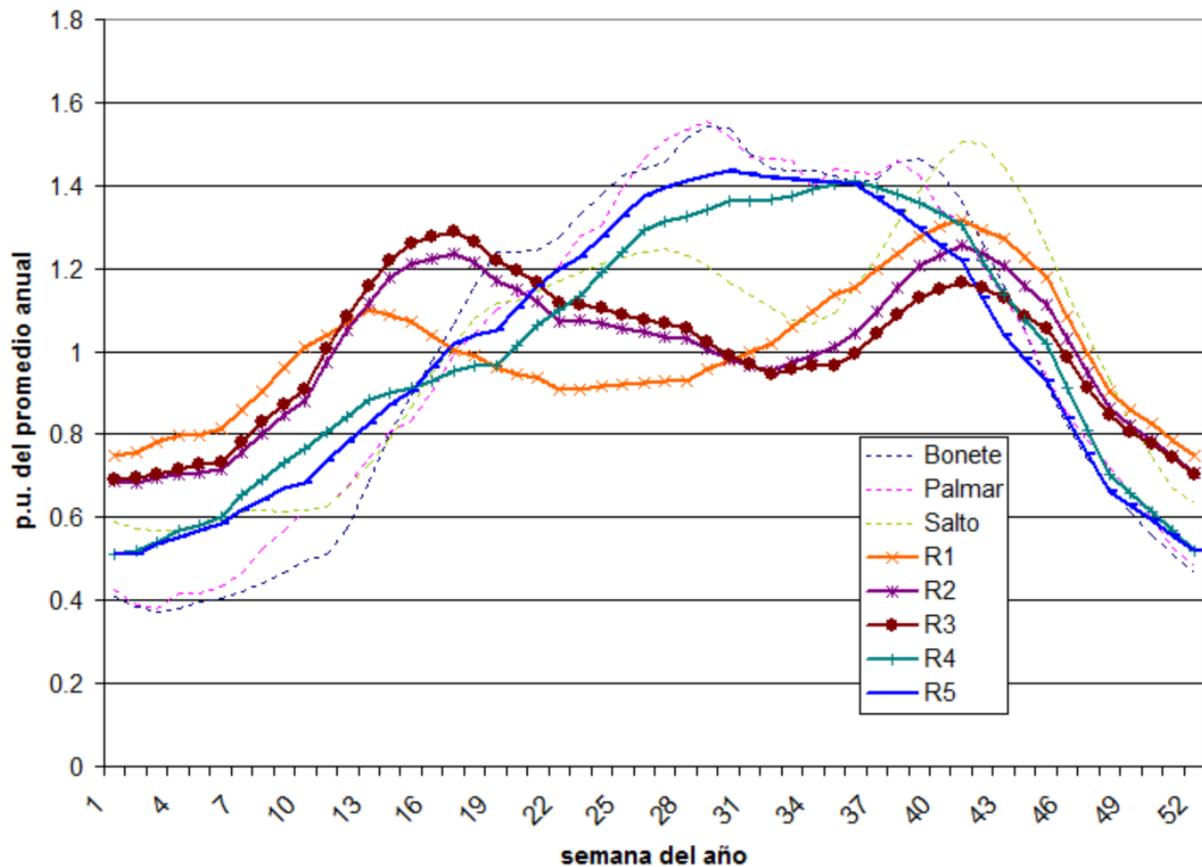


Fig. 14: Estacionalidad anual.

Tabla 3: Promedios anuales.

m3/s	m3/s	m3/s	mm/mes	mm/mes	mm/mes	mm/mes	mm/mes
Bonete	Palmar	Salto	R1	R2	R3	R4	R5
615.5	315.4	2419.0	27.2	38.4	46.6	34.3	41.8

Tabla 4: Matrices del filtro lineal.

	Matriz A									Matriz B							
	B	P	S	R1	R2	R3	R4	R5		u1	u2	u3	u4	u5	u6	u7	u8
B_s	0.470	0.039	0.072	-0.016	0.108	0.121	-0.022	0.171		0.565	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
P_s	0.004	0.521	0.028	0.162	0.068	-0.043	0.045	0.061		0.235	0.630	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
S_s	-0.053	0.006	0.769	-0.004	-0.035	0.206	-0.058	0.067		0.118	0.021	0.516	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
R1_s	0.024	0.012	0.012	0.846	0.011	-0.023	0.017	-0.003		0.067	0.088	0.016	0.469	0.000	0.000	0.000	0.000
R2_s	0.042	-0.004	0.005	0.003	0.846	-0.004	0.001	0.005		0.097	0.062	0.036	0.313	0.339	0.000	0.000	0.000
R3_s	0.035	-0.004	0.007	0.008	0.012	0.825	-0.015	0.016		0.098	0.049	0.039	0.263	0.362	0.179	0.000	0.000
R4_s	0.044	0.007	0.003	0.029	0.016	-0.034	0.800	0.027		0.090	0.081	0.020	0.399	0.103	0.019	0.236	0.000
R5_s	0.050	0.000	-0.002	0.018	0.024	-0.040	-0.030	0.863		0.108	0.062	0.022	0.304	0.212	0.040	0.207	0.201

3.5.2 CEGH_BPS50_cmo13BR_MiniH_5Regiones_1931_2009

Para poder realizar simulaciones con el comercio internacional con Brasil, es necesario tener un CEGH que además de la hidraulicidad tenga representado las variaciones de los costos marginales de Brasil en la región Sur (precios que tienen una correlación negativa con la hidraulicidad de Uruguay). Las series de costos marginales disponibles para la identificación de un modelo conjunto son de 1931 a 2009 y corresponden a simulaciones realizadas por el ONS (Operador Nacional del Sistema de Brasil) con el sistema de 2011 pero simulado con las crónicas históricas de aportes a las diferentes represas de Brasil. Combinando, las series de escurrimientos, las series de aportes a Bonete, Palmar y Salto y las series de los costos marginales de Brasil en los patamares (bandas horarias) 1 y 3 (el costo marginal en el patamar 2 es igual al 3).

El sintetizador CEGH obtenido corresponde al archivo “CEGH_BPS50_cmo13BR_MiniH_5Regiones_1931_2009.txt”.

La Fig.15 muestra los coeficientes de covarianza entre los escurrimientos de las 5 regiones y los aportes hidráulicos a Bonete, Palmar y Salto Grande y con los costos marginales operativos de la región sur de Brasil en los patamares de carga (bandas horarias o Postes) 1 y 3.

Como se puede apreciar, la correlación con los costos marginales de Brasil es negativa, mostrando que cuando hay buena hidraulicidad en Uruguay los costos marginales de la región sur de Brasil tienen tendencia a ser bajos (por tener también buena hidraulicidad).

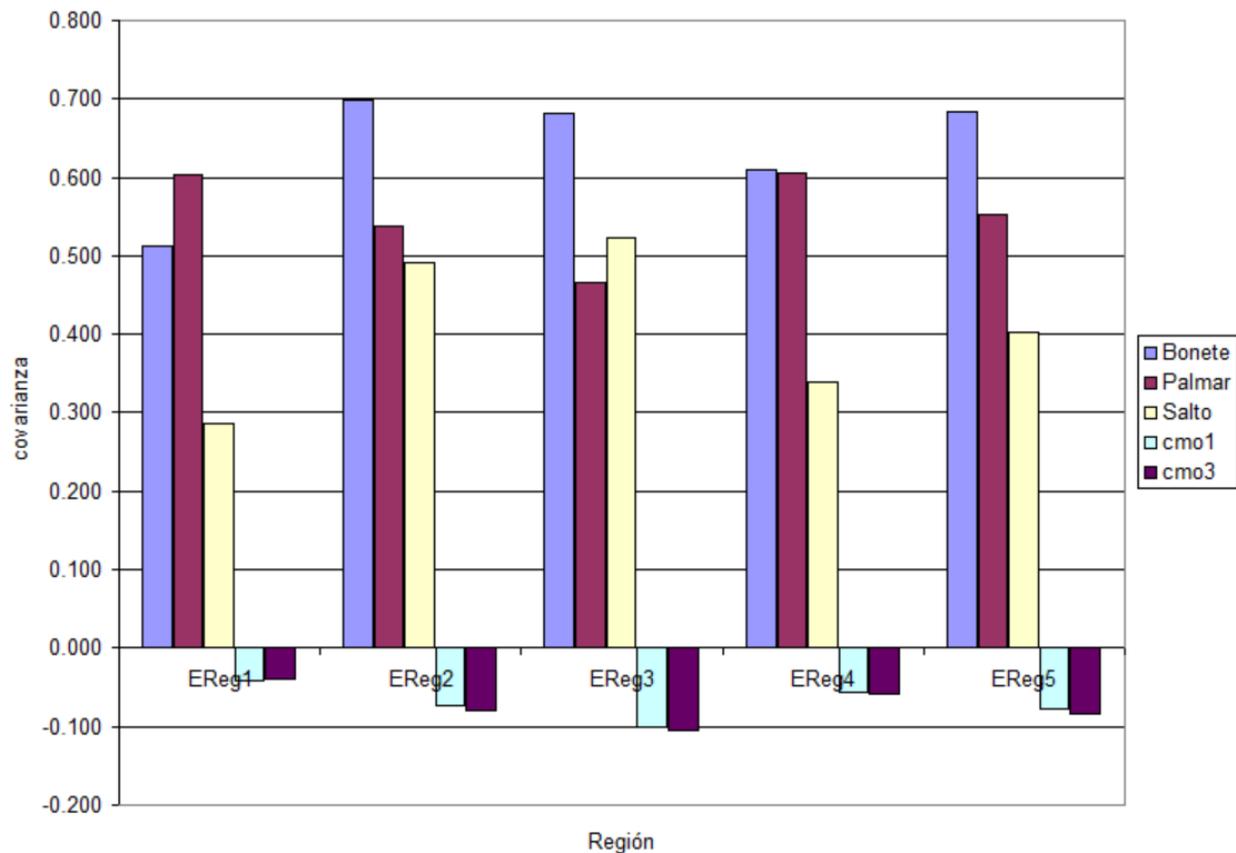


Fig. 15: Covarianzas entre los escurrimientos de las 5 regiones y los aportes a Bonete, Palmar y Salto Grande y con los costos marginales de la región sur de Brasil en los patamares 1 y 3.

Las figuras de estacionalidad anual no cambian sustancialmente (solo podrían hacerlo por ser la ventana de información histórica utilizada diferente).

Por último la tabla 5 muestra las matrices resultantes del filtro lineal.

Tabla 5: Matrices del filtro lineal.

	Matriz A										Matriz B									
	Bonete	Palmar	Salto	cmo1	cmo3	EReg1	EReg2	EReg3	EReg4	EReg5	u1	u2	u3	u4	u5	u6	u7	u8	u9	u10
Bonete_s	0.462	0.043	0.065	-0.024	0.020	-0.019	0.109	0.124	-0.024	0.176	0.566	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Palmar_s	-0.003	0.508	0.026	-0.015	0.035	0.163	0.074	-0.034	0.048	0.065	0.238	0.629	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Salto_s	-0.048	0.016	0.751	0.006	-0.042	-0.017	-0.024	0.204	-0.052	0.061	0.118	0.024	0.515	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
cmo1_s	0.000	0.015	-0.002	0.950	0.026	0.000	0.000	0.005	0.001	-0.006	0.004	0.004	-0.018	0.226	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
cmo3_s	0.003	0.011	-0.009	0.087	0.879	0.001	-0.002	0.001	0.023	-0.021	0.000	0.007	-0.020	0.176	0.207	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
EReg1_s	0.025	0.017	0.010	-0.026	0.014	0.845	0.016	-0.024	0.014	-0.007	0.069	0.086	0.016	0.002	-0.024	0.468	0.000	0.000	0.000	0.000
EReg2_s	0.045	-0.001	0.004	-0.032	0.017	0.001	0.847	-0.006	0.000	0.003	0.100	0.063	0.034	0.001	-0.008	0.310	0.338	0.000	0.000	0.000
EReg3_s	0.039	-0.001	0.004	-0.033	0.014	0.005	0.015	0.822	-0.015	0.013	0.100	0.052	0.037	-0.005	-0.002	0.260	0.360	0.180	0.000	0.000
EReg4_s	0.050	0.011	0.001	-0.033	0.017	0.032	0.016	-0.034	0.793	0.023	0.094	0.082	0.019	0.005	-0.029	0.396	0.101	0.021	0.238	0.000
EReg5_s	0.057	0.005	-0.004	-0.040	0.020	0.018	0.024	-0.038	-0.029	0.855	0.112	0.065	0.021	0.010	-0.019	0.300	0.209	0.046	0.204	0.202

3.6 Modelado de las centrales mini-hidráulicas en SimSEE.

Para el modelado de las centrales mini-hidráulicas en la plataforma SimSEE se modificó el modelo existente para centrales de gran porte agregando la opción de especificar si los aportes a la central se expresan en [m³/s] (tal como estaba para las centrales de gran porte) o si se expresan como escurrimientos en [mm/mes] en cuyo caso hay que especificar el área de la cuenca asociada a la central.

Este cambio en los modelos se realizó tanto para las centrales “con embalse” como para las centrales “de pasada”. Dependiendo del paso de tiempo de simulación tendrá o no sentido representar una mini-hidráulica con su embalse o como de pasada (sin embalse).

Generalmente en las simulaciones de largo plazo (horizontes superiores a un año) se utiliza en el sistema uruguayo un paso de integración del simulador semanal subdividido en “postes” (o bandas horarias) de acuerdo a los niveles de carga. Por ejemplo, la semana se sub divide en 4 postes de duraciones 5, 23, 91 y 49 horas para niveles de carga decreciente en forma respectiva. En los modelos existentes en SimSEE se permitía que las centrales hidráulicas tuvieran despacho diferente dentro de los Postes de un mismo paso de tiempo. Este comportamiento permite “empuntar” las hidráulicas para cubrir los déficit de potencia en las horas de mayor demanda. También permite que el sistema hidráulico sea usado para el filtrado de las variaciones de las energías renovables. Al introducir el modelado de las mini-hidráulicas este comportamiento parece que no fuera el de aplicación en dichos emprendimientos, es más probable que el operador de la mini-central despache su potencia cuando la tenga disponible o tal vez pueda responder a alguna señal de precio horaria. Para poder modelar mejor las mini-hidráulicas se agregó al modelo de Central de Pasada un checkbox que permite indicar si se debe imponer que la potencia de la central sea la misma en todos los postes o no. El comportamiento por defecto es NO imponer igualdad de potencia, con lo cual el simulador optimizará desde el punto de vista del sistema la operación de la central. En el ejemplo de simulación que se describe más adelante se muestran los resultados en ambas modalidades y como era de esperar, el valor de la energía para el sistema es superior cuando se tiene la flexibilidad de “empuntar” la energía de las mini-hidro.

En la Fig.16 se muestra el formulario de entrada de datos de una central con la opción agregada para especificar si la “fuente” de información es aporte o escurrimiento.



Nombre del Generador: MiniH_R1

Nodo: UY

Capa: 0

Variables de Estado:

Fuente De Aportes: BPS50_CMO_BRSUL

Borne: EReg1

Fichas: Ver Expandida, Agregar Nueva Ficha

Fecha de Inicio	Información adicional	Periodica?			
Auto	PMáxGen= 10 MW, QM?...	NO			

Tipo de fuente.

Caudales [m3/s]

Escurrimientos [mm/mes]

Igual potencia en todos los postes.

Fig. 16: Opciones agregadas para especificar el tipo de información de aportes y flexibilidad del despacho.

Si la fuente de información asociada a la central es de escurrimientos, en la parte de descripción de los parámetros dinámicos de la central hay que especificar el área de la cuenca asociada a la central (ver Fig.17). El área de cuenca se introdujo como parámetro dinámico previendo que la misma podría variar en el tiempo. Por ejemplo, si aguas arriba del emprendimiento se instalara otra central con un embalse cambiando así la cuenca efectiva para los aportes propios.

Editar ficha de "MiniH_R1" Generador hidráulico de pasada

Fecha de inicio (dd/MM/yyyy) ? Capa:

Periódica?

Inicio del Periodo: Ciclos Activa

Fin del Periodo: Ciclos Inactiva

Largo del Periodo: Años Desplazamiento

Area de la cuenca [há]	230000
Cota de descarga[m]	0
Cota de toma[m]	20
Costo variable del agua[USD/Hm3]	0
Coefficientes de afectación del salto por caudal erogado(caQE)	0
Coefficientes de afectación del salto por caudal erogado(cbQE)	0
Rendimiento[p.u.]	0.6
Potencia máxima generable[MW]	10
Caudal máximo turbinable[m3/s]	50
Factor de disponibilidad[p.u.]	0.99
Tiempo de reparación[horas]	360

Pagos (no considerados en el despacho)

Pago por disponibilidad [USD/MWh]:

Pago por energía [USD/MWh]:

EMaxPaso[MWh]:

Salto mínimo operativo [m]:



Fig. 17: Parámetro agregado para especificar la cuenca asociada a la central.

3.7 Ejemplo de aplicación.

Como ejemplo de aplicación se modelaron 5 emprendimientos mini-hidráulicos como centrales de pasada en una Sala SimSEE de largo plazo.

De los años simulados se muestran resultados correspondientes a los años (2017 y 2018) por considerarlos representativos del largo plazo.

Los parámetros de las mini-centrales son:

Potencia máxima [MW]: 10
 Caudal máximo turbinable [m3/s]: 50
 Cuenca [há]: 230000
 Rendimiento complejo [p.u.]: 0.6
 Salto efectivo [m]: 20

La Fig. 18 muestra los escurrimientos esperados semanales, en tres años.

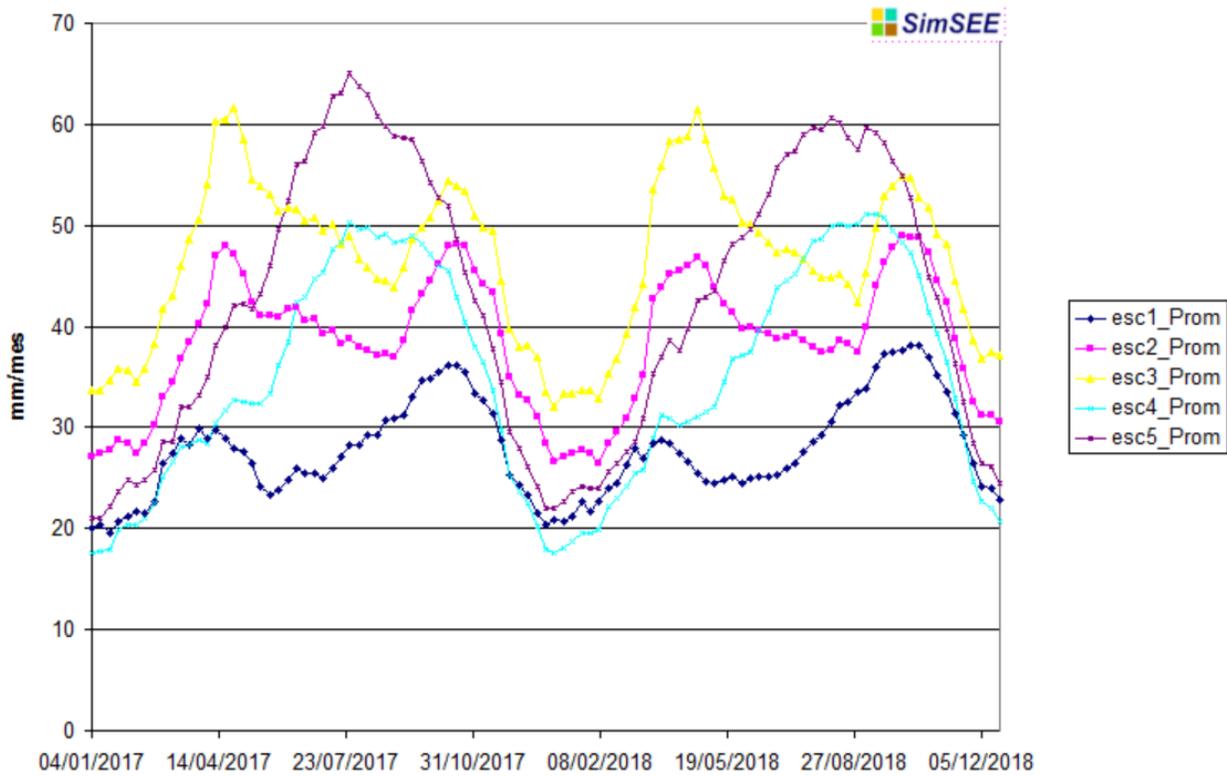


Fig. 18: Esgurrimientos esperados estimado sobre 500 crónicas sintéticas.

La Fig.19 muestra los caudales de aportes a los 5 emprendimientos.

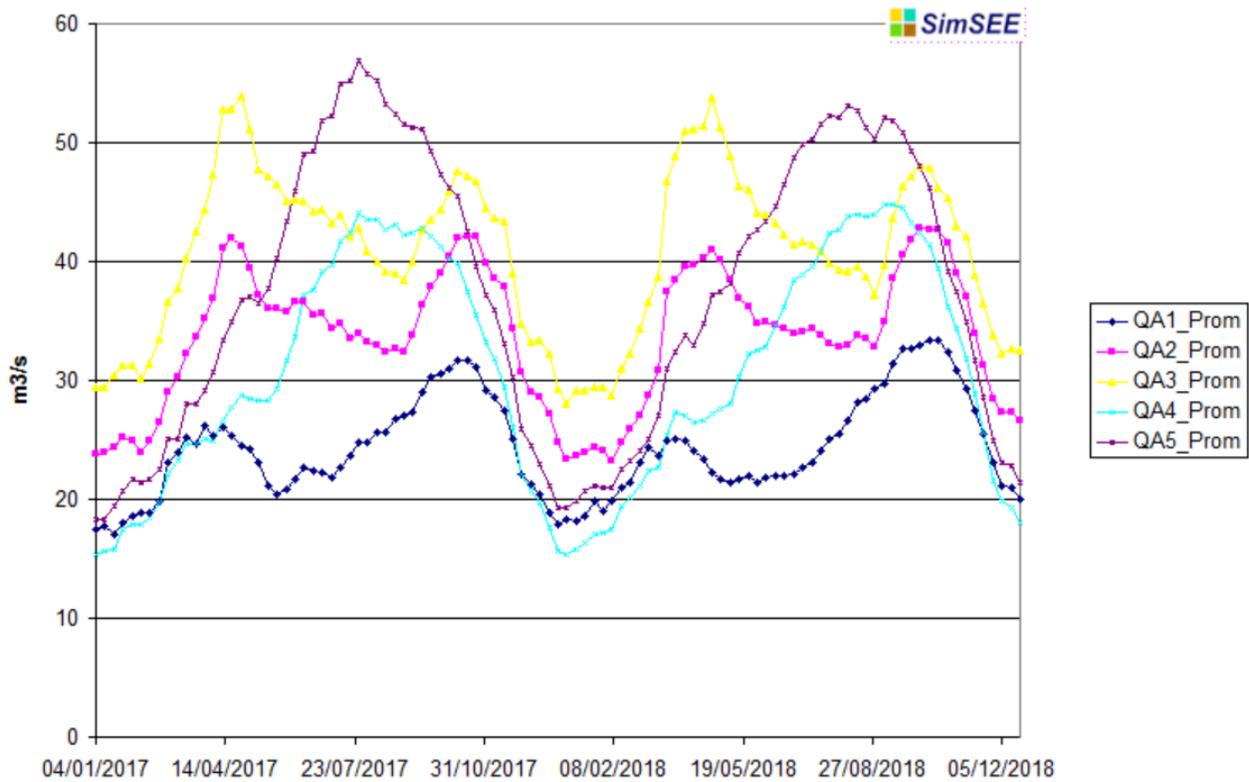


Fig. 19: Caudales de aportes semanales esperados.

Como se puede apreciar, además de la diferencia en cuanto a cantidad de aportes, la forma es levemente diferente destacándose el doble pico anual que presentan las regiones 2 y 3 frente al mono pico que presentan las regiones 4 y 5.

Las Fig. 18 y 19 difieren solamente en el factor de multiplicación asociado al área de la cuenca que se supuso en los cinco casos igual a 230000 há.

La Fig.20 muestra el caudal turbinado en los 5 emprendimientos.

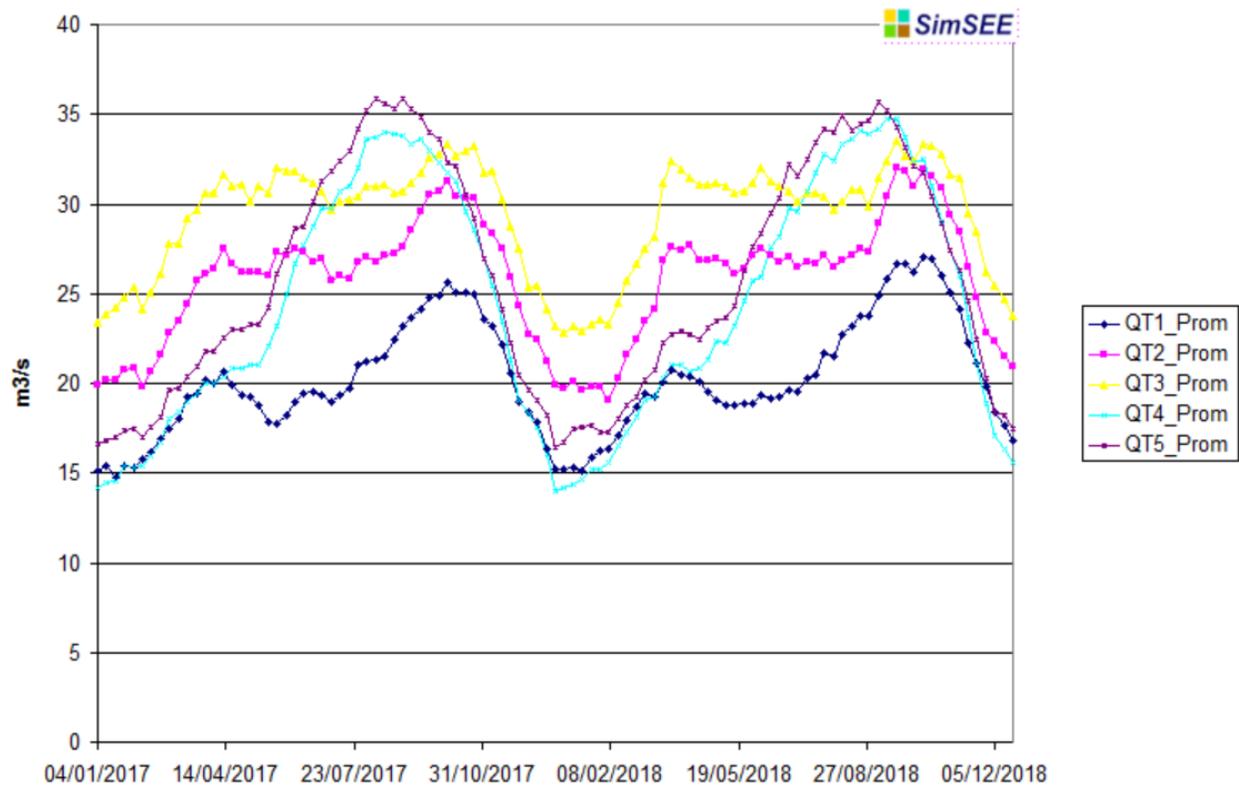


Fig. 20: Caudales medios semanales turbinados.

La Fig.21 muestra el caudal vertido en los 5 emprendimientos.

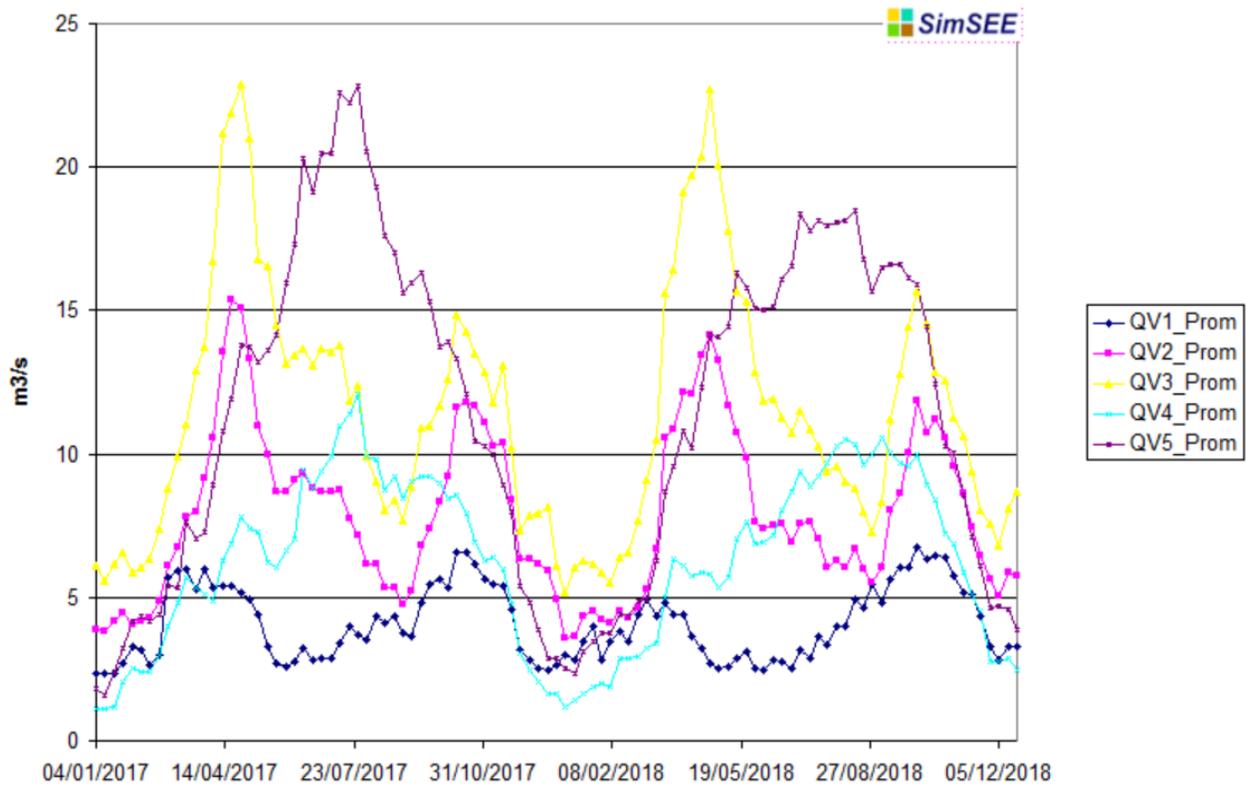


Fig. 21: Caudales vertidos medios semanales.

La Fig.22 muestra la producción esperada por semana de los 5 emprendimientos y el costo marginal del sistema.

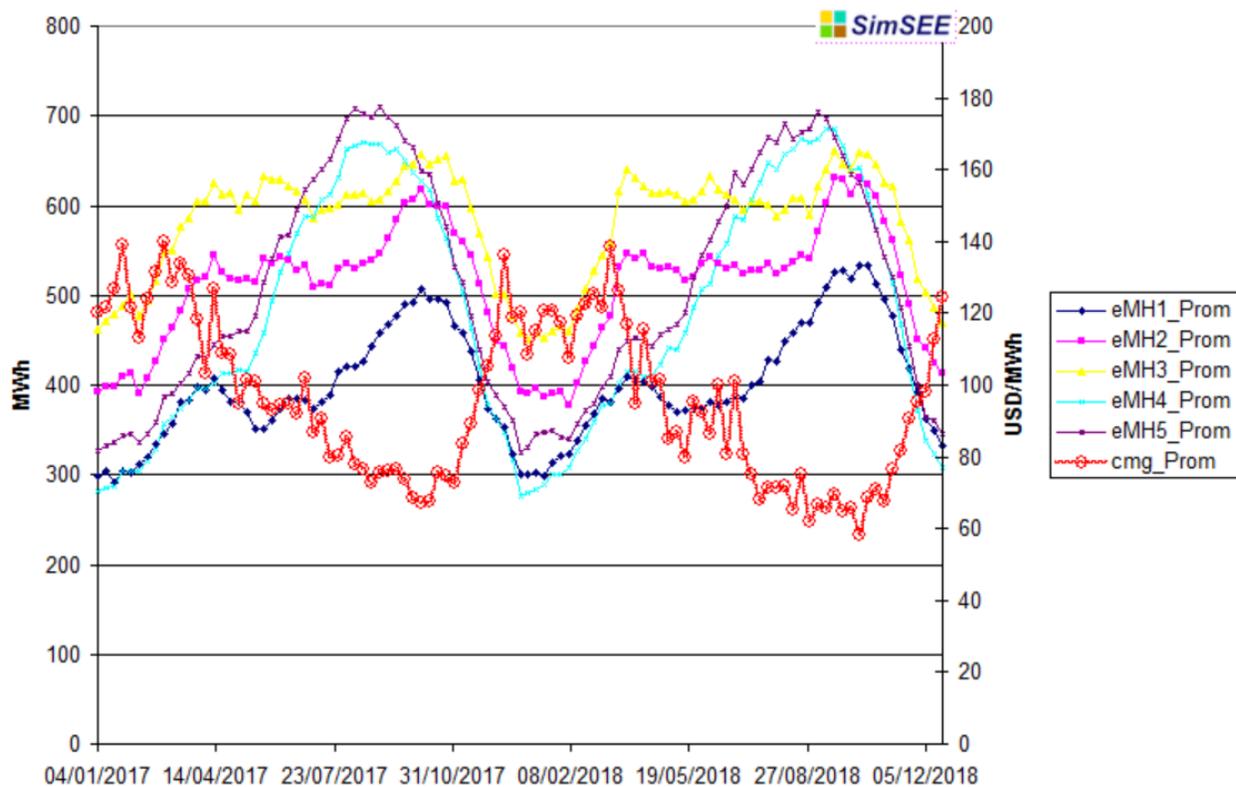


Fig. 22: Producción esperada semanal por central y costo marginal del sistema (eje izquierdo).

Como se puede apreciar en la Fig.22 hay una fuerte correlación negativa entre la producción de energía hidráulica y el costo marginal del sistema. Esta correlación se debe a la fuerte componente de energía hidráulica que ya tiene el sistema (1500 MW instalados).

Los resultados mostrados hasta aquí son esperados semanales y no dependen de la posibilidad de empuntar la energía de la central. A continuación se muestra la valorización de la energía de la central desde el punto de vista del sistema calculada como el beneficio por sustitución del recurso marginal (el más caro despachado para dar el último MW en cada hora). Como es de esperar, la simulación en la que se tiene la posibilidad de empuntar la energía el valor de la misma es superior pues sustituye recursos más caros que cuando la potencia de las centrales es obligada a ser la misma durante toda la semana.

Las tablas 6 y 7 muestran la producción anual esperada de los cinco emprendimientos, la anualidad de beneficios por sustitución y el valor de la energía para el sistema para la simulación de los cinco emprendimientos con “despacho flexible” (esto es que se permite variar la potencia de los postes) y con “despacho inflexible” respectivamente. Como se puede observar, la posibilidad de empuntar la energía significa un aumento en el valor de la energía de entre 5 y 7 USD/MWh. Se observa que, a igual datos de la central e igual cuenca de aporte, el beneficio por sustitución del recurso marginal es diferente según la región, esencialmente porque los caudales esperados y por consiguiente la producción de energía es diferente según la región y por la diferencia en la estacionalidad que lleva a que las regiones 2 y 3 por el doble pico anual, tengan uno de los picos (el de otoño) en una zona en la que el sistema tiene costos marginales superiores. Las regiones 1, 4 y 5 tienen su pico de producción desplazado hacia la primavera que es cuando el sistema tiene menores costos marginales.

Tabla 6: Resultados Centrales con despacho flexible (energía empunable)

	Región 1	Región 2	Región 3	Región 4	Región 5
Cuenca [há]	230000	230000	230000	230000	230000
Potencia [MW]	10	10	10	10	10
Salto [m]	20	20	20	20	20
Rendimiento [%]	60	60	60	60	60
Producción Anual Esperada[GWh]	20.84	26.61	30.28	25.07	26.62
Anualidad beneficios para el sistema [kUSD]	1744	2129	2496	1994	2205
Valor de la energía para el sistema [USD/MWh]	83.66	80.03	82.45	79.54	82.83

Tabla 7: Resultados centrales con despacho inflexible (igual potencia todos los Postes)

	Región 1	Región 2	Región 3	Región 4	Región 5
Cuenca [há]	230000	230000	230000	230000	230000
Potencia [MW]	10	10	10	10	10
Salto [m]	20	20	20	20	20
Rendimiento [%]	60	60	60	60	60
Producción Anual Esperada[GWh]	21.17	27.12	30.89	25.24	27.98
Anualidad beneficios para el sistema [kUSD]	1611	2013	2388	1878	2099
Valor de la energía para el sistema [USD/MWh]	76.11	74.23	77.31	74.41	75.02

Como cotejamiento con resultados anteriores, se analiza la resolución “R12-1056” del directorio de UTE del 5 de julio de 2012 en la que se fijan condiciones de remuneración de un contrato de energía proveniente de una mini-hidráulica de 15 MW a instalarse en Cerro Largo (región 5 ver Fig.10). Este proyecto tiene parámetros en el entorno de los utilizados para realizar las simulaciones. Las hipótesis de futuro (esto es expansión del parque generador, escenarios de precios de comercio internacional y de combustibles) seguramente no son las mismas que las utilizadas en oportunidad de realizar los estudios que dieron lugar a la citada resolución, pero tampoco pueden ser muy diferentes, pues las condiciones no han cambiado sustancialmente entre Julio 2012 y Abril 2014 (en todo caso hoy se tiene mayor certeza sobre la principal hipótesis que era la incorporación de energía eólica en gran escala).

Como se puede ver en el “Considerando II” (Fig.24) de la citada resolución, el valor de la energía de una central mini-hidráulica de pasada (empunable pues es la forma de modelado disponible en ese momento) se estimó en 79.8 USD/MWh de noviembre de 2011. Suponiendo una inflación de 2.0% anual del dólar, ese valor llevado a enero 2014 sería aproximadamente de 83.0 USD/MWh. La central “Tacuarí” (a la que se refiere la resolución) estaría ubicada en la región 5 con lo cual el valor de la energía de acuerdo con el caso de estudio sería 82.83 USD/MWh (última columna de la última fila de la tabla 6) lo que muestra que el resultado obtenido es acorde al estimado con anterioridad. Es sorprendente la aproximación y se debe a que en la estimación realizada en julio de 2011, a falta de un modelo de escurrimientos como el desarrollado se utilizó la ficción de que la central generaba correlacionada con Salto Grande y ahora se verifica que la Región 5 tiene un comportamiento similar al de dicha central (un pico en primavera).

Otro aspecto relevante a comparar de la referida resolución es la estacionalidad de precios que

se propone (Fig.25). En la Fig.23 se muestra la estacionalidad de los costos marginales y de los precios establecidos en la R.12-1056.

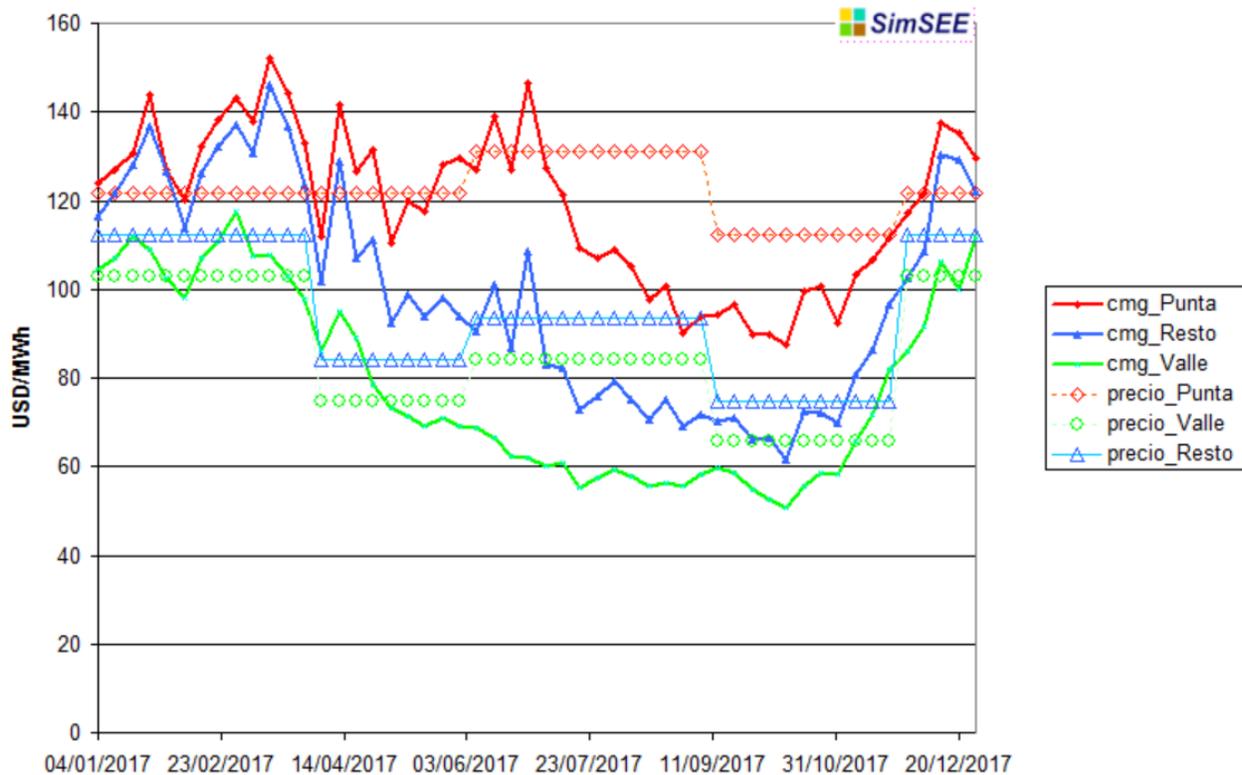


Fig. 23: Estacionalidad del costo marginal y de los precios de R.12-1056 de UTE.

El tramo “Punta” corresponde a las horas de mayor demanda del sistema y es el promedio ponderado (por sus duraciones) de los postes 1 y 2 (de 5 y 23 horas respectivamente). El tramo “Valle” corresponde a las horas de menor demanda y el tramo “Resto” corresponde a las horas de demanda intermedia. Como se puede apreciar, el ajuste de los precios sigue razonablemente bien la evolución del costo marginal. Los desajustes son principalmente la formación de un “pico” en invierno en los precios. Este pico se atribuye a diferencia en los métodos de optimización de la operación del sistema por la utilización de herramientas diferentes. Para el propósito de este trabajo se considera que los resultados están dentro de lo razonable.

II) que de los informes, PI-4-12 versión 1 de 06-03-12 y PI-7-12 versión 3 de 12-06-12, elevados por la Gerencia Planificación y Secretaría Técnica surge que para las hipótesis más consistentes con los planes en curso definidos por este Directorio, el costo evitado medio estabilizado vinculado a un recurso hidráulico de tipo “central de pasada” y, por tanto, punto de equilibrio del sistema, resulta un precio de 79,8 USD/MWh (a noviembre de 2011), para energía autodespachada con 100% de indexación; -----

Fig. 24: UTE.R12.1056 Considerando II - Valor de la energía.

-- 6°.- Los precios fijados en los numerales 3° y 4° serán modulados por tramo horario y estación del año, multiplicándolos por los valores de la siguiente tabla: -----

Factores estacionales y horarios de los precios

	de	A	horas	Verano	Otoño	Invierno	Primavera
Punta	18:00	22:00	4	1.3	1.3	1.4	1.2
Valle	00:00	07:00	7	1.1	0.8	0.9	0.7
Llano resto de las horas			13	1.2	0.9	1.0	0.8

Entendiendo a los efectos del cálculo la siguiente definición de las estaciones: Verano: del 25 de noviembre al 31 de marzo; Otoño: del 1 de abril al 2 de junio; Invierno: del 3 de junio al 8 de setiembre y Primavera del 9 de setiembre al 24 de noviembre. -----

Fig. 25: UTE.R12.1056 Resuelve 6° - Modulación del precio.

3.8 Referencias.

- [1]: Ruben Chaer, Fundamentos de modelo CEGH de procesos estocásticos multivariados., 2011, Rporte Técnico, IIE-FING-UDELAR
- [2]: <http://sig.inia.org.uy/sigras/#InformacionGeografica:suelos>, , ,
- [3]: MVOTMA (2011), , , Manual de Diseño y Construcción de Pequeñas Presas. Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente, Uruguay.
- [4]: Genta, J.L y Failache, , , N. Monitoreo y disponibilidad de recurso hídricos en Uruguay. Dirección Nacional de Aguas y Saneamiento – Ministerio de Vivienda Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente.
- [5]: Temez, J.R. (1977), , , “Modelo matemático de transformación Precipitación-Aportación”, ASINEL.

4 Objetivo 4) Creación de modelo de mini-centrales hidráulicas.

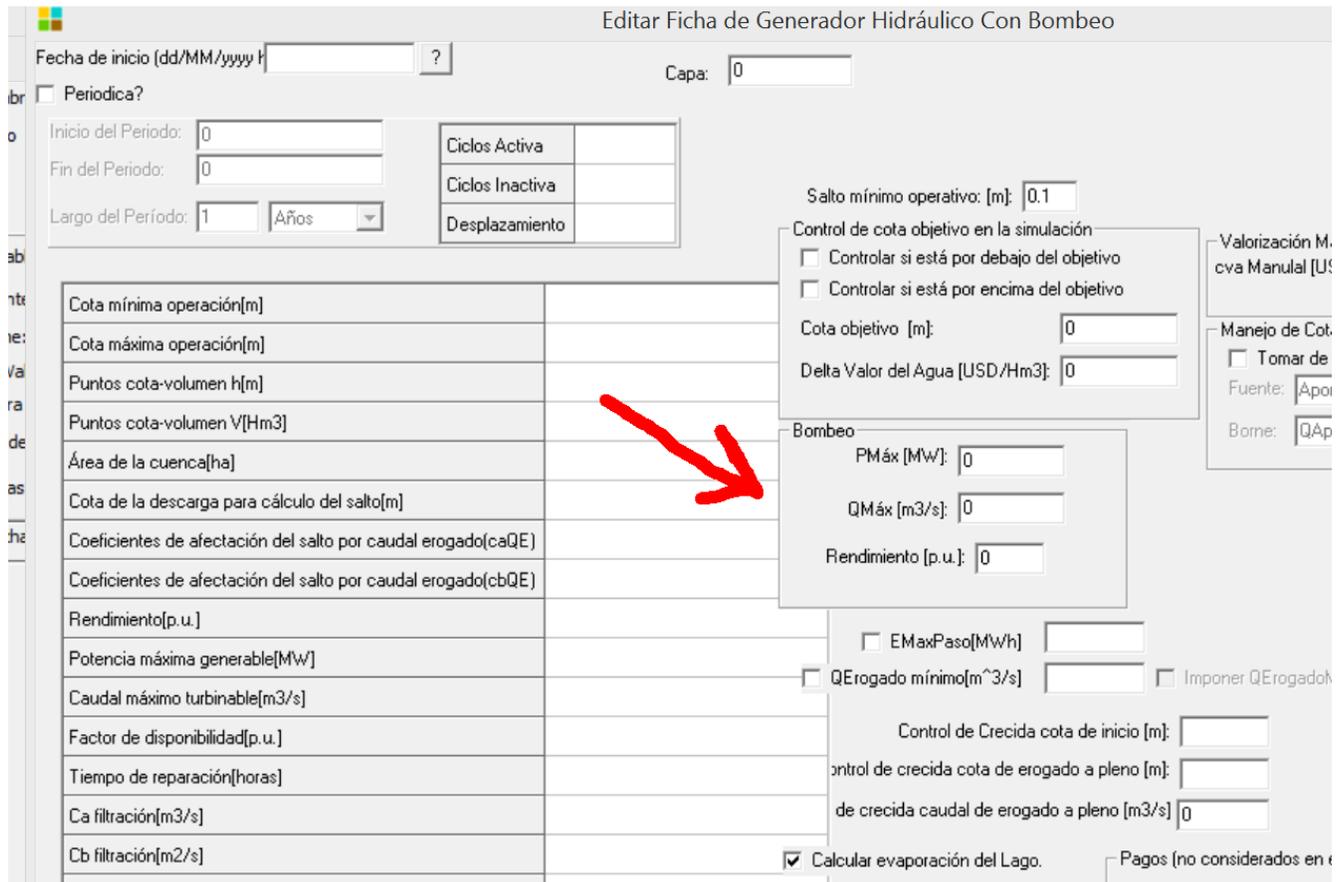
- Este objetivo fue cubierto en el Objetivo 3) -

5 Objetivo 5) Creación de modelo de centrales con bombeo.

5.1 El modelo en SimSEE.

Para la implementación en SimSEE de una central de Bombeo y Acumulación se siguieron dos caminos: 1) Se mejoró el modelo existente de central con embalse agregando al mismo la capacidad de incorporar la parte de Bombeo y 2) Se creó un modelo de “Banco de Baterías” con redimiento de carga y descarga. Este segundo modelo es similar a una central de Bombeo y Acumulación pero permite representar en forma sencilla otros posibles proyectos de filtrado de energía en el sistema.

La Fig.26 muestra el formulario de edición de una central de bombeo en SimSEE. Se ha resaltado con la flecha el panel que permite especificar el bombeo.



Editar Ficha de Generador Hidráulico Con Bombeo

Fecha de inicio (dd/MM/yyyy) [] ?

Capa: [0]

Periodica?

Inicio del Periodo: [0]

Fin del Periodo: [0]

Largo del Período: [1] Años

Ciclos Activa	
Ciclos Inactiva	
Desplazamiento	

Salto mínimo operativo: [m]: [0.1]

Control de cota objetivo en la simulación

Controlar si está por debajo del objetivo

Controlar si está por encima del objetivo

Cota objetivo [m]: [0]

Delta Valor del Agua [USD/Hm3]: [0]

Valorización Manual [USD/Hm3]: []

Manejo de Cota: Tomar de Fuente: [Ap]

Borne: [QAp]

Bombeo

PMáx [MW]: [0]

QMáx [m3/s]: [0]

Rendimiento [p.u.]: [0]

EMaxPaso[MWh] []

QErogado mínimo[m^3/s] [] Imponer QErogado

Control de Crecida cota de inicio [m]: []

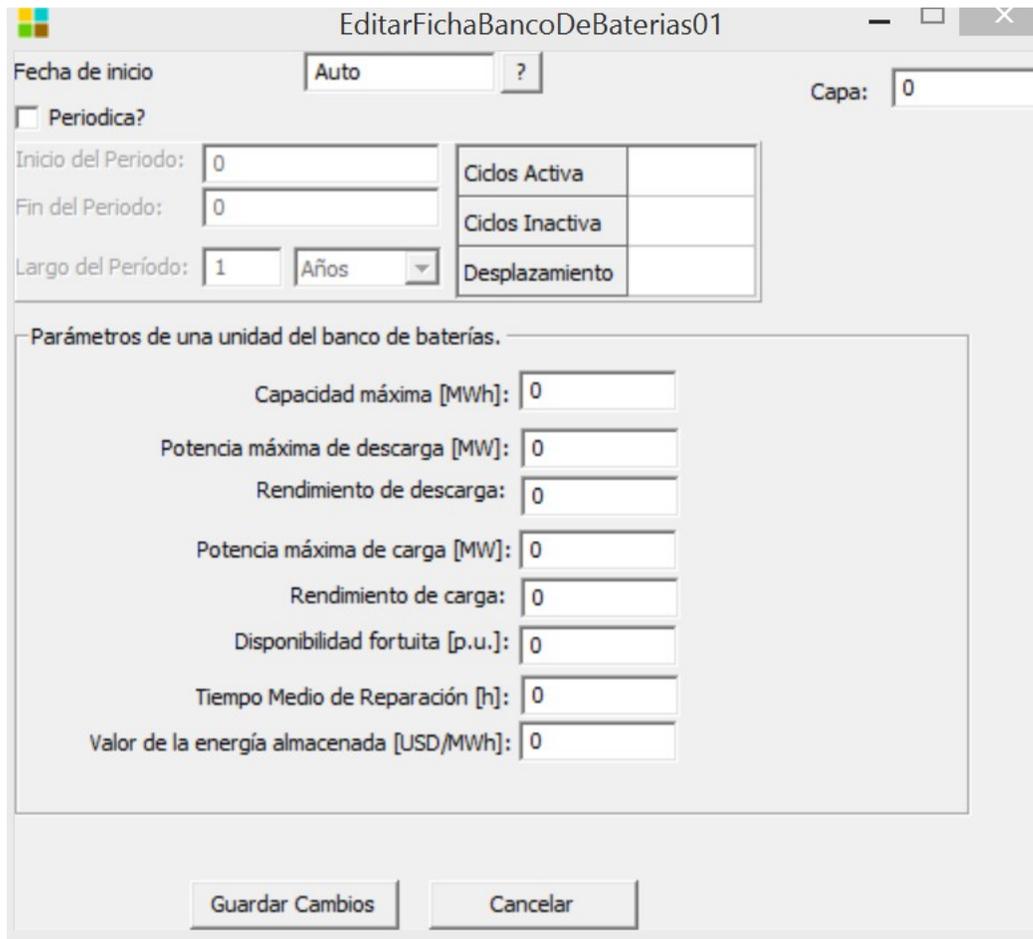
Control de crecida cota de erogado a pleno [m]: []

Control de crecida caudal de erogado a pleno [m3/s] [0]

Calcular evaporación del Lago. Pagos (no considerados en)

Fig. 26: Formulario de fijación de los parámetros de una central de Bombeo.

En forma similar la Fig.27 muestra el formulario de edición de los parámetros dinámicos de un Banco de Baterías.



EditarFichaBancoDeBaterias01

Fecha de inicio: ?

Capa:

Periodica?

Inicio del Periodo:

Fin del Periodo:

Largo del Período:

Cidos Activa	<input type="text"/>
Cidos Inactiva	<input type="text"/>
Desplazamiento	<input type="text"/>

Parámetros de una unidad del banco de baterías.

Capacidad máxima [MWh]:

Potencia máxima de descarga [MW]:

Rendimiento de descarga:

Potencia máxima de carga [MW]:

Rendimiento de carga:

Disponibilidad fortuita [p.u.]:

Tiempo Medio de Reparación [h]:

Valor de la energía almacenada [USD/MWh]:

Fig. 27: Formulario de edición de un Banco de Baterías.

5.2 Utilización del modelo.

Se realizaron simulaciones para establecer el valor de implementar un proyecto de bombeo en Uruguay. En particular, sobre una planificación de inversiones que supone una incorporación importante de renovables que se resume en la Fig.28 se realizaron simulaciones incorporando una capacidad de bombeo y acumulación de 12 horas lo que implica la capacidad de desplazar la energía durante el día (entre las horas de baja demanda y de alta demanda).

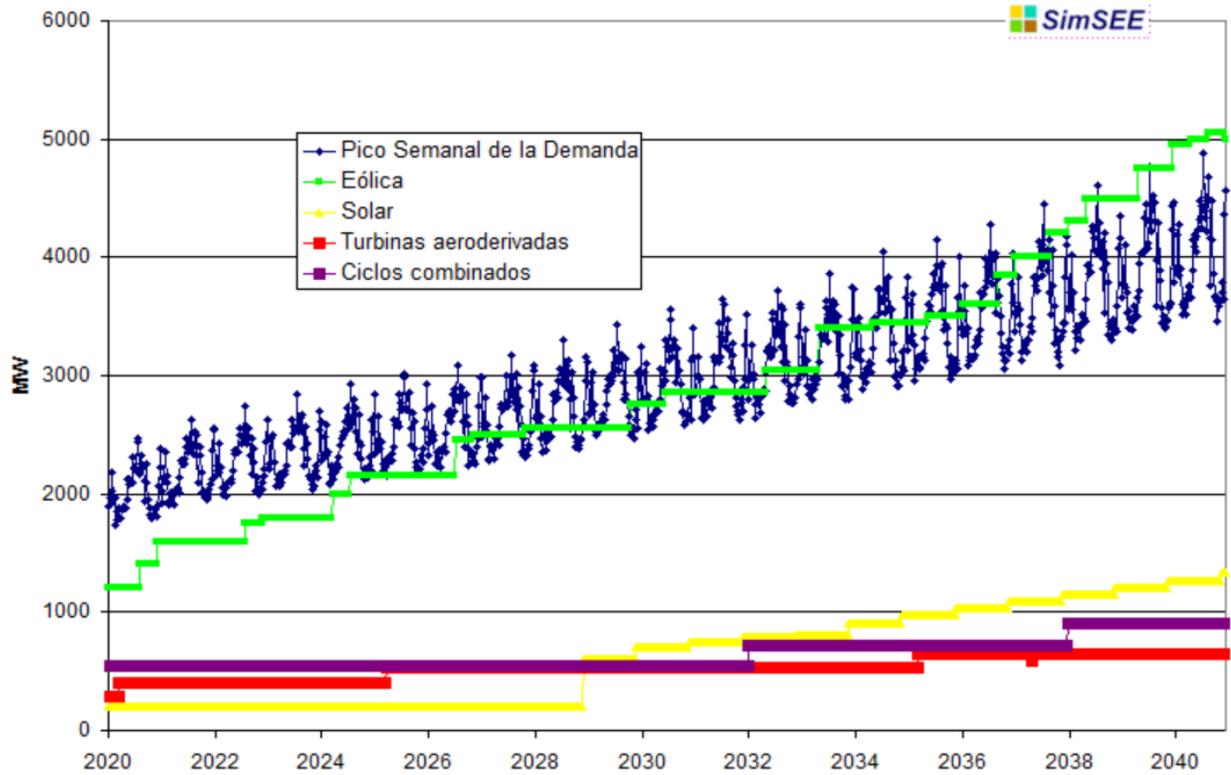
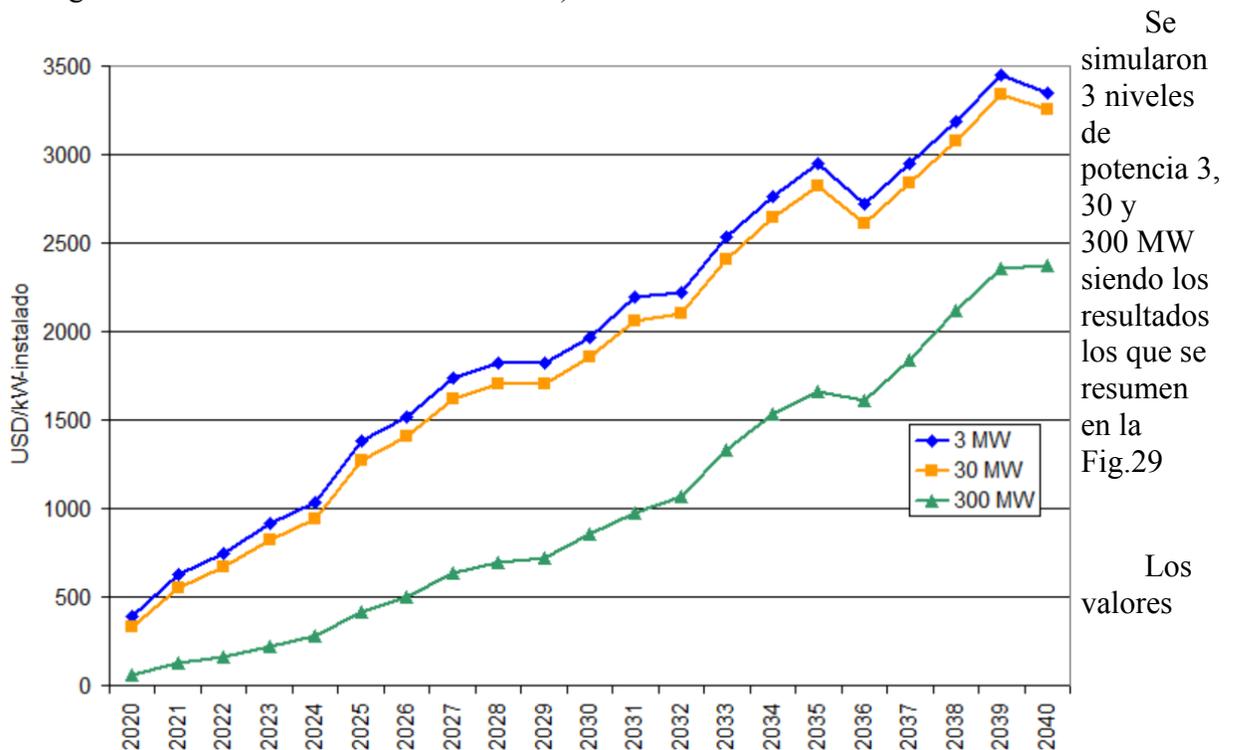


Fig. 28: Plan óptimo Uruguay 2020-2040 MW instalados por tecnología

Se realizaron simulaciones agregando al sistema un proyecto de “filtrado diario” de 3, 30 y 300 MW de potencia instalada. Básicamente el sistema simulado está constituido por un almacén de energía capaz de retirar energía del mercado en las horas en que la misma es barata y entregarla nuevamente en las horas caras. Se supuso que el proyecto tiene un rendimiento de 0.81 (0.9 de carga y 0.9 de descarga si se tratase de un banco de baterías).



Se simularon 3 niveles de potencia 3, 30 y 300 MW siendo los resultados los que se resumen en la Fig.29

Los valores

Fig. 29: Valor de la capacidad de filtrado diaria en barras de generación.

están en USD/kW-instalado y muestran una clara saturación de los beneficios por unidad al aumentar el tamaño del proyecto.

La Fig.29 muestra a partir de que año es considerable la instalación de un proyecto de filtrado diario según su costo de instalación y O&M (por 20 años) actualizados al 10% a la fecha de instalación.

6 Objetivo 6) Creación de modelo estocástico de radiación solar sobre el territorio Nacional.

Se creó un modelo de generación de índice de claridad KT que se documenta junto con la descripción del modelo de planta solar fotovoltaica en el Objetivo 7)

7 Objetivo 7) Creación de modelo de parque solar fotovoltaico.

Actor Solar Fotovoltaico

7.1 Introducción

En el siguiente informe se describe el funcionamiento del generador solar fotovoltaico (solarPV) introducido en SimSEE. Se explica la base teórica utilizada para realizar los cálculos de la potencia del generador así como también la metodología utilizada para obtener una CEGH de índice de claridad (nubosidad).

También se presentan los resultados obtenidos al modelar un caso real.

7.2 Modelado en SimSEE

El actor solar fotovoltaico tiene como parámetros de entrada una fuente aleatoria del índice de claridad (kt), la latitud y longitud del lugar donde se encuentre el generador, el área total del grupo de paneles, inclinación, orientación, etc.

Con estos parámetros se determina la irradiación solar horaria sobre el plano inclinado y la potencia producida por el generador.

Para esto se creó una CEGH de índice de claridad horario calculada en base a mediciones de irradiancia de 8 sitios del país.

La metodología de cálculo de la CEGH se explica en los Anexos 1 y 2.

7.2.1 Representación en el modelo

En la figura 1 se presenta la ventana que aparece en el programa cuando se agrega un actor solar PV, el mismo se encuentra dentro del grupo de los generadores térmicos.

Para crear el generador se debe asignar un nombre y un nodo. Luego con el botón Agregar Nueva Ficha se crea una ficha que posee la información del generador. Aparecerá la ventana que se ve en la figura 2.

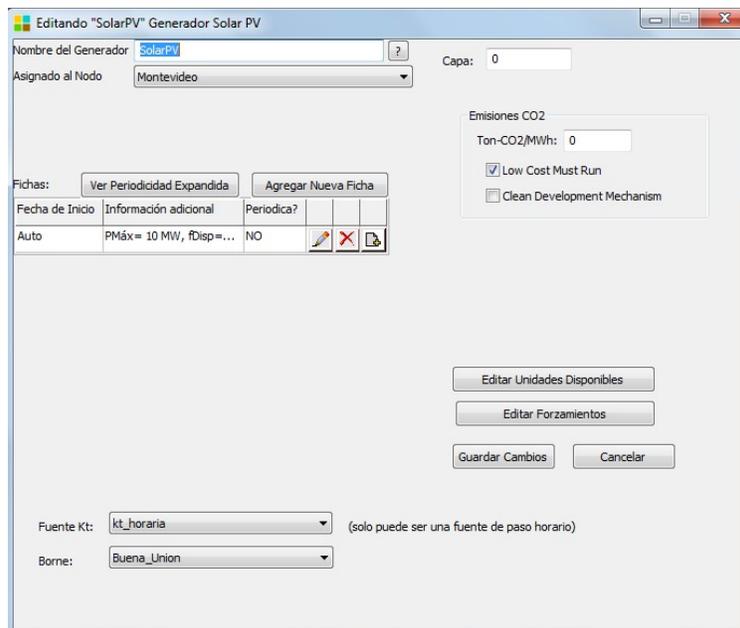


Figura 1

En la Fuente Kt es donde se indica la fuente aleatoria de índice de claridad horario que se utiliza para modelar la irradiancia solar. Previamente se necesita tener definida una variable aleatoria que tenga estos datos.

En el Borne se elige el lugar, dentro de los que se encuentre disponibles, más próximo a el del generador a representar.

En esta ventana se ingresan los datos que caracterizan al generador solar PV.

Se le debe asignar una fecha de inicio, que es la fecha de cuando comenzaría a operar el actor. Si no se especifica se asigna por defecto un valor que corresponde al inicio de los tiempos.

Se tiene la opción de indicar si la máquina es periódica, o sea en que períodos de tiempo cíclicos la misma se encuentra prendida o apagada.

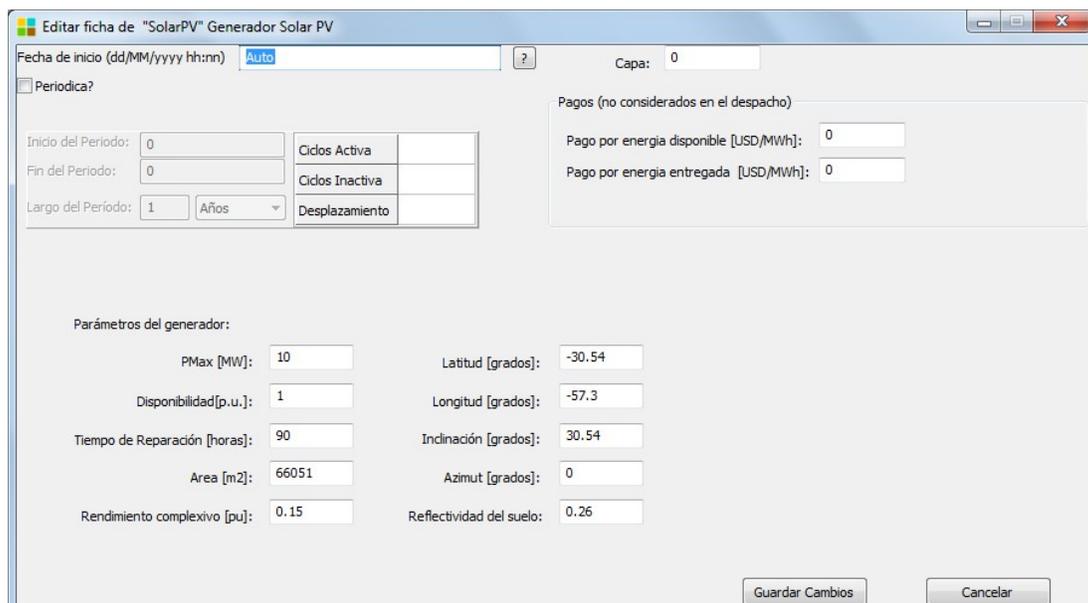


Figura 2

Se puede agregar el pago por disponibilidad y el pago por energía que son costos no considerados en el despacho físico.

Potencia Máxima (PMax): es la potencia máxima en MW del generador.

Disponibilidad: es la probabilidad de que el generador se encuentre disponible.

Tiempo de Reparación: es el tiempo medio de reparación de la máquina.

Área: es el área total en m² del conjunto de paneles solares.

Rendimiento complejo: es el rendimiento global del generador.

Reflectividad el suelo: es la reflectancia del suelo del lugar donde esté ubicado el panel.

Latitud y Longitud: son las coordenadas geográficas del sitio dónde se encuentre el generador. Se deben expresar en grados decimales con minutos y segundos en grados y con signo, p.e.: -53.65.

Inclinación: es el ángulo de inclinación del panel.

Azimut: es el ángulo de orientación del panel. Por ejemplo si está orientado hacia el Norte (Ecuador) el azimut es cero.

El botón Editar Unidades Disponibles de la figura 1 abre la ventana de la figura 3. Se puede tener más de una unidad con las mismas características que se especificaron en la ficha del generador.

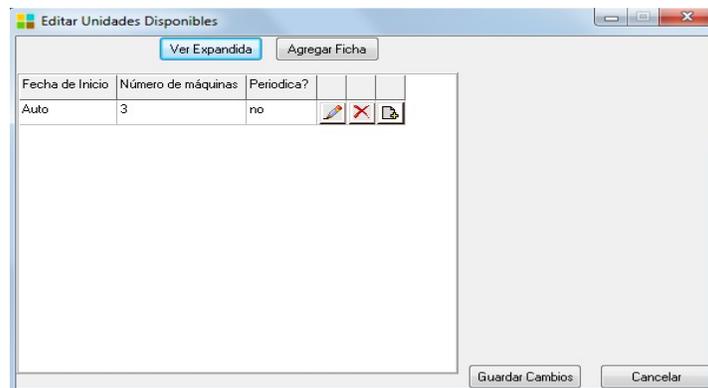


Figura 3

El botón Editar Forzamientos de la figura 1 abre la ventana de la figura 4. Se puede especificar si se quiere que la unidad esté forzada a cierta potencia. Para esto se debe indicar la fecha, activar el checkbox “Activar forzamiento” e introducir un valor de potencia (MW) en la casilla “Forzamiento”.

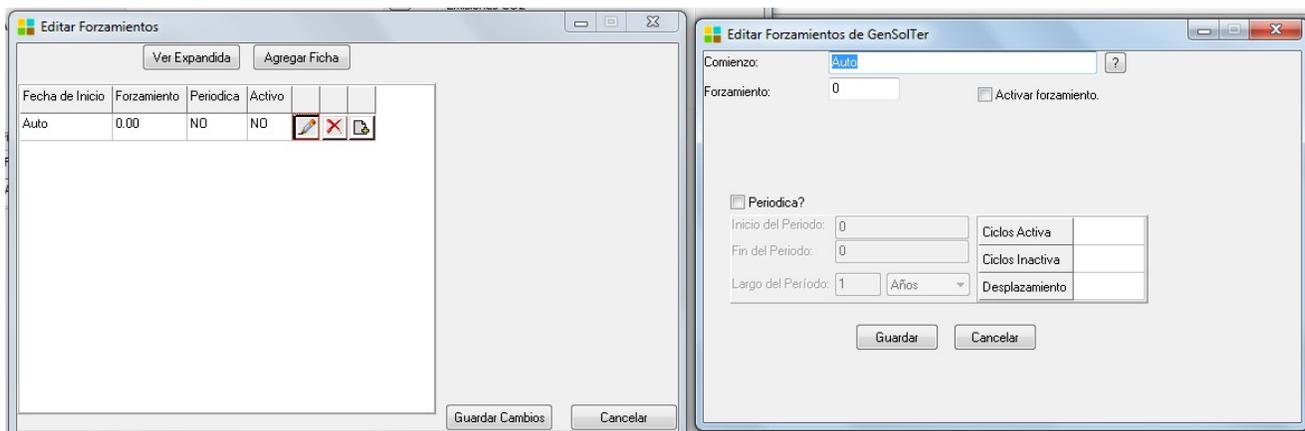


Figura 4

7.2.2 Cálculo de la radiación en plano inclinado.

Como se mencionó anteriormente se creó una CEGH de índice de claridad horario que representa 8 puntos de medida del territorio.

Con esta fuente la idea es obtener la irradiancia horaria sobre un plano inclinado según los parámetros del actor solar fotovoltaico.

A continuación se explican los pasos que se implementaron en el método *prepararPaso_ps* del actor.

Para cada paso de tiempo (hora):

- 1) Se calcula la irradiancia solar extraterrestre sobre un plano horizontal según se explica en el anexo 2.
- 2) Mediante el índice k_t correspondiente (dado por la CEGH) se obtiene la irradiancia global sobre un plano horizontal (**Ih**).
- 3) Luego se estima la componente difusa y directa. La irradiancia global sobre plano horizontal es la suma de las componentes directa y difusa: **Ih = Ibh + Idh**.

Para realizar la estimación se define la fracción difusa a nivel horario como: **fd = Idh/Ih**.

La correlación horaria de Erbs relaciona f_d con el índice de claridad horario y está dada por la siguiente expresión:

$$f_d = \begin{cases} 1.0 - 0.09 k_t & k_t \leq 0.22 \\ 0.9511 - 0.160 k_t + 4.388 k_t^2 - 16.638 k_t^3 + 12.336 k_t^4 & 0.22 < k_t < 0.80 \\ 0.165 & k_t > 0.80. \end{cases}$$

- 4) Se calcula la radiación solar incidente sobre el plano inclinado, la misma está compuesta por :
 - Radiación directa (**Ibi**): incide sobre la superficie sin sufrir desvíos a lo largo de la línea Tierra-Sol.
 - Radiación difusa (**Idi**): incide sobre la superficie desde todas las direcciones hemisféricas luego de ser dispersada o reflejada por el entorno. Se distinguen varios tipos :
 - difusa de cielo o proveniente de la bóveda celeste (**Idi, c**).
 - difusa circumsolar (**Idi, cs**): proviene de la región del cielo adyacente al disco solar, algunos modelos la tratan como radiación directa.
 - difusa de horizonte (o brillo de horizonte): la zona del cielo cercana al horizonte puede aparecer más brillante debido a la reflexión del suelo. Especialmente importante en climas nevados.
 - difusa reflejada de superficies cercanas (**Idi, r**), incluido el suelo, supuestos reflectores difusos isotrópicos.

La estimación de la radiación sobre plano inclinado (**I_i**) es entonces:

$$I_i = I_{bi} + I_{di}, \text{ donde } I_{di} = I_{di, c} + I_{di, r}$$

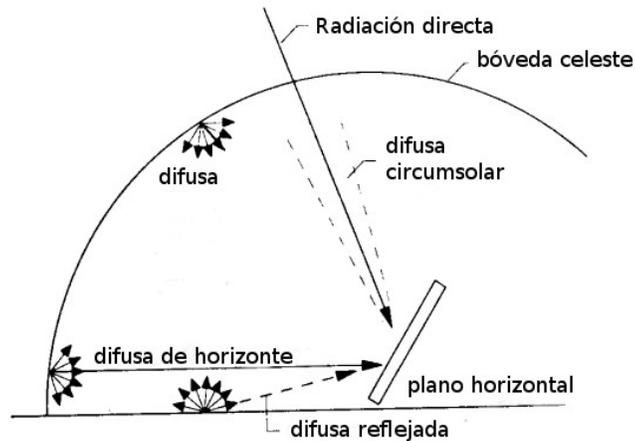


Figura 5

- 5) Para calcular la radiación directa se utiliza un cálculo geométrico. Se calcula la razón directa horaria **rb** que es el cociente entre la radiación directa sobre la superficie inclinada y la radiación directa sobre plano horizontal **I_{bh}**. Este parámetro depende de la orientación de la superficie. Para el actor se utilizó el modelo para una superficie de orientación arbitraria. En este caso se identifican dos ángulos: la inclinación **b** (varía entre 0 y $\pi/2$ rad) y el azimut **g** (varía entre $-\pi$ y π rad). Estos ángulos se indican en la Figura 6. El azimut de la superficie es la dirección dada por la proyección de la normal (saliente) de la superficie sobre el plano horizontal. Existen en uso diversas convenciones de signos y el valor de referencia para el azimut. Para este caso, se toma **g** = 0 cuando apunta al Norte, **g** < 0 al Este y **g** > 0 al Oeste.

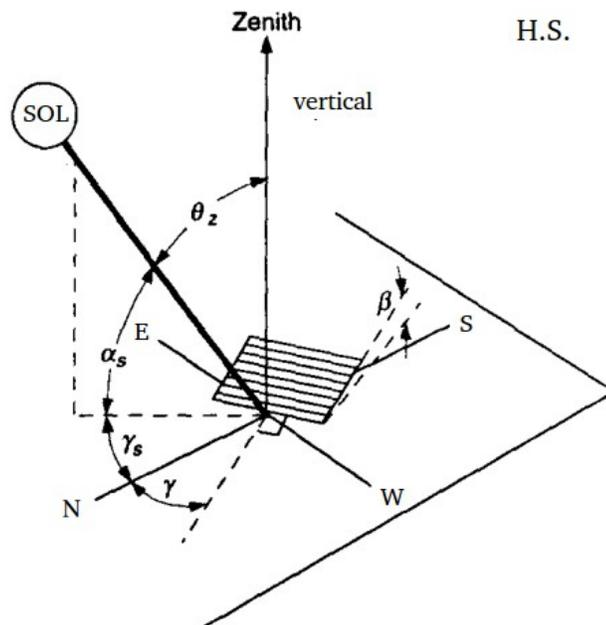


Figura 6

La razón directa instantánea se calcula como:

$$rb = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z}$$

Donde

$$\cos \theta = [\sin \delta \sin \vartheta + \cos \delta \cos \vartheta \cos \omega] \cos \beta + [(\sin \delta \cos \vartheta - \cos \delta \sin \vartheta \cos \omega) \cos \gamma + \cos \delta \sin \omega \sin \gamma] \sin \beta$$

$$\cos \theta_z = \sin \delta \sin \vartheta + \cos \delta \cos \vartheta \cos \omega$$

Para calcular la razón directa horaria, se utiliza ω en el punto medio de la hora en ambas expresiones.

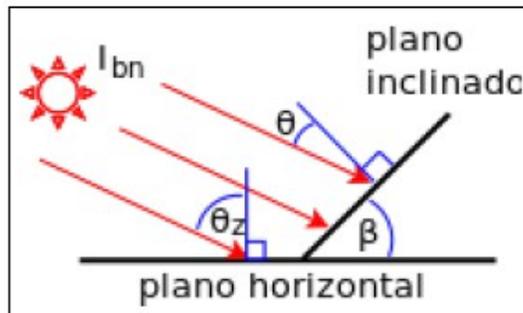


Figura 7. Ángulos de incidencia.

- 6) Para calcular la radiación difusa existen varios modelos. En este caso se utilizó el modelo Hay y Davies (HD). Este modelo tiene en cuenta la anisotropía suponiendo que una fracción τ_b (entre cero y uno) de la radiación difusa incidente es circumsolar y la trata como si fuese radiación directa, $Idi,cs = r_b \tau_b Idh$. La fracción restante, $1 - \tau_b$ se trata como radiación difusa isotrópica, lo cual lleva a la expresión:

$$Idi, c + Idi, cs \cong r_b \tau_b Idh + (1 - \tau_b) Idh \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right)$$

Donde r_b es la razón directa horaria. El índice de anisotropía, τ_b , se relaciona con la transmitancia media de la atmósfera y se estima a partir del índice de claridad y de la fracción difusa horaria sobre plano horizontal,

$$\tau_b = (1 - fd) kt$$

La radiación difusa reflejada depende de la reflexión de las superficies cercanas. En este caso se supuso que la única superficie relevante es el suelo supuesto horizontal, con coeficiente de reflexión típico ρ_g .

$$Id, r = I h \rho_g \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right)$$

donde Ih es la irradiación horaria incidente sobre el plano horizontal. La reflectividad del suelo depende de su conformación. En la siguiente tabla se indican las reflectividades típicas de varios tipos de superficies:

Superficie	
nieve fresca	
arena blanca	
paredes claras (pintura clara, reboque o bloques c...	
paredes oscuras (ladrillo o pintura oscura)	
pedregullo	
bitumen, asfalto	
pasto verde	

Pruebas realizadas

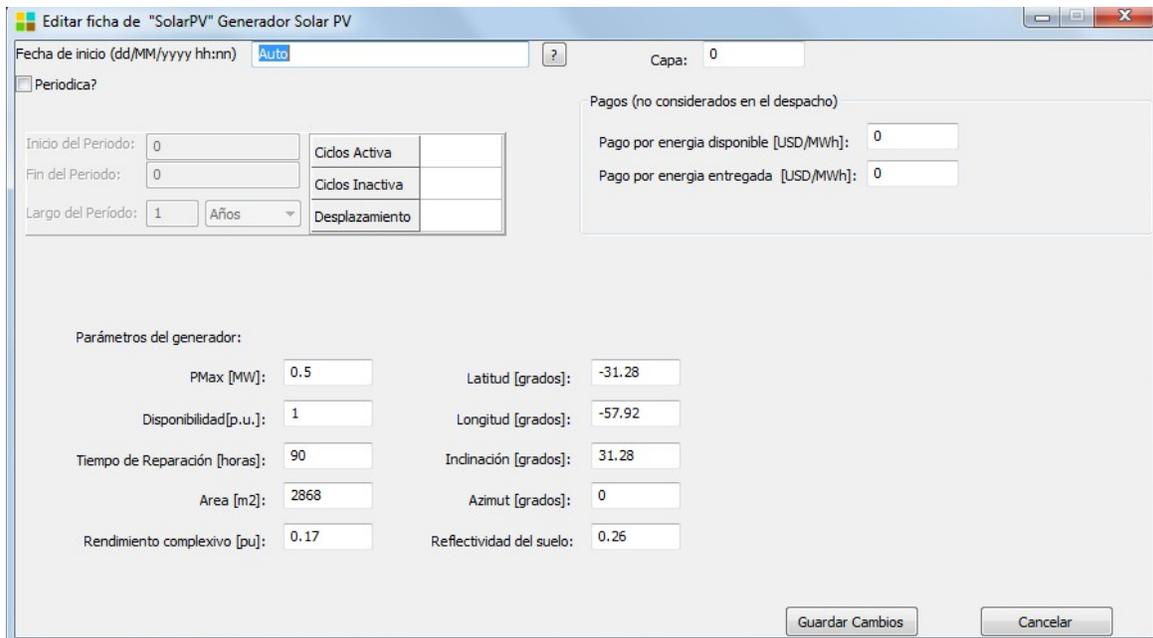
Para evaluar los resultados se realizó una comparación contra un caso real.

Para esto se utilizó información de la planta solar de Asahi de Salto, Uruguay. Los datos de la planta son los siguientes:

Pmax(MW)	0.5	
Area(m2)	2868	
Rend complejo	0.17	
Latitud	-31.28	
Longitud	-57.92	
Inclinacion*	31.28	
Azimut	0	

*Datos estimados

Se realizó una simulación de paso horario de duración un año con los siguientes parámetros en el generador solar fotovoltaico:



Editar ficha de "SolarPV" Generador Solar PV

Fecha de inicio (dd/MM/yyyy hh:nn) ? Capa:

Periodica?

Inicio del Periodo: Ciclos Activa:

Fin del Periodo: Ciclos Inactiva:

Largo del Periodo: Años Desplazamiento:

Pagos (no considerados en el despacho)

Pago por energia disponible [USD/MWh]:

Pago por energia entregada [USD/MWh]:

Parámetros del generador:

PMax [MW]: Latitud [grados]:

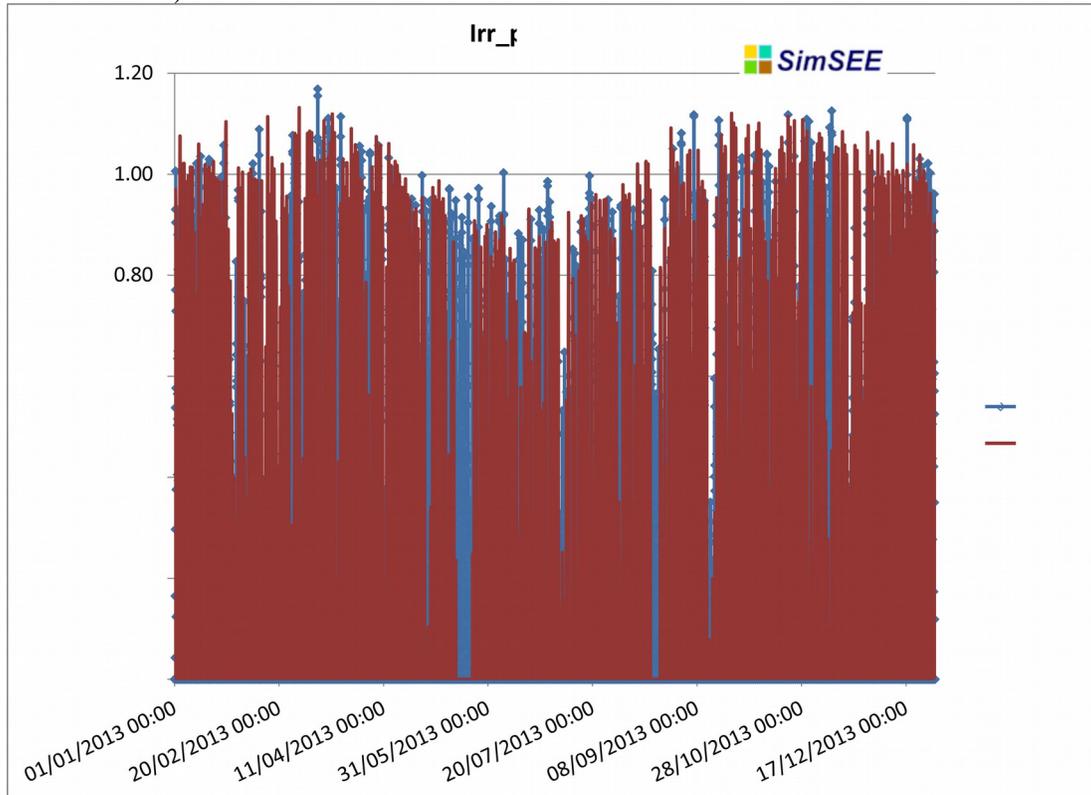
Disponibilidad [p.u.]: Longitud [grados]:

Tiempo de Reparación [horas]: Inclinación [grados]:

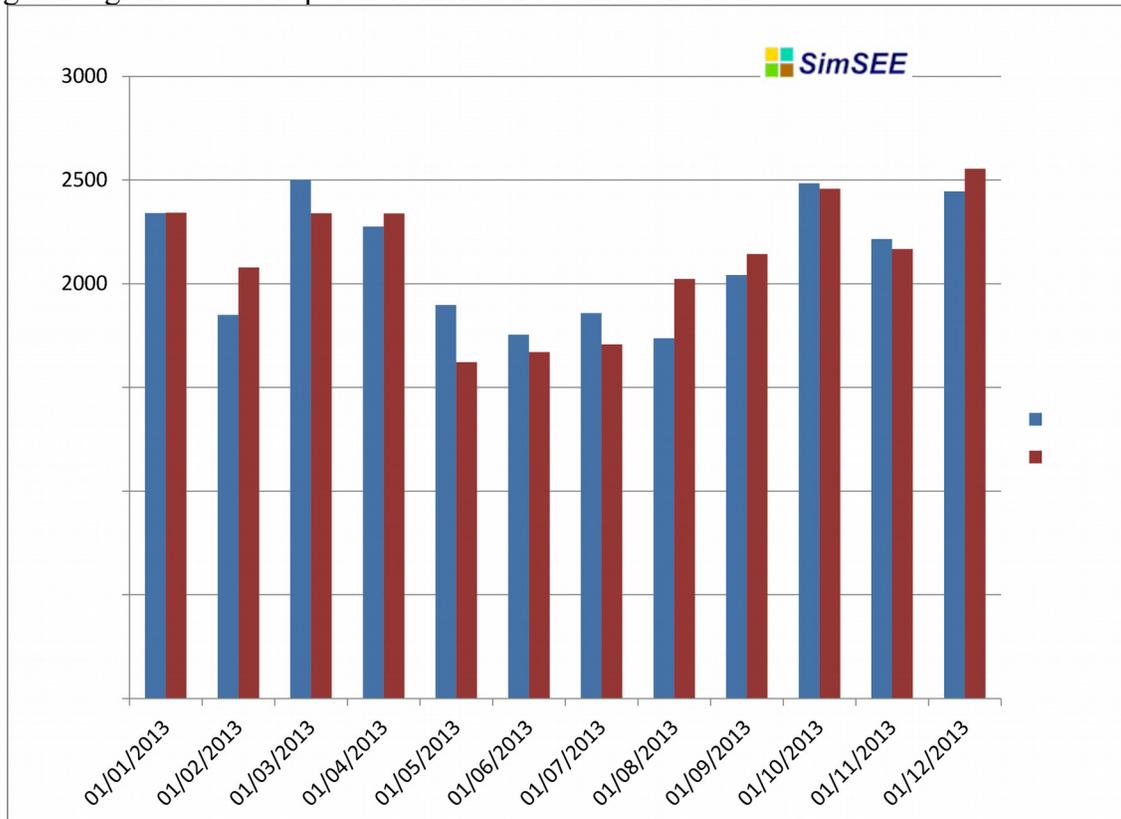
Area [m2]: Azimut [grados]:

Rendimiento complejo [pu]: Reflectividad del suelo:

En la siguiente gráfica se ve la irradiancia en plano inclinado obtenida en el SimSEE vs la real ocurrida (para una crónica sola):



En la siguiente gráfica se ve la potencia mensual obtenida en el año:



Resultados de SimSEE:

energía total anual (ET)		
Potencia nominal		
energía total anual nominal (ETN)		
factor de utilización (ET/ETN)		
Energía efectiva nominal anual (EEN)*		
fu efectivo (ET/EEN)		

*La energía efectiva nominal anual es la potencia nominal por la cantidad de horas en que hubo generación.

Anexo 1

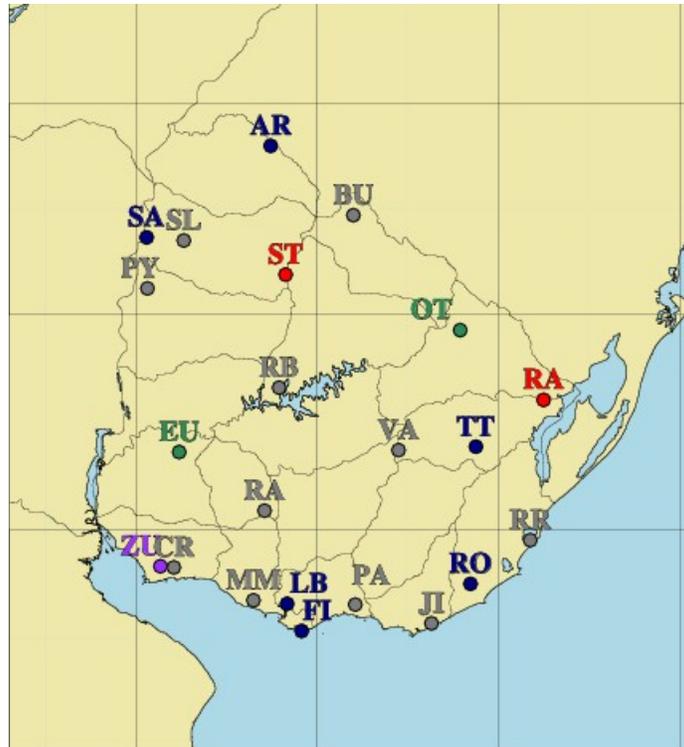
Cálculo del Índice de Claridad (kt) diario.

Se dispone de medidas de irradiancia, tomadas cada diez minutos, de diez puntos del país.

Los puntos son los siguientes:

Ubicación	Siglas			
Piedras de Afilar	PA			
Buena Unión	BU			
Bonete	RB			
José Ignacio	JI			
Mc. Meekan	MM			
Rosendo Mendoza	CR			
Rocha	RR			

Se pueden ubicar según sus respectivas siglas en el siguiente mapa:



Las medidas están en W/m^2 y la fecha de fin de medición es el 31/10/2013.

Se calculó la irradiación diaria H_h (kWh/m^2) para cada punto y la irradiancia extraterrestre sobre un plano horizontal H_{0h} para cada día y cada punto.

La irradiancia extraterrestre diaria sobre plano horizontal se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$H_{0h} = H_{cs} F_n (\cos d \cos f \sin w_s + w_s \sin d \sin f)$$

Donde $H_{cs} = 24/p$. $I_{cs} = 10.4 kWh/m^2$ es una constante,

f es la latitud de observador y d es la declinación solar, dada por la siguiente ecuación:

$$d = 0.006918 - 0.399912 \cos(G) + 0.070257 \sin(G) - 0.006758 \cos(2G) +$$

$$0.000907 \sin (2G) - 0.002697 \cos (3G) + 0.00148 \sin (3G),$$

donde $G = 2\pi (n - 1)/365$ y n es el ordinal-día n del año.

F_n es el factor orbital y está dado por la ecuación:

$$F_n = 1 + 0.033 \cos (2\pi n/365)$$

El ángulo horario a la puesta de Sol en radianes, w_s , está dado por la ecuación:

$$w_s = \arccos (-\tan d \tan f)$$

Se calculó el índice de claridad, que es una forma adimensionada de expresar la radiación solar incidente en superficie.

A escala diaria, se define el índice de claridad diario,

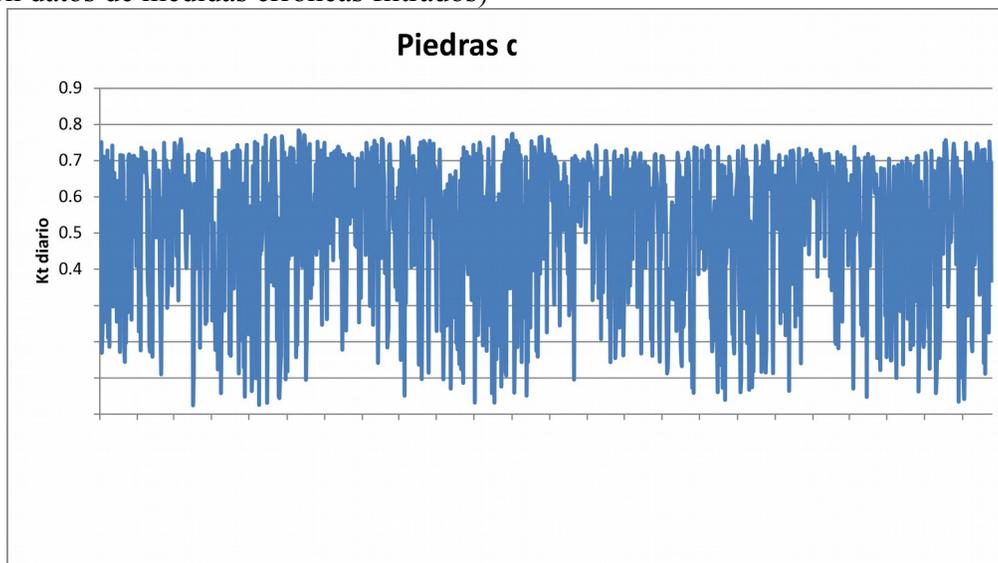
$$K_t = H_h/H_0h$$

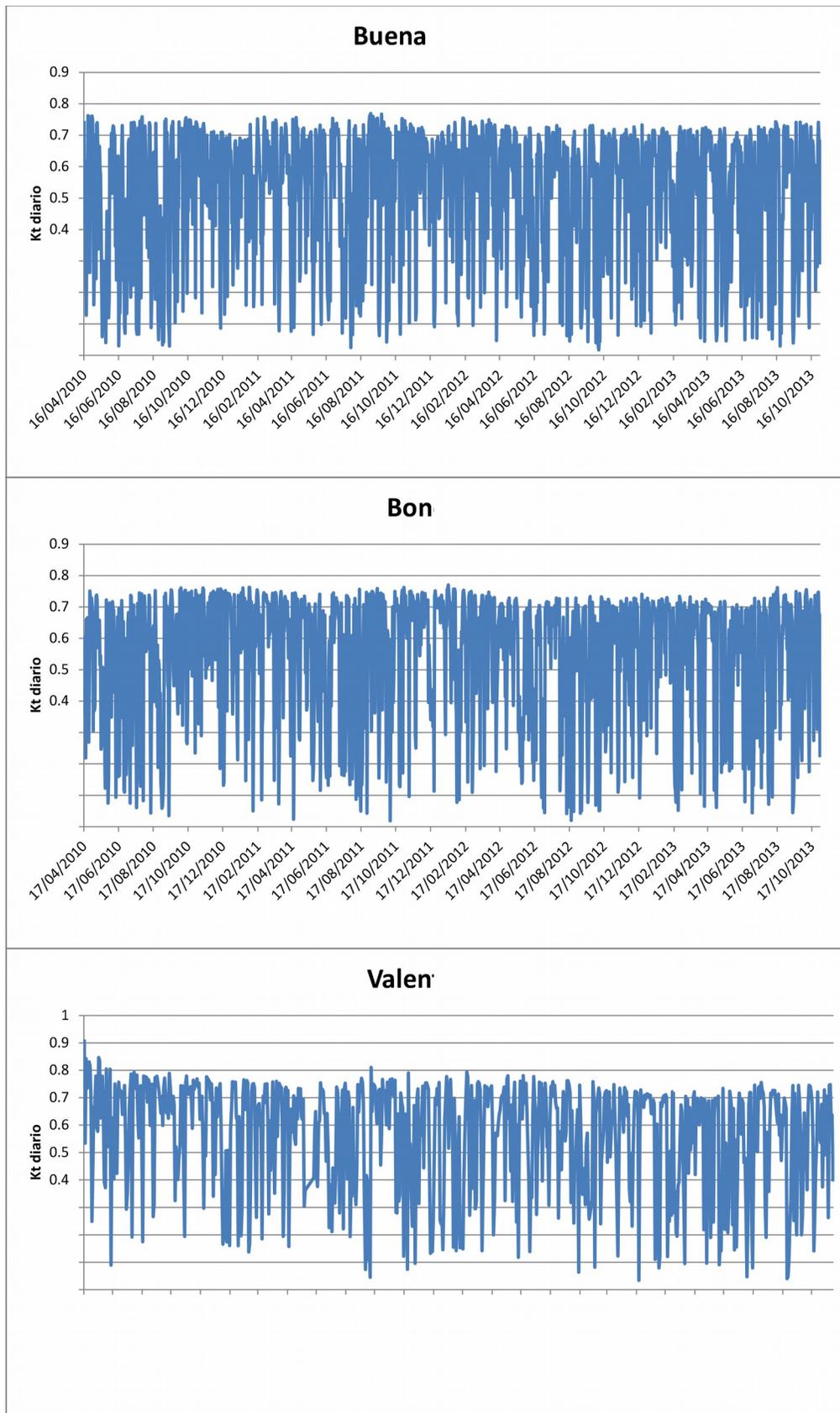
con H_h la irradiación diaria sobre plano horizontal y H_0h la correspondiente cantidad extraterrestre.

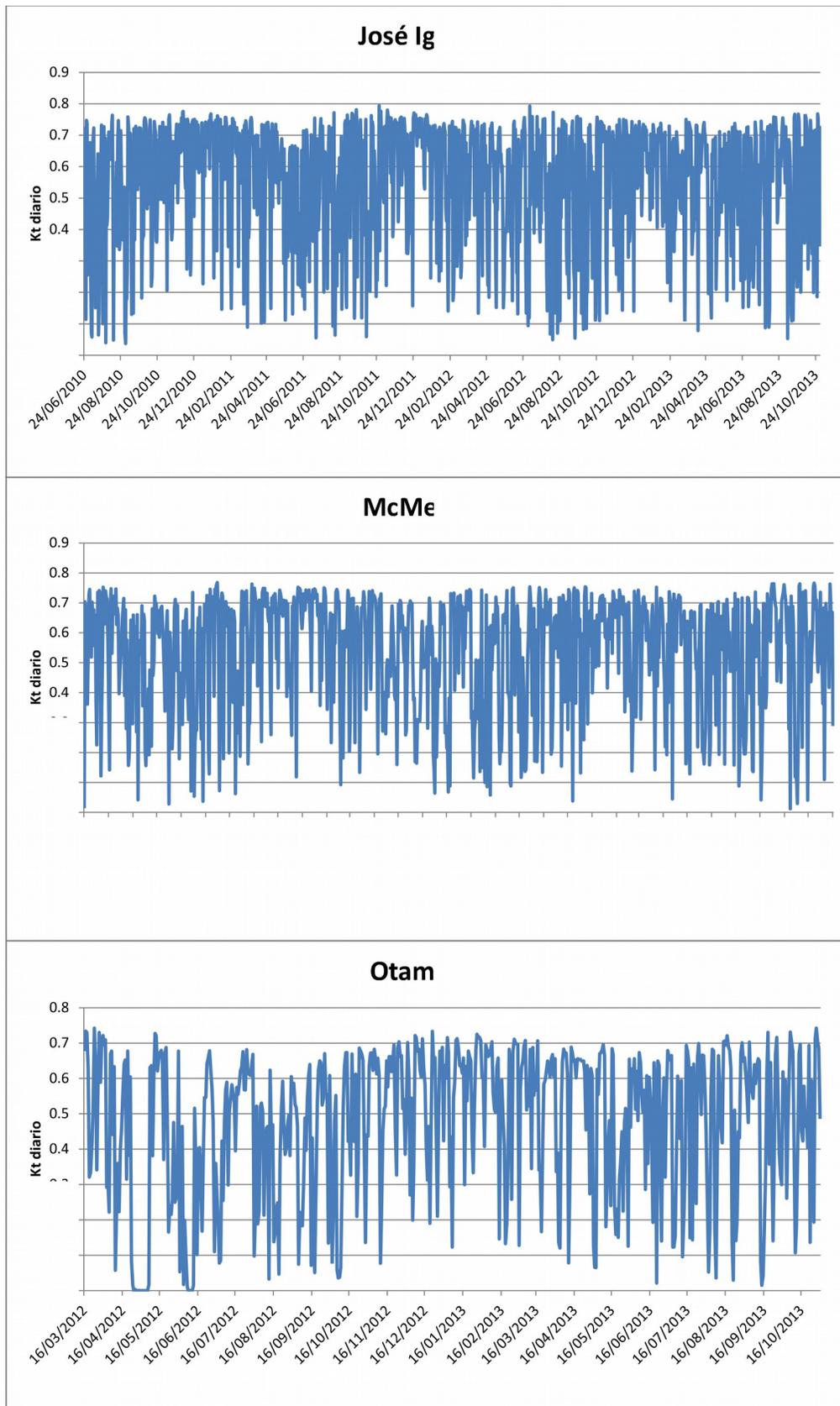
Al dividir entre la irradiancia extraterrestre se extrae en parte la información determinista asociada a la hora del día (ángulo horario), la ubicación (latitud) el día del año (declinación solar). El resultado es un indicador adimensionado con información sobre el estado de la atmósfera y que permite comparar entre sí (hasta cierto punto) diferentes ubicaciones, horas del día o momentos del año. El índice de claridad varía entre cero para condiciones muy nubladas y aproximadamente 0.85 para condiciones muy claras.

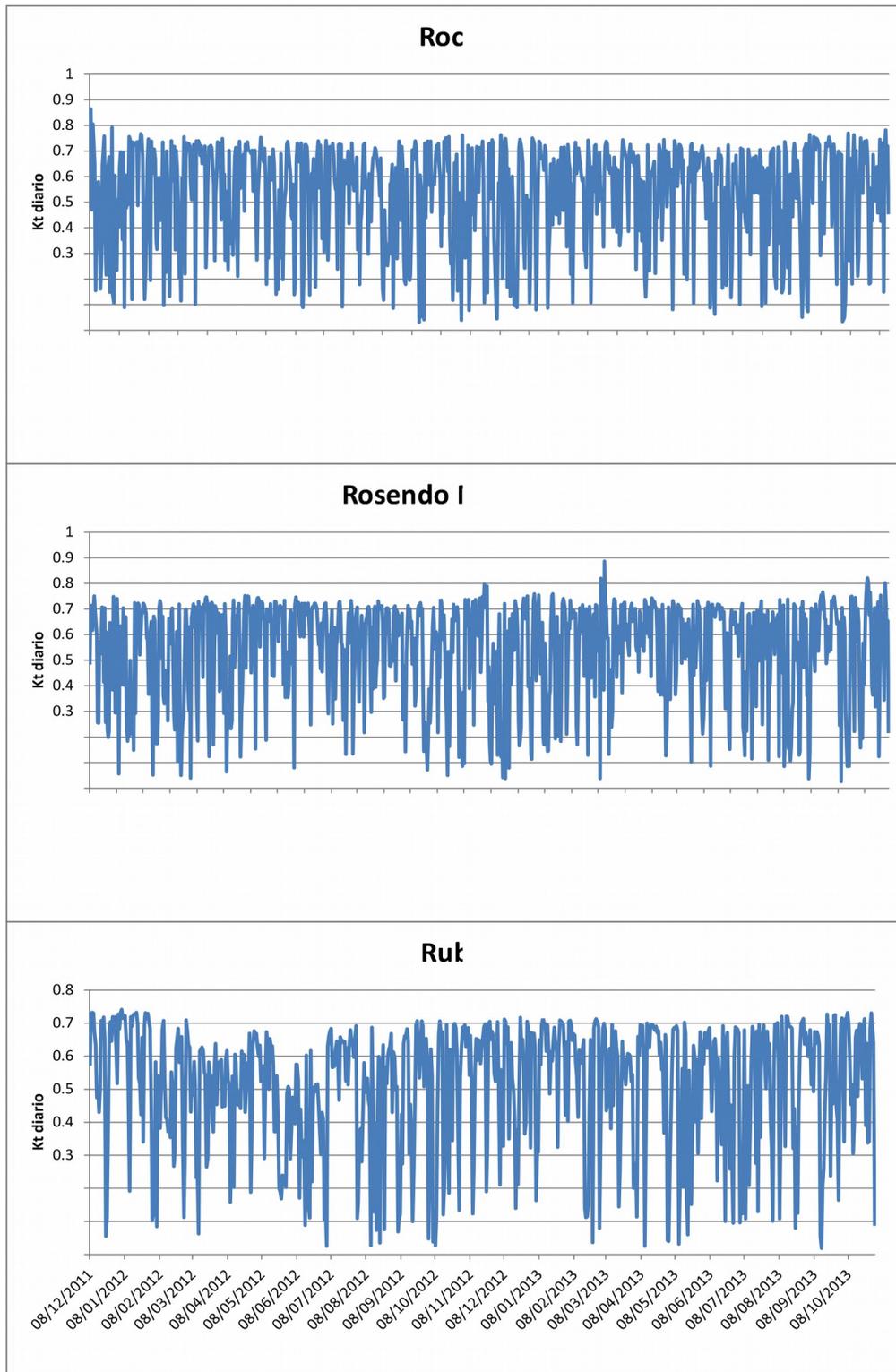
Resultados obtenidos:

(Gráficas con datos de medidas erróneas filtrados)









Con estos valores obtenidos se verificó que el índice de claridad no mantenga la estacionalidad mediante un análisis en frecuencia.

Se utilizó el siguiente código en MatLab:

```
clear all
```

```
clc

%leo los datos de Excel
kt=xlsread('Calculo de Kt diario 10 series','Piedras de Afilar','j5:j1452');

%borro los datos malos
i=0;
for i=1:length(kt)-1
    if kt(i)<0
        kt(i)=0;
    end
end

T=60*60*24; %periodo de muestreo en segundos (es diario)
Fs=1/T; %frecuencia de muestreo
L=length(kt); %largo de la señal

NFFT = 2^nextpow2(L); % siguiente potencia de 2 de longitud del vector
Y = fft(kt,NFFT); %transformada discreta de Fourier
Y = Y(1:NFFT/2); %la FFT es simetrica, uso solo la mitad

my=abs(Y);%tomo el módulo

my(1)=0; %saco la componente de continua

%acumulo la potencia
for i=2:length(my)
    my(i)=my(i)^2+my(i-1);
end

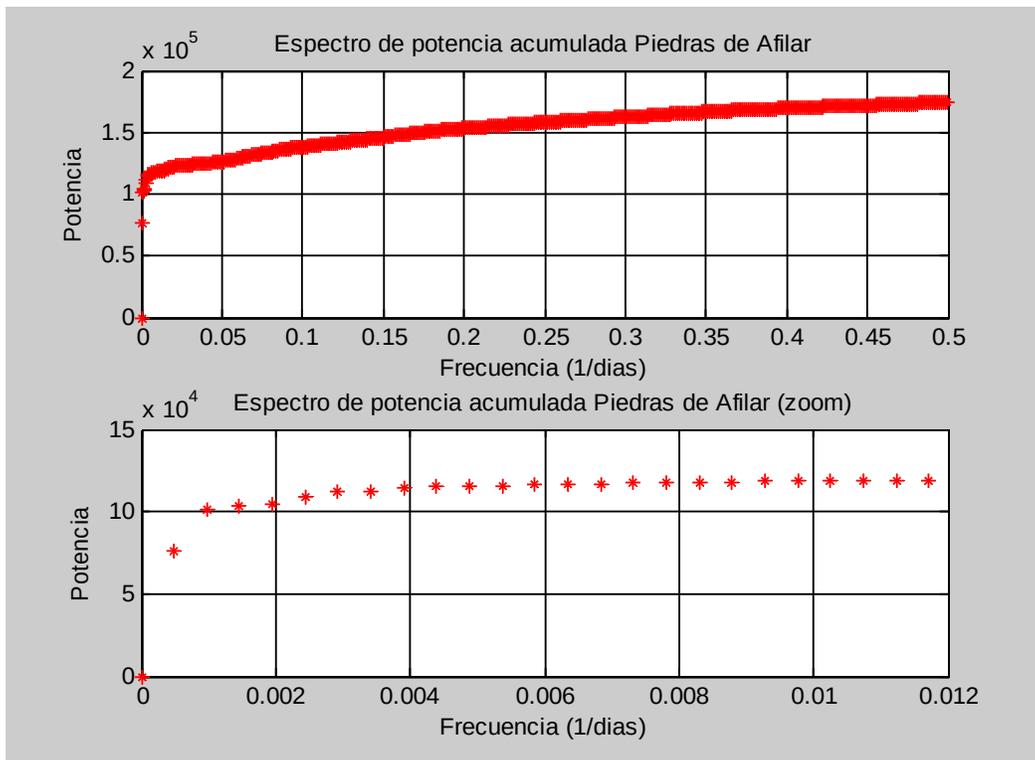
%vector de frecuencias
f =(0:NFFT/2-1)/NFFT;

%reduzco los vectores para obtener un zoom en los primeros puntos
n=25;
myred=[];
fred=[];
for i=1:n
    myred(i)=my(i);
    fred(i)=f(i);
end

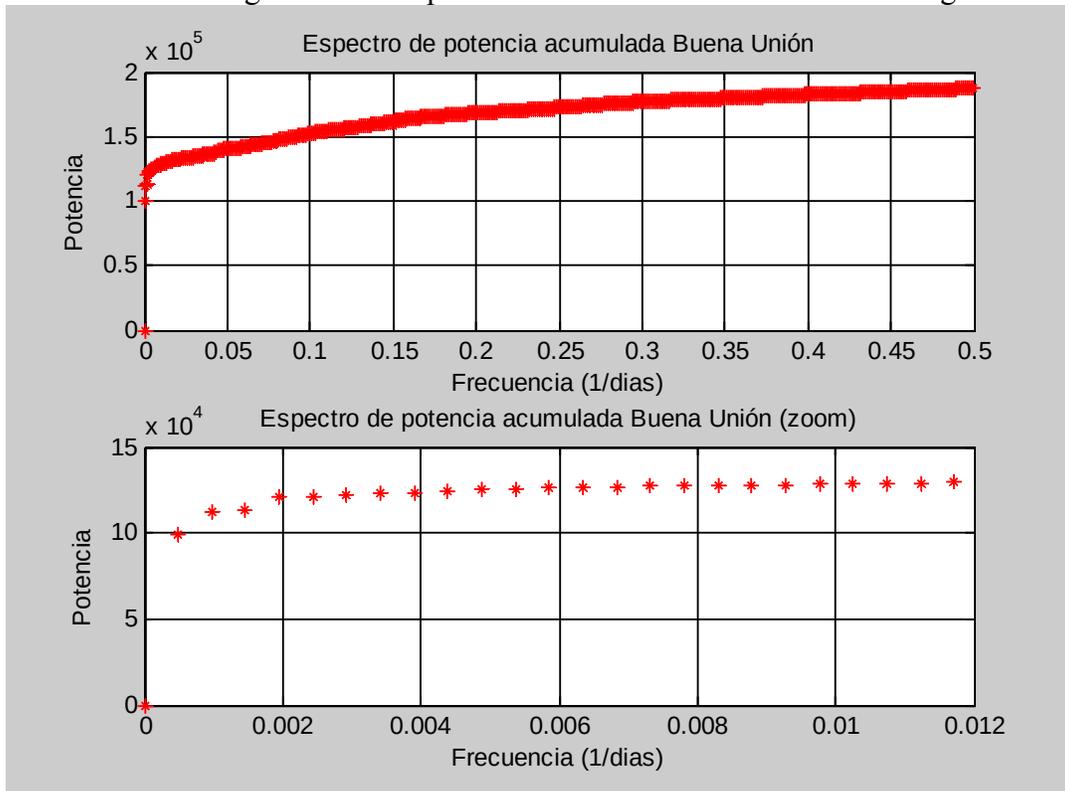
figure(1)

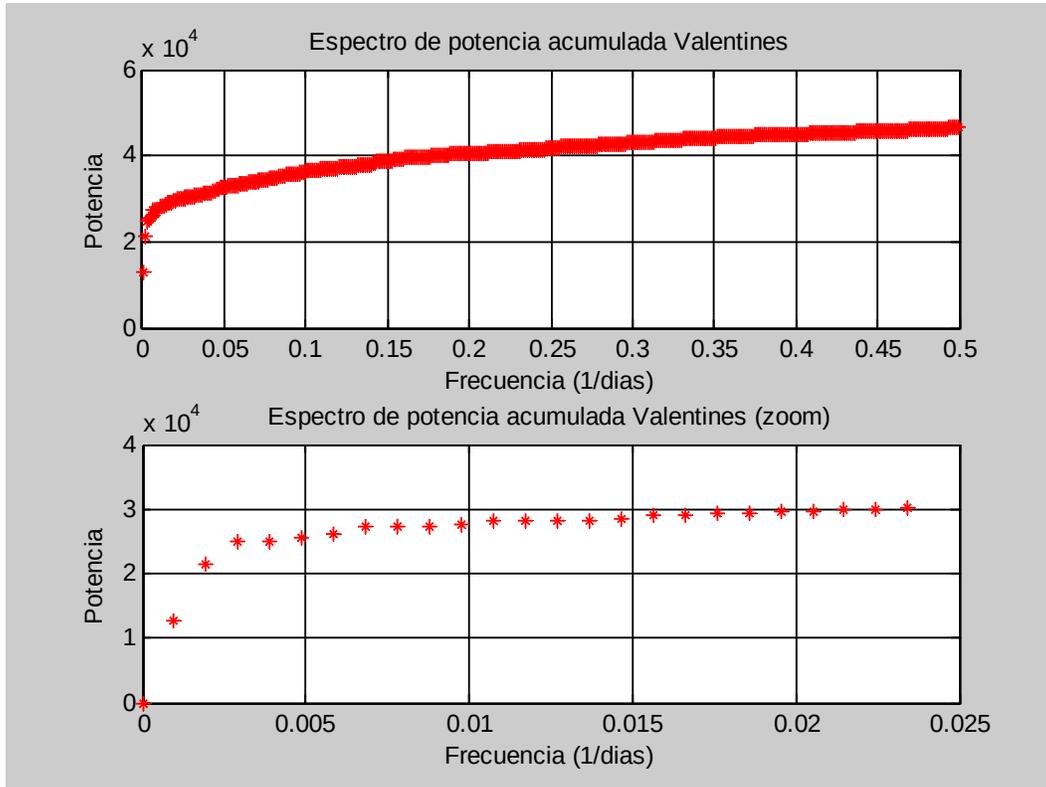
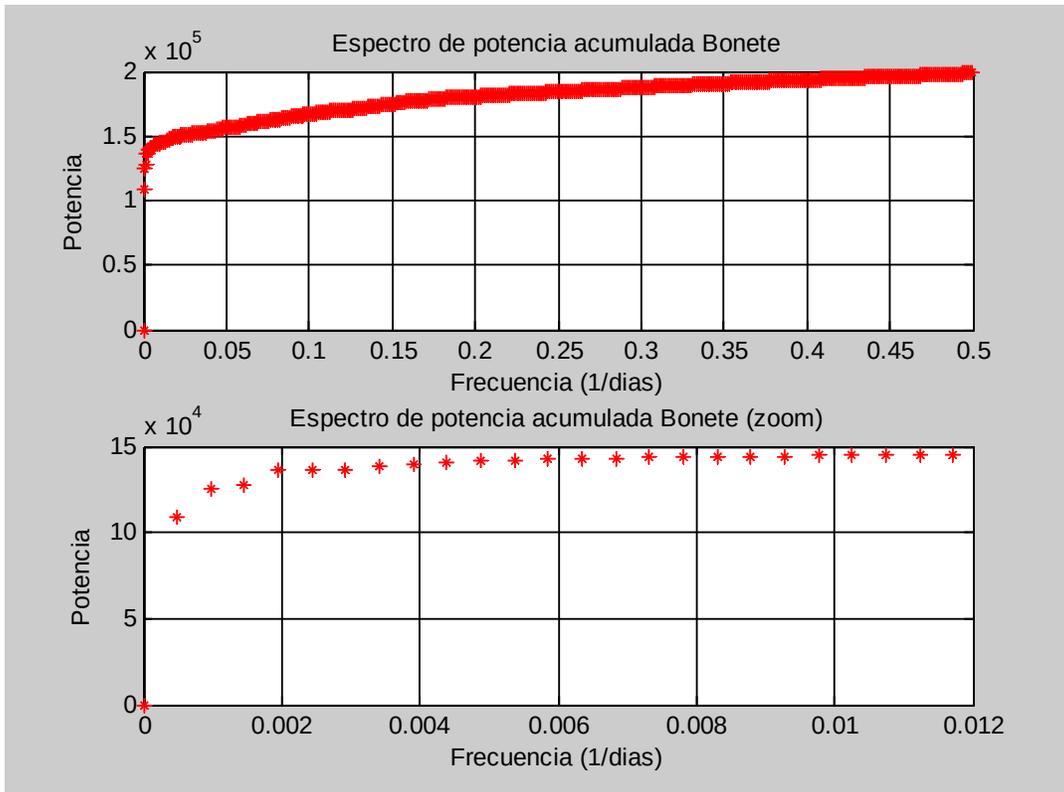
subplot(2,1,1), plot(f,my,'r*')
grid
title('Espectro de potencia acumulada Piedras de Afilar')
xlabel('Frecuencia (1/dias)')
ylabel('Potencia')
subplot(2,1,2), plot(fred,myred,'r*')
grid
title('Espectro de potencia acumulada Piedras de Afilar (zoom)')
xlabel('Frecuencia (1/dias)')
ylabel('Potencia')
```

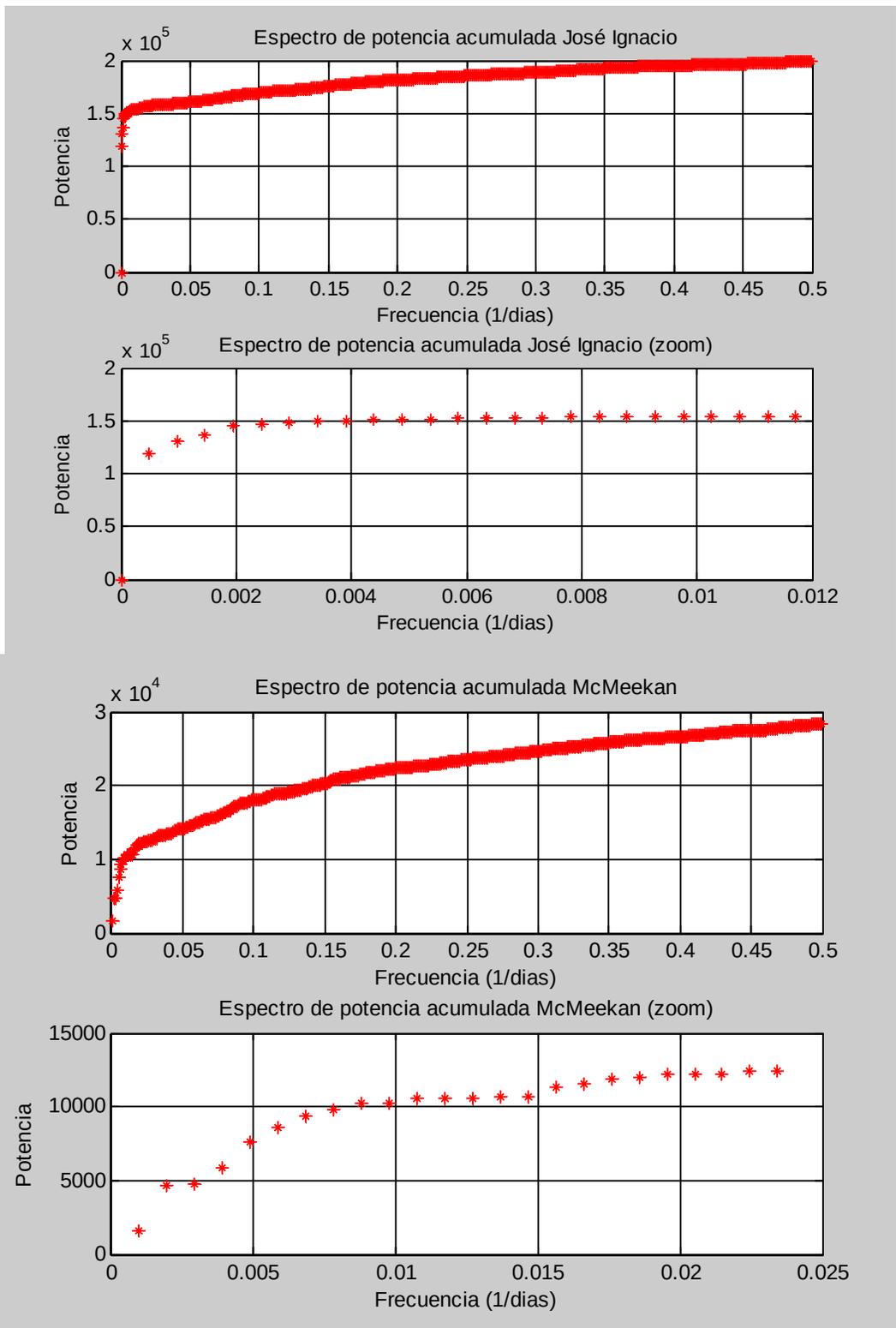
Resultados obtenidos para cada punto:

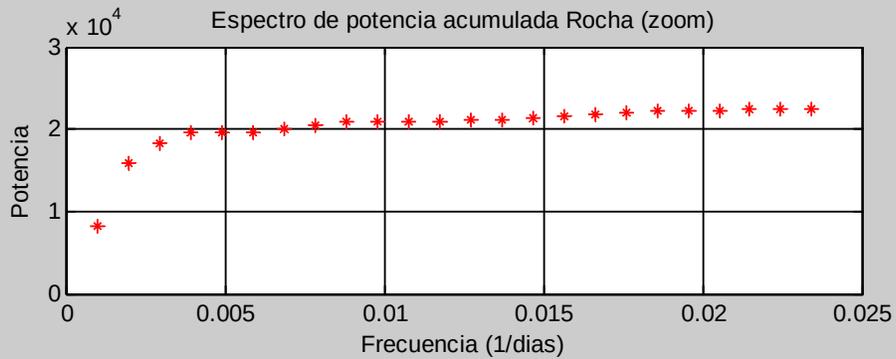
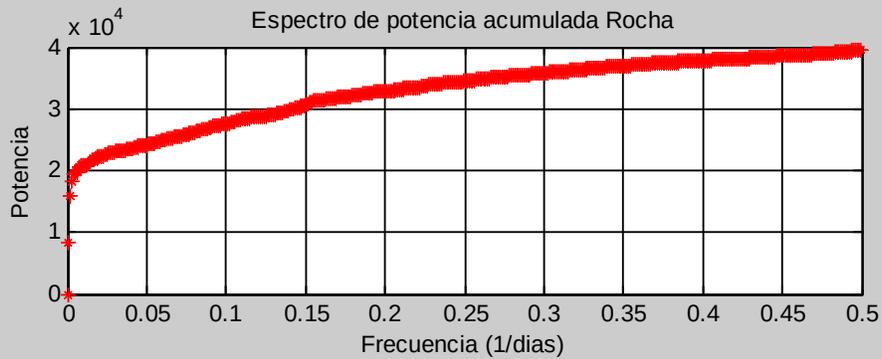
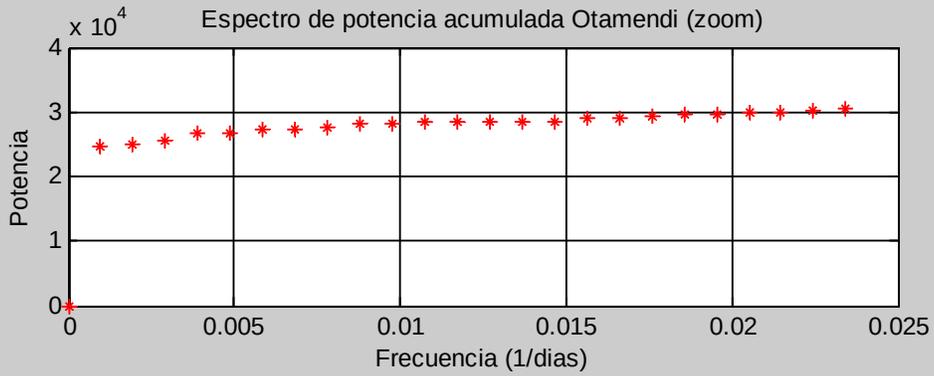
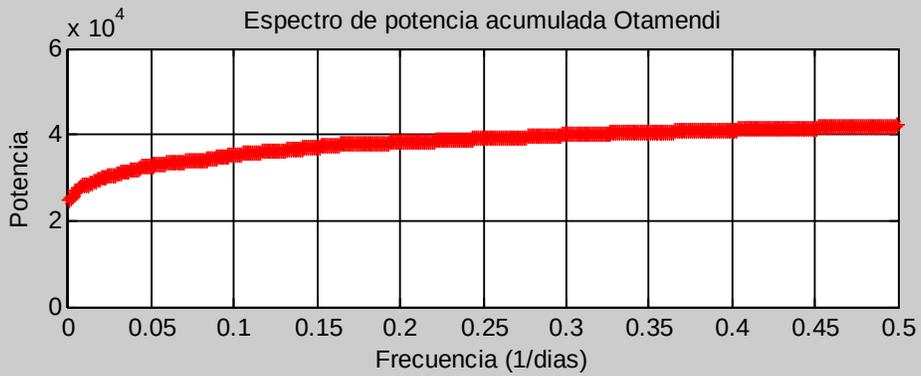


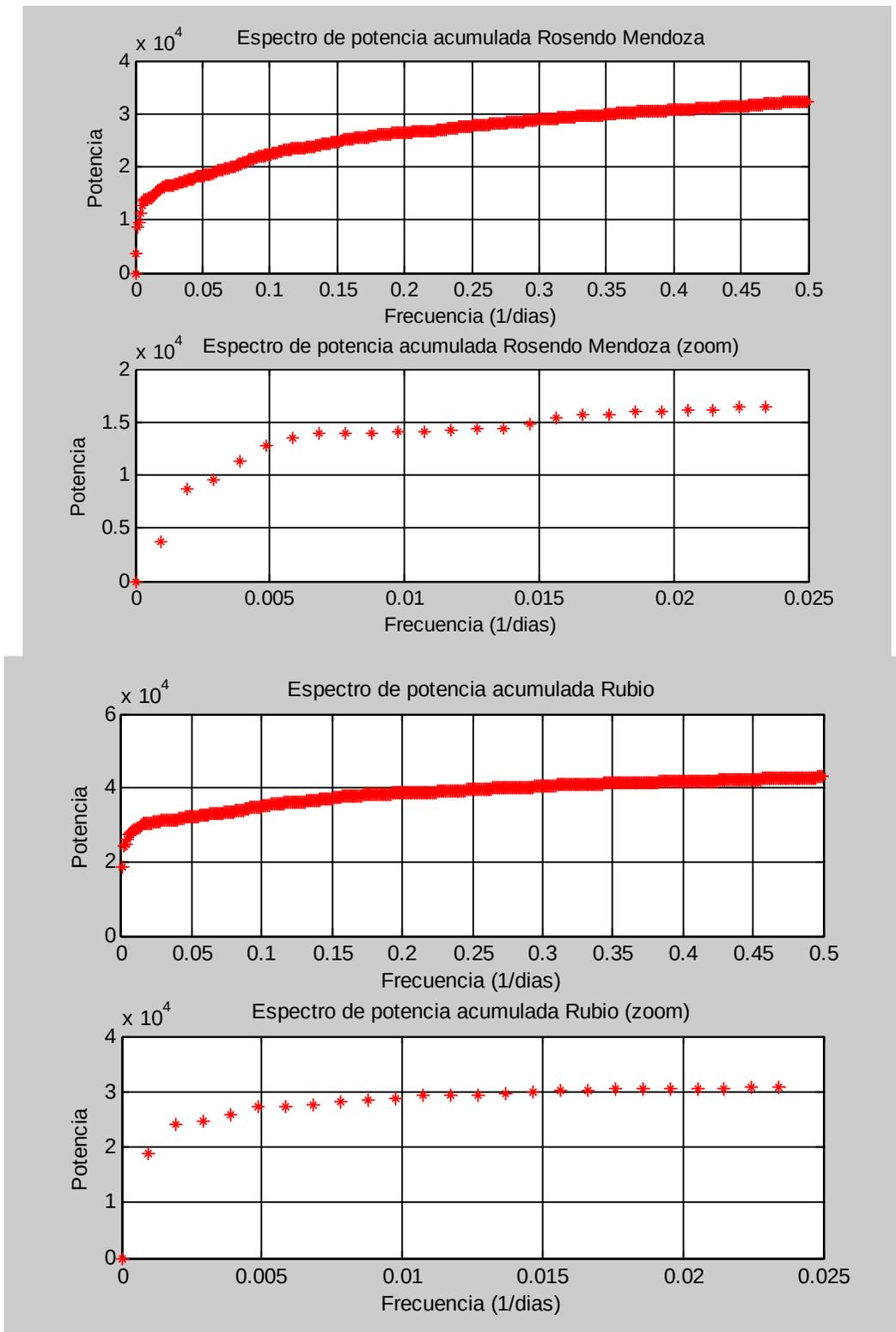
Para el caso de la estacionalidad anual la frecuencia sería de $0.002739726 \text{ días}^{-1}$.
 No se ve una acumulación significativa de potencia en la frecuencia anual ni en ninguna otra.











Se ve que en ningún punto aparece una acumulación de potencia.
 Se deduce que el índice de claridad elimina las estacionalidades de la radiación solar.

Anexo 2

Cálculo del Índice de Claridad (kt) horario.

Con las series de irradiancia diez minútales de ocho puntos del país (se descartaron dos lugares por período de medición muy corto), se calculó la irradiancia horaria I_h (kWh/ m²) para cada punto y la irradiancia extraterrestre sobre un plano horizontal I_{0h} para cada hora y cada punto.

La irradiancia extraterrestre horaria sobre plano horizontal se define mediante la siguiente ecuación:

$$I_{0h} = I_{cs} F_n (\cos d \cos f \cos w + \sin d \sin f)$$

Donde $I_{cs} = 1.37$ kWh/m² es la versión horaria de la constante solar,

f es la latitud de observador y d es la declinación solar, dada por la siguiente ecuación:

$$d = 0.006918 - 0.399912 \cos(G) + 0.070257 \sin(G) - 0.006758 \cos(2G) + 0.000907 \sin(2G) - 0.002697 \cos(3G) + 0.00148 \sin(3G)$$

donde $G = 2p(n - 1)/365$ y n es el ordinal-día n del año.

F_n es el factor orbital y está dado por la ecuación:

$$F_n = 1 + 0.033 \cos(2p n/365)$$

El ángulo horario w , está dado por la ecuación:

$$w = (p/12) (t_{UTC} - 12h + (L_0 - LUTC)/15 + E/60)$$

donde E está definida por la ecuación del tiempo:

$$E = 229.18 \min(0.0000075 + 0.001868 \cos(G) - 0.032077 \sin(G) - 0.014615 \cos(2G) - 0.04089 \sin(2G))$$

t_{UTC} es el tiempo estándar del observador (UTC-3 para Uruguay), L_0 es la longitud del meridiano del observador y $LUTC$ la del meridiano central del uso horario relevante (-45° para Uruguay).

Se calculó el índice de claridad, que es una forma adimensionada de expresar la radiación solar incidente en superficie.

A escala horaria, se define el índice de claridad horario,

$$kt = I_h / I_{0h}$$

con I_h la irradiación horaria sobre plano horizontal y I_{0h} la correspondiente cantidad extraterrestre.

El índice de claridad es un indicador adimensionado con información sobre el estado de la atmósfera y que permite comparar entre sí (hasta cierto punto) diferentes ubicaciones, horas del día o momentos del año. El índice de claridad varía entre cero para condiciones muy nubladas y aproximadamente 0.85 para condiciones muy claras.

Resultados obtenidos:

Con los resultados obtenidos se calcularán series CEGHs de índices de claridad horarios para cada punto.

Para realizar el análisis serial de los kts, se decidió filtrar los valores obtenidos tomado un intervalo en los cuales la irradiancia solar extraterrestre se encuentre entre 0 y 1.5 kWh/m² (valores del día) y los kts estén entre 0 y 0.85. Con esto se evitan los errores cometidos al calcular el índice de claridad horario.

En las medidas, cuando no hay sol, la medición es cero pero cuando se calcula la irradiancia solar extraterrestre ésta es negativa y al calcular el kt resulta en valores negativos o mayores a 0.85.

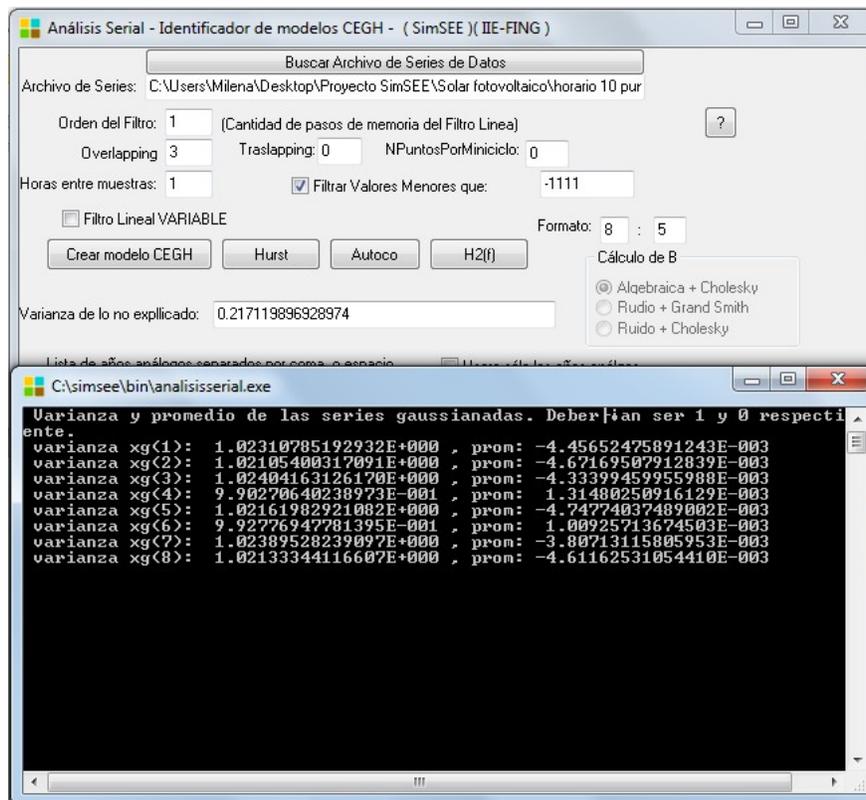
Los valores que no pertenecen al intervalo se sobrescribieron con el valor -12000, de manera de poder filtrarlos con el análisis serial.

Formato de entrada de las series de datos (CEGH_Kt_horaria_8puntos.txt) al análisis serial:



8	NSeries							
2011		9	9					
1	// Período de muestreo en horas							
18816	NPuntos							
1	Puntos por ciclo							
	Buena_Union	Bonete	Valentín					
0	-12000	-12000	-12000					
1	-12000	-12000	-12000					
2	-12000	-12000	-12000					

.....
.....



Serie sintética obtenida:

CEGH_Kt_horaria_8puntos.txt

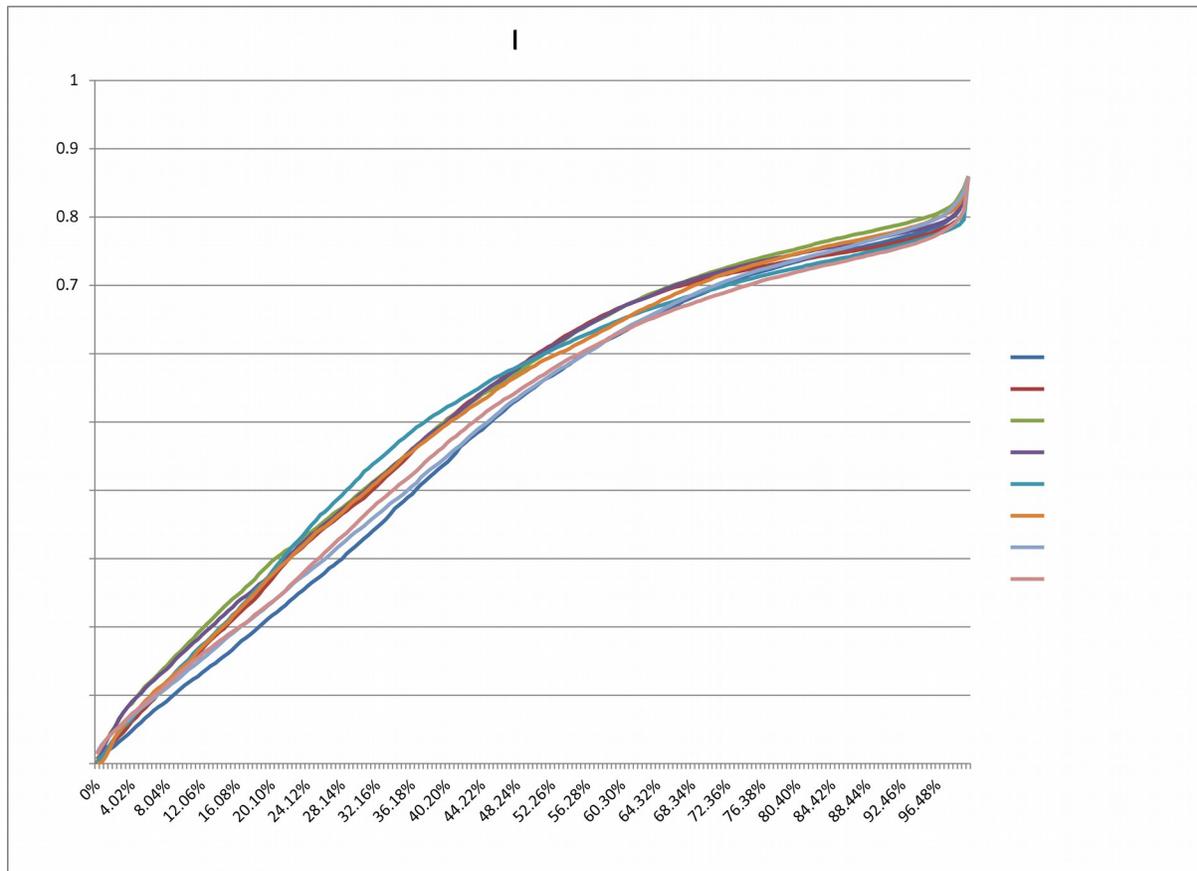
Obs: Se utilizó NVE(número de variables de estado)=0 para esta serie.

Filtro A:

	S1-1	S2-1	S3				
Buena Unión	0.741	0.122					
Bonete	0.057	0.682					
Valentines	0.029	0.172					
José Ignacio	-0.016	0.019					
McMeekan	0.000	0.026					
Rosendo Mendoza	0.025	0.051					
Rocha	0.030	0.039					
Piedras de Afilar	0.001	0.037					

Filtro B:

u1	u2	u3	u4				
0.461	0.000	0.000	0.				
0.110	0.431	0.000	0.				
0.097	0.109	0.445	0.				
0.092	0.088	0.067	0.				
0.041	0.048	0.037	0.				
0.103	0.113	0.049	0.				
0.087	0.078	0.082	0.				



7.3 Referencias

- Manual Técnico de Energía Solar Térmica. Volumen I: Fundamentos. Gonzalo Abal, Valeria Durañona. Marzo 2013

La implementación de este objetivo dio lugar a la publicación:

“Ing. Milena Gurin Añasco y MSc. Ing. Ruben Chaer, MODELADO DE RADIACIÓN SOLAR Y PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA APLICABLE A LA PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN. *INTEGRACIER 2014. CONGRESO IBEROAMERICANO DE ENERGÍA. CIER, NOV.2014 PUNTA DEL ESTE- URUGUAY*”

8 Objetivo 8) Creación de modelo de central solar-térmica.

Actor Solar Térmico

8.1 Introducción

En este informe se describe el funcionamiento del generador solar térmico introducido en SimSEE. Se presenta una descripción teórica del sistema, como se desarrolló el actor y un manual de usuario del mismo.

8.1.1 Marco Teórico

Los generadores solares térmicos se comportan como los generadores térmicos convencionales, salvo que utilizan la energía solar en lugar de combustibles fósiles como fuente energética para producir vapor.

La energía del Sol es concentrada mediante espejos, produciendo calor, el cual participa en un ciclo termodinámico que tiene como fin generar energía eléctrica.

Existe una gran variedad de formas de espejos, métodos de seguimiento solar y de generar energía útil, pero todos ellos funcionan bajo el mismo principio.

La ventaja principal de los generadores solares térmicos es que pueden reemplazar a las centrales eléctricas basadas en combustibles fósiles, lo que reduciría las emisiones de gases de efecto invernadero

Pueden utilizarse diversas tecnologías para concentrar y recoger la luz del sol y convertirla en calor a alta-media temperatura. Este calor se utiliza después para generar electricidad de forma convencional, por ejemplo, con una turbina de vapor o de gas. El calor solar recogido durante el día puede también almacenarse en un medio líquido o sólido, como las sales fundidas, materiales cerámicos, hormigón o mezclas de sales de fase cambiante, y puede extraerse durante la noche del medio del almacenamiento para mantener en funcionamiento la turbina.

Los sistemas de espejos concentradores utilizados en las plantas son sistemas de enfoque puntual o lineal. Los sistemas lineales concentran la radiación unas 100 veces y se obtienen unas temperaturas de trabajo de hasta 550°C, mientras que los sistemas puntuales pueden concentrar mucho más de mil veces y lograr unas temperaturas de trabajo de más de 1.000°C. Existen cuatro tecnologías comerciales: sistemas de cilindros parabólicos y sistemas de concentradores lineales de Fresnel, que ambos son concentradores lineales; y receptores centrales y sistemas de discos parabólicos, que son concentradores puntuales. Los sistemas de receptores centrales se denominan también torres solares.

A continuación se presenta una ilustración en la que se muestra el funcionamiento básico de una central solar térmica.

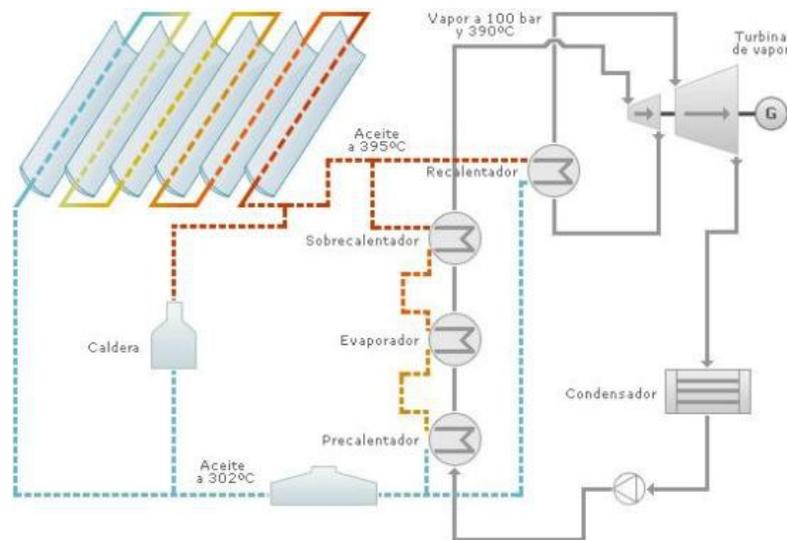


Figura 1. Esquema de central solar térmica de cilindros parabólicos

8.1.1.1.1 Tipos de generadores

8.1.1.1.1.1 Cilindros Parabólicos

Se utilizan reflectores de espejo en forma cilindro-parabólicos para concentrar la luz solar en tubos receptores térmicamente eficientes ubicados en la línea focal de la parábola. Normalmente los canales están diseñados para seguir el sol en un eje, predominantemente norte-sur. Se hace circular por esos tubos un fluido de transferencia térmica, como aceite térmico sintético. El fluido se calienta a unos 400°C mediante los rayos solares concentrados y se bombea por una serie de intercambiadores térmicos para producir un vapor supercalentado, que se convierte en energía eléctrica en un generador de turbinas de vapor convencional que puede formar parte de un ciclo de vapor convencional o integrarse en un ciclo combinado de turbinas de vapor y gas.

Como ventajas de la tecnología es importante resaltar su elevada eficiencia en torno al 70% y baja inercia térmica ante cambios meteorológicos. Como desventajas el elevado precio de las instalaciones y disponibilidad en momentos de mayor demanda.

8.1.1.1.1.2 Sistemas de Concentradores Lineales de Fresnel (LFR).

Un conjunto de reflectores casi planos concentran la radiación solar en receptores lineales invertidos elevados. El agua que fluye por los receptores se convierte en vapor. Este sistema es de concentración lineal, similar a un canal parabólico, con la ventaja de su bajo coste en soporte estructural y reflectores, juntas fijas del fluido, un receptor separado del sistema de reflectores, y grandes longitudes focales que permiten utilizar espejos planos. Esta tecnología es contemplada como una alternativa potencial de menor coste a la tecnología de canales parabólicos para la producción de calor de proceso solar.

Como ventaja de este sistema se tiene el bajo precio de estos espejos y la mayor superficie disponible que se tendrá para colocarlos. Como desventaja su menor eficiencia con respecto a los sistemas de cilindros parabólicos.

8.1.1.1.1.3 Sistemas de Receptor Central o Torre Solar

Un conjunto circular de heliostatos (grandes espejos con sistemas de seguimiento solar) concentra la luz solar en un receptor central montado sobre una torre. Un medio de transferencia térmica en este receptor central absorbe la radiación altamente concentrada reflejada por los heliostatos y la convierte en energía térmica que se utiliza para generar el vapor supercalentado para la turbina. Hasta la fecha, los fluidos de transferencia térmica que se han desarrollado incluyen agua/vapor, sales fundidas y aire.

Si se utiliza aire o gas a presión a temperaturas muy elevadas de unos 1000°C o más como medio de transferencia térmica.

8.1.1.1.4 Sistemas de Disco Parabólico

Un reflector parabólico en forma de disco concentra los rayos solares en un receptor situado en el punto focal de un disco. La radiación de los rayos concentrados se absorbe en el receptor para calentar un fluido o gas (aire) a unos 750°C. Este fluido o gas se utiliza para generar electricidad en un pequeño pistón o motor Stirling o una micro turbina, conectada al receptor.

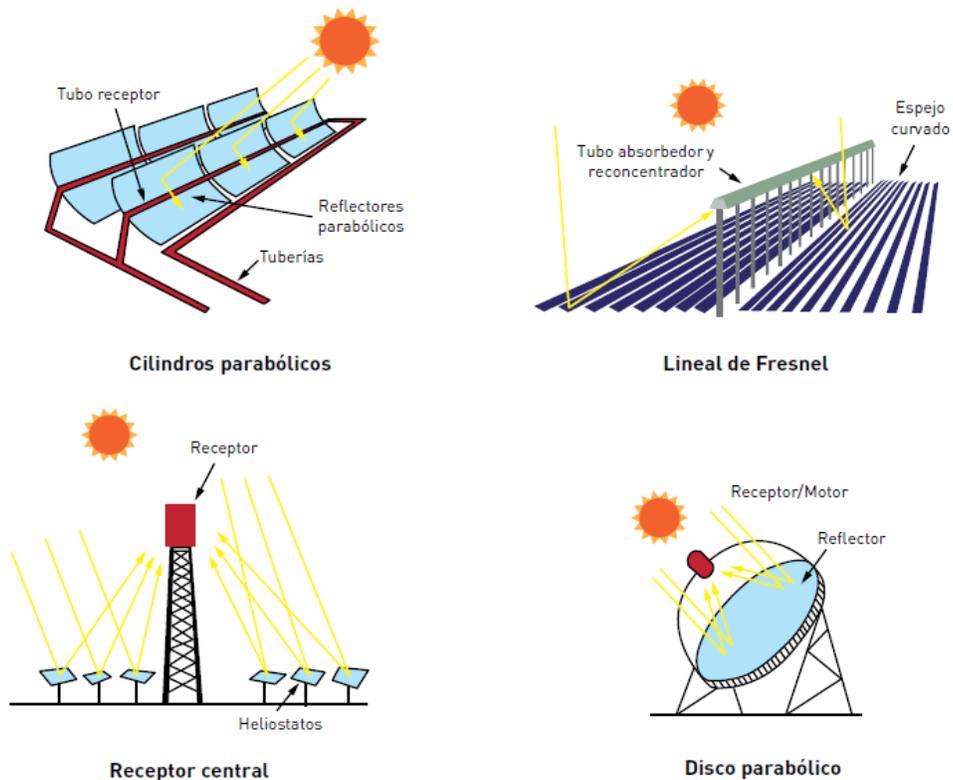


Figura 2

8.2 Modelado en SimSEE

El actor solar térmico es un generador térmico con encendido y apagado por postes que tiene una potencia variable. Esta potencia es una fuente aleatoria tipo CEGH que representa la potencia solar disponible.

Para realizar esto se tomó como modelos base el generador térmico con potencia y costo variable y el generador térmico on-off por poste que tiene disponible el programa.

También se habilita la posibilidad de utilizar un amplificador de potencia cuyo objetivo es amplificar el valor de la fuente aleatoria utilizada y la posibilidad de almacenar la energía recibida en un poste para poder utilizarla en otro poste, por ejemplo el pico.

La idea es tener un generador térmico con un máximo y un mínimo técnico que reciba una potencia variable (que representaría la energía solar disponible).

En la figura 3 se presenta la ventana que aparece en el programa cuando se agrega un actor solar térmico, el mismo se encuentra dentro del grupo de los generadores térmicos.

Para crear el generador se debe asignar un nombre y un nodo. Luego con el botón Agregar Nueva Ficha se crea una ficha que posee la información del generador. Aparecerá la ventana que se ve en la figura 4.

En las potencias por poste es donde se indica la fuente aleatoria de potencia que se utiliza para modelar la potencia recibida del Sol. Previamente se necesita tener definida una variable aleatoria que tenga estos datos.

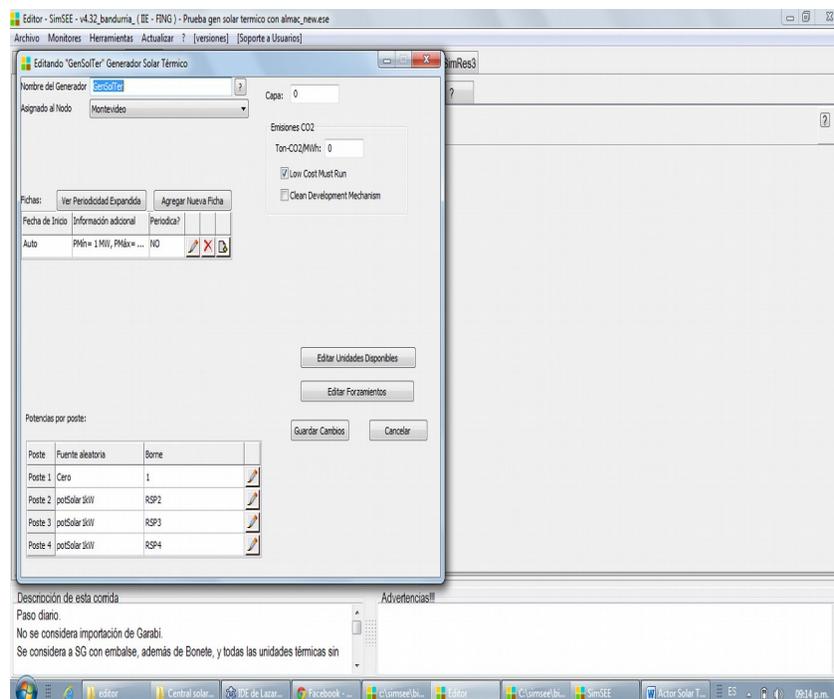


Figura 3

En esta ventana se ingresan los datos que caracterizan al generador solar térmico. Se le debe asignar una fecha de inicio, que es la fecha de cuando comenzaría a operar el actor. Si no se especifica se asigna por defecto un valor que corresponde al inicio de los tiempos. Se tiene la opción de indicar si la máquina es periódica, o sea en que períodos de tiempo cíclicos la misma se encuentra prendida o apagada.

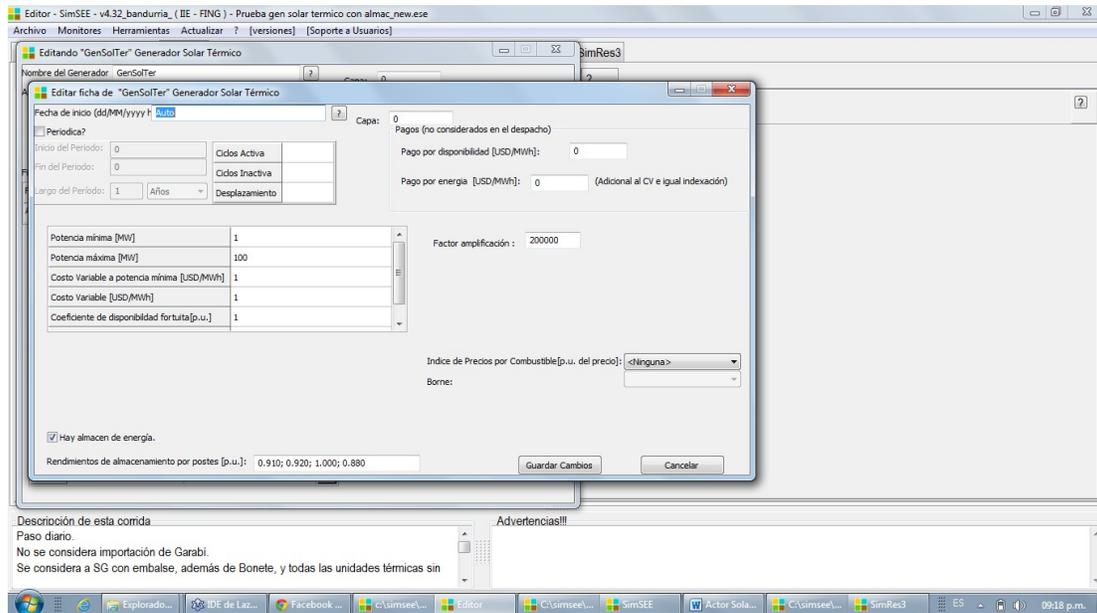


Figura 4

Se puede agregar el pago por disponibilidad y el pago por energía que son costos no considerados en el despacho físico.

El factor de amplificación es un número entero mayor que cero que multiplica la fuente aleatoria de potencia de manera de tener una fuente amplificada con el mismo comportamiento que la original (por si la fuente es de potencia muy baja).

Potencia Mínima (PMin): es la potencia mínima en MW del generador.

Potencia Máxima (PMax): es la potencia máxima en MW del generador.

Costo Variable a Potencia Mínima: es el costo de suministrar la energía a la potencia correspondiente a PMin.

Costo Variable: es el costo por MWh suministrado por encima de PMin en USD/MWh.

Coefficiente de Disponibilidad Fortuita: es la probabilidad de que el generador se encuentre disponible.

Índice de Precios por Combustible: especifica una fuente aleatoria y un borne para usar su valor como multiplicador del costo. Si no se especifica una fuente el multiplicador es 1.

Rendimientos de almacenamiento por postes: Se utiliza para modelar el almacenamiento de energía que se puede realizar cuando una planta solar térmica utiliza bancos de acumulación. Por ejemplo, si la planta tiene un banco de almacenamiento basado en sales, se puede llegar hasta a seis horas más de funcionamiento cuando no hay sol.

Para esto se incluye la opción de ingresar un vector con valores en p.u. que representen la mejora que se produce por utilizar la energía en determinado poste. Se debe activar el checkbox “Hay almacén de energía” y luego introducir los valores correspondientes para cada poste.

Se distribuye la energía generada en los postes (energía/rendimiento de almacenamiento) de manera que la energía total del paso no exceda la energía máxima recibida durante el paso de tiempo.

Por ejemplo si tengo dos postes y pongo en el vector (1 ; 0.5) significa que:

$$\frac{\text{Energía poste 1}}{1} + \frac{\text{Energía poste 2}}{0.5} \leq \text{Emax por paso de tiempo} - \text{Energía mínima}$$

$$\frac{\text{Energía poste 1}}{1} + \frac{\text{Energía poste 2}}{0.5} \leq \text{Emax por paso de tiempo} - \text{Energía mínima}$$

Para el caso de los cuatro postes típicos diarios, se puede suponer que se toma un decaimiento de un 1% por hora. Se supone que se alcanza un rendimiento máximo en la hora que hay más sol (aproximadamente las 13:00 horas, poste 3) que es cuando más se almacena, y que luego existen pérdidas energéticas que hacen bajar este valor.

En la figura 5 se muestra un bosquejo de la variación del factor de almacenamiento según las horas del día y postes correspondientes.

Por ejemplo, si se toma la hora 13 con un factor igual a 1, luego para el poste 2 este factor será aproximadamente 0.91 (promedio en el poste), para el poste 1 será 0.92 y para el poste 4 será 0.88. Se supone que el almacenamiento podría llegar a ser de hasta 6 horas.

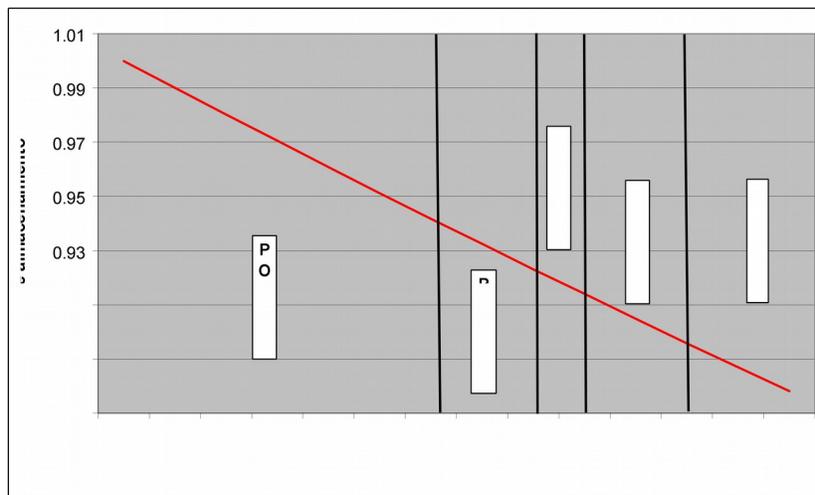


Figura 5

Se recuerda que esta es una suposición teórica a efectos de lograr una representación más realista en el modelo. Estos valores son solo un ejemplo y pueden cambiar según la cantidad de postes y tipo de almacenamiento.

El botón Editar Unidades Disponibles de la figura 3 abre la ventana de la figura 6. Se puede tener más de una unidad con las mismas características que se especificaron en la ficha del generador.

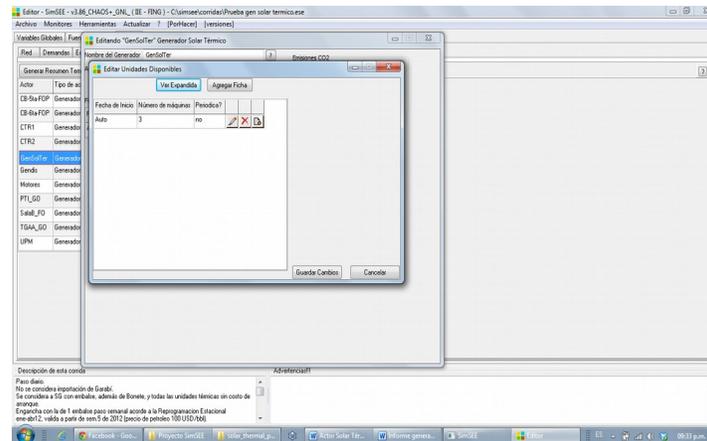


Figura 6

El botón Editar Forzamientos de la figura 3 abre la ventana de la figura 7. Se puede especificar si se quiere que la unidad esté forzada a cierta potencia. Para esto se debe indicar la fecha, activar el checkbox “Activar forzamiento” e introducir un valor de potencia (MW) en la casilla “Forzamiento”.

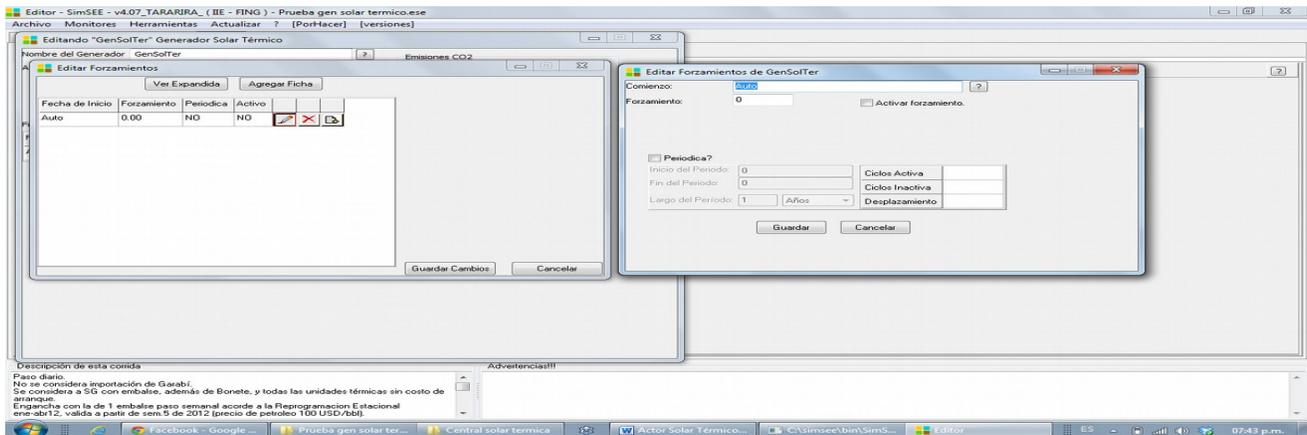


Figura 7

8.2.1 Representación en el modelo

La central puede generar entre una potencia mínima P_{\min} y una potencia máxima P_{\max} . El costo de producción es $co + cv \cdot (P - P_{\min})$ si la central se encuentra en operación y 0 (cero) si se encuentra apagada.

La función de costo está dada en la figura por la recta definida por los puntos (P_{\min}, co) y $(P_{\max}, co + cv \cdot (P_{\max} - P_{\min}))$ y el punto $(0,0)$. Esta función es no-convexa lo que complica la optimización del despacho y el planteo del problema de optimización.

Para resolver el problema se agrega una variable adicional que indica si la central se encuentra en operación o no. Se llamará A a la variable que indica si la central está prendida o no.

$A = 1$ significa que la central está en operación y por lo tanto vale que el costo es $co + cv \cdot (P_{\max} - P_{\min})$ y $A = 0$ significa que la central está apagada y por lo tanto su costo de producción es CERO.

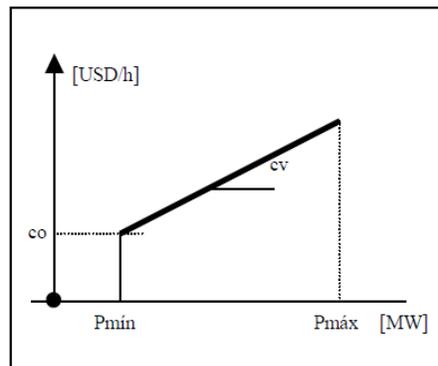


Figura 8

En el problema de optimización, la central agregará dos variables y una restricción adicional. Como variables de optimización se pondrá $B_{max} = P - P_{mín}$ (esto es la potencia por encima del mínimo, P es la potencia máxima disponible por poste) y A (el indicador de prendido o apagado). Los límites de estas variables son: $0 \leq B_{max} \leq P_{máx_por_poste} - P_{mín}$ y $A = [0|1]$. La potencia generada se puede expresar como: $P = B_{max} + P_{mín} * A$. Cuando $A=1$, $P = B_{max} + P_{mín}$ y como B_{max} puede tomar cualquier valor entre 0 y $P_{máx_por_poste} - P_{mín}$, P puede tomar cualquier valor entre $P_{mín}$ y $P_{máx_por_poste}$. Cuando $A=0$, tendría que ser $P=0$, para obligar esta situación se agrega una restricción que es: $B_{max} \leq (P_{máx} - P_{mín}) * A$

8.2.2 Conteo de Variables y Restricciones

Conteo de variables del optimizador (Reales y Enteras)

$ivar := ivar + NPostes * 2$

Conteo de restricciones

$ires := ires + NPostes;$

Si se activa el almacén de energía se agrega una restricción más, se incrementa $ires$.

Conteo de variables enteras

$ivae := ivae + NPostes$

Cargando el Simplex

$ivar$ tiene el índice a la primer variable de la máquina en el conjunto total de variables

$ires$ tiene el índice a la primer restricción de la máquina en el conjunto total de restricciones.

$inodo$ tiene el índice correspondiente a la primer restricción de balance de potencia del nodo al que está conectada la central.

Cargado de los aportes de potencia al nodo en cada poste

$P = B + P_{mín} * A$

```

inodo:= nodo.ires; // índice de la restricción del nodo al que se encuentra
conectado.
for iposte:= 0 to NPostes-1 do
begin
    s.pon_e( inodo+iposte, ivar+iposte, 1 ); // coeficiente de la B[iposte]
    s.pon_e( inodo+iposte, ivar+NPostes+iposte, Pmin ) // coef A[iposte]
end;

```

Cargado de la función a maximizar (-costo)

```

for iposte:= 0 to NPostes -1 do
begin
    s.pon_e(s.nf, ivar + iposte, -cv * globs.DurPos[iposte]); // coeficiente de
    la B[iposte]
    s.pon_e(s.nf, ivar + globs.NPostes + iposte, -c0 * globs.DurPos[iposte]) //
    coef A[iposte];
end

```

Cargado de las restricciones auxiliares

$(P_{max}-P_{min})A-B \geq 0$

Si hay almacenamiento de energía se permite que el generador funcione entre la potencia mínima y la potencia máxima del generador.

Si no hay almacenamiento de energía se permite que el generador funcione entre la potencia mínima del generador y la potencia máxima de cada poste, ya que no podría producir más potencia de la que recibe en dicho poste.

$B_{Max_r} := pa.P_{Max} - pa.P_{Min};$

```

for iposte:= 0 to NPostes -1 do
begin
    s.pon_e( ires+iposte, ivar+iposte, -1 ); // coef B[iposte]
    if pa.HayAlmacenDeEnergia then
        s.pon_e(ires, ivar + globs.NPostes + iposte, BMax_r )
        // -B+A(PMaxDisponible-Pmin) >= 0
    else
        s.pon_e(ires, ivar + globs.NPostes + iposte, min(BMax[iposte], BMax_r) );
        // -B+A(mínimo(PMaxDisponiblePorPoste, PMaxDisponible)-Pmin) >= 0

```

Restricciones adicionales por almacenamiento de energía:

$$\sum_{j=0}^{n_{postes}} \frac{Energia_j}{rend_j} \leq E \max PasoDeTiempo$$

```

if pa.HayAlmacenDeEnergia then
begin
    for iposte := 0 to globs.NPostes - 1 do
    begin
        s.pon_e(jres, ivar + iposte, -globs.durpos[iposte] /
        pa.rendimiento_almacen[iposte]); // resta energia generada por arriba del

```

```
    minimo técnico
    s.pon_e(jres, ivar + globs.NPostes + iposte, -globs.durpos[iposte] *
    pa.PMin / pa.rendimiento_almacen[iposte]);
end;
s.pon_e(jres, s.nc, EmaxPasoDeTiempo);
end;
```

Cargando Restricciones de Caja y Declarando Enteras.

```
// Restricciones de caja de las B (Esto no es necesario pues las restricciones
adicionales obligan que estas se cumplan. Por eso le pongo el 1.1 para dejarle la
caja un poco floja *)
for iposte := 0 to globs.NPostes - 1 do
    s.cota_sup_set(ivar + iposte, (pa.PMax-pa.PMin)*NMaquinasDisponibles*1.1);

// Restricciones de caja de las A y las declaramos enteras
for iposte := 0 to globs.NPostes - 1 do
    s.set_EnteraConAcople(
        ivae + iposte, ivar + globs.NPostes + iposte, NMaquinasDisponibles,
        ivar + iposte, ires + iposte);
```

En el llamado a set_entera, el primer parámetro es el número de variable entera, el segundo el número de variable de optimización que le corresponde a dicha variable entera (en el conjunto de todas las variables, enteras y no enteras) y el tercer parámetro es la cota superior de la variable entera. La cota inferior es siempre 0 (cero).

El cuarto y quinto parámetro indican corresponden a las restricciones adicionales, de acople.

Lectura de resultados

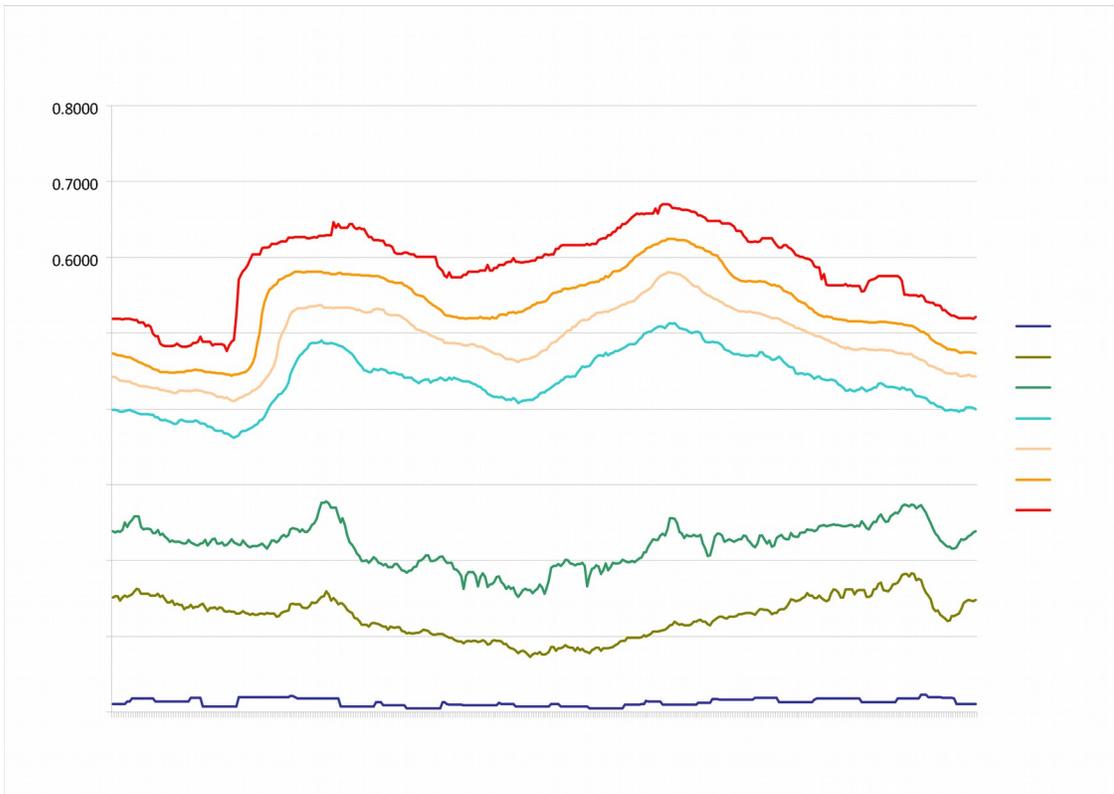
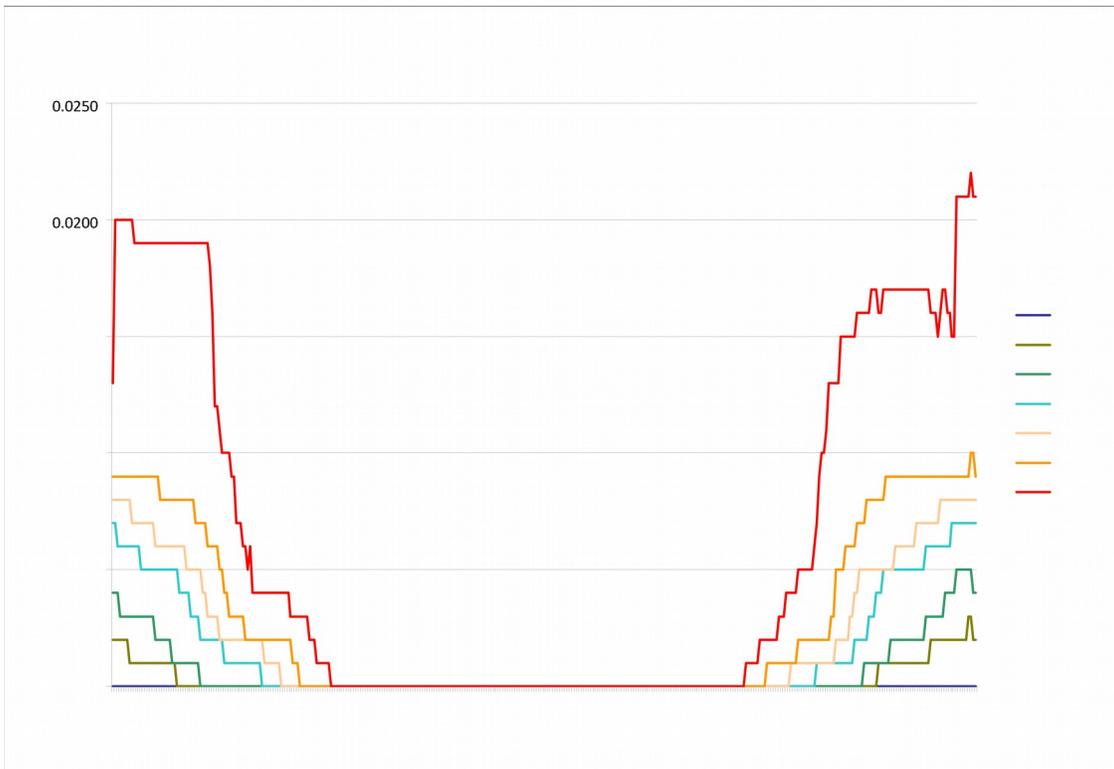
Se lee el estado despachado o no en la variable vector A y las potencias medias despachadas en cada poste en el vector P.

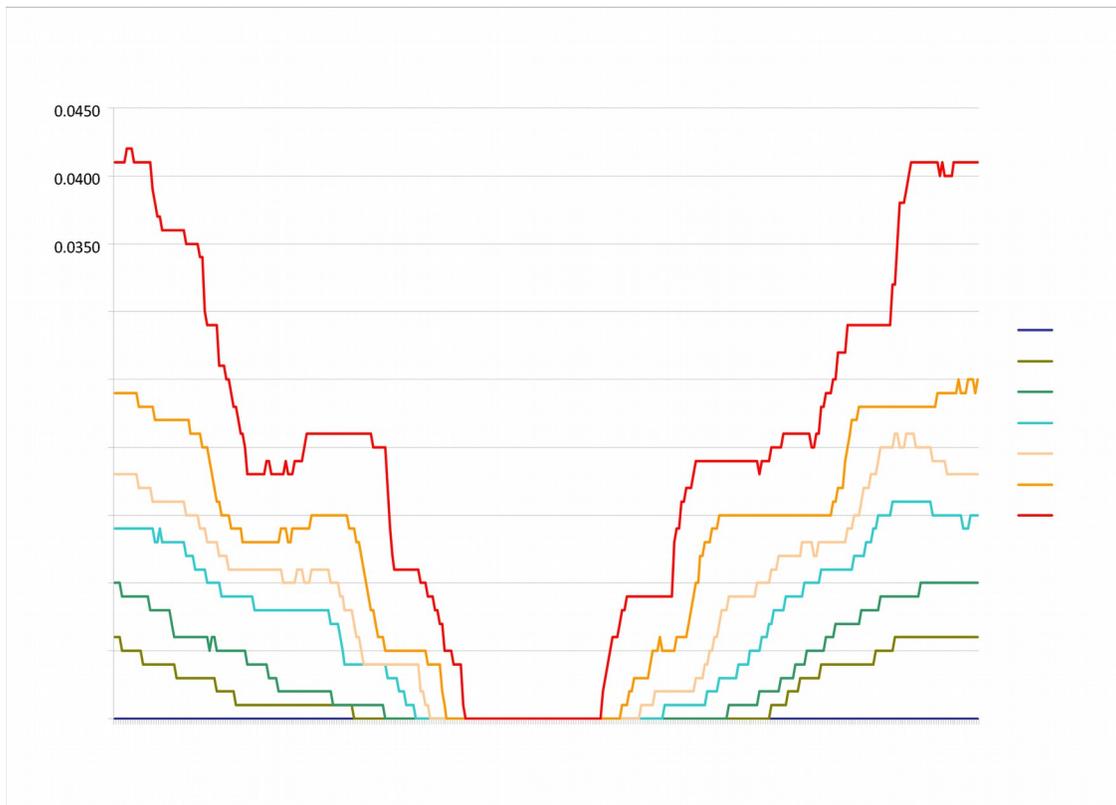
```
for iposte:= 0 to NPostes -1 do
begin
    A[iposte]:= trunc( s.xval(ivar+NPostes+iposte ) +0.2 );
    P[iposte]:= s.xval( ivar+iposte ) + A[iposte]* Pmin;
end;
```

8.2.3 Pruebas realizadas

Se utilizó una CEGH de potencia solar 1kW pico (SintetizadorCEGH_PotSolar1kWCurso2011.txt) que representa una medición de potencia solar en los postes 2, 3 y 4 y se amplificó por un factor de 200000 para lograr una fuente de 200 MW pico.

CEGH utilizada, probabilidades de no excedencia por paso de tiempo y por poste (sin amplificar, potencia de 1 kWpico):





Datos de potencia por postes resultantes de la calibración del cono (con factor de amplificación 200000):
 Se muestran los primero 31 pasos, correspondientes al mes de Enero que se utilizó en la simulación.

Editar "potSolar1kW" Sintetizador CEGH

Nombre de la Fuente: potSolar1kW

Archivo De Datos: SintetizadorCEGH_PotSolar1kWCurso2011.txt

Duración del Paso de Sorteo[h]: 24

Duración del Paso de Tiempo[h]: 24

Valores Iniciales para Simulación (por paso de sorteo) y conos de PRONOSTICOS:

Borne	Valores iniciales y guía del pronóstico	NPCC	NFLC	NPSA	NPAC	pe(p.u.)	NRet
RSP2		0.0	0	0	0	0.5	1
RSP3		0.0	0	0	0	0.5	1
RSP4		0.0	0	0	0	0.5	1

Calibrar Cono

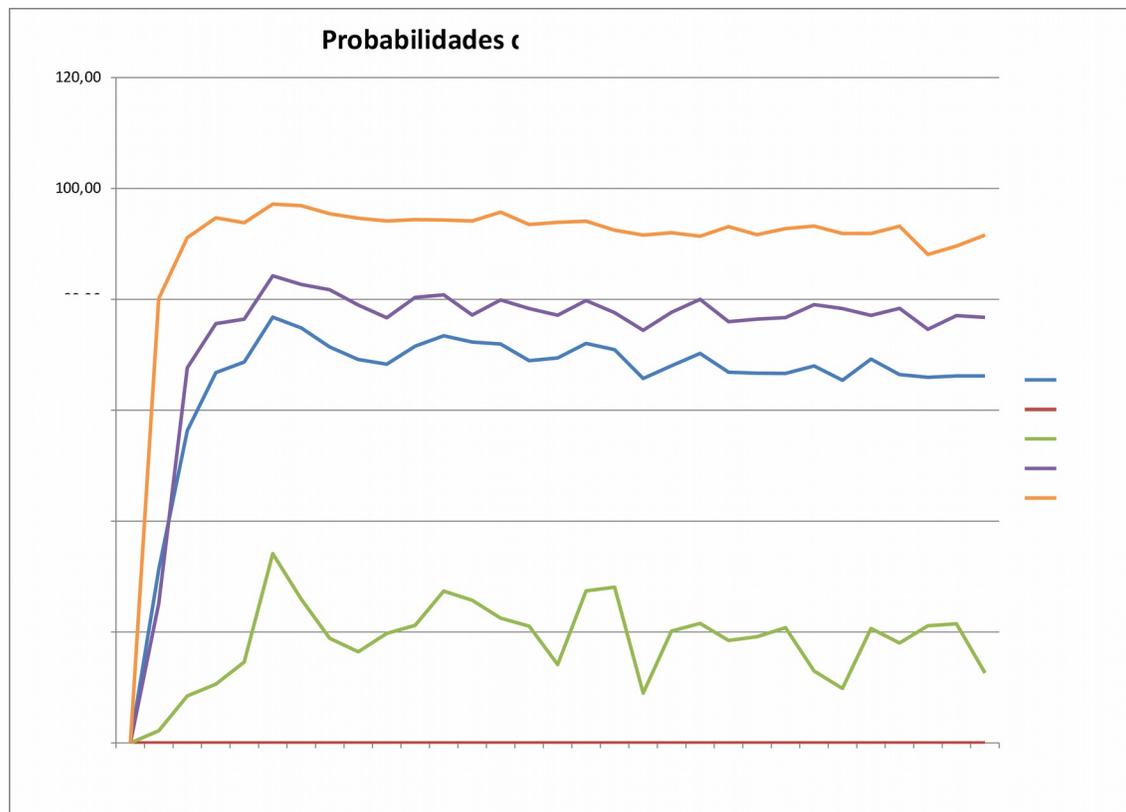
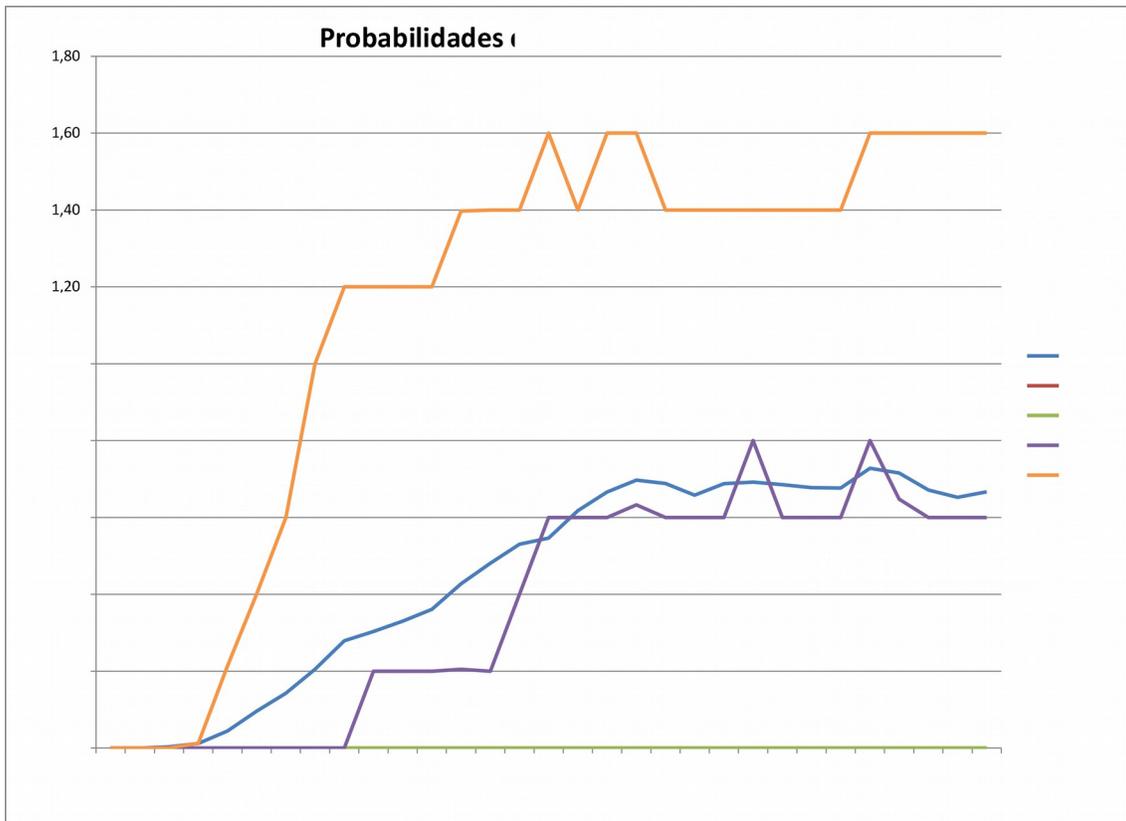
Número de pasos a graficar: 31

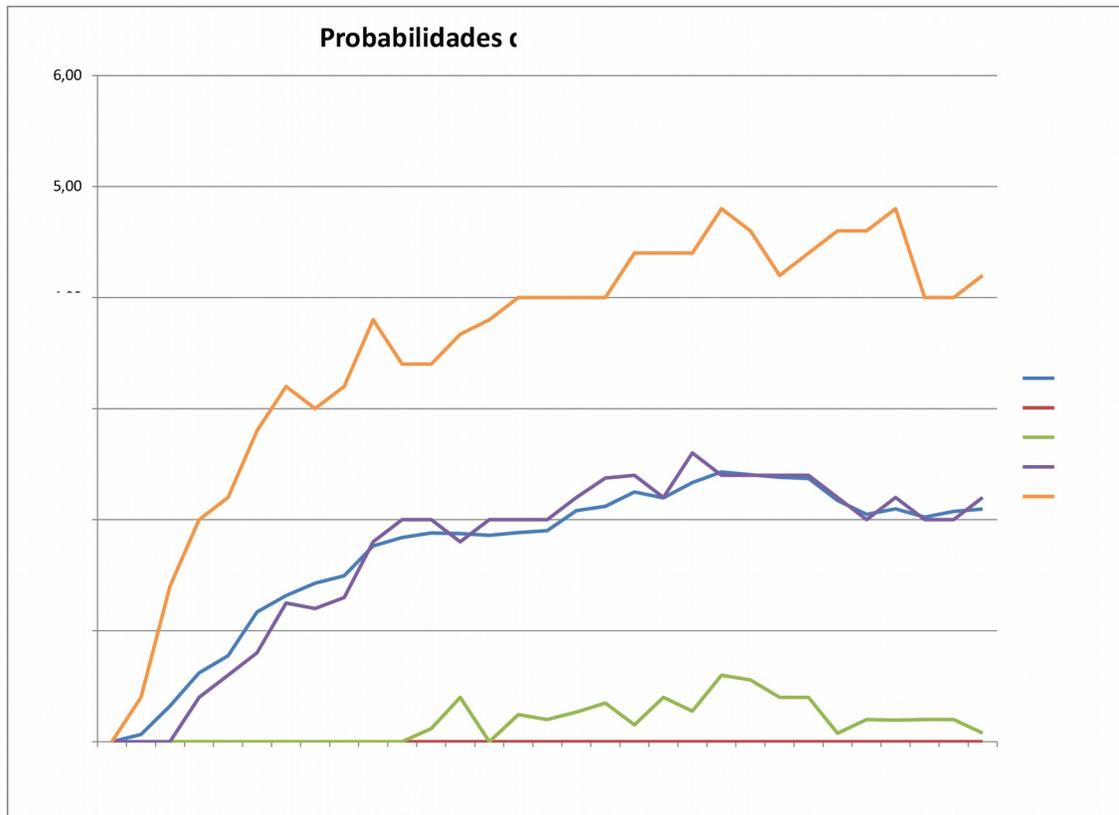
Simular Usando Datos Historicos? Datos Historicos: []

Usar el modelo siguiente para la optimización. Archivos Modelo CEGH para Opt: []

Guardar Cambios Cancelar

Paso diario.
 No se considera importación de Garabí.
 Se considera a SG con embalaje, además de Bonete, y todas las unidades térmicas sin costo de arranque.
 Engancha con la de 1 embalse paso semanal acorde a la Reprogramación Estacional ene-abr12, válida a partir de sem 5 de 2012 (precio de petróleo 100 USD/bbl)



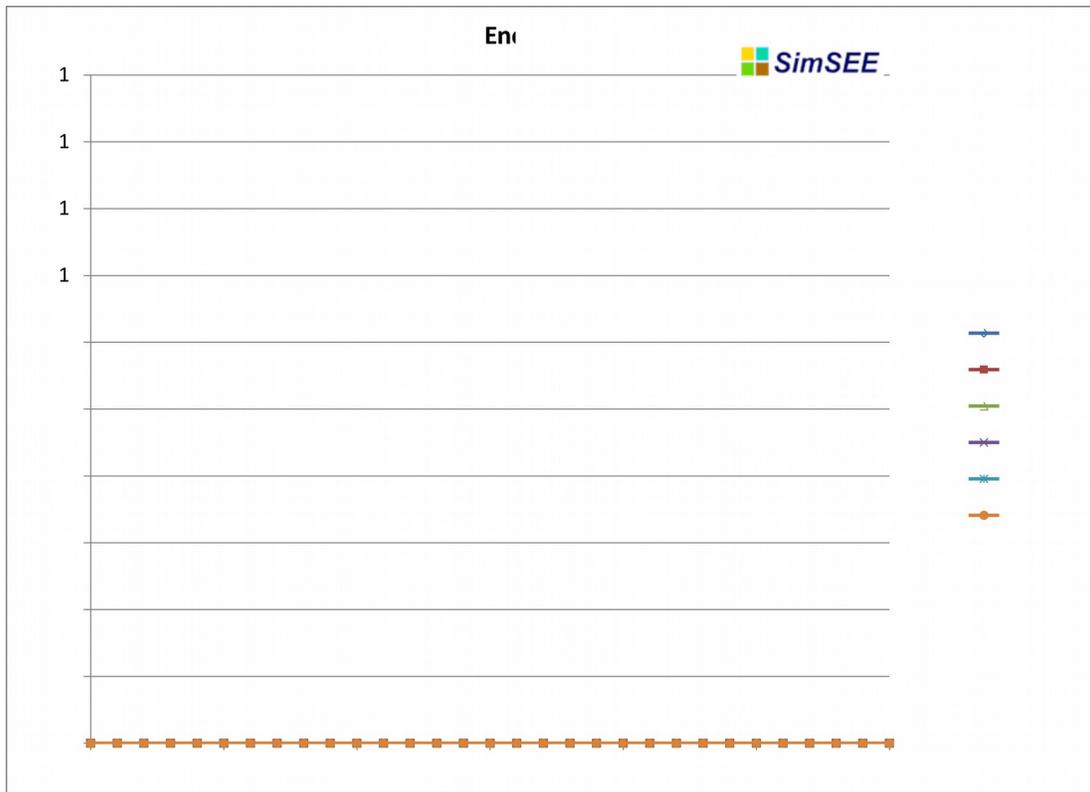


Se utilizó una sala con un parque generador básico en la que se agrega el actor solar térmico como un generador de costo bajo para que se despache siempre. En el poste 1 se puso potencia cero. Se simuló el mes de Enero.

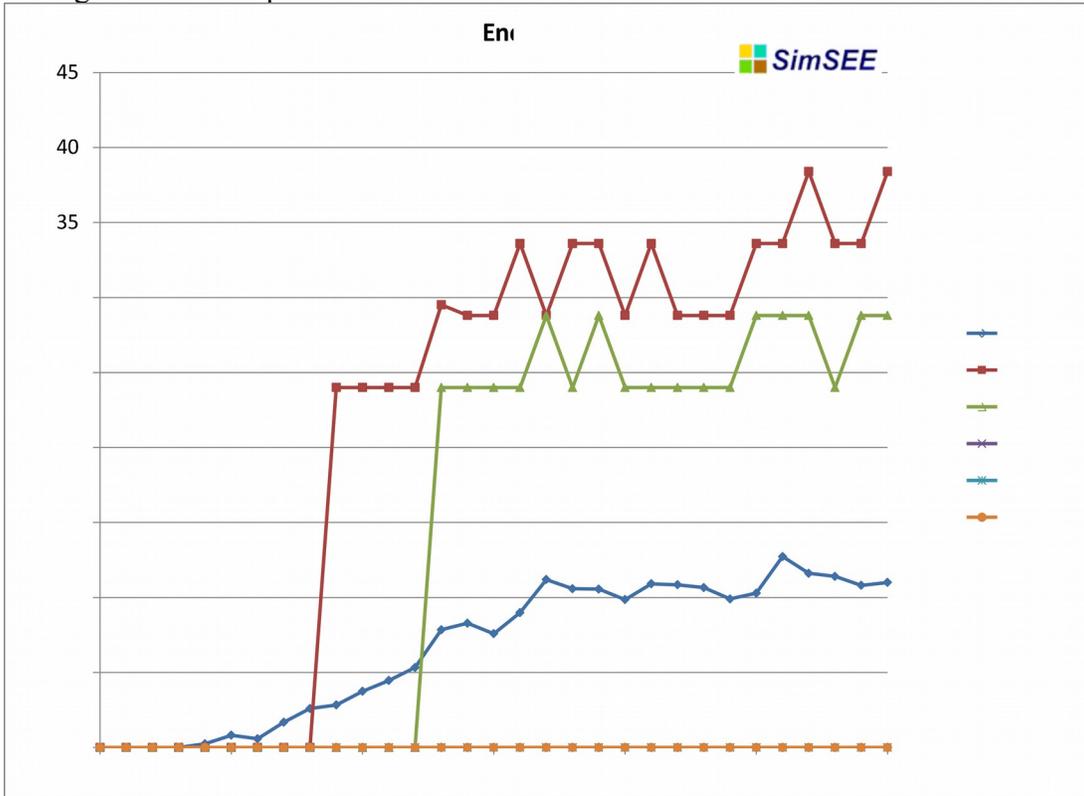
Se ponen 100 MW de potencia máxima y factor de disponibilidad 1.

Resultados de la simulación sin utilizar almacén de energía:

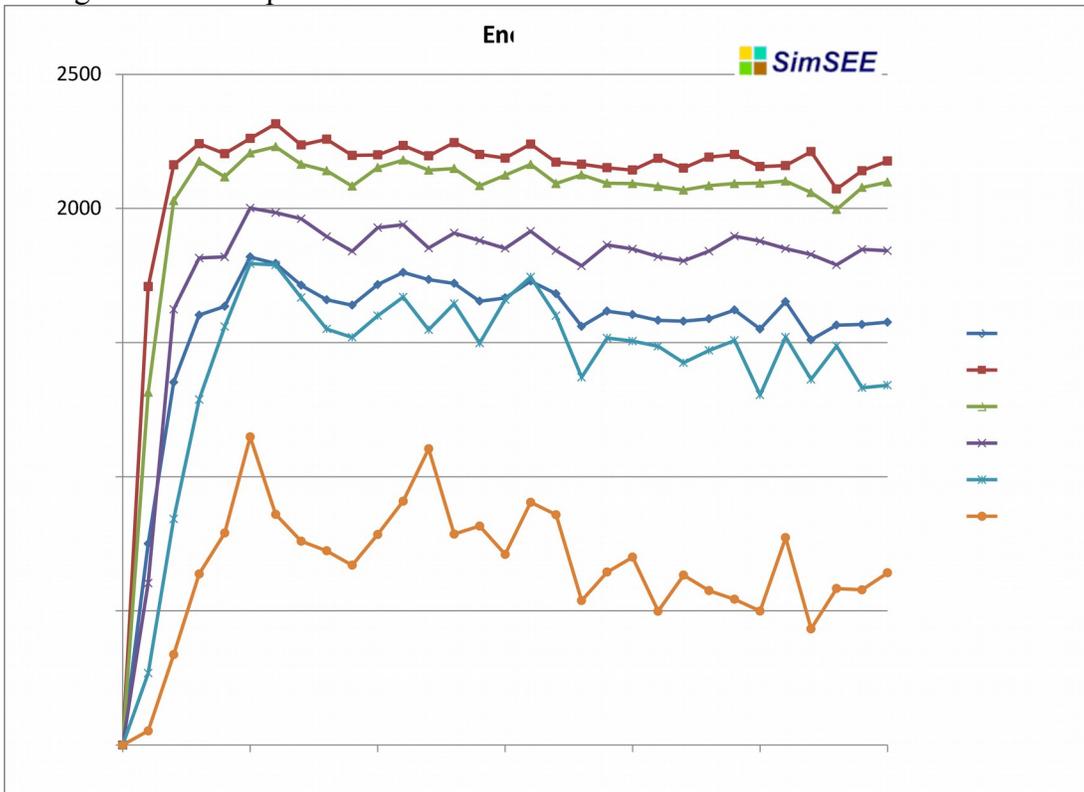
Energía diaria generada en el poste 1:



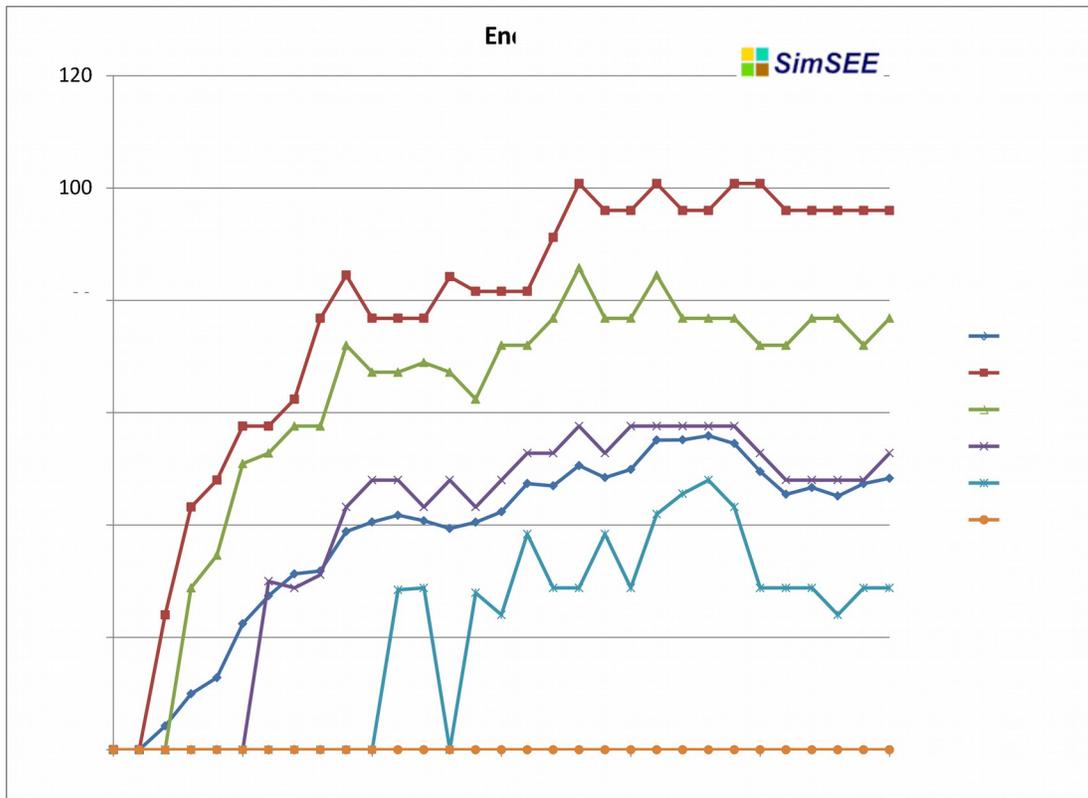
Energía diaria generada en el poste 2:



Energía diaria generada en el poste 3:



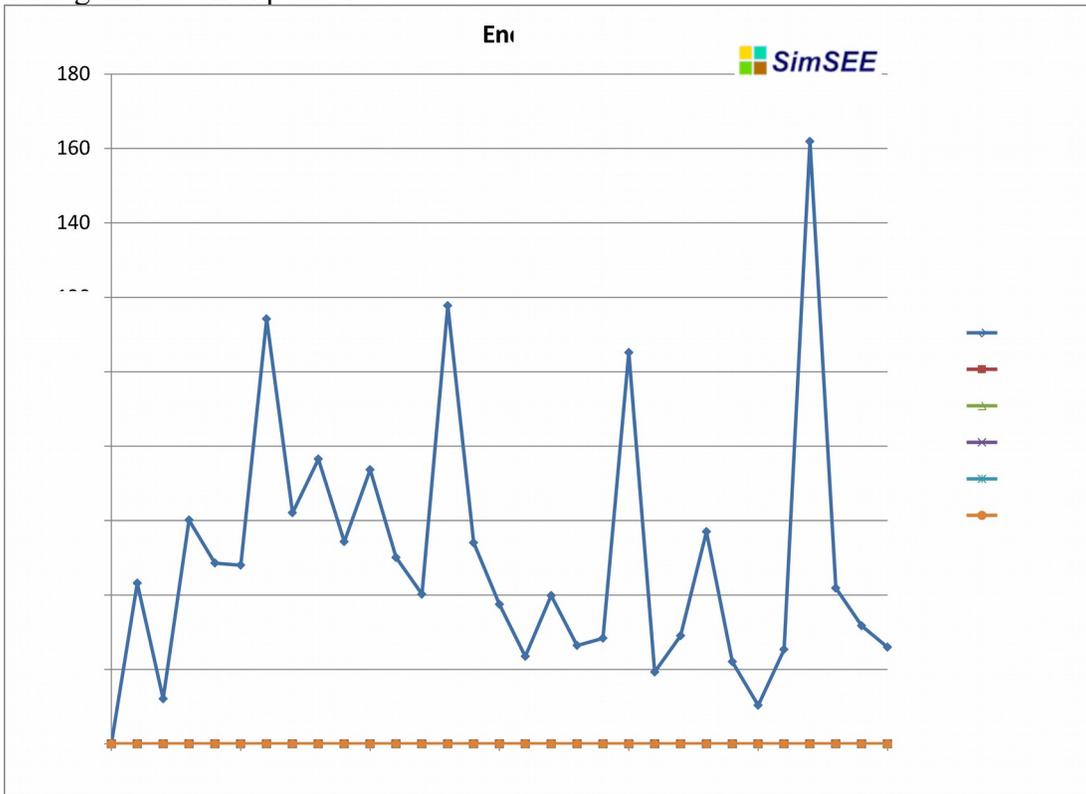
Energía diaria generada en el poste 4:



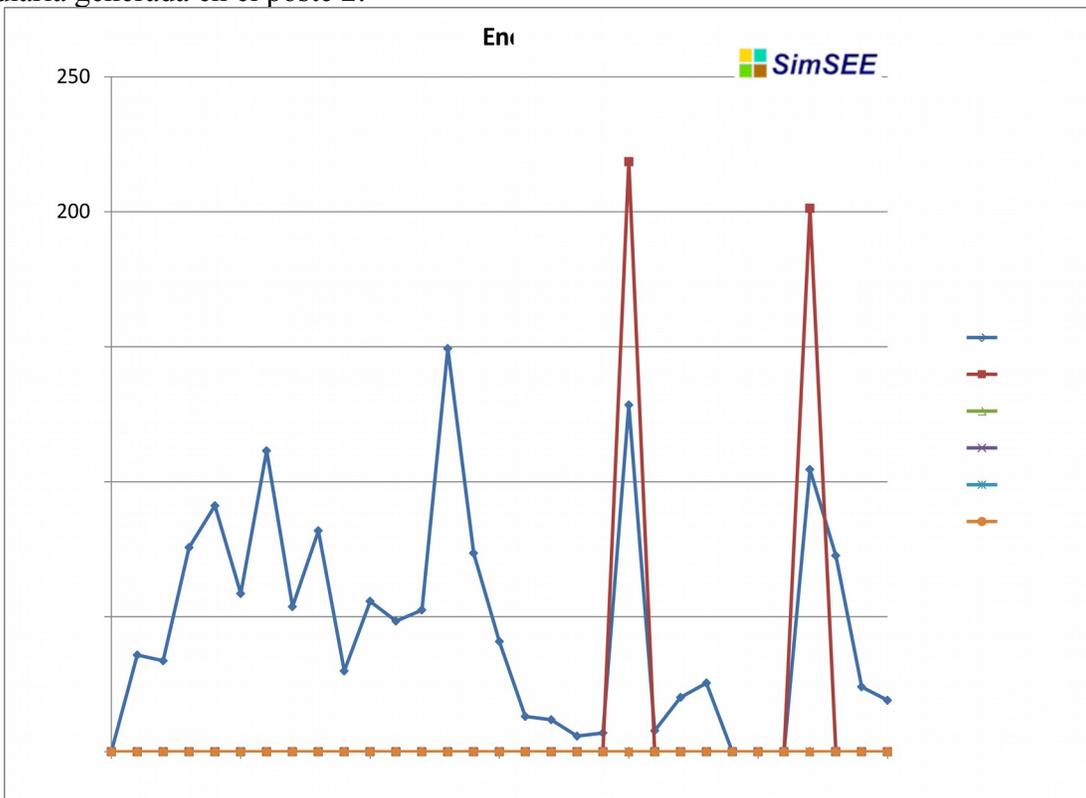
Utilizando el almacén de energía:



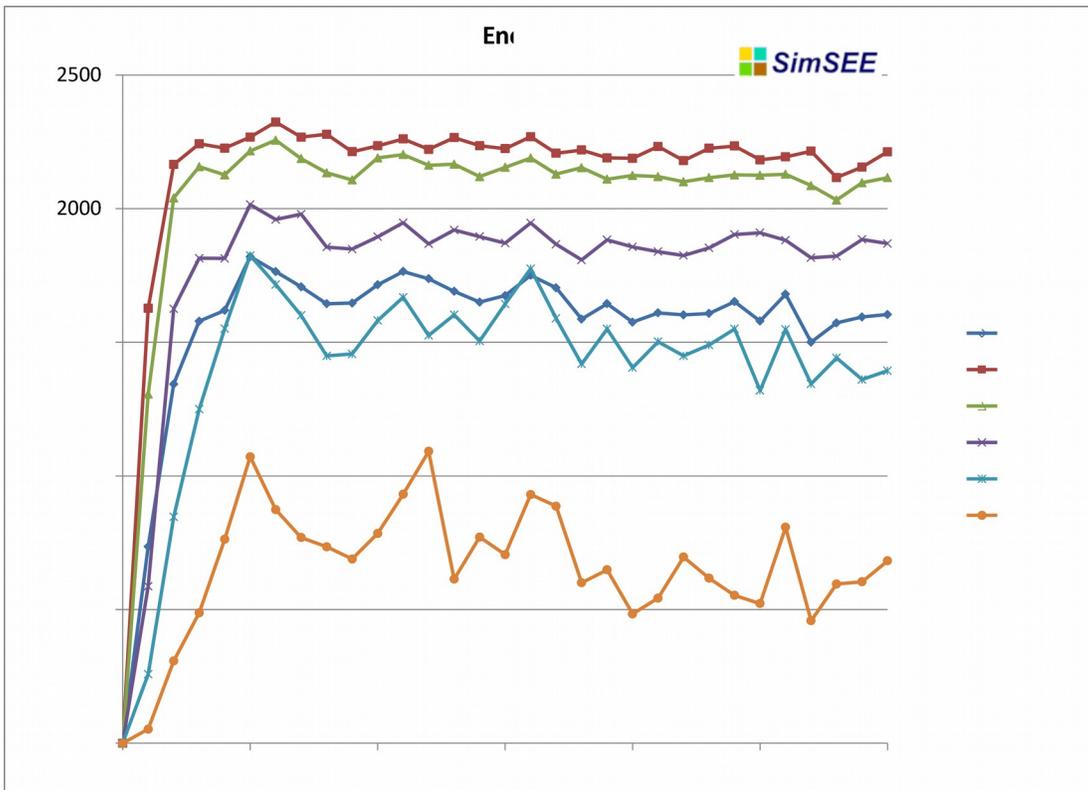
Energía diaria generada en el poste 1:



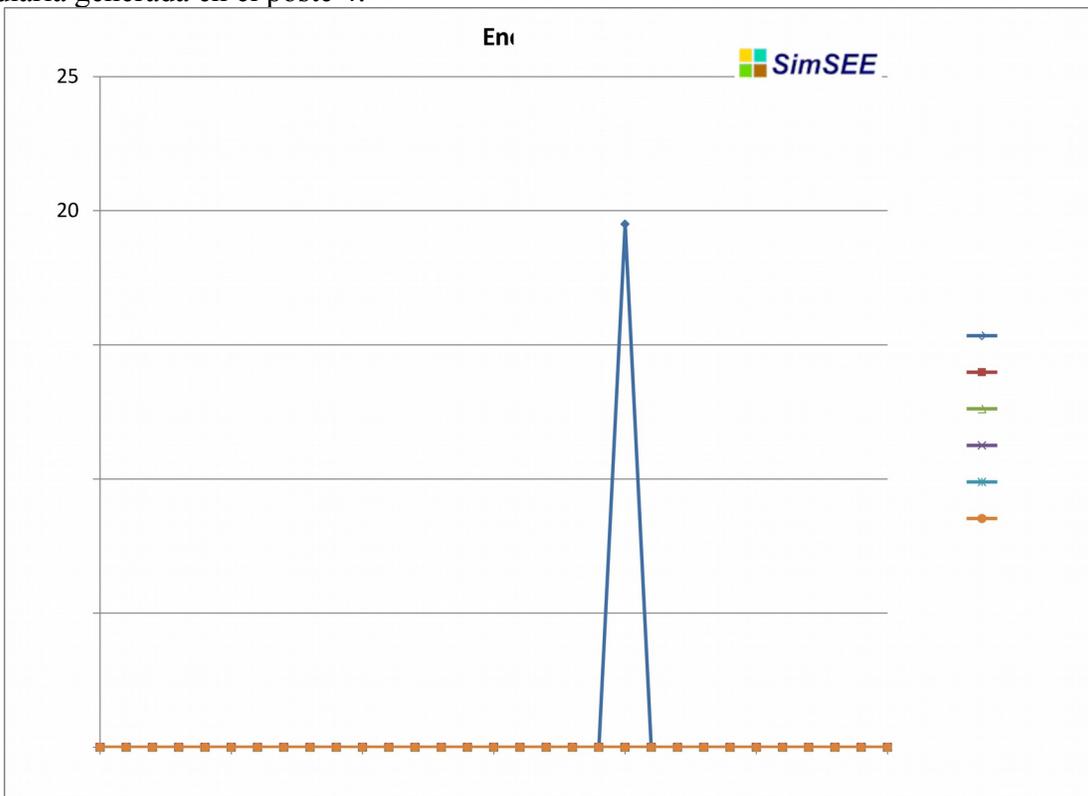
Energía diaria generada en el poste 2:



Energía diaria generada en el poste 3:

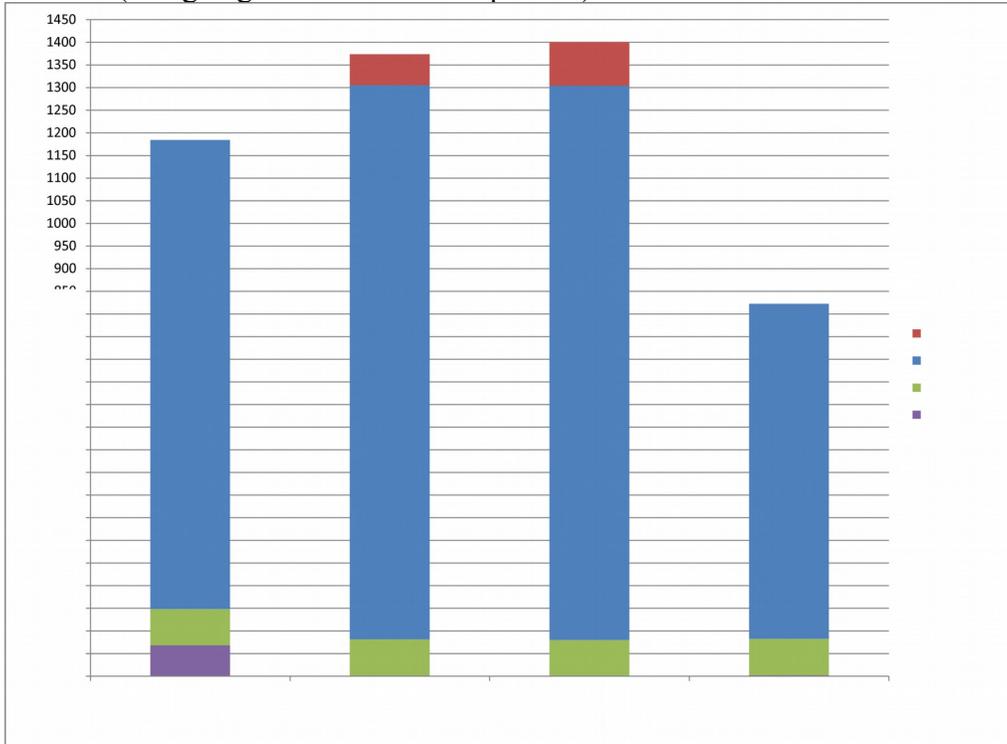


Energía diaria generada en el poste 4:

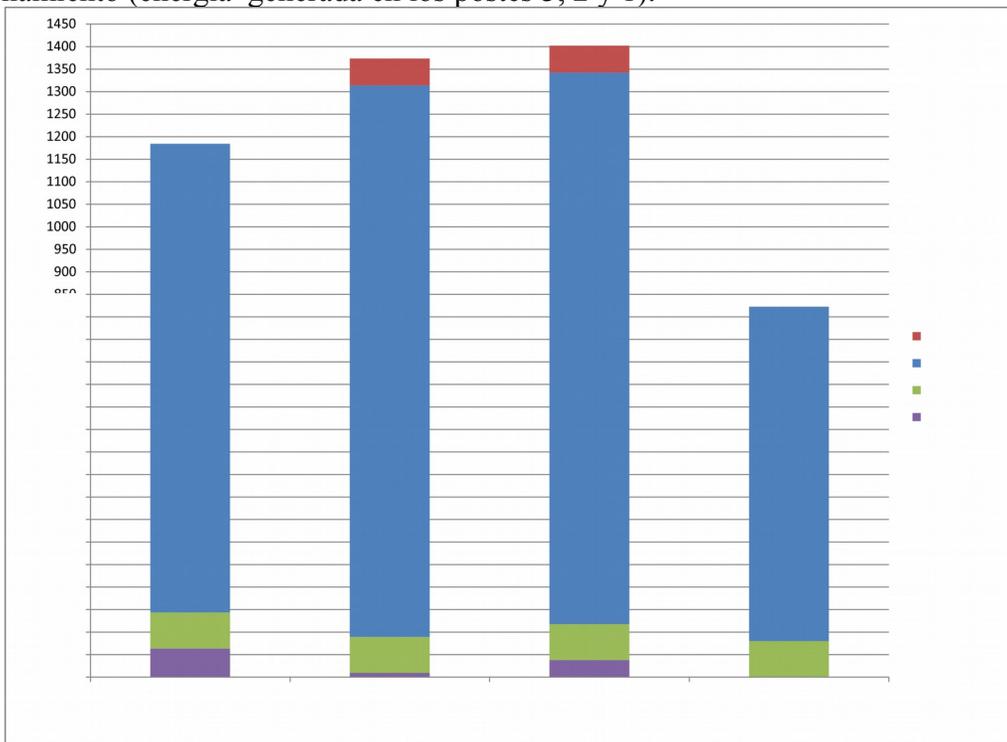


Observando un día (15/01) de una crónica sola (crónica 4) se ve cómo se distribuye la energía (color violeta) entre los postes cuando se activa el almacenamiento:

Sin almacenamiento (energía generada solo en el poste 3):



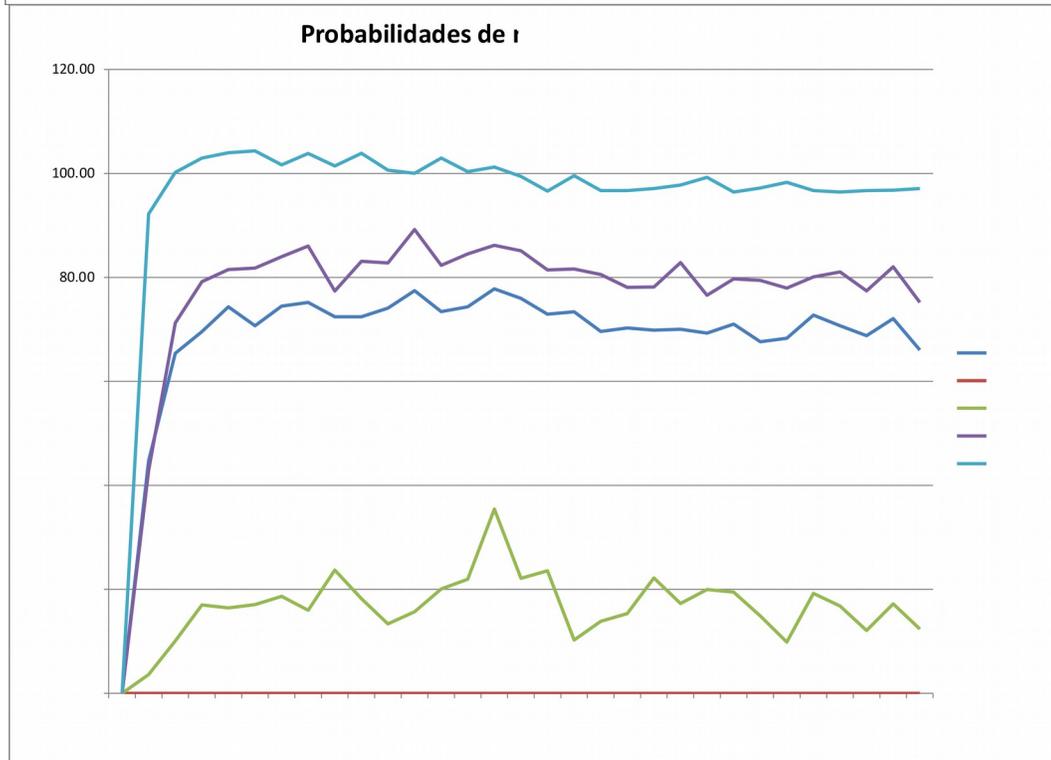
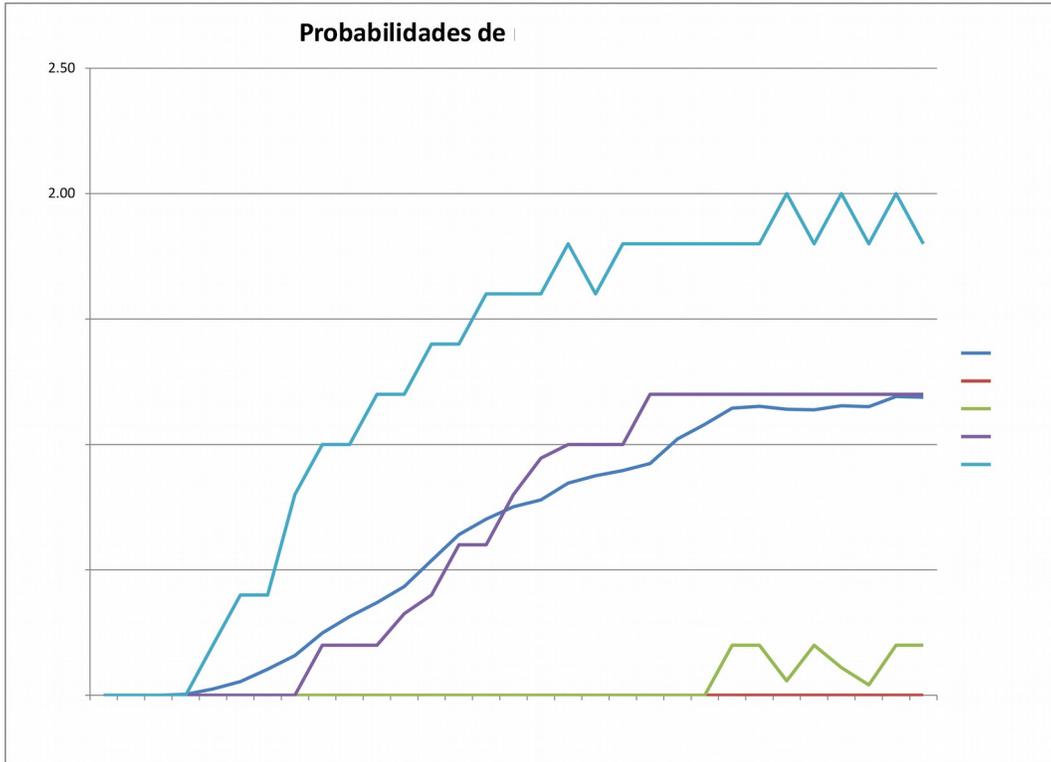
Con almacenamiento (energía generada en los postes 3, 2 y 1):

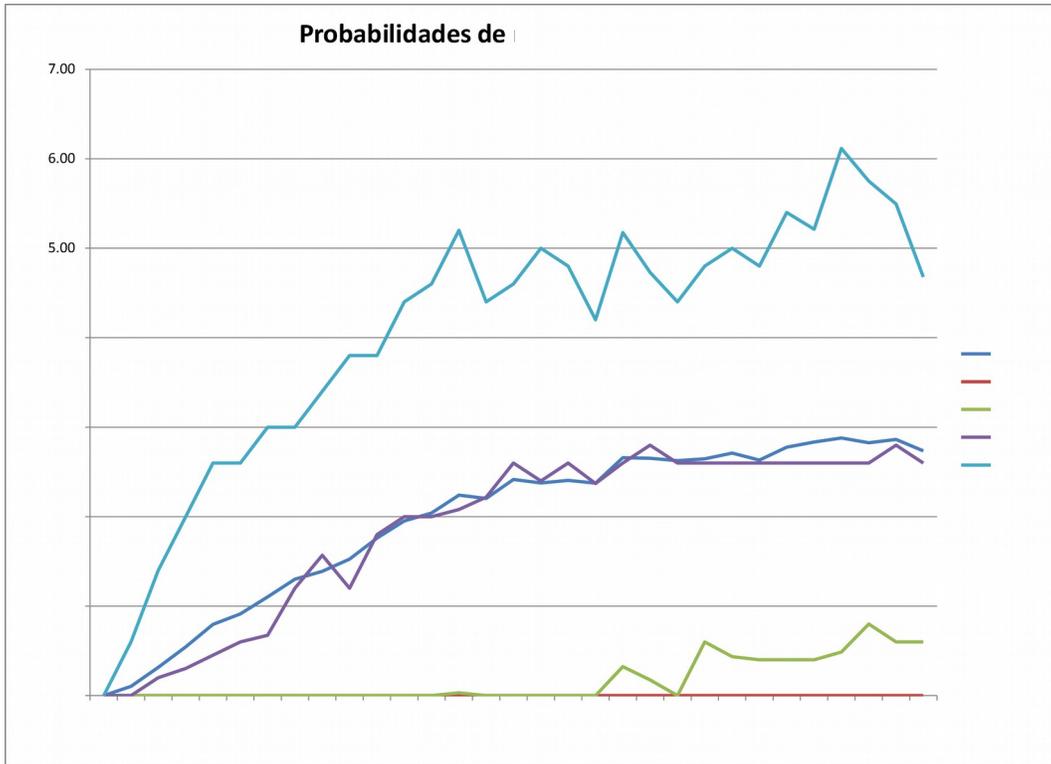


Para otra sala y simulando el mes de Diciembre:

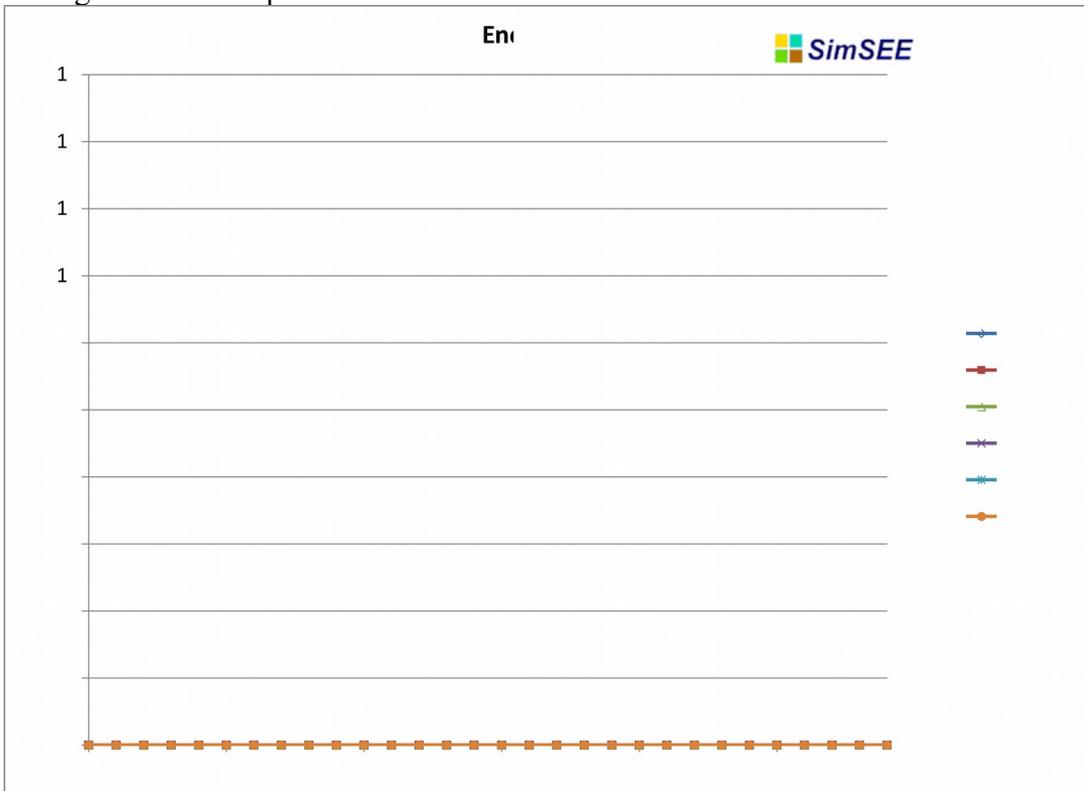
Datos de potencia por postes resultantes de la calibración del cono (con factor de amplificación)

200000):

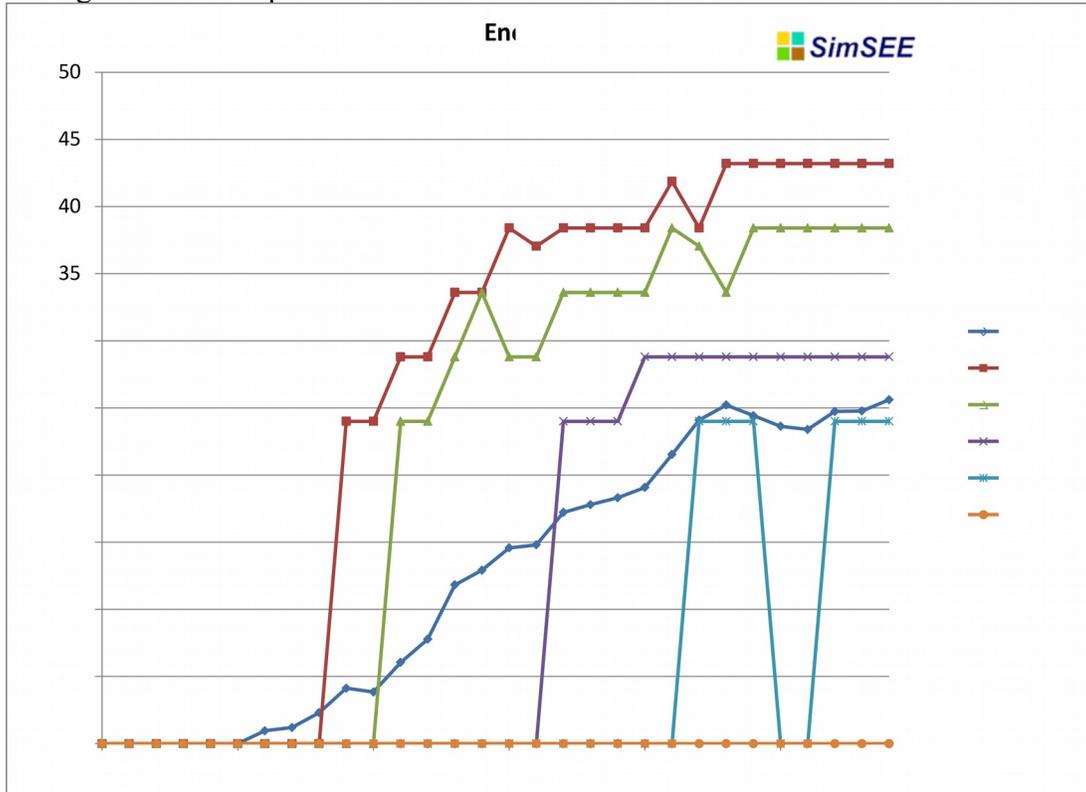




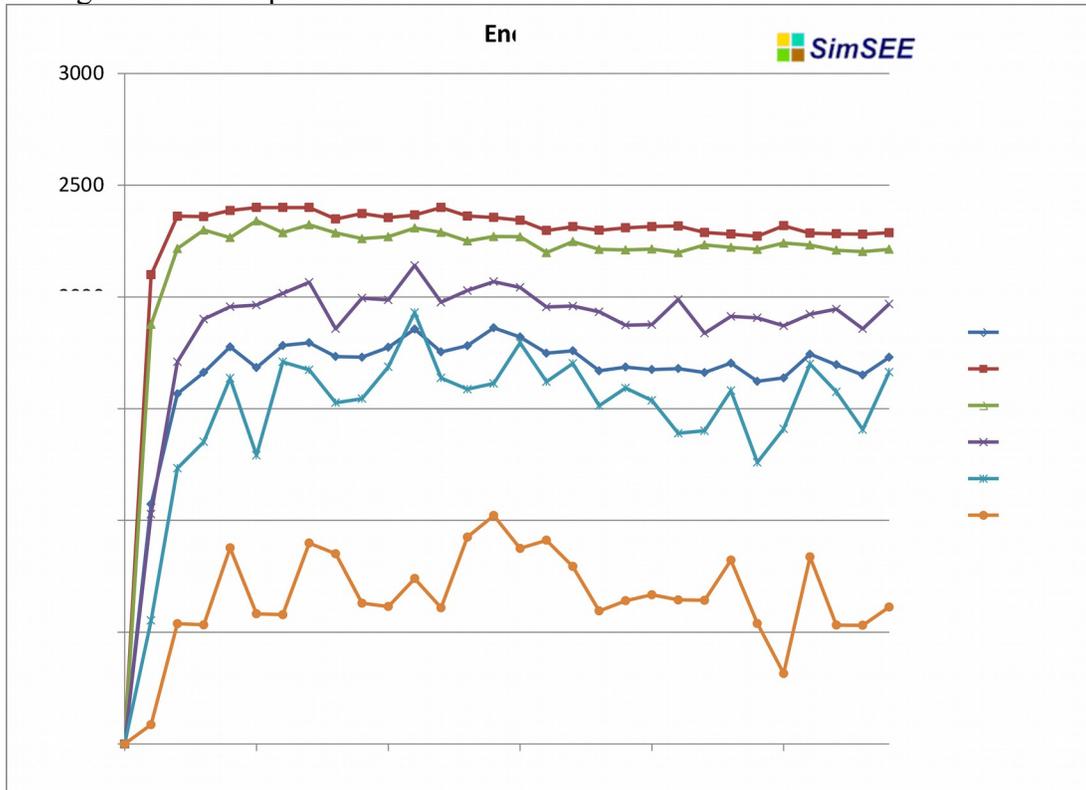
Resultados de la simulación sin utilizar almacén de energía:
Energía diaria generada en el poste 1:



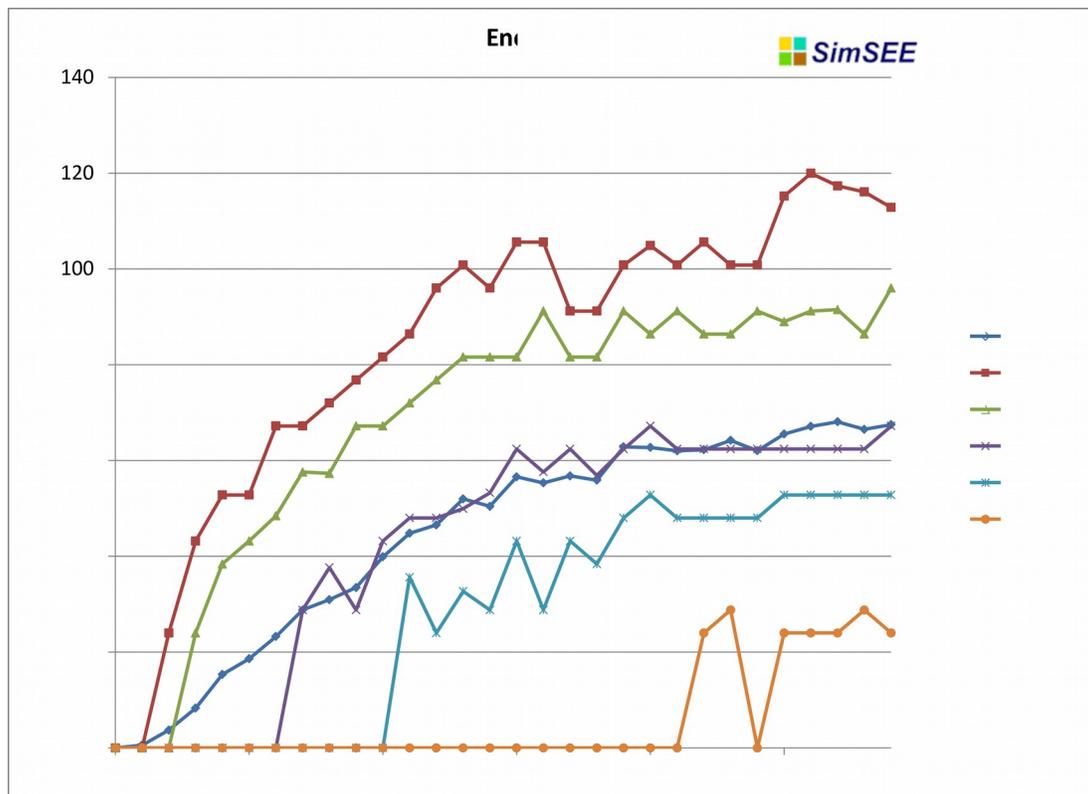
Energía diaria generada en el poste 2:



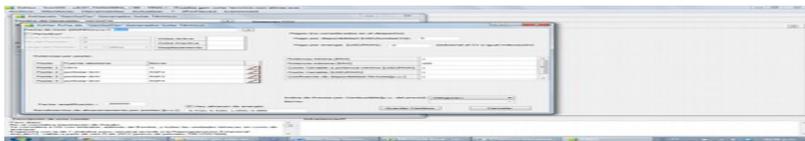
Energía diaria generada en el poste 3:



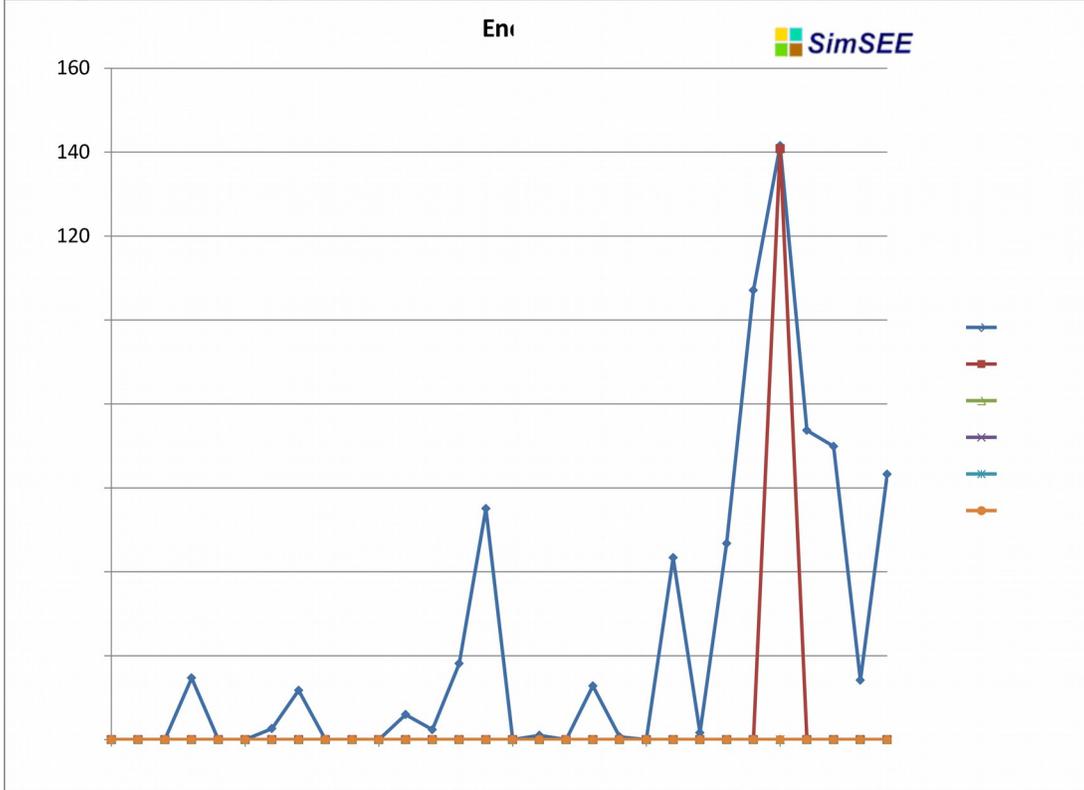
Energía diaria generada en el poste 4:



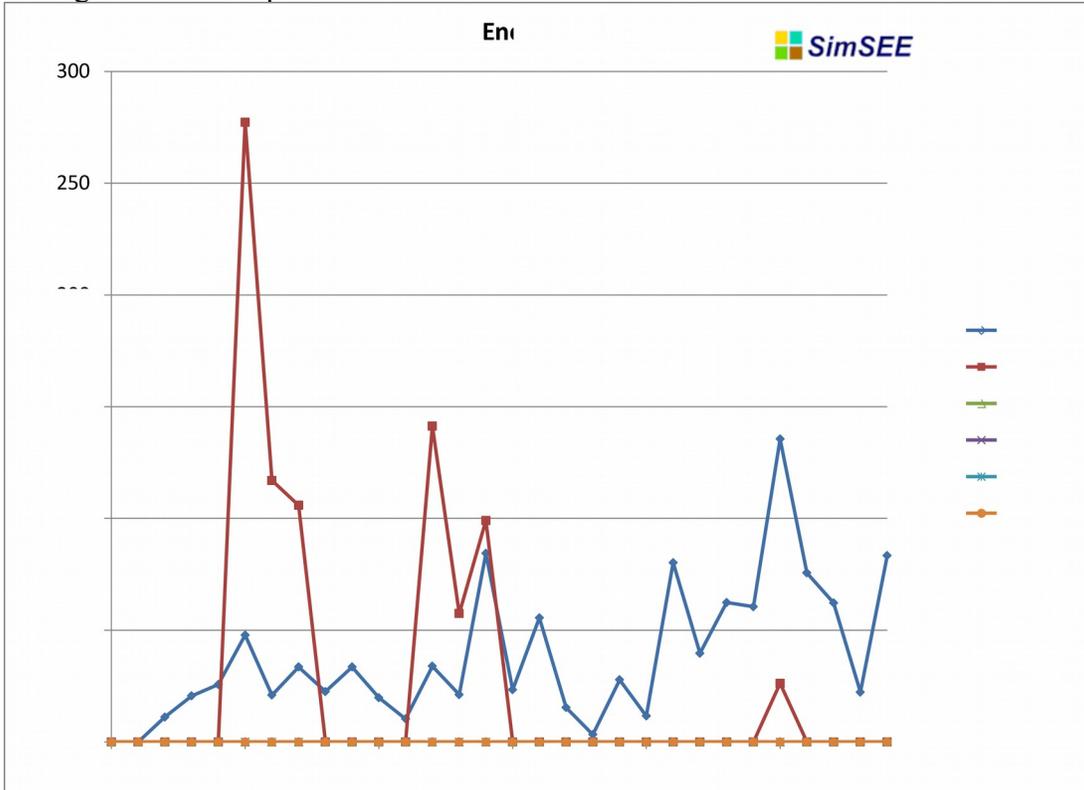
Utilizando el almacén de energía:



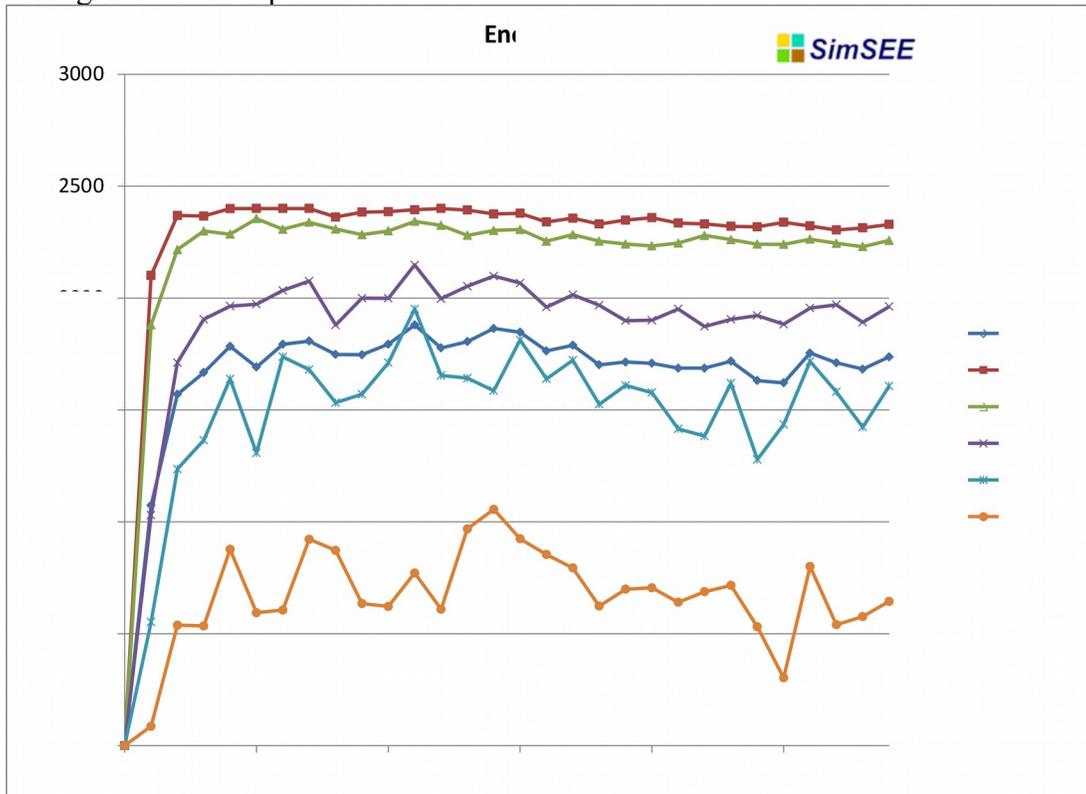
Energía diaria generada en el poste 1:



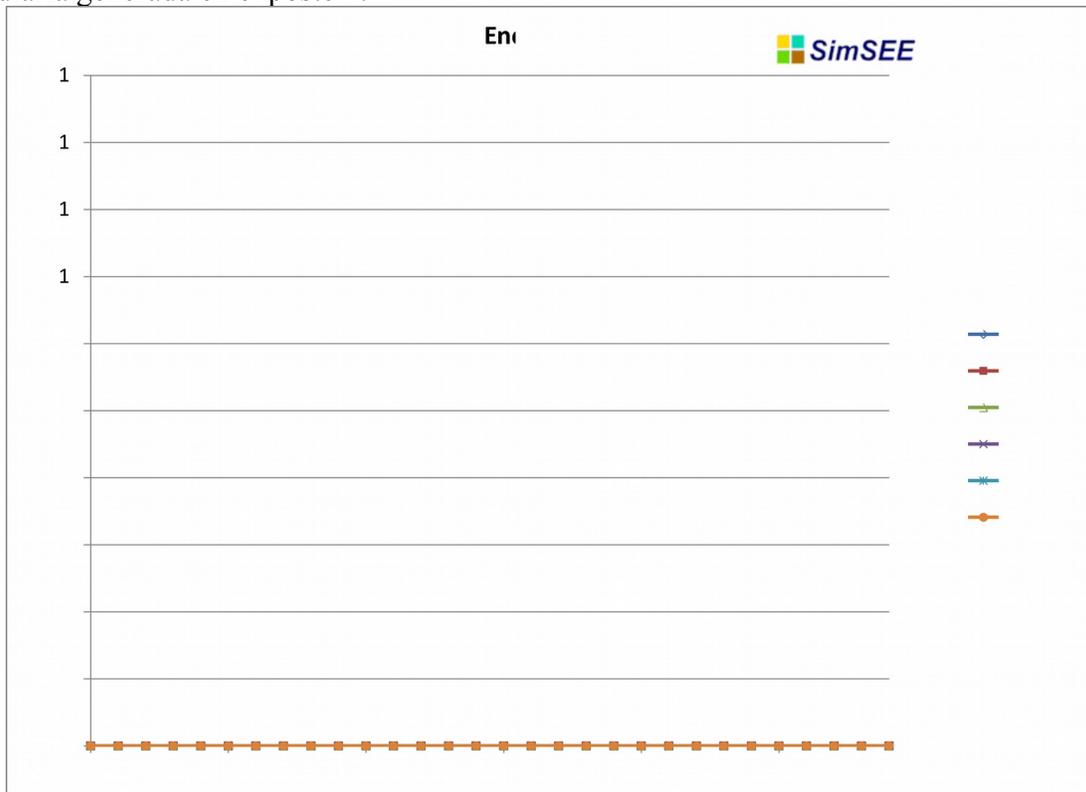
Energía diaria generada en el poste 2:



Energía diaria generada en el poste 3:

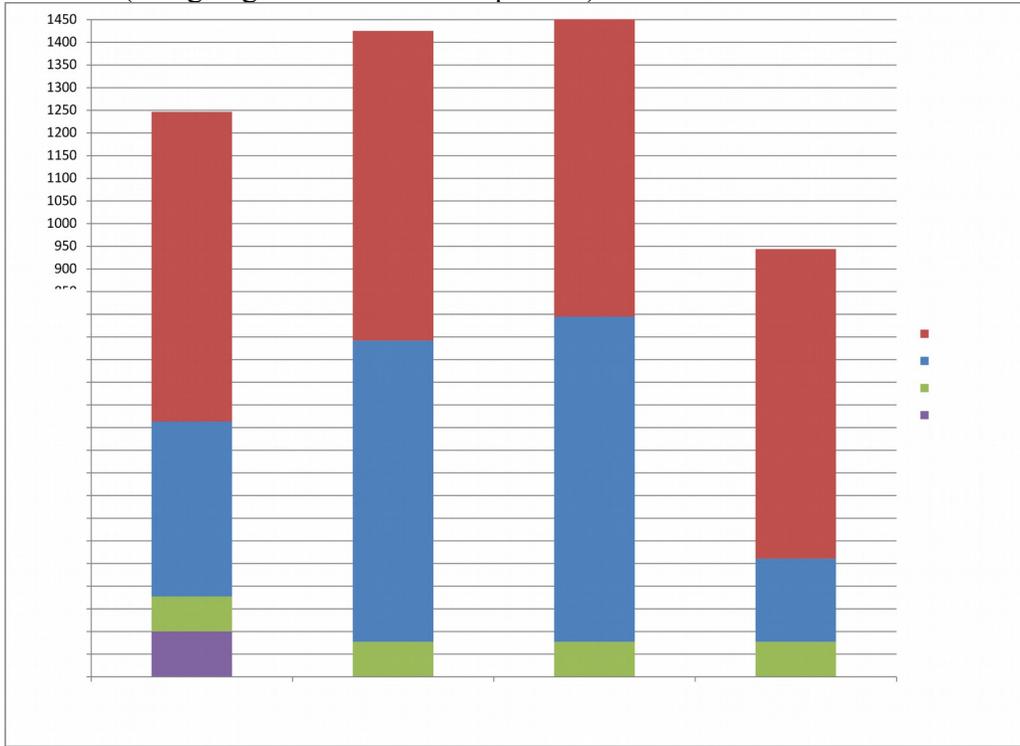


Energía diaria generada en el poste 4:

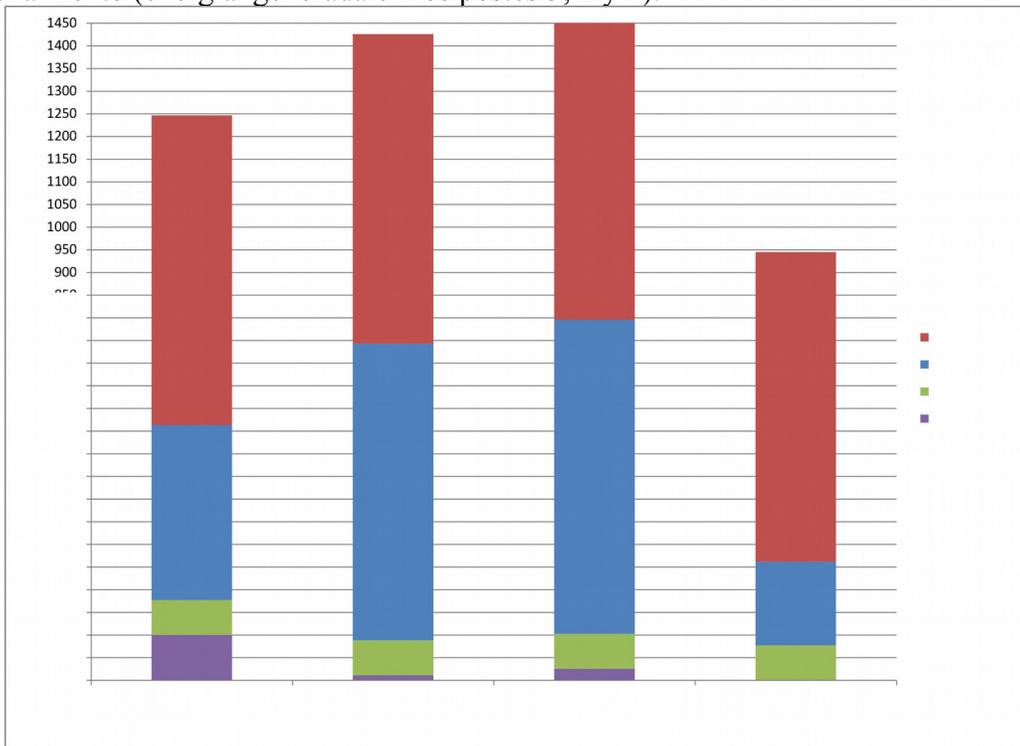


Observando un día (04/12) de una crónica sola (crónica 6) se ve cómo se distribuye la energía (color violeta) entre los postes cuando se activa el almacenamiento:

Sin almacenamiento (energía generada solo en el poste 3):



Con almacenamiento (energía generada en los postes 3, 2 y 1):



8.2.4 Código fuente

Unit: /fc/actores/ugter_solartermico.pas

Class: TGTer_solartermico

Genalogy: TGTer_solartermico<TGTer<TGenerador<TActorUniNodal<TActorNodal<TActor

```
unit ugter_solartermico;

{$IFDEF FPC}
  {$MODE Delphi}
{$ENDIF}

interface

uses
  Math,
  SysUtils, Classes, xmatdefs, uGTer, uNodos,
  uGlobs,
  usimplex,
  ufichasLPD,
  ufechas,
  ucosa,
  uconstantessimsee,
  uFuentesAleatorias;

resourcestring
  rsGeneradorSolarTermico =
    'Generador Solar Térmico';

{TGter_solartermico es un generador térmico on-off por poste
cuya potencia para cada poste, es tomada de una fuente aleatoria.}

type

TFichaGTer_solartermico = class(TFichaLPD)
public
  PagoPorDisponibilidad_USD_uh: NReal; // [USD/u-h] Pago por Potencia
  PagoPorEnergia: NReal; // [USD/MWh] Pago por Potencia
  PMin, PMax: NReal; //[MW] Potencias Mínima y Máxima por máquina.
  cv_min, cv: NReal; // Costo:=cv_min* Pmin + cv*(P-Pmin)
  indicePreciosPorCombustible: TFuenteAleatoria;
  bornePreciosPorCombustible: string;
  nroBornePreciosPorCombustible: integer;
  disp: NReal; //Probabilidad de estar en el estado disponible
  HayAlmacenDeEnergia: boolean; // indica si se utiliza almacenamiento de energia
  tRepHoras: NReal; //tiempo promedio de reparación en horas
  //Array de fuentes aleatorias de potencias
  fuentesAleatoriasPotenciasPorPoste: TListaDeCosas;
  famp: NReal; //multiplicador de la fuente aleatoria de potencia solar
  rendimiento_almacen:TDAofNReal; //rendimientos de almacenamiento por postes

  constructor Create(fecha: TFecha; periodicidad: TPeriodicidad; PMin,
    PMax: NReal; cv_min, cv: NReal;
    indicePreciosPorCombustible: TFuenteAleatoria;
    bornePreciosPorCombustible: string; disp: NReal;
```

```
    HayAlmacenDeEnergia: boolean;
    tRepHoras: NReal; listaFuentesAleatoriasPotencias: TListaDeCosas;
    PagoPorDisponibilidad_USD_uh: NReal; PagoPorEnergia: NReal; FAmp:NReal;
    rendimiento_almacen:TDAofNReal );

    constructor Create_ReadFromText(f: TArchiTexto); override;
    procedure WriteToText(f: TArchiTexto); override;
    procedure generarLineaResumen(var archi: TextFile); override;
    function infoAd_: string; override;
    procedure Free; override;
end;

// TGTer_solartermico tiene una potencia mínima y máxima constante en todos los
postes,
// un costo variable cv [USD/MWh] también igual en todos los postes
// y un costo variable cv_min "hasta el minimo" igual al costo de produccion en
USD/MWh cuando
// la central esta generado en el mínimo.
TGTer_solartermico = class(TGTer)
public
    pa: TFichaGTer_solartermico;

    NMaquinasDespachadas: TDAofNInt;
    // cantidad de máquinas despachadas por poste o por paso ( Acople )
    maxNMaquinasDespachadas: integer; //maximo del vector anterior
    costos: TDAofNReal; // costos por máquina por poste
    // costos[i]:= P[i] * durpos[i] * cv

    IngresoPorDisponibilidad: NReal;
    IngresoPorEnergia: NReal;

    c0: NReal; // Costo en USD/h por máquina por estar operando en el mínimo
técnico
    cv: NReal; // USD/MWh usado para la optimización del paso.

    cve: NReal; // costo por la energía adicional a CV

    PMin: NReal; //MW minimo

    //Cuanta potencia despacho en cada hora el generador en promedio
    potMedia_despachada: NReal;

    NMaquinasDisponibles: integer;
    PMaxDisponiblePorPoste: TDAofNReal;
    BMax: TDAofNReal; //maximo ente 0 y PMaxDisponiblePorPoste-PMin
    factor_P: NReal; //PMax disponible
    EMaxPasoDeTiempo: NReal; // auxiliar para almacenar energía del paso

    constructor Create(nombre: string; nacimiento, muerte: TFecha;
        lpdUnidades, lpd: TFichasLPD; nodo: TNode;
        TonCO2xMWh: NReal; LowCostMustRun, CleanDevelopmentMechanism: boolean );
reintroduce;

    constructor Create_ReadFromText(f: TArchiTexto); override;
    procedure WriteToText(f: TArchiTexto); override;
    procedure PrepararMemoria(globs: TGlobs); override; //crea la memoria,
inicializa lo que se necesite para empezar.
```

```
procedure RegistrarParametrosDinamicos; override; //prepara todas las fichas de
parametros dinámicos

function PotenciaFirme: NReal; override; //se usa para calcular la potencia
firme del sistema.

function InfoAd_: string; override;
class function DescClase: string; override;

procedure Sim_Cronica_Inicio; override;
procedure SorteosDelPaso(sortear: boolean); override;
procedure PrepararPaso_ps; override;

procedure Sim_Paso_Fin; override;

procedure opt_nvers(var ivar, ivae, ires: integer); override;

procedure opt_cargue(s: TSimplex); override;
procedure opt_fijarRestriccionesDeCaja(s: TSimplex); override;
procedure opt_leerSolucion(s: TSimplex); override;

{$IFDEF SPXCONLOG}
    procedure spx_NombrarVariables(s: TSimplex); override;
{$ENDIF}
function getNombreVar(ivar: integer; var nombre: string): boolean; override;
function getNombreRes(ires: integer; var nombre: string): boolean; override;

procedure Free; override;

procedure PubliVars; override;
procedure dump_Variables(var f: TextFile; charIndentacion: char); override;

class function TipoFichaLPD: TClaseDeFichaLPD; override;
end;

procedure AlInicio;
procedure AlFinal;

implementation

//-----
// Métodos de TFichaGTer_solartermico
//=====
constructor TFichaGTer_solartermico.Create(fecha: TFecha;
periodicidad: TPeriodicidad;
PMin, PMax: NReal; cv_min, cv: NReal;
indicePreciosPorCombustible: TFuenteAleatoria;
bornePreciosPorCombustible: string;
disp: NReal;
HayAlmacenDeEnergia: boolean;
tRepHoras: NReal;
listaFuentesAleatoriasPotencias: TListaDeCosas;
PagoPorDisponibilidad_USD_uh: NReal;
PagoPorEnergia: NReal; FAmp:NReal; rendimiento_almacen:TDAofNReal);
begin
    inherited Create(fecha, periodicidad);
    self.PMin := PMin;
```

```

self.PMax := PMax;
self.cv_min := cv_min;
self.cv := cv;
self.indicePreciosPorCombustible := indicePreciosPorCombustible;
self.bornePreciosPorCombustible := bornePreciosPorCombustible;
self.disp := disp;
self.HayAlmacenDeEnergia := HayAlmacenDeEnergia;
self.tRepHoras := tRepHoras;
self.fuentesAleatoriasPotenciasPorPoste := listaFuentesAleatoriasPotencias;
self.PagoPorDisponibilidad_USD_uh := PagoPorDisponibilidad_USD_uh;
self.PagoPorEnergia := PagoPorEnergia;
self.FAmp := FAmp;
self.rendimiento_almacen:=rendimiento_almacen;
end;

constructor TFichaGTer_solartermico.Create_ReadFromText (f: TArchiTexto);
var
    i: integer;
    aux_b: boolean;
    aux_r: NReal;
begin
    inherited Create_ReadFromText (f);
    f.IniciarLecturaRetrasada;
    f.rd('PMin', PMin);
    f.rd('PMax', PMax);
    f.rd('cv_min', cv_min);
    f.rd('cv', cv);
    f.rd('fuentesAleatoriasPotenciasPorPoste',
        TCosa(fuentesAleatoriasPotenciasPorPoste));
    f.rdReferencia('indicePreciosPorCombustible',
        TCosa(indicePreciosPorCombustible), self);
    f.rd('bornePreciosPorCombustible', bornePreciosPorCombustible);
    f.rd('disp', disp);

    if f.Version < 89 then
    begin
        f.rd('HayRestriccionEmaxPasoDeTiempo', aux_b );
        f.rd('EmaxPasoDeTiempo', aux_r);
        HayAlmacenDeEnergia:= false;
    end
    else
    begin
        f.rd('HayAlmacenDeEnergia', HayAlmacenDeEnergia );
    end;

    f.rd('tRepHoras', tRepHoras);
    f.rd('PagoPorDisponibilidad_USD_uh', PagoPorDisponibilidad_USD_uh);
    f.rd('PagoPorEnergia', PagoPorEnergia);
    if f.Version >= 78 then
    begin
        f.rd('rendimiento_almacen',rendimiento_almacen);
        f.rd('FAmp', famp);
    end
    else
    begin
        for i := 0 to length(rendimiento_almacen) - 1 do

```

```
begin
    rendimiento_almacen[i]:=1.0
end;
famp := 1.0;
end;
f.EjecutarLectura;
end;

procedure TFichaGTer_solartermico.WriteToText (f: TArchiTexto);
begin
    inherited WriteToText (f);
    f.wr('PMin', PMin, uconstantesSimSEE.CF_PRECISION,
uconstantesSimSEE.CF_DECIMALES);
    f.wr('PMax', PMax, uconstantesSimSEE.CF_PRECISION,
uconstantesSimSEE.CF_DECIMALES);
    f.wr('cv_min', cv_min, uconstantesSimSEE.CF_PRECISION,
uconstantesSimSEE.CF_DECIMALES);
    f.wr('cv', cv, uconstantesSimSEE.CF_PRECISION, uconstantesSimSEE.CF_DECIMALES);
    f.wr('fuentesAleatoriasPotenciasPorPoste', fuentesAleatoriasPotenciasPorPoste);
    f.wrReferencia('indicePreciosPorCombustible', indicePreciosPorCombustible);
    f.wr('bornePreciosPorCombustible', bornePreciosPorCombustible);
    f.wr('disp', disp, uconstantesSimSEE.CF_PRECISION,
uconstantesSimSEE.CF_DECIMALES);
    f.wr('HayAlmacenDeEnergia', HayAlmacenDeEnergia);
    f.wr('tRepHoras', tRepHoras);
    f.wr('PagoPorDisponibilidad_USD_uh', PagoPorDisponibilidad_USD_uh);
    f.wr('PagoPorEnergia', PagoPorEnergia);
    f.wr('FAmp', FAmp);
    f.wr('rendimiento_almacen', rendimiento_almacen);
end;

procedure TFichaGTer_solartermico.generarLineaResumen(var archi: TextFile);
begin
    Write(archi, '-', #9,          //PMin
    '-', #9,          //PMáx
    '-', #9,          //CV_Min
    '-', #9,          //CV_Medio
    '-', #9,          //CV_Incremental
    FloatToStrF(disp, formatoReales, 8, 2), #9, //FDisp
    '-', #9,          //Costo Arranque
    '-', #9,          //Costo Parada
    '-', #9,          //mínNPasosOn
    '-', #9,          //mínNPasosOff
    '-', #9,          //desiciónPasosOnPorCiclo
    '-', #9,          //desiciónPasosOffPorCiclo
    '-', #9,          //costoPorCicloOn
    '-', #9);          //costoPorCicloOff
end;

function TFichaGTer_solartermico.InfoAd_: string;
begin
    Result := 'PMin= ' + FloatToStrF(PMin, ffGeneral, 10, 1) + ' MW, ' +
    'PMáx= ' + FloatToStrF(PMax, ffGeneral, 10, 1) + ' MW, ' +
    'cv_min= ' + FloatToStrF(cv_min, ffGeneral, 10, 1) + ' USD/MWh, ' +
    'cv= ' + FloatToStrF(cv, ffGeneral, 10, 1) + ' USD/MWh, ' + 'fDisp= ' +
    FloatToStrF(disp, ffGeneral, 10, 2) + ' p.u., ' +
    'tRep= ' + FloatToStrF(tRepHoras, ffGeneral, 10, 1) + ' hs';
end;
```

```

end;

procedure TFichaGTer_solartermico.Free;
begin
    inherited Free;
end;

//-----
// Métodos de TGTer_solartermico
//=====
procedure TGTer_solartermico.dump_Variables(var f: TextFile;
    charIndentación: char);
var
    iPoste: integer;
    cantPostes: integer;
    fuenteAleatoria: TFuenteAleatoria_Borne;
begin
    inherited dump_Variables(f, charIndentacion);

    cantPostes := globs.NPostes;
    for iPoste := 0 to cantPostes - 1 do
    begin
        fuenteAleatoria := TFuenteAleatoria_Borne(
            pa.fuentesAleatoriasPotenciasPorPoste[iPoste]);
        writeln(f, charIndentacion, 'NombreFuentePotencia[Poste=', iPoste,
            ']= ', fuenteAleatoria.fuente.nombre);
    end;

    writeln(f, charIndentacion, 'c0[USD/MWh]= ', FloatToStrF(c0, ffFixed, 10, 3));
    writeln(f, charIndentacion, 'cv[USD/MWh]= ', FloatToStrF(cv, ffFixed, 10, 3));

    writeln(f, charIndentacion, 'PMin[MW]= ', FloatToStrF(PMin, ffFixed, 10, 3));
    writeln(f, charIndentacion, 'PMax[MW]= ', FloatToStrF(pa.PMax, ffFixed, 10, 3));

    for iPoste := 0 to cantPostes - 1 do
    begin
        writeln(f, charIndentacion, 'PMaxDisponibile[MW][Poste=', iPoste, ']= ',
            FloatToStrF(PMaxDisponibilePorPoste[iPoste], ffFixed, 10, 3));
    end;

    writeln(f, charIndentacion, 'disp= ', pa.disp);

    writeln(f, charIndentacion, 'HayRestrEMaxPasoDeTiempo= ',
        pa.hayAlmacenDeEnergia );

    writeln(f);
end;

class function TGTer_solartermico.TipoFichaLPD: TClaseDeFichaLPD;
begin
    Result := TFichaGTer_solartermico;
end;

constructor TGTer_solartermico.Create(nombre: string;
    nacimiento, muerte: TFecha; lpdUnidades, lpd: TFichasLPD; nodo: TNodo;
    TonCO2xMWh: NReal; LowCostMustRun, CleanDevelopmentMechanism: boolean );
begin

```

```
    inherited Create(nombre, nacimiento, muerte, lpdUnidades, lpd, nodo, TonCO2xMWh,
LowCostMustRun, CleanDevelopmentMechanism );
    P := nil;
end;
```

```
constructor TGTer_solartermico.Create_ReadFromText(f: TArchiTexto);
begin
    inherited Create_ReadFromText(f);
    P := nil;
    pa := nil;
    nodo := nil;
end;
```

```
procedure TGTer_solartermico.prepararMemoria(globs: TGlobs);
begin
    inherited prepararMemoria(globs);
    setlength(costos, globs.NPostes);
    SetLength(NMaquinasDespachadas, globs.NPostes);
    setlength(PMaxDisponiblePorPoste, globs.NPostes);
    setlength(BMax, globs.NPostes);
end;
```

```
procedure TGTer_solartermico.registrarParametrosDinamicos;
var
    i: integer;
    ficha: TFichaGTer_solartermico;
begin
    inherited registrarParametrosDinamicos;
    lpd.expandirFichas(globs);
    lpd.RegistrarFichasAActualizar(Self, globs.ActualizadorLPD, @pa, nil);

    for i := 0 to lpd.Count - 1 do
        begin
            ficha := TFichaGTer_solartermico(lpd[i]);
            if ficha.indicePreciosPorCombustible <> nil then
                ficha.nroBornePreciosPorCombustible :=

ficha.indicePreciosPorCombustible.IdBorne(ficha.bornePreciosPorCombustible);
            end;
        end;
end;
```

```
function TGTer_solartermico.potenciaFirme: NReal;
begin
    Result := 0; // ojo, esto es una conversión.
    // Si este actor lo usamos para Generación Distribuida o Importación
    // devolvemos CERO pues la potencia firme debe ser calculada por algún otro
    // método.

    //result:= (paUnidades.nUnidades[0]) * pa.PMax * pa.disp;
end;
```

```
function TGTer_solartermico.infoAd_: string;
begin
    Result := '';
end;
```

```
class function TGTer_solartermico.DescClase: string;
```

```
begin
  Result := rsGeneradorSolarTermico;
end;

procedure TGTer_solartermico.Sim_Cronica_Inicio;
begin
  inherited Sim_Cronica_Inicio;
end;

procedure TGTer_solartermico.SorteosDelPaso (sortear: boolean);
begin
  if hayForzamientos or globs.ObligarDisponibilidad_1_ then
  begin
    NMaquinasDisponibles := paUnidades.nUnidades[0];
    factor_P := pa.PMax * NMaquinasDisponibles;
  end
  else if sortear then
  begin
    ActualizarProbabilidadesReparacionYRotura (pa.disp, pa.tRepHoras);
    NMaquinasDisponibles := Sorteos_RepRotUnidades;
    factor_P := pa.PMax * NMaquinasDisponibles;
  end
  else
  begin
    NMaquinasDisponibles := paUnidades.nUnidades[0];
    factor_P := pa.PMax * pa.disp * NMaquinasDisponibles;
  end;
end;

procedure TGTer_solartermico.prepararPaso_ps;
var
  iPoste: integer;
  fuenteAleatoria: TFuenteAleatoria_Borne;
  valp: NReal;
  indice: NReal;
begin
  PMin := pa.PMin;
  if factor_P = 0 then
  begin
    vclear(PMaxDisponiblePorPoste); //esto es necesario?
    vclear(BMax);
    cv := 0;
    exit;
  end;

  EMaxPasoDeTiempo:= 0;
  for iPoste := 0 to globs.NPostes - 1 do
  begin
    fuenteAleatoria :=
TFuenteAleatoria_Borne(pa.fuentesAleatoriasPotenciasPorPoste.items[iPoste]);
    valp := fuenteAleatoria.fuente.Bornera[fuenteAleatoria.DarIdBorne] * pa.FAmp;
    if pa.HayAlmacenDeEnergia then
      EMaxPasoDeTiempo:= EMaxPasoDeTiempo + valp * globs.DurPos[iPoste]
    else
      BMax[iposte] := max(0, valp - pa.PMin);
    end;
  end;
```

```
//end;

if pa.indicePreciosPorCombustible <> nil then
begin
  indice :=
pa.indicePreciosPorCombustible.bornera[pa.nroBornePreciosPorCombustible];
  cv := pa.cv * indice;
  c0 := pa.PMin * pa.cv_min * indice;
  cve := pa.PagoPorEnergia * indice;
end
else
begin
  cv := pa.cv;
  c0 := pa.PMin * pa.cv_min;
  cve := pa.PagoPorEnergia;
end;

end;

procedure TGTer_solartermico.Sim_Paso_Fin; //lee la solución al fin de cada paso
var
  iposte: integer;
begin
  potMedia_despachada := 0;
  if NMaquinasDisponibles > 0 then
  begin
    for iposte := 0 to high(P) do
      potMedia_despachada := potMedia_despachada + P[iposte] *
globs.durpos[iposte];
      potMedia_despachada := potMedia_despachada * globs.invHorasDelPaso;
    end
  else
  begin
    potMedia_despachada := 0;
  end;
end;

procedure TGTer_solartermico.WriteToText(f: TArchiTexto);
begin
  inherited WriteToText(f);
end;

procedure TGTer_solartermico.opt_nvers(var ivar, ivae, ires: integer); //cantidad
de variables de control que usa (cant postes, potencia y potencias acoples)
begin
  if factor_P = 0 then
    exit;

  Self.ivar := ivar;
  ivar := ivar + globs.NPostes * 2; //n postes * dos estados, on/off

  Self.ivae := ivae; //variables enteras para programación entera mixta
  ivae := ivae + globs.NPostes;

  Self.ires := ires; //restricciones adicionales a las de caja
  ires := ires + globs.NPostes;
```

```
if pa.HayAlmacenDeEnergia then
  Inc(ires);
end;

procedure TGTer_solartermico.opt_cargue(s: TSimplex); //carga el modelo en el
simplex
var
  inodores: integer;
  iposte: integer;
  jres: integer;
  BMax_r: NReal;

begin
  if factor_P = 0 then
    exit; // si no hay máquinas no juego

{$IFDEF SPXCONLOG}
  spx_NombrarVariables(s);
{$ENDIF}

  inodores := nodo.ires; //restricciones de nodo
  // aporte a las restricciones del nodo
  for iposte := 0 to globs.NPostes - 1 do
    begin
      s.pon_e(inodores + iposte, ivar + iposte, 1); // coeficiente de la B[iposte]
      (despacho por arriba del minimo tecnico)
      s.pon_e(inodores + iposte, ivar + iposte + globs.NPostes, Pmin); // coef A
      (variable de acople)
    end;

    BMax_r:= pa.PMax - pa.PMin;

    // restricciones adicionales impuestas por la variable de Acople
    jres := ires;
    for iposte := 0 to globs.NPostes - 1 do
      begin
        s.pon_e(jres, ivar + iposte, -1); // coef B[iposte]
      end;
    end;

    if pa.HayAlmacenDeEnergia then
      s.pon_e(jres, ivar + globs.NPostes + iposte, BMax_r ) //-B+A(PMax-Pmin)>=0
    else
      s.pon_e(jres, ivar + globs.NPostes + iposte, min (BMax[iposte],BMax_r));
    //-B+A (minimo (Pmax,PMaxDisponiblePorPoste)-Pmin)>=0

    Inc(jres);
  end;

  //Restriccion a la energía máxima generable en el paso
  if pa.HayAlmacenDeEnergia then
    begin
      for iposte := 0 to globs.NPostes - 1 do
        begin
          s.pon_e(jres, ivar + iposte, -globs.durpos[iposte] /
          pa.rendimiento_almacen[iposte]); //resta energia generada por arriba del minimo
          técnico
          s.pon_e(jres, ivar + globs.NPostes + iposte, -globs.durpos[iposte] *
          pa.PMin / pa.rendimiento_almacen[iposte]);
        end;
      end;
    end;
  end;
```

```
end;
s.pon_e(jres, s.nc, EmaxPasoDeTiempo);
end;

// aportes a la función de utilidad
for iposte := 0 to globs.NPostes - 1 do
begin
s.pon_e(s.nf, ivar + iposte, -cv * globs.DurPos[iposte]);
s.pon_e(s.nf, ivar + globs.NPostes + iposte, -c0 * globs.DurPos[iposte]);
end;
end;

procedure TGTer_solartermico.opt_fijarRestriccionesDeCaja(s: TSimplex);
var
iposte: integer;
begin
if factor_P = 0 then
exit; // si no hay máquinas no juego

if (not hayForzamientos) then
begin
(* // Restricciones de caja de las B (Esto no es necesario pues las
restricciones adicionales
// obligan que estas se cumplan. Por eso le pongo el 1.1 para dejarle la caja
un poco floja *)
for iposte := 0 to globs.NPostes - 1 do
s.cota_sup_set(ivar + iposte, (pa.PMax - pa.PMin) * NMaquinasDisponibles *
1.1);

// Restricciones de caja de las A y las declaramos enteras
for iposte := 0 to globs.NPostes - 1 do
s.set_EnteraConAcople(
iva_e + iposte, ivar + globs.NPostes + iposte, NMaquinasDisponibles,
ivar + iposte, ires + iposte);
end
else
begin
for iposte := 0 to globs.NPostes - 1 do
s.FijarVariable(ivar + iposte, pa.Forzamiento.P[0]-pa.Pmin);

// Restricciones de caja de las A y las declaramos enteras
for iposte := 0 to globs.NPostes - 1 do
begin
s.set_EnteraConAcople(
iva_e + iposte, ivar + globs.NPostes + iposte, NMaquinasDisponibles,
ivar + iposte, ires + iposte);
s.FijarVariable(ivar + globs.NPostes + iposte, NMaquinasDisponibles);
end;
end;
end;

procedure TGTer_solartermico.opt_leerSolucion(s: TSimplex);
var
iposte: integer;
m, energia: NReal;
nmaqs: integer;
begin
```

```
maxNMaquinasDespachadas := 0;
if factor_P = 0 then
begin
  vclear(P);
  vclear(NMaquinasDespachadas);
  vclear(costos);
  IngresoPorDisponibilidad := 0;
  IngresoPorEnergia := 0;
  costoDirectoDelPaso := 0;
  exit;
end;

IngresoPorEnergia := 0;
IngresoPorDisponibilidad := NMaquinasDisponibles * globs.HorasDelPaso *
  pa.PagoPorDisponibilidad_USD_uh;
CostoDirectoDelPaso := IngresoPorDisponibilidad;
Energia := 0;

// recuperamos los valores de Potencia despachada
for iposte := 0 to globs.NPostes - 1 do
begin
  P[iposte] := s.xval(ivar + iposte);
  if P[iposte] > 1E-6 then
  begin
    nmaqs := trunc(s.xval(ivar + globs.NPostes + iposte) + 0.2);
    NMaquinasDespachadas[iposte] := nmaqs;
    m := s.xval(ivar + iposte);
    P[iposte] := m + nmaqs * PMin;

    if nmaqs > 0 then
    begin
      costos[iposte] := (m * cv + nmaqs * c0) * globs.DurPos[iposte];
      CostoDirectoDelPaso := CostoDirectoDelPaso + costos[iposte];
      Energia := Energia + P[iposte] * globs.DurPos[iposte];
      if nmaqs > maxNMaquinasDespachadas then
        maxNMaquinasDespachadas := nmaqs;
      end
    else
      costos[iposte] := 0;
    end;
  end;
end;

IngresoPorEnergia := Energia * cve;
CostoDirectoDelPaso := CostoDirectoDelPaso + IngresoPorEnergia;
end;

{$IFDEF SPXCONLOG}
procedure TGTer_solartermico.spx_NombrarVariables(s: TSimplex);
var
  iposte: integer;
begin
  if NMaquinasDisponibles = 0 then
    exit;
  for iposte := 0 to globs.NPostes - 1 do
  begin
    s.set_NombreVar(ivar + iposte, Nombre + '_P[MW]' + IntToStr(iposte + 1));
    s.set_NombreVar(ivar + iposte + globs.NPostes, Nombre + '_A' + IntToStr(iposte
```

```
+ 1));
    s.set_NombreRest(ires + iposte, Nombre + '_res-A' + IntToStr(iposte + 1));
end
if pa.HayRestriccionEmaxPasoDeTiempo then
    s.set_NombreRest(ires + globs.Npostes, nombre + '_res-EMax');
end;

{$ENDIF}

function TGTer_solartermico.getNombreVar(ivar: integer; var nombre: string):
boolean;
begin
    if NMaquinasDisponibles = 0 then
        Result := False
    else
        if (ivar >= self.ivar) and (ivar < self.ivar + globs.NPostes) then
            begin
                nombre := self.Nombre + '_P[MW]' + IntToStr(ivar - self.ivar + 1);
                Result := True;
            end
        else if (ivar >= self.ivar + globs.NPostes) and
            (ivar < self.ivar + 2 * globs.NPostes) then
            begin
                nombre := self.Nombre + '_A[MW]' + IntToStr(ivar - (self.ivar + globs.NPostes)
+ 1);
                Result := True;
            end
        else
            Result := False;
        end
    end;

function TGTer_solartermico.getNombreRes(ires: integer; var nombre: string):
boolean;
begin
    if NMaquinasDisponibles = 0 then
        Result := False
    else
        if (ires >= self.ires) and (ires < self.ires + globs.NPostes) then
            begin
                nombre := self.nombre + '_res-A' + IntToStr(ires - self.ires + 1);
                Result := True;
            end
        else if pa.HayAlmacenDeEnergia and (ires = self.ires + globs.NPostes) then
            begin
                nombre := self.nombre + '_res-ETotal';
                Result := True;
            end
        else
            Result := False;
        end
    end;

procedure TGTer_solartermico.PubliVars;
begin
    inherited PubliVars;
    PublicarVariableVR('Costo', '[USD]', 6, 1, costos, True, True);
    PublicarVariableVI('NMaqsDespachadas', '-', NMaquinasDespachadas, True, True);
    PublicarVariableNR('c0', '[USD/h]', 6, 1, c0, False);
```

```
PublicarVariableNR('cv', '[USD/MWh]', 6, 2, cv, True);
PublicarVariableNR('cve', '[USD/MWh]', 6, 2, cve, True);
PublicarVariableVR('PMax', '[MW]', 6, 1, PMaxDisponiblePorPoste, True, True);
PublicarVariableNI('NMaquinasDisponibles', '-', NMaquinasDisponibles, True);
PublicarVariableNR('IngresoPorDisponibilidad', '[USD]', 6, 1,
IngresoPorDisponibilidad, true);
PublicarVariableNR('IngresoPorEnergia', '[USD]', 6, 1, IngresoPorEnergia, True);
PublicarVariableNR('PMediaDespachada', '[MW]', 6, 1, potMedia_despachada, False);
PublicarVariableNI('MaxNMaqsDespachadasEnElPaso', '-', maxNMaquinasDespachadas,
False);

{$IFDEF DECLARAR_VARIABLES_SIMRES_DEF}
deklararVarsPSimResPorDefectoIntercalandoPostes(['P', 'Costo',
'NMaqsDespachadas', 'PMax'], globs.NPostes);
{$ENDIF}
end;

procedure TGTer_solartermico.Free;
begin
setlength(costos, 0);
setlength(NMaquinasDespachadas, 0);
setlength(PMaxDisponiblePorPoste, 0);
inherited Free;
end;

procedure AlInicio;
begin
registrarClaseDeCosa(TGTer_solartermico.ClassName, TGTer_solartermico);
registrarClaseDeCosa(TFichaGTer_solartermico.ClassName,
TFichaGTer_solartermico);
registrarClaseDeCosa(TFuenteAleatoria_Borne.ClassName, TFuenteAleatoria_Borne);
{ AssignFile(fdbg, uconstantesSimSEE.getDir_Dbg + 'RachasRoto.xlt');
rewrite(fdbg);}
end;

procedure AlFinal;
begin
// CloseFile(fdbg);
end;

end.
```

Anexo 2

8.3 Agregado de un actor al sistema

1. Crear el .pas con los métodos de la ficha de parámetros, dimensionar, cargar y leer el simplex, etc. Ejemplos de tales fuentes se encuentran en la carpeta /fc/actores/, por ejemplo ugterxx.pas, etc. Una vez pronto el nuevo módulo se deberá alojar en dicha carpeta.
2. Crear el form (formulario). Mediante ese form es que se ingresan en el editor los parámetros del actor que se acaba de crear. Por un lado está la edición de la ficha de parámetros que se encuentra en /ap/editor/Actores/Ediciones/Fichas, crear: uEditarFichaGTer_xx.lfm (form), uEditarFichaGter_xx.pas (los métodos del form, strings, etc.). Por otro lado está la plantilla que aparece cuando se selecciona "Agregar actor" en el editor, se puede optar por usar una genérica que se encuentra en /ap/editor/actores/ediciones, el uEditarTGTer y renombrarla como la del actor nuevo.

Nota: en Lazarus se debe apretar el botón "Cambiar Formulario/Unidad" al lado del botón "Guardar Todo..." para observar el formulario asociado a un fuente. Fijarse en el código que los nombres coincidan con el .pas.

3. Agregar a los incluye (uses) del SimsEEEditMain (/ap/editor/SimSEEEEditMain.pas) el uEditarFichaGTerxx, uEditarTGTerxx y el ugterxx.

También agregar en el SimSEEEEdit.lpr en uses:

```
uEditarTGTerxx in 'Actores\Ediciones\uEditarTGTerxx.pas' { uEditarTGTerxx }  
uEditarFichaGTerxx in 'Actores\Ediciones\Fichas\uEditarFichaGTerxx.pas' { uEditarFichaGTerxx.pas }  
ugterxx in '..\..\fc\actores\ugterxx.pas
```

4. Asociar el módulo (ej. ugterxx) a los formularios, para eso se debe modificar en el SimSEEEEditMain:

```
...  
procedure TFSimSEEEEdit . registrarActores ( ) ; , generadores termicos , modificarelinfoTabs...  
ejemplos :  
...  
// Generadores Termicos  
info := TInfoActor.Create (TGTerBasico ,  
// La CLASE TGTerxx.DescClase,  
// string descriptivo de la CLASE  
TEditatTGTer,  
// Clase del formulario de edición del objeto. TEditatFichaGTerBasico ) ;  
// Clase del formulario de edicion de las fichas dinamicas del objeto  
uInfoTabs . infoTabs . addInfoActor ( info ,strTabGeneradoresTermicos ) ;  
// generador dos tramos  
info := TInfoActor . Create (TGTerBasicoDosTramos, TGTerBasicoDosTramos . DescClase , TEditatTGTer ,  
TEditatFichaGTer BasicoDosTramos ) ;  
uInfoTabs . infoTabs . addInfoActor ( info ,strTabGeneradoresTermicos ) ;
```

5. Registrar al actor. En la unidad /fc/base/uInicioYFinal.pas:
 - agregar el incluye (uses) ugterxx
 - en el procedure AIFinal . . . agregar uGTerxx.AIFinal;

- en el procedure Allnicio . . . uGTerxx.Allnicio;
6. Por último, al editar un actor, se debe setear los campos correspondientes. Para ello se debe crear dentro de `fc/campos/` el archivo `uCamposTGTerxx.pas`". Ahí se especifican los campos que tendrá el actor. (No olvidarse de agregar la referencia al `.lpr` del proyecto porque sinó no funciona)

Otros comentarios

Recordar que hay que "construir todo": tanto el proyecto `SimSEEEedit.lpi` (en `/ap/editor`) como el `SimSEESimulador.lpi` (en `/ap/optsim`) para que ande.

Para debuggear la parte del simplex hay que ir a `usalasdejuego` y colocar antes del `try... ispxres:=spx.resolver`; las siguientes líneas:

```
inc ( cnt dbg );  
writeln ( cnt dbg );  
if ( cnt dbg = 24 ) then  
spx .DumpSistemaToXLT( ' paradebug .XLT' , ' 24h ' );
```

Esto generará el archivo `"paradebug.XLT"` en la carpeta `/simsee/debug`. Este archivo (o el mismo guardado como un `.txt`) es lo que carga el programa `"simplex.exe"` con el que después de cada paso se van observando los cambios que realiza el algoritmo del simplex para buscar la solución.

8.4 Referencias

- Energía Solar Térmica de Concentración. Perspectiva mundial 2009. Greenpeace.
- Case Studies on the Use of Solar Irradiance Forecast for Optimized Operation Strategies of Solar Thermal Power Plants. Michael Wittmann, Hanne Breitzkreuz, Marion Schroedter-Homscheidt, and Markus Eck
- Biomass supported Solar Thermal Hybrid Power Plant for Continuous Electricity Generation from Renewable Sources. Shaheen Hasan Chowdhury, Amanullah Maung Than Oo and Palash kumar Banerjee.
- Estudio de viabilidad de una planta termosolar trough. Guillermo Entrecanales Ruiz de Villarías

PARTE 2) Aplicación a la Programación y Operación del sistema.

9 Objetivo 9) Inclusión de Forzamientos.

Se incorporó el forzamiento en todos los modelos de generadores de SimSEE. A modo de ejemplo se presenta el formulario (Ver Fig.30) de edición de los Motores de Central Batlle de una Programación Semanal real realizada por ADME y las pantallas resultantes de la simulación de la semana en cuestión con y sin forzamiento de dicho generador.

Como se puede apreciar en el ej. de la Fig.30 se ha



Fig. 30: Formulario de edición de forzamientos.

especificado un forzamiento del generador a que genere 60 MW en forma constante a partir de la fecha “Comienzo” especificada en el mismo formulario (Auto significa desde el inicio de la simulación).

La Fig.31 muestra la generación por fuente en el caso “Sin Forzamientos” como se marcó con la flecha, al inicio de la semana hay unas horas en que no se ha despachado motores y aproximadamente entre la hora 25 y 33 de la semana los motores tienen una producción reducida.

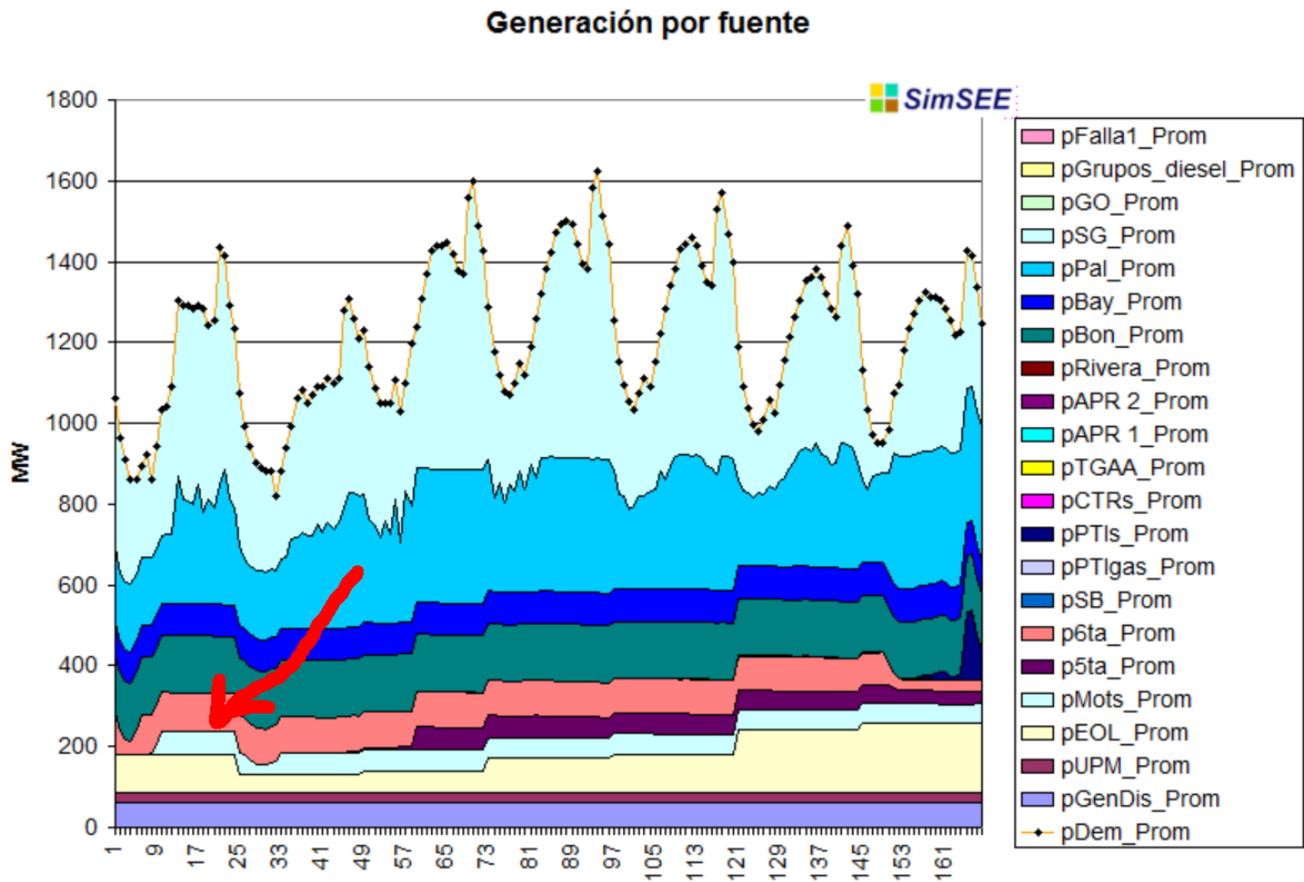


Fig. 31: Ej. Programación Semanal, caso sin forzamiento de motores.

En la Fig.32 se muestra la misma simulación pero imponiendo un forzamiento de 60 MW en la unidad motores de Central Batlle. Como se puede apreciar ahora la banda celeste que representa la potencia de dichos motores es constante.

Según los resultados de ambas simulaciones, el costo de la simulación Con Forzamientos es 3.3% inferior al costo de la simulación Sin Forzamientos. Esta diferencia es mínima para la precisión que se tiene en la información del sistema (por ejemplo en la cota de los lagos) y estaría indicando que el despacho de motores desde el inicio de la semana es una solución equivalente a la solución sin forzamiento.

Generación por fuente

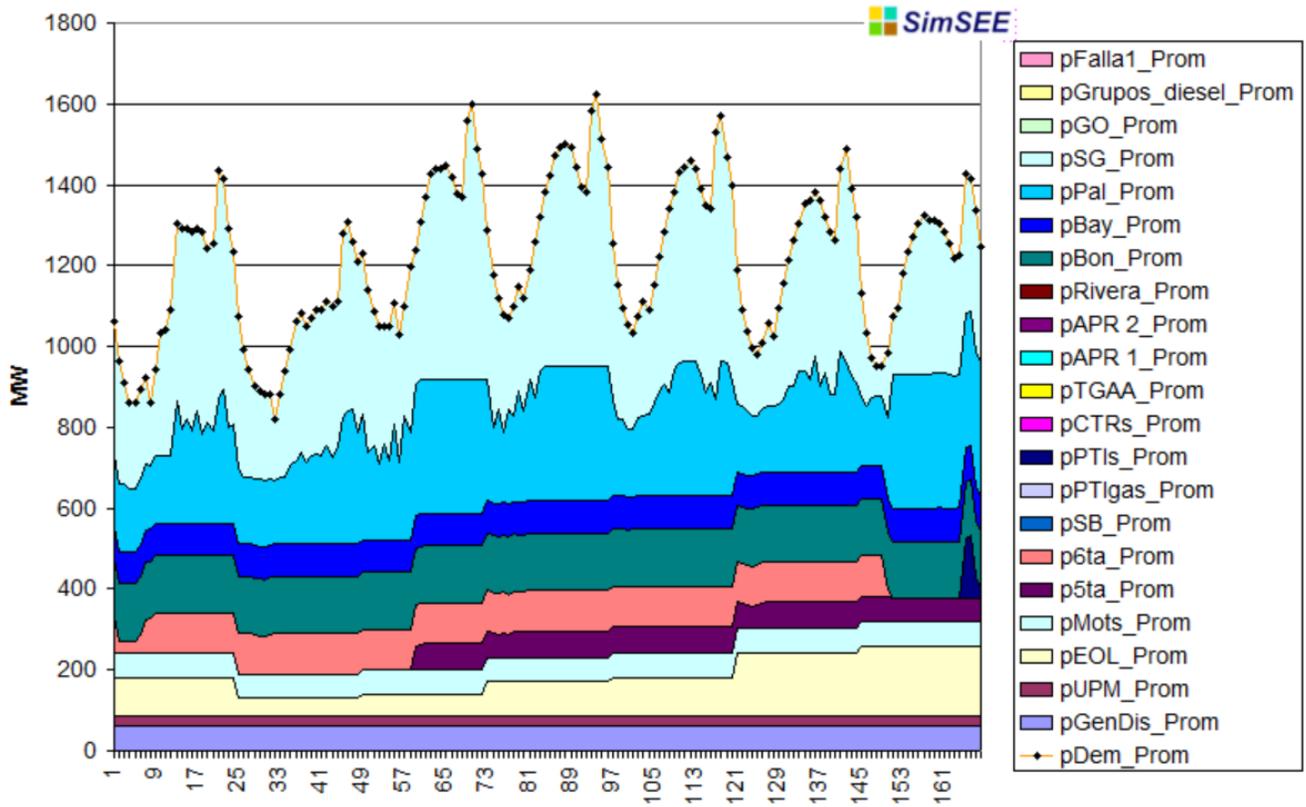


Fig. 32: Ej. Programación Semanal con forzamiento de motores.

10 Objetivo 10) Visualizador de Mantenimientos Programados.

10.1 Introducción.

Parte de la información relevante en la programación de la operación del sistema de generación de energía eléctrica es la referente a los mantenimientos programados de las unidades generadores.

En SimSEE las centrales de generación son modeladas como Actores que pueden tener varias Unidades (o máquinas). A modo de ejemplo, la hidroeléctrica de Salto Grande tiene 14 grupos turbina-generator que se modelan como Unidades dentro de la central.

La planificación de los mantenimientos se logra en SimSEE especificando en el actor la cantidad de unidades instaladas y la cantidad de unidades en mantenimiento programado en fichas de datos con una fecha a partir de la cuál la ficha es válida. El conjunto de Fichas de Unidades de un Actor, con sus fechas, determinan para ese Actor cuántas Unidades efectivamente operativas tiene en todo momento.

La Fig.33 Muestra un ejemplo de la pantalla de edición de las Unidades Disponibles de un Actor. En la figura se puede ver el listado de Fichas de Unidades. El listado tiene la Fecha a partir de la cual la Ficha es válida y un resumen de la Ficha indicando la cantidad de unidades Instaladas, en Mantenimiento Programado, si la Ficha es periódica y a la Capa a la que pertenece.

Las unidades efectivamente Operativas está dada por la diferencia entre la cantidad de unidades instaladas y la cantidad de unidades en mantenimiento programado.

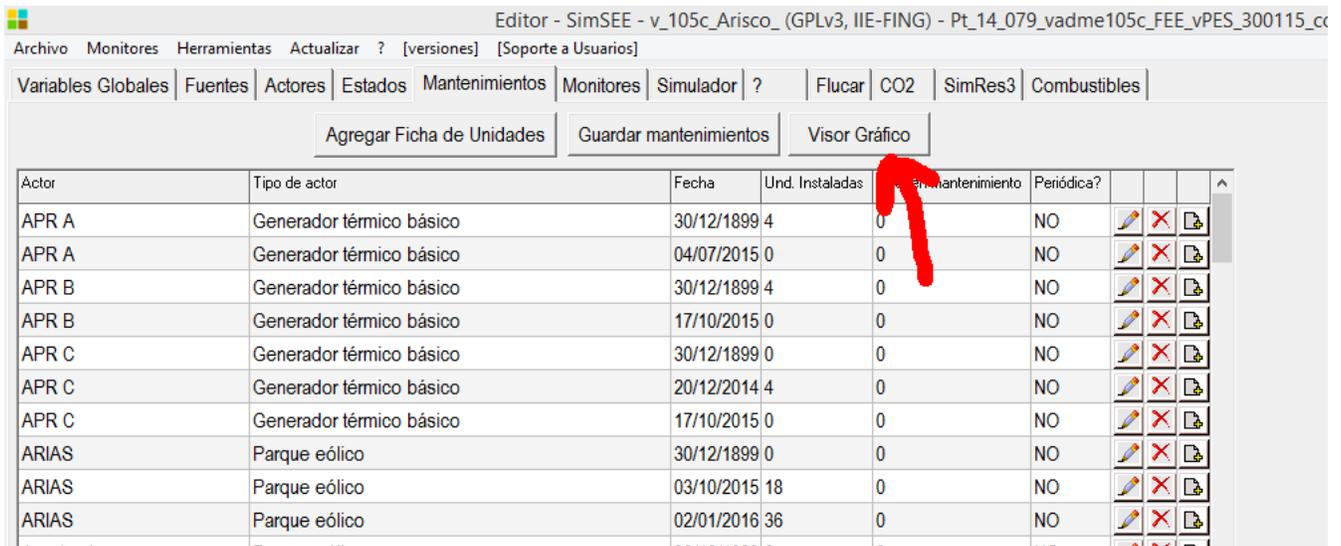
En la versión de SimSEE modificada para el cumplimiento de este Objetivo Específico se agregó la posibilidad de distinguir entre unidades instaladas y en mantenimiento. En las versiones anteriores, simplemente se indicaba la cantidad de unidades operativas.

<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> Ver Expandida Agregar Ficha </div>							
Fecha de Inicio	Instaladas	En M.Prog.	Periodica?	Capa			
Auto	[8]	[0]	NO	0			
01/11/2014	[8]	[1]	NO	0			
17/01/2015	[8]	[0]	NO	0			
04/04/2015	[8]	[1]	NO	0			
09/05/2015	[8]	[0]	NO	0			
30/05/2015	[8]	[1]	NO	0			
20/06/2015	[8]	[0]	NO	0			
04/07/2015	[8]	[1]	NO	0			
29/08/2015	[8]	[0]	NO	0			
05/09/2015	[8]	[1]	NO	0			
12/09/2015	[8]	[0]	NO	0			

Fig. 33: Lista de Fichas de Unidades de un Actor en SimSEE.

Cada Acto generador dentro de SimSEE tiene una lista de sus Fichas de Unidades a la que se accede en el editor seleccionando el Actor correspondiente para edición. Esta forma de acceso impide una visualización global de los mantenimientos de una Sala SimSEE y para solucionar este inconveniente es que se desarrollo el Visualizador Gráfico de Mantenimientos Programados objetivo de este documento.

El Visualizador desarrollado se accede en el editor de SimSEE en la solapa “Mantenimientos” en al que se agregó el botón “Visor Gráfico” com se puede apreciar en la Fig.34.



Actor	Tipo de actor	Fecha	Und. Instaladas	Mantenimiento	Periódica?			
APR A	Generador térmico básico	30/12/1899	4	0	NO			
APR A	Generador térmico básico	04/07/2015	0	0	NO			
APR B	Generador térmico básico	30/12/1899	4	0	NO			
APR B	Generador térmico básico	17/10/2015	0	0	NO			
APR C	Generador térmico básico	30/12/1899	0	0	NO			
APR C	Generador térmico básico	20/12/2014	4	0	NO			
APR C	Generador térmico básico	17/10/2015	0	0	NO			
ARIAS	Parque eólico	30/12/1899	0	0	NO			
ARIAS	Parque eólico	03/10/2015	18	0	NO			
ARIAS	Parque eólico	02/01/2016	36	0	NO			

Fig. 34: Acceso al visor gráfico en la solapa "Mantenimientos".

Al hacer click sobre el botón “Visor Gráfico” se despliega un formulario con la visualización gráfica de los mantenimientos con se muestra e nla Fig.35

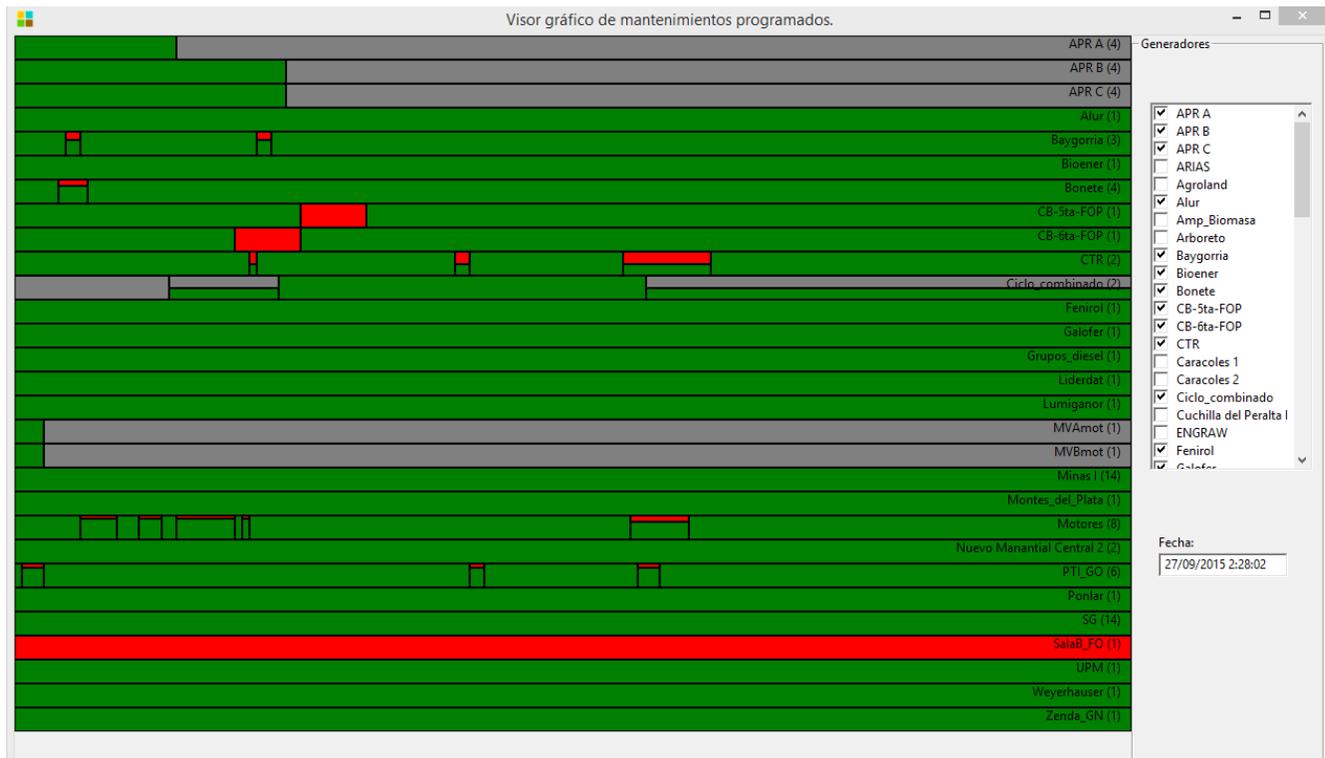


Fig. 35: Copia de pantalla del visualizador gráfico de mantenimientos programados.

La Fig.35 Corresponde a los mantenimientos del sistema de generación de Uruguay de acuerdo a la sala SimSEE de la Programación Estacional realizada por ADME correspondiente al período Noviembre 2014 – Abril 2015. Cada generador visualizado ocupa una banda horizontal del igual ancho.

El largo horizontal de las bandas representa el horizonte de tiempo de Optimización de la Sala SimSEE. Al mover el mouse por las bandas en el Panel del lado derecho, en el casillero Fecha se indica la fecha a la que corresponde la posición del mouse. En el mismo Panel, en la parte superior, se tiene el listado de todos los generadores y se puede seleccionar cuáles son los desplegados en el visor.

El color verde indica en todo momento cuantas unidades de la máxima cantidad de unidades que tiene el generador están Instaladas y listas para su uso (esto es no están en mantenimiento). El color Rojo indica la proporción de unidades en mantenimiento programado y el color gris indica que NO están instaladas.

Al final de cada banda (lado derecho) se escribe el nombre del generador y la cantidad máxima de unidades que representa el alto de la banda correspondiente.

A modo de ejemplo, en la Fig.35 la central “SalaB_FO” tiene una única unidad y está todo el período en mantenimiento programado (la banda es roja en toda su extensión). También a modo de ejemplo, el generador “Motores” tiene 8 unidades instaladas y al inicio del período hay intervalos de tiempo en los que se saca una unidad para mantenimiento (ver Fig.36) y un intervalo en el que se sacan 2 unidades (ver Fig.37) para mantenimiento.

Otro ejemplo es la primera de las bandas (arriba en la Fig.35) que corresponde al generador “APR A” con 4 unidades. Como se puede apreciar, el generador comienza con todas las unidades instaladas y disponibles (inicio todo verde de la banda) y por julio del 2015 pasa a no tener ninguna unidad instaladas (todo gris hasta el final de la banda). Esto corresponde a con el hecho de que este generador son turbinas de gas arrendadas y que serán retiradas del sistema una vez finalizado el contrato de arrendamiento.

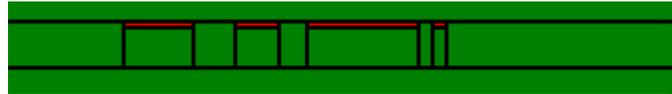


Fig. 36: Motores, una unidad de 8 en mantenimiento en algunos tramos.



Fig. 37: Motores, dos unidades de 8 en mantenimiento programado.

11 Objetivo 11) Desarrollo de modelo de optimización por escenarios para el corto plazo.

11.1 Introducción.

La plataforma SimSEE antes de este desarrollo utilizaba Programación Dinámica Estocástica - Clásica para la valorización de los recursos almacenables del sistema. Como es sabido, dicha técnica de optimización adolece de la Maldición de la Dimensionalidad de Bellman que hace que sea inaplicable rápidamente en la medida en que crece la dimensión del espacio de estado (cantidad de recursos almacenables y variables de decisión enteras como ser el arranque de máquinas). En la lucha contra la Maldición de la Dimensionalidad de Bellman existen muchas propuestas y la intención es incorporar en SimSEE todas las que sean posibles para potenciar la capacidad de la plataforma sobre todo en su propósito de uso académico. En particular en el marco del objetivo general de este proyecto y en particular pensando en el objetivo específico 1) en cuanto a lograr una versión del simulador con paso diezminutal resulta evidente que la dimensión del espacio de estados a considerar crecerá considerablemente (con un paso de simulación 10 minutos la cantidad de almacenes de energía aumenta considerablemente) y por lo tanto es necesario incorporar una estrategia de optimización diferente a la PDE Clásica.

En la consideración de las diferentes estrategias alternativas se optó por proponer en esta oportunidad la implementación de un optimizador del tipo “Por Árbol de Escenarios”. La elección está guiada por dos consideraciones básicas:

1) Ese tipo de técnica es el utilizado en la herramienta conocida como “Opergen” (CPC y MP) actualmente (2013) utilizada en el Despacho Nacional de Cargas en la resolución del despacho óptimo determinístico semanal y de mediano plazo con árbol de escenarios del mediano plazo respectivamente.

Para las mismas tareas también se utiliza SimSEE con la PDE Clásica resultando en tiempos de cálculo similares o inferiores, pero resulta atractivo disponer de la posibilidad de agregar a la herramienta SimSEE la posibilidad de resolver de igual o similar forma que las anteriores a los efectos de investigación y comparación. Si bien al mismo nivel de los que se resuelve hoy (paso horario) no resultaría necesario este desarrollo, se vuelve indispensable cuando se quiera realizar la simulación diezminutal considerando las eventuales mini-centrales de bombeo que se incorporen al sistema.

2) Esta técnica, en comparación con otras como puede ser la Programación Dinámica Estocástica Dual, no necesita de la convexidad de la función de costo que se optimiza. En el sistema hay máquinas térmicas que son de dimensión considerable para el tamaño de Uruguay y por lo tanto la consideración de sus mínimos técnicos es relevante sobre todo en la optimización con paso de tiempo fino (como puede ser la hora o los 10 minutos).

11.2 Planteo del problema.

Se supone que utilizando el SimSEE en con PDE Clásica se resuelve la valorización de los recursos del sistema con capacidad de almacenar energía en tiempos superiores al horizonte de tiempo que llamamos “Corto Plazo”. Es así, que dado el horizonte de corto plazo, se supondrá que se dispone de la función de Costo Futuro $CF(X)$ al final del horizonte de corto plazo obtenida por la ejecución

de la optimización de una Sala SimSEE de mayor plazo.

La Fig.38 muestra un ejemplo de un sistema cuyo vector de estado se supone partido en las variables de “corto plazo” Y y las de “largo plazo” X .

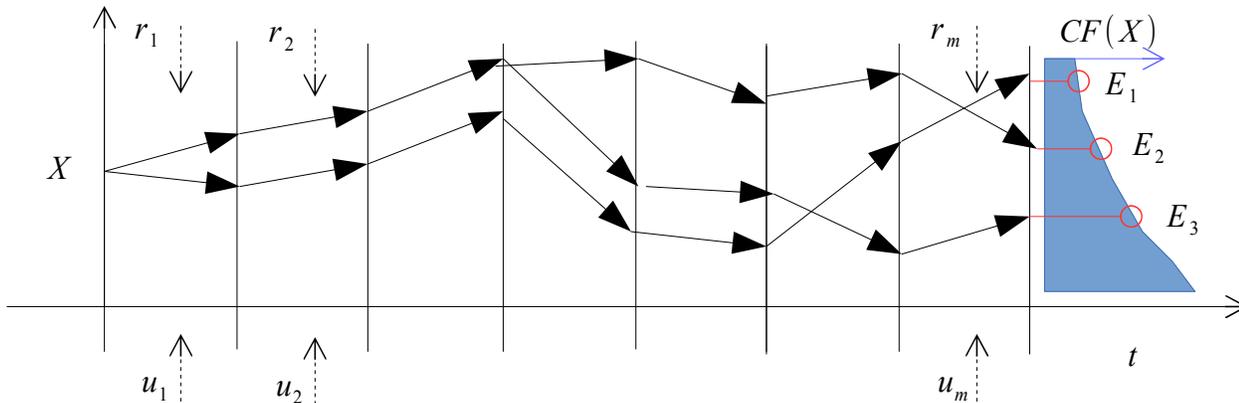


Fig. 38: Trayectorias del sistema con horizonte finito y función de costo de terminación.

La Fig.38 muestra una representación uni-dimensional del estado de largo plazo X . En la etapa k , de las m etapas del horizonte de corto plazo, el sistema está sometido a un vector de entradas no controladas r_k y a un vector de control u_k y por aplicación de la dinámica del sistema se tendrá la evolución de su vector de estado. Las ecuaciones que permiten calcular la evolución del estado tendrá la expresión dada en ec.1.

$$\begin{aligned} X_{k+1} &= f_X(X_k, Y_k, r_k, u_k, k) \\ Y_{k+1} &= f_Y(X_k, Y_k, r_k, u_k, k) \end{aligned} \quad \text{ec.(1) Ecuación de evolución del estado del sistema.}$$

La Fig.38 muestra las trayectorias de evolución del estado X sistema partiendo desde un estado conocido. Una figura similar se podría dibujar para el estado Y .

El costo de operación del sistema, se debe calcular como los costos directos de cada etapa (costos de combustibles más costos de falla más costos por importaciones menos ingresos por importaciones) más el costo futuro del estado X de llegada.

En la Fig.38 hay tres trayectorias diferentes lo que significa que las series de entradas no controlables de las tres difieren. Sean las tres series de entradas no controladas $r_1^1, r_2^1, \dots, r_m^1$, $r_1^2, r_2^2, \dots, r_m^2$ y $r_1^3, r_2^3, \dots, r_m^3$ que dan lugar a los escenarios E_1 , E_2 y E_3 respectivamente.

De acuerdo a la Fig.38 la trayectoria de E_1 es diferente de las otras dos desde la primer etapa por lo cual la secuencia $r_1^3, r_2^3, \dots, r_m^3$ no tiene porqué tener relación con las otras dos y tampoco la secuencia correspondiente de control $u_1^3, u_2^3, \dots, u_m^3$.

Los escenarios E_2 y E_3 coinciden en las tres primeras etapas porque sus secuencias de entradas no controlables coinciden en los tres primeros valores. Necesariamente, las secuencias de control también deberán coincidir en las tres primeras etapas pues se supone que el operador “no sabe” que las secuencias de entradas no controladas bifurcan en el futuro. Entonces, una condición en la

búsqueda de las secuencias de control óptimas será en el ejemplo que : $u_1^2 = u_1^3$ y $u_2^2 = u_2^3$ y $u_3^2 = u_3^3$. Estas condiciones que implican que los escenarios que coinciden desde la raíz, mientras coincidan deben tener igual solución de control se llaman “restricciones de no-anticipación”.

El escenario E_j , queda determinado por secuencia de las entradas no controladas $r_1^j, r_2^j, \dots, r_m^j$ y por el estado de inicio del sistema $\{X_0, Y_0\}$. Dado un conjunto de escenarios E_1, E_2, \dots, E_n la búsqueda de las secuencias óptimas de control $u_1^j, u_2^j, \dots, u_m^j$ deberán cumplir con las restricciones de no-anticipación.

Un método imposición de las condiciones de no-anticipación es organizar los escenarios en un esquema de árbol como se muestra en la Fig.39 para el ejemplo de las trayectorias de la Fig.38.

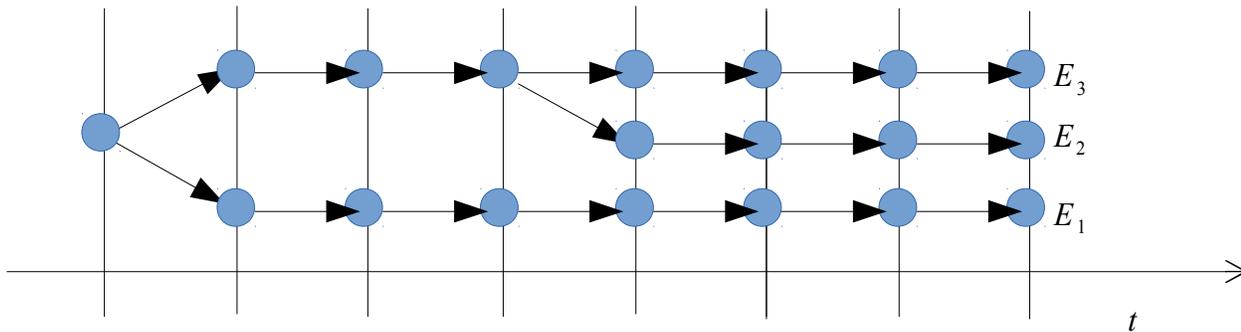


Fig. 39: Ejemplo de árbol de escenarios.

En cada nodo del árbol, se almacena un valor de las entradas no controlables r , un valor de los estados $\{X, Y\}$ y un valor de las entradas de control u .

La resolución del óptimo por el método de la PDE clásica implicaría la construcción de una función de costo futuro en cada etapa sobre el espacio de estado completo del sistema $\{X, Y\}$ método que se quiere evitar. En lugar de ello, en cada nodo se almacenará directamente una propuesta del vector de control u o una “propuesta de gradiente de la función CF”.

11.3 Algoritmo propuesto 1.

Dado el árbol de escenarios, mediante un grafo de Nodos en el que en cada nodo se dispone un valor de las entradas no controlables r . Los nodos están organizados en un horizonte de m etapas, comenzando con un único nodo (Nodo Raíz). Al final de la última etapa, las trayectorias terminan con un costo futuro esperado de terminación descrito sobre el estado de largo plazo X por una función $CF(X)$.

```
TNodo = class
r: TDAofNReal;
X: TDAofNReal;
Y: TDAofNReal;
u: TDAofNReal;
```

```
function NodoSiguiente( kEscenario: integer ): TNodo;
end;

function CostoTotal: NReal;
BEGIN
CostoTotal:=0;
for kEscenario:= 1 to nEscenarios do
begin
X:= Xo; Y:= Yo; CostoEscenario:= 0;
Nodo:= NodoRaiz;
for kEtapa:= 1 to mEtapas do
begin
CostoEscenario:= CostoEscenario + ce( X, Y, Nodo.u, Nodo.r );
Xs:= f_X( X, Y, Nodo.u, Nodo.r, kEtapa );
Ys:= f_Y( X, Y, Nodo.u, Nodo.r, kEtapa );
Nodo:= Nodo.Siguiente( kEscenario );
X:= Xs;
Y:= Ys;
end;
CostoTotal:= CostoTotal + CostoEscenario + CF( X );
end;
END;
```

Se trata entonces de hacer un variador de los vectores $Nodo.u$ para buscar el mínimo de la función de costo total.

11.4 Algoritmo propuesto 2.

Planteado el problema con la información de un nodo, si se conociera el gradiente de la función de costo futuro respecto al estado completo se resuelve por el método clásico y se tiene la política óptima. En lugar de explorar completamente el espacio de estado, se buscaran los gradientes de CF sobre las trayectorias del estado recorridas por el sistema.

Obviamente, esta solución implica una iteración para encontrar los mejores gradientes en cada nodo.

Los gradientes respecto del vector estado de largo plazo no debiera cambiar demasiado en el horizonte de corto plazo.

Este algoritmo podría converger más rápido si la función si se utiliza para la actualización de los gradientes los multiplicadores de Lagrange de las restricciones dinámicas.

11.5 Implementación realizada y conclusiones.

Se implementó el Algoritmo 1 y se realizaron pruebas de convergencia que permiten suponer que se podrá incorporar la implementación a la versión utilizada normalmente de SimSEE.

Los tiempos de cálculo obtenidos resultaron similares a los que se obtienen en las simulaciones de corto-plazo con SimSEE y no son de un orden de magnitud inferior como se pensaba obtener en un principio. La complejidad detectada es que una buena representación de los procesos estocásticos necesita de un árbol de escenarios que causa una explosión combinatoria similar a La Maldición de la Dimensionalidad de Bellman, pero en el árbol de escenarios en lugar de en el producto cartesiano de la discretización de los estados.

No se implementó el algoritmo 2.

La conclusión principal es que la lucha contra la maldición de Bellman tiene que ser resuelta de una forma “más automática” que permita ignorar información del estado del sistema y difícilmente se logre esa simplificación mediante un árbol de escenarios pues la complejidad está en como elegir ese árbol.

12 Objetivo 12) Desarrollo de módulo calibrador de conos de pronósticos. (de viento, temperatura, demanda, radiación solar, etc.)

12.1 Fundamentos de modelo CEGH de procesos estocásticos multivariados.

Uno de las mayores dificultades que aparece al intentar hacer un simulador de un sistema dado, es la representación de los procesos estocásticos involucrados en la realidad concreta (el sistema) que se está intentando simular.

A modo de ejemplo, supongamos un sistema formado por un aerogenerador un banco de baterías y como carga o demanda del sistema el consumo de una vivienda rural. Para simular en forma adecuada ese sistema, es necesario modelar de alguna forma la velocidad del viento y la demanda de energía como los dos procesos estocásticos de mayor importancia, pero también la disponibilidad del aerogenerador, la batería y la electrónica involucrada.

En algunos casos basta con disponer de un conjunto de realizaciones posibles de los procesos estocásticos para observar el comportamiento del sistema mediante simulaciones imponiendo dichos valores como “entradas al sistema”. En esos casos la evolución del sistema no tiene un lazo de control que intente compensar las consecuencias de las trayectorias previsibles de los procesos estocásticos y los procesos son modelados “sin estado” sin cometer por ello un error en los resultados de la simulación.

En otros casos, el sistema es capaz de reaccionar frente a la previsión (o pronóstico) de variación de las realizaciones de los procesos estocásticos. En estos casos, no basta con disponer de un conjunto de realizaciones de los procesos, es necesario tener un MODELO que permita evaluar las probabilidades de las realizaciones posibles futuras para poder calcular cuál será la evolución del sistema. En estos casos, el MODELO deberá incluir la definición del estado de los procesos estocásticos en base al cuál se pueda condicionar las trayectorias que seguirán a partir de un instante dado las realizaciones futuras.

Para fijar ideas, en el ejemplo de la instalación rural, la demanda del sistema puede tomar acciones que contrarresten las evoluciones de la generación. Si el modelo que se tenga de la velocidad de viento permite asignar una probabilidad alta a un día de poco viento, seguramente la demanda restringirá el uso en lo posible de energía durante el día para tener buena carga en la batería para la noche y a la inversa, si el modelo permite asignar alta probabilidad a un día de mucho viento, entonces los usuarios serán más liberales con el uso de la energía durante el día a riesgo de tener que prender velas en la noche. La operación de los sistemas con capacidad de almacenar energía es siempre un compromiso entre usar parte de la energía almacenada en el presente o guardarla para el futuro sustituyendo su uso en el presente por energías de otras fuentes (por ej. prender velas en el ejemplo de instalación rural).

Los sistemas, en menor o mayor grado, tienen inercias que hacen que la operación sea posible en forma continua. Por ejemplo, es muy poco probable que el promedio de caudal a una central hidroeléctrica tenga variaciones importantes en una hora para la siguiente. A mayor inercia en el proceso representado mayor podrá ser el paso de tiempo de simulación que permite observar la

realización del proceso como una evolución suave y continua. A mayor inercia, mayor será el impacto del pasado del sistema en su futuro. En la jerga de modelado y control de sistemas se dice que un sistema es dinámico o tiene dinámica cuando el pasado del sistema es relevante para calcular la evolución del sistema en el futuro. Es decir que además de la información de las entradas futuras es necesario conocer información del pasado para calcular la evolución futura. Decimos que disponemos de un modelo del sistema o de su dinámica cuando podemos tener una ecuación como la ec. 2

$$\dot{x} = f(x, r, u, t)$$

ec.(2) Modelo del sistema.
Ecuación de evolución del estado.

Dónde:

$x \in R^n$ es el vector de estado del sistema y por definición captura la información necesaria del pasado para poder calcular la evolución.

$r \in R^p$ es un vector de entradas no-controlables. Es información externa, sobre la que no se tiene control y que se supone independiente del valor de x

$u \in R^m$ es el vector de control. Son las variables sobre las que el Operador puede actuar. Por ejemplo, la potencia despachada de cada generador.

t Es el "tiempo".

La ec. 2 establece la derivada del estado como una función del estado actual, de las entradas no controlables, de las entradas de control y del tiempo actual. La evolución del vector de estado es entonces calculable a partir del conocimiento del estado x_0 en un tiempo inicial t_0 y de las entradas r y u para $t \geq t_0$ mediante la integración de la ec. 2 por la integral de la ec. 3.

$$x = x_0 + \int_{\xi=t_0}^{\xi=t} f(x(\xi), r(\xi), u(\xi), \xi) d\xi$$

ec.(3) Simulación del sistema

Para fijar rápidamente la idea de lo importante que es una buena representación de los procesos estocásticos téngase en mente el caso de la simulación del sistema de generación eléctrica del Uruguay. El Uruguay, tiene cuatro centrales hidroeléctricas ubicadas en dos ríos, con una potencia instalada de aproximadamente 1500 MW. Dependiendo de las lluvias del año, el cubrimiento de la demanda eléctrica se realizará con más o menos energía de origen hidráulico debiéndose cubrir el resto con generación en base a combustibles fósiles o con importación de energía. Los costos de éstas dos últimas fuentes rondan los 200 USD/MWh. La variabilidad de la generación hidráulica anual es importante lo que tiene como consecuencia que el Costo de Abastecimiento de la Demanda (CAD) tenga también un variabilidad importante. En la fig.40 se muestra la generación hidráulica que tendría lugar en una simulación del año 2010 suponiendo que se vuelven a repetir las lluvias de los últimos 100 años, ordenando de los años más lluviosos a los más secos de izquierda a derecha respectivamente.

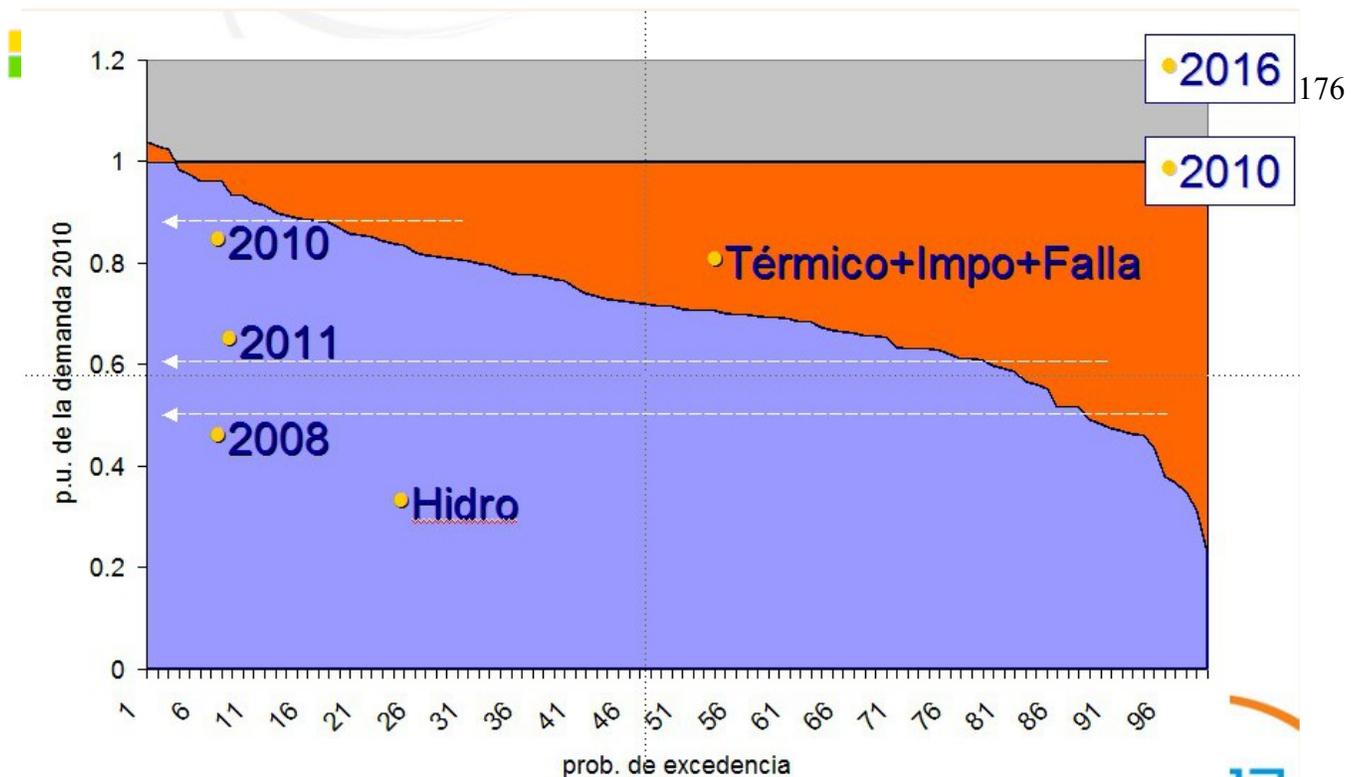


Fig. 40: Variabilidad de la generación hidráulica.

Insistiendo sobre el ejemplo de la generación hidroeléctrica (por ser la fuente de mayor volatilidad de los costos de generación en Uruguay), notemos que la generación hidroeléctrica del conjunto de las cuatro represas dependerá de los caudales afluentes a sus cuencas y de la capacidad de embalsar el agua de cada hidroeléctrica. La capacidad de embalsar el agua, debe pensarse como la capacidad de almacenar un recurso del sistema para su uso futuro. Almacenar tiene sentido si se sabe que ese recurso usado en el futuro evitará costos mayores que usado en el presente. Para tener la capacidad de “adivinar” cuánto valdrá el recurso en el futuro es necesario que los procesos estocásticos involucrados estén modelados de forma de representar lo mejor posible las “inercias” ocultas en los sub-sistemas asociados a dichos procesos. No menos importante es representar adecuadamente las correlaciones entre las diferentes variables estocásticas. A modo de ejemplo, dada la superficie del Uruguay, existe una correlación positiva entre los aportes a las represas la cual debe modelarse para no inducir al error de sobrevalorar la disponibilidad del recurso en una de las hidroeléctricas dado que cuando esté disponible en una existe por la correlación positiva una chance importante de que también esté en las demás. Otro ejemplo, es la velocidad de viento en los parques eólicos distribuidos en el territorio nacional. Si por simplicidad se modelaran todos los parques como instalados en un único sitio, todas las potencias de los parques variarían simultáneamente mostrando mayor variabilidad que la real, dado que en la medida en que las instalaciones se distancian geográficamente la correlación entre la velocidad de viento disminuye.

El propósito de este capítulo es mostrar una forma de analizar series temporales de datos que representen la salida de un proceso estocástico e identificar en base a ese análisis un modelo de Correlaciones en Espacio Gaussiano con Histograma - CEGH que puede ser utilizado en el la representación de un sistema dinámico. En particular nuestro principal interés es el uso de estos modelos en la plataforma SimSEE. El modelo identificado tiene la propiedad fundamental de tener una estructura que facilita su inclusión en el modelado de la dinámica del sistema (ec. 2) y de generar series sintéticas que conservan las auto-correlaciones y las correlaciones cruzadas (en un espacio transformado que se describe más adelante) y los histogramas de amplitud en el espacio real. La conservación de los histogramas de amplitud es importante pues el sistema de generación de energía

eléctrica tiene componente altamente no-lineales y por consiguiente la energía de los procesos no se conservaría si no se respetan las amplitudes.

12.2 Elementos de estadística.

La intención de esta sección es resumir las bases de estadística necesarias para el desarrollo del modelo y refrescar al lector las definiciones y notación utilizadas.

12.2.1 Función de distribución acumulada de probabilidad.

Dada una variable aleatoria $X \in R$ su función de distribución acumulada de probabilidad $F_X(x): R \rightarrow R$ es por definición: $F_X(x) = P(X \leq x)$, siendo $P(X \leq x)$ la probabilidad de que la variable aleatoria X tome valores inferiores o iguales al valor dado x .

Se puede probar que con esa definición, $F_X(x)$ es monótona creciente y va de 0 a 1.

12.2.2 Función de densidad de probabilidad.

Dado un vector de variables aleatorias $x \in R^n$, podemos definir la función de densidad de probabilidad $p_x(x): R^n \rightarrow R$ tal que la probabilidad de que el vector x pertenezca a un volumen $\Omega \in R^n$ está dado por la integral en el volumen: $\int_{\xi \in \Omega} p_x(\xi) dV_\xi$ siendo $dV_\xi = d\xi_1 \cdot d\xi_2 \dots d\xi_n$ el elemento de volumen.

12.2.3 Algunos resultados para aleatorias univariadas.

A continuación se enumeran algunos resultados útiles para variables aleatorias univariadas.

12.2.3.1 Relación entre las funciones de distribución y de densidad para una variable aleatoria univariada.

Por definición de la función de distribución acumulada y de densidad de probabilidad de las secciones 12.2.1 y 12.2.2 se pueden establecer las relaciones siguientes:

$$F_X(x) = P(X \leq x) = \int_{\xi = -\infty}^{\xi = x} p_X(\xi) d\xi$$

ec.(4) Relación entre las funciones de Distribución y la Densidad de Probabilidad.

o lo que es equivalente:

$$p_X(x) = \frac{d}{dx} F_X(x)$$

12.2.3.2 Transformación de una variable aleatoria.

Dada una variable aleatoria y su funciones características $F(x)$ y $p_x(x)$ y dada una transformación $T: R \rightarrow R$ monótona consideremos la variable aleatoria $y = T(x)$.

Por definición la Distribución de la nueva variable será:

$$F_Y(y) = P(Y \leq y) = \int_{\xi=-\infty}^{\xi=y} p_Y(\xi) d\xi$$

Si $y = T(x)$ es monótona creciente, haciendo el cambio de variable en la integral se puede escribir:

$$F_Y(y) = P(Y \leq y) = \int_{\xi=-\infty}^{\xi=y} p_Y(\xi) d\xi = \int_{\beta=-\infty}^{\beta=x} p_Y(T(\beta)) \frac{\partial T(\beta)}{\partial x} d\beta \quad \text{donde } x = T^{-1}(y)$$

El integrando de la última integral es identificable como $p_X(x)$ con lo que se puede escribir:

$$\text{si } y = T(x) \text{ entonces: } p_Y(y) = p_X(x) \cdot \left(\frac{\partial T(x)}{\partial x} \right)^{-1} \quad \text{ec.(5) Cambio de variable de una aleatoria univariada.}$$

12.2.3.3 Generador de números aleatorios con una función de densidad de probabilidad dada.

Dada una función de densidad de probabilidad $p_X(x)$ es inmediato disponer de la distribución acumulada de probabilidad $F_X(x)$ y viceversa a partir de la ec. 4.

La función de distribución acumulada $F_X(x)$ es monótona creciente desde el valor 0 (cero) para $x = -\infty$ hasta el valor 1 (uno) para $x = +\infty$ y por lo tanto es invertible. Sea $F_X^{-1}(u)$ la inversa de la función de distribución. Por construcción $F_X^{-1}(u)$ está definida del intervalo $[0, 1]$ en R .

Sea u una variable aleatoria con distribución uniforme en $[0, 1]$. Típicamente los diferentes lenguajes de programación tienen una función para generar números pseudo-aleatorios con distribución uniforme. Por ejemplo, la función *random* de Pascal.

$$\text{Por definición } p_U(u) = \begin{cases} 1; & \forall u \in [0, 1] \\ 0; & \forall u \notin [0, 1] \end{cases}$$

Consideremos el cambio de variable $\xi = T(u) = F_X^{-1}(u)$ y utilizando la relación de la ec. 5, podemos escribir que:

$$p_\xi(\xi) = p_U(u) \cdot \left(\frac{\partial T(u)}{\partial u} \right)^{-1}$$

$$\text{como: } \frac{\partial T(u)}{\partial u} = \frac{\partial F_X^{-1}(u)}{\partial u} = \left(\frac{\partial F_X(\xi)}{\partial x} \right)^{-1} = (p_X(\xi))^{-1}, \text{ sustituyendo } \frac{\partial T(u)}{\partial u} \text{ en la ec. anterior}$$

tenemos:

$p_\xi(\xi) = p_U(u) \cdot p_X(x)$ y como $\xi = T(u) = F_X^{-1}(u)$ mapea el intervalo $[0, 1]$ en R para cualquier valor de ξ , podemos asegurar que $p_U(u) = 1$ y por tanto hemos encontrado un mecanismo para generar una variable aleatoria ξ cuya función densidad de probabilidad coincide con una dada: $p_\xi(\xi) = p_X(x)$.

Este es el mecanismo utilizado en la plataforma SimSEE para generar variables aleatorias con funciones características dadas a partir de un generador de números pseudo aleatorios.

12.2.3.4 Deformador Uniformizante.

En la sección anterior se mostró como generar una variable aleatoria con una distribución dada

a partir de una variable con distribución uniforme mediante el cambio de variable de la uniforme usando a inversa de la función de distribución acumulada de la distribución objetivo. Utilizando la inversa de dicha transformación es posible pasar de una variable con distribución dada a una variable aleatoria con distribución uniforme.

Es decir, si se tiene una variable aleatoria X con distribución $F_X(x)$ entonces, la variable aleatoria obtenida mediante la transformación $u = F_X(x)$ tendrá distribución uniforme.

En la jerga del modelado CEGH decimos que la distribución $F_X(x)$ es un “deformador uniformizante” de la variable aleatoria X dada una serie de realizaciones de X si aplicamos “deformador uniformizante” a cada punto de la serie se obtiene una serie de números entre 0 y 1 con distribución uniforme.

12.2.4 Independencia estadística.

Se dice que dos conjuntos de variables aleatorias x e y son independientes (o tienen independencia estadística) si el conocimiento de los valores que tome uno de los conjuntos no condiciona los valores que toma el otro.

Si dos variables aleatorias son independientes, entonces la función densidad de probabilidad del conjunto de ambas variables es el producto de las funciones de densidad de cada una.

$$p_{x,y}(x, y) = p_x(x) p_y(y) \quad \text{ec.(6) Proceso conjunto de variables independientes.}$$

Si las variables no son independientes, el conocimiento de los valores x condiciona los valores que puede tomar y y viceversa. Para cada valor de x será entonces posible construir la función densidad de probabilidad de suceso condicionado y/x (se lee “ y dado x ”) y la función densidad de probabilidad de conjunto y, x podrá calcularse como se muestra en la ec. 7 con la relación conocida como teorema de Bayes.

$$p_{x,y}(x, y) = p_x(x) p_{y/x}(x, y) = p_y(y) p_{x/y}(x, y) \quad \text{ec.(7) Teorema de Bayes.}$$

12.2.5 Medidas de probabilidad.

La forma de realizar medidas de probabilidad es mediante la integral de una función $m(x): R^n \rightarrow R^m$ ponderada por la función densidad de probabilidad como se muestra en la ec. 8.

$$\langle m(x) \rangle_x = \int_{\xi \in R^n} m(\xi) \cdot p_x(\xi) dV_\xi \quad \text{ec.(8) Medida de probabilidad.}$$

Para realizar entonces cualquier cuantificación probabilística es necesario conocer la función de densidad de probabilidad $p_x(\xi)$.

Ejemplos de medidas de probabilidad son el Valor Esperado y la matriz de Covarianzas definidas por las ec. 9 y ec. 10 respectivamente.

$$E(x) = \langle x \rangle_x = \int_{\xi \in R^n} x \cdot p_x(\xi) dV_\xi \quad \text{ec.(9) Valor Esperado}$$

$$\Sigma_{xx} = \langle (x - E(X))(x - E(X))^T \rangle_x \quad \text{ec.(10) Matriz de Covarianzas.}$$

Dos procesos aleatorios $x \in R^n$ e $y \in R^n$ con iguales funciones de densidad de probabilidad $p_x(x) = p_y(x) = p(x)$ son equivalentes desde el punto de vista de cualquier medida de probabilidad del tipo definido en la ec. 8. Por ejemplo, tendrán igual valor esperado e igual matriz de covarianzas.

Observar que si dos procesos coinciden en valor esperado y en la matriz de covarianzas no necesariamente tienen la misma función de densidad de probabilidad y por tanto podrán diferir en otras medidas de probabilidad.

En resumen, lo importante a los efectos de caracterizar un proceso estocástico es obtener una representación de su función de densidad de probabilidad. Sólo así se está en condiciones de reproducir cualquier medida de probabilidad.

12.2.6 Transformaciones compactas.

Cualquier transformación biunívoca de $T: R^n \rightarrow R^n$ que transforme conjuntos compactos del espacio de salida en volúmenes compactos del espacio de llegada mantiene las equivalencias entre los procesos estocásticos. Esto es sencillo de demostrar, pues cualquier integral de medida de probabilidad (ec. 8) en el espacio de llegada, puede expresarse en el espacio de salida pues para cada elemento de volumen dV_ξ del espacio de llegada se puede identificar el correspondiente elemento de volumen dV_β del espacio de salida y viceversa.

Dado el proceso transformado, $y = T(x)$ siendo T una transformación biunívoca es posible escribir $x = T^{-1}(y)$. Las integrales de probabilidad del proceso transformado se pueden expresar como se muestra en la ec.

$$\int_{\xi \in R^n} m(\xi) \cdot p_y(\xi) dV_\xi = \int_{\beta \in R^n} m(\beta) \cdot p_x(\beta) dV_\beta \quad \text{ec.(11) Correspondencia de las medidas en una transformación biunívoca.}$$

Las integrales de la ec. 11 son integrales múltiples relacionadas por el cambio de variable $y = T(x)$. Esto permite establecer que las funciones de densidad de probabilidad están relacionadas por la ec. 12.

$$p_x(x) = |J_T(T(x))| \cdot p_y(T(x)) \quad \text{ec.(12) Transformación de la densidad de probabilidad.}$$

dónde $|J_T(T(x))|$ es el determinante de la matriz Jacobiana de la transformación $y = T(x)$

12.2.7 Procesos estocásticos.

Un proceso estocástico genera una serie (o secuencia) de variables aleatorias definidas de "el

tiempo" en un conjunto dado. La expresión "el tiempo" significa los números reales para procesos de tiempo continuo o el conjunto de los números enteros para procesos discretos. En ambos casos con un sentido definido que dado un punto ordena el espacio en "pasado" y "futuro" en referencia a dicho punto. Por comodidad y porque la implementación de modelado CEGH es para procesos que serán tratados como discretos (en general son procesos continuos muestreados a intervalos de tiempo constante) usaremos la variable entera k para representar el tiempo.

Se llama "realización del proceso estocástico" a cualquier serie $\{x_k\}$ de las posibles que puede generar el proceso. El vector x_k representa para el instante k los valores que toma el conjunto de salidas del proceso. Se llama "ensamble de realizaciones" al conjunto de todas las realizaciones posibles del proceso. Cuando se está hablando de procesos del mundo real, existe una realización que se llama "la histórica" o también Crónica Histórica que es la realización que ha tenido lugar en el pasado para ese proceso. A modo de ejemplo, si se observan los números de una ruleta en el casino, es posible identificar por ejemplo los últimos 100 números salidos en forma ordenada como la crónica de las últimas 100 jugadas. Cuando se mira hacia el futuro, el proceso generará una realización de un conjunto de realizaciones posibles, pero no es posible adelantar cuál. En el caso de la ruleta, el siguiente número sera uno entre 0 y 36 todos con igual probabilidad. En este ejemplo, el pasado no condiciona las probabilidades de la realización del futuro. Es entonces un ejemplo de proceso estocástico "sin estado". En este ejemplo, de una sola variable aleatoria resulta intuitivo, que para describir la función densidad de probabilidad de los números de la siguiente jugada (esto es tener la descripción del ensamble de realizaciones posibles para la siguiente jugada) es posible hacerlo en base a la realización histórica. Basta simplemente armar un histograma a partir de ordenar los números y salvo defectos mecánicos del sistema se deberá obtener que la probabilidad de cada número es $1/37$. El que sea posible describir el ensamble a partir de una realización del proceso, que resulta intuitivo para el ejemplo de la ruleta, no se cumple en todos los casos. Por ejemplo, si la variable estocástica es el precio del barril de petróleo, como por simple observación es un precio en "expansión" no es posible determinar por construcción del histograma de los valores históricos las características del ensamble posible de realizaciones futuras.

12.2.7.1 *Procesos en estado estacionarios.*

Se dice que un proceso está en estado estacionario cuando las propiedades estadísticas en el ensamble de cualquier subconjunto de su series de salida $x_k, x_{k-1}, \dots, x_{k-n}$ son independientemente del tiempo k . El ejemplo de los números de la ruleta es un proceso en estado estacionario y el ejemplo del precio del barril de petróleo es claramente un proceso no estacionario.

12.2.7.2 *Procesos ergódicos.*

Decimos que un proceso es ergódico para una cierta función medible $m(x_k, x_{k-1}, \dots, x_{k-n})$ definida sobre subconjuntos de la serie de salidas del proceso si la integral en el ensamble del subconjunto $x_k, x_{k-1}, \dots, x_{k-n}$ puede sustituirse por una integral de medida en el tiempo a partir de una realización dada como se muestra en la ec. 13.

$$\int_{\xi_k \in R^{n(j-j+1)}} m(\xi_k) \cdot p_y(\xi_k) dV_{\xi_k} = \lim_{H \rightarrow +\infty} \left(\frac{1}{2H} \sum_{j=-H}^{j=+H} m(\beta_j) \right)$$

ec.(13) Estimación de la medida en el ensamble a partir de una realización dada en un proceso ergódico.

dónde: ξ_k es un punto del ensamble del conjunto de variables $x_k, x_{k-1}, \dots, x_{k-n}$ referido al tiempo k y $\beta_j = x_j, x_{j-1}, \dots, x_{j-n}$ es un punto de la realización considerada para la estimación en el tiempo j .

Observar que en la ec. 13, el límite del lado derecho no depende el instante de tiempo k al que se refiere la medida del lado izquierdo y por lo tanto, la medida del lado izquierdo debe ser independiente de k lo que implica que el proceso está en estado estacionario para dicha media.

Entonces, para que un proceso sea ergódico es necesario que sea estacionario.

Un ejemplo sencillo de proceso ergódico es el del juego de lotería previamente mencionado.

12.2.8 Procesos Gaussianos.

Se dice que un conjunto de variables aleatorias son gaussianas cuando su función densidad de probabilidad puede escribirse de la forma:

$$p_x(x) = \frac{1}{(2\pi)^{n/2} |\Sigma|^{1/2}} e^{-\frac{1}{2}(x-E(x))^T \Sigma^{-1} (x-E(x))}$$

ec.(14) Densidad de probabilidad gaussiana multivariable.

Un proceso es gaussiano si cualquier subconjunto $x_k, x_{k-1}, \dots, x_{k-n}$ de sus salidas tiene distribución gaussiana.

Entre las propiedades interesantes de los procesos gaussianos, destaca que su función de densidad de probabilidad queda totalmente definida por el conocimiento del valor esperado y la matriz de covarianzas. Si estamos hablando de una sola variable aleatoria, el conocimiento del valor esperado y de la varianza determinan entonces completamente la función densidad de probabilidad si la variable responde a un proceso gaussiano.

Otra propiedad relevante para los propósitos de este trabajo es que la combinación lineal de variables aleatorias gaussianas independientes es gaussiana. Esto implica ni más ni menos que si un sistema lineal es atacado por vector de ruidos blancos (por ruido blanco se entiende una señal “sin memoria” o sea que el presente tiene independencia estadística del pasado) gaussianos independientes, sus salidas son gaussianas pues la salida será una combinación de las entradas y sus pasados que al suponerse entradas "sin memoria" son todas variables independientes.

Entonces, las dos propiedades de los procesos gaussianos que se utilizarán fuertemente en el modelado CEGH son:

1. La función densidad de probabilidad queda totalmente determinada por el vector de valor esperado y por la matriz de covarianzas.
2. La combinación lineal de variables aleatorias gaussianas independientes es una variable aleatoria gaussiana.

12.3 Definición del Modelado CEGH

Como se mencionó en la introducción el objetivo del modelado CEGH es tener una representación de un proceso estocástico que permita su incorporación en el modelado de un sistema dinámico.

Para la identificación del modelo se dispone generalmente de la realización histórica del conjunto de variables que forma la salida del proceso estocástico a modelar. El desafío del modelado, es lograr crear un modelo que “capte” la estructura de la dinámica del proceso estocástico de forma de poder inferir en todo momento “el cono de las salidas” del proceso. Si el proceso no tuviera dinámica, la salida siguiente no estaría condicionada por el pasado y podría modelarse simplemente como un sorteo con un determinado histograma. Por ejemplo, en el caso del La Ruleta, como proceso estocástico, el modelo sería simplemente un sorteo uniforme entre 0 y 36 sin ninguna dependencia con el pasado.

En el caso de los procesos que intervienen en la simulación de sistemas de energía, como pueden ser las lluvias, la radiación solar, el viento, la demanda, etc., los valores tienen cierta continuidad que permite pensar en “el cono del futuro” como ramilletes de realizaciones posibles a partir de un “presente conocido”. Este comportamiento de “continuidad” que permite dibujar las salidas como un cono (ver Fig. 41), implica que la salida del proceso tienen dependencia estadística con su pasado y por lo tanto es pensable en obtener para el proceso una representación del tipo de el de la ec. 2 con la identificación de un “vector de estado” que almacena la información relevante del pasado.

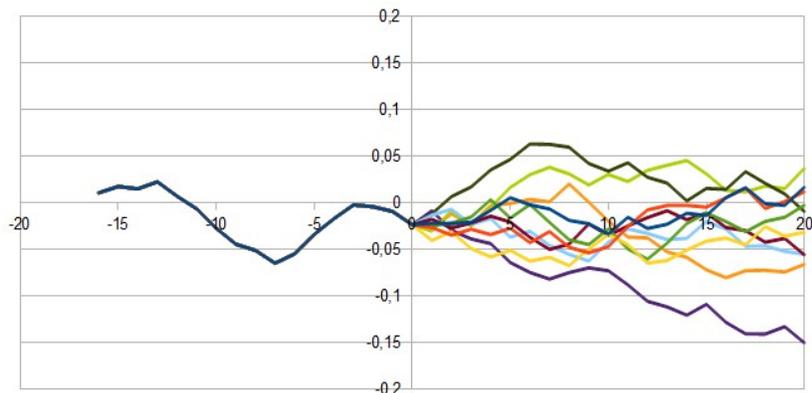


Fig. 41: Salida de un proceso estocástico con inercia

La idea detrás del modelado CEGH, es obtener un modelo del tipo del de la ec. 2; a partir de la realización histórica de las salidas de un proceso estocástico; de forma de que el modelo obtenido, si es usado para generar series sintéticas (o sea generar realizaciones), tenga la misma función de densidad de probabilidad para cualquier subconjunto $x_k, x_{k-1}, \dots, x_{k-n}$ de la series de realizaciones. Observar que el índice k identifica una “posición temporal” en el ensamble de realizaciones y los índices $k, k-1, \dots, k-n$ identifican una ventana de $n+1$ posiciones del ensamble de realizaciones que se desliza al variar la posición temporal k del subconjunto.

Lo primero a recordar, es que el modelado se realiza a partir de la única realización histórica disponible con lo cual las estimaciones NUNCA son en el ensamble de lo posible sino que son sobre la realización histórica. Esto lleva que sea necesario intentar “ergodizar” el proceso mediante transformaciones más o menos automáticas y que pueden contener información adicional propia del conocimiento del proceso.

Por ejemplo, si se está modelando la radiación solar que recibe un panel solar sobre la

superficie de La Tierra, el conocimiento de la geometría estelar y del ciclo anual puede utilizarse para modificar la serie de radiación a otra serie que no tenga la estacionalidad diaria y anual previo a intentar el modelado.

Si se considera el subconjunto en que $n=0$ (esto es la ventana en el ensamble selecciona solo un casillero temporal), que el modelo genere series sintéticas con igual función densidad de probabilidad que el proceso original (el de la serie usada para identificar el modelo) significa que el histograma de amplitud de las series sintéticas coincide con el histograma de amplitudes de la realización histórica.

Si se considera una ventana que involucre n elementos temporales; el modelo logra reproducir la función de densidad de probabilidad conjunta de $x_k, x_{k-1}, \dots, x_{k-n}$ y entonces el modelo será capaz de captar la dependencia estadística de las salidas del proceso con su pasado hasta n pasos de tiempos. En la frase anterior, se priorizó al hablar de la relación de dependencia un sentido que es “el pasado influyendo sobre el presente”. Si bien puede no importar a la formalidad matemática, en la práctica la hipótesis de trabajo es que la “causalidad” existe y que el futuro no puede afectar al pasado.

Otro concepto del mundo real, es el de “El Olvido” en el sentido de que la dependencia estadística tiene que ir perdiendo importancia en la medida en que el tiempo transcurre. Si bien el primer principio de la termodinámica, nos puede llevar a pensar que al haber un balance permanente de energía y materia, todo lo que no está en un lado está en otro y por lo tanto no hay olvido, el segundo principio de la termodinámica implica un aumento permanente de la entropía que “borronea” la información del pasado.

Notación. En lo que sigue usaremos la letra y para referirnos a la serie de medidas (la realización histórica) o la salida del proceso y reservaremos la letra x para referirnos a la misma serie en un espacio transformado en que las series son gaussianas. Es así que diremos que x es la imagen de y en el Espacio Gaussiano y que y es la imagen de x en el Espacio Real (o espacio de la señal original).

En la práctica, dado que la información disponible en la única realización histórica es finita, no será posible identificar un modelo que asegure reproducir la función de densidad de probabilidad para cualquier valor de la ventana n que determina los subconjuntos $x_k, x_{k-1}, \dots, x_{k-n}$. A mayor valor de n que se pretenda abarcar, mayor será la cantidad de parámetros del modelo con el mismo sustento estadístico (la información de la realización histórica).

Supongamos que se logra encontrar una transformación compacta que transforma el proceso original a un espacio G donde el mismo es ergódico. (nadie está afirmando que dicha transformación exista.) en ese caso, las funciones de densidad de probabilidad de los subconjuntos $y_k, y_{k-1}, \dots, y_{k-n}$ transformados de los subconjuntos

$x_k, x_{k-1}, \dots, x_{k-n}$ son independientes de la posición temporal k .

El modelado CEGH, implica buscar una transformación

$y_k, y_{k-1}, \dots, y_{k-n} = G(x_k, x_{k-1}, \dots, x_{k-n}, k)$ que “ergodice” y “gaussianice” el proceso y lo transforme en un proceso ergódico y gaussiano y luego en el espacio transformado buscar un

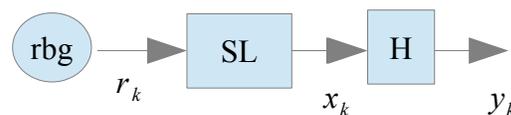


Fig. 42: Modelo CEGH

sistema lineal que al ser atacado por ruido blanco gaussiano reproduzca las funciones de densidad de probabilidad de los subconjuntos $y_k, y_{k-1}, \dots, y_{k-n}$. A los efectos de que el modelado en el espacio transformado sea útil, la transformación $G(., k)$ debe ser compacta (esto es transformar en unívocamente volúmenes compactos del espacio de salida en volúmenes compactos del espacio de llegada). A la inversa de esta transformación la denotaremos como $H(., k) = G^{-1}(., k)$.

Una vez obtenido el modelo CEGH, el mismo puede representarse por el esquema de la Fig. 42, en el que de izquierda a derecha se tiene: Una fuente de ruidos blancos gaussianos (rbg) independientes que genera la serie de vectores $\{r_k\}$ que alimenta la entrada del Sistema Lineal (SL) el que genera a la su salida una serie de vectores $\{x_k\}$ cuyos elementos son gaussianas y que si el modelo fue exitosamente identificado a partir de la información histórica mantienen la “misma estructura estadística” que el proceso que intenta modelar. En este contexto, se entiende por “misma estructura estadística” a que las integrales de medidas del estilo de las definidas por la ec. 8 se aproximen a la misma integral calculada sobre la serie (ergodizada y gaussianizada) del proceso original. Las integrales de medida utilizadas para realizar este chequeo pueden variar de acuerdo al objetivo del modelado. Generalmente las medidas de interés son aquellas que guarden cierta relación con la capacidad del sistema en el que se va a utilizar el modelo para “filtrar” variaciones. Por último, el modelo transforma la serie $\{x_k\}$ del “espacio gaussiano” a una serie en el “espacio real” mediante la transformación $H(., k)$.

No tenemos certeza de que la transformación que $G(., k)$ exista ni un método genérico para calcularla, pero en la práctica se ha desarrollado una aproximación que es la que se desarrolla en la sección 12.3.2 Primer aproximación al modelado de procesos multi variados. Transformaciones “por paso” y “por señal”. que ha mostrado ser útil para los casos de modelado de algunos procesos relacionados con variables de la Naturaleza como se los aportes a las centrales hidroeléctricas, la radiación solar y la velocidad de viento.

12.3.1 Proceso aleatorio ergódico univariado.

Dado proceso aleatorio con una salida de dimensión 1 (uno) y_k . Las variables aleatorias Y_k tendrán una cierta distribución $F_{Y_k}(y)$. Si el proceso es ergódico, la distribución no dependería del tiempo k y se puede escribir por tanto $F_{Y_k}(y) = F_Y(y)$.

Supondremos que para estimar la distribución $F_Y(y)$ se dispone de la realización histórica $\{y_k\}$ de las Y_k .

En la búsqueda de una transformación $G(., k)$, observar que utilizando los resultados de las secciones 12.2.3.3 y 12.2.3.4 es posible a partir de una distribución conocida de una variable aleatoria, transformarla en otra variable aleatoria cuya distribución sea gaussiana. Para ello basta con “uniformizar” la variable original con el resultado de 12.2.3.4 y luego gaussianizar la variable uniforme con el resultado de la 12.2.3.3. Esto nos asegura que la variable aleatoria tiene distribución gaussiana, pero no necesariamente asegura que el proceso sea gaussiano.

El primer paso es estimar $F_Y(y)$ a partir de la realización histórica $\{y_k\}$ lo que es posible por haber supuesto que el proceso es ergódico. Una forma sencilla de realizar esta estimación es re-ordenar los elementos de la realización histórica en forma creciente obteniendo así una serie monótona creciente con todos los valores históricos.

Sea $F_n(y)$ la función de distribución de probabilidad acumulada de la distribución normal (gaussiana de valor medio nulo y varianza unidad). Entonces, se pueden calcular las transformaciones G y H como: $x=G(y, k)=F_n^{-1}(F_Y(y))$ y $y=H(x, k)=F_Y^{-1}(F_n(x))$ respectivamente. Como se puede apreciar en este caso al suponer que el proceso es ergódico para la construcción de $F_Y(y)$ se pierde la dependencia del tiempo k .

12.3.2 Primer aproximación al modelado de procesos multi variados. Transformaciones “por paso” y “por señal”.

En esta sección se muestra un enfoque posible para la construcción de las funciones de transformación de un conjunto de N señales a partir sus realizaciones históricas representadas por la serie vectorial $\{y_k\}$, siendo el índice k el identificador del “tiempo” en las series de medidas e y_k el vector de los N valores de la realización histórica del conjunto de señales en el instante k . El sentido de la expresión “por paso” no es otro que el que expresa la dependencia en k de las transformaciones $x=G(y, k)$ y su inversa $y=G(x, k)$.

En la sección 12.3.1 se mostró cómo construir $G(\cdot, k)$ para un proceso ergódico uni-variado. La aproximación propuesta en esta sección para el cálculo de una $G(\cdot, k)$ para un ramillete de series es tratar cada señal como si fuese independiente al momento de identificar las transformaciones $G(\cdot, k)$ y agregar la dependencia en el modelo lineal en espacio gaussiano. El que esa sea una buena o mala aproximación a una transformación $G(\cdot, k)$ que permita considerar al proceso de las N en el espacio transformado como ergódico y gaussiano depende de la dependencia entre las señales. Generalmente, mediante cambios de variables adecuados previos al cálculo de las transformaciones por señal es posible tener una buena aproximación pero hay casos de dependencia entre las señales que no es posible identificar esos cambios de variables y entonces, el método de buscar las transformaciones “por señal” no es aplicable.

Por construcción, al realizar las transformaciones “por señal”, se asegura que si se observa cada señal por separado, el modelo “es bueno” y eso ya es un “marco” de aproximación al proceso del conjunto de señales.

Dependiendo del proceso al que corresponden las series habrá cierto comportamiento estacional (por ejemplo la radiación solar sobre un punto de la tierra tiene un comportamiento claramente de estacionalidad anual) o podría haber también un comportamiento tendencial como el que tienen típicamente las series que representan precios en una moneda dada.

Lo primero es detectar las estacionalidades y/o tendencias y quitarlas de las series tratando de transformarlas en series que puedan estar asociadas a un proceso en estado estacionario. En esta etapa juega un papel fuerte el conocimiento que se tenga del fenómeno asociado al proceso estocástico. Otra herramienta útil puede ser realizar un análisis de la distribución de potencias en el espectro de frecuencias para determinar si el mismo tiene potencia concentrada en algunas frecuencias que estén marcando la existencia de una señal periódica. El ejemplo de identificación de la radiación solar es un ejemplo en el que el conocimiento del sistema solar ayuda en intentar proponer un modelo de la radiación recibida en plano horizontal por un panel como el producto de la radiación solar extraterrestre representada como una senoide multiplicada por un índice de nubosidad.

Sea $\{y_k^i\}$ la serie correspondiente a la señal i que está representada por la componente

i -ésima del vector y_k . Formas de transformar las $\{y_k^i\}$ para lograr series que por lo menos parezcan salidas de un proceso ergódico hay muchas y posiblemente es en esta etapa del proceso de identificación en que el “investigador” (o sea usted) puede agregar información del conocimiento físico del proceso.

En término del análisis espectral, para poder identificar una periodicidad, en la práctica, la misma debe ser de frecuencia tal que por lo menos tenga 5 (cinco) ciclos completos en la serie de datos analizados. Por ejemplo, en el caso de aportes hidráulicos a las represas de Uruguay, se dispone de 100 años de aportes medios semanales, con lo cual el límite para identificar un ciclo a partir del análisis espectral 20 años. Es decir que ciclos con períodos de repetición superiores a 20 años deberán analizarse por otros métodos.

A los efectos de la identificación del modelo CEGH, se supone entonces que los comportamientos tendenciales y/o variaciones de muy baja frecuencias fueron quitados previamente de las señales (en base a conocimiento del fenómeno u otras técnicas) y que se está trabajando sobre series que parecen corresponder a un proceso en estado estacionario aunque pueda tener estacionalidades marcadas. Bajo este supuesto, las funciones $G(., k)$ tendrán la dependencia en el tiempo k que permite captar las estacionalidades. Lo típico es poder describir ciclos de estacionalidad y para ello podemos especificar el largo del período estacional con un parámetro que llamaremos NPP (Número de Puntos por Período) y buscar funciones $G(., k)$ tal que $G(., k) = G(., k + h \cdot NPP)$ para cualquier entero h . La idea es que el comportamiento estadístico tienen una estacionalidad que se repite cada NPP puntos de la serie de datos. Para el cálculo de las NPP funciones $G(., k)$ de cada señal, habrá que generar NPP histogramas de amplitudes de la variable para describir la variable según el momento dentro del ciclo estacional. Por ejemplo si el proceso en cuestión es la radiación solar, y dividimos el año en cuatro estaciones podemos construir los histogramas de la radiación recibida para cada una de las cuatro estaciones.

En la práctica, para el análisis de las series, el parámetro NPP determina que es suficiente con crear NPP funciones $G(., k)$ etiquetables con $k = 1, \dots, NPP$. Para la confección de estos histogramas de amplitudes, el largo de la serie de datos se ve dividido por NPP disponiéndose por lo tanto de menos información para la confección de cada histograma estacional que si se construyera un único histograma. Esta falta de información puede llevar a tener una variación artificial de los histogramas de un paso a otro dentro del período estacional por causa de la población reducida de datos con que fueron obtenidos. Para evitar dar un peso exagerado a la ocurrencia de un valor particular de esa población escasa, es posible considerar que la precisión de un dato dentro del período estacional puede ser relativa.

Puesto en palabras y sobre un ejemplo, si en la semana del 17/8/2011 hubo un aporte muy importante de lluvias a una represa, en la realidad la precisión de esa fecha no es información relevante (y se vuelve desinformación en una población escasa) y razonablemente se podría decir que es esa fecha más menos 2 semanas en cuanto a la relevancia estadística del dato. Esto lleva a la definición de un nuevo parámetro NPO que llamaremos número de pasos de Overlapping o solapamiento, de forma tal que el dato y_k^i participe de la formación de los histogramas de amplitudes asociados a los pasos $k_h = (k \text{ mod } NPP) + j$ con j entero tal que $-NPO \leq j \leq NPO$ y siendo “mod” la operación residuo.

Si $NPO = 0$ el dato y_k^i tiene peso estadístico en el histograma $k_h = k \text{ mod } NPP$ y solo en ese histograma.

Si $NPO = 2$ el dato y_k^i tiene peso estadístico en el histogramas $k_h = k \text{ mod } NPP$ y en los dos

siguientes y en los dos anteriores dentro del período estacional.

En el caso del análisis de las velocidades de viento, surgió la necesidad de definir un comportamiento estacional diario además de la estacionalidad anual. En este caso hay un “mini-ciclo” dentro de un ciclo. Si las series son horarias, tendremos una estacionalidad de 8760 horas correspondiente al ciclo anual y unos miniciclos de 24 horas. Para poder definir los miniciclos se agregaron dos parámetros que son $NPMC$ que es el número de puntos por miniciclo y NPT que es el número de puntos de *Traslapping*. En el ejemplo de la velocidades de viento, una definición posible sería

$NPP=8760; NPO=3; NPMC=24; NPT=2$ lo que implicaría la generación de 8760 histogramas en base a la serie de datos, para lo cual cada muestra se considerará válida en el instante a la que corresponde en las tres horas anteriores y siguientes y ese esquema (de 6 horas) se considera que aporta información para el día al que corresponde el dato (miniciclo del dato) y en los dos miniciclos siguientes y anteriores. Con esta configuración, un mismo dato aporta información a

$(1+2*NPO)*(1+2*NPT)$ de los NPP histogramas que se crearán. La selección de los parámetros es un compromiso entre el conocimiento de los procesos físicos y el largo de las series de datos disponibles que condiciona la población con que se realizara la construcción de cada histograma. Si las series son muy largas, no es relevante preocuparse de los parámetros NPO y NPT .

12.3.3 Identificación de sistema lineal a partir de series de entrada y salida.

En esta sección se supondrá que se trabaja sobre series numéricas que son gaussianas de valor medio nulo y varianza unitaria. Es decir supondremos que estamos trabajando siempre en el espacio gaussiano.

Sea $\{X_k\}$ la serie del vector salidas del filtro lineal a identificar y $\{Z_k\}$ la serie del vector de entradas conocidas al filtro. Dado la cantidad de retardos N_r del filtro (cantidad de retardos a considerar en su memoria) la ecuación del filtro que nos proponemos identificar es la siguiente:

$$X_{k+1} = \sum_{h=0}^{h=N_r-1} A_h \cdot X_{k-h} + C \cdot Z_k + B \cdot R_k \quad \text{ec.(15) Modelo del proceso.}$$

Supongamos que se dispone de una serie de medidas $\{X_k\}$ de la salida de un proceso estocástico que lo queremos modelar como una caja negra que recibe a su entrada la serie $\{Z_k\}$ que es conocida y que se quiere identificar las matrices A_h , B y C que mejor modelen la relación entre las entradas y las salidas siendo $\{R_k\}$ una serie de ruidos desconocidos. El modelo se identificará para minimizar la varianza de $\{R_k\}$.

Suponemos que las series $\{X_k\}$ y $\{Z_k\}$ son gaussianas y de varianza unidad y que corresponden a un proceso erogódico y estacionario.

Se supone que $\{R_k\}$ y $\{X_k\}$ son independientes. Esto es por la “no anticipación” del proceso. El

ruido que “ataca” en el instante k sólo puede tener efectos desde ese instante en adelante.

La ecuación 143 puede escribirse aplicada sobre las series resultando en la ecuación 16 a continuación.

$$\{X_{k+1}\} = \sum_{h=0}^{N_r-1} A_h \cdot \{X_{k-h}\} + C \cdot \{Y_k\} + B \cdot \{R_k\} \quad \text{ec.(16) Modelo aplicado a las series.}$$

La ecuación 16 puede escribirse de forma de dejar explícita una matriz con las matrices A_h y C agrupadas como se muestra a continuación:

$$\{X_{k+1}\} = [A_0, A_1, \dots, A_{N_r-1}, C] \cdot \begin{bmatrix} \{X_{k-0}\} \\ \{X_{k-1}\} \\ \vdots \\ \{X_{k-(N_r-1)}\} \\ \{Y_k\} \end{bmatrix} + B \cdot \{R_k\} \quad \text{ec.(17) Modelo matricial.}$$

La solución de mínimos cuadrados que reduce el error de predicción $B \cdot \{R_k\}$ es la solución del sistema:

$$\{X_{k+1}\}^* \begin{bmatrix} \{X_{k-0}\} \\ \{X_{k-1}\} \\ \vdots \\ \{X_{k-(N_r-1)}\} \\ \{Z_k\} \end{bmatrix}^T = [A_0, A_1, \dots, A_{N_r-1}, C] \cdot \begin{bmatrix} \{X_{k-0}\} \\ \{X_{k-1}\} \\ \vdots \\ \{X_{k-(N_r-1)}\} \\ \{Z_k\} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \{X_{k-0}\} \\ \{X_{k-1}\} \\ \vdots \\ \{X_{k-(N_r-1)}\} \\ \{Z_k\} \end{bmatrix}^T$$

Que puede escribirse como: $[R_{xx}(1), R_{xx}(2), \dots, R_{xx}(N_r), R_{xz}(1)] = [A_0, A_1, \dots, A_{N_r-1}, C] \cdot M$

En dónde la matriz de correlaciones $R_{zx}(j)$ de retardo j , entre las series de vectores $\{Z_k\}$ y $\{X_k\}$ se define como:

$$R_{zx}(j) = \langle \{Z_k\} \{X_{k-j}\}^T \rangle \approx \frac{1}{N} \sum_{k=1}^{k=N} Z_k X_{k-j}^T$$

y

$$M = \begin{bmatrix} R_{xx}(0) & R_{xx}(1) & \dots & R_{xx}(N_r-1) & R_{xz}(0) \\ R_{xx}(1) & R_{xx}(0) & \dots & R_{xx}(N_r-2) & R_{xz}(1) \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ R_{xx}(N_r-1) & R_{xx}(N_r-2) & \dots & R_{xx}(0) & R_{xz}(N_r-1) \\ R_{zx}(0) & R_{zx}(1) & \dots & R_{zx}(N_r-1) & R_{zz}(0) \end{bmatrix}$$

Resolviendo

$$\left[A_0, A_1, \dots, A_{N_r-1}, C \right] = \left[R_{xx}(1), R_{xx}(2), \dots, R_{xx}(N_r), R_{xy}(1) \right] \cdot M^{-1}$$

Para calcular B multiplicamos ambos lados de la ecuación 17 por su transpuesto y tomamos el valor esperado obteniendo:

$$\langle \{X_{k+1}\} \{X_{k+1}\}^T \rangle = \left[A_0, A_1, \dots, A_{N_r-1}, C \right] M \left[A_0, A_1, \dots, A_{N_r-1}, C \right]^T + BB^T$$

En dónde se ha usado que $\langle \{R_k\} \{R_k\}^T \rangle = I$

Despejando BB^T se tiene:

$$BB^T = \langle \{X_{k+1}\} \{X_{k+1}\}^T \rangle - \left[A_0, A_1, \dots, A_{N_r-1}, C \right] M \left[A_0, A_1, \dots, A_{N_r-1}, C \right]^T \quad \text{ec.(18)}$$

Para el cálculo de B a partir del conocimiento de BB^T se puede utilizar la descomposición de Cholesky si BB^T es definida positiva. En el caso en que sea semi-definida positiva, es posible calcular B aplicando SVD (Singular Value Descomposición).

12.3.4 Incorporación de pronósticos a partir de sesgos y atenuadores.

La ecuación 16 representa la parte lineal en el espacio gaussiano de un sintetizador CEGH de SimSEE. Como ya se describió, ese modelo lineal es obtenido mediante un proceso de identificación. Este tipo de identificación captura el comportamiento estadístico de las series de entrada reduciendo el error de pronóstico cuando la única información que se utiliza para pronosticar es la contenida en el pasado de las propias series de datos. En las aplicaciones reales, se utiliza más información para realizar el pronóstico de la evolución de las variables de interés que aquella contenida en la realización histórica de las propias variables.

A modo de ejemplo, para el pronóstico de los aportes de los siguientes 10 días a las represas se utiliza información para evaluar las probabilidades de lluvias y sus volúmenes estimados en las cuencas basadas por ejemplo en imágenes satelitales información que no está en las series históricas. Generalmente, esta información adicional es útil en el corto plazo luego del cual el proceso se rige por la estadística de las series históricas.

Si nos imaginamos la salida de un proceso estocástico con dinámica como un cono del futuro posible, el conocimiento de información adicional tiene valor, si permite “afinar” el cono de la evolución futura de una variable reduciendo su apertura y posiblemente sesgando su guía. En la fig.43 se muestra lo que podría ser el cono de las trayectorias de una variable $x(t)$ a partir de su valor conocido en el instante $t=t_0$ en el vértice del cono. En la figura se muestra un cono rojo que contendrá las realizaciones que generará el modelo CEGH si no se dispone información adicional para el pronóstico. En la misma figura en color naranja se muestra cómo podría verse modificado el cono que contiene las realizaciones futuras si se dispone de más información. La curva celeste dibujada en el centro del cono naranja es lo que llamamos “la guía del cono” y es la trayectoria de probabilidad de excedencia 50%. Es decir que dada una realización $x(t)$ sintetizada por el modelo CEGH, para cada tiempo t el valor de $x(t)$ tiene igual probabilidad de estar por encima que por debajo de la guía.

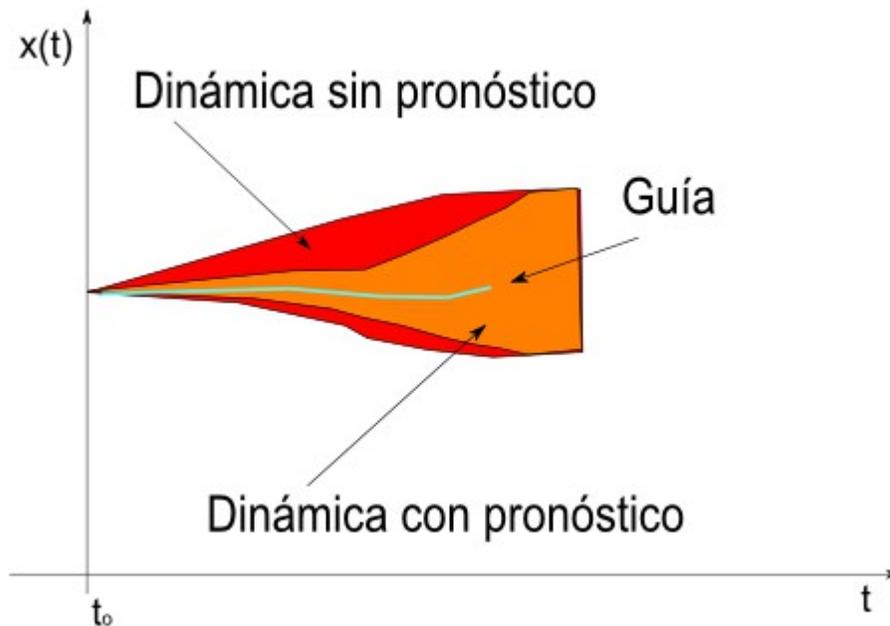


Fig. 43: Conos de dinámica con y sin pronósticos de corto plazo.

12.3.4.1 Implementación en los modelos CEGH.

Para la introducción de la información de los pronósticos se agregó en los modelos CEGH la posibilidad de especificar una serie de sesgos $\{S_k\}$ y de factores de apertura $\{P_k\}$ que actúan como se muestra en la ec. 19 a los efectos de cambiar el cono de la dinámica de acuerdo a la información disponible de corto plazo (el pronóstico).

$$X_{k+1} = \sum_{h=0}^{h=N_r-1} A_h \cdot X_{k-h} + C \cdot Y_k + S_k + P_k \cdot B \cdot R_k \quad \text{ec.(19) Modelo de proceso con sesgos y factores de apertura del ruido.}$$

Donde:

- el vector $\{X_k\}$ representa el estado de las salidas sintetizador en el espacio gaussiano.
- Las matrices A_h forman el filtro recursivo que aporta la información del pasado del estado de las salidas, que tienen influencia en la determinación de la siguiente salida.
- Las matrices C y B son las matrices que multiplican las entradas deterministas Y_k y las aleatorias R_k .
- El estado del filtro lineal está dado por el conjunto de vectores $[X_k, X_{k-1}, \dots, X_{k-(N_r-1)}]$ que es necesario conocer, además de las entradas Y_k y R_k para poder calcular X_{k+1} .
- El vector de entradas aleatorias R_k es un vector de ruidos blancos independientes con

distribución normal. La transformación lineal B transforma el vector R_k en otro vector del mismo espacio que el del vector de estado X_k . Esta transformación tiene el efecto de “mezclar” los canales de ruido. Por ejemplo en el caso de los aportes a las represas capta comportamientos tales como el que si dos represas están cercanas, hay cierta probabilidad de que cuando llueve en la cuenca de una también suceda en la de la otra.

- Las matrices P_k , son matrices diagonales con “factores de apertura” por canal. Multiplican las salidas de los canales de ruido (resultantes de la mezcla realizada por B) por un “factor de apertura” que permite regular el nivel de ruido y controlar por tanto la apertura del cono de pronósticos a la salida del sintetizador. Si esos valores se mantienen en CERO no se inyecta ruido y por lo tanto la salida del sintetizador es determinística. Cada señal de apertura permite ir de una situación determinística (apertura = 0) a la situación de máxima apertura (apertura=1) en cada canal de ruido en forma independiente.
- La serie de vectores S_k , es la serie de vectores de sesgos que permite sesgar la salida del filtro lineal. Cambiando la guía del cono de cada canal.

La forma de introducir la información de los pronósticos es entonces suministrando la serie de vectores de sesgos $\{S_k\}$ y la serie de matrices de apertura $\{P_k\}$.

12.3.4.2 *Determinación de los sesgos a partir del pronóstico.*

En la práctica, dado un punto de partida de una simulación en el presente, existen “pronósticos” que permiten reducir la varianza en lo inmediato de lo que es esperable de un proceso estocástico respecto a lo que daría la salida del CEGH si nos limitáramos a fijar el estado inicial y simplemente simuláramos suponiendo $S_k=0$ y $P_k=I$ en la ec. 19.

La información de los pronósticos viene dada generalmente por una especificación del cono de la dinámica de las variables que es esperable se verifique en el futuro inmediato. Parte de ese cono puede coincidir con el cono de la dinámica “sin pronósticos”. La diferencia es en definitiva la información agregada por el pronóstico sobre la dinámica del proceso contenida en la información histórica de sus realizaciones.

Para fijar ideas, para la Programación Semanal (actividad que se realiza una vez por semana para programar el despacho de las diferentes centrales de generación de acuerdo a los recursos disponibles para la siguiente semana) es fundamental disponer de cierto pronóstico de cuales serán los caudales de aportes hidráulicos a las represas. En la actualidad (2012) existen medidas y modelos de previsión que brindan buenos pronósticos para los siguientes 7 días y con más error hasta unos 15 días. Esos pronósticos se expresan con curvas como las que se muestran en la fig.44 en la que se muestra el cono de aportes esperados para los siguientes veinte días en la central hidroeléctrica de Salto Grande. La guía del cono corresponde a la probabilidad 50% y los laterales inferior y superior a las probabilidades de excedencia de 95% y 5% respectivamente.

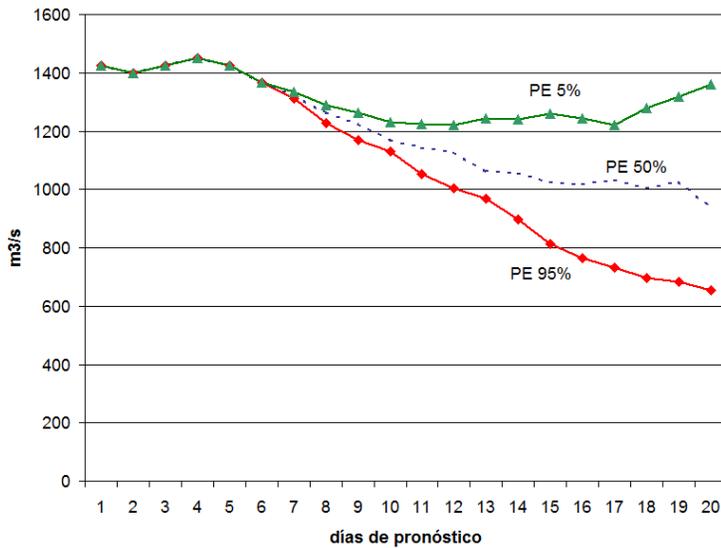


Fig. 44: Ejemplo de pronóstico de aportes a Salto Grande.

R_k tiene distribución normal por lo que el punto que deja 50% de valores de un lado y del otro es el CERO. Igualmente el vector BR_k es también un conjunto de fuentes aleatorias gaussianas de valor esperado nulo por ser combinación lineal de gaussianas de valor esperado nulo. En cada fila de la ecuación matricial ec.19 se está calculando el valor siguiente de las componentes del estado X a partir de los valores anteriores (estado del filtro) y de los valores determinísticos Y_k .

Es así que el aporte de BR_k puede verse como la componente ruidosa alrededor de la proyección determinística del estado. Si anulamos esa componente ruidosa, como es simétrica se tiene que la proyección determinística del estado corresponde a la trayectoria de 50% de probabilidad.

Si partimos de $k=0$ como punto vértice del cono, tendremos que en ese punto el estado es conocido así como las entradas determinísticas Y_0 y podemos calcular por tanto la proyección determinística del estado en $k=1$ como se muestra en la ec.20. Dónde el valor S_0 debe ser calculado para que el vector X_1 coincida con el valor de las guías de probabilidad 50% Y_1

$$X_1 = \sum_{h=0}^{h=N_r-1} A_h \cdot X_{0-h} + C \cdot Y_0 + S_0 \quad \text{ec.(20) Proyección determinística del primer paso.}$$

Despejando se tiene: $S_0 = X_1 - \sum_{h=0}^{h=N_r-1} A_h \cdot X_{0-h} + C \cdot Y_0$ y aplicando el mismo razonamiento para el paso k se puede escribir:

$$S_k = X_{k+1} - \sum_{h=0}^{h=N_r-1} A_h \cdot X_{k-h} + C \cdot Y_k \quad \text{ec.(21) Cálculo de los vectores de sesgos para seguir la guía.}$$

En el editor de SimSEE el formulario que permite editar los parámetros de las instancias de modelos CEGH tiene la facilidad de introducción de pronósticos. La fig. 45 muestra el panel para ingreso de pronósticos del formulario de edición de parámetros de una instancia CEGH en SimSEE para un ejemplo en el que el CEGH tiene tres “canales” (o salidas) correspondientes a los aportes

Dada la guía de probabilidad 50% en el espacio real, mostraremos ahora como a partir de la ec.19 es posible obtener el los sesgos $\{S_k\}$ a aplicar en el espacio gaussiano.

El primer paso es pasar la GUÍA del espacio real al espacio gaussiano. Para eso basta con utilizar las transformaciones no lineales del modelo CEGH. llamemos Y_k a la GUÍA de probabilidad 50% en el espacio gaussiano. Ahora hay que calcular los S_k para que $prob(X_k > Y_k) = 0.5$

Observar que en el espacio gaussiano cada componente del vector

medios semanales de caudales a las represas de Bonete, Palmar y Salto. El formulario tiene la posibilidad de incluir un pronóstico determinístico (Columna “valores iniciales y guía del pronóstico en la fig. 45), especificando los valores en el espacio real de la guía del cono. También se puede seleccionar el Número de Pasos de Control del Cono (NPCC) en que esos valores determinísticos deben ser considerados para la generación de sesgos, el Número de Pasos de Liberación del Cono (NPLC) en que el sesgo pasará del valor en que haya quedado en el último paso de control a cero. Para controlar la apertura del cono se incluyeron dos parámetros, Número de Pasos Sin Apertura (NPSA) y Número de Pasos de Apertura el Cono (NPAC). El parámetro NPSA corresponde al número de pasos desde el inicio en que se considerará que la guía es determinística y por tanto los factores de apertura del cono son nulos. Transcurridos los NPSA pasos con factores de apertura nulos, el parámetro NPAC regula la cantidad de pasos en que los factores de apertura pasarán de 0 (Cero) a 1.

Valores Iniciales para Simulación (por paso de sorteo) y conos de PRONOSTICOS:

Borne	Valores iniciales y guía del pronóstico	NPCC	NPLC	NPSA	NPAC	pe[p.u.]	NRet.
Bonete	100.0; 80.0; 60.0; 50.0	3	4	3	4	0.5	1
Palmar	59.0; 40.0; 30.0; 10.0	2	4	3	4	0.5	1
Salto	3500.0; 3150.0; 2900.0; 2500.0; 2400.0; 2300.0; 2200.0	6	1	6	1	0.5	1

Calibrar Cono

Número de pasos a graficar

Fig. 45: Panel de introducción de pronósticos en modelo CEGH de SimSEE.

La misma interface permite generar los sesgos y los factores de aperturas a partir de los valores iniciales, la guía de pronósticos los valores NPCC, NPAC, NPSA y NPLC de cada canal mediante la aplicación de la ec. 21 y las definiciones antes dadas a los parámetros.

Presionar el botón “Calibrar Cono”, se realizan los cálculos y como verificación se realiza una simulación de 100 realizaciones y se grafica para cada canal un gráfico como el que se muestra en la fig. 45 para el canal Palmar. En la gráfica se puede apreciar, el vértice del cono (a la izquierda) partiendo del valor inicial

$59.0 \text{ m}^3/\text{s}$ seguido por tres valores sin dispersión (dado que $NPSA=3$).

De estos tres valores, los dos primeros son $40.0 \text{ m}^3/\text{s}$ y $30.0 \text{ m}^3/\text{s}$ obligados por ser los valores especificados para la guía y el parámetro $NPCC=2$. Del quinto valor en adelante (es decir pasado el primero que es el valor inicial y los siguientes 3 sin apertura del cono) comienza a aparecer el ruido y por eso el cono de pronóstico se abre. En la figura se muestran en el centro del cono la trayectoria de probabilidad 50% y la trayectoria del valor esperado. La inferior corresponde a aquella que tiene valores inferiores con probabilidad 5% y la curva superior corresponde a la que tiene valores superiores con probabilidad 5%. Entre la curva inferior y superior definen “el cono” de probabilidad 90%.

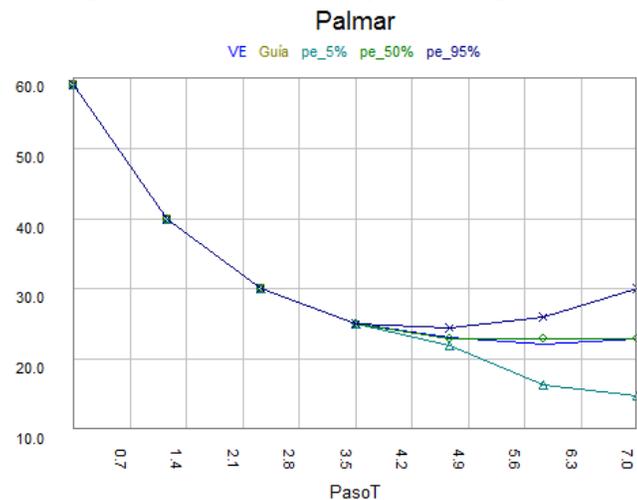


Fig. 46: Ejemplo de pronóstico de aportes a Palmar

12.4 Reducción de la dimensión del estado de modelos CEGH en la Programación Dinámica Estocástica.

Ruben Chaer – Julio 2013

12.4.1 Introducción.

Los modelos CEGH (Correlaciones en Espacio Gaussiano con Histograma) son utilizados intensivamente en la plataforma SimSEE para el modelado de los procesos estocásticos.

En pocas palabras, el modelado CEGH implica primero identificar el modelo a partir de un conjunto de series históricas de valores del vector de variables de interés. Por ejemplo, si el proceso a modelar son los aportes a las represas de Bonete, Palmar y Salto Grande, el vector de valores tendrá dimensión 3 y la serie histórica de ese vector podrá ser por ejemplo los aportes medios semanales expresados en m^3/s a las tres represas. Sea $\{Y_k\}$ la serie de vectores que representan los valores históricos. En el modelado CEGH, se identifica una transformación del espacio de los valores reales a un espacio transformado en que las series “se parecen” a series gaussianas en estado estacionario. A los efectos de introducir la notación, identifiquemos esta transformación como:

$$x_k = TNL(y_k, k) \quad \text{ec.(22) Transformación al espacio gaussiano.}$$

$$x_k, y_k \in R^n$$

A partir de las series $\{x_k\}$ (que se supone representan un proceso gaussiano conjunto y que cada componente del vector por separado es una gaussiana con valor esperado nulo y varianza unidad) se identifica un filtro lineal de forma que dicho filtro, cuando es alimentado por fuentes de ruido blanco gaussiano genera en su salida un vector que reproduce las matrices de covarianza

$$\langle x_k x_k^t \rangle, \langle x_k x_{k-1}^t \rangle, \dots, \langle x_k x_{k-n_r}^t \rangle .$$

La estructura del filtro lineal identificado puede ser cualquiera. En particular, la herramienta AnalisisSerial [analysisserial_manual] que forma parte de la plataforma SimSEE identifica un filtro lineal recursivo puro con el formato:

$$x_{k+1} = \sum_{h=0}^{n_r-1} A_{k-h} \cdot x_{k-h} + B \cdot r_k \quad \text{ec.(23) Estructura del filtro lineal identificado por la herramienta AnalisisSerial.}$$

Al reproducir las matrices de covarianza para diferentes retardos $0, 1, \dots, n_r$ el modelo así identificado tiene para el conjunto de variables aleatorias dado por las componentes del vector

$$z = \begin{bmatrix} x_k \\ x_{k-1} \\ \dots \\ x_{k-n_r} \end{bmatrix} \quad \text{cuya matriz de covarianzas se puede calcular como:}$$

$$\Sigma = \begin{bmatrix} \langle x_k x_k^t \rangle & \langle x_k x_{k-1}^t \rangle & \dots & \langle x_k x_{k-n_r}^t \rangle \\ \langle x_{k-1} x_k^t \rangle & \langle x_{k-1} x_{k-1}^t \rangle & \dots & \langle x_{k-1} x_{k-n_r}^t \rangle \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \langle x_{k-n_r} x_k^t \rangle & \langle x_{k-n_r} x_{k-1}^t \rangle & \dots & \langle x_{k-n_r} x_{k-n_r}^t \rangle \end{bmatrix} \quad \text{ec.(24) Matriz de covarianzas del proceso conjunto de los vectores}$$

$$z = \begin{bmatrix} x_k \\ x_{k-1} \\ \dots \\ x_{k-n_r} \end{bmatrix}$$

Dada la matriz de covarianza de un proceso gaussiano conjunto, la función de densidad de probabilidad se puede calcular como:

$$p_z(z) = e^{-\frac{1}{2}(z \Sigma^{-1} z^t)} \quad \text{ec.(25) Función densidad de probabilidad del proceso conjunto Z}$$

Observar que bajo el supuesto de que existe la TNL de la ec. 22 el sistema lineal identificado en el espacio gaussiano, puede teóricamente sintetizar series que tienen la misma función densidad de probabilidad que el proceso usado para la identificación. Por lo tanto, las series sintetizadas cumplen cualquier medida de probabilidad que se realice con la integral sobre el espacio del proceso usando como ponderador la $p_z(z)$. Como la TNL de la ec. 22 es invertible y transforma todo volumen compacto del espacio original en un volumen compacto del espacio gaussiano; es posible calcular la función de densidad de probabilidad del proceso en el espacio original a partir de $p_z(z)$ multiplicando dicha función por el jacobiano de TNL^{-1} .

Hasta aquí se realizó un resumen de los fundamentos de los modelos CEGH. A los efectos de la consideración de un modelo CEGH en un algoritmo de Programación Dinámica Estocástica (PDE), es necesario representar la función de Costo Futuro (CF) (también conocida como función de Bellman) definida de el espacio de estados del sistema incluyendo los procesos estocásticos en los reales. El CEGH con filtro lineal como el de 23 tiene un estado de dimensión igual a la dimensión de x por la cantidad de retardos n_r que se consideren. Como es sabido los algoritmos de PDE sufren de “La Maldición de la Dimensionalidad de Bellman” [??] que básicamente se trata de la explosión combinatoria que implica el producto cartesiano de las discretizaciones que se consideren sobre cada dimensión del espacio de estado. Para fijar ideas, si se tiene un sistema con un vector de estado en $x \in R^5$ y para representar la función $CF(x): R^5 \rightarrow R$ se fijan los rangos de variación de cada componente de x y se discretiza cada rango en 10 puntos, se tendrá que el total de puntos sobre los que hay que calcular $CF(x)$ es 10^5 . Por este motivo, para poder llevar a cabo la PDE, en muchas ocasiones se recurre a simplificar la representación del estado del sistema. Claro está que dicha simplificación siempre significa pérdida de información y por lo tanto el resultado será una función $CF(x)$ con menos información. Dado que el gradiente de $\nabla_x CF(x)$ contiene la información de la Política de Operación Óptima del sistema, la pérdida de información se traduce en la obtención de una política sub-óptima.

En este trabajo, se analiza como impacta sobre los modelos CEGH optar por reducir la dimensión del espacio de estado del filtro lineal y cómo considerar en la PDE dicha pérdida de información.

12.4.2 Reducción del espacio de estados en el espacio gaussiano de un modelo CEGH.

El filtro lineal de la ec. 23 puede escribirse como un filtro recursivo de orden 1 como se muestra en la ec. 26

$$z_{k+1} = \bar{A} \cdot z_k + \bar{B} \cdot r_k \quad \text{ec.(26) Sistema lineal de orden 1.}$$

Donde las matrices \bar{A} y \bar{B} son calculables fácilmente a partir de las matrices A_h y B de la ec. 23.

Entonces, sin pérdida de generalidad es posible trabajar sobre la estructura de filtro lineal de la ec. 26.

Para la representación del filtro lineal en el algoritmo de Programación Dinámica Estocástica, se decide utilizar una “reducción” del espacio de estado dada por una transformación $y = M_r z$. Por simplicidad supondremos que las filas de esa matriz tiene filas ortogonales. Si $z \in R^n$ y $y \in R^m$ la operación de reducción implica que $m < n$.

En principio, si se quiere tener una transformación de “amplificación” M_a se tendría que cumplir que si se aplica la amplificación sobre un punto $y \in R^m$ se obtenga un punto $z \in R^n$ tal que si luego se aplica la transformación reductora M_r sobre z se vuelva a obtener el punto y . Por lo tanto se debe cumplir la relación de la ec. 27.

$$M_r \cdot M_a = I \quad \text{ec.(27) La cadena de Amplificación y Reducción tiene que ser la identidad.}$$

Si se supone que las filas de M_r son ortonormales, $M_a = M_r^t$ es solución de la ec. 27.

Por otro lado, por facilidad de la representación de las probabilidades en el espacio de estado, es deseable que las componentes del vector de estado reducido tengan varianza unidad (esto es $\langle (y_k^i)^2 \rangle = 1; i=1 \dots m$, siendo y^i la componente i-ésima del vector y). Esto simplifica la especificación de los estados como “bandas de probabilidad”. Para lograr este objetivo, hay que escalar las filas de M_r para que la matriz de covarianzas $\langle y \cdot y^t \rangle$ tenga unos en la diagonal.

$$\langle y \cdot y^t \rangle = M_r \langle z \cdot z^t \rangle M_r^t \quad \text{ec.(28) Matriz de covarianzas del vector de espacio reducidos.}$$

Para lograr cumplir con la ec. 27 y que la matriz $\langle y \cdot y^t \rangle$ definida como en la ec. 28 tenga 1s (unos) en su diagonal, dada una Propuesta de Transformación Reductora \check{M}_r de filas ortonormales y la matriz de covarianzas $\langle z \cdot z^t \rangle$ procedemos de la siguiente forma:

- 1) Calculamos $\langle y \cdot y^t \rangle = \check{M}_r \langle z \cdot z^t \rangle \check{M}_r^t$ y llamamos $\zeta_1^2, \zeta_2^2, \dots, \zeta_m^2$ los elementos de su diagonal.
- 2) Calculamos M_r dividiendo las filas de \check{M}_r por los valores $\zeta_1, \zeta_2, \dots, \zeta_m$ como se expresa en la ec. 29.
- 3) Calculamos una Propuesta de Transformación Amplificadora como $\check{M}_a = \check{M}_r^t$ que por ser

\check{M}_r ortonormal se asegura el cumplimiento de la ec. 27.

- 4) Por último, para mantener el cumplimiento de la ec. 27 calculamos M_a escalando las columnas de \check{M}_a con los multiplicadores $\xi_1, \xi_2, \dots, \xi_m$ como se muestra en la ec. 30

$$M_r = \begin{bmatrix} \frac{1}{\xi_1} & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \frac{1}{\xi_2} & \dots & 0 \\ 0 & 0 & \dots & \frac{1}{\xi_m} \end{bmatrix} \cdot \check{M}_r$$

ec.(29) Escalamiento de la propuesta de transformación reductora para asegurar varianza unitaria de las componentes del vector de estado reducido.

$$M_a = \check{M}_a \cdot \begin{bmatrix} \xi_1 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \xi_2 & \dots & 0 \\ 0 & 0 & \dots & \xi_m \end{bmatrix}$$

ec.(30) Escalamiento de la propuesta de transformación aplicadora para mantener el equilibrio de la ec. 27

12.4.3 Transformación Amplificadora en el espacio gaussiano de un modelo CEGH.

En la sección 12.4.2 se mostró las características deseables que debieran tener las transformaciones de reducción de la dimensión del estado M_r y de amplificación de la dimensión del estado M_a .

La reducción del espacio de estado, es usado durante el algoritmo de Programación Dinámica Estocástica (PDE) para reducir la dimensión del espacio de estado (espacio sobre el que se calcula la función de Costo Futuro (CF)) como forma de disminuir el impacto de la Maldición de la Dimensionalidad de Bellman. En la ejecución del algoritmo de PDE, se realiza un recorrido de las etapas temporales (pasos de tiempo) en reversa en el tiempo (desde el último paso de tiempo al primero) y para cada paso de tiempo se realiza un “barrido” de todos los puntos de la discretización del espacio de estado sobre el que se quiere calcular la función CF. Es precisamente ese conjunto de puntos que se obtiene por el producto cartesiano de las discretizaciones sobre cada dimensión del espacio de estado que produce una de las explosiones combinatorias que da lugar a la Maldición de Bellman.

Al trabajar con un estado reducido $y \in R^m$ en un espacio de menor dimensión que el original, se estará “perdiendo información” respecto al estado real del sistema. Hay un conjunto de puntos del espacio sin reducir que transformados por M_r dan el mismo y por lo tanto dado un y es imprecisa la posición del sistema en el espacio original.

Un problema de optimización adicional es determinar la transformación M_r que lleva a la menor pérdida de información relevante para el operador. Este problema de optimización NO es objeto de este trabajo. En este trabajo se supone que la transformación reductora es dada y a lo sumo se

recomienda escalar las filas de la matriz para que cada variable por separado tenga varianza unidad en el espacio reducido con el solo propósito de facilitar la descripción de las variables.

Durante la resolución del algoritmo de PDE, al calcular el mínimo entre el costo de la etapa, partiendo de un estado reducido y dado, más el costo futuro del estado y' alcanzado al final de la etapa, es necesario para poder utilizar el modelo del sistema (ecuaciones que representan las restricciones incluyendo la dinámica) asignar un valor del estado no reducido del sistema. Dado que hay muchos valores posibles de ese estado que corresponden al estado reducido y , se tiene que la reducción de estado, agrega al algoritmo una incertidumbre sobre el estado. En el caso de la implementación propuesta para SimSEE, esta incertidumbre se refleja mediante la suma de ruido sobre el valor $z = M_a \cdot y$ en la forma que muestra la ec.

$$z = M_a \cdot y + B_a \cdot w_a$$

ec.(31) Inyección de Ruido en la transformación de amplificación de la dimensión del estado.

El principal objetivo de este trabajo es el cálculo de la matriz B_a de la ec. 31 de forma tal que se logre el efecto de reproducir la matriz de covarianzas $\langle z \cdot z' \rangle$ y del vector de estado conocido el valor del vector de estado reducido y .

Si no se conociera el vector de estado reducido y el vector de estado z tiene una matriz de covarianzas $\langle z \cdot z' \rangle$ conocida que se puede calcular a partir de las matrices del filtro lineal 26.

Expresando la covarianza de ambos lado de la ec. 26 podemos escribir:

$$\langle z_{k+1} \cdot z_{k+1}' \rangle = \bar{A} \cdot \langle z_k \cdot z_k' \rangle \cdot \bar{A}' + \bar{B} \cdot \langle r_k \cdot r_k' \rangle \cdot \bar{B}'$$

ec.(32) Calculando la matriz de covarianzas del estado z

Teniendo en cuenta que el proceso es ergódico, se puede escribir:

$\langle z_{k+1} \cdot z_{k+1}' \rangle = \langle z_k \cdot z_k' \rangle = \langle z \cdot z' \rangle$. Además, por construcción r_k es una serie de vectores de ruidos blancos independientes por lo que $\langle r_k \cdot r_k' \rangle = I$. Utilizando estas relaciones en la ec. 32 se obtiene la ec. 33.

$$\langle z \cdot z' \rangle = \bar{A} \cdot \langle z \cdot z' \rangle \cdot \bar{A}' + \bar{B} \cdot \bar{B}'$$

ec.(33) Sistema que determina la matriz de covarianzas de z en función de las matrices del filtro.

Para resolver el sistema de la ec. 33 se observa que es un sistema lineal en $\langle z \cdot z' \rangle$ y que se puede expresar como un sistema lineal invertible vectorizando (creando vectores con las columnas concatenadas de las matrices) ambos lados de la expresión y teniendo en cuenta que el vectorizado del producto de tres matrices cumple: $\text{vect}(A \cdot X \cdot B) = \text{Kron}(B', A) \cdot \text{vec}(X)$ dónde la operación “vec” corresponde a crear un vector a partir de una matriz concatenando sus columnas y la operación “Kron” es el Producto de Kronecker. (ver. Petersen & Pedersen, The Matrix Cookbook, Version: November 14, 2008, Page 60).

$\langle z, z' \rangle = \text{reshape}((I - \text{Kron}(\bar{A}, \bar{A}))^{-1} \cdot \text{vec}(\bar{B} \cdot \bar{B}'))$, ec.(34) Matriz de covarianzas del estado del filtro lienal.
 dónde la operación “reshape” es la inversa de la operación “vec”.

Si hubiera que adivinar la posición del sistema de la ec. 26 sin ninguna información disponible, se podría representar el estado como: $z = H \cdot w$ siendo H cualquier matriz que cumpla $H \cdot H' = \langle z, z' \rangle$ y w un vector de ruidos blancos gaussianos normales.

Observar que dada cualquier matriz ortonormal F , se cumple $H \cdot F \cdot F' \cdot H' = \langle z, z' \rangle$.

Utilizando esta representación del vector de estado y la descomposición de la ec. 31 se puede escribir:

$$z = M_a \cdot y + B_a \cdot w_a = H \cdot F \cdot w \quad \text{ec.(35)}$$

Multiplicando la ec. 35 por la matriz reductora M_r se puede escribir:

$$M_r \cdot z = M_r \cdot M_a \cdot y + M_r \cdot B_a \cdot w_a = M_r \cdot H \cdot F \cdot w \quad \text{ec.(36)}$$

Como $M_r \cdot z = y$ y $M_r \cdot M_a = I$ en la ec. 36 se deberá cumplir que $M_r \cdot B_a \cdot w_a = 0$ y $y = M_r \cdot H \cdot F \cdot w$.

Para lograr calcular B_a consistente con estas igualdades, se observa que las columnas de la matriz $M_r \cdot H$ expanden el espacio R^m del estado reducido y . Como la matriz $M_r \cdot H$ tiene por construcción m filas y n columnas con $m < n$, la transformación $M_r \cdot H$ tiene rango m y el núcleo de la transformación $M_r \cdot H$ tiene dimensión $n - m$.

Si identificamos una base ortonormal F_a del núcleo de $M_r \cdot H$ y una base ortonormal F_b del subespacio ortogonal al núcleo, y construimos la matriz F cuyas primeras $n - m$ columnas son las de F_a y las siguientes m columnas son las de F_b y separamos el vector w de la ec. 36 en el vector w_a con las primeras $n - m$ componentes de w y el vector w_b con las siguientes m componentes de w , como la matriz F así construida es ortonormal, se puede reescribir la ec. 36 como:

$$M_r \cdot z = M_r \cdot M_a \cdot y + M_r \cdot B_a \cdot w_a = M_r \cdot H \cdot [F_a, F_b] \cdot \begin{bmatrix} w_a \\ w_b \end{bmatrix} \quad \text{ec.(37)}$$

Y operando se puede escribir:

$$M_r \cdot z = M_r \cdot M_a \cdot y + M_r \cdot B_a \cdot w_a = M_r \cdot H \cdot F_a \cdot w_a + M_r \cdot H \cdot F_b \cdot w_b \quad \text{ec.(38)}$$

La ec. 38 se puede descomponer en las ec. 39 y ec. 40

$$y = M_r \cdot H \cdot F_b \cdot w_b \quad \text{ec.(39)}$$

$$0 = M_r \cdot B_a \cdot w_a = M_r \cdot H \cdot F_a \cdot w_a \quad \text{ec.(40)}$$

De la ec. 40 se obtiene una matriz $B_a = H \cdot F_a$ que es compatible con representar el estado por el modelo de la ec. 35.

PARTE 3) Aplicación a la Planificación del sistema.

13 Objetivo 13) Creación de herramienta de planificación de inversiones con especial consideración de las energías renovables.

13.1 Introducción.

La resolución de un problema de uso óptimo de recursos y decisiones de un sistema dinámico puede representarse en forma bastante genérica como se muestra en la ec. 41

$$\left\{ \begin{array}{l} \min_u \left\langle \int_{t=t_0}^{t=\infty} ce(x, r, u, t) dt \right\rangle_R \\ \textcircled{a} \left[\begin{array}{l} \dot{x} = f(x, r, u, t) \\ x(0) = x_0 \\ x(t) \in \Omega_x(t) \\ r(x, t) \in \Omega_r(x, t) \\ u(x, t) \in \Omega_u(x, t) \end{array} \right. \end{array} \right. \quad \text{ec.(41) Operación óptima de un sistema dinámico.}$$

La ec. 41 establece el problema de optimización de la operación de un sistema dinámico cuyo estado es x y está sujeto a un conjunto de entradas no controladas r es encontrar en todo instante, conocido el estado del sistema, el vector de control $u(x, r, t)$ que minimiza el valor esperado de la integral de la función $ce(x, r, u, t)$ que representa la intensidad del costo de operación.

Dada una función como la de la ec.42 es posible resolver en el tiempo la evolución del sistema y calcular la integral de costo de la ec.41. LLamaremos Política de Operación a cualquier función como la ec.42.

$$u = po(x, r, t) \quad \text{ec.(42) Política de Operación.}$$

Resolver el problema de la ec.41 implica encontrar la Política de Operación po minimiza el valor esperado del costo furo de operación.

La resolución del problema de la ec.41 sufre de la conocida Maldición de la Dimensionalidad de Bellman. En pocas palabras, la maldición está en la explosión combinatoria que implica la exploración del dominio de la política de operación. Para describir el dominio, para cada dimensión de los vectores x , r debe establecerse un rango y una discretización del rango para realizar el cálculo de la política de operación en cada punto del dominio determinado por el producto

cartesiano de las discretizaciones en cada instante de tiempo. Si supone que hay N_x variables de estado y N_r variables no controlables y que el rango de cada variable se discretiza en m valores, se tendrá para cada instante de tiempo t una cantidad de puntos del dominio de po dada por $m^{(N_x+N_r)}$. Al discretizar además la resolución de la integral de la ec.41 en N_t pasos de tiempo. La cantidad de puntos a calcular es: $N_t * m^{(N_x+N_r)}$. Es así, que cada nueva variable de estado o cada nueva variable no controlable implica un aumento potencial en el tiempo de resolución del algoritmo de Programación Dinámica Estocástica (PDE).

Hay varias formas de lucha contra la maldición de Bellman que intentan hacer uso de particularidades del problema con el fin de reducir la dimensión de la representación del estado.

La representación "por árbol de escenarios" es una de estas formas. Consiste en considerar un conjunto reducido de las posibles combinaciones de estados y variables no controlables en base a la "velocidad de variación de las variables" y/o a su "impacto sobre el sistema". El análisis del futuro en base a escenarios posibles es comúnmente usado, entre otras razones porque permite visualizar de una forma sencilla el efecto de estar en un escenario o en otro.

Un ejemplo de este tipo de análisis se tiene cuando se analiza cuál será el costo de operación del sistema según un conjunto de precios futuros del barril de petróleo. En este ejemplo, suponer que el precio será constante durante 30 años está claro que es una aproximación y el objetivo es tener cuál será el costo en el escenario del un precio de petróleo dado. Al imponer un valor constante de la variable y analizar con ese valor y luego con otro valor, se evita considerar la variable como una de "las variables de estado" del sistema. La variable pasa a ser una constante con valor dado para cada análisis.

Para fijar ideas, véase la Fig.47. En la misma, se presenta un Árbol de Escenarios que muestra los posibles escenarios durante el horizonte de tiempo analizado. Por "Escenario" se entiende un camino completo construido por diferentes etapas. En la Fig.47 se pueden distinguir 3 escenarios construidos por la concatenación de la etapa inicial E_1 con cada una de las etapas terminales E_2 , E_3 y E_4 . Todos los escenarios comienzan por la etapa E_1 en el que el precio del barril de petróleo es 90 USD/bbl. Al llegar al 1/5/2016, el sistema bifurca por una de las tres etapas E_2 , E_3 o E_4 en el que los precios del barril de petróleo son 220, 110 y 70 USD/bbl respectivamente.

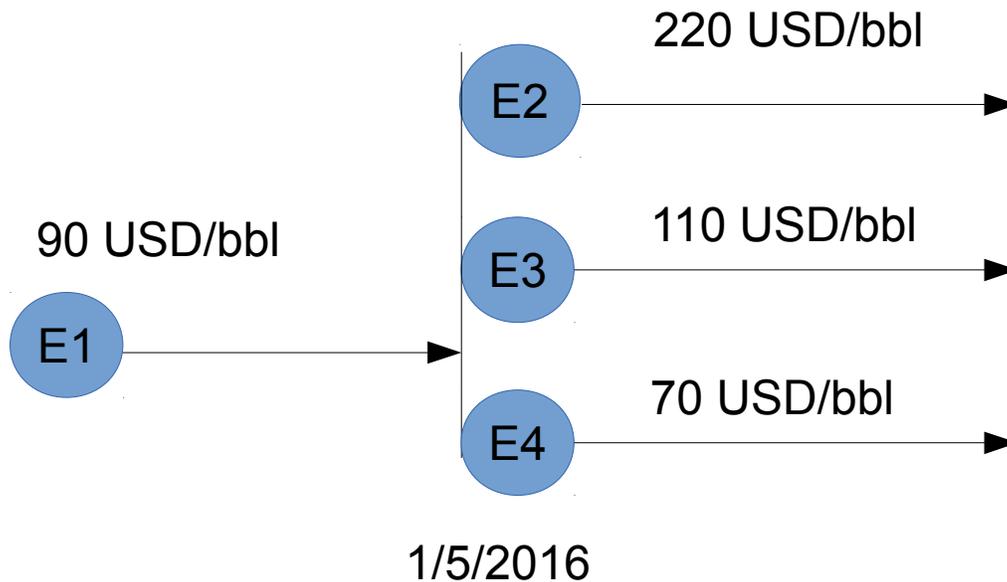


Fig. 47: Ejemplo de árbol de escenarios.

En el ejemplo de la Fig.47 la bifurcación es "involuntaria" en el sentido de que el precio del barril de petróleo será lo que será de acuerdo a factores totalmente externos al conjunto de decisiones que el operador de nuestro sistema pueda tomar. Por lo tanto, habrá que asignar probabilidades para completar la información del árbol de escenarios. Por ejemplo, supóngase que se asignan 10% de probabilidad a los escenarios extremos de precios (E2 y E4) y el 80% restante al escenario de precio medio.

Para continuar fijando ideas, sobre el ejemplo de la Fig.47 una posible descripción sería

E1): Precio = 90; Hasta(1/5/2016); Involuntaria({0.1, 0.8, 0.1}; {E2, E3, E4})

E2): Precio = 220; Hasta(final);

E3): Precio = 110; Hasta(final);

E4): Precio = 70; Hasta(final);

El objetivo de introducir una posible notación, es solo fijar la idea de cuál es la información necesaria para describir el árbol. Como resumen, para definir cada Etapa la información necesaria es:

- El valor de los parámetros (el precio del petróleo, en el ejemplo)
- La fecha de comienzo y de fin (el horizonte) de la Etapa.
- La información que permita saber cuales son los nodos siguientes.

Además de las bifurcaciones involuntarias, puede haber otras que sean decisiones como la de realizar un inversión. Por ejemplo, construir o no una central nuclear. En ese caso, la bifurcación no se describe por las probabilidades sino que será una variable impuesta, una decisión del planificador del sistema en este caso.

Continuando con el ejemplo de la Fig.47 supóngase que si llegado el año 2025 se ha verificado alguna de las etapas de precios altos hay interés en considerar la instalación o no de una central nuclear. En ese caso el árbol de escenarios sería como el mostrado en la Fig.48.

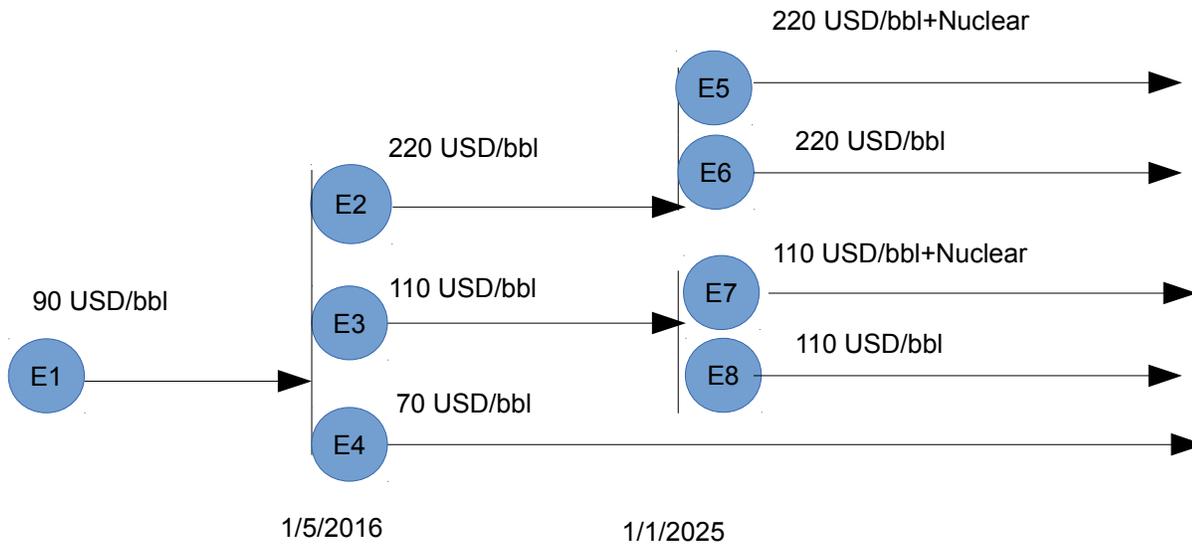


Fig. 48: Ejemplo de árbol con bifurcación involuntaria y decisión.

Si llegado el 1/1/2025, el sistema evolución por las etapas E_2 o E_3 , se debe considerar la decisión de instalar o no una central nuclear. Dando lugar a alguna de las etapas E_5 , E_6 , E_7 o E_8 . Supóngase que la central nuclear en cuestión cuesta 1000 MUSD y por lo tanto tomar la decisión de instalarla supone invertir ese monto.

Una posible descripción del árbol de la Fig.48 sería:

E1): Precio = 90; Hasta(1/5/2016); Involuntaria({0.1, 0.8, 0.1}; {E2, E3, E4})

E2): Precio = 220; Hasta(1/1/2025); Decisión({ 1000.0; 0.0 }; { E5, E6 })

E3): Precio = 110; Hasta(1/1/2025); Decisión({ 1000.0; 0.0 }; { E7, E8 })

E4): Precio = 70; Hasta(final);

E5): Precio = 220; CentralNuclear=SI; Hasta(final);

E6): Precio = 220; CentralNuclear=NO; Hasta(final);

E7): Precio = 110; CentralNuclear=SI; Hasta(final);

E8): Precio = 110; CentralNuclear=NO; Hasta(final);

Cumplido el objetivo de introducir el concepto de bifurcación del tipo Involuntaria y del tipo Decisión y el concepto de que una Etapa del árbol de Escenarios es un conjunto de datos con una fecha de inicio y otra de fin y con una descripción de las bifurcaciones al llegar a la fecha de fin, los pasos siguientes en el desarrollados en el resto del documento son dos bien separados 1) Optimización de la operación del sistema dado el árbol de escenarios y 2) Definir un lenguaje amigable y preciso de definición del árbol. Esto dos objetivos serán el objeto de las siguientes secciones de este documento.

13.2 Optimización dado el árbol de escenarios.

Para la simulación de cada etapa, se supondrá que se dispone de la “Sala SimSEE” (archivo con la definición de todo el sistema). Para el ejemplo de la Fig.48 en el que hay 8 etapas, implica disponer de las correspondientes 8 Salas (S1, S2, ... S8).

En el ejemplo de la Fig.48, comenzando el algoritmo recursivo de la PDE para el cálculo de la función Costo Futuro $CF(X)$ desde el final de los tiempos hacia el presente, se comienza por aplicar el algoritmo sobre las Salas S4, S5, S6, S7, S8. Estas Salas, al ser “terminales” deben tener un “horizonte de guarda” de la optimización que permita un formación de la función $CF(X)$.

En las etapas que no son terminales (por ej. la etapa E3 de la Fig.48) la función $CF(X)$ debe engancharse con la etapa siguiente lo que se realiza por el mecanismos de “enganche” que tienen las Salas de SimSEE. En el caso de la E3 el enganche sería con E7 o con E8 dependiendo cuál sea el escenario. Llegado al final de E3, según cuál sea el estado del sistema en la sala S3 habrá que decidir (en este ejemplo) entre invertir en la central nuclear (pagar los 1000 MUSD) y enganchar con E7 o continuar si central nuclear y enganchar con E8.

Finalizado el cálculo de la PDE de las etapas finales del árbol, se tendrá la función de Costo Futuro (o función de Bellman) $CF_k(X, t)$ siendo $k \in \{4, 5, 6, 7, 8\}$ el ordinal de la etapa. Llamando $Tini_k$ y $Tfin_k$ al instante inicial y final respectivamente de la etapa k se tiene que por la estructura del árbol, $Tini_5 = Tini_{16} = Tfin_{F2}$ y $Tini_7 = Tini_8 = Tfin_{F3}$.

Obtenidas las funciones de costo futuro de las etapas “hijas” de una etapa, hay que determinar la función de costo futuro que servirá de "tapa" final de la función de costo futuro de la etapa “madre”. Según que el tipo de bifurcación sea involuntaria o del tipo decisión, el empalme de las funciones de costo futuro al inicio de las etapas Hijas para calcular la función al final de la etapa Madre, será diferente. A continuación se muestra cómo se empalman las funciones en el caso de los dos tipos de bifurcaciones.

13.2.1 Empale de CFs en bifurcaciones de decisión.

Se razonará primero sobre el ejemplo de la Fig.48 y luego se generaliza la solución.

Una vez obtenidas las funciones $CF_5(X, t)$ y $CF_6(X, t)$ se está en condiciones de continuar con la optimización de E2. Sabiendo que a su final en $Tfin_2$ es posible bifurcar a E5 o E6 en base a tomar una decisión. Al final del E2, la función de costo futuro a cada decisión, debe coincidir con la de inicio de E5 o E6 mas el costo asociado a la decisión según la decisión tomada. Si por tomar la decisión se incurre en un costo M_5 o M_6 la función de costo futuro $CF_2(X, t)$ evaluada en $Tfin_{F2}$ puede calcularse como: $CF_2(X, Tfin_2) = \min(CF_5(X, Tini_5) + M_5, CF_6(X, Tini_6) + M_6)$. En palabras, para cada valor del estado de terminación X de E2 se debe seleccionar el menor de los valores obtenidos de sumar a cada función de costo futuro de los posibles nodos de bifurcación el monto asociado a tomar la decisión de seguir por dicha bifurcación.

En forma genérica, si es posible tomar la decisión de bifurcar desde la etapa E_k a las etapas $E_{j1}, E_{j2}, E_{j3} \dots E_{jm}$ con costos asociados por la decisión M_1, M_2, \dots, M_m la función de costo futuro

al fin de la etapa E_k se puede calcular como se indica en la ec.43.

$$CF_k(X, Tfin_k) = \min(CF_j(X, Tfin_j) + M_j); j \in [j_1, j_2, \dots, j_m] \quad \text{ec.(43) Empalme de funciones CF en una bifurcación de decisión.}$$

El costo futuro al fin de la etapa E_k calculado de acuerdo con la ec.43 se debe utilizar para inicializar el algoritmo de PDE para el cálculo de la función de costo futuro para toda le etapa E_k .

13.2.2 Empalme de CFs en bifurcaciones involuntarias.

Volviendo al ejemplo de la Fig.48, una vez finalizada la optimización de las etapas E2, E3 y E4 se está en condiciones de calcular la función de costo futuro al final de la etapa E1 a partir de la función de costo futuro al inicio de las etapas N2, N3 y N4 a las que se bifurca con probabilidades $\{p_1, p_2, p_3\}$. Dadas estas probabilidades, el valor esperado del costo futuro al final de E1 es simplemente la ponderación de las funciones de inicio de las ramas en que se bifurca como se muestra a continuación: $CF_1(X, Tfin_1) = p_2 CF_2(X, Tini_2) + p_3 CF_3(X, Tini_3) + p_4 CF_4(X, Tini_4)$

En forma genérica, si de la etapa E_k se bifurca en forma involuntaria a las etapas $E_{j1}, E_{j2}, \dots, E_{jm}$ con probabilidades p_1, p_2, \dots, p_m la función de costo futuro al fin de la etapa E_k se puede calcular como se indica en la ec.44.

$$CF_k(X, Tfin_k) = \sum_{j=1}^{j=m} p_j CF_j(X, Tini_j) \quad \text{ec.(44) Empalme de las funciones de costo futuro en una bifurcación involuntaria.}$$

13.2.3 Resolución de la Red de Etapas.

El título de este documento hace la referencia a “Árbol de Escenarios”. La palabra “Árbol” en teoría de grafos implica una red de nodos y arcos en en que no se forman bucles. En el tipo de posibles secuencias de etapas que interesa analizar pueden aparecer bucles y por esa razón, tal vez, sea mejor referirnos al desarrollo como Optimización de “Red de Etapas”. O Optimización dinámica de Red de Etapas.

En la Fig.49 se ha ampliado el ejemplo de la Fig.48 suponiendo que el 1/1/2030 se puede producir una bifurcación a cualquiera de los tres valores considerados del precio del barril de petróleo.

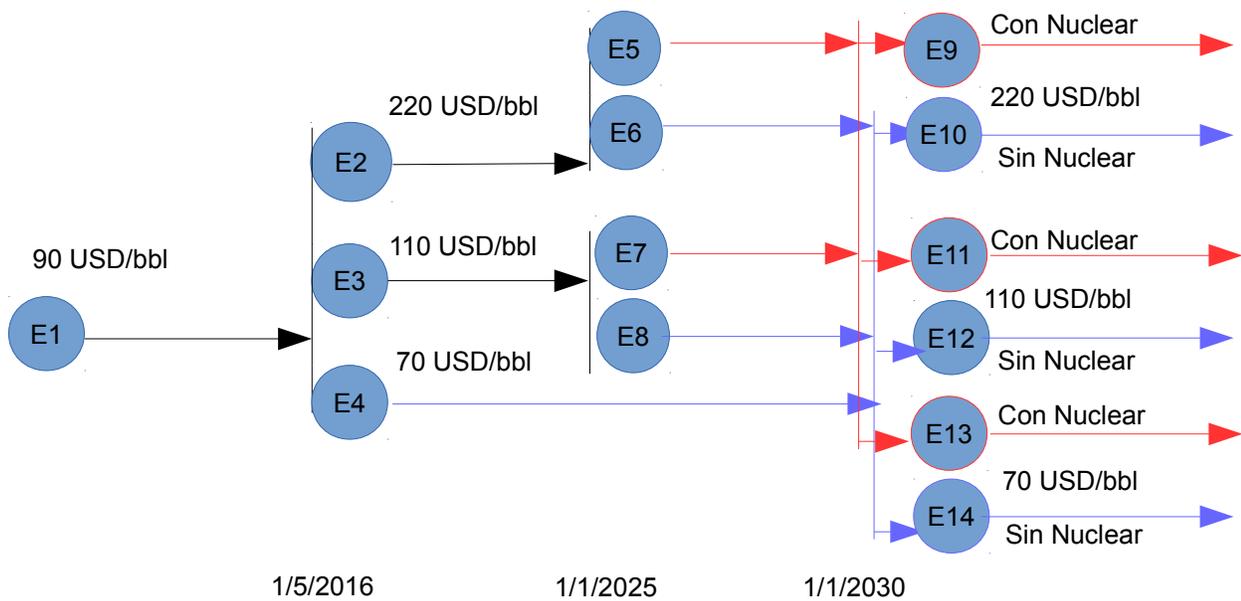


Fig. 49: Red de etapas de decisiones y bifurcaciones involuntarias.

Las etapas terminales son seis $E_9, E_{10} \dots E_{14}$. A las tres etapas con central nuclear, se puede acceder desde las etapas E_5 y E_7 . A las tres etapas sin nuclear, se puede acceder desde las etapas E_6 , E_8 y E_4 .

Si la estructura fuera de árbol, cada etapa puede tener solamente una precedente (o Madre) y por lo tanto en la implementación la estructura se podría almacenar incluyendo dentro de cada etapa un puntero a la etapa precedente o Madre. Como se trata de una red, la forma de almacenamiento de la estructura es un poco más compleja y en cada etapa hay que almacenar cuales son las etapas Hijas.

Si suponemos que cada etapa está implementada en base a una clase del tipo

type

Tetapa = class

Sala: string; // archivo de sala SimSEE

hijas: array of Tetapa;

CF_calculado: boolean;

function primer_hija_no_calculada: integer;

end;

La red de etapas se puede representar por un simple array de Tetapa.

var

Etapas: array of Tetapa;

Supongamos que la función “primer_hija_no_calculada” retorna el índice de la primer hija con CF_calculado = FALSE y -1 si están todas calculadas.

El código de resolución para optimizar todas las etapas sería:

```
// procedimiento de cálculo recursivo de CF(X) para las ETAPAS.
procedure calcular_CF( kEtapa: integer );
var
  jEtapa: integer;
begin
  if length( hijas ) = 0 then
    begin
      Ejecutar_Optimizacion( Etapas[kEtapa].Sala );
      Etapas[kEtapa].CF_calculado:= true;
    end
  else
    begin
      jEtapa:= Etapas[kEtapa].primera_hija_sin_calcular;
      while jEtapa >= 0 do
        begin
          Calcular_CF( jEtapa )
          jEtapa:= Etapas[kEtapa].primera_hija_sin_calcular;
        end;
      Empalmar_CF_Hijas( Etapas[kEtapa] );
      Ejecutar_Optimizacion( Etapas[kEtapa].Sala );
      Etapas[kEtapa].CF_calculado:= true;
    end;
  end;

// Procedimiento general para resolución de la optimización.
var
  k: integer;
  etapa: TEtapa;

// inicialización
for kEtapa:= 0 to high( Etapas ) do
  etapas[kEtapa].CF_calculado:= false;

calcular_CF( kNodoRaiz );
```

13.3 Ejemplo de aplicación.

Se agregaron los modelos de recursos renovables desarrollados en este proyecto a la herramienta OddFace que fuera desarrollada en otro proyecto de investigación. Con la herramienta sí mejorada se ejecutó la optimización del plan de inversiones en generación de Uruguay para el período 2020 – 2040..

El resultado de dicho estudio fue presentado en el congreso IntegraCIER en Noviembre de 2014 bajo el título: “Planificación de las inversiones en generación del Uruguay 2020-2040.” (se adjunta el documento).

14 Objetivo 14) Modelado y análisis del efecto de las interconexiones y posible integración regional sobre la planificación de la expansión del país.

Este capítulo es transcripción de la presentación realizada en el congreso de la Asociación Latinoamericana de Economía llevado a cabo en Montevideo en abril de 2013.

Un modelo flexible para la Integración electro-energética de América Latina.
MSc. Ing. Ruben Chaer y Dr. Ing. Gonzalo Casaravilla

Instituto de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de la República Oriental del Uruguay y
Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas

*4° ELAEE - Montevideo – Uruguay
8 y 9 de Abril 2013*

14.1 Introducción.

Mientras Fourier escribía en 1822 su célebre “Théorie analytique de la chaleur” que diera lugar al desarrollo de una de las herramientas más importantes de la ciencia aplicada como son las series o transformadas de Fourier, los países de América Latina, estaban en proceso de convertirse de colonias en gobiernos independientes, con batallas a caballo, lanzas y fusiles. Más o menos en la misma época en Europa, algunas de las monarquías se reponían de las invasiones Napoléonicas. Esa foto de la historia, intenta poner en evidencia la disparidad que presentan los procesos de la humanidad, conviviendo en el mismo tiempo procesos de muy diferente grado civilizatorio y que las trayectorias de los pueblos son diferentes estando afectadas sin duda por la cultura, el contexto geográfico e histórico de cada uno y sin duda por una cuota de azar. También es fácilmente constatable, que algunos diseños conceptuales puestos en funcionamiento tienen consecuencias que se prolongan en el tiempo e influyen en las trayectorias. Se podría decir que en “La Humanidad” es posible identificar sistemas de grandes inercias, que se mueven por señales débiles y mucho ruido hacia equilibrios marcados por su propia estructura. Es el conjunto de reglas a los que están sujetos el que determina los puntos de equilibrios hacia los que luego convergen y como esas reglas también cambian en el tiempo los puntos de equilibrio.

Esta diversidad en la forma y tiempo de procesar cambios afecta especialmente a los procesos de integración entre países pues involucran más de una realidad y un contexto histórico.

De la integración Latinoamericana cabe destacar, que aunque entre los pueblos de la región existen diferencias culturales importantes marcadas principalmente por sus orígenes coloniales y autóctonos o diferentes procesos de lucha por la independencia de los respectivos países, ha existido la clara voluntad de estrechar los lazos regionales. Esta integración era necesaria en los albores de la independencia para fortificar las nuevas repúblicas y abrir los lazos comerciales que hicieran sostenibles sus economías. Antes como ahora, un mejor relacionamiento con los vecinos es una “buena conducta” que resulta importante en lo cotidiano por los intercambios de bienes y o servicios con mutua conveniencia pero que resulta especialmente importante en situaciones de crisis tanto nacionales

como internacionales. Por supuesto que esto es válido en general con "los vecinos de todo el mundo", pero es especialmente válido con los vecinos geográficos en la integración electroenergética por la necesidad de usar redes de transmisión de energía eléctrica.

Habiendo identificado estas características básicas de los procesos de cambio en general y de los de integración electroenergética en particular, en las siguientes secciones se desarrolla el planteo de un modelo flexible de integración electroenergética para Latinoamérica. El modelo es diseñado y planteado desde un enfoque práctico con el objetivo de que sea implantable pero sin descuidar los paradigmas de la eficiencia global. En la sección 2 se realiza una breve reseña de la historia reciente del comercio internacional de energía eléctrica del Uruguay. En la sección 3 se describe lo que podría llamarse "El Modelo Perfecto" y las razones por las cuales es difícilmente aplicable. En la sección 4 se desarrolla el modelo flexible y se presentan estudios de caso en base a simulaciones de largo plazo de los intercambios entre Uruguay y Brasil. La sección 5 está dedicada a las reflexiones finales del trabajo.

15 Historia reciente de comercio internacional de energía eléctrica del Uruguay.

Uruguay tiene por vecinos a Brasil y a Argentina con los cuales está interconectado.

Con Argentina la conexión es por dos líneas 500 kV, 50 Hz siendo la capacidad de intercambio aproximadamente 2000 MVA.

Con Brasil la capacidad de interconexión es de 70 MVA por medio de una convertidora de frecuencia 50/60 Hz y se está construyendo una nueva convertidora de frecuencia que aumentará la capacidad de intercambio a 570 MVA.

Entre Uruguay y Argentina comparten además la central hidroeléctrica Salto Grande con un total de 1800 MW a los que tiene derecho 50% cada país. En el pasado Uruguay y Argentina han tenido una rica experiencia de intercambios de energía. Ya sea en contratos de venta de potencia y energía firme de Argentina a Uruguay como de venta de excedentes térmicos e hidráulicos.

La represa binacional, es un ejemplo de una obra de Integración que fue realizada de acuerdo a lo previsto y que es operada en conjunto por ambos países.

15.1 Los 90s y la confianza en el Respaldo Externo.

En los 90, el sector eléctrico Argentino pasó por un período de abundancia de energía que dio lugar a la realización de contratos de potencia y energía desde Argentina hacia Uruguay. Estos contratos de Potencia Firme, permitieron retrasar inversiones en el sector eléctrico del Uruguay. Desde el año 1998 la situación Argentina se fue deteriorando y terminó en la crisis del año 2001. Los contratos de respaldo siguieron operativos, pero en la práctica no pudieron actuar plenamente debido a la necesidad de utilizar la potencia comprometida para abastecer al propio sistema Argentino. Esta "confianza en el respaldo externo" puede haber justificado dos o tres años del atraso en la realización de inversiones propias en Uruguay. Algo similar le pasó a Chile con el desarrollo de un importante parque generador en base ciclos combinados a Gas Natural proveniente desde Argentina que debieron operarse a gasoil a costos de generación varias veces superior al previsto. También la convertidora de 2000 MW de Garabí entre Brasil y Argentina es elocuente resultado de aquella confianza. Finalmente el Gasoducto Buenos Aires – Montevideo que se construyó para traer gas Argentino a Uruguay para consumo residencial y principalmente para sustituir al gasoil en la producción de electricidad en las centrales térmicas de Uruguay y futura exportación de gas a Porto Alegre. Los comentarios de este párrafo no deben leerse como una crítica a Argentina, sino más bien a quienes confiaron "alegremente" la expansión de la

generación en la estabilidad de un único país. La conclusión debe ser: "es demasiado riesgoso confiar en la estabilidad económica-política de un único país para sustituir inversiones de largo plazo". Por lo menos, si se toma el riesgo debe cuantificarse el costo de la contingencia de pérdida del suministro desde ese país por períodos prolongados.

15.2 Intercambios de Ocasión y de Asistencia.

Por Intercambios de Ocasión, se entiende, aquellos que podrían verificarse en la operación normal del sistema, por simple conveniencia económica sin ningún contrato de obligación de venta o compra sino que simplemente resulta conveniente por la diferencia de costos de generación entre los países. Por Intercambios de Asistencia, se entiende aquellos que en forma excepcional se realizan para asistir a un país en una situación determinada. Por ejemplo, ante la caída de una línea de transmisión o durante una sequía prolongada.

Para que sean posibles los Intercambios Ocasionales, es necesaria una metodología en cada país que permita determinar claramente el costo de generación hora a hora y que permita entonces evaluar la conveniencia de realizar el intercambio. Es práctica normal que exista un Organismo Encartado del Despacho (OED) en cada país que tenga como tarea determinar el orden de mérito de los diferentes recursos de generación, en base a su costo variable de generación y que sea posible entonces determinar la conveniencia o no de realizar los intercambios entre los países.

Dependiendo de la organización del sector eléctrico del país, dependerá de la existencia de diferentes actores que pueden verse afectados o no por la realización de una importación o exportación. Por ejemplo, si el sector está organizado en un mercado con remuneración de los generadores a partir de un Precio Spot (PS) y la importación baja el PS, en ese intercambio si bien el conjunto de los países se ve beneficiado, en el país importador los generadores verán sus ingresos reducidos y los consumidores verán un beneficio. Estas afectaciones de las remuneraciones internas son una traba a la realización de los Intercambios Ocasionales.

La convertidora de frecuencia de 70 MW que está operativa desde el 2001 entre Uruguay y Brasil fue concebida en sus inicios para realizar intercambios plenamente ocasionales. Fue desarrollada inicialmente en un acuerdo entre Uruguay (UTE) y Brasil (ELETROSUL). El acuerdo original era de una participación de 50% en las inversiones y en los costos de operación y mantenimiento y en los beneficios generados por la realización permanente de intercambios de ocasión. Los beneficios de cada intercambio hora a hora se calcularían como la diferencia de costos marginales de generación multiplicado por la energía intercambiada. Entre la firma del acuerdo original y la entrada en operación, el sector eléctrico brasileiro experimentó cambios importantes, entre otros la privatización de parte importante de las empresas de generación y el establecimiento de un mercado de generación con remuneración marginalista al principio y en la actualidad organizado con un "Precio de Liquidación de Diferencias" (PLD) y un "Mecanismo de Relocación de Energía" (MRE). La propiedad del 50% brasileiro de la estación convertidora pasó a ELETROBRAS, que ha honrado su participación en los pagos para cubrir los costos; pero la posibilidad de aplicar el acuerdo de cálculo de beneficios, en base al PLD y el costo marginal de Uruguay se ha visto dificultada y no es aplicable. Es así que la interconexión ha sido operada en diferentes modalidades que han estado más bien relacionadas con intercambios de asistencia entre los sistemas. Por ejemplo, el suministro de energía reactiva para la red eléctrica en Libramento (del lado brasileiro), o intercambios de energía activa en "modalidad devolución" durante períodos de extremas sequía en Uruguay en la que Brasil envió energía con el compromiso de Uruguay de devolverla dentro del mismo año.

En la actualidad, el comercio con Brasil es prácticamente en el sentido de Brasil a Uruguay o Brasil a Argentina y sobre la base de "excedentes térmicos". Los precios de estos intercambios son fijados en cada oportunidad siendo potestad del generador especificar el precio al que está dispuesto a ser despachado para la exportación.

El comercio entre Uruguay y Argentina puede dividirse en tres modalidades: "Contratos"; "Excedentes Hidráulicos" y "Excedentes Térmicos".

Los intercambios en base a "Contratos", en el sentido de Argentina a Uruguay, siguen activos, pero estos contratos ya no pueden ser considerados firmes. Igualmente, son un instrumento útil. Los "Excedentes Hidráulicos" son básicamente los excedentes turbinables de la hidroeléctrica Salto Grande que son vendidos de Uruguay a Argentina en el marco del Acuerdo de Interconexión entre ambos países a un precio equivalente a la mitad del precio del mercado spot de Argentina. En cuanto a los "Excedentes Térmicos", entre ambos sistemas se ofrecen las máquinas que nos son despachadas para los mercados internos a sus costos variables de generación más un pago Por Potencia (PP) puesta a disposición. El PP depende del tipo de máquina e intentó reflejar en un principio la recuperación de la inversión y costos no variables de la central.

El comercio en la situación actual está sin duda afectado por los desequilibrios que existen en cuanto a las inversiones en generación entre los países.

Sobre el Valor Oculto de las interconexiones. Las interconexiones, tienen un Valor Oculto difícil de monetizar en la operación normal de los sistemas pero que se evidencia en situaciones de crisis. Como se mencionó, en el 2001 entró en operación la interconexión de 70 MW entre Uruguay y Brasil, en un entorno totalmente diferente que el que se utilizó para su desarrollo que impidió la realización de los intercambios fluidos en base a los costos marginales como fue previsto. Pero en ese mismo año, Brasil experimentó un período de racionamiento y Uruguay tuvo un año de muy buena hidraulicidad, por lo que Uruguay envió energía de muy bajo costo a Brasil donde la energía tenía un valor muy alto (costo de racionamiento). El beneficio de estos intercambios fue muy importantes, aunque en la práctica el beneficio económico no fue distribuido entre los países, dado el desorden de "cuentas a pagar" que creó la propia crisis en el mercado brasilero. Dicho mercado estaba dando sus "primeros pasos" y la crisis hizo dificultó los pagos por lo abultado de las facturas. Esto llevó a una reformulación de las propias reglas del mercado y la energía enviada por Uruguay quedó como una deuda a cobrar. Años más tarde, le tocó a Uruguay pasar por un año de muy baja hidraulicidad, con racionamientos de energía y Brasil devolvió la energía antes enviada. Los beneficios de estos dos intercambios, aunque no hayan tenido un marco comercial claro, cubrieron casi la totalidad del costo de la inversión en la convertidora de frecuencia.

15.3 Conclusiones de esta breve reseña histórica.

De la historia reciente se podría concluir la importancia de:

1. Destacar el valor que tienen las interconexiones entre los países a pesar de que las reglas comerciales no estén claras y sean un obstáculo para la realización de todos los beneficios posibles.
2. Que hay que evaluar mejor el riesgo asociado a crear una dependencia fuerte con otro país si dicha dependencia implica dejar de hacer inversiones que luego llevan años de recuperación. Con el juicio profesional de los autores, esta conclusión aplicada a la potencia firme de generación, debiera llevar a que los países no comprometan más que un porcentaje bajo de su

demanda a inversiones de generación instalada en territorios de otros países.

3. Hay un conjunto de beneficios de ocasión, que no se realizan por deficiencias regulatorios o falta de definiciones operativas entre los países que habrá que explorar cómo construir un modelo de integración que los habilite.

16 Modelo "Perfecto" de integración electroenergética.

Seguramente en el plano conceptual, el diseño más sencillo y "perfecto" es el planteo de una optimización centralizada de todos los recursos. Asegurando la máxima generación de beneficios, luego habrá que diseñar los mecanismos que asignen en forma equitativa esos beneficios.

Pero, este planteo que parece obvio y sencillo, es muy difícil de implementar. Toda propuesta de integración entre países, sea en el sector que sea, implica cambios y cada uno de nuestros pueblos tiene su propio tiempo para procesar los cambios. Esto es tan natural, que se podría argumentar que el ejercicio de cierta "resistencia grupal al cambio" es parte de la selección natural que ha llevado a la sobrevivencia de la especie humana.

Por lo menos en los últimos 20 años se han realizado varios estudios de los potenciales beneficios de las interconexiones entre Uruguay, Argentina, Brasil y Paraguay, etc. siendo el mas general el estudio CIER 15 [1] o el particular entre Uruguay y Brasil para la actual interconexión de 70 MW [2].

Estos enfoques garantizan teóricamente la máxima generación de beneficios de los recursos existentes y por ende el mayor aporte posible al bienestar de los pueblos. Este tipo de enfoques, es útil para valorizar el máximo beneficio generable y debe ser sin duda un punto de referencia. A esta META la llamaremos integración "Perfecta" como aquella que sería deseable alcanzar. O mejor dicho como aquella en que si se cumplieran el conjunto de hipótesis necesarias para permitir una optimización centralizada de todos los recursos de los sistemas interconectados permitiría alcanzar el máximo beneficio global.

Ahora, la cuestión, es si dada la actual organización tanto de los mercados como política de los diferentes países de la región y observando la evolución de los últimos 20 años, ¿es pensable una integración "Perfecta"? ¿Si lo fuera, en cuánto tiempo? ¿Cuáles son las reformas a implementar en los diferentes países para lograrlo?

El sector eléctrico es una de las bases de las economías de los países y por lo tanto no es posible pensar en una integración "Perfecta" del sector eléctrico en forma aislada sin previamente evaluar los impactos que tiene sobre las economías de los países en los demás sectores. Sólo a modo de ejemplo, si por la operación conjunta de los sistemas resultara que Uruguay no necesita encender en el futuro sus centrales térmicas y por lo tanto no consumirá más combustibles (gasoil, fueloil o en el futuro gas natural) esto tendría unas consecuencias muy importante sobre el sector combustibles del país que tendría que cambiar totalmente respecto a lo que es actualmente. ¿Sería admisible que el país dismantelara su infraestructura para poder disponer de combustibles fósiles para generación eléctrica en el territorio nacional?

Siempre es bueno ponerse una "meta alta" a la que llegar. Pero hay que tener cuidado de que la búsqueda de esa meta impida el caminar hacia ella, el dar pasos en la dirección correcta. Como se dice popularmente, "que lo mejor no sea enemigo de lo bueno". Quienes participan de cerca de la operación de los sistemas saben que casi a diario hay oportunidades de negocio por las interconexiones que no pueden ser realizadas por falta de un acuerdo de interconexión aunque sea "imperfecto".

17 Modelo Flexible de integración electroenergética.

En este marco de diferentes realidades, cuál es el modelo de integración energética posible? Comenzaremos por realizar una descripción de lo que se podrían considerar Principios para una Integración Electro-energética y veremos cómo hacer un diseño que los contemple.

Un tratado de integración, es como todo compromiso, una atadura que aunque tenga el propósito de traer beneficios, supone aumentar la rigidez del vínculo entre los países. En los últimos 20 años, las economías de los países han experimentados cambios importantes de organización con dinámicas muy diferentes y siempre que hay movimientos relativos. Es importante que los vínculos no sean muy rígidos para que no se produzcan daños importantes. Sin duda, estas dificultades son las que se van interponiendo en el camino hacia una integración "Perfecta" y hasta hace dudar de que la integración "Perfecta" definida en la sección 3 sea deseable por el riesgo que supondría para un país pequeño como Uruguay. Nuestros países son jóvenes y seguramente seguirán evolucionando en diferentes direcciones y velocidades todos buscando el bienestar de sus pueblos. Además de las diferencias de organización impuestas por la implementación de las políticas, que en el acierto o en el error aplican nuestros diferentes gobernantes, tenemos diferencias impuestas por la propia disponibilidad de recursos naturales que cada uno tuvo la suerte de tener o no tener.

Por otro lado, la simple constatación de que llegar a la integración "Perfecta" es difícil no debe impedir que no se pueda por lo menos dar pasos intermedios, sin que ello signifique conformarse con tener algo imperfecto. Llamemos a este conjunto de pasos intermedios una integración Flexible. Tal vez se podría decir que lo que existe hoy entre los países ya es una integración Flexible. Las interconexiones existen y en momentos de crisis los países se apoyan mutuamente (por lo menos esta ha sido la experiencia de Uruguay con sus vecinos). También se puede constatar innumerables situaciones en las que se podría hacer un uso mejor de los recursos como la producción de vertimientos turbinables en los sistemas hidroeléctricos de los distintos países que habiendo capacidad de interconexión disponibles no han sido colocados en los demás mercados sustituyendo un recurso de mayor valor.

En este trabajo se propone entonces un mecanismo de establecimiento formal de la integración Flexible que permita la continuidad de las operaciones de los sistemas actuales, sin necesidad de grandes reformas de organización interna de los países y que tenga la característica de poder ir fluyendo hacia lo que podría ser la integración Perfecta en la medida en que los países puedan ir convergiendo hacia una organización regional que los integre en los diferentes aspectos como podrían ser tratamiento fiscal, crediticio, legal y monetario.

Principio de Soberanía. Cada país debe velar por que las inversiones que garanticen la seguridad nacional se realicen en su propio territorio, permitiéndose un nivel de riesgo por dependencia de los demás países que tiene que ser acotado. El límite de riesgo que se transfiera a la dependencia del conjunto debe ser fijado de común acuerdo entre los países miembros de la integración.

Principio de Uso Racional de los Recursos. Siempre que exista un recurso disponible en un sistema cuyo costo sea inferior al costo de otro recurso que pudiera sustituir en otro sistema debería realizarse el intercambio de energía entre el país que dispone del recurso más económico al que dispone el recurso más caro.

Como casi siempre pasa, Los Principios parecen siempre obvios, pero como siempre pasa nunca está de más escribirlos y al analizarlos se verá que en cierta medida estos principios contienen una contradicción en sí mismos. El principio de Uso Racional de los Recursos, si se engloba en "los

recursos" tanto los recursos de generación existentes como sus ampliaciones puede atentar contra el principio de Soberanía y viceversa. Por ejemplo, podría resultar que fuera más costoso invertir en la expansión de la generación del país "A" y que lo "racional" fuera invertir toda la generación en un país vecino "B" y solo invertir en la infraestructura de interconexión para llevar la energía del "B" al "A". Claramente esto violaría el principio de Soberanía.

He aquí uno de los dilemas de la integración "Perfecta", llevada a su extremo puede cumplir solo con el principio de Uso Racional de los Recursos; y en definitiva está implícita en la palabra integración un aumento en la confianza en el grupo y por lo tanto una pérdida de soberanía.

Bien, pensemos cómo disponer de un modelo de integración que nos permita "ponderar" la importancia entre los principios asumiendo que no se van a cumplir nunca en un 100% y que nos permita también con pocos cambios "empalmar" con las realidades actuales.

Para la implantación y seguimiento del proceso de integración se supone que se crea una **Comisión de Integración Electro-Energética (CIEE)** que opera con delegados de los Ministerios de Energía (o entidades equivalentes) de los países integrados.

La propuesta es implementar una integración con **Reglas Desacople** y con dos parámetros que por comodidad llamaremos **Umbral Soberano** y **Umbral de Extracción**. A continuación se explicita la definición de estos "umbrales" pero deben imaginarse como "perillas" que permiten ajustar el modelo de integración propuesto ponderando su ajuste a los dos principios propuestos.

17.1 Reglas de desacople.

Se deberán fijar los criterios y reglas que permitan a un país desacoplarse del resto si permanecer acoplado significa algún riesgo para el correcto abastecimiento de la demanda interna. A modo de ejemplo, las reservas hidráulicas embalsadas en un país, podrán usarse para apoyarse otro país, pero dichas exportaciones deben parar si el país exportador entrara en riesgo de abastecimiento en caso de continuar con la exportación. Se trata definitiva de fijar las reglas que permitan que el vínculo creado con la integración no cause daños irreparables en situaciones extremas.

17.2 Umbral Soberano.

Como forma de ponderar el principio de Soberanía, lo más sencillo parecería ser fijar desde el inicio de la integración un nivel máximo de dependencia como un porcentaje de la demanda no interrumpible de un país cuyo abastecimiento debe estar garantizado en el propio territorio nacional.

Se propone comenzar la integración con un Umbral Soberano no menor a 95% y revisar cada cinco años la posibilidad de ajustar dicho valor en base a la estabilidad política y económica de los países miembros. También se propone, que una vez en funcionamiento un bloque de países integrados, para aceptar otro miembro en el bloque se le exija que al ingreso su Umbral Soberano sea de 95% y que a los cinco años de pertenecer al bloque integrado el Umbral Soberano exigido al nuevo miembro pase a ser el mismo que el exigido al resto de los integrantes del bloque.

Se propone que el contralor del Umbral Soberano, se realice en el ámbito de la CIEE. Los países deben llevar sus planes de expansión de inversiones en el sector que permita la verificación de este parámetro.

El Umbral Soberano, solamente tendría influencia sobre la ubicación territorial de las inversiones, pero no así sobre su propiedad. El asunto de quienes pueden o no pueden invertir en la generación de cada país, depende de la estructura regulatoria de dicho país. Por ejemplo, a nivel de

generación hoy existen mercados de competencia en Uruguay, Argentina y Brasil, pero podría no ser así y parece una restricción innecesaria para la integración imponer a los países miembros un estilo regulatorio del sector. Este estilo regulatorio oscila entre lo privado y lo estatal con el tiempo y por lo tanto sería perjudicial para una integración el tener que contemplar una estructura fija que deba permanecer en los sectores de todos los países.

17.3 Umbral de Extracción.

La primera forma que viene a la mente cuando se analiza la forma de compartir los beneficios de una interconexión es repartir los mismos en forma equitativa. Por ejemplo cuando se produce un intercambio cada parte se queda con la mitad de la diferencia de marginales. Eso implicaría hablar de marginales después de intercambio y ahí el país que cambió más su marginal fue el que hizo más beneficios. Se podría usar los marginales pre-intercambio pero estos NO SON DEFINIBLES salvo que solo haya dos países.

Por otra parte los diferentes países no calculan estrictamente marginales sino que son "dibujos" que están influidos fuertemente por los subsidios y defectos de cada implementación de mercado. Por ej. En Argentina se calculan suponiendo que Siempre hay Gas a 2 USD/MBTU para todas las centrales y por eso el marginal no pasa de 30 USD/MWh. En Brasil, por la forma de hacer los contratos y que el PLD es solo para liquidación de diferencias el valor también es deprimido y las centrales térmicas tienen que ser prendidas por encima de dicho valor (o sea que el marginal real es superior al PLD). Con todo eso "ruido" lo mejor es hablar de "recursos ofrecidos" con un precio variable que es el usado para el despacho en el propio mercado más un DELTA que fija cada país que tiene que ser menor o igual al Umbral de Extracción fijado por la CIEE.

Otro aspecto importante a destacar aquí, es que como el intercambio cambia los equilibrios internos entre generadores y consumidores de los países, la existencia del DELTA permitirá a los gobiernos buscar las formas de diseñar mecanismos de distribución de los beneficios que recomponga los equilibrios internos y aminore de esa forma la resistencia a la integración que pueden tener los agentes que se vean afectados.

Otro aspecto a considerar es la simetría del umbral. En un marco de un modelo simétrico de integración se podría pensar en iguales valores del Umbral de Extracción para cada país. Esto puede tener o no sentido ya que como se ha visto, en un caso el valor base de cada país puede representar realmente los marginales o no. Saber realmente el verdadero valor marginal para cada país puede ser complejo ya que de alguna forma cada quien fija reglas de mercados con diferentes cargas impositivas, distribución de beneficios, etc.

18 Análisis de los beneficios Uruguay-Brasil para diferentes Umbrales de Extracción.

A continuación se realiza un análisis de los beneficios potenciales conjuntos Uruguay Brasil, bajo un supuesto de Umbral de Soberanía de 100% y para diferentes Umbrales de Extracción para cada país.

Para calcular el beneficio se toma como referencia el caso de integración nula, vale decir sin intercambios entre los países. En este estudio se ha modelado Brasil como un mercado con precios caracterizados por el PLD esperado a largo plazo. Todas las transacciones quedan limitadas a las necesidades y por la capacidad del vínculo (570 MW). El despacho uruguayo optimiza su costo de abastecimiento (CAD). En el caso que el PLD más el delta Brasil (dBR) sea menor que alguno de los recursos que se hubieren despachado en Uruguay, es sustituido y se produce una exportación de Brasil a Uruguay, el beneficio de Brasil es el asociado al cobro de energía valorada con dBR y el beneficio de Uruguay es el asociado a la diferencia entre el costo sustituido y la suma PLD+dBR. En el caso inverso la exportación es de Uruguay a Brasil, el beneficio de Uruguay está asociado a la energía valorada con el delta de Uruguay (dUY) y el beneficio de Brasil está asociado a valorización de la energía intercambiada a la diferencia entre el PLD y la suma del recurso despachado para Brasil y dUY.

Es importante tener en cuenta que al simular con el optimizador dinámico estocástico y optimizar el CAD de Uruguay y su sistema hidrotérmico no se está obteniendo el potencial beneficio global ya que se está asumiendo que el sistema uruguayo no “mueve” la optimización del brasilero, lo cual es a juicio de los autores una buena aproximación a la realidad además de ser factible de implementar.

Para el estudio de analizaron los beneficios de la ventada de los 10 años comprendidos entre los años 2015 y 2025 y para el cálculo del beneficio anual se dividieron los mismos entre 10. La Tabla 1 muestra los beneficios obtenidos tomado valores de los Umbrales de Extracción de 15, 30, 60, 120 y 240 USD para cada país (dUY y dBR para Uruguay y Brasil respectivamente).

MUSD UY	dBR_15	dBR_30	dBR_60	dBR_120	dBR_240
dUY_15	170	154	120	51	0
dUY_30	176	160	126	57	6
dUY_60	183	168	133	65	14
dUY_120	191	176	142	73	20
dUY_240	192	177	143	74	21

MUSD BR	dBR_15	dBR_30	dBR_60	dBR_120	dBR_240
dUY_15	48	67	86	68	36
dUY_30	44	62	82	63	31
dUY_60	38	57	76	56	23
dUY_120	28	46	65	45	14
dUY_240	25	43	62	43	12

MUSD BR+UY	dBR_15	dBR_30	dBR_60	dBR_120	dBR_240
dUY_15	218	221	207	119	36
dUY_30	219	223	208	119	37
dUY_60	221	224	209	121	37
dUY_120	218	222	207	118	35
dUY_240	217	221	206	117	33

Tabla 1. Beneficios anuales en millones de dólares de Uruguay, Brasil y del conjunto para diferentes valores de Umbrales de Extracción de cada país (dUY y dBR expresado en dólares).

Del análisis de los resultados se pueden identificar varios aspectos:

- a.- El máximo beneficio global no optimiza el beneficio individual de cada país.
- b.- A valor fijo de dBR el beneficio de Uruguay es monótono creciente al crecer dUY. Esto es así ya que cuando Brasil tiene momentos de racionamiento extremo compra todo lo disponible y no repararía en el costo.
- c.- A valores fijos de dUY, el óptimo beneficio de Brasil está en el entorno de un dBR de 60 USD. A diferencia del caso previo, si Brasil sube demasiado el valor umbral Uruguay deja de importar energía y los casos extremos e improbables de racionamiento de Uruguay no representan mayores beneficios para Brasil.
- d.- Uruguay, en la medida de que logra sustituir en algunos momentos parte significativa de su generación y cambiar el valor marginal pre y post importación, obtiene mayores beneficios que Brasil. Por cómo se han realizado las cuentas y porque la realidad parecería también indicar que así será, difícilmente pueda la oferta uruguaya y la correspondiente exportación a Brasil modificarle significativamente el PLD, siendo en este estudio el beneficio de Brasil solamente el cobro del dBR. En un análisis más detallado, si se modelara la realidad de la región sur de Brasil otros serán los números resultantes.
- e.- Un movimiento por la diagonal aumentando delta y buscando simetría de umbrales no parece ser adecuado ya que solo reduce beneficios. Pero si se reconoce que el PLD pueda tener una diferencia relevante con el costos marginal de generación, un movimiento por diagonales superiores (dUY/dBR:15/30, 30/60) puede describir mejor la realidad, tender a equiparar los beneficios individuales, tender a optimizar los de Brasil y no afectar mayormente el beneficio global.
- f.- Es absurdo intentar igualar los beneficios de ambos países por cómo se han calculado. Esto se obtendría con valores de dUY/dBR:45/120, pero a costa de una clara pérdida de beneficio mutuo.

19 Palabras finales.

Si queremos avanzar hacia una mejor integración electroenergética, comencemos por hacer los cambios posibles. Cualquier propuesta debe cumplir con condiciones mínimas de respeto de autodeterminación de los pueblos de sus políticas económicas, sociales, del orden jurídico y específicamente en el sector energético en su autodeterminación en cuanto al modelo más o menos liberalizado del sector.

El modelo propuesto cumple con todos los objetivos. Permite que cada país determine en forma interna cómo ordena su mercado de generación, establece una regla de resolución del despacho de los recursos que se puede continuar haciendo por los actuales organismos encargados del despacho con una simple iteración entre ellos y deja libertad a los gobiernos para establecer las formas internas de distribución de los beneficios generados por las interconexiones.

Otro aspecto importante del modelo propuesto es su capacidad de transitar desde la situación actual hasta una integración "perfecta" en base a dos parámetros. Esto permite que una vez iniciado el proceso de integración, la misma avance a la velocidad que sea posible en cada circunstancia y además que llegue hasta dónde sea posible.

Para los autores, la integración "perfecta" no es alcanzable (por lo menos en los siguientes 10 años) y por lo tanto plantearse modelos que impliquen el funcionamiento de un despacho único centralizado de todos los recursos, es un objetivo utópico que atenta contra el avance real de la integración.

Referencias.

[1] Projeto CIER 15 Fase II – Informe Final, 2010.

[2] Estabelecimento das condições para determinação dos benefícios da integração elétrica entre o Brasil e o Uruguai. XII SYMPOSIUM OF SPECIALISTS IN ELECTRIC OPERATIONAL AND EXPANSION PLANNING. May 20-23, 2012, RJ-Brasil.