



Análisis de complementariedad de los recursos eólico y solar para su utilización en la generación eléctrica en gran escala en Uruguay.

INFORME FINAL

Febrero de 2016 – Montevideo Uruguay.

Autores: Milena Gurin, Eliana Cornalino, Alejandra de Vera, Martín Draper, Rafael Terra, Gonzalo Abal, Rodrigo Alonso Suárez, Pablo Modernell, Daniel Aicardi, Agustín Laguarda y Ruben Chaer.





CAPÍTULO: 1. Introducción.

Este informe es el resultado de una contratación realizada por la Dirección Nacional de Energía (DNE) con financiamiento de Agencia Española de Cooperación Internacional para el Desarrollo (AECID) en el marco del “Programa de cambio climático – Promoción de Fuentes Renovables y Uso Eficiente de la Energía”, proyecto de cooperación entre el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) y la AECID que fuera formulado en el marco de la VII Comisión Mixta Hispano-Uruguaya de Cooperación. Esta consultoría se enmarca según el plan operativo anual del Proyecto, específicamente en el Resultado de Desarrollo 1): “El Poder Ejecutivo tiene instrumentos teóricos y aplicados para continuar ampliando a través de fuentes renovables la diversificación de la matriz energética nacional.”

- Producto 1.1 “Los sectores de la administración pública involucrados con el sector de las energías renovables desarrollan sus competencias y mejoran sus conocimientos sobre las diferentes tecnologías”
- Actividad 1.1.1 “Evaluación, a partir de Consultoría en relación a prospectiva tecnológica de las áreas en las que sería necesario el fortalecimiento institucional”.

En la política energética aprobada y consensuada por la Comisión Interpartidaria de Energía en el año 2010, se definieron lineamientos estratégicos, y en función de ellos, metas de corto, mediano y largo plazo. La meta insignia para el corto plazo es alcanzar el 50 % de la matriz de energía primaria con fuentes autóctonas renovables (y 90 % de la matriz eléctrica a partir de energías renovables); buscando diversificar la matriz energética, reducir el consumo e importación de combustibles fósiles y mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero. Una de las líneas de acción para el cumplimiento de esta meta consiste en diseñar instrumentos que promuevan la introducción de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) en el Uruguay.

Desde el año 2006 la empresa pública UTE ha llevado a cabo convocatorias que promueven la firma de contratos especiales de compra-venta con proveedores que generen energía eléctrica a partir de fuentes renovables. Los decretos en los que se enmarcan estas convocatorias son: 77/006, 377/009, 403/009, 159/011, 424/011, 158/012 y 133/013.

Se ha realizado fuerte desarrollo de proyectos de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables no tradicionales. Más de 1300 MW correspondientes a proyectos eólicos se encuentran en construcción. Respecto a proyectos de energía fotovoltaica, hay más de 200 MW correspondientes a proyectos en desarrollo.

A escala de micro-generación, el Decreto 173/10 permite a todos los sectores de la sociedad, vender excedentes de energía eléctrica a la red a partir de generación con energías renovables, con un máximo de 150 kW, a un precio net metering.

El plan de expansión de la generación de energía eléctrica se ha venido realizando con modelos de simulación de recursos renovables aproximados que representan en forma simplificada la correlación entre los diferentes recursos. Dada la variabilidad de las ERNC, la utilización de modelos simplificados implica que los resultados sean conservadores en cuanto a la potencia de ERNC que es



posible gestionar en forma segura en el sistema. En ese sentido, las mejoras que se puedan lograr en el modelado de las ERNC proyecta directamente sobre el nivel de penetración de las ERNC que es admisible incorporar en forma segura.

Durante el segundo semestre del 2014, la DNE coordinó un estudio [1] realizado por un equipo técnico multidisciplinario coordinado y gestionado por la Fundación Julio Ricaldoni de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República, con el objetivo de analizar y evaluar la complementariedad de los recursos renovables y la demanda de energía eléctrica. El presente trabajo es una continuación del referido estudio con el objetivo de profundizar en el modelado de la complementariedad de las fuentes renovables solar y eólica entre sí.

CAPÍTULO: 2. Objetivo.

Como se mencionó en la introducción, este trabajo se puede considerar una continuación del realizado a finales de 2014 [1] por el mismo equipo y que dio como resultado modelos estocásticos del recurso eólico y solar, aptos para planificación de la expansión de la generación con la herramienta SimSEE [2]. Dichos modelos, por construcción, captan la dependencia estadística de los recursos con el ciclo diario y anual. De este modo, en forma indirecta, capturan la dependencia estadística entre los propios recursos en aquellos comportamientos que están asociados a los ciclos diario y anual.

El presente trabajo profundiza aún más en el modelado, logrando modelos que capturan además de las dependencias ya mencionadas asociadas a los ciclos diario y anual, aquellas que permanecen una vez quitadas éstas.

El objetivo fue alcanzado y se plasma en la entrega de los dos productos esperados:

Producto A) Modelo estocástico CEGH Eólico, Solar y Temperatura conjunto.

Producto B) Estudio de impacto sobre el uso de la conexión a la red de plantas mixtas Eólica y Solar.

CAPÍTULO: 3. Metodología.

La metodología utilizada consistió en mejorar las series de datos y seleccionar aquellas asociadas a estaciones meteorológicas en las que se dispusiera tanto de series de velocidad de viento como de radiación solar y temperatura.

Seleccionadas las series de datos, se revisaron las mismas y se marcaron aquellos datos que clasificables como anómalos para que los mismos no incidieran en la identificación del modelo.

Para el logro del Producto A) se procedió al entrenamiento de nuevos Modelos Desacoplados (MD) de Eólica y Solar y un Modelo Acoplado (MA) que modela conjuntamente las series de Eólica, Solar y Temperatura de las estaciones seleccionadas. El MD confeccionado es similar al logrado en el trabajo anterior [1] con la diferencia que se utilizaron las nuevas series de datos. Se tiene así una base

de comparación con el modelo MA (que es el Producto A del presente trabajo).

Para el logro del Producto B) se procedió al manejo directo de las series de datos sobre una instalación eólica y solar conectada por una línea dedicada al sistema de transmisión. Trabajo que es objeto del Capítulo CAPÍTULO: 5. del presente documento.

3.1. Ubicaciones y series de datos seleccionadas.

Para este trabajo se consideraron series horarias de medidas de velocidad de viento a alturas entre 99 y 100m (descompuestas en componente Este (x) y Norte (y)), de irradiancia solar en plano horizontal y de temperatura de aire ambiente.

Del conjunto de datos analizados se seleccionaron 4 estaciones geográficamente distribuidas que tuvieran un período de medición simultáneo de la mayor duración posible, para intentar representar el comportamiento en las distintas regiones del territorio y su correlación espacio-temporal. A su vez, se consideraron aquellos lugares donde se tuvieran medidas de velocidad a alturas próximas a los 100 metros para evitar la necesidad de extrapolación vertical para homogeneizar las alturas. Asimismo se buscó que las estaciones seleccionadas tuvieran tanto medida de viento como de irradiancia solar y temperatura, en la misma estación o en alguna estación cercana.

El período de medición simultáneo logrado corresponde a 3 años con buena disponibilidad de datos comprendido entre el 1 de julio de 2012 y el 30 de junio de 2015.

Tabla 1: Estaciones seleccionadas

Código	Nombre de la estación	Ubicación (UTM WGS84 Zona21H)		Altura velocidad	Ubicación Irradiancia	Altura Temperatura
JI	José Ignacio	Zona 21H		98 m	sitio	99 m
		707023	6141300			
OT	Otamendi	Zona 21H		101 m	sitio	100 m
		743245	6440896			
RM	Rosendo Mendoza	Zona 21H		101 m	sitio	100 m
		446878	6199538			
SA	Salto	Zona 21J		101 m	Zona 21J	
		455775	6543911		415274	6540133

La Tabla 1 muestra el listado de las cuatro ubicaciones consideradas. Para cada ubicación se consideraron cuatro series de medidas correspondientes a:

- Irradiancia solar en plano horizontal, a partir de la cual se calculó el Índice de Claridad (Kt).
- Temperatura a 100 m de altura (TEMP).
- Velocidad de viento según la dirección Este->Oeste (V_X).
- Velocidad de viento según la dirección Norte -> Sur (V_Y).

En la Fig.1 se muestra la ubicación geográfica de las cuatro estaciones. Como se puede apreciar, las mismas están distribuidas cubriendo adecuadamente el territorio nacional.

Las cuatro estaciones seleccionadas se encuentran en entornos despejados y su altura principal de medición es de 100 metros de altura o muy próxima a este valor. Esto permite mantener la uniformidad de las alturas de medición consideradas en un valor razonable para la generación eólica, sin introducir extrapolaciones en altura cuya incertidumbre a la hora de obtener series temporales diezminutales u horarias puede ser alta debido a la influencia de los estados atmosféricos (ver [3]).

Si bien no podría asegurarse que la distribución geográfica de las estaciones seleccionadas permita representar en todos los aspectos el comportamiento de cualquier región del territorio nacional, a partir del conocimiento actual del comportamiento del recurso eólico (ver [4] y [5]) y solar (ver [6] y [7]), sí es posible asegurar que se tiene una redundancia mínima de información para representar los principales aspectos estadísticos y de comportamiento estacional y diario observados en el país. La selección contempla la región de la costa atlántica, la costa suroeste y también las regiones “continentales” centro y norte.

Igual afirmación se puede realizar respecto del recurso solar observando el Mapa Solar [6]. En el referido trabajo se calculan los coeficientes de ajuste a y b para la fórmula $K_T = a + bn$ sobre el territorio nacional, siendo K_T el índice de Claridad mensual y n la heliofanía relativa. La Fig.2 (extraída de [6] a la que se marcó los sitios seleccionados) permite apreciar las curvas de iso valores de los parámetros de ajuste y podría usarse de base para extrapolar (a nivel de promedios mensuales y con cierta incertidumbre en principio no despreciable) la parte solar del modelo a otros puntos del país.

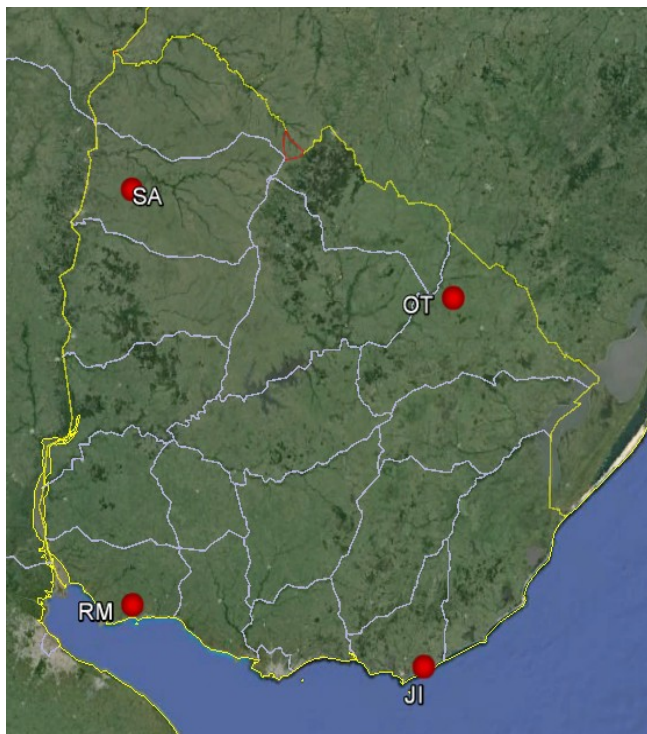


Fig. 1: Ubicación de las estaciones seleccionadas.

El punto marcado como estación Salto (SA), se compuso con mediciones de velocidad y temperatura de la estación Colonia Rubio de UTE y la estación Salto del Laboratorio de Energía Solar (LES), dos estaciones cercanas en el departamento de Salto que están a 40 kms de distancia entre sí. En el siguiente apartado (3.2) se explica la razón de esta decisión.

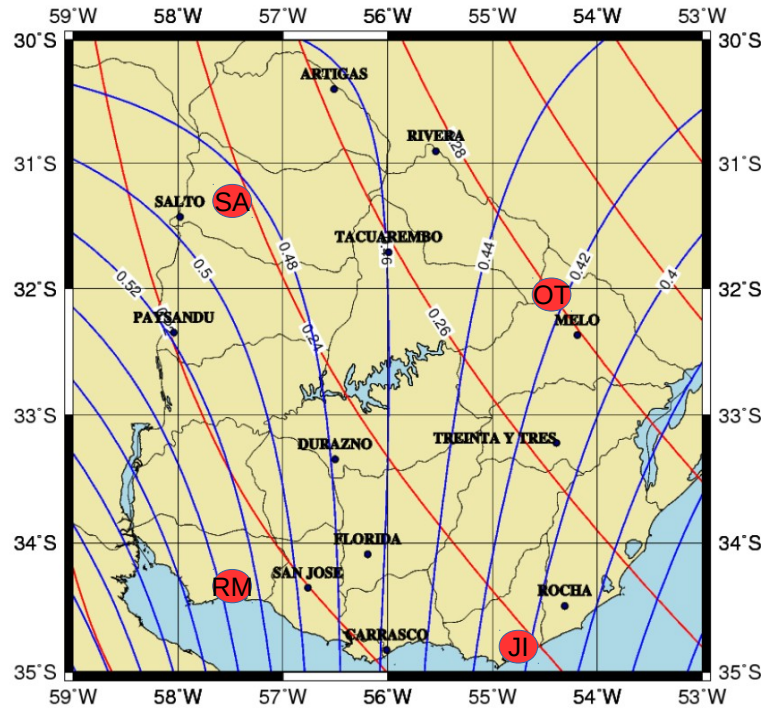


Fig. 2: Isolíneas que representan la variación espacial de los parámetros a (rojo) y b(azul).

3.2. Tratamiento de las series de irradiancia solar y generación PV

La irradiancia solar en la estaciones seleccionadas se registra con cadencia 10-minutal utilizando piranómetros LiCor LI-200R (<https://es.licor.com/>). A partir de los datos 10-minutales se construyeron los valores horarios promediando en la hora. Las medidas fueron sometidas a controles de calidad básicos: (i) chequeo de desfase horario, (ii) chequeo de integridad de datos y de irradiancia solar alta y (iii) comparación con datos satelitales.

El procesamiento de datos de irradiancia solar es muy sensible a desfases horarios y por ello este es el primer chequeo que se realiza. Se realiza observando la evolución de la irradiancia de un día de cielo despejado en comparación al coseno del ángulo zenital. En caso de detectar un desfase horario, éste se debe corregir. De las estaciones inspeccionadas se detectaron desfases durante el año 2015 para la estación JI que fueron corregidos. El chequeo del punto (ii) se compone por un primer filtrado que detecta datos faltantes sistemáticos o anómalos, y un segundo filtrado que detecta medidas horarias con valores de irradiancia solar muy alta para esa hora del día. Este último chequeo se realiza a través del índice de claridad horario (kT) [8], que se define en la ec.1,

$$kT = \frac{I_h}{I_{oh}} = \frac{I_h}{I_{sc} \cdot Fn \cdot \cos(\theta z)} \quad \text{ec.(1) Índice de claridad } kT.$$

donde I_h e I_{oh} son la irradiancia solar global en plano horizontal a nivel de superficie y en el tope de atmósfera, respectivamente. Fn es una corrección pequeña por la distancia Tierra-Sol que es variable a lo largo de la órbita terrestre y $\cos(\theta z)$ es el coseno del ángulo cenital. En una hora de cielo despejado, típicamente el valor de kT es de $\sim 0.70-0.80$. Cuanto más bajo sea este valor significa que el nivel de irradiancia medido fue menor y, por tanto, es una medida indirecta de la nubosidad presente. Debido a la acción de la atmósfera, kT a escala horaria no puede superar el valor de 0.85 para ninguna hora del día. Este es el valor utilizado en este chequeo. De esta manera se detectan horas donde la irradiancia medida sea mayor a un 85% de la irradiancia que llega a la Tierra en el tope de la atmósfera.

El último chequeo es el más relevante en este análisis. El Laboratorio de Energía Solar de la UdelaR ha desarrollado un modelo satelital a través del cuál es posible estimar la irradiancia solar a partir de una imagen de satélite [[9], [10], [11]]. Utilizando este modelo es posible generar datos de irradiancia solar a escala horaria para cualquier punto de la región con una incertidumbre de 13-14% [11]. Las series de medida en Tierra son comparadas con la serie de datos satelitales. Con este chequeo se busca detectar muestras anómalas (outliers), por ejemplo, eventos de sombras, y realizar un diagnóstico de la calidad de la serie de medida. Las muestras que presentan mucha diferencia respecto al dato satelital son inspeccionadas visualmente para diagnosticar el evento. Si el evento es diagnosticado como anómalo, se lo marca como que no pasa este filtro. En particular, este chequeo sirvió para diagnosticar la serie de medida de Colonia Rubio. En la Figura 3 se muestra la comparación

de los datos de satélite contra la medida de la estación Salto del LES y Colonia Rubio de UTE, dos estaciones cercanas en el departamento de Salto que están a 40 kms de distancia entre sí. Se grafica la medida de satélite (eje y) contra la medida en Tierra (eje x). El ajuste es mejor en la medida que los puntos estén más alineado en torno a la recta $x = y$. La comparación en Salto reporta resultados similares a los del modelo satelital en la mayoría de las estaciones en Uruguay: un desvío promedio bajo, en este caso, menor al 1%, y un desvío cuadrático medio también bajo de 11.3%. El ajuste en la localidad de Salto se puede ver en el gráfico de la izquierda de la Figura 3. En cambio, en el gráfico de la derecha, donde se muestra el ajuste contra los datos de Colonia Rubio, se vé una sobreestimación sistemática del modelo que se marca en verde. El desvío promedio (MBD) y el desvío cuadrático medio (RMSD) para esta estación es de 8.4% y 15.5% respectivamente. Todos los valores porcentuales son expresados respecto a la media de las medidas de la estación.

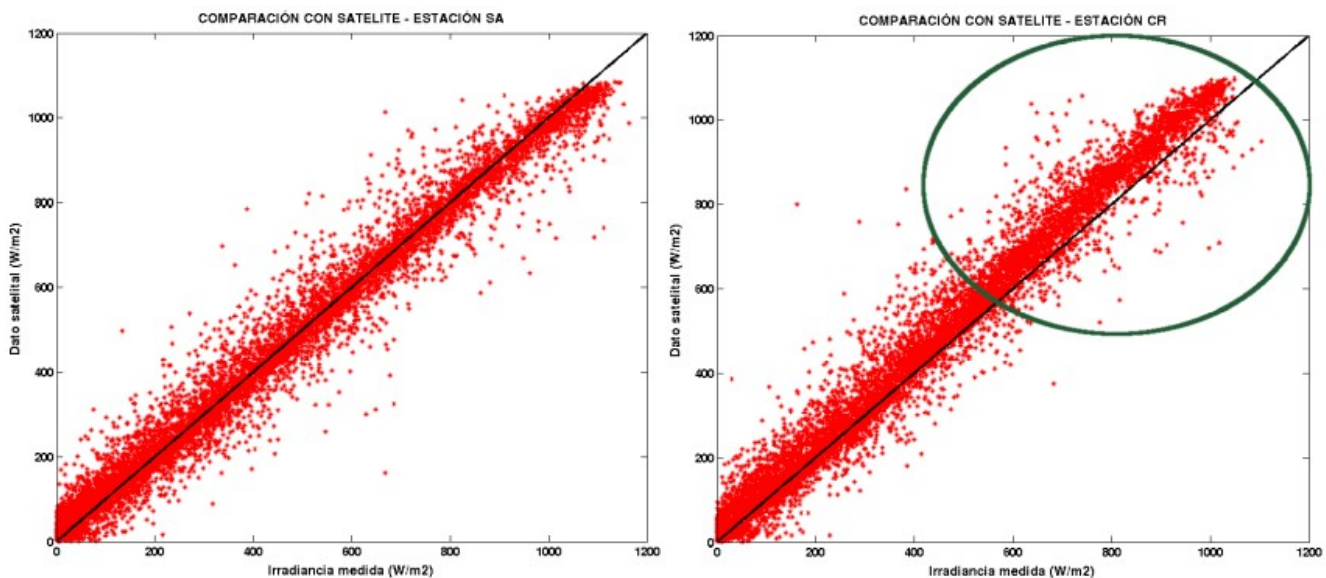


Fig. 3: gráfico de dispersión de la comparación entre los datos de satélite y las medidas de las estaciones de Salto (izquierda) y Colonia Rubio (derecha).

La comparación en Colonia Rubio presenta un alto desvío promedio en relación a los resultados típicos del dato satelital. Debido a la incertidumbre del estimativo satelital y a que éste sólo ha sido evaluado en algunos puntos sobre el territorio, este análisis no puede ser considerado como concluyente por sí solo. En la Figura 9 se muestra la comparación entre las medidas de Salto y Colonia Rubio. El MBD y RSMD porcentual encontrado en la comparación es de 7.2% y 22.7%, respectivamente. El aumento de RMSD es esperado puesto que éste aumenta conforme aumenta la distancia entre dos estaciones de medida [[12], [13]]. En cambio, el hecho que la estación de Salto esté 7.2% por encima de la medida de Colonia Rubio es llamativo, y está en la misma línea con lo predicho por el modelo satelital. Por este motivo se decidió utilizar las medidas de Salto en lugar de las medidas de Colonia Rubio para el análisis de complemetaridad local.

Las medidas adquiridas en las estaciones son de irradiancia solar en plano horizontal (GHI). La irradiancia de relevancia para la generación fotovoltaica es la global (directa + difusa) que incide sobre los paneles en plano inclinado (GTI). Para obtener la irradiancia GTI a partir de la GHI se utilizan técnicas de *pasaje a plano inclinado*. Existen algunos modelos bien documentados en la literatura para lograr este objetivo [8]. El punto fundamental es sumar las contribuciones de irradiancia solar que llegan a un plano inclinado provenientes de la dirección del Sol (componente directa y difusa circumsolar), del resto de la bóveda celeste (componente difusa dispersada en la atmósfera terrestre), y del terreno circundante, donde la irradiancia solar global es reflejada en dirección al plano inclinado. En este trabajo se utilizó el modelo HDKR, a escala horaria, para una orientación Norte y ángulo de inclinación β , cuya formulación es la que se muestra en las ecuaciones: ec. 2 y ec. 3.

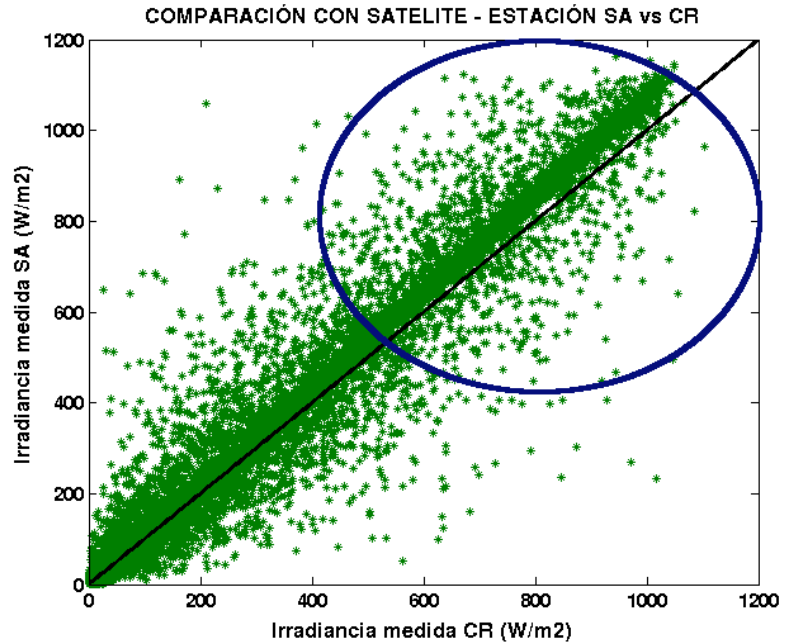


Fig. 4: gráfico de dispersión de la comparación entre las medidas de las estaciones de Salto (SA) y Colonia Rubia (CR). Se identifica un desvío sistemático no esperable para dos estaciones tan cercanas entre sí.

$$I_T = (I_b + A_i I_d) R_b + I_d \left\{ (1 - A_i) \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) (1 + f \sin^3 \left(\frac{\beta}{2} \right)) \right\} + I_h \rho \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad \text{ec.(2)}$$

$$R_b = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad A_i = \frac{I_b}{I_{oh}} \quad f = \sqrt{\frac{I_b}{I_h}} \quad \text{ec.(3)}$$

La razón directa, R_b , es definida como el cociente entre el coseno del ángulo de incidencia de la irradiancia directa con respecto al plano inclinado y el coseno del ángulo zenital. A_i es un índice de anisotropía de la atmósfera y f es un factor modulante propuesto por [14] para esta expresión. ρ es

la reflectividad del terreno circundante que se tomó igual a 0.2, que se corresponde a la reflectividad de pasto seco o pedregullo, y es un buen valor de compromiso para otros tipos de terrenos comunes (por ejemplo, no aplicaría para nieve o arena blanca).

Para aplicar las ecuaciones anteriores se debe tener conocimiento de la irradiancia global (I_h), directa (I_b) y difusa (I_d) en plano horizontal. Como la única medida disponible es la irradiancia global, las componentes directa y difusa se deben inferir a partir de ella. Una forma común de hacerlo es a través de un *modelo de fracción difusa*. La fracción difusa (fd) es el cociente entre la componente difusa y la irradiancia global. Conocida la fracción difusa y la GHI, es posible estimar la difusa, y luego la directa por diferencia entre la global y la difusa estimada. El modelo de fracción difusa utilizado en este trabajo es el modelo de Ruiz-Arias [15], que tiene la forma,

$$f_d = a_0 - a_1 \exp \left\{ \exp(a_2 + a_4 k_T + a_3 k_T^2 + a_6 m + a_7 m^2) \right\} \quad \text{ec.(4)}$$

y permite calcular fd en base al índice de claridad kT y a la masa de aire m . kT se puede calcular a partir de la GHI y m se puede calcular como el inverso del coseno del ángulo zenital, por lo que es posible calcularlo geoméricamente. Los coeficientes a_j ($j=1,\dots,7$) deben ser ajustados al territorio objetivo. En este trabajo se utilizaron los coeficientes ajustados por el LES [16], [17]. Este ajuste se realizó utilizando medidas adquiridas en Tierra en Uruguay y Argentina, por lo que el modelo resultante está específicamente ajustado a la región.

Utilizando las medidas de GHI de las estaciones seleccionadas se calcularon las series de kT utilizadas en este trabajo. Luego, con el modelo de pasaje a plano inclinado y el modelo de fracción difusa se halló la irradiancia solar en plano inclinado que se utiliza como entrada al modelo de planta PV. Este modelo permite estimar la series horarias de generación de plantas PV hipotéticamente instaladas en los sitios de medida. Todas las series de generación PV se obtuvieron con paneles orientados al Norte y con la inclinación óptima que maximiza la generación anual.

El modelo de planta PV fue desarrollado por el Instituto de Ingeniería Eléctrica de la FING/UdelaR y estima a escala horaria la generación de una planta PV conectada a la red eléctrica en base a datos de irradiancia solar y temperatura [18]. La variable que principalmente afecta la generación es la irradiancia solar, siendo la temperatura una variable secundaria. Los paneles utilizados en este modelo son de tecnología de silicio policristalino con una eficiencia declarada por el fabricante de aproximadamente 14%. La potencia pico de cada panel en condiciones estándar es de 235 Wp. Las condiciones estándar son a una irradiancia solar sobre el panel de 1000 W/m² incidiendo en una dirección tal que la masa de aire m sea de 1.5 y una temperatura de celda de 25°C. El modelo simula la curva V-I (tensión-corriente) de los paneles PV e incluye el efecto en estas curvas de la variación de la temperatura de la celda respecto a las condiciones estándar. El sistema simulado tiene integrado un controlador para el seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT). También se modelan otras pérdidas, como las pérdidas por sombreadamientos propios de la planta, pérdidas eléctricas y ópticas, y pérdidas en los inversores y en el transformador, entre otras. Por más detalles de este modelo PV se puede consultar la referencia [18], [19]. En la Figura 5 se muestra un desglose mensual de la

generación y las pérdidas en el sistema. No están incluidas en estas pérdidas la energía que se pierde debido a la eficiencia del panel respecto a la irradiancia que incide sobre ellos. Se presentan los promedios mensuales de acumulados diarios de generación y de pérdidas, para una simulación de 15 años en la localidad de Salto (simulación basada en datos de satélite para el periodo 01/2000 al 12/2014). En el gráfico la energía diaria está normalizada respecto a la potencia pico de la planta. Se obtiene que las pérdidas son aproximadamente un 20% de la generación eléctrica.

Para obtener las series de generación PV se debe elegir un “tamaño” para la planta. La planta simulada en este trabajo es de 1 MW nominal. Se dimensiona en base a la potencia pico de cada panel (entre otros aspectos relevantes), que es dada en condiciones estándar y diferirán sensiblemente de las condiciones meteorológicas en las que trabajará la planta. Además, como ya se mencionó, existen otras pérdidas en el sistema que harán disminuir su generación. Por estos factores, la potencia pico de la planta es sobredimensionada en un 20% respecto a su potencia nominal y por esto la planta simulada tiene una cantidad de paneles tal que su potencia pico es de 1.2 MWp. En la Figura 6 se muestra un ejemplo de la serie de generación PV para la localidad de Rosendo Mendoza y el periodo de estudio de este trabajo. Se puede notar que algunos valores sobrepasan el valor de 1 MWh debido al sobredimensionamiento.

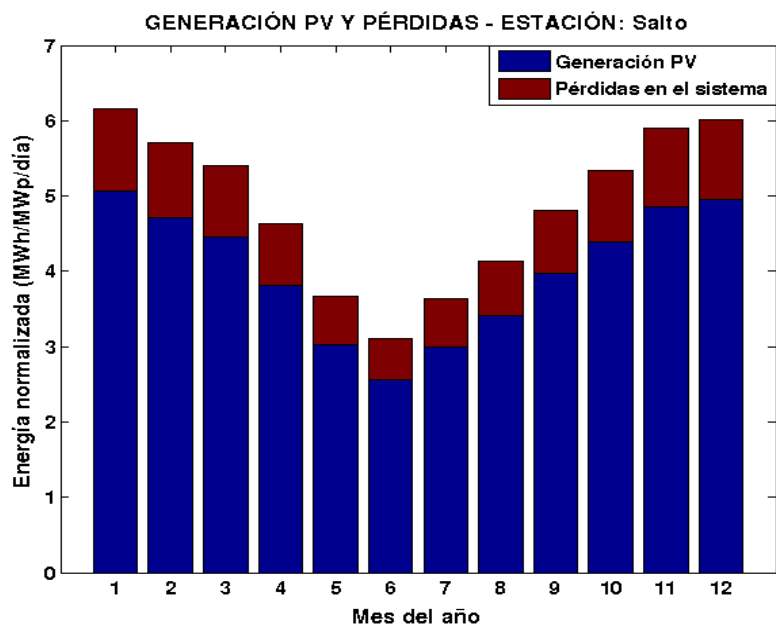


Fig. 5: promedios mensuales de la generación diaria y pérdidas en el sistema. Simulación para la localidad de Salto.

La salida del modelo PV ha sido comparada con las medidas de generación de ASAHI, la primer planta PV conectada a la red eléctrica en Uruguay. Fue instalada en la localidad de Salto (a menos de 2 km de la estación SA) por la Dirección Nacional de Energía del Ministerio de Energía, Industria y Minería en el marco del programa de colaboración internacional de Japón (JICA). Ésta es una planta de 0.48 MWp que utiliza celdas PV de tecnología HIT cuya eficiencia declarada es de aproximadamente 17% (mayor a la eficiencia de las celdas del modelo PV). De la comparación con ASAHI surgió que el modelo subestima su generación (MBD) en un ~4%. Se considera por lo tanto que las series de generación PV utilizadas en este trabajo son un estimado conservador del rendimiento de plantas PV en Uruguay.

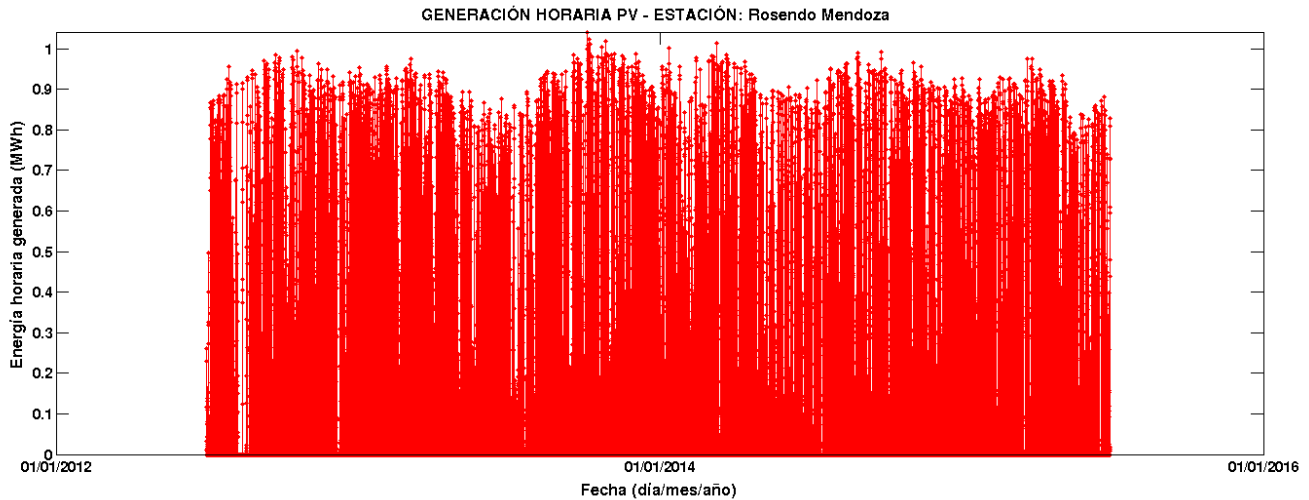


Fig. 6: Serie horaria de generación PV simulada para la localidad de Rosendo Mendoza.

3.3. Análisis de estacionalidad y dependencia estadística.

a) Breve introducción a los modelos CEGH.

Para el modelado estocástico, se hace uso extensivo del modelado CEGH (Correlaciones en Espacio Gaussiano con Histograma) [20] por ser ésta herramienta de fácil uso en la plataforma SimSEE. En forma simplificada, un modelo CEGH está formado por un conjunto de transformaciones no lineales o Deformadores que transforman las señales (series temporales de las medidas, como velocidad de viento, radiación, etc.) en señales gaussianas. Estos deformadores por construcción son invertibles lo que permite pasar del Espacio Real (o espacio de las señales) al Espacio Gaussiano (o espacio de las señales gaussianas) y viceversa. Esta breve introducción se realiza aquí para que el lector entienda la razón por la cual las dependencias estadísticas se calcularon y se muestran en el Espacio Gaussiano.

Se puede demostrar, que si el vector X_k representa los valores de un conjunto de señales gaussianas en el instante k , si se conoce la matriz de covarianzas $\Sigma_{XX}(\tau) = \langle X_k X_{k-\tau}^T \rangle$ con retardo τ para cada valor de τ , entonces es posible calcular la función densidad de probabilidad del conjunto de variables aleatorias y por tanto reproducir cualquier medida de probabilidad. Los coeficientes de $\Sigma_{XX}(\tau)$ son los coeficientes de auto-correlación (elementos de la diagonal) y de correlaciones cruzadas entre las variables (elementos fuera de la diagonal) para diferentes retardos.

Dado un conjunto de series históricas de medidas (o señales), el modelado CEGH consiste en encontrar los Deformadores que transforman dichas señales en gaussianas y en el espacio gaussiano

encontrar el Sistema Lineal (o Filtro Lineal) que al ser atacado por un vector de Ruido Blanco Guassiano (vector de variables aleatorias independientes con distribución Normal), sintetiza señales con igual función $\Sigma_{xx}(\tau)$ (y por tanto con igual función densidad de probabilidad) que aquellas usadas para el entrenamiento del modelo.

El primer paso importante en el análisis de las señales es por tanto identificar las tendencias y estacionalidades que, una vez quitadas de las señales, permitan considerar que el Proceso Estocástico que representa el Residuo es un Proceso Gaussiano Ergódico (y por tanto en estado estacionario).

En el presente trabajo, las señales de interés son las series de medida de la velocidad del viento (descompuestas en componente Este-Oeste y Norte-Sur), la radiación solar y la temperatura. Es obvio que estas señales tienen ciclo diario y anual pronunciado, por lo cual los Deformadores del CEGH deberán tener en consideración estos ciclos. En lugar de trabajar directamente con las series de irradiancia, se decidió trabajar con las series de Índice de Claridad kT.

Las figuras 7, 8, 9, 15, y 16 que se mostrarán en los siguientes apartados representan en forma simplificada los histogramas de amplitud de las señales para cada hora del día y época del año. Estos histogramas de amplitud son los usados en la construcción de los Deformadores del CEGH. Una vez transformadas las señales al espacio gaussiano el análisis se basa en las dependencias entre las señales y sus pasados que se reflejan en los coeficientes de la función de covarianza $\Sigma_{xx}(\tau)$. Las figuras 11 y 18 muestran algunos elementos de $\Sigma_{xx}(\tau)$ donde se puede apreciar la dependencia temporal de las variables tanto respecto de sí mismas así como de otras variables.

CAPÍTULO: 4. Producto A) Modelo estocástico CEGH Eólico y Solar.

El objetivo planteado para este producto fue: *Desarrollo de un modelo estocástico de los recursos solar y eólico (sintetizador de correlaciones en un espacio gaussiano e histograma) que estén correlacionados en tiempo y espacio, a partir de información más actualizada de ambos recursos relevada en forma simultánea en cada sitio.*

En esta sección se documentan los modelos CEGH logrados como resultado de este trabajo así como la información suficiente para su utilización en la plataforma SimSEE.

Con el programa *AnálisisSerial* se generaron, partiendo de las series temporales, un CEGH “acoplado” que agrupa todas las variables involucradas, y a su vez se generaron nuevos CEGH desacoplados, solar y eólico, para realizar una evaluación de la mejora lograda al acoplar todas las variables en un único CEGH.

Para poblar los histogramas en torno a cada muestra, se seteó el “AnálisisSerial” con $\text{overlapping}=1$, (que determina el número de horas de muestreo alrededor de la hora deseada y no se incrementó para conservar la volatilidad hora a hora del valor esperado del recurso) y $\text{traslapping}=30$

(que determina el número de días de muestreo alrededor del día deseado). Esta parametrización, implica que cada muestra es usada para poblar los histogramas correspondientes a la hora a la que pertenece y las dos horas adyacentes ($\text{overlapping}=1$) y que este esquema de tres casilleros es a su vez usado para poblar los histogramas de las mismas horas de los 30 días previos y siguientes al día al que pertenece la muestra logrando así una multiplicidad de la información de 3×61 . Previo a esto se verificó que esta parametrización, no afecta la representación del andamio estacional de los recursos eólico y solar, tanto a nivel del ciclo diario como anual.

4.1. Modelo Eólico.

El último modelo estocástico de velocidades de viento disponible en SimSEE fue realizado en [1], a partir de una revisión completa del modelo de 7 estaciones usado en [21], utilizando la misma información histórica correspondiente a 2 años de medición de velocidades horarias, pero reduciendo a 5 el número de estaciones consideradas y aplicando modificaciones de mejora de precisión en la herramienta “AnálisisSerial” [22] utilizada para la identificación de los parámetros de los modelos.

En esta oportunidad se utiliza información histórica nueva, de 3 años de duración y correspondiente a sólo 4 estaciones distribuidas (ver Fig.1) a mayor distancia entre sí en el territorio y contemplando en la selección las zonas con comportamientos diferenciados (levemente) previamente identificados [5], de manera de reducir la redundancia de información espacial pero conservar información en cuanto a correlación temporal con la distancia. Además de la información de velocidad y dirección de viento, se dispone para las cuatro estaciones seleccionadas de la información de irradiancia solar sobre plano horizontal y de temperatura.

a) Modelo CEGH Eólico.

Como se mencionó en la sección 3.3.a los CEGH están formados por Deformadores que captan las estacionalidades de las señales. Para el análisis y construcción de modelo la información de velocidad y dirección del viento (en cada estación) fue sustituida por las componentes V_X (componente Este->Oeste) y V_Y (componente Norte->Sur) del viento. La Fig.7 muestra el ciclado diario (promedio de todos los días del año) captado por los deformadores del CEGH en valor esperado (curva naranja) y con probabilidades de excedencia 20 y 80% (curvas azules y verdes respectivamente) para las dos componentes de la velocidad. La curva punteada corresponde al promedio diario de cada componente de los datos reales utilizados para entrenar el CEGH.

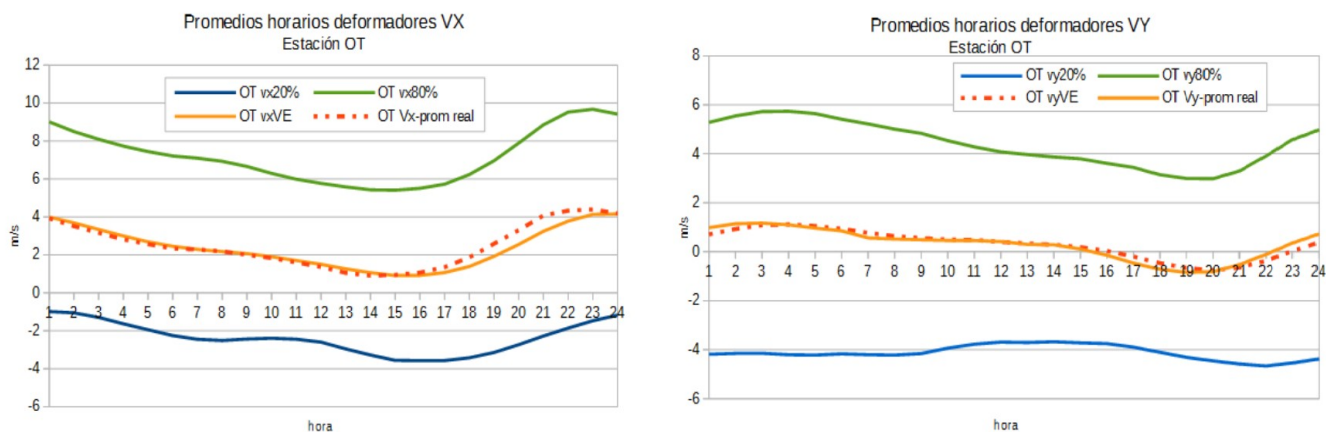


Fig. 7: Ciclo diario de V_X y V_Y de la estación OT.

Figuras similares a la Fig. 7 se pueden construir a partir de los Deformadores identificados para las demás estaciones, pero no se incluyen pues son similares y no reviste un interés particular.

Las Fig.8 y Fig.9 muestran promedios de los deformadores en ventanas móviles de 24 horas a lo

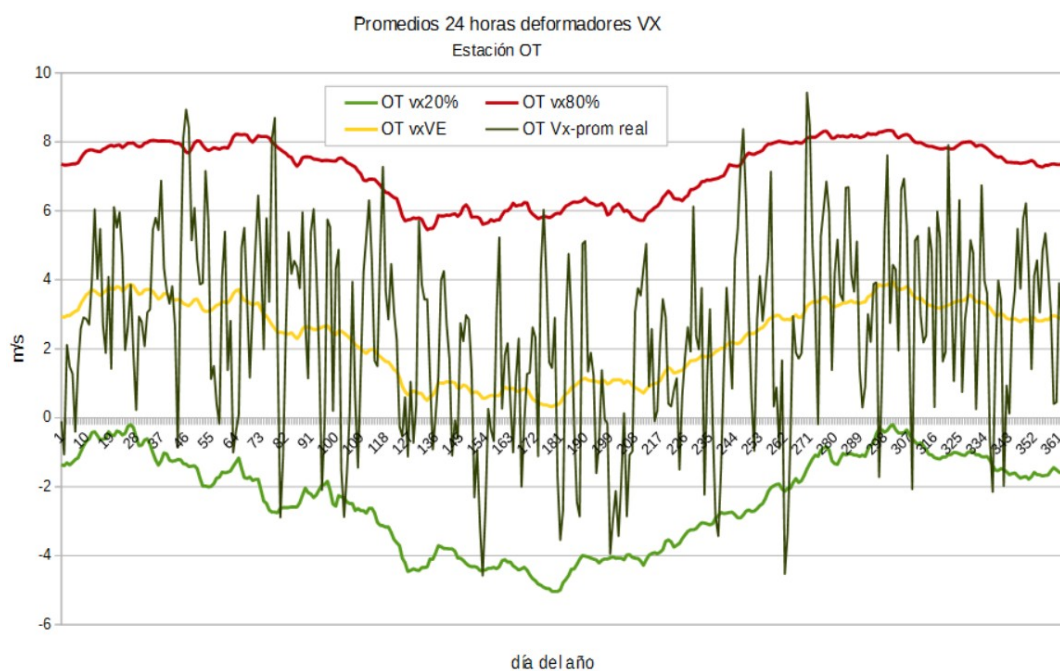


Fig. 8: Ejemplo de captación de la estacionalidad anual para la componente V_X (estación OT).

largo del año de modo de observar la captación de la estacionalidad anual de las componentes V_X y V_Y de la velocidad, respectivamente.

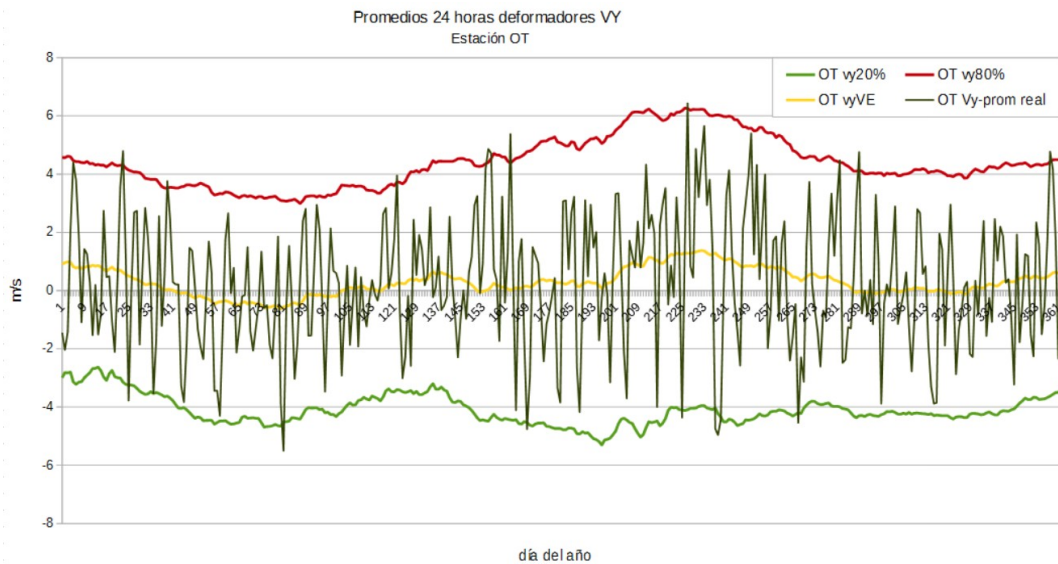


Fig. 9: Ejemplo de captación de la estacionalidad anual para la componente V_Y (estación OT).

Estos Deformadores son los mismos independientemente de que se consideren las variables correspondientes a las velocidades de viento y de radiación solar y temperatura en forma conjunta o desacoplada por la metodología usada en la herramienta AnalisisSerial para identificación de los modelos CEGH. Las diferencias entre considerar modelos separados (o desacoplados) o un único modelo con todas las variables es apreciable en las matrices que forman el sistema lineal en el espacio gaussiano y no en las funciones de transformación entre el espacio real y el gaussiano.

En la Fig. 10 se presenta la matriz de correlación cruzada entre las series de V_X y V_Y utilizadas para la identificación del modelo CEGH, y la misma matriz calculada para series sintéticas simuladas a partir del modelo CEGH eólico. Allí se observa que la correlación es correctamente captada por el modelo, tanto en lo que refiere a la importante correlación entre todas las series V_X de las distintas estaciones y todas las series V_Y de las distintas estaciones, con correlaciones más altas entre las estaciones JI y RM por un lado y SA y OT por el otro, así como en la correlación entre series V_X y V_Y que es muy baja para todas las estaciones.

En el apartado 4.3 se mostrará la matriz resultante correspondiente al modelo conjunto, verificandose nuevamente la correcta captación de las correlaciones.

Series reales									Series sintéticas										
		JI		OT		RM		SA				JI		OT		RM		SA	
		Vx	Vy	Vx	Vy	Vx	Vy	Vx	Vy			Vx	Vy	Vx	Vy	Vx	Vy	Vx	Vy
JI	Vx	1,000	0,129	0,652	0,107	0,682	0,121	0,461	0,149	JI	Vx	1,000	0,158	0,654	0,123	0,662	0,157	0,475	0,169
	Vy		1,000	0,182	0,595	-0,109	0,693	0,102	0,588		Vy		1,000	0,184	0,630	-0,110	0,711	0,087	0,623
OT	Vx			1,000	-0,012	0,642	0,196	0,682	0,061	OT	Vx			1,000	-0,003	0,637	0,206	0,669	0,076
	Vy				1,000	-0,092	0,473	-0,096	0,656		Vy				1,000	-0,112	0,503	-0,108	0,673
RM	Vx					1,000	-0,038	0,554	0,013	RM	Vx					1,000	-0,025	0,565	0,003
	Vy						1,000	0,207	0,555		Vy						1,000	0,191	0,578
SA	Vx							1,000	0,053	SA	Vx							1,000	0,047
	Vy								1,000		Vy								1,000

Fig. 10: Matriz de correlación cruzada entre series reales y series sintéticas de V_X y V_Y

Para verificar que además de mantenerse la correlación entre las series modeladas y reales, se mantienen también las covarianzas y autocorrelaciones se graficaron éstas para V_X y V_Y de la estación OT a modo de ejemplo, como se muestra en la Fig11.

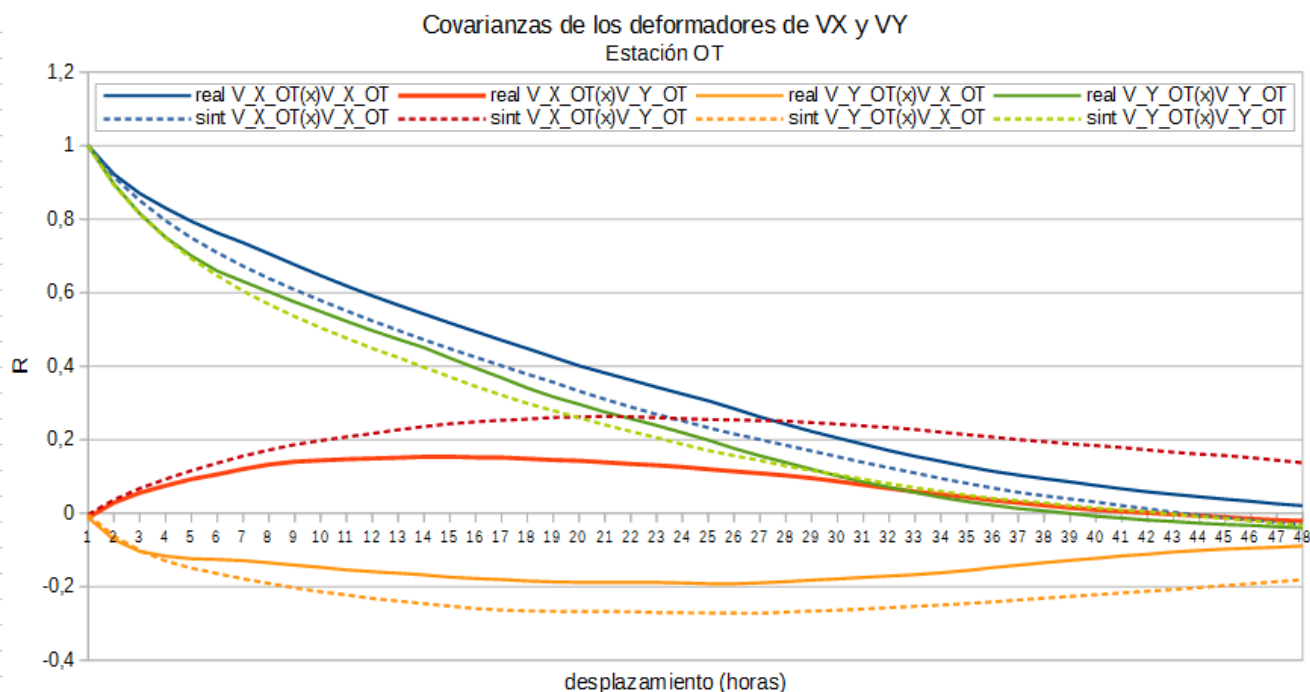


Fig. 11: Covarianzas captadas por el modelado eólico comparadas con reales para series V_X y V_Y (estación OT)

Se observa que la autocorrelación y covarianzas captadas por el modelo siguen un comportamiento similar al esperado notándose una leve pérdida de precisión al aumentar el desplazamiento temporal. Esta limitación responde al orden del filtro utilizado por el Análisis Serial que se seteó en uno para no complejizar el modelado. Esta observación se repite al observar las covarianzas para series de kt (ver figura 18).

b) Modelo de parques eólicos.

El modelo de parques eólicos utilizado es el mismo que ya se describió en [1] en el punto 4.3. Modelado de la Generación Eólica, utilizando esta vez una curva de aerogenerador G114 (Tabla 2) para todos los sitios considerados.

Tabla 2: Curva AG utilizada en SimSEE para el modelado

En cuanto a las pérdidas por efecto estela, con la misma metodología ya descrita se obtuvieron las pérdidas globales esperadas mostradas en la Tabla 3, a partir de los factores de corrección direccionales para cada emplazamiento que se muestran en la Tabla 4

v	P - G114
3	33
4	145
5	337
6	613
7	995
8	1471
9	1828
10	1963
11	1994
12	1999
13	2000
14	2000
15	2000
16	2000
17	2000
18	2000
19	2000
20	2000
21	2000
22	1906
23	1681
24	1455
25	1230

Tabla 3: Resultados generales para parques modelados

Sitio	Velocidad media en torre	Factor de capacidad	Pérdidas por estela globales
CR	7,38 m/s	52,4%	4,87%
JI	6,70 m/s	43,8%	6,26%
OT	7,23 m/s	51,2%	4,83%
RM	7,78 m/s	55,2%	4,60%

Tabla 4: Factores de pérdidas por estela para modelado en SimSEE de parques tipo en cada punto del modelo

	Factores de pérdidas por estela por sector de dirección															
	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW
OT	0,94	0,94	0,97	0,98	0,98	0,98	0,97	0,94	0,94	0,94	0,97	0,98	0,98	0,98	0,97	0,94
JI	0,97	0,98	0,98	0,98	0,97	0,94	0,94	0,94	0,97	0,98	0,98	0,98	0,97	0,94	0,94	0,94
RM	0,94	0,94	0,97	0,98	0,98	0,98	0,97	0,94	0,94	0,94	0,97	0,98	0,98	0,98	0,97	0,94
SA	0,98	0,98	0,97	0,94	0,94	0,94	0,97	0,98	0,98	0,98	0,97	0,94	0,94	0,94	0,97	0,98

Las pérdidas resultantes se consideran aceptables y no incluyen pérdidas por disponibilidad, las cuales son consideradas por fuera en la ficha del parque en el editor de SimSEE.

En cada punto se simularon 100 MW, correspondientes a 50 aerogeneradores de 2 MW.

A continuación se muestra gráficamente los resultados mencionados en las figuras

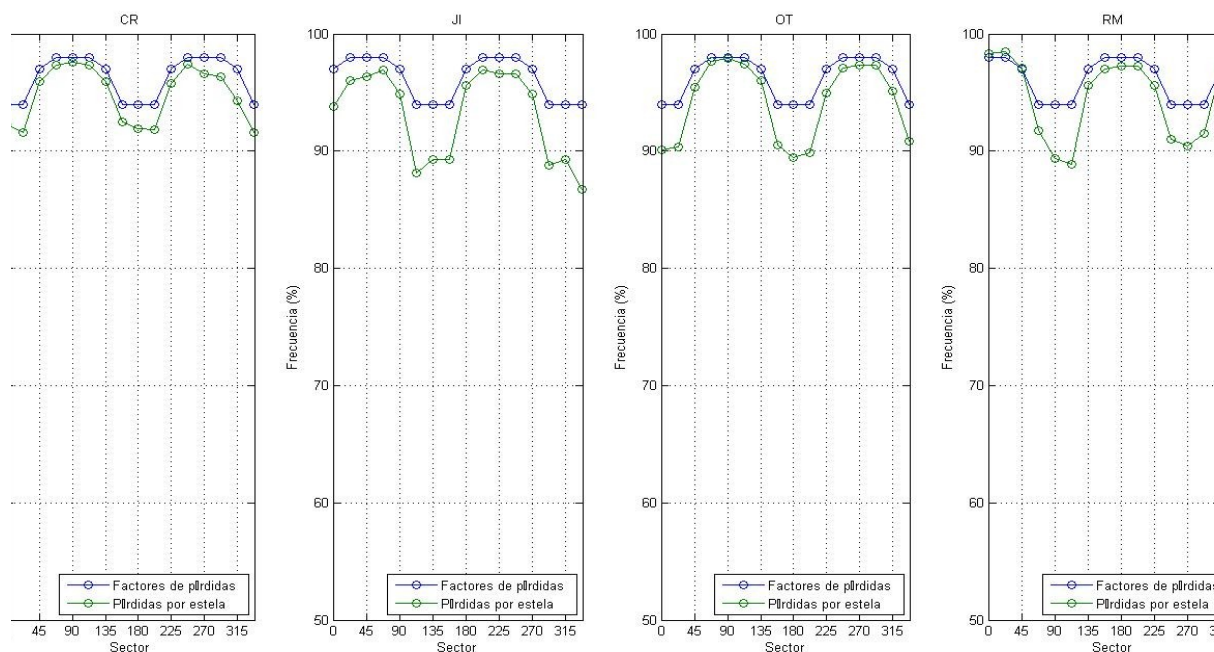


Fig. 12: Factores de pérdida para el modelado de cada parque y pérdidas por estela resultante en % de la energía.

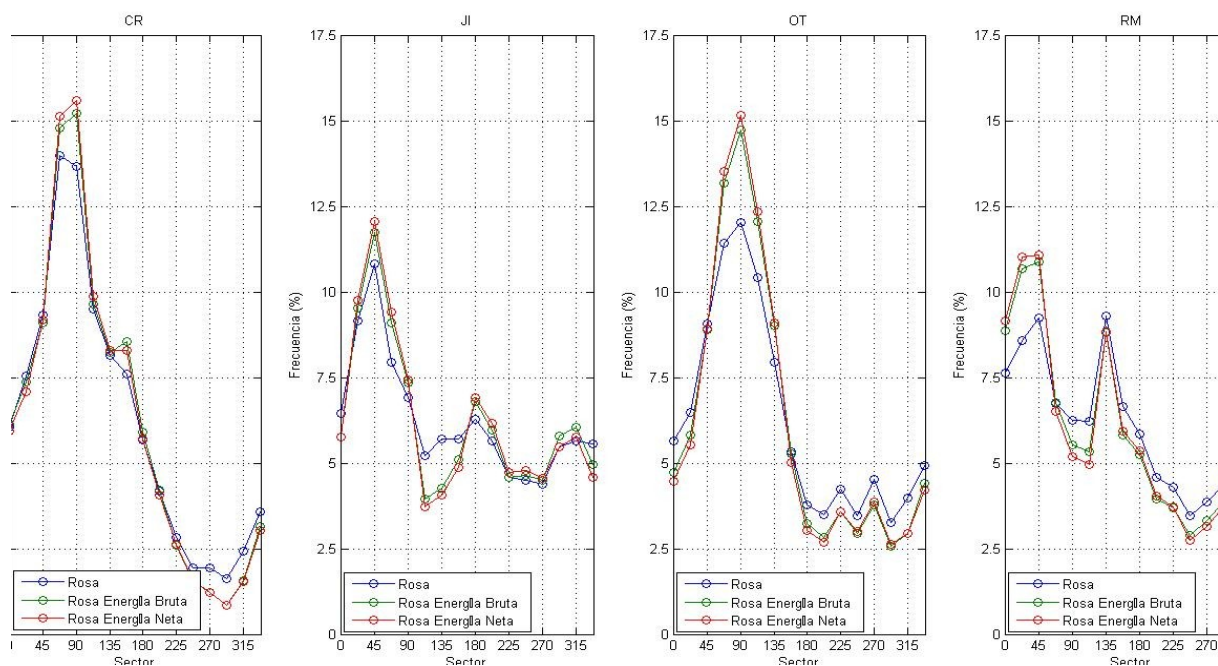


Fig. 13: Rosas de viento y de energía de cada sitio y rosa de energía resultante luego de pérdidas por estela.

4.2. Modelo Solar.

La metodología utilizada se basó en obtener de series horarias el índice de claridad del cielo (o nubosidad) de cuatro puntos del país y en base a ellos identificar un modelo estocástico del tipo CEGH.

El modelo CEGH creado es capaz de sintetizar series horarias de índices de claridad (Kts) en los mismos 4 puntos usados para su identificación.

El análisis del modelado CEGH (Correlaciones en Espacio Gaussiano con Histograma) permite capturar la información estadística contenida en la realización histórica de los índices de claridad a partir de la cual se generarán realizaciones (series sintéticas) tales que tengan la misma función de densidad de probabilidad para cualquier subconjunto de las series de realizaciones que se tome.

a) Modelo CEGH Solar.

Se utilizó como base el índice de claridad (o nubosidad) debido a que el mismo no conserva las estacionalidades que aparecen en las medidas de irradiancia solar. El cálculo del índice de claridad horario se realizó en base a series de irradiancia diezminutales de los cuatro puntos de medida mencionados anteriormente.

Para realizar el análisis serial de los kTs, se decidió filtrar los valores obtenidos tomando solo los valores cuando irradiancia solar extraterrestre sea mayor a 0.2 kWh/m² de manera de eliminar el efecto del amanecer y anochecer. Para esto se generó una nueva versión del programa AnalisisSerial que permite, en su ventana principal, marcar o demarcar la opción de filtrar estos valores cuando se trata de series de kTs.

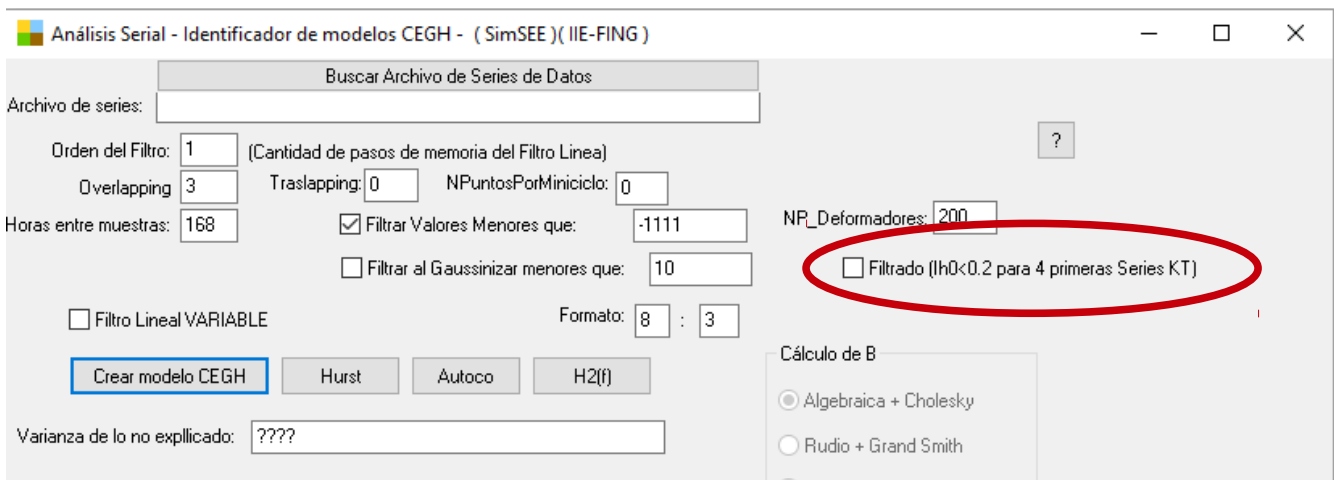


Fig. 14: Incorporación de Filtrado por Irradiancia sobre el plano horizontal para series de kt en el programa AnalisisSerial

Análogamente a lo mostrado para el modelo Eólico se presentan a continuación algunas verificaciones del ciclado diario, ciclado estacional y correlaciones y covarianzas entre series para validar el comportamiento del modelo CEGH solar.

En la figura 15 se muestra el ciclo diario (promedio de todos los días del año) captado por los deformadores del CEGH en valor esperado (curva amarilla) y con probabilidades de excedencia 20 y 80% (curvas roja y azul respectivamente) para el índice de claridad (k_t) multiplicado por la Irradiancia sobre plano horizontal (I_{h0}). La curva verde corresponde al promedio diario de los datos reales utilizados para entrenar el CEGH.

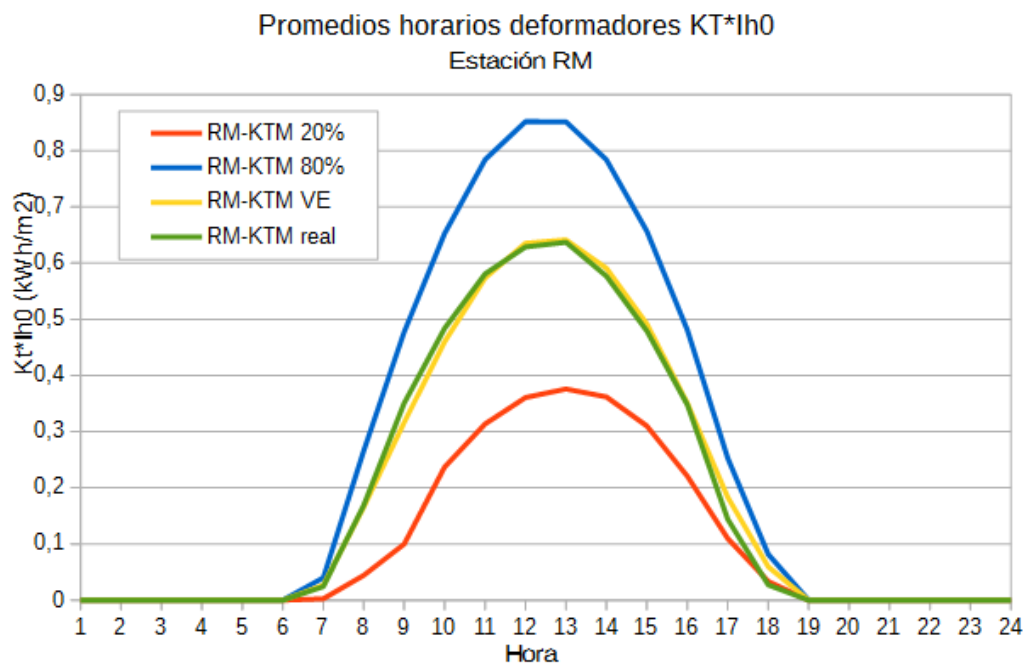


Fig. 15: Ciclado diario de $K_t \cdot I_{h0}$ captado por los deformadores del modelo comparado con comportamiento medio real.

En la figura 16 se muestran promedios de los deformadores de k_t multiplicados por I_0 en ventanas móviles de 24 horas a lo largo del año de modo de observar la captación de la estacionalidad anual. Nuevamente se grafican el valor esperado (curva amarilla) y probabilidades de excedencia 20 y 80% (curvas roja y azul respectivamente) junto con los datos reales promediados.

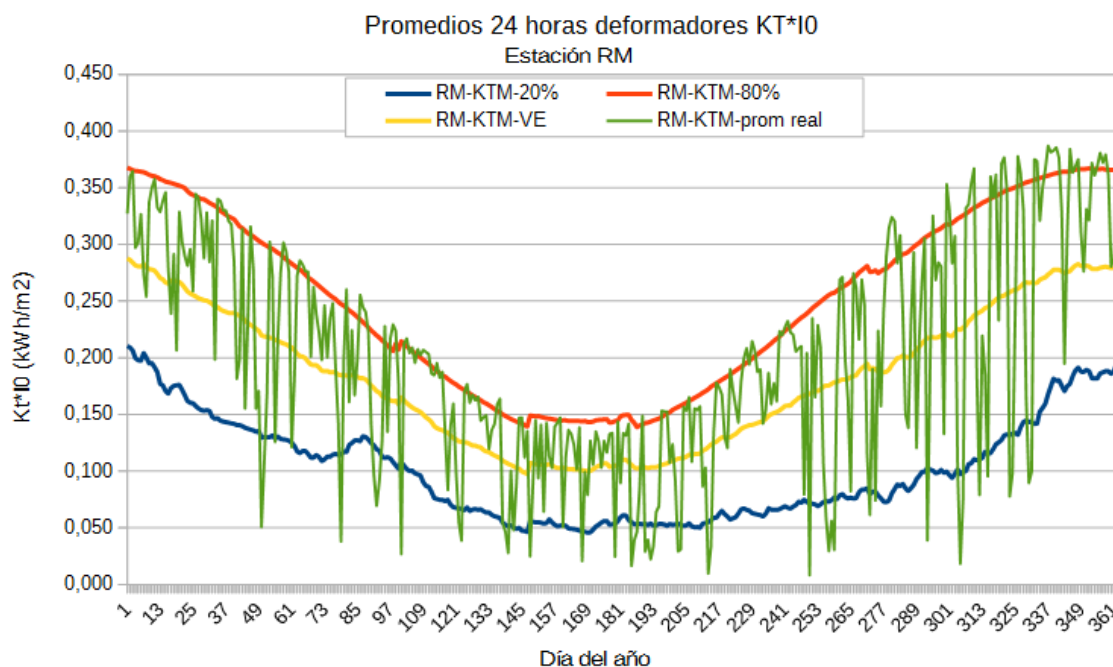


Fig. 16: Comportamiento estacional captado por los deformadores del modelo comparado con comportamiento real

Nuevamente se hace notar que estos Deformadores son los mismos independientemente de que se realice el modelado conjunto o desacoplada de las variables velocidades de viento, radiación solar y temperatura debido a la metodología usada en la herramienta AnalisisSerial para identificación de los modelos CEGH. Las diferencias entre considerar modelos separados (o desacoplados) o un único modelo con todas las variables es apreciable en las matrices que forman el sistema lineal en el espacio gaussiano y no en las funciones de transformación entre el espacio real y el gaussiano.

En la Fig.17 se presenta la matriz de correlación cruzada entre las series de kt utilizadas para la identificación del modelo CEGH, y la misma matriz calculada para series sintéticas simuladas a partir del modelo CEGH solar. Allí se verifica que las series generadas por el modelo conservan correctamente la

Series reales					Series sintéticas				
	Jl	OT	RM	SA		Jl	OT	RM	SA
	Kt					Kt			
Jl	1	0,499	0,542	0,454	Jl	1	0,481	0,530	0,431
OT		1,000	0,421	0,558	OT		1,000	0,401	0,529
RM			1,000	0,498	RM			1,000	0,480
SA				1,000	SA				1,000

Fig. 17: Matriz de correlación cruzada entre series reales y sintéticas de kt de las distintas estaciones

correlación de las series reales, manteniéndose una mayor correlación entre las series de JI y RM por un lado y de OT y SA por el otro.

En el apartado 4.3 se mostrará la matriz resultante correspondiente al modelo conjunto.

Para verificar que además de mantenerse la correlación entre las series modeladas y reales, se mantienen también las covarianzas y autocorrelaciones se graficaron éstas para las series de kt de la estación RM a modo de ejemplo, como se muestra en la Fig 18.

Como se puede apreciar, los coeficientes asociados al índice de claridad kt mantienen una dependencia temporal cíclica. La auto-correlación del kt se reduce notablemente a las 12 horas y vuelve a ser relevante a las 24. La correlación para antelaciones de aproximadamente $12+24*N$ horas muestra un comportamiento errático pues involucra horas del días cercanas al atarcer y amanecer, de todos modos no tiene relevancia práctica alguna debido a la muy baja insolación en esas horas (nótese que el kt multiplica la insolación para el cálculo de la potencia).

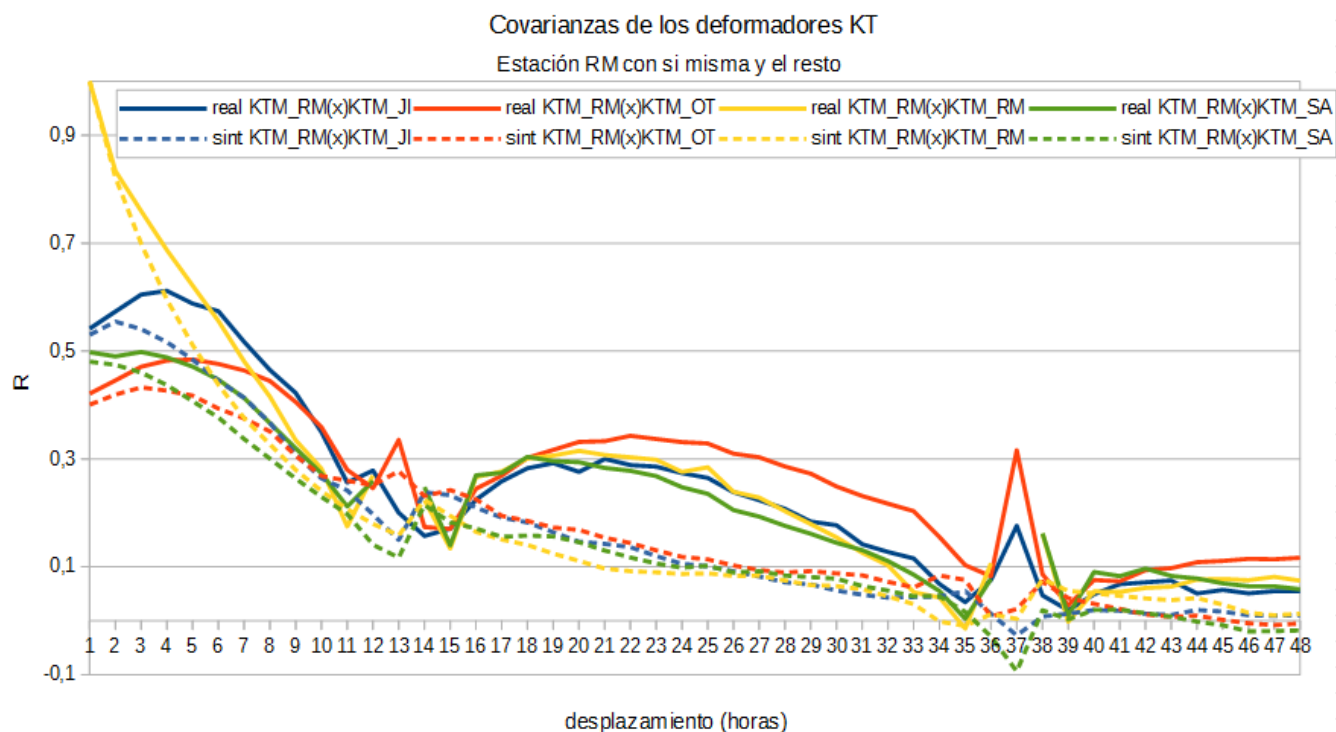


Fig. 18: Autocorrelación de serie real y sintética de Kt y covarianzas con series de Kt de otras estaciones

Se observa nuevamente que la pérdida de precisión en la modelación de las covarianzas al

aumentar el desplazamiento temporal lo cual, como ya se mencionó anteriormente, responde al orden del filtro utilizado por el AnálisisSerial que se seteo en uno para no complejizar el modelado.

b) Modelado de la Planta Solar para SimSEE.

El generador solar fotovoltaico para SimSEE fue desarrollado en el proyecto Proyecto ANII_FSE_1_2011_1_6552 [23], tiene como principal parámetro de entrada una fuente aleatoria generadora de índice de claridad (kT), con la cual calcula la irradiación solar horaria sobre plano inclinado y posteriormente la potencia producida. Para esto se deben ingresar además los siguientes parámetros adicionales: potencia máxima (MW), latitud y longitud del lugar dónde se encuentre el generador, el área total del grupo de paneles, inclinación, orientación, rendimiento complejo (que es el rendimiento de conversión del generador o sea el cociente entre la energía inyectada a la red y la energía recibida del Sol) y la reflectividad del suelo. También se pueden incluir pagos por energía disponible y pagos por energía entregada.

Como se mencionó anteriormente se creó un CEGH con salidas de índice de claridad horario que representa 4 puntos de medida del territorio.

Con esta fuente la idea es obtener la irradiancia horaria sobre un plano inclinado según los parámetros del Actor¹ solar fotovoltaico.

En [1] en 4.1.2) *Cálculo de la irradiancia en plano inclinado*, se detalla el procedimiento paso a paso de la implementación en SimSEE del pasaje a potencia solar.

A continuación se presenta una comparación contra datos reales de generación para las plantas



Fig. 19: Parámetros simulación SimSEE

1 En SimSEE un Actor es una entidad capaz de intercambiar energía en el sistema. Por Ej. los generadores y las demandas.

generadoras Raditon, Asahi, y la Jacinta que son las tres plantas que están en producción.

Para el modelado en en SimSEE se toman los datos de la estación SA. Se simuló un año de paso horario, un caso de 100 crónicas y un caso de 1 crónica. Se utilizó la CEGH CEGH_kt_4puntos_150216.txt. Los datos reales de generación comprenden dentro de las fechas 14/10/2015 AL 10/02/2016 para el caso de Raditon, del 27/07/2013 al 27/07/2015 para el caso de Asahi y del 01/09/2015 al 10/02/2016 para el caos de La Jacinta. Los parámetros ingresados en SimSEE se muestran en la figura 19 para las tres plantas.

En las figuras 20, 21 y 22 se presentan las Energías mensuales acumuladas para cada mes del año resultantes del modelo comparadas con las energías reales para Asahi, Raditon y La Jacinta respectivamente.

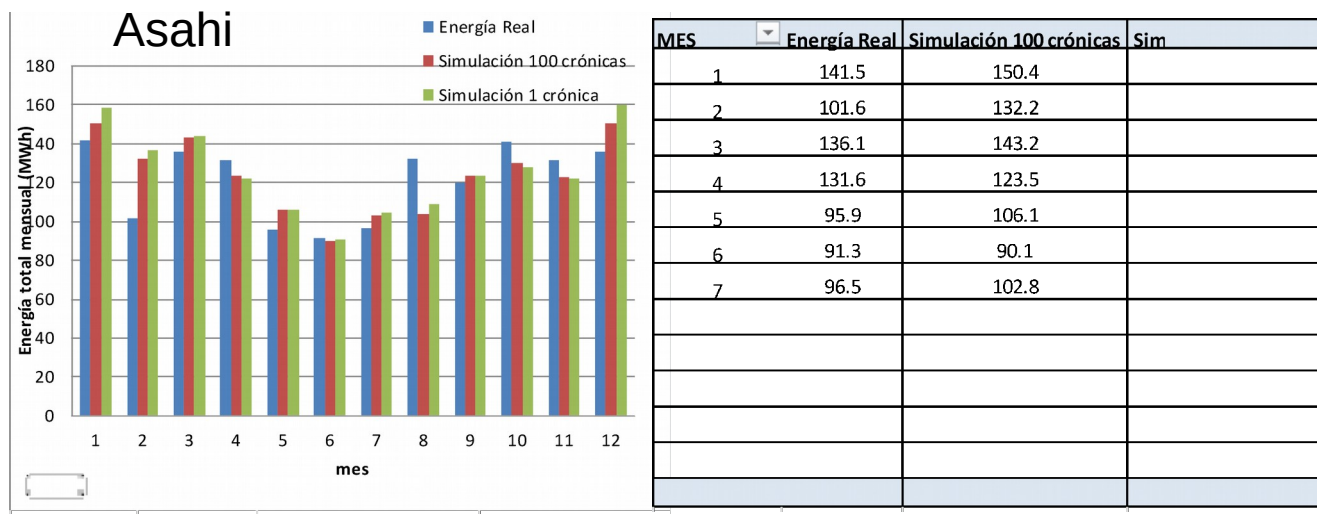
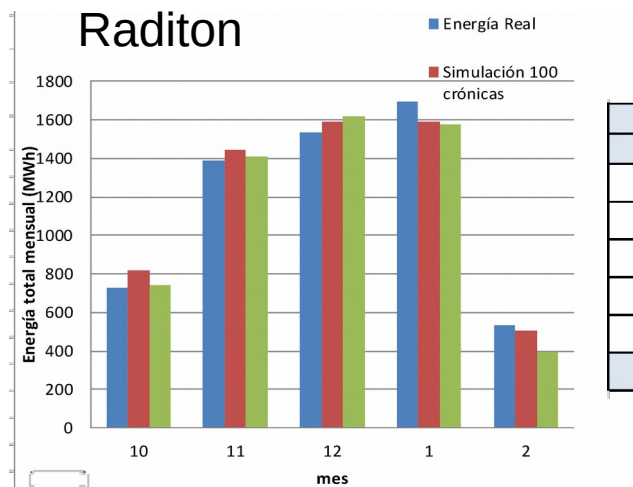


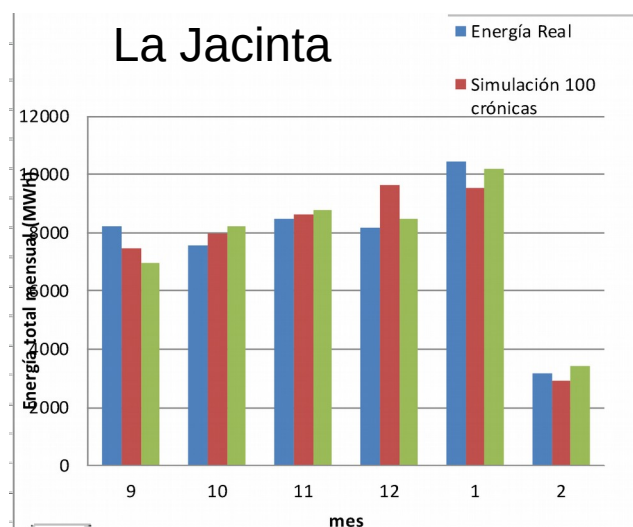
Fig. 20: Producción mensual de Asahi.

En las figuras 23, 24 y 25 se presentan los perfiles diarios de potencia por mes resultantes del modelo comparadas con las energías reales. Para el caso de Raditon y La Jacinta todavía no se dispone de un año de operación razón por la cual se presentan sólo los meses disponibles.



Valores			
MES	Energía Real	Simulación 100 crónicas	
10	726.9	816.1	
11	1386.4	1445.2	
12	1533.3	1590.8	
1	1696.3	1591.7	
2	530.2	503.0	

Fig. 21: Producción mensual de Raditon.



MES	Energía Real	Simulación 100 crónicas	Sin
9	8237.7	7438.7	
10	7544.6	7982.4	
11	8452.7	8611.3	
12	8179.7	9627.0	
1	10435.3	9555.1	
2	3181.8	2936.4	
Total general	46031.8	46150.8	

Fig. 22: Producción mensual de La Jacinta.

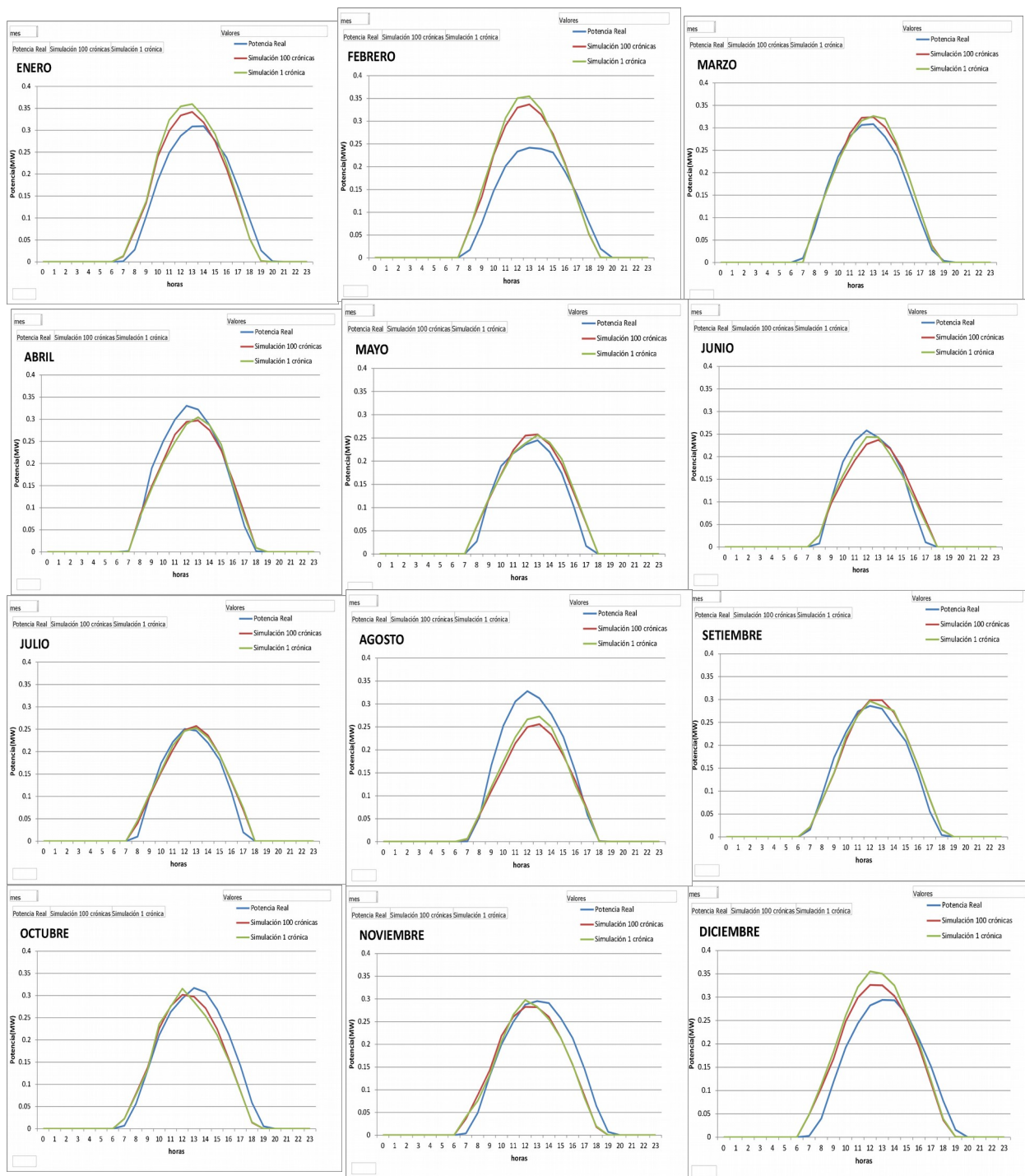


Fig. 23: Perfiles diarios de la producción de Asahi para cada mes del año.

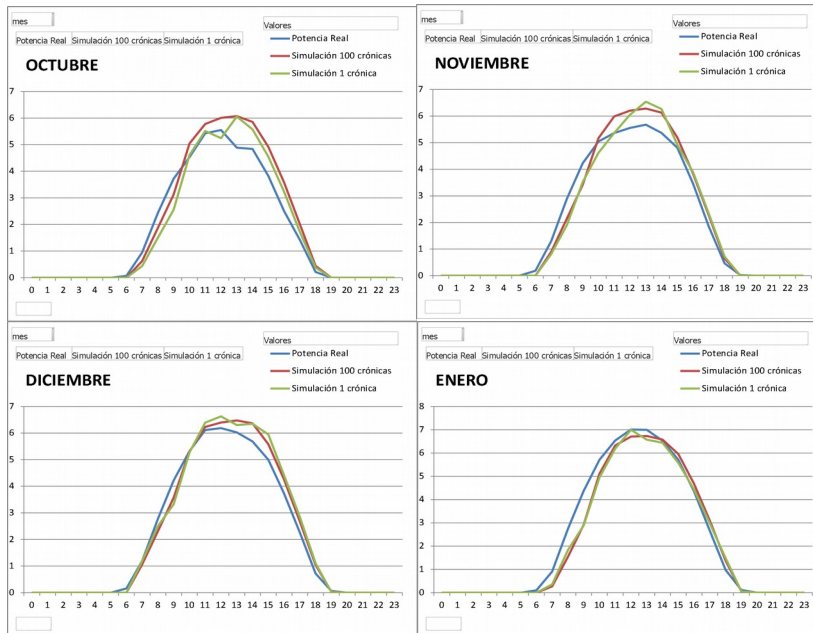


Fig. 24: Perfil de producción de Raditon para los meses en que se tiene información.

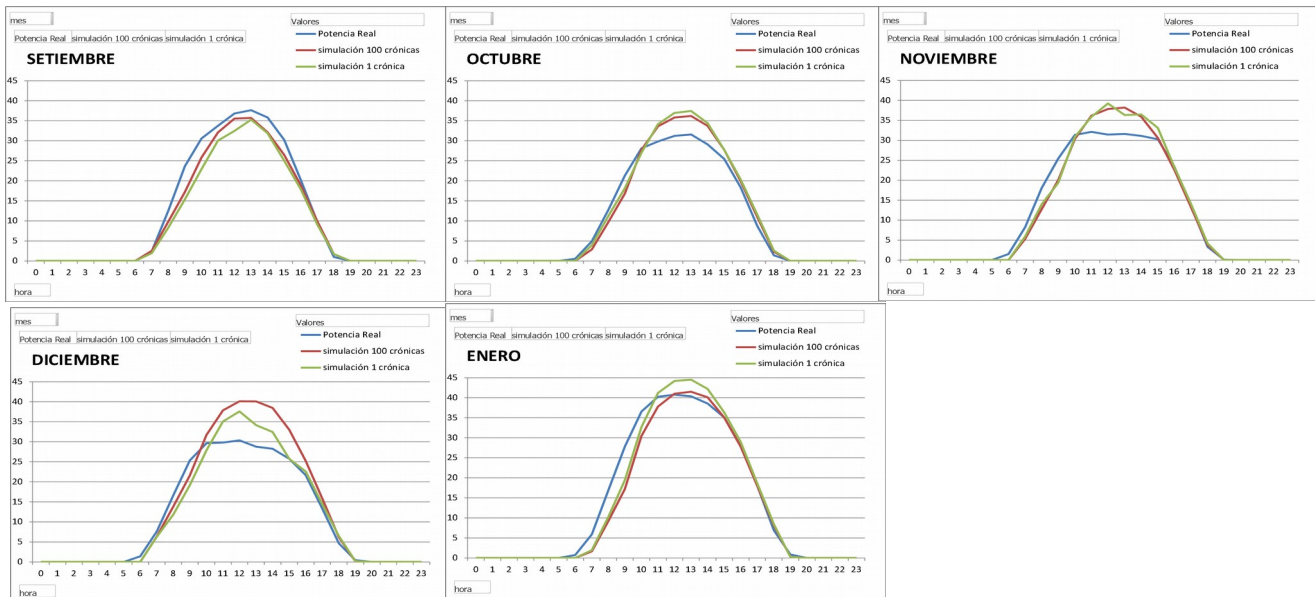


Fig. 25: Perfiles de producción de La Jacinta para los meses en que se tiene información

4.3. Modelo CEGH Conjunto.

El modelado conjunto se realizó a partir de 16 series de datos horarios de 3 años de duración, correspondientes a kt, temperatura y componentes V_X y V_Y de la velocidad de viento, de las 4 estaciones seleccionadas.

Por construcción se verifica que, para las series reales, las matrices de correlación entre series de un mismo tipo se mantienen idénticas a las obtenidas por los modelos independientes, al igual que las matrices de covarianza.

		JI	OT	RM	SA	JI	OT	RM	SA	JI	OT	RM	SA	JI	OT	RM	SA	
		Kt				T				Vx	Vy	Vx	Vy	Vx	Vy	Vx	Vy	
JI	Kt	1	0,499	0,542	0,454	0,096	-0,124	0,181	0,066	-0,101	0,047	0,093	-0,082	-0,086	0,203	0,156	0,081	
OT			1,000	0,421	0,558	0,075	0,049	0,164	0,179	-0,154	0,128	-0,055	0,085	-0,141	0,258	0,013	0,204	
RM					1,000	0,498	-0,070	-0,227	0,158	-0,011	-0,158	-0,060	0,006	-0,178	-0,116	0,113	0,098	-0,019
SA						1,000	0,015	-0,089	0,150	0,222	-0,200	0,011	-0,087	-0,060	-0,190	0,179	-0,019	0,121
JI	T					1,000	0,717	0,811	0,691	0,099	0,338	-0,046	0,459	-0,080	0,210	-0,114	0,399	
OT							1,000	0,739	0,763	0,123	0,268	-0,075	0,482	0,002	0,145	-0,138	0,393	
RM									1,000	0,764	0,135	0,388	0,021	0,470	-0,049	0,334	-0,024	0,473
SA										1,000	0,195	0,272	0,073	0,414	0,120	0,168	-0,013	0,437
JI	Vx									1,000	0,129	0,652	0,107	0,682	0,121	0,461	0,149	
	Vy										1,000	0,182	0,595	-0,109	0,693	0,102	0,588	
OT	Vx											1,000	-0,012	0,642	0,196	0,682	0,061	
	Vy												1,000	-0,092	0,473	-0,096	0,656	
RM	Vx													1,000	-0,038	0,554	0,013	
	Vy														1,000	0,207	0,555	
SA	Vx															1,000	0,053	
	Vy																1,000	

Fig. 26: Matriz de correlaciones cruzadas de las series utilizadas para identificación del modelo conjunto

En la matriz de correlaciones cruzadas que se observa en la Fig. 26 Se puede apreciar la importancia de las correlaciones cruzadas entre las distintas variables, teniendo especial relevancia las correlaciones de las VY con la temperatura con valores cercanos a 0,5 y 0,4 para las VY de OT y SA, y algo menores para RM y JI.

Asimismo, la correlación entre series de radiación y velocidad, si bien es de menor orden, ronda en algunos casos el 0,20 llegando a 0,26 en el caso particular de la VY de RM con el Kt de SA. También se observa que la correlación de la VX en JI es siempre negativa con la radiación en el resto de los sitios, alcanzando -0,2 con el Kt de SA.

En cuanto a la correlación entre las medidas de temperatura y radiación se observan los índices más relevantes en la temperatura de RM que presenta correlación positiva, en torno a 0,17, con todas las series de kt. También es llamativa la correlación negativa existente entre la temperatura en OT y el kT en RM, que alcanza un valor de -0,23.

Dichos grados de correlación aportan información no despreciable a la evolución conjunta de las variables. A su vez, dada la relevante correlación encontrada entre algunas variables y la temperatura, **los autores consideran de suma importancia** considerar el modelado conjunto de la demanda junto con los recursos modelados.

Para la observación de las covarianzas se analizaron las correspondientes a variables que mostraron valores significativos de correlación cruzada en la matriz antes presentada.

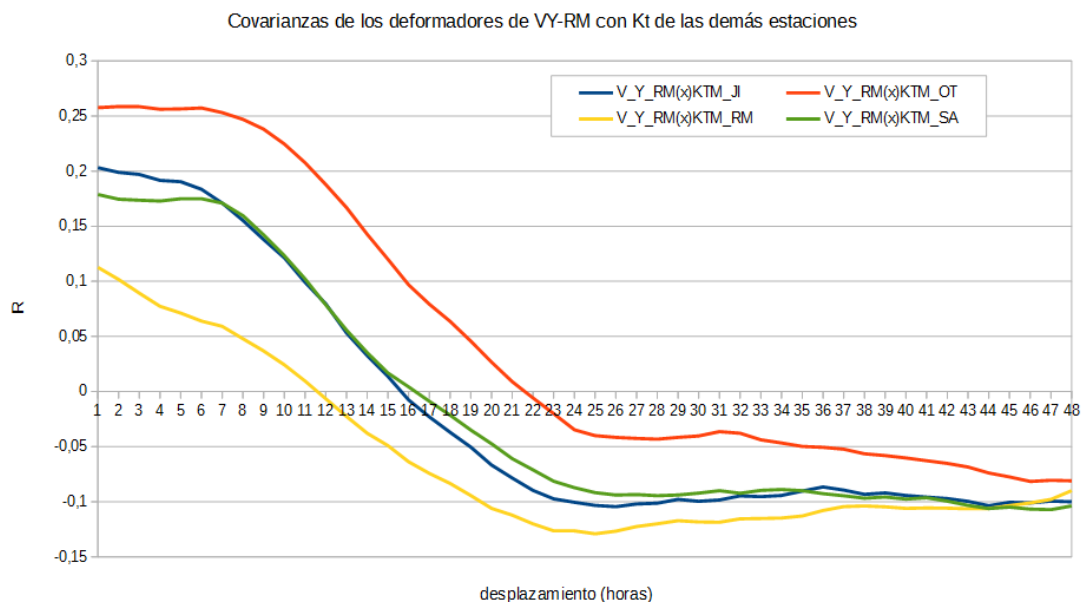


Fig. 27: Covarianzas entre series de V_Y de la estación RM y las series de kt del resto de las estaciones

En la figura 27 se presentan las covarianzas encontradas entre las series reales de V_Y de la estación RM con las series de kt del resto de las estaciones. Se observa una correlación de 0,25 con el kt de la estación OT, que se mantiene en ese valor hasta 8 horas de retardo aproximadamente.

En la figura 28 se presentan las covarianzas encontradas entre las series reales de V_X de la estación JI con las series de kt del resto de las estaciones. Se observa una correlación de -0,25 con el kt de la estación SA para un retardo de entre 6 y 7 horas aproximadamente. La correlación es siempre negativa y presenta su máximo en valor absoluto entre las 6 y 10 horas de retardo.

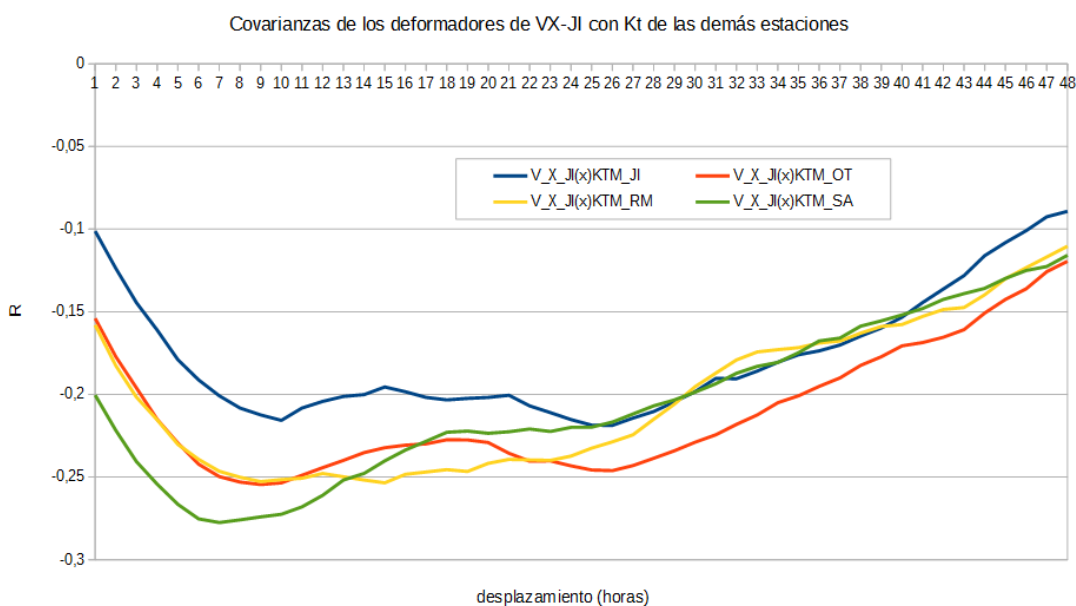


Fig. 28: Covarianzas entre series de V_X de la estación JI y las series de kt del resto de las estaciones

En la figura 29 se presentan las covarianzas encontradas entre las series reales de V_Y de la estación OT con las series de temperatura del resto de las estaciones. Como se observó en la matriz de correlaciones cruzadas de la figura 26 las series V_Y de todas las estaciones presentan correlaciones en torno a 0,4 con las series de temperatura. Al observar las covarianzas, a modo de ejemplo, para la estación OT se observa que el máximo de esta correlación se da para un retardo de entre 6 y 7 horas aproximadamente y es significativamente mayor la covarianza con la temperatura de la propia estación.

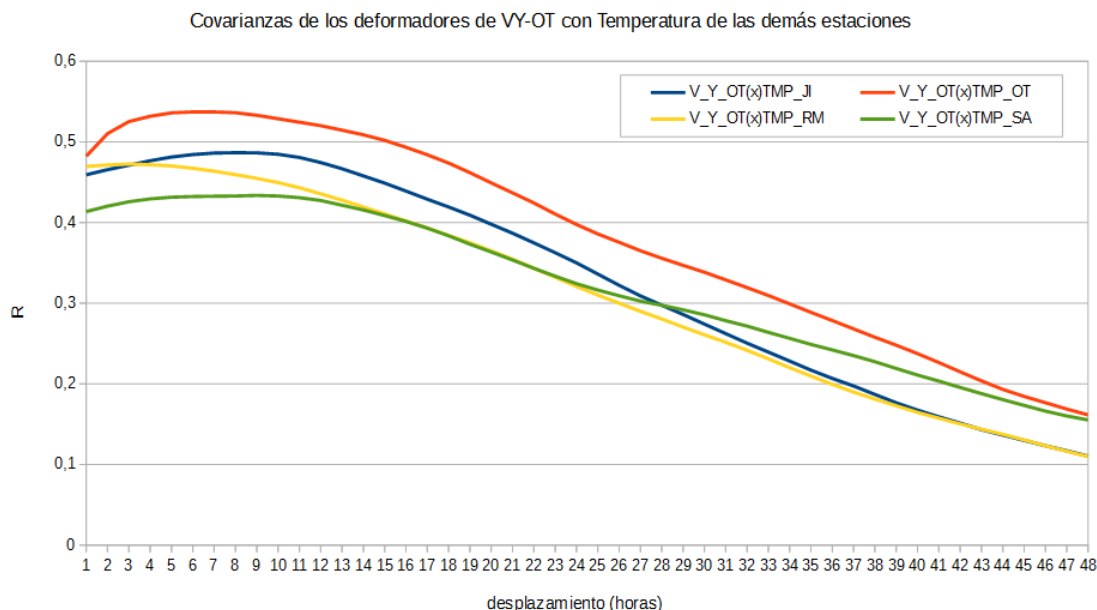


Fig. 29: Covarianzas entre series de V_Y de la estación OT y las series de temperatura del resto de las estaciones

Todas estas observaciones realizadas para el conjunto de series reales usadas para el modelado, aportan información relativa al comportamiento conjunto de las variables involucradas que es la que se intenta captar con el nuevo modelo. La verificación de los resultados obtenidos se muestra en el siguiente apartado.

4.4. Importancia de la realización del modelo conjunto y validación del modelo.

a) Análisis de Deformadores del modelo CEGH

Para validar el modelado conjunto se muestran a continuación una serie de gráficas comparativas de la covarianza real presentadas por las series de kt y velocidad y la covarianza existente entre series sintéticas de estas variables obtenidas utilizando el modelado conjunto o los modelos CEGH solar y CEGH eólico de manera independiente.

En primer lugar se presenta en la figura 30 la matriz de correlaciones cruzadas de las series

modeladas por el modelado independiente y el modelado conjunto. Allí se puede observar que si bien en ambos modelos se mantiene un comportamiento similar de las correlaciones de un mismo tipo, las correlaciones cruzadas entre series de kt y velocidad se pierden totalmente al utilizar el modelado independiente. El modelado conjunto mientras tanto, mantiene valores muy similares a los hallados entre series reales (ver figura 26).

Series generadas con MODELO CONJUNTO													Series generadas de forma INDEPENDIENTE														
		Kt				Vx		Vy		Vx		Vy				Kt				Vx		Vy		Vx		Vy	
		Jl	OT	RM	SA	Jl	OT	RM	SA	Jl	OT	RM	SA			Jl	OT	RM	SA	Jl	OT	RM	SA	Jl	OT	RM	SA
Jl	Kt	1	0.480	0.524	0.440	-0.133	0.045	0.047	-0.085	-0.113	0.205	0.123	0.062	Jl	Kt	1	0.481	0.530	0.431	-0.034	0.000	-0.011	-0.004	-0.035	-0.005	-0.011	-0.027
OT	Kt		1.000	0.417	0.542	-0.164	0.127	-0.083	0.073	-0.168	0.257	-0.003	0.187	OT	Kt		1.000	0.401	0.529	-0.003	0.016	0.012	0.007	-0.012	0.009	0.004	0.017
RM	Kt			1.000	0.486	-0.187	-0.079	-0.039	-0.191	-0.127	0.110	0.071	-0.040	RM	Kt			1.000	0.480	-0.016	0.014	0.003	-0.001	-0.031	0.023	0.006	-0.010
SA	Kt				1.000	-0.194	0.016	-0.103	-0.049	-0.179	0.179	-0.019	0.130	SA	Kt				1.000	-0.019	0.010	-0.002	-0.006	-0.025	0.001	0.006	-0.002
Jl	Vx				1.000	0.108	0.629	0.109	0.658	0.088	0.443	0.138	Jl	Vx				1.000	0.158	0.654	0.123	0.662	0.157	0.475	0.169		
	Vy					1.000	0.164	0.574	-0.134	0.683	0.107	0.572		Vy					1.000	0.184	0.630	-0.110	0.711	0.087	0.623		
OT	Vx						1.000	-0.012	0.620	0.172	0.673	0.058	OT	Vx						1.000	-0.003	0.637	0.206	0.669	0.076		
	Vy							1.000	-0.085	0.460	-0.089	0.640		Vy							1.000	-0.112	0.503	-0.108	0.673		
RM	Vx								1.000	-0.076	0.537	0.016	RM	Vx								1.000	-0.025	0.565	0.003		
	Vy									1.000	0.194	0.552		Vy									1.000	0.191	0.578		
SA	Vx										1.000	0.065	SA	Vx											1.000	0.047	
	Vy											1.000		Vy												1.000	

Fig. 30: Comparación de matrices de correlación cruzada entre series sintéticas en función del modelo utilizado

Poder mantener estas correlaciones en las series sintéticas utilizadas para el modelado del sistema permite realizar una representación mucho más precisa de la realidad. La cuantificación exacta de este beneficio dependerá de cada uso concreto que se dé a los modelos. En 4.5 realiza una estimación desde el punto de vista de la variación de los gradientes de inversión de las distintas tecnologías en juego. Asimismo, puede esperarse que las relaciones encontradas entre kt y velocidades permitan también mejorar la capacidad de programación semanal y estacional.

A continuación se muestran las covarianzas para componentes de velocidad y kts de estaciones particulares, a modo de ejemplo, comparando las salidas del modelado independiente y el modelado conjunto con las series reales. Tal como se había mostrado en 4.1 y en 4.2 al describir los modelos eólico y solar independientes, se observa que a partir de ciertas horas de retardo empeora la capacidad del modelo de captar correctamente la covarianza. Como se mencionó anteriormente esta limitación responde al orden del filtro utilizado por el AnálisisSerial por lo cual no se esperan diferencias apreciables en el modelado conjunto.

En la figura 31 se muestra para la estación OT la covarianza de las series V_X y V_Y , donde en particular se puede observar que V_X mantiene una autocorrelación mayor a 0,5 hasta un retardo de 16 horas, mientras que en las salidas de los modelos la autocorrelación comienza a estar por debajo de ese valor a partir de las 13 horas aproximadamente, lo que se entiende como un comportamiento aceptable.

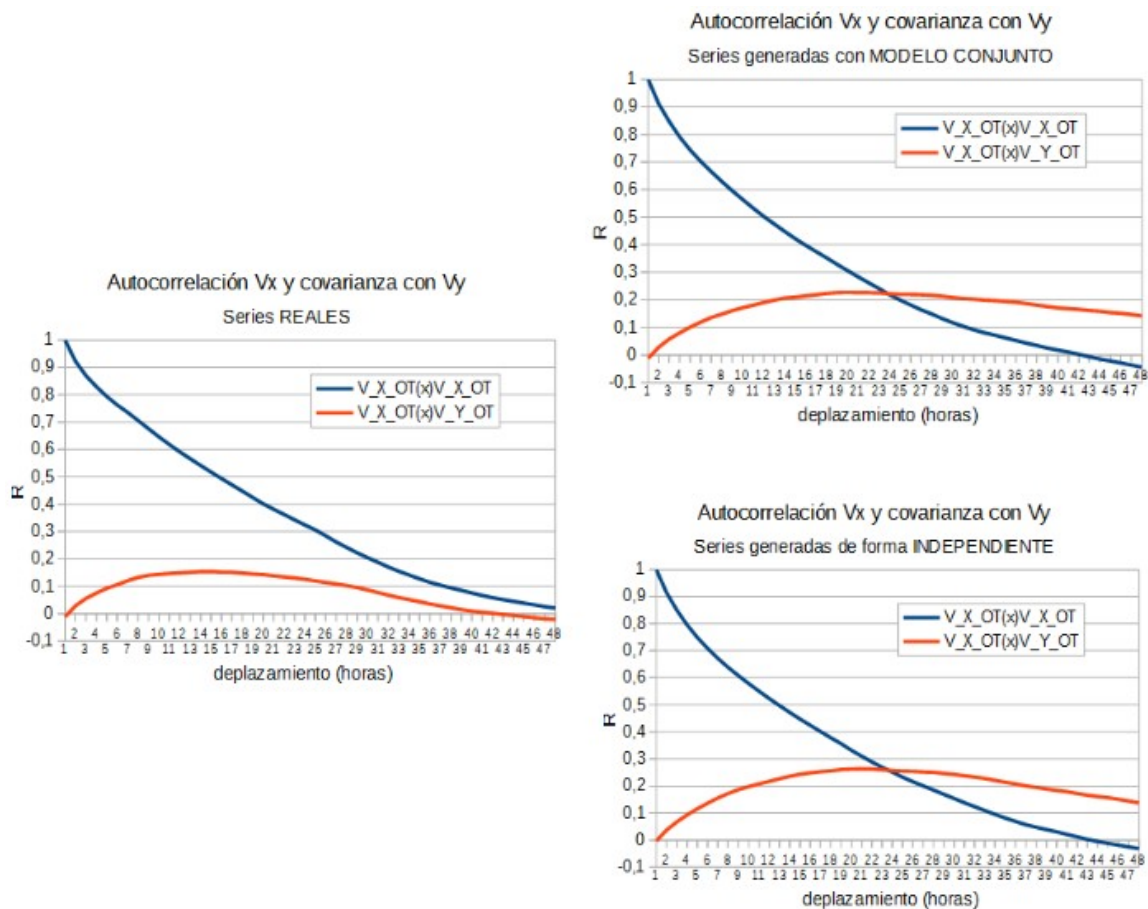


Fig. 31: Comparación de autocorrelaciones y covarianzas para series V_X y V_Y de la estación OT en función del modelo utilizado

En la figura 32 se observa un resultado similar para series de kt de la estación RM respecto del kt del resto de las estaciones.

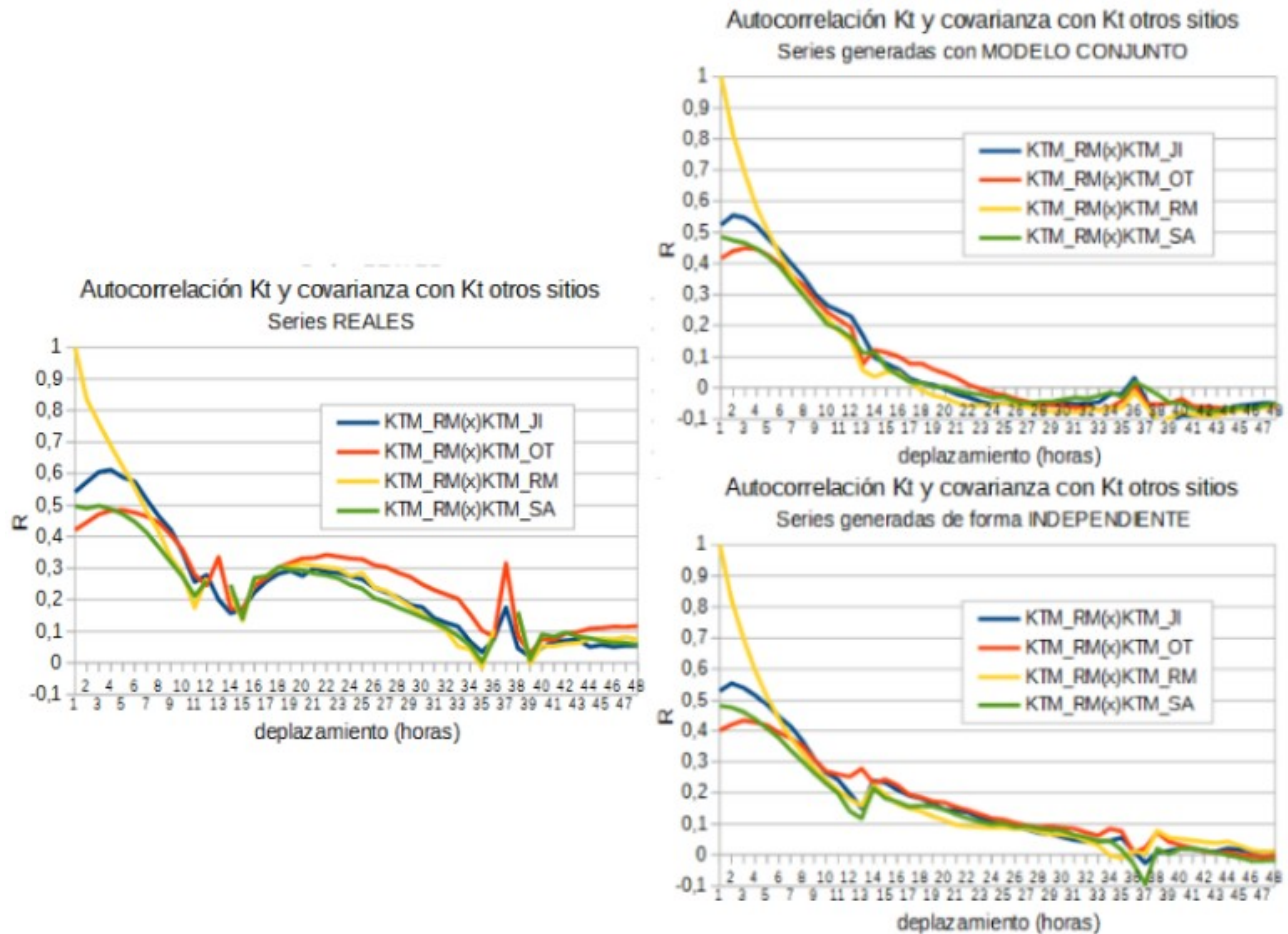


Fig. 32: Comparación de autocorrelaciones y covarianzas para series K_t de la estación RM en función del modelo utilizado

Las ventajas del modelado conjunto se observarán en las siguientes figuras donde se muestran las covarianzas de series de variables de distinto tipo, verificándose un comportamiento similar al real, en contraposición a lo mostrado por el modelado independiente que como es de esperar no capta en absoluto las covarianzas de las series reales.

En la figura 33 se puede observar, para la estación RM en particular a modo de ejemplo, la diferencia sustancial que presenta el modelado conjunto respecto del modelado independiente logrando captar la covarianza entre series de k_t y velocidad.

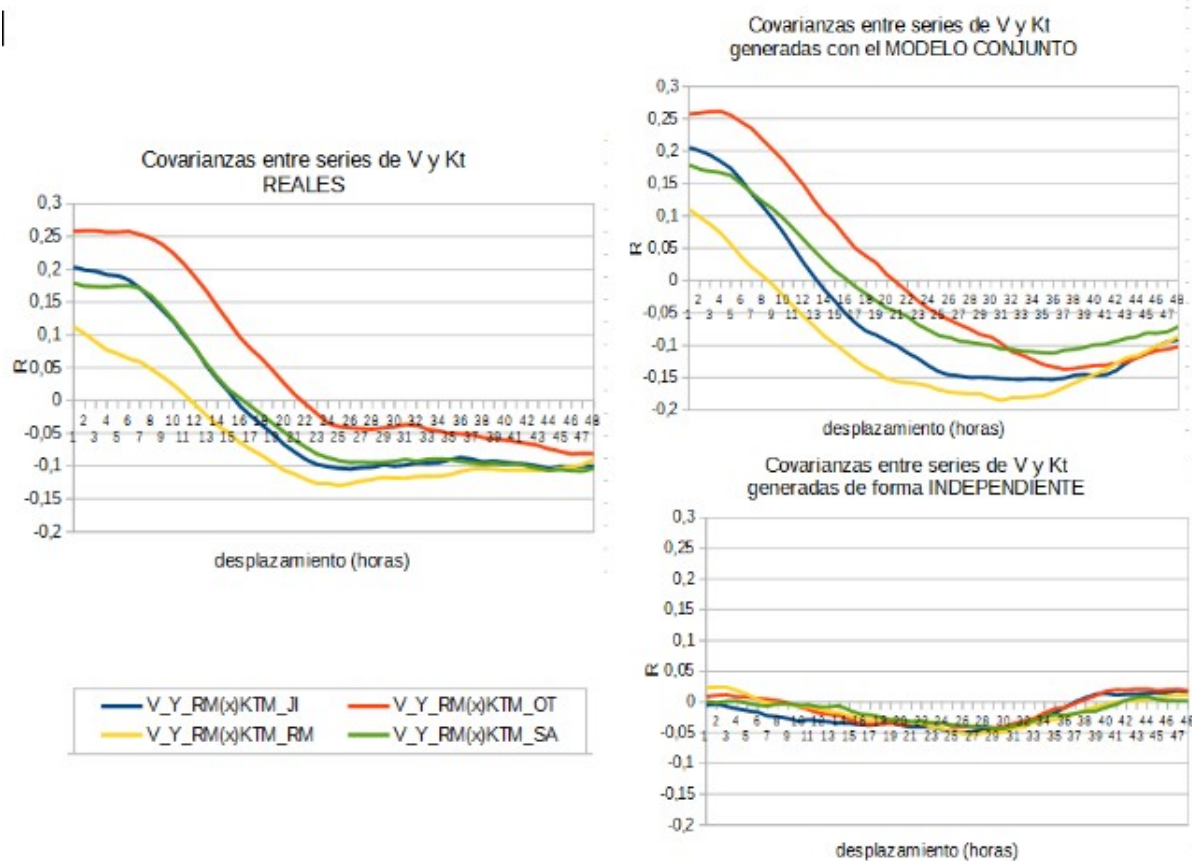


Fig. 33: Comparación de covarianzas para series V_Y de la estación RM y kt de todas las estaciones en función del modelo utilizado

De igual manera se muestra en la figura 34, para la estación JI, la diferencia que presenta el modelado conjunto respecto del modelado independiente para series de kt y velocidad, en este caso para la componente V_X.

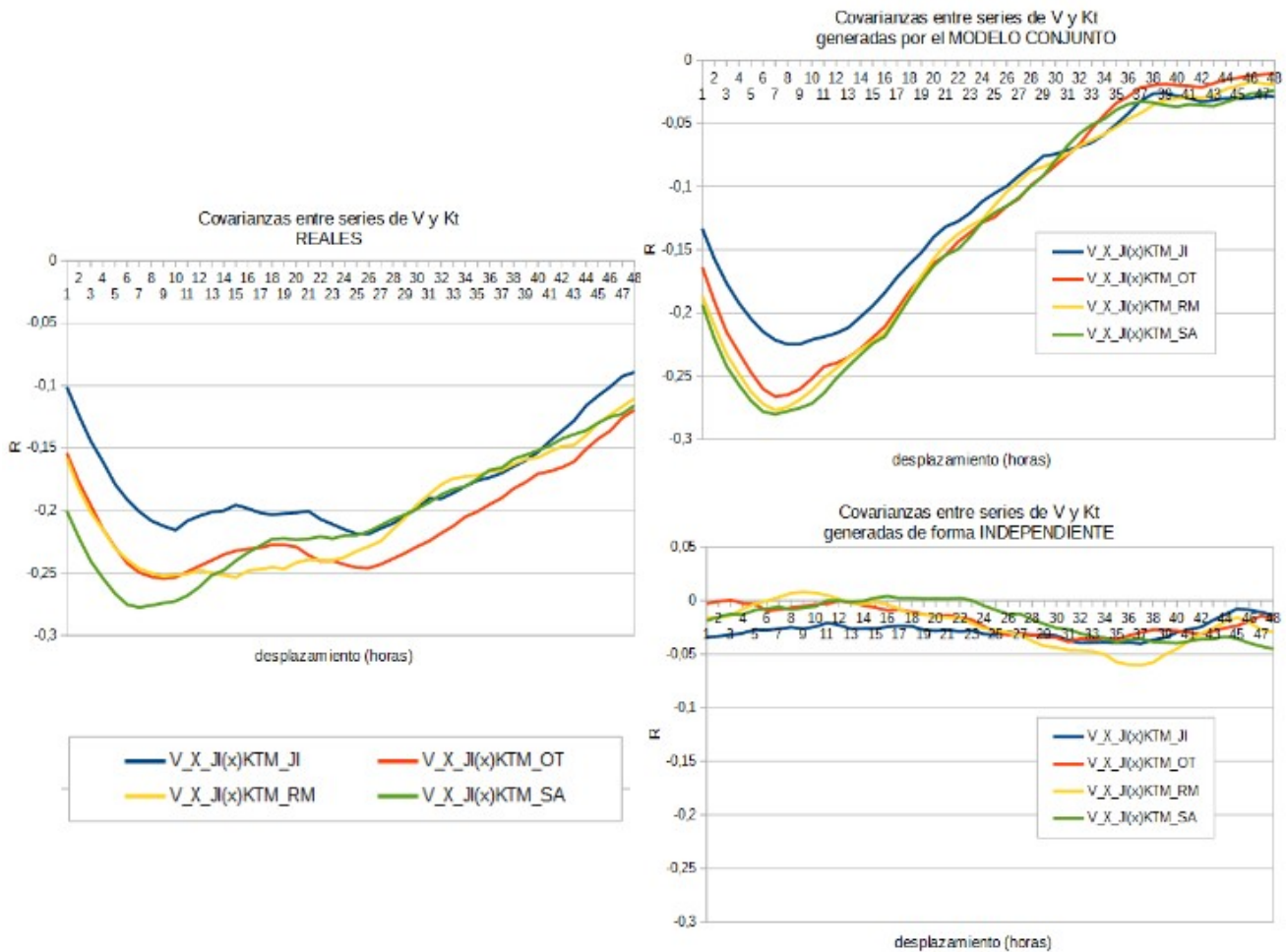


Fig. 34: Comparación de covarianzas para series V_X de la estación JI y kt de todas las estaciones en función del modelo utilizado

b) Análisis de las potencias de salida de la simulación

Para la verificación global de las salidas del modelo se realizó la simulación de la operación del sistema en situación estable con 1200 MW de Energía Eólica, equidistribuidos en los 4 puntos del modelo, 400 MW de Plantas Solares con 340 de éstos instalados en SA(Salto) y 20 MW en cada uno de los otros puntos.

En primer lugar se realizó una corrida de paso semanal, completando el modelado del sistema con 500 MW de Turbinas de Gas y la demanda equivalente a la proyectada para el año 2022. Este mismo modelado se utilizó para la evaluación presentada en 4.5.

En base a los resultados obtenidos se muestra en la figura 35 la estacionalidad anual de la generación media semanal eólica y solar, comparada con la energía demandada por el sistema, normalizadas por las respectivas energías medias anuales. Se verifica que los resultados son coherentes con los observados en trabajos anteriores.

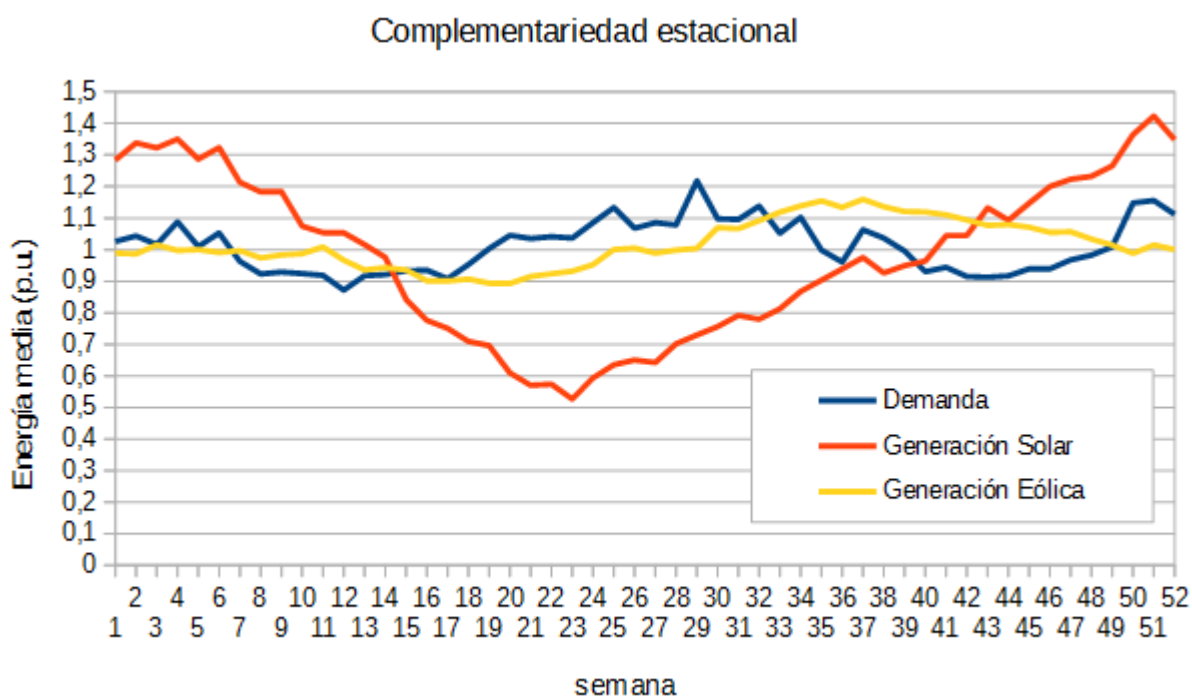


Fig. 35: Promedios semanales de generación eólica y solar y demanda del sistema

Adicionalmente se realizó una corrida de paso horario, sobre la base de una modelación del sistema para una semana de marzo de 2016 a la cual se incorporó la potencia eólica y solar antes mencionadas (1200MW de eólica y 400 MW de solar) y se incrementó la demanda en un 5%.

Con el sistema así configurado se obtuvo el perfil horario medio para las potencias eólica y solar mostrado en la figura 36.

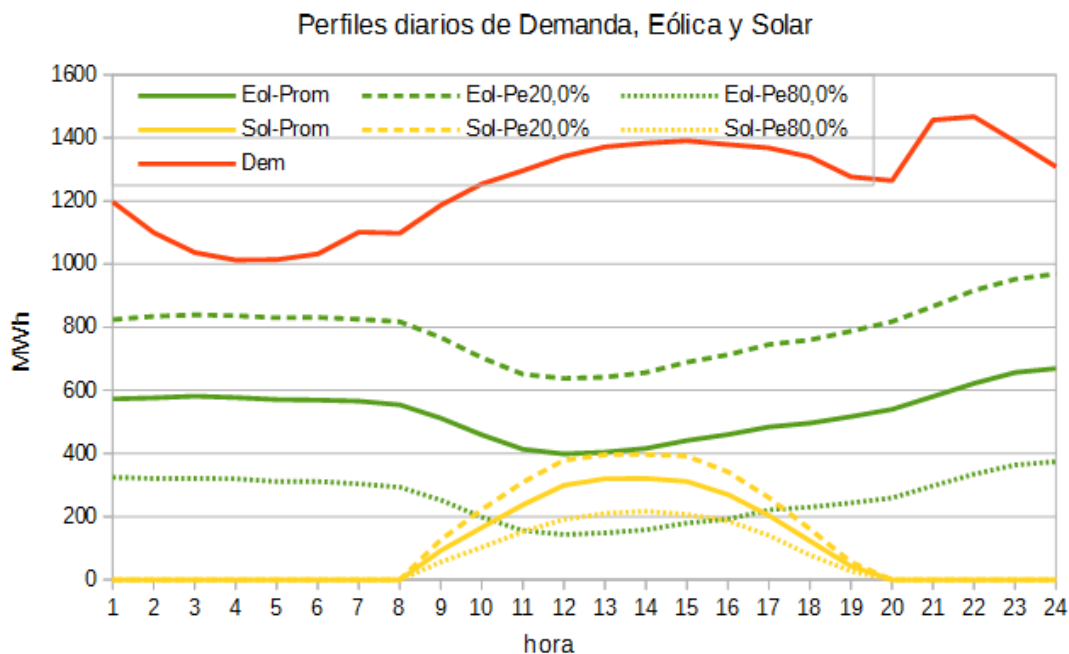


Fig. 36: comportamiento medio diario de las potencias simuladas

Para evaluar la variabilidad de la generación eólica obtenida con el nuevo modelo se comparó la generación de una semana cualquiera en particular (la segunda del mes de marzo), obtenida a partir del modelado conjunto para los 1200 MW de eólica distribuidos en los cuatro puntos del modelo y se comparó su comportamiento con el de la generación real de varios parques durante otra semana cualquiera (en este caso fue una semana del mes de diciembre de 2015). Los parques reales utilizados para la comparación suman un total de 254 MW y corresponden a los parques de Juan Pablo Terra en Artigas, Peralta I y II en Tacuarembó y Luz de Mar, Luz de Río y Luz de Loma en Florida.

Los resultados se muestran normalizados según la potencia nominal del conjunto de parques considerados en cada caso.

En la figura 37 se muestra el comportamiento de la generación total horaria. En la figura 38 se muestran las diferencias de la generación entre una hora y la anterior como porcentaje de la potencia de cada hora correspondiente. En ambas representaciones se puede observar que el modelado presenta mayor nivel de variabilidad.

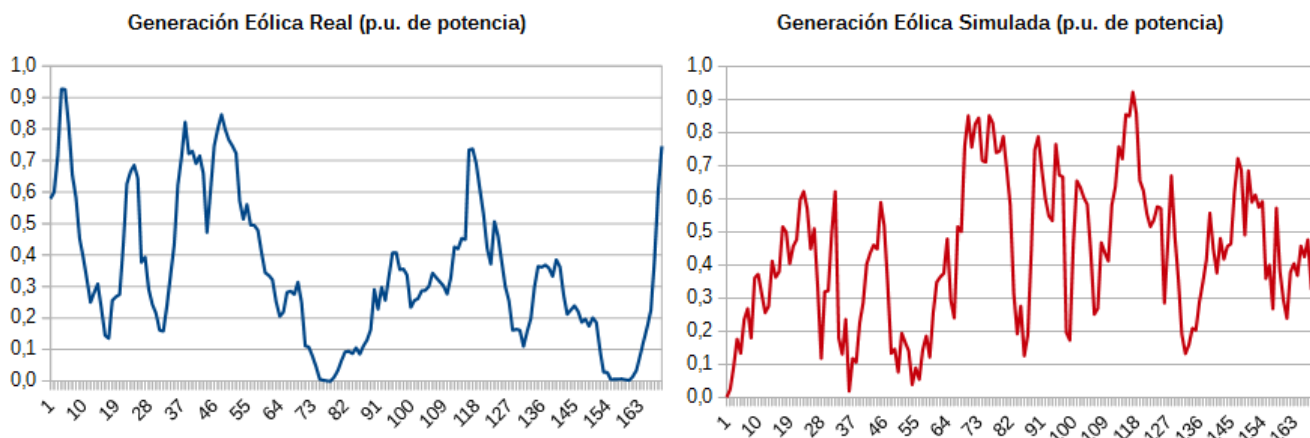


Fig. 37: Comportamiento de la generación eólica real y simulada para una semana cualquiera

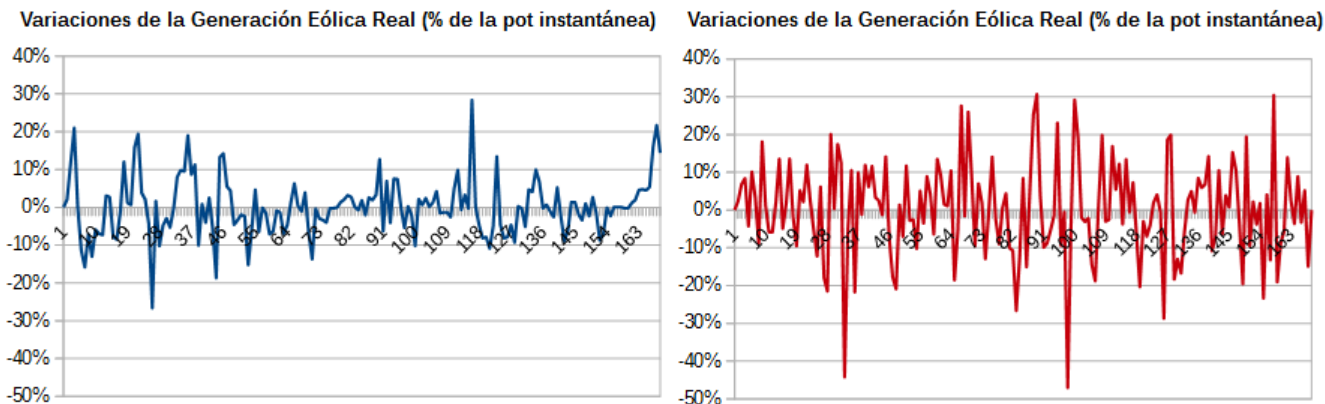


Fig. 38: Variabilidad de la generación eólica real y simulada para una semana cualquiera

La Fig.39 muestra la curva de permanencia de la variabilidad horaria de la serie sintética y la serie de datos histórica reforzando el comentario anterior respecto a la mayor variabilidad de las series generadas por el modelo.

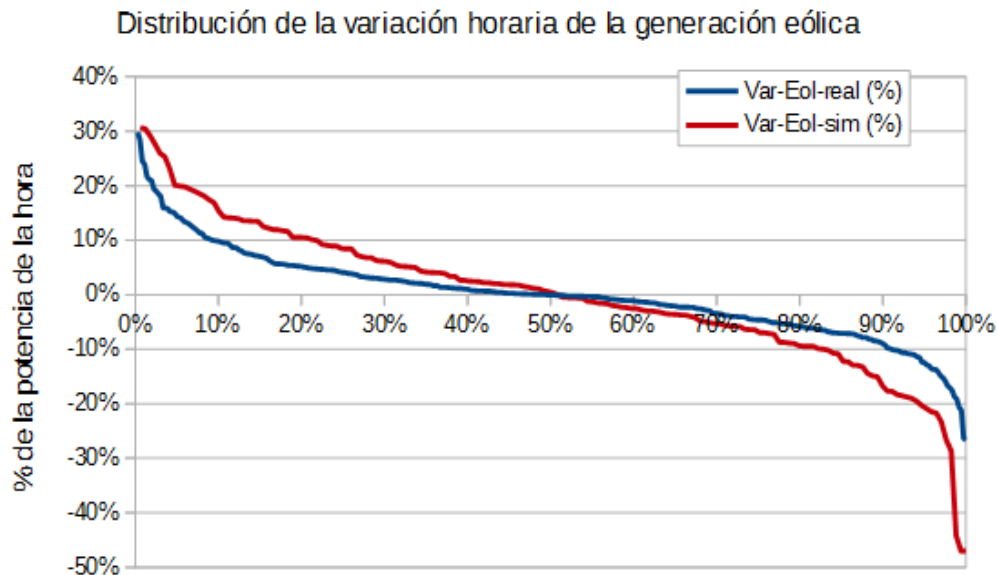


Fig. 39: Probabilidad de excedencia de las variaciones entre una hora y la anterior de la generación eólica real y simulada

4.5. Indicador de valor de la información agregada en el modelo combinado.

El Modelo Acoplado agrega información respecto al Modelo Desacoplado como ya se evidenció en la Fig. 26 y 33. En la presente sección se pretende dar un indicador del valor económico de dicha información. Para ello se recurrió a realizara dos simulaciones de la operación del sistema en situación estable con 1200 MW de Energía Eólica, 400 MW de Plantas Solares y 500 MW de Turbinas de Gas en un escenario de precios constantes y con la demanda equivalente a la proyectada para el año 2022. Esta simulación del sistema se realizó con el Modelo Desacoplado y con el Modelo Acoplado y se calcularon los Gradientes de Inversión (GI) de cada una de las tres tecnologías. El GI es por definición el Beneficio Neto creado por la instalación del último MW de una teconolgia divido el costo de inversión y O&M de ese MW. El cálculo del GI responde a la ec. 5, dónde I_m corresponde a los Ingresos por Venta de Energía al Costo Marginal del sistema (o lo que es lo mismo: beneficio para el sistema por sustitución de otro recurso), C_v son los costos operativos variables incurridos para producir la energía y C_f son los costos fijos necesarios para la instalación y mantenimiento de la unidad.

$$GI = \frac{I_m - C_v}{C_f}$$

ec.(5) Gradiente de Inversión.

Así definido, el GI representa el Impulso Inversor de cada tecnología. Teóricamente, en un sistema equilibrado y óptimamente planificado se logra que los GI de todas las tecnologías con que se expande el sistema sean iguales a cero. La tabla 5 muestra la diferencia de los GI de las tres tecnologías seleccionadas como opciones de expansión calculadas como la diferencias

Tabla 5: Variación de los Gradientes de Inversión.

Eólica	Solar	TG
-1,43%	-0,30%	-0,25%

entre los valores de la simulación con el Modelo Acoplado menos la simulación con el Modelo Desacoplado. Como se puede observar, al utilizar el Modelo Acoplado se produce una reducción en los

GI . Esto significa, que la información agregada al Acoplar los modelos llevará una instalación de menos capacidad de eólica, solar y de turbinas de gas. En otras palabras, la información agregada proyecta en el sentido de mostrar una mayor complementariedad entre las energías Eólica y Solar que lleva a que se aprovechen mejor y por tanto el sistema tenga un óptimo con menores inversiones que en el caso del Modelo Desacoplado.

CAPÍTULO: 5. Producto B) Estudio de impacto sobre el uso de la conexión a la red de plantas mixtas Eólica y Solar.

El objetivo de este capítulo consiste en analizar el potencial de complementariedad entre la generación eólica y solar en un mismo sitio. Para ello se realizó un estudio específico de la optimización de una Planta Eólica + Solar FV, incluyendo la conexión a la red eléctrica.

En particular, se consideraron los siguientes casos:

- Para un **Parque Eólico existente**, analizar cuál sería la potencia Solar FV que se podría agregar para maximizar el beneficio (aprovechando la conexión eléctrica existente) sin comprometer el rendimiento del parque pre-existente.
- Para un **Parque Solar FV existente**, analizar cuál sería la potencia Eólica que se podría agregar para maximizar el beneficio (aprovechando la conexión eléctrica existente) sin comprometer el rendimiento del parque pre-existente.
- Optimizar el **mix Eólica + Solar FV para una nueva Planta** de este tipo, calculando la participación ideal de cada fuente dada una capacidad de conexión.
- Por último se repitió el análisis anterior contemplando también la variación de la capacidad de la línea de transmisión por efectos de ventilación y otros procesos que dependen de variables meteorológicas, tales como la temperatura ambiente, la velocidad del viento y la radiación solar.

Se dispuso de registros horarios de temperatura ambiente, velocidad del viento y radiación solar en cuatro estaciones de UTE, para el período comprendido entre el 1 de julio de 2012 y el 30 de junio de 2015 (ver Tabla 5.1)

Tabla 5.1: Sitios de medición.

Nº	Código	Estación	Departamento	Latitud	Longitud
1	CR / SA	Colonia Rubio / Salto	Salto	-31.238	-57.465
2	OT	Colonia Otamendi	Cerro Largo	-32.142	-54.421
3	JI	José Ignacio	Maldonado	-34.850	-54.740
4	RM	Rosendo Mendoza	Colonia	-34.344	-57.578

A partir de dichos registros se calcularon las series horarias del factor de potencia, eólica y solar siguiendo los modelos ya presentados, para las cuatro estaciones (CR/SA, OT, JI y RM) para el mismo

período de registro que las variables meteorológicas. En la Tabla 5.2 se presenta el factor de potencia medio, de eólica y solar, en el período de estudio para cada una de las estaciones. Estos factores de planta están calculados respecto a la potencia de conexión de 1MW y se asume la limitación de potencia a tales efectos. Como se explicó en la sección 3.2 la planta simulada tiene un sobredimensionamiento de potencia pico del 20% para compensar las pérdidas en el sistema.

Tabla 5.2: Factor de planta medio en el período de estudio.

Estación	Eólica	Solar
CR/SA	0.524	0.201
OT	0.513	0.185
JI	0.438	0.196
RM	0.552	0.200

5.1. Parque Eólico existente

Los resultados se presentan normalizados por unidad de potencia del parque pre-existente, que se asume igual a la capacidad de conexión del mismo, es decir sin capacidad ociosa en la línea. Es resumen, se trabaja con un parque existente (en este caso eólico) de 1 MW con idéntica capacidad de transmisión y al mismo se le incorpora capacidad de generación solar en un rango de 0 a 1 MW.

En base a las series horarias del factor de potencia eólica y solar se calcula, para cada estación y cada potencia solar instalada, la energía solar generada y el porcentaje de la misma que pudo ser transmitida por la conexión sin interferir con la transmisión del parque eólico pre-existente.

El porcentaje de pérdida que se muestra en la Figura 5.1 representante entonces la energía que no se pudo transmitir por limitantes de conexión normalizada por el total de energía solar generada. Los resultados se expresan como curvas de dicho porcentaje de energía solar perdida en función de la potencia solar instalada, para cada estación (CR/SA, OT, JI y RM).

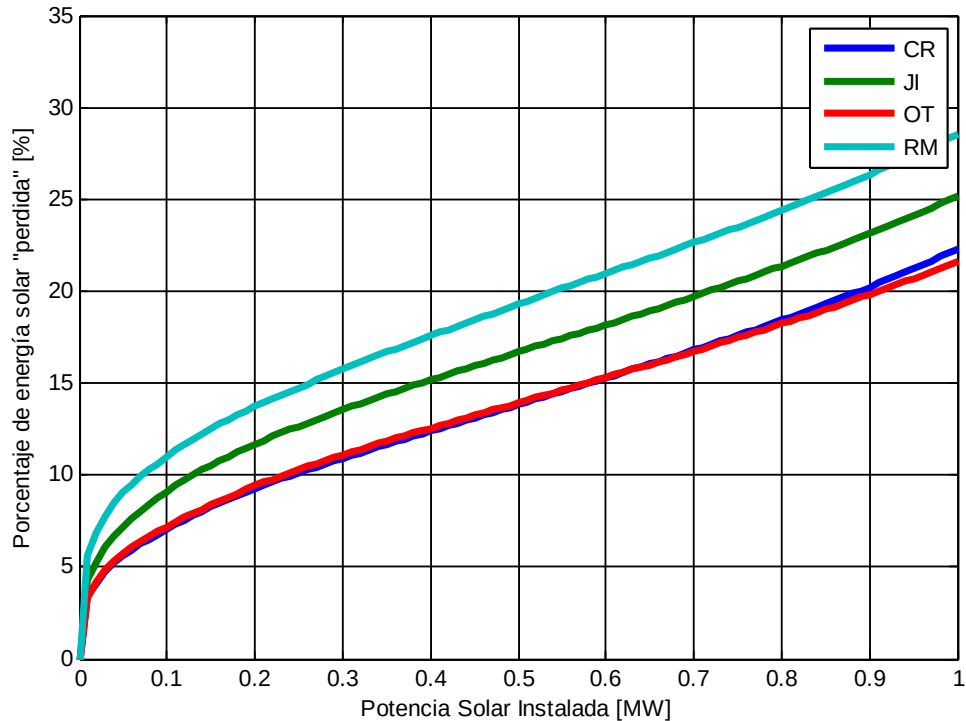


Figura 5.1: Incorporación de potencia SOLAR sobre un parque EÓLICO.

En la Figura 5.1 se observa que las curvas para cada estación siguen un evolución similar pero con diferencias de hasta 10% en los porcentajes de pérdida. Para CR y OT, por ejemplo, se puede incorporar hasta 22% de capacidad solar en un parque eólico (0.22 MW por cada MW) con pérdidas menores a 10% en la transmisión de la energía adicional generada.

A continuación (Figura 5.2) se presenta una gráfica análoga pero resultante de incorporar más energía eólica sobre el parque eólico con el objetivo de resaltar la diferencia entre un caso en que hay complementariedad en la generación (entre eólica y solar) y un caso en que no la hay. En este último se ve claramente que las pérdidas de energía por limitantes de transmisión son muy grandes aún para pequeñas ampliaciones del parque pre-existente con la misma fuente de generación.

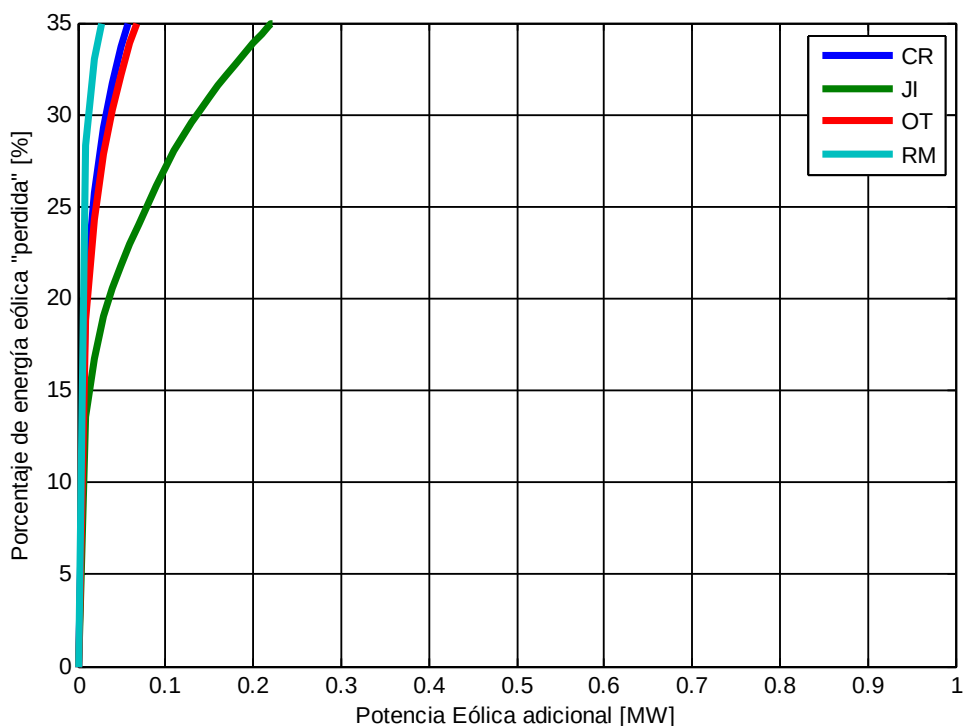


Figura 5.2: Adicional de potencia EÓLICA sobre un parque EÓLICO.

5.2. Parque Solar FV existente

De forma análoga a la sección anterior se presentan los resultados para el caso de un parque solar pre-existente. Nuevamente, los resultados se presentan normalizados por unidad de potencia del parque pre-existente, que se asume igual a la capacidad de conexión del mismo. Es resumen, se trabaja con un parque existente (en este caso solar) de 1 MW con idéntica capacidad de transmisión y al mismo se le incorpora capacidad de generación eólica en un rango de 0 a 1 MW.

En base a las series horarias del factor de potencia eólica y solar se calcula, para cada estación y cada potencia eólica instalada, la energía eólica generada y el porcentaje de la misma que pudo ser transmitida por la conexión sin interferir con la transmisión del parque solar pre-existente.

El porcentaje de pérdida que se muestra en la Figura 5.3 representante entonces la energía que no se pudo transmitir por limitantes de conexión normalizada por el total de energía eólica generada. Los resultados se expresan como curvas de dicho porcentaje de energía eólica perdida en función de la potencia eólica instalada, para cada estación (CR/SA, OT, JI y RM).

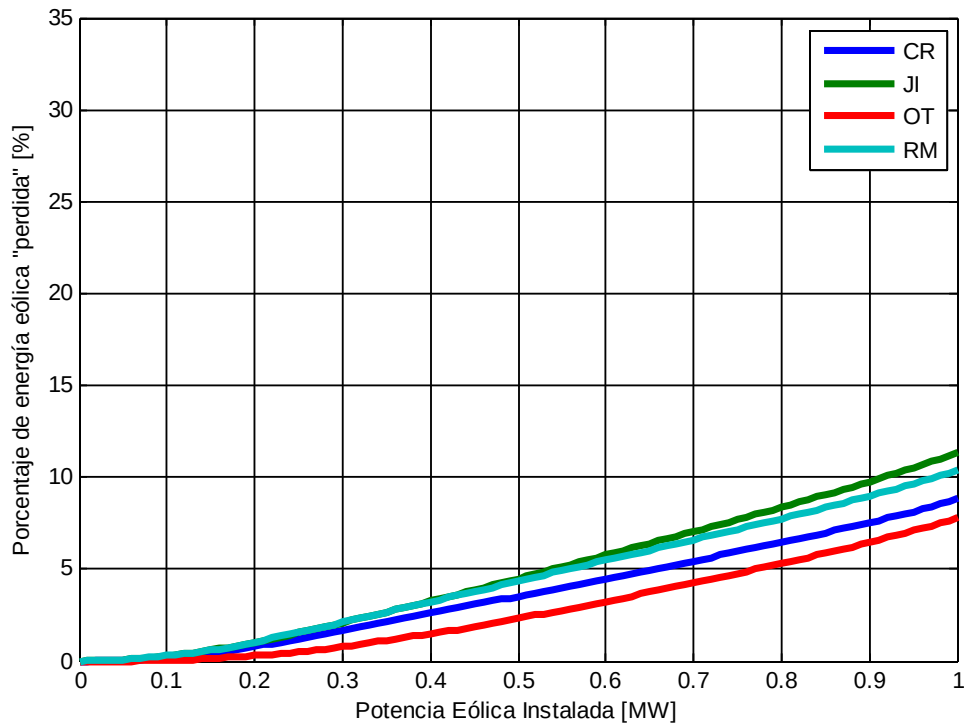


Figura 5.3: Incorporación de potencia EÓLICA sobre un parque SOLAR.

Comparando las Figuras 5.1 y 5.3 se encuentra que las pérdidas son significativamente menores en el caso de adicionar capacidad de generación eólica a un parque solar que al revés. Aun instalando tanta potencia eólica como el parque solar original, las pérdidas apenas superan el 10% en algunas de los sitios, siendo las diferencias entre los distintos puntos menores a 5% en todos los casos.

El resultado anterior refleja el hecho que un parque solar satura la capacidad de transmisión en un horario muy acotado del día lo cual su interferencia con la generación eólica es acotada.

De lo anterior se deduce que un mix óptimo en un parque nuevo tendrá un mayor potencia instalada eólica que solar, conclusión que se verificará y cuantificará en la siguiente sección.

5.3. Mix óptimo Eólica + Solar FV para una planta nueva

Este caso de una planta nueva con mix eólica y solar tiene más grados de libertad que los casos anteriores con un parque existente fijo al que se le adiciona potencia de la fuente complementaria, con lo cual hay que definir el criterio de optimización del mix. La restricción que se mantiene de las secciones anteriores es la capacidad de conexión que se sigue asumiendo en 1 MW, con lo cual los resultados se han de interpretar normalizados por la capacidad de transmisión de la línea.

Se elaboraron gráficos que buscan identificar el mix óptimo desde distintos puntos de vista: energético y económico. Se presentan resultados separados para cada estación, siempre a partir de las series

horarias de potencia eólica y solar en el período de estudio (Jul. de 2012 a Jun. de 2015).

En la Figura 5.5 se muestra la potencia media transmitida (en MW) y perdida por limitantes en la transmisión (expresada como porcentaje) para todas las configuraciones posibles de mix incorporando hasta 3 MW de potencia solar y hasta 3 MW de potencia eólica. En este caso, la pérdida de energía está normalizada por la energía total generada (suma de solar y eólica).

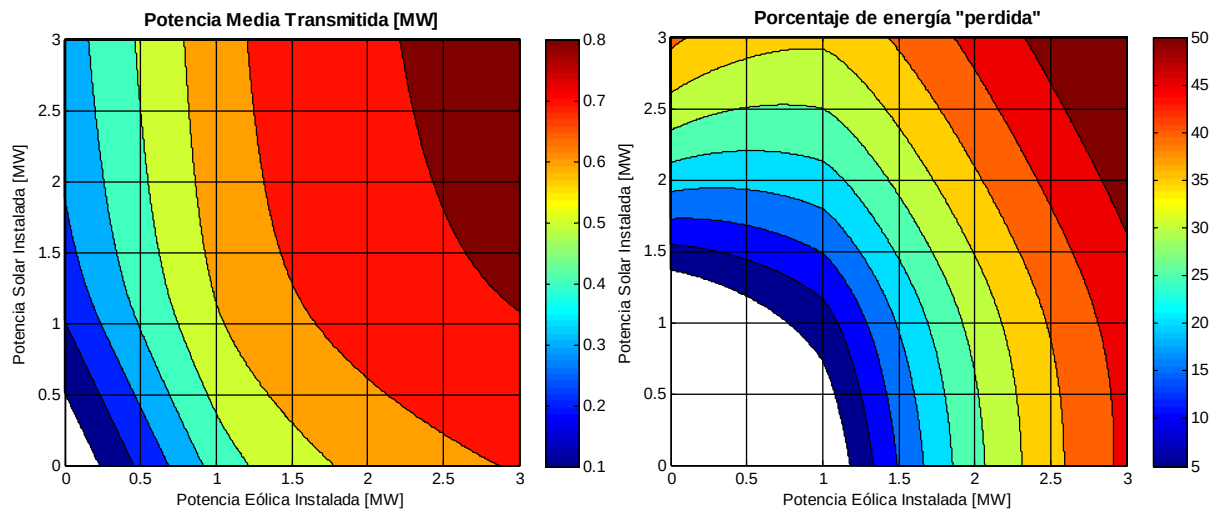


Figura 5.5: Potencia transmitida y perdida para la estación JI.

A grandes rasgos se puede observar, como es lógico, que tanto la potencia transmitida como la perdida crecen al alejarse del origen de las gráficas en la Figura 5.5, debido a que la potencia total instalada (suma de las coordenadas de cada eje) crece en dicho sentido. El crecimiento es mayor en la dirección del eje de abscisas, puesto que el factor de planta de la eólica es mayor que el de la solar. En particular, los valores de potencia media transmitida para los puntos (0, 1 MW) y (1 MW, 0), donde no puede haber pérdida alguna por limitantes de la conexión, coinciden con los factores de planta presentados en la Tabla 5.2.

Además de ser distintos los factores de planta, también lo son los costos de inversión. La comparación económica debe realizarse, entonces, a un mismo nivel de inversión. La Figura 5.6 presenta la máxima potencia transmitible y con qué mix se genera, para cada nivel de inversión. La inversión está normalizada en función de la inversión necesaria para instalar 1 MW de eólica. El costo de inversión solar se estimó a partir de la inversión en eólica, multiplicándola por un factor que incluye la remuneración por la energía generada y el factor de capacidad de ambas fuentes de energía:

$$Inversión\ Solar\ (USD/MWh) = Inversión\ Eólica\ (USD/MWh) * \left(\frac{60 * FC_{eólica}}{80 * FC_{solar}} \right)$$

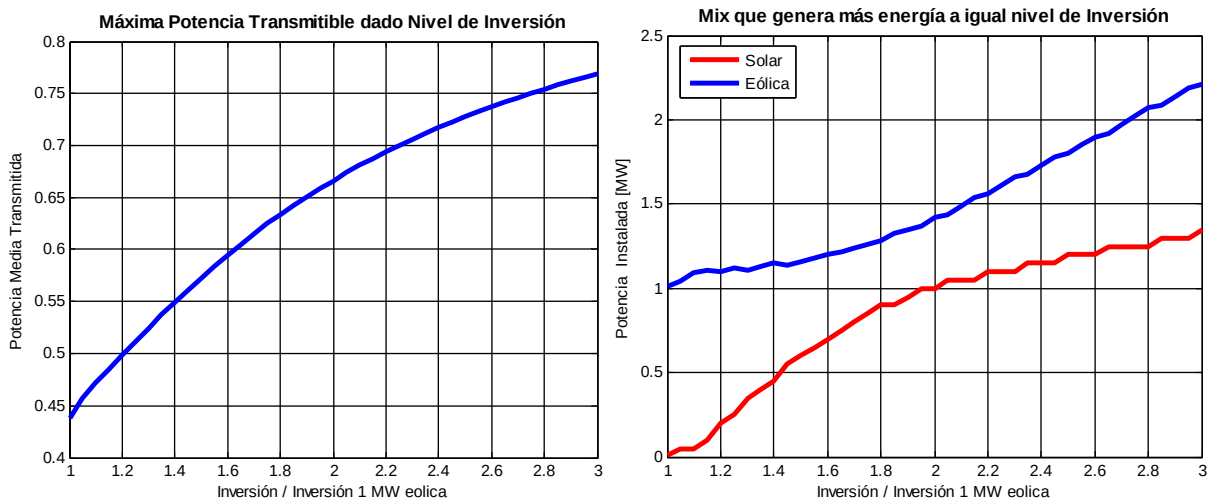


Figura 5.6: Potencia media transmisible y Mix óptimo a igual nivel de inversión, para la estación JI.

En base a la Figura 5.6, si se desea invertir el equivalente a instalar 2 MW de eólica (en un sitio con capacidad de transmisión de 1 MW), la opción óptima es instalar 1.42 MW de eólica y 1.00 MW de solar y se obtendrá una potencia media transmitida de 0.67 MW. Para ver el porcentaje de pérdida se debe recurrir con dichos valores de potencias instaladas al segundo panel de la Figura 5.5 donde se lee que dicho porcentaje es 18,4%.

A continuación se presentan las figuras equivalentes para los restantes sitios.

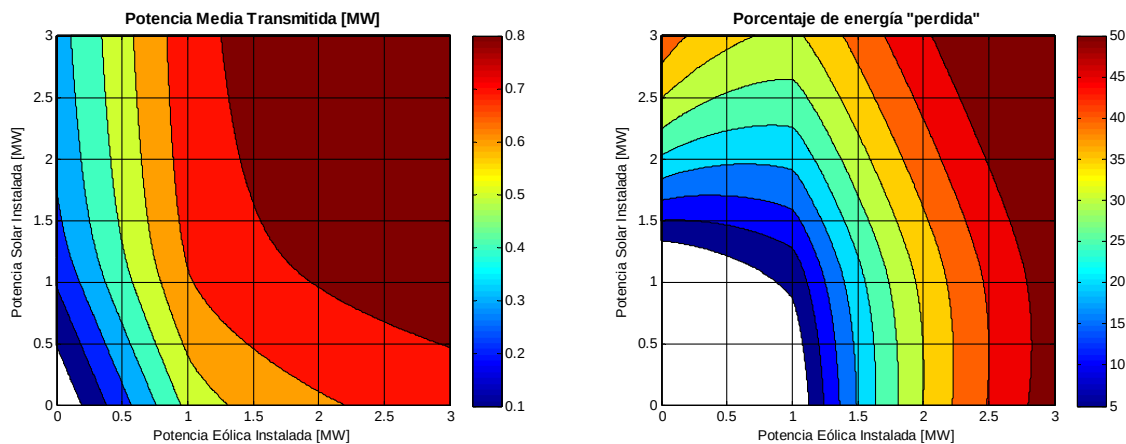


Figura 5.7: Potencia transmitida y perdida para la estación CR/SA.

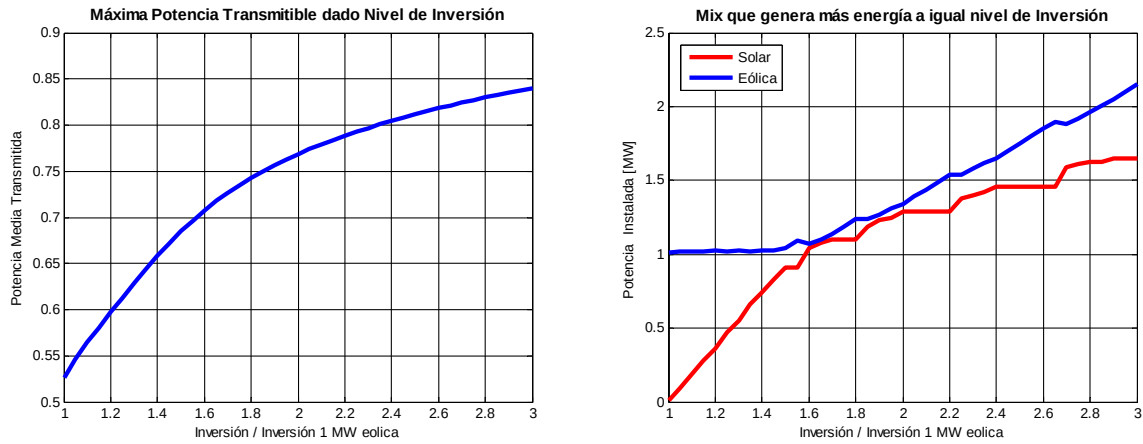


Figura 5.8: Potencia media transmisible y Mix óptimo a igual nivel de inversión, para la estación CR/SA.

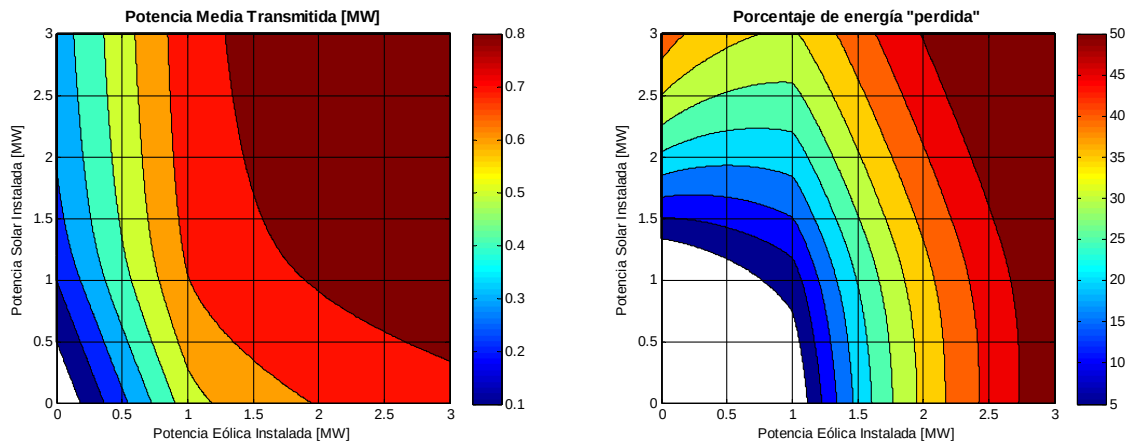


Figura 5.9: Potencia transmitida y perdida para la estación RM.

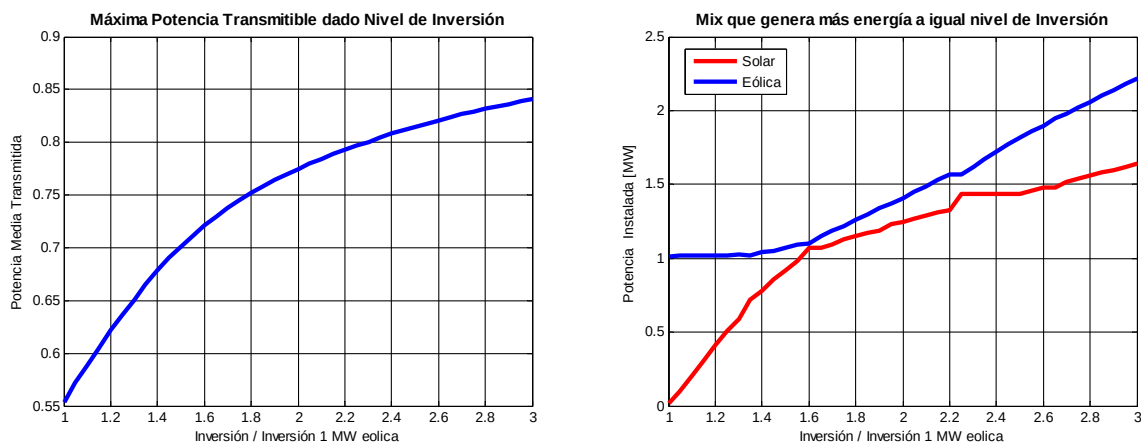


Figura 5.10: Potencia media transmisible y Mix óptimo a igual nivel de inversión, para la estación RM.

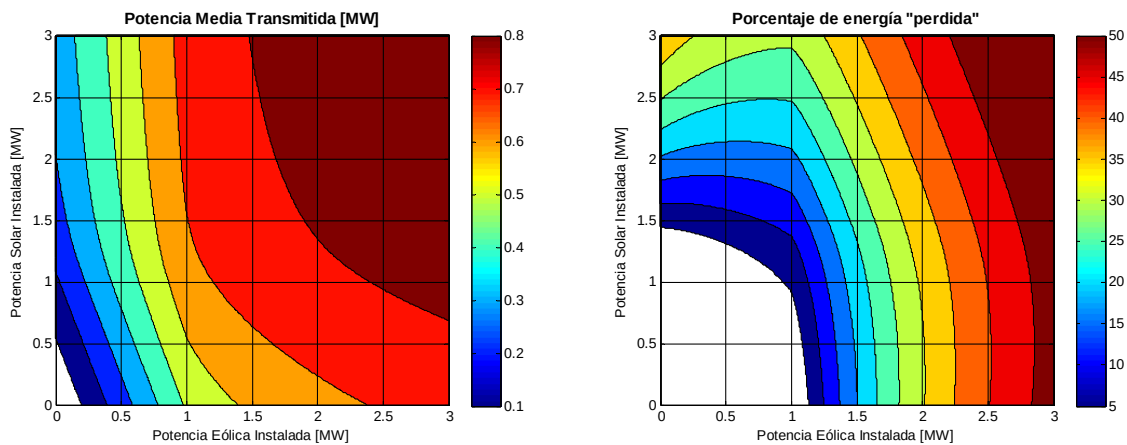


Figura 5.11: Potencia transmitida y perdida para la estación OT.

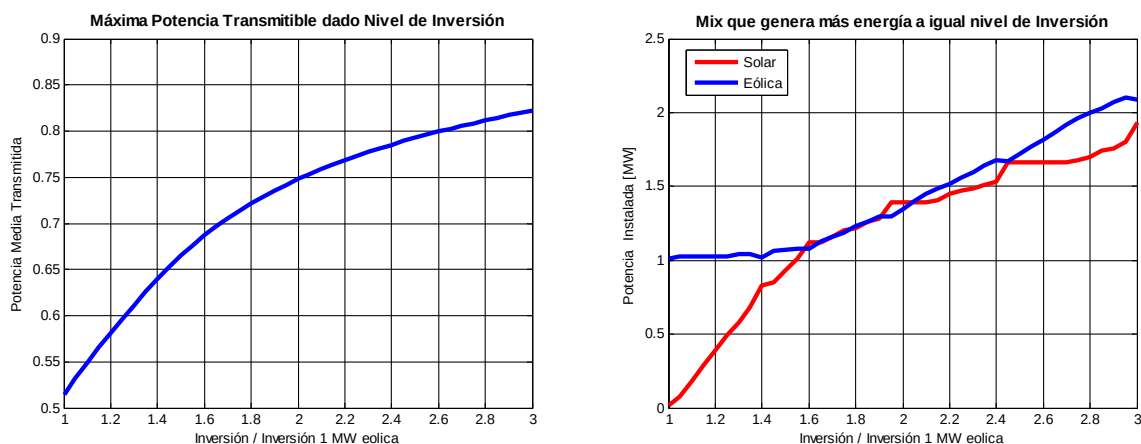


Figura 5.12: Potencia media transmisible y Mix óptimo a igual nivel de inversión, para la estación OT.

5.4. Variación de la capacidad de transmisión de la línea por efecto de ventilación

En esta sección se incorpora al análisis de complementariedad eólica-solar la variación de la capacidad de la línea de transmisión por efectos de ventilación y otros procesos que dependen de variables meteorológicas.

Para ello se asumió que la conexión eléctrica existente se diseñó (con la capacidad estándar, sin considerar los efectos de ventilación) para cubrir la potencia máxima del Parque. Este efecto permitirá entonces aumentar o disminuir dicha capacidad de carga por un factor proporcional al cociente entre la intensidad máxima que son capaces de transmitir las líneas eléctricas y la intensidad de diseño (520 A).

En primer lugar se calcula la intensidad máxima que son capaces de transmitir las líneas de transmisión en cada instante y luego se repiten los análisis presentados anteriormente, pero incorporando los efectos de ventilación.

Intensidad máxima de la línea de transmisión

Se calculó, a partir de los registros horarios de temperatura ambiente, velocidad del viento y radiación solar, la intensidad máxima que son capaces de transmitir las líneas de transmisión en cada instante según la metodología propuesta en el documento "Cálculo de los límites térmicos de los conductores en las líneas de transmisión" (IN-PEE-ERE-9632-v00, Eduardo Penza, UTE, 1996).

Para ello, en primer lugar, se corrigió la velocidad del viento (medida a 100 m de altura) asumiendo un perfil logarítmico y una rugosidad del suelo de 0.01 m.

En la Figura 5.13 se presenta la serie temporal obtenida de la intensidad máxima que es capaz de transmitir la línea eléctrica del conductor para cada una de las cuatro estaciones (CR, OT, JI y RM),

considerando un diámetro exterior del conductor de 16.45 mm y una temperatura máxima admisible en el conductor (en régimen) de 70 °C.

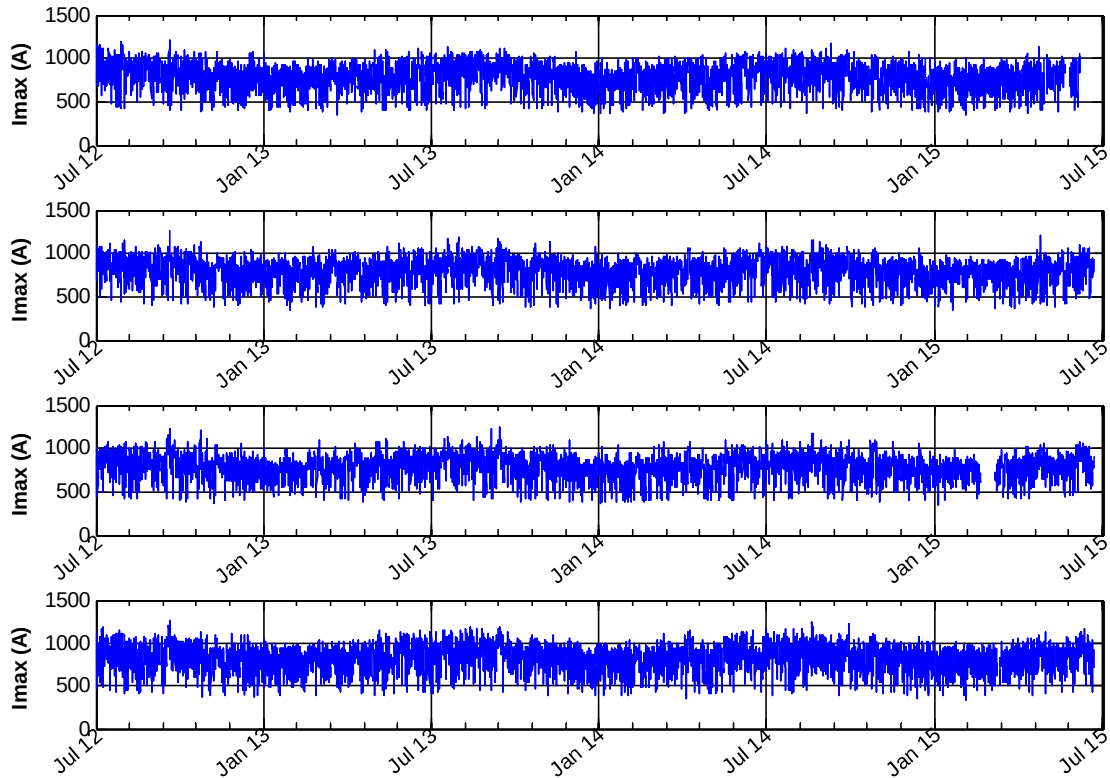


Figura 5.13: Intensidad máxima que es capaz de transmitir la línea eléctrica del conductor.

En la Figura 5.14, con el propósito de analizar la variación de la capacidad de la línea de transmisión por los efectos de ventilación y otros procesos que dependen de variables meteorológicas, se presentan los scatterplots de la intensidad máxima de la línea versus la velocidad del viento, temperatura ambiente y radiación solar para las cuatro estaciones (CR, OT, JI y RM).

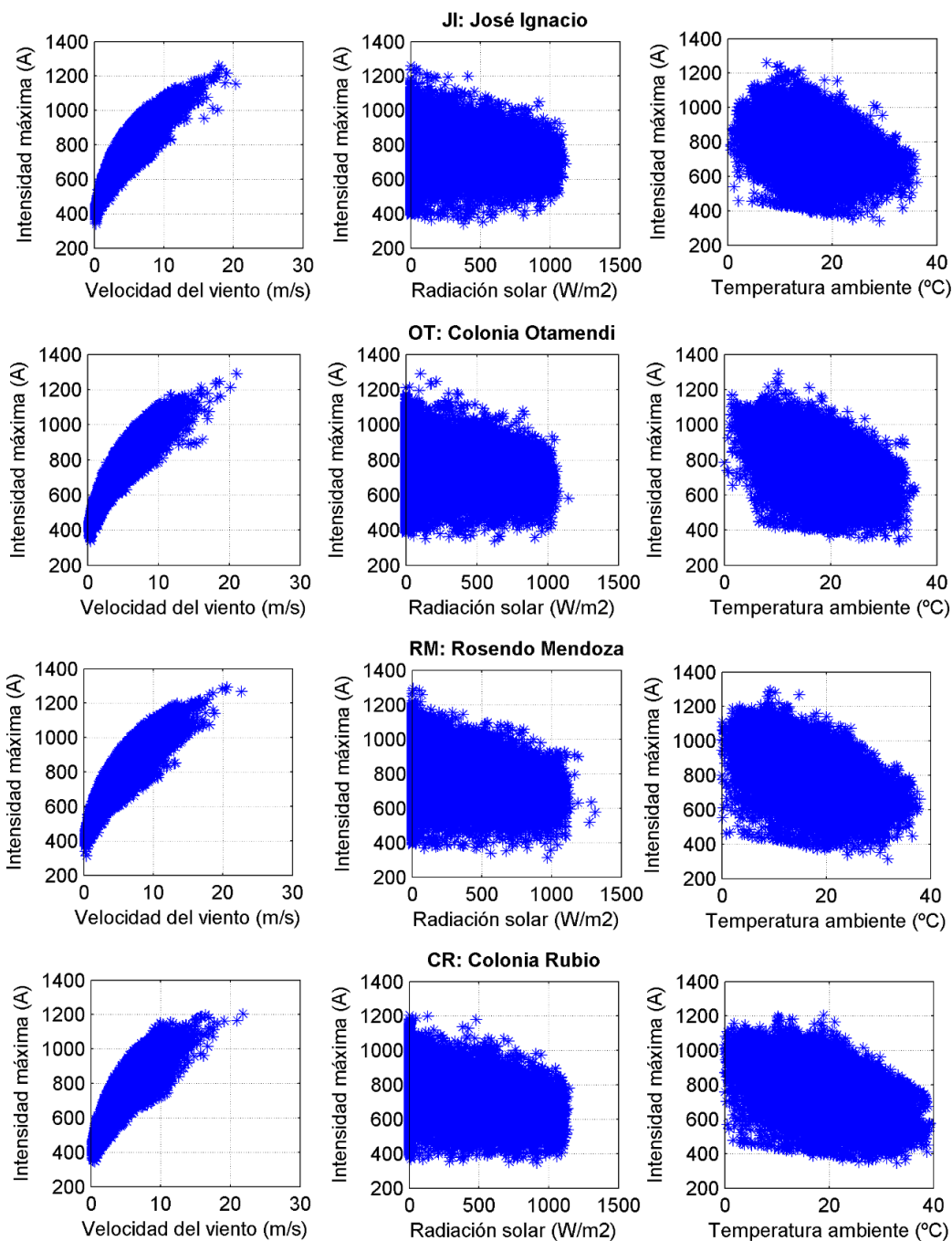


Figura 5.14: Scatterplot de la intensidad máxima de la línea versus la velocidad del viento, temperatura ambiente y radiación solar.

Se observa que, como era de esperar, a mayor velocidad del viento mayor es la capacidad de trasmisión de las líneas eléctricas; mientras que cuanto mayor es la temperatura ambiente menor es la capacidad

de las líneas (aunque la dispersión es muy amplia). Con respecto a la radiación solar, a simple vista no se distingue una relación clara.

En la Figura 5.15 se presenta el histograma de la intensidad máxima que es capaz de transmitir la línea eléctrica en cada instante para cada una de las estaciones, para dar una idea del porcentaje de tiempo en el que la capacidad de carga de la línea es superior a la intensidad de diseño (considerada de 520 A e indicada en color rojo).

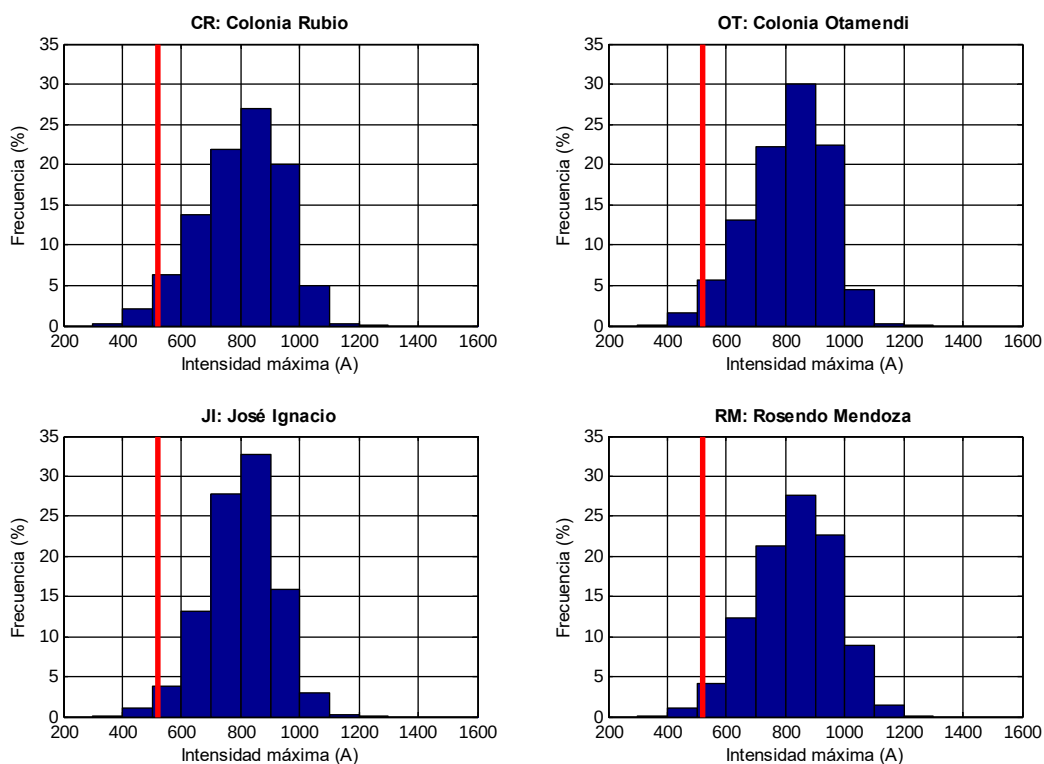


Figura 5.15: Histograma de intensidad máxima de las líneas de transmisión (en color rojo se indica la intensidad de diseño: 520 A).

Se observa que, para las cuatro estaciones, el porcentaje de tiempo en que la intensidad máxima es menor a 520 A es del orden del 2%, lo cual indica que el criterio de diseño es muy conservador y que la capacidad de carga aumenta mucho al considerar el efecto de ventilación.

Se repitieron, entonces, los análisis de la Sección 5.3 para el mix óptimo de Eólica + Solar FV pero ahora considerando el efecto de ventilación en la capacidad de la línea de transmisión. Se presentan los resultados obtenidos con los mismos gráficos comenzando nuevamente por JI.

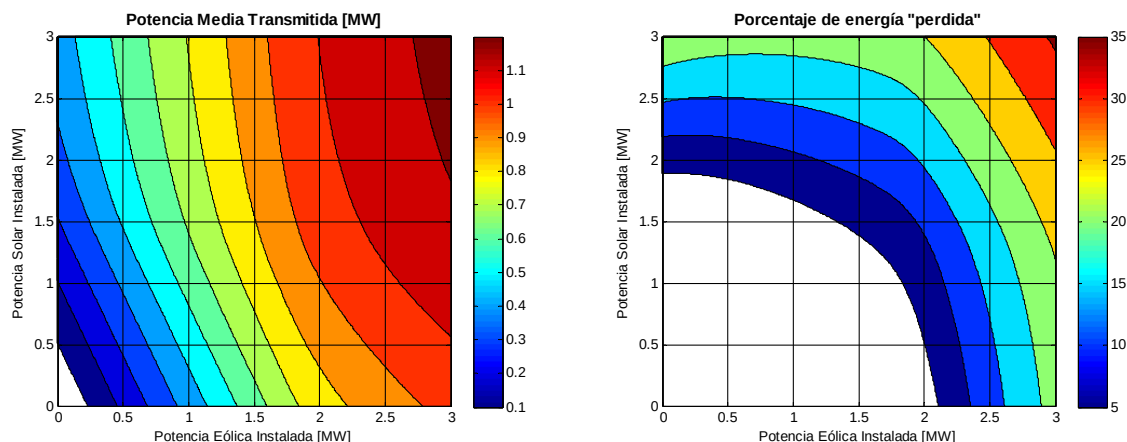


Figura 5.16: Potencia transmitida y perdida, considerando variaciones en la capacidad de la conducción del cable por efectos de ventilación, en la estación JI.

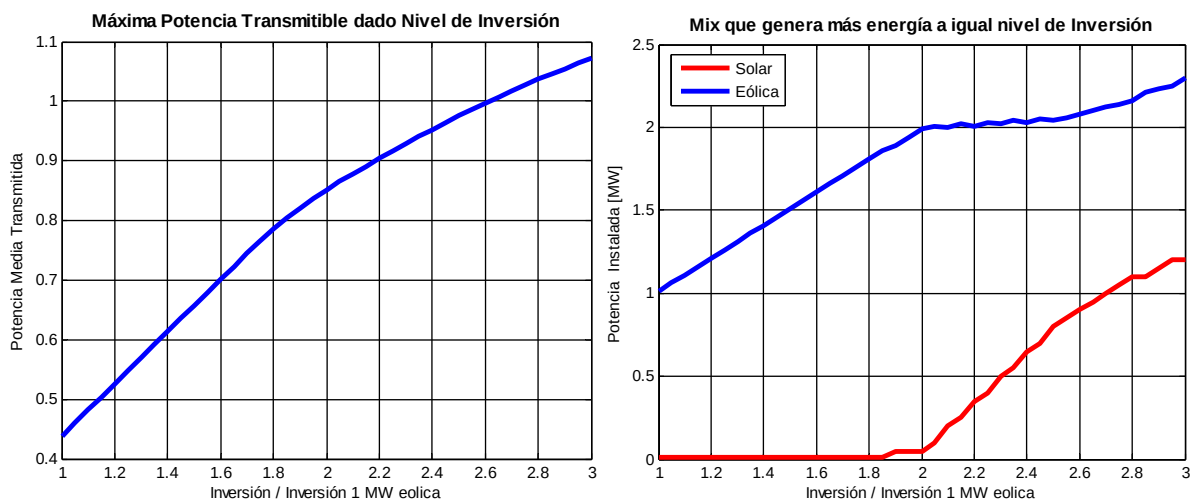


Figura 5.17: Mix óptimo a igual nivel de inversión, considerando variaciones en la capacidad de la conducción del cable por efectos de ventilación, en la estación JI.

Comparando las Figuras 5.16 y 5.17 con las Figuras 5.5 y 5.6, se llega a las siguientes conclusiones:

- La potencia máxima transmisible dado un cierto nivel de inversión crece significativamente dado la mayor capacidad de transmisión que se consideró en la línea. Para una inversión equivalente a 2 MW de eólica, se puede llegar a una potencia media de 0.85 MW (en el caso sin efecto de ventilación era 0.67 MW) con pérdidas de 3.0% en lugar de 18.4% como era el caso sin considerar dicho efecto.
- El mix óptimo se sesga hacia una mucha mayor participación de la eólica dada la alta correlación positiva que naturalmente tiene este tipo de generación con el efecto de ventilación que, como

vimos, depende fuertemente del viento. La generación solar recién comienza a participar del mix óptimo para inversiones equivalente a 1.9 MW de eólica, cuando en el caso sin ventilación ya participa del mix óptimo con inversiones de costo equivalente a 1.0 MW de eólica.

A continuación se presentan las figuras equivalentes para los restantes sitios.

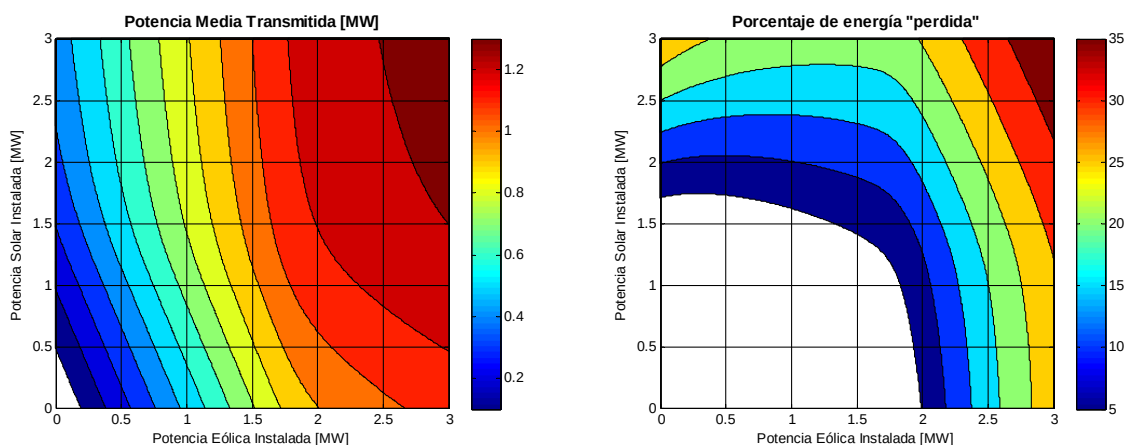


Figura 5.18: Potencia transmitida y perdida, considerando variaciones en la capacidad de la conducción del cable por efectos de ventilación, en la estación CR/SA.

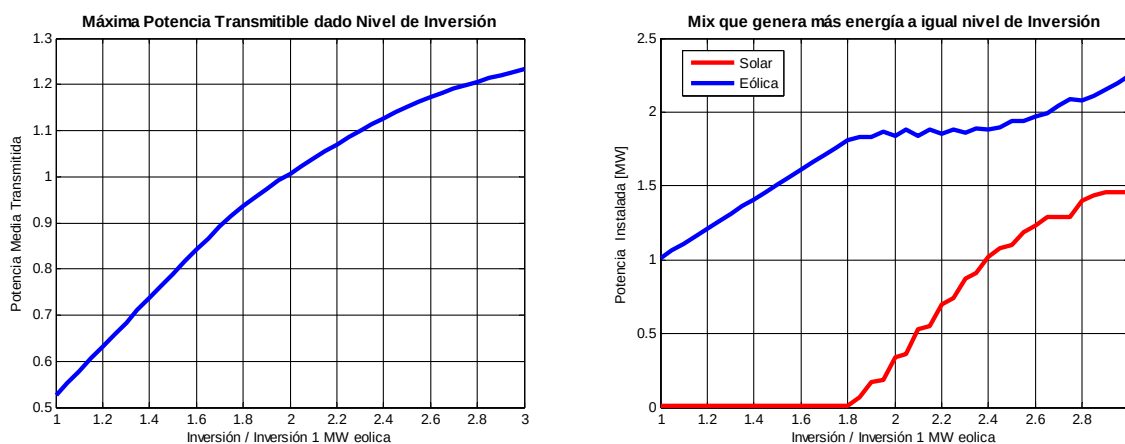


Figura 5.19: Mix óptimo a igual nivel de inversión, considerando variaciones en la capacidad de la conducción del cable por efectos de ventilación, en la estación CR/SA.

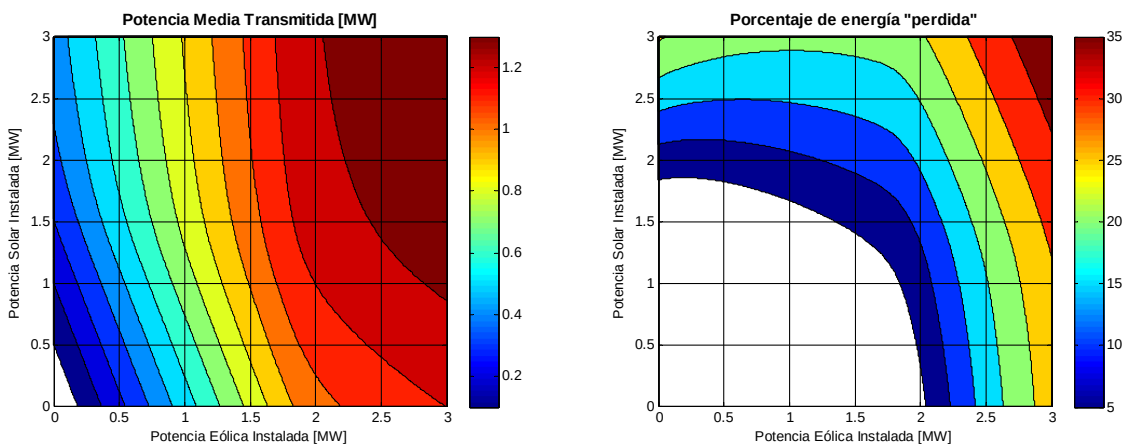


Figura 5.20: Potencia transmitida y perdida, considerando variaciones en la capacidad de la conducción del cable por efectos de ventilación, en la estación RM.

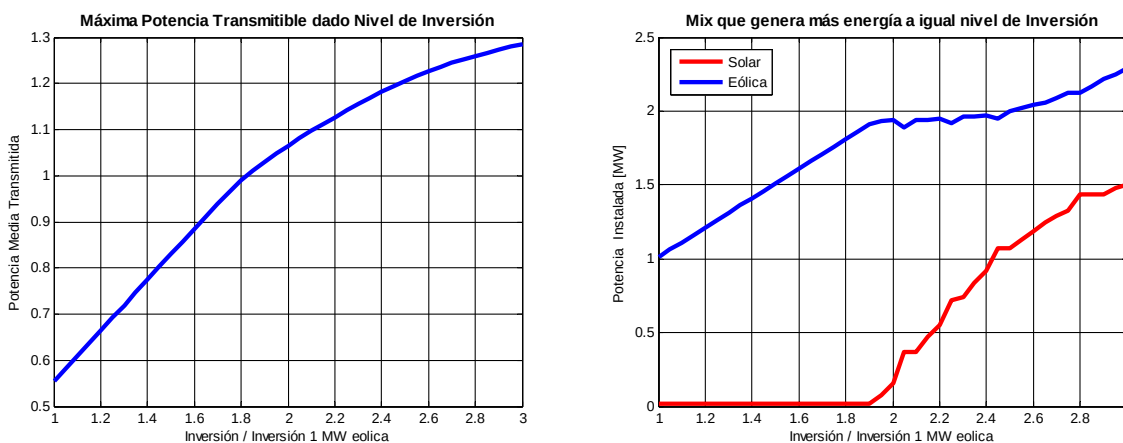


Figura 5.21: Mix óptimo a igual nivel de inversión, considerando variaciones en la capacidad de la conducción del cable por efectos de ventilación, en la estación RM.

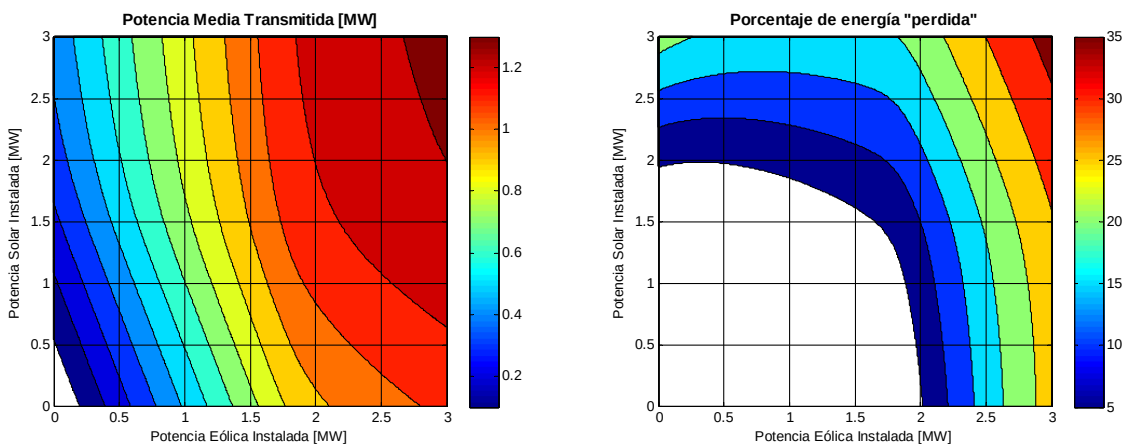


Figura 5.22: Potencia transmitida y perdida, considerando variaciones en la capacidad de la conducción del cable por efectos de ventilación, en la estación OT.

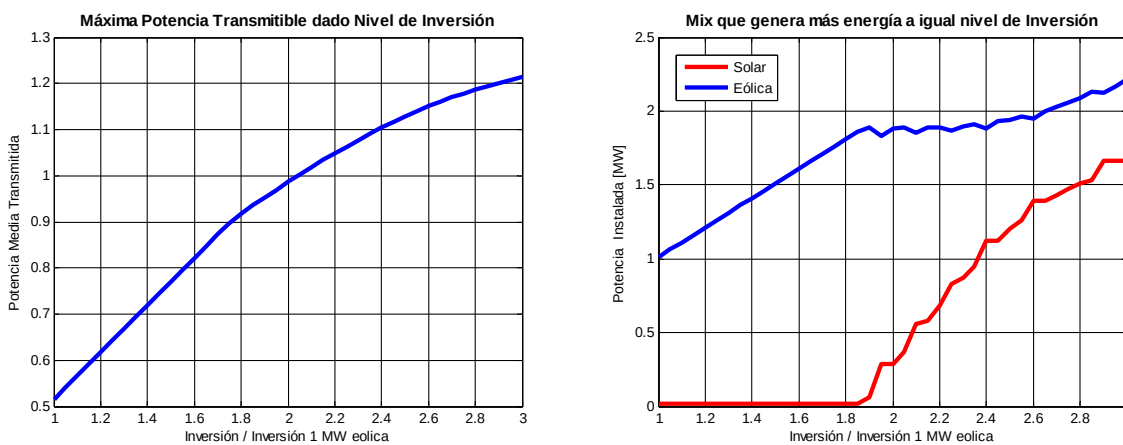


Figura 5.23: Mix óptimo a igual nivel de inversión, considerando variaciones en la capacidad de la conducción del cable por efectos de ventilación, en la estación OT.

CAPÍTULO: 6. Conclusiones y recomendaciones.

El modelo conjunto muestra una dependencia importante de la disponibilidad del recurso eólico con la temperatura y con la radiación solar.

Es notorio que a mayor radiación solar (días claros) la producción de las plantas solares es mayor y la producción de las plantas eólicas es menor en las horas del día. Esta correlación negativa, permite suponer que al ser considerada la misma tendrá un impacto sobre la planificación de la expansión de la generación. Se espera que esta complementariedad juegue a favor de incorporar más solar, aunque su precio por MWh sea todavía sustancialmente superior al de la eólica.

La misma observación respecto a que los días claros están asociados a mayor producción solar y menor producción eólica en las horas del día involucra también una dependencia importante de la Temperatura con la producción eólica y solar. En los días de mayor producción solar, necesariamente la temperatura durante el día sube más rápidamente y a valores mayores que durante los días nublados. Esta variación de la temperatura implica en verano un mayor uso de los equipos de aire-acondicionado y por tanto existe una dependencia importante con la demanda eléctrica. Se recomienda por tanto incorporar al modelado la dependencia de la Demanda eléctrica con la temperatura integrando así los desarrollos de otros especialistas que sobre el tema existen a nivel Nacional.

El resultado de la sección 4.5 muestra que el Modelo Acoplado agrega información a los efectos de la planificación de largo plazo del sistema de generación, pero es solo una primer aproximación y se recomienda continuar este trabajo realizando la Planificación Óptima de la Expansión con ambos modelos.

Otro aspecto a considerar para futuros estudios es la complementariedad entre la Demanda del sistema y la Temperatura. En el caso del Modelo Acoplado, se implementó una salida de Temperatura, pero al no disponer por el momento de un modelo de Demanda dependiente de la temperatura implementado en la plataforma SimSEE no es posible realizar simulaciones que pueda aprovechar esta nueva característica. A nivel nacional existen grupos de investigación con resultados publicados sobre modelos de demanda con dependencia de la temperatura. Se recomienda por tanto la integración de ese conocimiento al modelado de la demanda en SimSEE a los efectos de poder utilizar toda la potencialidad del modelado de los recursos producto del presente trabajo.

En cuanto a los análisis locales muestran y cuantifican el potencial de aprovechamiento de la conexión a parques debido a la complementariedad de los recursos eólico y solar. El mix óptimo, que maximiza energía producida dado un nivel de inversión, es dominado por la eólica, pero con

participación no despreciable de la solar. Si en los estándares solicitados para la conexión se incluye el efecto de ventilación en los cables, entonces la participación de la solar en el mix óptimo disminuye debido a la natural correlación de este último con la producción de energía eólica.

CAPÍTULO: 7. Referencias.

- [1] R. Chaer, M. Gurin, E. Cornalino, M. Draper, R. Terra, G. Abal y R. Alonso., Complementariedad de las Energías Renovables en Uruguay y valorización de proyectos para el filtrado de su variabilidad., DNE_BID_INE /ENE/RG-T1886-SN5, 2014,
- [2] Gonzalo Casaravilla, Ruben Chaer, Pablo Alfaro, SimSEE : Simulador de Sistemas de Energía Eléctrica, Universidad de la República (Uruguay). Facultad de Ingeniería. Instituto de Ingeniería Eléctrica, 2008, <http://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2008/CCA08a/CCA08a.pdf>
- [3] Eliana Cornalino y Martin Draper, Análisis del Perfil Vertical de Viento en Uruguay, Setiembre de 2013, SIBER III. Montevideo., 2013,
- [4] Cataldo, Mapa eólico del Uruguay, Convenio MIEM-UdelaR, 2009, <http://www.energiiaeolica.gub.uy/index.php?page=mapa-eolico-de-uruguay>
- [5] Eliana Cornalino, Descripción del comportamiento del recurso eólico nacional para su modelado dentro del SIN, Maestría en Ingeniería de la Energía- IMFIA-FING-UDELAR, 2015,
- [6] G. Abal, M. D'Angelo, J. Cataldo, A. Gutierrez, Memoria Técnica del Mapa Solar del Uruguay, Publicación de UCUR/UDELAR 2010, 2010,
- [7] ALONSO SUÁREZ, R.; ABAL, G.; DANGELO, M., Distribución Espacial y Temporal de la Irradiación Solar en el Uruguay., Proceedings del IV Congreso Brasileiro de Energia Solar y la V Conferencia Latino-Americana de ISES, San Pablo, 2012,
- [8] DUFFIE, J.A.; BECKMAN, W.A., Solar Engineering of Thermal Processes., Wiley, 3 edition, 2006,
- [9] ALONSO SUÁREZ, R.; ABAL, G.; SIRI, R.; MUSÉ, P., Global solar irradiation assessment in Uruguay using Tarpley's model and GOES satellite images., Annals of the Solar World Congress (SWC 2011), Kassel, Germany, 2011,
- [10] ALONSO SUÁREZ, R.; ABAL, G.; SIRI, R.; MUSÉ, P., Brightness-dependent Tarpley model for global solar radiation estimation using GOES satellite images: application to Uruguay., Solar Energy 86, pp. 3205–3215, 2012,
- [11] ALONSO SUÁREZ, R.; ABAL, G.; MUSÉ, P.; SIRI, R., Satellite-derived solar irradiation map for Uruguay., Elsevier Energy Procedia 57, pp. 1237–1246. Annals of the Solar World Congress (SWC 2013), 2013,
- [12] PEREZ, R.; SEALS, R.; ZELENKA, A., Comparing satellite remote sensing and ground network measurements for the production of site/time specific irradiance data., Solar Energy 60, pp. 89–96, 1997,
- [13] ZELENKA, A.; PEREZ, R.; SEALS, R.; RENEE, D., Effective accuracy of satellite-derived hourly irradiances., Theoretical and Applied Climatology 62, pp. 199–207, 1999,
- [14] REINDL, D. T.; BECKMAN, W.A.; DUFFIE, J.A., Evaluation of hourly tilted surface radiation models, Solar Energy 45, pp. 9–17, 1990,



- [15] RUIZ-ARIAS,; H. ALSAMAMRA, J., Proposal of a regressive model for the hourly diffuse solar radiation under all sky aconditions., Energy Conversion and Management 51, pp. 881–893, 2010,
- [16] ABAL, G.; AICARDI, D.; ALONSO SUÁREZ, R.; LAGUARDA, A., Estimation of ground-level diffuse irradiation in southern latitudes., Enviado a Solar Energy Journal, en proceso de revisión., 2016,
- [17] ABAL, G.; AICARDI, D.; ALONSO SUÁREZ, R., Difuse fraction estimation is Southern latitudes., Solar World Congress (SWC 2013), Cancún, Méjico, 2013,
- [18] OROÑO, D.; ALONSO SUÁREZ, R.; CRAPUCHETTI, G.; HERMIDA, G.; PUPPO, M., Simulation of PV Power Plant's Output in Uruguay, Annals of the 4th International Workshop on Integration of Solar Power into Power Systems (SIW2014), Berlin, Alemania, 2014,
- [19] CRAPUCHETTI, G.; HERMIDA, G.; PUPPO, M. , Análisis del uso de seguidores solares en centrales fotovoltaicas., Informe final de proyecto de fin de carrera en ingeniería eléctrica tutorado por el Ing. Diego Oroño, 2013,
- [20] Ruben Chaer, Fundamentos de modelo CEGH de procesos estocásticos multivariables., IIE-Reporte Técnico SimSEE., 2011,
- [21] Eliana Cornalino, Ruben Chaer, Oscar Ferreño, Mejoras del modelado del recurso eólico de Uruguay en la plataforma SimSEE, Encuentro de Potencia, Instrumentación y Medidas, EPIM, 2010, <http://ie.fing.edu.uy/publicaciones/2010/CCF10/CCF10.pdf>
- [22] Ruben Chaer, Manual de Usuario de AnalisisSerial, 2014, Instituto de Ingeniería Eléctrica - FING - UDELAR, 2014, http://ie.fing.edu.uy/simsee/biblioteca/SimSEE_mu5_Analisserial.pdf
- [23] Enzo Coppes, Ruben Chaer, Milena Gurin Añasco, Magdalena Crisci, Alejandra De Vera, Rafael Terra, Eliana Cornalino y Federico Barreto., Modelo de energías autóctonas en SimSEE. Informe final., IIE-FING-UDELAR, FJR, ANII, 2014,