



Relevamiento de las estrategias de pronóstico del recurso solar y diagnóstico de las alternativas nacionales

R. Alonso-Suárez, A. Gutierrez, D. Aicardi, M. Caldas,
C. Porrini, G. Cazes, G. Giacosa, V. Teixeira Branco, E. de Almeida

Laboratorio de Energía Solar, FING/UdelaR
Instituto de Mecánica de los Fluidos e Ingeniería Ambiental, FING/UdelaR



Reporte Técnico final
Componente de energía solar
Proyecto FJR-ADME-CAF 001-2016
Montevideo, Mayo de 2017



**UNIVERSIDAD
DE LA REPÚBLICA
URUGUAY**

INFORME 1: setiembre de 2016.

Estado del arte en pronóstico de la energía solar y relevamiento de desarrollos nacionales.

El aprovechamiento de la energía solar como fuente de energía limpia y autóctona ha crecido significativamente a nivel global (REN, 2014). Este proceso es liderado por la tecnología fotovoltaica (PV) principalmente debido a que sus costos se han reducido sistemáticamente durante las últimas dos décadas (NREL, 2012). La Agencia Internacional de Energía (IEA) indica que la capacidad PV instalada crecerá mundialmente a un 42% anual (IEA, 2012) y que para el año 2050 la generación fotovoltaica mundial representará el 16% de la generación eléctrica total (IEA, 2014), lo que es un aumento respecto a las previsión de 11% dada en 2010 (IEA, 2010). Uruguay, un país sin reservas comprobadas de recursos energéticos tradicionales como petróleo, gas natural o carbón, no ha sido ajeno a este proceso.

El proceso de incorporación de energías renovables en la matriz eléctrica uruguaya inició fuertemente en el último quinquenio, principalmente por la incorporación de energía eólica. La incorporación de energía solar es más reciente en este proceso. En 2014 la empresa eléctrica estatal (UTE) adjudicó la instalación de 230 MW de generación PV distribuidos en el Noroeste del país. Algunas de estas plantas se encuentran ya en operación (80 MW) y otras están en proceso de incorporación a la red. La naturaleza intermitente de esta fuente de energía introduce complejidad en el proceso de despacho de la energía eléctrica y si se incorpora en grandes cantidades sin la capacidad de manejarla adecuadamente puede afectar la estabilidad de la red. Debido a la alta variabilidad del recurso solar, incorporar generación PV es en sí un desafío tecnológico. En la última hoja de ruta publicada por la IEA para la energía solar fotovoltaica se identifica a la capacidad de predicción del recurso solar como el principal cuello de botella para facilitar una mayor penetración de este tipo de energía en las redes eléctricas y como principal aspecto a profundizar su desarrollo (IEA, 2014).

Las fluctuaciones en la generación de las plantas PV son directamente proporcionales a las fluctuaciones del recurso solar. La irradiancia solar que alcanza la superficie terrestre varía de acuerdo al movimiento relativo entre la Tierra y el Sol y a los procesos de formación y movimiento de las nubes. La variación debido al movimiento del Sol es lenta y predecible, mientras que la variabilidad asociada a la nubosidad es rápida y difícil de anticipar (Kleissl et al, 2013). Esta segunda fuente de variabilidad es la que principalmente afecta el funcionamiento de las plantas PV. El recurso solar es altamente variable en cortas escalas de tiempo. Cuantificar esta variabilidad (horaria e intra-horaria) permite estimar qué fluctuaciones son esperables en la generación. Esta información permite saber qué grado de penetración puede tener esta tecnología en la matriz eléctrica y qué sistemas de contingencia se deben prever. La variabilidad y la capacidad de pronóstico del recurso solar están intrínsecamente relacionados. El desempeño de las técnicas de pronóstico es afectado por la variabilidad local del recurso. Por ejemplo, en un sitio donde el recurso presenta poca variabilidad será relativamente fácil pronosticar el recurso. Por el contrario, en un sitio con nubosidad altamente variable pronosticar el recurso no será tarea sencilla. Por tanto, para cada región se requiere cuantificar la variabilidad local y el desempeño de las distintas técnicas de pronóstico. Ambos aspectos dependen de la escala espacial y de la escala temporal a la cuál es observado el recurso.

En este informe presentamos el estado del arte en el pronóstico de la irradiación solar y la generación PV, y un relevamiento del grado de desarrollo que tienen estas técnicas en Uruguay. En la sección A se brinda una panorámica general de las metodologías existentes. En la sección B brindamos una descripción de cada metodología por separado. Se hace foco en las escalas espaciales y temporales a las cuales cada técnica presenta mejor desempeño. En la sección C se presenta el estado actual de desarrollo de estas técnicas en Uruguay. Estos desarrollos son realizados en colaboración por grupos de investigación de la Universidad de la República (UdelaR, Uruguay). Además de mantener líneas de investigación en las técnicas propiamente dichas, estos grupos han construido infraestructura para brindar estos pronósticos operativamente, en forma regular y estable, con productos que están al estado del arte del desarrollo en Uruguay y en el mundo. Finalmente, en la sección D, se presenta un resumen del trabajo en curso y las perspectivas a corto plazo en lo que refiere al pronóstico y a cuantificar la variabilidad del recurso solar en Uruguay.

A. Aspectos generales asociados a la predicción de la Energía Solar:

Los distintos horizontes de predicción tienen diferente utilidad para la operación de una red eléctrica. El pronóstico de 15 minutos hasta 2 horas permite anticipar rápidos decrecimientos o crecimientos en la generación. Este fenómeno es denominado como “rampas de generación”. Los sistemas eléctricos usualmente tienen una rampa máxima de generación (de crecimiento o decrecimiento) que pueden soportar. En algunos países con mercados eléctricos distintos a Uruguay (EEUU y Alemania, por ejemplo) a las plantas PV se les limita las rampas que pueden generar. Esto usualmente es responsabilidad del generador que debe incorporar lógica de control para este fenómeno y técnicas para pronosticar la variabilidad al corto plazo y muy corto plazo. El pronóstico de 1 hora a 6 horas es útil para la planificación horaria (intra-día) del despacho de la energía y, por ejemplo, se puede integrar a sistemas de seguimiento de carga. Es de utilidad en la operación diaria del sistema y cómo mínimo requiere actualizaciones cada 6 horas. La predicción con horizontes de hasta 3 días en adelante se puede utilizar para la planificación diaria de los equipos de generación (unit commitment). Finalmente, el pronóstico a más de 3 días (1 o más semanas, por ejemplo) es de utilidad en la planificación semanal de la operación.

El pronóstico en la generación PV se construye a partir de una predicción de la irradiación solar. Para convertir la irradiación solar pronosticada en generación PV se subdivide el proceso en tres etapas: (i) la predicción de la irradiación global en plano horizontal (GHI, Global Horizontal Irradiation), (ii) el pasaje de la irradiación a global en plano inclinado (GTI, Global Tilted Irradiation) y (iii) la estimación de la generación utilizando un modelo de planta PV. Cada etapa de este proceso introduce incertidumbre en el pronóstico final. Esta cadena de pronóstico se presenta en forma gráfica en la Figura 1. Las primeras dos etapas son inherentes al recurso solar disponible y se puede cuantificar independientemente de la tecnología PV. Para la última etapa se requiere conocer las características de la planta PV para la cual se quiere pronosticar. Modelar la salida de una planta PV a partir de su especificación exacta (cantidad de paneles y su conexión, modelos de inversores, transformadores, pérdidas ohmicas, pérdidas por temperatura, etc.) requiere un modelo de planta complejo. Para saldar esta limitación es usual utilizar un modelo de planta PV genérico, que contemple la mayor cantidad de aspectos de la planta, y luego pos-procesar la salida con los

datos de generación reales de la planta PV. Este proceso oficia como ajuste tecnológico y mejora el desempeño del pronóstico. Luego del proceso de ajuste a los datos de generación gran parte de la incerteza debido al modelo de planta es eliminada. La incerteza en el pronóstico de la GHI y su pasaje a plano inclinado es la que domina en el problema y por ello es la principal fuente de incertidumbre que interesa cuantificar.

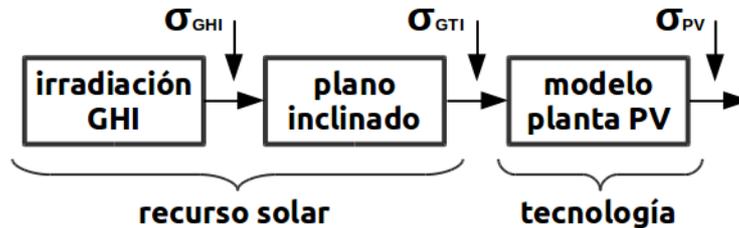


Figura 1: cadena de predicción para la generación PV.

Para pronosticar la irradiancia GHI existen distintas técnicas. El objetivo es anticipar las fluctuaciones del recurso causadas por la nubosidad, y su desempeño depende de qué tan bien puedan predecir la nubosidad al horizonte temporal y la escala espacial bajo consideración. Existen 4 grandes grupos de técnicas de predicción del recurso solar (Diagne et al, 2013; Kleissl et al, 2013): (i) predicción basada en modelos numéricos de atmósfera (NWP, Numerical Weather Prediction), (ii) predicción en base a imágenes de satélite (nowcasting satelital), (iii) predicción en base a imágenes de cámaras colocadas en Tierra (nowcasting por cámaras todo-cielo) y (iv) predicción en base al análisis de series meteorológicas adquiridas en Tierra. En forma general, los enfoques basados en el análisis de series temporales y cámaras de cielo son preferidos para horizontes temporales de muy corto plazo (hasta 30 minutos) y escalas espaciales chicas. Los modelos basados en imágenes de satélite se pueden aplicar para el pronóstico entre 30 minutos y 6 horas, y en general son preferidos para ese intervalo de pronóstico. Los modelos NWP pueden ser aplicados desde escalas intra-hora a varios días en adelante. Los NWP son, de hecho, la única técnica posible para todas las escalas temporales mayores a 6 horas. Corresponde mencionar a la persistencia del recurso como caso particular del pronóstico basado en series temporales en Tierra. La persistencia aplicada a la irradiación solar se basa en asumir que las condiciones de nubosidad se mantendrán constantes respecto al paso temporal anterior. Si las condiciones de cielo despejado persisten a lo largo de varios pasos temporales esta técnica de pronóstico funciona de forma perfecta. Por el contrario, en condiciones de nubosidad, que es la principal causa de variabilidad y lo que justamente se busca pronosticar, la técnica presenta un pobre desempeño. Debido a que es la forma más sencilla de intentar pronosticar, usualmente es utilizada como marco de referencia. En otras palabras, una técnica de pronóstico es útil en la medida que su incerteza sea menor que la incerteza de un pronóstico basado en la persistencia.

Debido a que la generación PV se distribuye en una región, es de interés conocer el desempeño de la predicción no sólo a escala local sino también a escala regional. El pronóstico a escala regional es la predicción para un conjunto de plantas PV distribuidas geográficamente. Los indicadores regionales son más representativo de la situación real para el despacho de la energía debido a que, si la generación está distribuida en una región, la variabilidad en la producción PV se ve atenuada (Pérez et al, 2016, 2012, 2011; Kleissl et al, 2013; Hoff y Pérez, 2010, 2012). El diagnóstico local y regional permite decidir qué técnicas son preferidas en cada situación y buscar formas adecuadas de combinar las técnicas en un único sistema de pronóstico.

En los últimos años se ha dedicado considerable esfuerzo a decidir qué técnica de pronóstico reporta menor incertidumbre en las diferentes escalas temporales y espaciales (Heinemann et al, 2006; Perez et al, 2010a; Lorenz y Heinemann, 2012; Kleissl et al, 2013). Para el pronóstico a 1 día o superior los NWP son la única estrategia posible. Para las escalas temporales intra-diarias y resoluciones mayores a 1 km se puede pronósticar por satélite o por NWP. Para el pronóstico a 5-6 horas en adelante los NWP en general presentan mejores resultados que la técnica basada en imágenes de satélite. En cambio, para escalas temporales menores a 5-6 horas los modelos basado en satélite presentan un mejor desempeño (Perez et al, 2010a; Kleissl et al, 2013). Estos resultados son tanto para la predicción local como para la predicción regional. A modo de ejemplo, en Kleissl et al (2013) se reporta una incertidumbre de 7% y 11% para la predicción regional a 1 y 3 horas basada en satélite, mientras que para modelos NWP se obtuvo 14% para ambos horizontes. Para mayor resolución espacial las únicas técnicas disponibles son las basadas en cámaras de cielo o medidas adquiridas en Tierra (Diagne et al, 2013). Una escala espacial menor permite detectar variaciones temporales menores, por lo que estas técnicas son las más apropiadas para la predicción a muy corto plazo (menor a 30 minutos). En la Figura 2 se resume en qué regiones espacio-temporales pueden generar estimaciones cada una de las 3 principales técnicas de pronóstico.

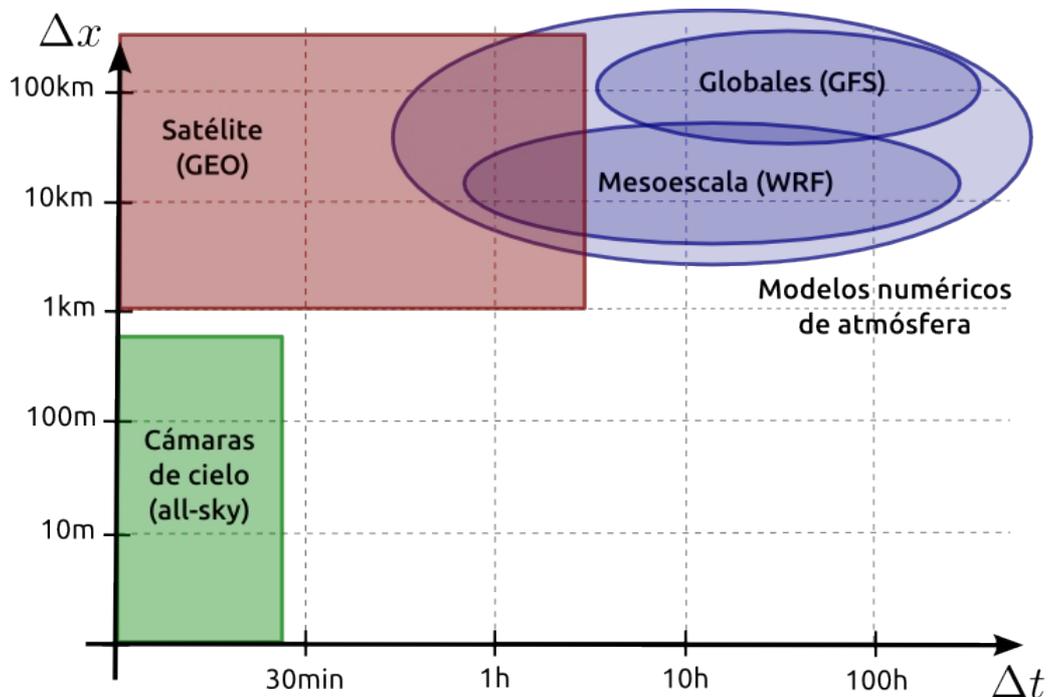


Figura 2: escalas temporales y espaciales donde las diferentes técnicas de pronóstico son aplicables. Esta imagen está inspirada en el trabajo de Diagne et al (2013).

En última instancia, un sistema completo de pronóstico del recurso solar deberá integrar todas estas técnicas para poder cubrir de forma aceptable todos los horizontes temporales y resoluciones espaciales relevantes. Un ejemplo de un sistema híbrido que combina redes neurales, cámaras de cielo e imágenes de satélite se puede encontrar en (Marquez et al, 2013). En Kleissl et al (2013) se recomienda el siguiente esquema de predicción: utilizar métodos basados en cámaras de cielo o medidas en Tierra para predicción intra-horaria, utilizar modelos satelitales para el pronóstico a 1-5 horas, y modelos NWP para mayores escalas temporales, en particular, para pronóstico a 1-3 días en adelante. Esta configuración es también la utilizada por empresas internacionales que comercializan pronósticos del recurso solar.

B. Técnicas de predicción de la irradiación solar:

En esta sección describimos el estado del arte cada técnica de pronóstico de la irradiación solar. La sección está organizada en tres subsecciones donde se discuten respectivamente los modelos numéricos de atmósfera, el nowcasting satelital y las cámaras del cielo.

B.1: Modelos numéricos de atmósfera

El objetivo de los modelos numéricos de atmósfera (NWP) es predecir el tiempo y el clima. Estos modelos simulan los procesos físicos que ocurren en el sistema climático mediante la resolución de ecuaciones matemáticas complejas que modelan los procesos de mecánica de los fluidos (ecuaciones de Navier-Stokes) y de termodinámica en la atmósfera. Las ecuaciones diferenciales involucradas son de carácter no lineal por lo que la resolución analítica exacta no es posible. Por tanto, para resolver estos sistemas de ecuaciones se emplean métodos numéricos que obtienen soluciones aproximadas. Los métodos más comunes son los de diferencias finitas en las 3 direcciones o la combinación de un método espectral en la horizontal con el método de diferencias finitas en la vertical. La resolución numérica de estas ecuaciones requiere una gran cantidad de cálculos computacionales para lo cual se necesitan muchas unidades de cómputo. Estos modelos pronostican un gran número de variables atmosféricas, entre las cuales se encuentran la temperatura, el viento, la nubosidad, la irradiancia infrarroja y la irradiancia solar, entre otras.

Las ecuaciones diferenciales de los modelos numéricos requieren de condiciones iniciales para simular la evolución futura del sistema. Para ello toman información meteorológica de diversas fuentes que es recolectada según los estándares de la Organización Mundial Meteorológica (WMO, de su sigla en inglés). Esta información proviene, por ejemplo, de medidas en barcos, aviones, radiosondeos, estaciones meteorológicas en superficie, boyas marinas e información satelital, entre otros. Este proceso de ingresar las condiciones iniciales a la simulación es denominado *asimilación* de datos, y a partir de él se construye un análisis de la situación atmosférica inicial. El pronóstico final depende fuertemente de la calidad de los datos observados que son asimilados.

Existen diferentes tipos de NWP cuya utilidad depende de la necesidad y el tipo de aplicación. La primer gran distinción es entre los modelos globales y los modelos regionales (mesoescala). Los modelos de escala global cubren la Tierra entera y la grilla sobre la que trabajan es de baja resolución espacial, entre 100 km y 15 km. El pronóstico de estos modelos alcanza hasta un horizonte temporal de 15 días. Los modelos regionales presentan varias características análogas a los modelos globales, pero abarcan regiones de menor tamaño. Trabajan sobre una grilla de mayor resolución y su horizonte temporal es de menos días hacia el futuro. Debido a los altos costos computacionales que presentan este tipo de modelos, en general se corren operacionalmente hasta 120 horas en adelante. La salida de los modelos globales es utilizada como condición de borde para los modelos regionales y se re-utiliza la estructura inicial de la simulación.

En el caso de la predicción de irradiancia solar, el pronóstico de los NWP es de carácter probabilístico ya que los modelos numéricos estiman probabilidad de formación de nubes. No son capaces de predecir en forma determinista la posición y extensión de las nubes individuales, o los campos de nubes que afectan el recurso solar en un lugar determinado (Pérez, 2010a). Además, el cómputo asociado a la predicción de irradiancia solar es una de las partes más complejas y de

mayor costo computacional de los NWP. Estos procesos son fundamentales porque conectan, directa e indirectamente, todos los procesos físicos de la dinámica del modelo, y regulan en promedio los intercambios y transformaciones de energía entre la superficie terrestre y la atmósfera. Los modelos consideran como única fuente de energía la radiación de onda corta del Sol y consideran los procesos de absorción, reflexión y scattering en la atmósfera y en la superficie. En consecuencia, la radiación simulada está relacionada a la predicción de la distribución de vapor de agua y nubes, como también del dióxido de carbono y ozono (Skamarock, 2008).

La NOAA/EEUU (National Ocean and Atmospheric Administration) disponibiliza las salidas del modelo global GFS (Global Forecast System). Este modelo global es desarrollado por el NCEP/NOAA (National Centers for Environmental Prediction). Sus productos son actualizados cada 6 horas y ofrecen decenas de variables de atmósfera. La resolución horizontal de este modelo alcanza hasta los 28 km y su escala temporal es de 3 horas. El GFS es un modelo acoplado compuesto por 4 modelos separados: un modelo de atmósfera, un modelo de océano, un modelo de superficie/Tierra y un modelo de hielo marino. Los datos se encuentran públicamente accesible en los servidores de la NOAA y se pueden utilizar para alimentar modelos regionales.

El WRF (Weather Research and Forecasting Model) es un modelo numérico mesoescala, no hidrostático, euleriano y compresible, desarrollado por la comunidad científica del campo de las ciencias de la atmósfera. El modelo es de código libre y además de utilizarse para investigación, se puede utilizar como pronóstico operativo para diversas aplicaciones. El modelo original fue desarrollado por el NCAR (National Center for Atmospheric Research), que es un centro nacional de investigación en ciencias de la atmósfera que depende del gobierno de los EEUU. Existe una gran comunidad científica de usuarios que aportan al desarrollo del modelo. Una descripción completa del WRF se encuentra en Skamarock (2008).

La configuración de utilizar el modelo de mesoescala WRF junto con el modelo global GFS es la que se utiliza actualmente en la Facultad de Ingeniería (FING) de la UdelaR para dar pronósticos operativos de energía solar y eólica. Un estudio reciente del funcionamiento de este sistema para el pronóstico de energía solar se presenta en la subsección C.1.

B.2: Pronóstico por satélite

La forma moderna de estimar el recurso solar es a partir de imágenes de satélite. Los satélites para la observación de la Tierra se dividen en dos grandes grupos: los geoestacionarios y los de órbita baja (polares o heliosincrónicos). Los satélites de órbita baja, debido a su cercanía a la Tierra, generan imágenes de alta resolución espacial que pueden alcanzar una resolución algunos metros. Como contrapartida, presentan una baja resolución temporal de una o dos imágenes por día. Estas imágenes no pueden ser utilizadas (por sí solas) para estimar una variable de rápida variación como la irradiancia solar. Los satélites meteorológicos geoestacionarios generan imágenes con una cadencia temporal de más de una imagen por hora. Estos satélites conforman el Sistema Global de Observación de la Tierra de la WMO y se encuentran dispuestos de forma tal que su imagenología cubre todo el globo. La resolución nominal de las imágenes es de 1 km y, para el hemisferio Norte, se disponen con cadencia de 15 minutos. Para Sudamérica, el satélite GOES-East (administrado por la NOAA/EEUU) genera imágenes con una cadencia de 30 minutos. Esta información tiene la cadencia temporal adecuada para cuantificar la nubosidad a escala horaria o sub-horaria y a partir

de ella estimar el recurso solar. En la Figura 3 se presenta en forma esquemática la forma de generar estimaciones horarias de la irradiación solar a partir de imágenes de satélite. A partir de un histórico de información satelital se puede conocer la irradiación hora a hora para cualquier punto del territorio y estadística de varios años. Por ejemplo, con imágenes desde el enero de 2000 a la fecha se pueden generar series temporales horarias de irradiación solar de más de 16 años de duración.

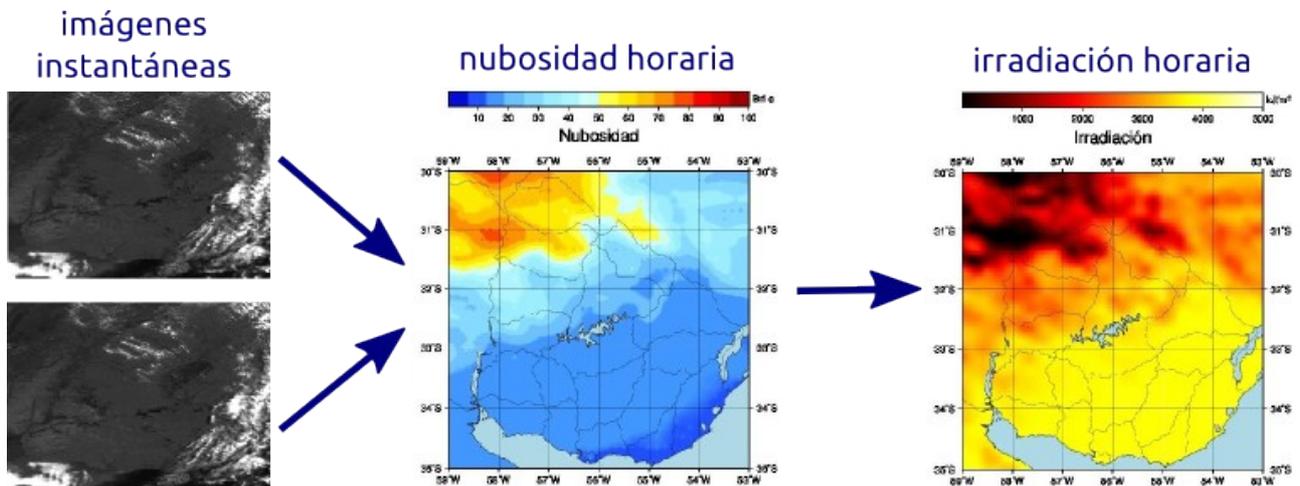


Figura 3: cadena para estimar irradiación sola horaria a partir de imágenes de satélite.

Para transformar una imagen de satélite en una estimación del recurso solar se debe utilizar un modelo. Los datos en Tierra son fundamentales para ajustar estos modelos y validar su funcionamiento. En los trabajos de R. Perez et al (1994, 1997) y A. Zelenka et al (1992, 1999) se comparó el desempeño de los modelos satelitales en comparación a la interpolación de medidas adquiridas en Tierra. Se encontró que incluso modelos satelitales sencillos presentaban menor incerteza en el estimado horario que la interpolación de datos de estaciones vecinas para distancias típicas entre estaciones mayores a 35 km. Esta distancia característica aumenta a 50 km si se realiza la comparación a escala diaria. Esto quiere decir que una red de medida que tenga las mismas prestaciones a escala horaria que el estimativo satelital tiene que tener una densidad de sensores de 1 cada 35 km. Construir una red de estas características es inviable por el costo de instalación y mantenimiento. Además, en los últimos 20 años tanto las capacidades de los satélites como el desempeño de los modelos satelitales han mejorado sensiblemente, con lo cual para las capacidades actuales estas distancias son aún menores. En la actualidad típicamente los modelos satelitales para la caracterización de GHI presentan incertezas a escala horaria entre 10 y 15 % y a escala diaria entre 6 y 9 %. Esta baja incerteza permite plantearse el pronóstico de la GHI por satélite.

La parte fundamental del proceso de predicción basado en satélite es lograr pronosticar las próximas imágenes a partir de la secuencia de imágenes anteriores. Existen técnicas conocidas de CMF (Cloud Motion Field) que buscan estimar el campo de velocidades del movimiento nuboso y, a partir de él, estimar la ubicación futura de la nubosidad. Si la ubicación futura (las imágenes futuras) son adecuadamente pronosticadas es posible utilizar un modelo satelital para estimar el recurso solar futuro a partir de ellas. En la Figura 4 se muestra un ejemplo de la cadena de pronóstico del recurso solar basado en imágenes de satélite. El pronóstico de la próxima imagen presenta un buen desempeño hasta 5-6 horas, razón por la cuál esta técnica de pronóstico se utiliza para los horizontes de pronóstico menores a 6 horas.

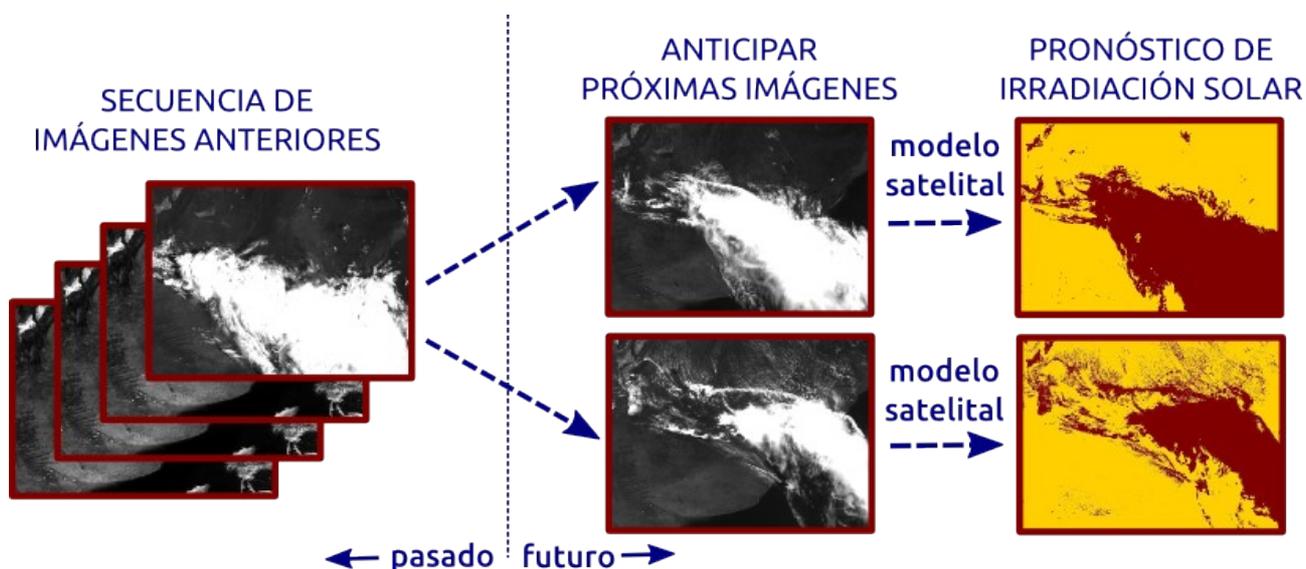


Figura 4: cadena para estimar irradiación sola horaria a partir de imágenes de satélite.

El problema de estimar las próximas imágenes es complejo debido a que las nubes no sólo se trasladan en el espacio, sino que también cambian su forma, se generan y se extinguen. Los bordes de las nubes usualmente no están perfectamente definidos por lo que en general es requerido suavizar espacialmente (regularizar) una primera estimación del campo de velocidades. No obstante existen propuestas exitosas que se utilizan en sistemas comerciales que pronostican irradiancia solar. Por ejemplo, la metodología explicada en Lorenz et al (2004, 2007) es utilizada operativamente en EEUU y en Europa para la predicción a corto plazo de la irradiancia solar y la generación PV (Kleissl et al, 2013).

Las primeras propuestas para estimar campos de velocidad en imágenes de satélite datan de la época de los primeros satélites meteorológicos (Fujita, 1969; Leese, 1970). No fue hasta la década del 90 en que este enfoque se empieza a utilizar para el pronóstico de generación PV (Kaifel and Jesemann, 1992; Beyer et al, 1994; Cote and Tatnall, 1995; Bannerh et al, 1996; Hammer et al, 1999). En Hammer et al (2001) se comparó el modelo satelital de predicción basado en CMF desarrollado en Hammer et al (1999) con un modelo satelital basado en redes neuronales y se concluyó que el modelo CMF reportaba una mejora de 5 puntos porcentuales en la estimación de la próxima imagen.

En la actualidad, esencialmente existen dos tipos de técnicas CMF para pronosticar las próximas imágenes y la irradiancia solar: (I) las técnicas basadas en correlación y (II) las técnicas basadas en flujo óptico.

El ejemplo más relevante de técnica tipo (I) es la desarrollada por Lorenz et al (2004, 2007). El campo de velocidades es estimado solamente a partir de la imagen actual y la imagen anterior (2 imágenes en total). Para cada pixel objetivo de la imagen anterior se determina un vector velocidad buscando celdas vecinas con información similar en la imagen actual. Se toma una celda de $\sim 100 \times 100$ km en torno a cada pixel de la imagen anterior y se la compara con celdas de igual tamaño en la imagen actual dentro de una región de búsqueda de $\sim 200 \times 200$ km. La comparación de las celdas se realiza calculando pixel a pixel la diferencia cuadrática media de nubosidad entre la celda objetivo y las celdas vecinas de la región de búsqueda. Se elige la celda con la cual la diferencia haya sido menor. Debido a esto, esta técnica esencialmente compara las texturas de las celdas. A partir de la distancia entre ambas celdas se le asigna al pixel objetivo el vector velocidad

correspondiente a la traslación. El tamaño de la celda y la región de búsqueda (extensión donde se buscan las celdas vecinas) deben ser adaptados a la velocidad y variabilidad de la nubosidad local. Este método presenta, en comparación con otros métodos más complejos, un buen desempeño en términos de incertidumbre y tiempos de procesamiento. En Perez et al (2010b) se reportan incertidumbres que van desde 16% a 33% para la predicción a 1 hora y desde 23% a 47% para la predicción a 5 horas, dependiendo de la variabilidad del recurso en cada sitio de medida. En Kleissl et al (2013) se indica que la incertidumbre de la predicción regional basada en esta técnica es de 7% y 11% para la predicción a 1 hora y 3 horas respectivamente, evaluada para sitios en Alemania.

Las técnicas tipo (II) son propias del área de procesamiento de señales y se utilizan comúnmente en aplicaciones de procesamiento o compresión de video. No obstante, su aplicación a imágenes de satélite es relativamente reciente. En Peng et al (2013) y Cros et al (2014) se aplican técnicas de este tipo para estimar los CMF. En el primero se utilizan algoritmos de flujo óptico y en el segundo algoritmos de correlación de fase.

En particular, en Peng et al (2013) se aplica la técnica de flujo óptico a imágenes GOES (satélite que genera imágenes para Sudamérica) con buenos resultados. La estimación por flujo óptico en su versión más básica asume dos hipótesis sobre la secuencia de imágenes: (a) que los puntos cercanos tienen velocidades parecidas y (b) que una celda al desplazarse no deforma sustancialmente su contenido. Estas hipótesis usualmente no son cumplidas por secuencias de imágenes reales (ya sean de satélite o cualquier otra) por lo que la técnica básica ha sido objeto de sucesivos mejoramientos a lo largo del tiempo que robustecen la estimación (Horn and Schunck, 1981; Lukas and Kanade, 1981; Black and Anandan, 1996). En la técnica básica los valores del campo de velocidades $v = (v_x, v_y)$ son estimados minimizando la siguiente diferencia:

$$\Delta = I(z + \vec{v}) - I(z).$$

Si se linealiza el sistema y se utiliza la norma Euclídea el problema de minimización es simple y es resoluble pixel a pixel a través de una regresión múltiple. En la formulación básica las velocidades v_x y v_y se asumen constantes dentro de la celda que contiene al pixel objetivo. En Lucas and Kanade (1981) se retira esa hipótesis permitiendo a v_x y v_y respetar un modelo lineal dentro de la celda. En Horn and Schunck (1981) se agregan términos de regularidad espacial en la solución. Se puede variar la regularidad de la solución modificando el peso que se le asigna a estos términos. Ninguno de estos dos enfoques complejiza en forma significativa la forma de estimación del campo de velocidades. En Black and Anandan (1996) se utilizan normas robustas en lugar de la norma Euclídea. Estas normas tienen mayor capacidad de segregar outliers por lo que la estimación es menos sensible a los píxeles que no respetan las hipótesis base de la técnica. Como contrapartida, su aplicación introduce complejidad en el problema y su solución se debe buscar en forma iterativa partiendo de una semilla. Es común utilizar como semilla la estimación por alguna de las estimaciones descritas anteriormente.

Estos refinamientos tienen especial aplicación a la predicción de próximas imágenes por satélite. En particular, la regularidad espacial es un aspecto fundamental de la solución buscada. En Perez et al (2010b), Lorenz et al (2007) y Peng et al (2013) se aplican pos-procesos a la primera estimación para regularizarla. La formulación robusta de permite distinguir mejor la transición entre movimientos y es de particular interés en las situaciones donde dos nubes a distintas alturas se cruzan en la imagen. No todas las posibilidades que ofrecen las técnicas de flujo óptico han sido

exploradas para este problema. En la sección C.2. se presentan algunos resultados actuales del Laboratorio de Energía Solar en el uso de técnicas de pronóstico basadas en algoritmos de procesamiento de señales al estado del arte.

B.3: Cámaras todo-cielo

El diseño de sistemas de pronóstico del recurso solar a muy corto plazo (sub-horario) y a nivel local (resoluciones sub-kilométricas) presenta desafíos que no pueden ser afrontados adecuadamente a partir de técnicas de pronóstico aplicadas a resoluciones temporales o espaciales mayores. Para horizontes temporales de hasta ~30 minutos la técnica de pronóstico que ha emergido en los últimos 10 años es la que se basa en la utilización de cámaras todo-cielo (all-sky). El nombre que se le da a esta familia de dispositivos obedece al hecho que en una sola imagen capturada se obtiene un campo visual de 180° (FOV, por su sigla en inglés). Estos sistemas constan normalmente de una lente gran angular (u ojo de pez) y una cámara digital, ambos ubicados dentro de un recinto estanco (ver Figura 5). En general cuentan con sistemas de calentamiento activo para evitar la formación de rocío sobre el domo protector del sistema óptico y, ocasionalmente, cuentan con ocultadores del Sol utilizados para evitar la saturación de la imagen en la región del cielo donde se encuentra el disco solar (zona circumsolar). La frecuencia de adquisición de imágenes con estos sistemas varía entre 30 segundos y 1 minuto dependiendo de la complejidad de los algoritmos de procesamiento de imágenes involucrados. A su vez, las imágenes de alta definición que son adquiridas por el sistema tienen resoluciones espaciales que son inalcanzables mediante imágenes satelitales u otras técnicas de pronóstico.



Figura 5: ejemplo de un sistema de cámara todo-cielo.

A modo de ejemplo, a la izquierda de la Figura 6 se muestra una imagen todo-cielo. Estas imágenes tienen una resolución de 1920 x 1280 píxeles. Asumiendo una altura de base de nubes de 1000 metros (valor típico para este tipo de nubes) se pueden proyectar la cobertura nubosa a esa

altura y obtener una estimación de la extensión real de las nubes (en metros). A través de este proceso de proyección se deshace la deformación introducida por el sistema óptico. La correspondiente imagen proyectada se muestra a la derecha de la Figura 6. Como se aprecia a simple vista la extensión real de estas nubes es bastante menor que la máxima resolución alcanzada por la capacidad actual de los satélites geoestacionarios u otras herramientas de pronóstico. Por otro lado, las fluctuaciones de corta duración del recurso solar resultan prácticamente imposibles de predecir con otra técnica que no utilice cámaras todo-cielo. Un ejemplo de estas fluctuaciones de corta duración se muestra en la Figura 7. Allí se grafica para el 21 de mayo de 2016 el cociente entre la irradiancia global horizontal a escala minucial con la correspondiente irradiancia de cielo despejado calculada por un modelo de cielo claro especialmente ajustado a las medidas. Se pueden apreciar descensos de hasta un 60% en la irradiancia solar con respecto al valor de cielo despejado.

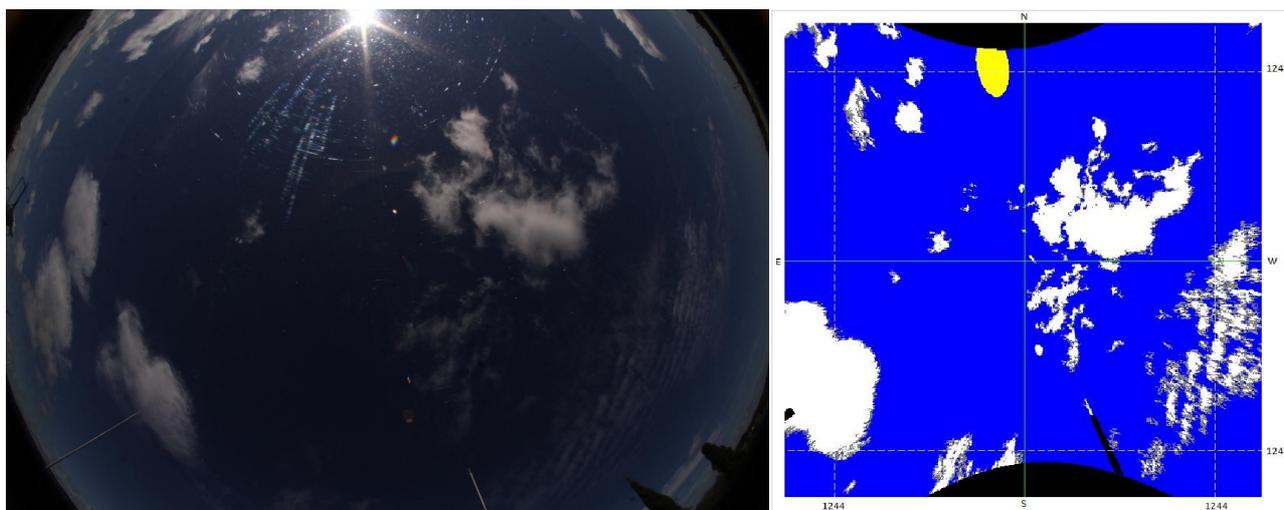


Figura 6. A la izquierda: imagen todo cielo (resolución original 1920 x 1280 píxeles). A la derecha: proyección a una altura de base de nubes de 1000 m (los valores indicados están expresados en metros).

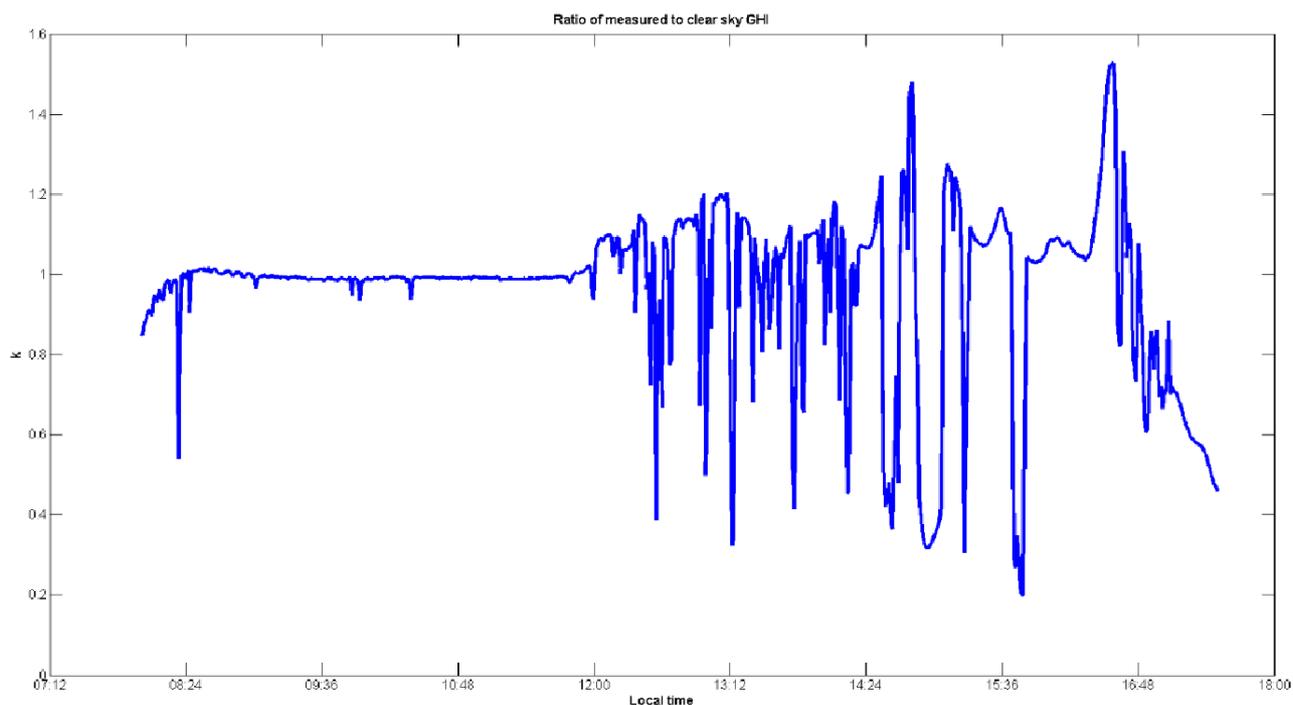


Figura 7: cociente entre la medida de GHI registrada en Tierra y el valor de cielo claro calculado a través de un modelo de cielo claro. Día 21/05/2016. Datos medidos por el LES/UdelaR.

La relevancia del estudio de estos fenómenos de corto plazo radica en que ocurren en lapsos temporales pequeños y su efecto se traduce directamente a la generación eléctrica de plantas PV. Para afrontar este problema, el desarrollo de este tipo de sistemas ha iniciado hace relativamente poco tiempo. A escala mundial existen distintos modelos de predicción basados en cámaras de cielo que permiten anticipar las fluctuaciones del recurso solar. Algunos de estos sistemas se venden comercialmente a un alto costo.

El primer trabajo en explorar el potencial uso de cámaras todo-cielo para estudiar la variabilidad del recurso solar fue realizado por Pfister et al (2003). El análisis se realizó utilizando un año de datos de irradiancia solar medida (directa, global y difusa) y de imágenes tomadas por dos sistemas todo-cielo durante el mismo período. Al comparar los valores medios mensuales de fracción de nubosidad y los ratios de irradiancia solar medida sobre el valor correspondiente de cielo claro, se encontró una correlación negativa de ~ -0.9 . Se estudiaron los eventos de descensos de la GHI (ratios < 0.9) y los aumentos por encima del valor de cielo claro (ratios > 1.1) que los autores denominan *enhancements*. Se concluyó que en conciciones de alta fracción de nubosidad (calculada desde la imagen) en general se observan descensos importantes de la irradiancia (ratios < 0.9). En otras palabras, cuanto a mayor es la nubosidad mayor es la probabilidad de que el disco solar esté oculto por una nube. En cambio, los enhancements se debían a un pequeño cambio de la directa y un aumento significativo de la difusa. Este efecto ocurre en general cuando el disco solar está despejado de nubes y la nubosidad circundante es moderada. De todas formas, incluso estando el disco solar parcialmente oculto por nubes ópticamente delgadas que no afecten tanto la directa, se puede generar un *enhancement*. Los resultados de este trabajo se sintetizan en la Tabla 1.

FN	Descensos ($k < 0.9$)	GHI cielo claro ($0.9 < k < 1.1$)	Enhancement ($k > 1.1$)
10-20%	3%	96%	0.5%
40-60%	46%	26%	31%
80-100%	91%	5%	4%

Tabla 1: frecuencia de ocurrencia de los eventos en función de la fracción de nubosidad (Pfister et al, 2003).

Posteriormente, Chow et al (2011) emplearon un sistema todo-cielo comúnmente utilizado por la comunidad científica de ciencias de la atmósfera (el Total Sky Imager, o TSI) para anticipar la posición futura de las nubes y de la sombra generada a nivel de suelo estudiar su impacto sobre la irradiancia solar. Utilizando la altura de base de nubes obtenida mediante un ceilómetro se construye lo que los autores denominan un mapa de nubes, similar al mostrado en la Figura 6 (derecha). Posteriormente, a los efectos de determinar si para un punto del suelo el Sol está oculto o no por las nubes, se determina para cada punto la intersección del vector solar con el mapa de nubes. El estudio se realiza con distintos puntos circundantes a la ubicación del sistema todo-cielo, comparándolo con valores medidos por distintos piranómetros desplegados en el Solar Energy Testbed de la Universidad de California San Diego. En este trabajo se evalúa la estimación de la GHI actual en otro punto a partir del mapa de nubes actual. El modelo de irradiancia utilizado es de naturaleza simple: si el Sol en ese pixel está despejado se usa el valor de cielo claro y si el Sol en este pixel está oculto se reduce el valor de cielo claro al 40%. Los resultados se muestran en la Figura 8, obtenida del propio artículo.

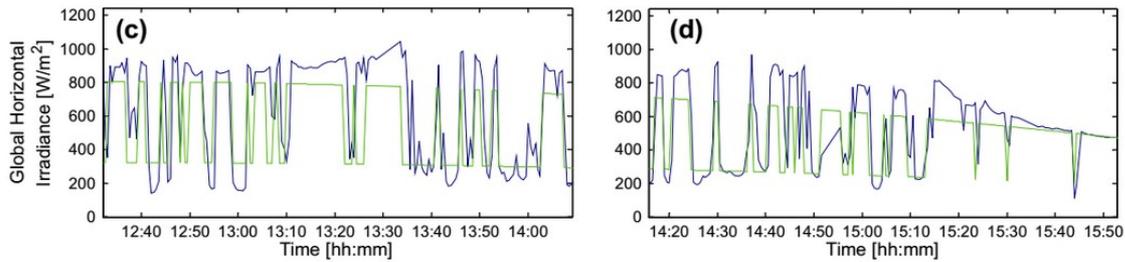


Figura 8: valores medidos de GHI en una estación a ~2km del sitio de la ubicación de la cámara todo-cielo (en azul) y valores obtenidos para la GHI a partir del mapa de nubes (en verde).

En Marquez y Coimbra (2013) se describe una metodología para realizar pronósticos infra-horarios de irradiancia directa sobre plano normal (DNI) a partir de imágenes todo-cielo adquiridas con un TSI. En este artículo se plantea como objetivo la predicción de valores promedio minutales de DNI para horizontes temporales de predicción de entre 3 y 15 minutos. La metodología planteada en este trabajo consiste en obtener el campo de velocidades de las nubes presentes en una imagen a partir de imágenes anteriores. Luego se determina el vector de desplazamiento medio y se toma sobre la imagen una serie de celdas en dirección opuesta a este vector que parten desde la posición del Sol (Figura 9). El modelo de predicción de DNI propuesto considera las fracciones de nubosidad X_i de cada celda i ($i=1 \dots 6$), y modula el valor futuro máximo de DNI (correspondiente a disco solar despejado de nubes) mediante el factor $1-X_i(t)$.

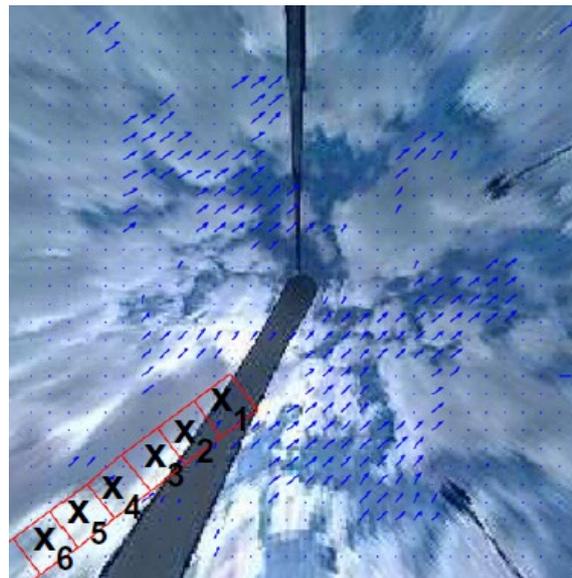


Figura 9: Imagen todo cielo proyectada, en la que se muestra la grilla rectangular de 6 celdas utilizada para el pronóstico de DNI (Fuente imagen: Marquez & Coimbra, 2013).

El desempeño general del modelo depende, para un determinado horizonte temporal de predicción, de la celda considerada. Tomando para cada horizonte temporal de predicción la celda que minimiza el error RMS del pronóstico, los autores obtienen valores de rRMS entre un 20 y un 40% menores que la persistencia. La diferencia de desempeño de un modelo de pronóstico en comparación a la persistencia es conocida en la literatura como habilidad de predicción “s” (*forecasting skill*), y se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$s = 1 - \frac{RMS_{modelo}}{RMS_{per}}$$

Este indicador expresa la ganancia del modelo comparado a un modelo de persistencia. En este trabajo el mejor desempeño del modelo se corresponde con un horizonte temporal de predicción de 5 minutos. En otros trabajos de este mismo grupo de investigación se compara este modelo predicción de DNI con un modelo similar que utiliza una red neuronal artificial (ANN, por su sigla en inglés). Las mejoras obtenidas al incorporar la red neuronal generan valores de s de 20.9 % y 22.5% para horizontes temporales de predicción de 5 y 10 minutos.

En Fu y Cheng (2013) se desarrolla un modelo de predicción basado en un modelo de regresión. A partir del estudio de 14 características de imágenes todo cielo (vinculadas a textura y brillo) se establece un modelo de regresión que realiza pronósticos de índice de claridad (k_T) a 5 y 15 minutos. A partir del índice de claridad predicho se predice el valor futuro de GHI. Para horizontes de predicción de 5 minutos se reporta un error absoluto medio (rMAE) de 22%, y para 15 minutos se reporta un rMAE de 24%.

En Yang et al (2014) se presenta un algoritmo de predicción de k_T en una determinada ubicación (cercana al punto donde se encuentra el sistema todo-cielo) a partir de datos de GHI medidos en el punto para el que se realiza el pronóstico. Con los datos de GHI de las dos horas inmediatamente anteriores al instante actual, se determinan los picos y valles en la evolución de k_T , y de esta forma se estima la profundidad óptica de las nubes presentes. Este método se utiliza dada la dificultad en inferir la profundidad óptica a partir de las imágenes todo cielo. De esta forma, los autores reportan un rRMS de 24% para un horizonte de predicción de 15 minutos, y un rMAE de $\sim 14\%$ para el mismo horizonte de predicción. La muestra considerada en este trabajo es de un mes de imágenes en invierno.

En Chu et al (2014) proponen el uso de un sistema todo cielo de bajo costo para realizar predicciones de valores medios minutales de GHI. La fracción de nubosidad que determina el algoritmo de detección de nubes propuesto por los autores se utiliza como entrada de una ANN para predicción de GHI, con habilidades de predicción “ s ” de 14, 18 y 19% para 5, 10 y 15 minutos, respectivamente. Para este estudio se utilizó una muestra de 19.920 instantes de tiempo entre 13/01/2013 y el 02/04/2013.

En Alonso-Montesinos et al (2015a) se estudia la correlación entre el brillo de imágenes todo cielo en los canales RGB y HSV y la irradiancia global, difusa y directa. Subdividiendo la imagen en distintas zonas los autores analizan la correlación entre parámetros construidos a partir del brillo mencionado y la altura solar, y las tres irradiancias mencionadas. Posteriormente construyen un modelo de estimación de irradiancia global, difusa y directa a partir de las correlaciones encontradas. La validación del modelo se hace en base a imágenes de 4 años (2010-2014) y se obtuvieron errores rRMS de 16%, 6% y 9% para la irradiancia directa, difusa y global, respectivamente. Considerando solo la sub-muestra de imágenes con cielo parcialmente nublado, los rRMS correspondientes son de 18%, 13% y 13%.

Los trabajos más recientes analizan el impacto de diferentes tipos de nubes en el recurso solar (Cheng et al, 2015; Tzoumanikas et al, 2016), con foco en la predicción de rampas en la GHI a partir de las imágenes todo-cielo. A este último respecto, cabe mencionar el trabajo de Chu et al (2015) en el cual se presenta un sistema operacional que utiliza dos cámaras todo-cielo. En el sistema propuesto las imágenes se envían a un servidor central en donde son procesadas con ANN y se predicen rampas en la GHI con un horizonte temporal de hasta 10 minutos.

C. Estado actual de desarrollo de las técnicas de predicción en Uruguay:

Las técnicas descriptas en la sección anterior ya presentan importantes grados de avance en Uruguay. El Modelo Numérico de Atmósfera WRF funciona operativamente en el cluster de la Facultad de Ingeniería de la UdelaR. Con este modelo se generan pronósticos de energía eólica y solar que se utilizan para el despacho de la energía eléctrica. Esta técnica es la que presenta mayor grado de avance en Uruguay, tanto en su evaluación de desempeño como en su utilidad operativa. Para el pronóstico a muy corto plazo se ha desplegado en los últimos 2 años una red de cámaras de cielo como forma de adquirir experiencia con el funcionamiento del sistema. Los sistemas all-sky de esta red son de desarrollo nacional y reportan a un servidor web donde se generan pronóstico operativos de la irradiancia solar. El sistema se encuentra implementado de forma tal que además de brindar el servicio de pronóstico, es una plataforma ideal para realizar trabajos de investigación sobre esta tecnología. La técnica de pronóstico más resagada en este proceso es la basada en imágenes de satélite. En contrapartida, la caracterización del recurso solar en base a información satelital es una tecnología consolidada en Uruguay, lo que permite platearse desarrollar esta técnica de pronóstico en poco tiempo. Existe una infraestructura de procesamiento satelital ya desarrollada sobre la cual trabajar, y el grupo de investigación ya ha realizado desarrollos en la línea de pronóstico. En esta sección describimos por separado el estado de situación del desarrollo y funcionamiento de estas técnicas en Uruguay.

C.1: Modelos numéricos de atmósfera

En esta subseccion describimos un estudio reciente del desempeño de esta técnica de pronóstico en Uruguay. Como esta metodología ya muestra un importante grado de avance en Uruguay es posible plantearse un análisis profundo de su desempeño. Como se explicó en la subsección B.1. se utiliza el modelo regional WRF con las condiciones de borde del modelo global GFS. Se analizó la salida del pronóstico de irradiancia solar a corto y mediano plazo, con horizontes temporales de 1 a 120 horas. Para las simulaciones se utilizaron los datos del GFS con resolución de medio grado (~55 km). Se utilizó la versión 3.5.1 del WRF con una resolución espacial de 30 km sobre la superficie terrestre. La salida analizada es el pronóstico de irradiación solar promedio hora a hora. En esta versión del WRF, a diferencia de las versiones anteriores, se incluye en el efecto de la Ecuación del Tiempo en la geometría solar (Jimenez et al, 2016). Esta corrección temporal es crítica para la irradiancia solar y, según Jimenez et al (2016), el error relativo se puede ver reducido hasta en un 31% en los días cercanos al máximo desfase.

Para correr el WRF se debe escoger qué parametrizaciones se utilizarán para cada módulo del programa. Cada una de las diferentes parametrizaciones resuelve de manera distinta alguna propiedad química o física de la atmósfera. Para las simulaciones realizadas se utilizaron las parametrizaciones que se muestran en la Tabla 2.

En este trabajo se evaluó la performance del modelo WRF para el año 2014 con un horizonte temporal de 120 horas inicializados a las 00:00 UTC de cada día. Se comparan con medidas de irradiación solar en Tierra registradas para las redes de medida del Laboratorio de Energía Solar y de la empresa eléctrica estatal (UTE). En la Figura 10 se muestra un ejemplo del pronóstico de la fracción de nubosidad realizada por el WRF para el 29 de enero de 2014.

Módulo	Parametrización	Referencia
Cumulos	Arakawa-Schubert	(Pan and Wu, 1995)
Microfísica	WSM 3-class	(Hong et al, 2004)
Radiación Onda Corta	Dudhia	(Dudhia et al, 2008)
Radiación Onda Larga	Dudhia	(Dudhia et al, 2008)
Modelo de superficie/Tierra	Noah Land Surface Model	(Chen and Dudhia, 2001)
Capa Límite	Yonsei University	(Dudhia, 1989)

Tabla 2: parametrizaciones utilizada para estimar el desempeño de la salida de irradiación solar del WRF.

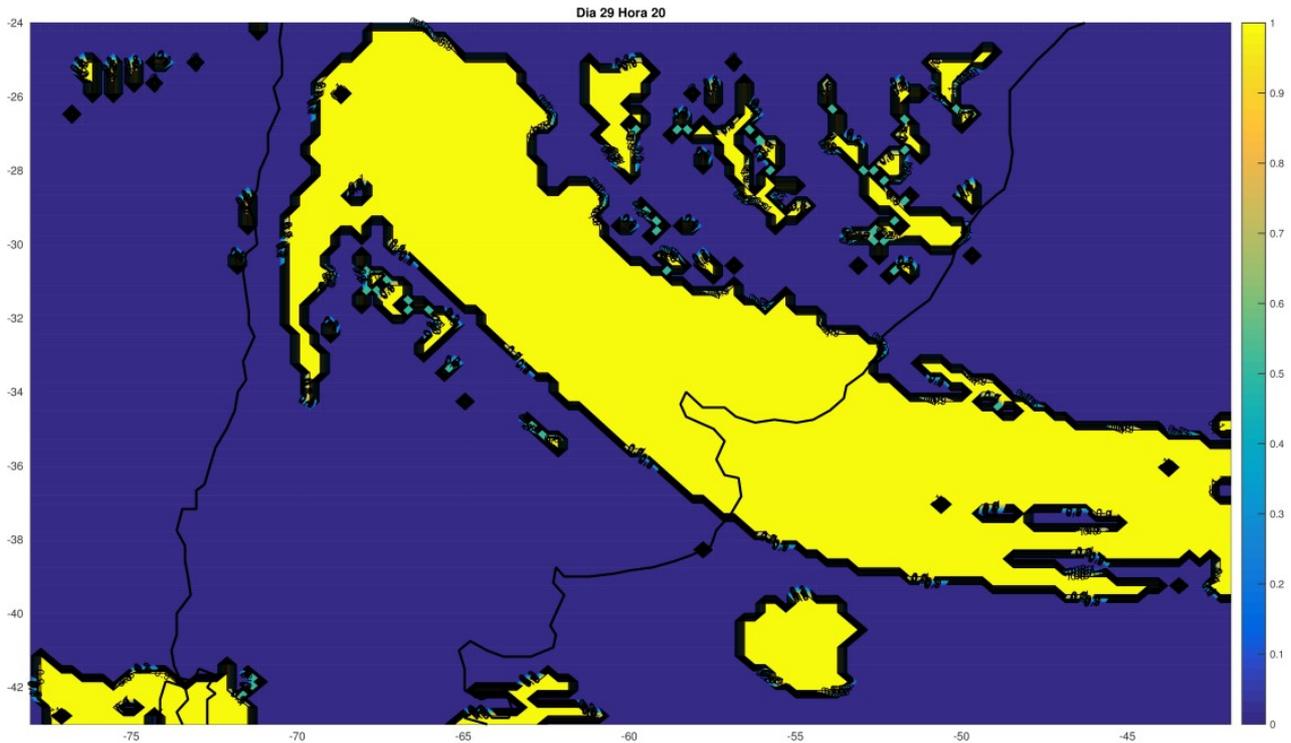


Figura 10: Dimensiones de la grilla resuelta en la simulación. Resolución horizontal 30 km. Salida de fracción de nubosidad del WRF. Valores entre 0 y 1. Día de simulación 29 de enero 2014 a las 20 UTC.

Se presentan aquí los resultados obtenidos para la comparación en la estación de Salto del LES. La salida horaria del modelo es comparada con los datos observados promediados en la hora. En la Figura 11 se muestra un ejemplo de las 120 horas de pronóstico generadas por el modelo junto a los valores observados para el día 11 de enero de 2014. En el ejemplo se observa que el modelo logra capturar la evolución de la irradiación en los primeros 4 días de pronóstico, mientras que la nubosidad en el quinto día no es adecuadamente resuelta. Este comportamiento es ilustrativo del desempeño general del modelo (y de cualquier herramienta de pronóstico) donde el error tiende a ser mayor conforme se aumenta el horizonte temporal. En la Figura 12 se muestran los gráficos de dispersión que se encontraron al comparar el pronóstico contra la medida. De estas nubes de puntos se puede apreciar cualitativamente la habilidad del modelo para predecir la irradiación solar horaria para las diferentes horas del día para todo el año (se utilizó el año 2014). Ese observa que el modelo pronostica con mayor acierto las horas de cielo despejado (puntos sobre la recta $x=y$). Se nota que en varios casos, independientemente de la hora del día, el modelo tiende a producir una gran cantidad de eventos donde la irradiación pronosticada es mayor a lo observado y por lo tanto el modelo tiende a representar muchas horas despejadas que no lo son. En la Figura 13 se resumen los resultados de incertidumbre relativa para el pronóstico a escala diaria y sobre el mediodía solar. A escala diaria, se comparan los valores diarios de energía pronosticada (a 5 días) con la medida diaria

de esos días. Se calcula el desvío cuadrático medio respecto a la media diaria de la estación de Salto. La curva de incerteza resultante se muestra en azul en la Figura 13. Para el mediodía solar (horas de mayor interés para el pronóstico de irradiación solar) se comparan los valores promedio de la irradiación entre las 10 y 15 horas (local) con el mismo promedio realizado sobre las medidas. Los valores relativos se expresan respecto a la media del promedio en esas horas para esa estación. Esta curva es la que se muestra en rojo en la Figura 13. En ambos casos la incerteza aumenta a medida que avanza el horizonte de pronóstico, como es esperado. Estos errores (rRMS) se encuentran en el orden del 24 % para los acumulados diarios y del 37 % para las medias entorno del mediodía solar local, y son consistentes con los reportados en la literatura internacional.

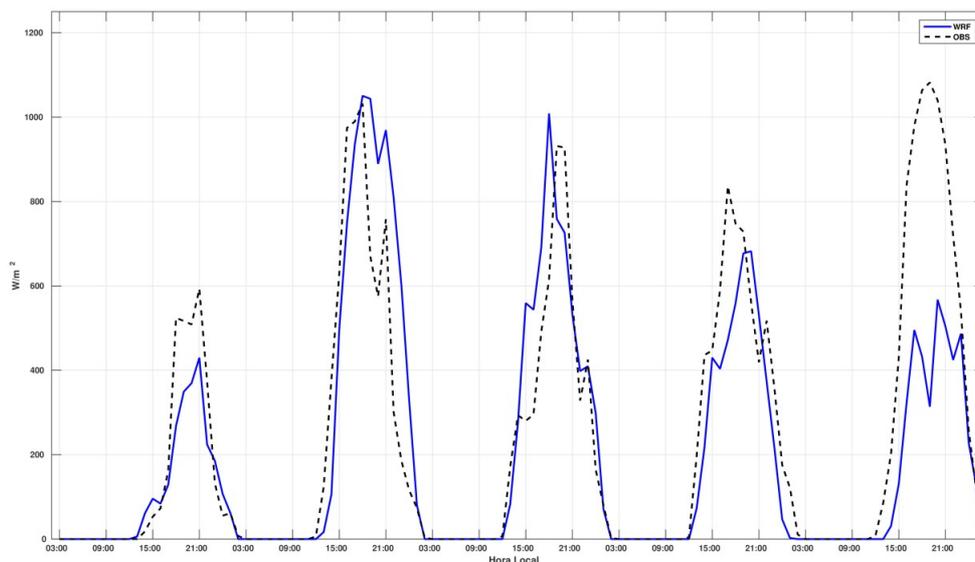


Figura 11: serie temporal de la irradiación solar pronosticada hora a hora para 5 días en adelante en comparación a las medidas registradas en la estación de Salto. Fecha: 11/01/2014.

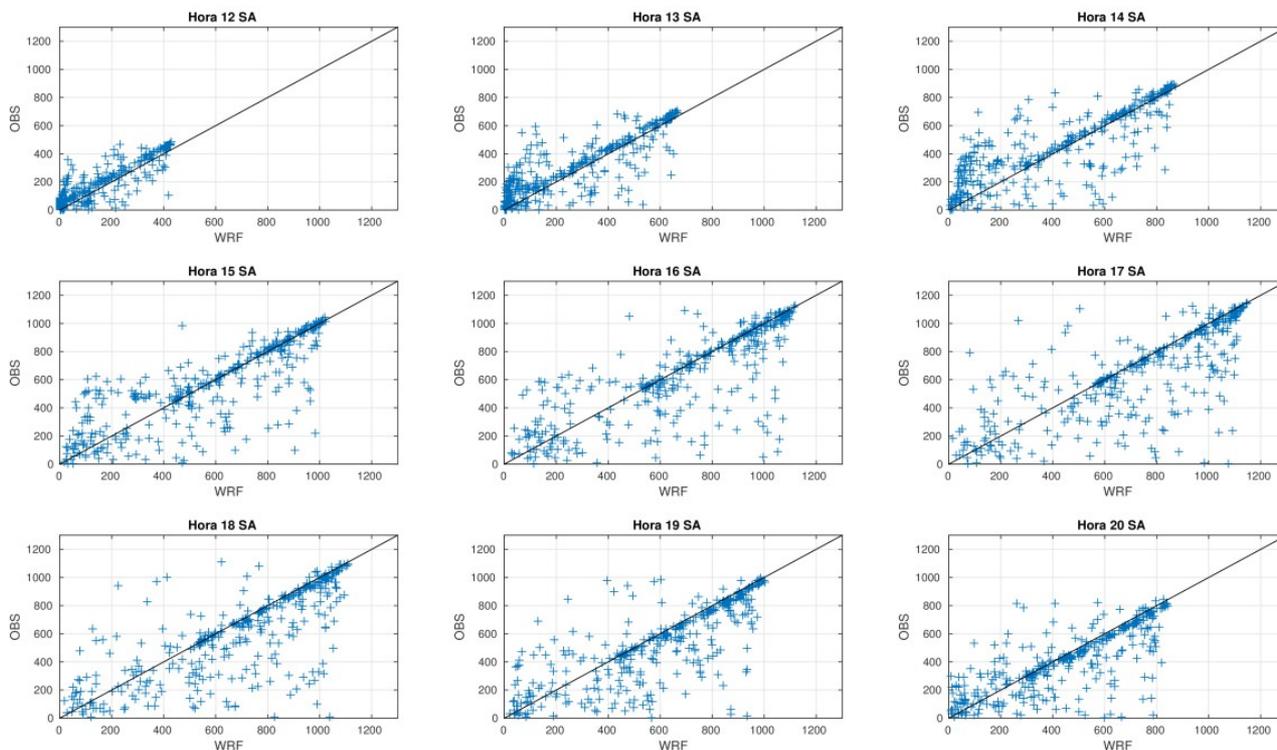


Figura 12: gráficos de dispersión hora a hora comparando la salida horaria de pronóstico del WRF con los datos medidos en la estación de Salto. Comparación para los datos del año 2014.

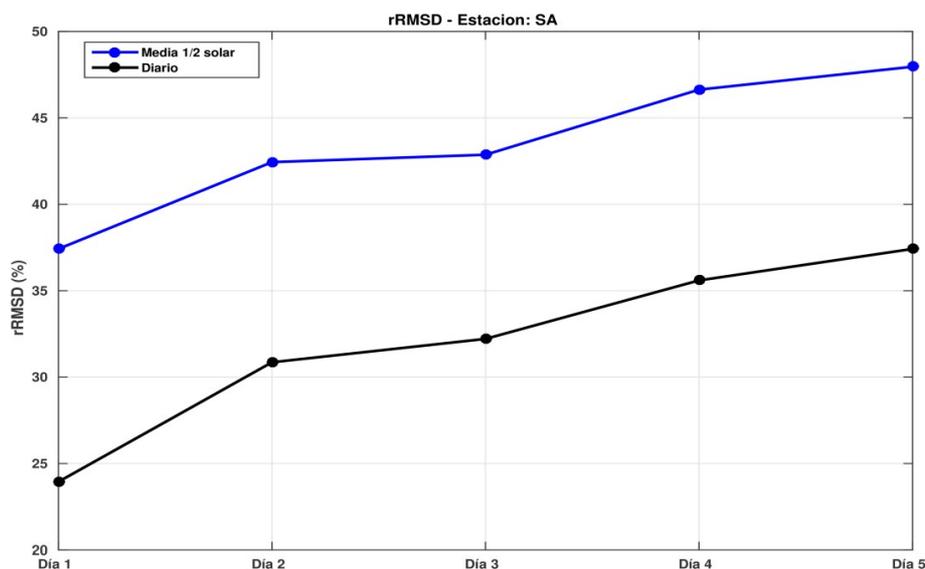


Figura 13: incertidumbre encontrada para el pronóstico a escala diaria y para el mediodía solar.

C.2: Pronóstico por satélite

El Laboratorio de Energía Solar (LES) de la UdelaR mantiene desde hace más de 5 años la línea de investigación en estimación del recurso solar por satélite. Las herramientas satelitales desarrolladas permiten estimar con baja incerteza el recurso solar hora a hora para cualquier sitio de la región con estadística de más de 16 años. En base a esta información el LES a confeccionado productos de alto impacto como la segunda versión del Mapa Solar del Uruguay (Alonso-Suárez et al, 2014), el Mapa de Factores de Planta PV (Alonso-Suárez et al, 2016a) y El Año Meteorológico Típico para Aplicaciones de Energía Solar (Alonso-Suárez et al, 2016b). El modelo desarrollado por el LES utiliza imágenes del canal visible del satélite geostacionario GOES-East. El LES ha recopilado una base local de las imágenes de este satélite que cuenta a la fecha con casi 750 000 imágenes (canal visible más 4 canales infrarrojos) que son más de 3.5 TB de información. En la Tabla 3 se presenta la descripción del banco local de imágenes.

satélite	inicio	fin	imágenes
GOES-8	01/01/2000	31/03/2003	123775
GOES-12	01/04/2003	14/04/2010	259445
GOES-13	14/04/2010	a la fecha	357490
total	01/01/2000	a la fecha	740710

Tabla 3: descripción de la base local de imágenes GOES-East del LES.

Actualmente las imágenes se descargan automáticamente del servicio de distribución de la NOAA denominado CLASS (<http://www.nsof.class.noaa.gov/>). Las imágenes se descargan en formato crudo (counts, level 0) y son calibradas en los servidores del LES según el procedimiento recomendado por la NOAA (Wu y Sun, 2005) para generar los productos calibrados level 1. Con esta información se elaboran productos level 2, entre ellos, el producto de irradiación solar horaria. La cadena de calibración y elaboración de productos que se ha implementado en el LES se muestra

en forma esquemática en la Figura 14. Se marcan en la Figura las magnitudes involucradas con el producto de irradiancia solar. En la Figura 15 se muestran dos ejemplos de imágenes del banco local del LES para la misma fecha y hora, una imagen del canal visible (arriba) y una imagen del canal infrarrojo (abajo).

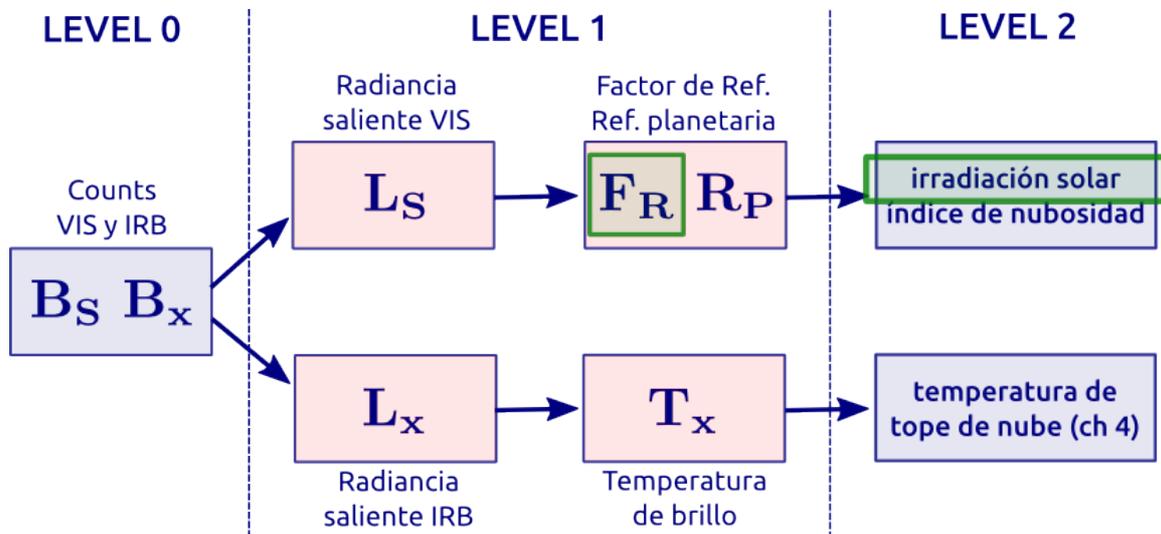


Figura 14: cadena de calibración y generación de productos satelitales implementada en el LES.

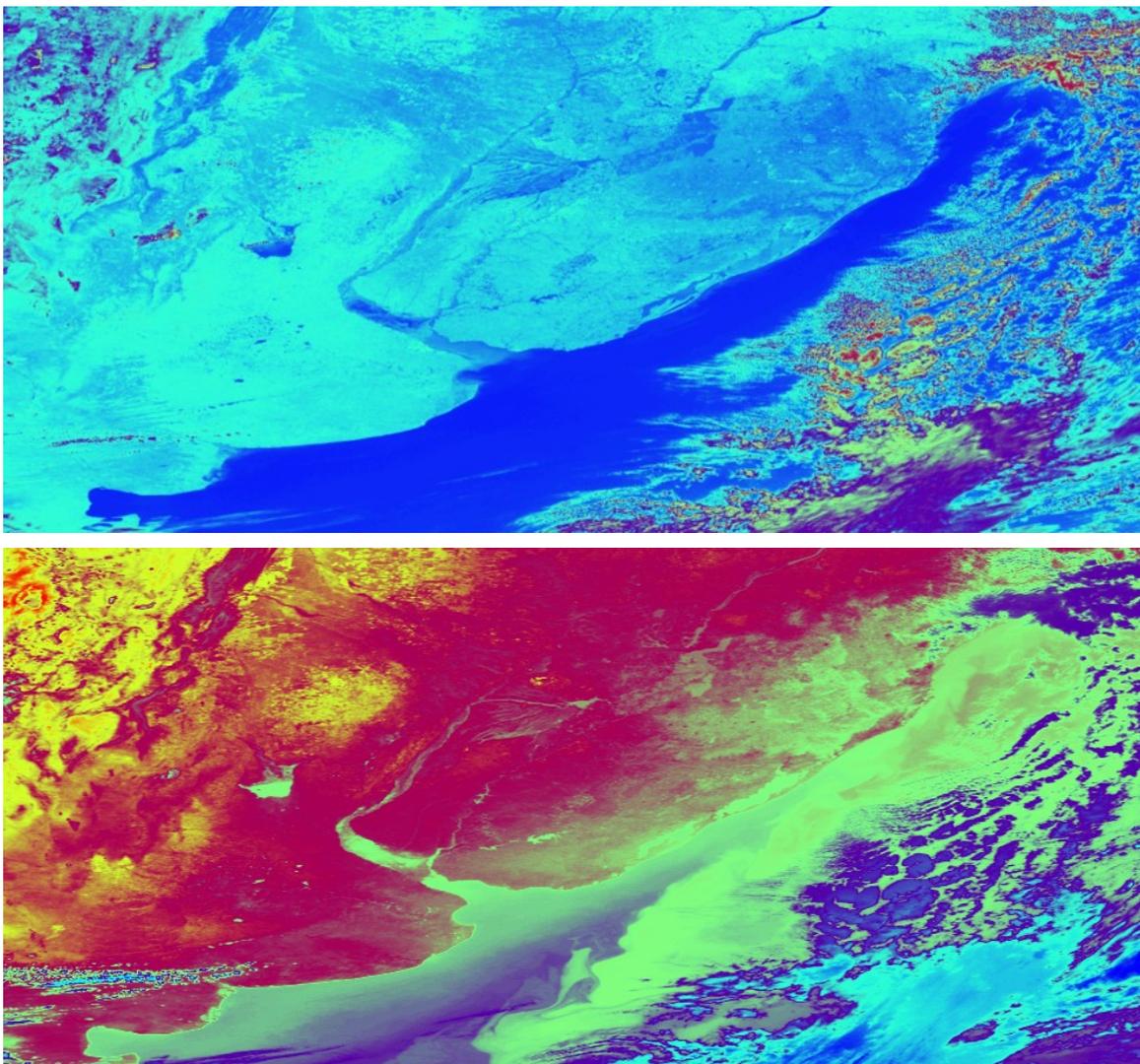


Figura 15: imágenes de satélite del LES. Arriba: canal visible. Abajo: canal 4 infrarrojo.

El primer modelo satelital implementado por el LES para estimar la irradiación solar fue una adaptación de un modelo estadístico pre-existente en la literatura (Justus et al, 1986; Alonso-Suárez et al, 2011). En Alonso-Suárez et al (2012) se introdujo una modificación en este modelo que mejoró de forma sensible su desempeño. A la versión modificada de este modelo se la denomina BD-JPT. El modelo consta con una serie de parámetros ajustables que se adaptaron específicamente a la región utilizando las series de medida registradas en el LES por la Red de Medida Continua de Irradiancia Solar (RMCIS). Esta red de medida mide el recurso solar con alta calidad en 8 sitios de Uruguay. La irradiancia solar es registrada a escala minutal de acuerdo a las recomendaciones de la WMO (WMO, 2008). Los piranómetros utilizados son de primera clase o superior y son calibrados cada dos años contra un estándar secundario que el LES mantiene con trazabilidad a la referencia mundial en el World Radiation Center (patrón primario). Las estaciones están equipadas con adquirentes automáticos con comunicación remota que envían los datos con cadencia diaria a los servidores del LES. En estos servidores los datos son procesados y se realizan controles de calidad de las medidas registradas. Se cuenta con un sistema de alarmas que avisan en caso de que la estación esté atravesando algún desperfecto en su medida o en su comunicación.

En su versión actual, el modelo BD-JPT es capaz de generar series de irradiación horaria con un desvío promedio (rMBD) de 1% y un desvío cuadrático medio (rRMSD) de 14% (Alonso-Suarez et al, 2014). A escala diaria los valores son de 1% y 7% respectivamente. Esta evaluación de desempeño se realizó contra medidas independientes no utilizadas para el ajuste de los coeficientes del modelo. Estos indicadores de desempeño son muy buenos si se los compara con los de modelos bien conocidos como la serie Heliosat (Rigollier, 2004) o el modelo SUNY (Pérez, 2002), que son comercializados por consultoras internacionales. En contrapartida, el modelo BD-JPT es un modelo estadístico que no puede ser aplicado fuera de la región sin ajustar localmente los coeficientes.

Utilizando este modelo el LES ha comenzado a trabajar en el último año en desarrollar una herramienta de pronóstico en base a imágenes de satélite. Para generar la cadena de pronóstico completa la única etapa faltante es la estimación de las próximas imágenes de satélite. En colaboración con el Departamento de Procesamiento de Señales del Instituto de Ingeniería Eléctrica de la FING se ha desarrollado un primer prototipo para esta etapa faltante. Este trabajo se realiza en el marco del proyecto “Predicción a corto plazo de la irradiancia solar a partir de imágenes de satélite con aplicación a la generación fotovoltaica”, financiado en la última convocatoria del Fondo Sectorial de Energía de la Agencia Nacional de Investigación e Innovación (ANII). El proyecto busca el doble objetivo de confeccionar una herramienta operativa de utilidad y responder varias preguntas asociadas al desempeño del enfoque basado en satélite en Uruguay y sus límites de aplicabilidad. Para el mejor de nuestro conocimiento este proyecto es el primero en Sudamérica en el pronóstico de irradiación por satélite, por lo que el conocimiento generado trasciende el contexto nacional dado que las imágenes del satélite GOES-East son las mismas para todo Sudamérica.

El prototipo desarrollado está basado en una técnica de flujo óptico. El problema se puede plantear en términos de una función de costo que se debe minimizar. En la función de costo se incluyen términos que buscan que el campo sea de carácter regular. La optimización requerida se realiza con algoritmos de minimización de la variación total (Zach et al, 2007; Chambole, 2004), que son algoritmos al estado del arte en el campo de procesamiento de señales. En la Figura 16 se muestra un ejemplo de la estimación del campo de velocidades a partir de dos imágenes

consecutivas. La escena seleccionada es de carácter complejo. En ella están presentes dos tipos de nubosidad a distinta altura con distinto movimiento. Además, hay nubes que se están formando y cambiando su forma dentro del campo de velocidades. No obstante, el campo obtenido representa bien el movimiento de la nubosidad en la escena: captura el movimiento principal asociado a la nubosidad alta y en los sitios donde no hay nubosidad presente la velocidad estimada es cero. El prototipo en este momento está bajo etapa de evaluación. La evaluación se realiza a 3 niveles: (a) desempeño en el pronóstico de la próxima imagen, (b) desempeño del pronóstico de irradiación solar y (c) desempeño en el pronóstico de generación PV. La comparación del punto (a) está en curso y se realiza utilizando las propias imágenes. La comparación del punto (b) se realizará con medidas adquiridas en Tierra y la del punto (c) se realizará con los datos de generación de las plantas PV en operación en Uruguay.

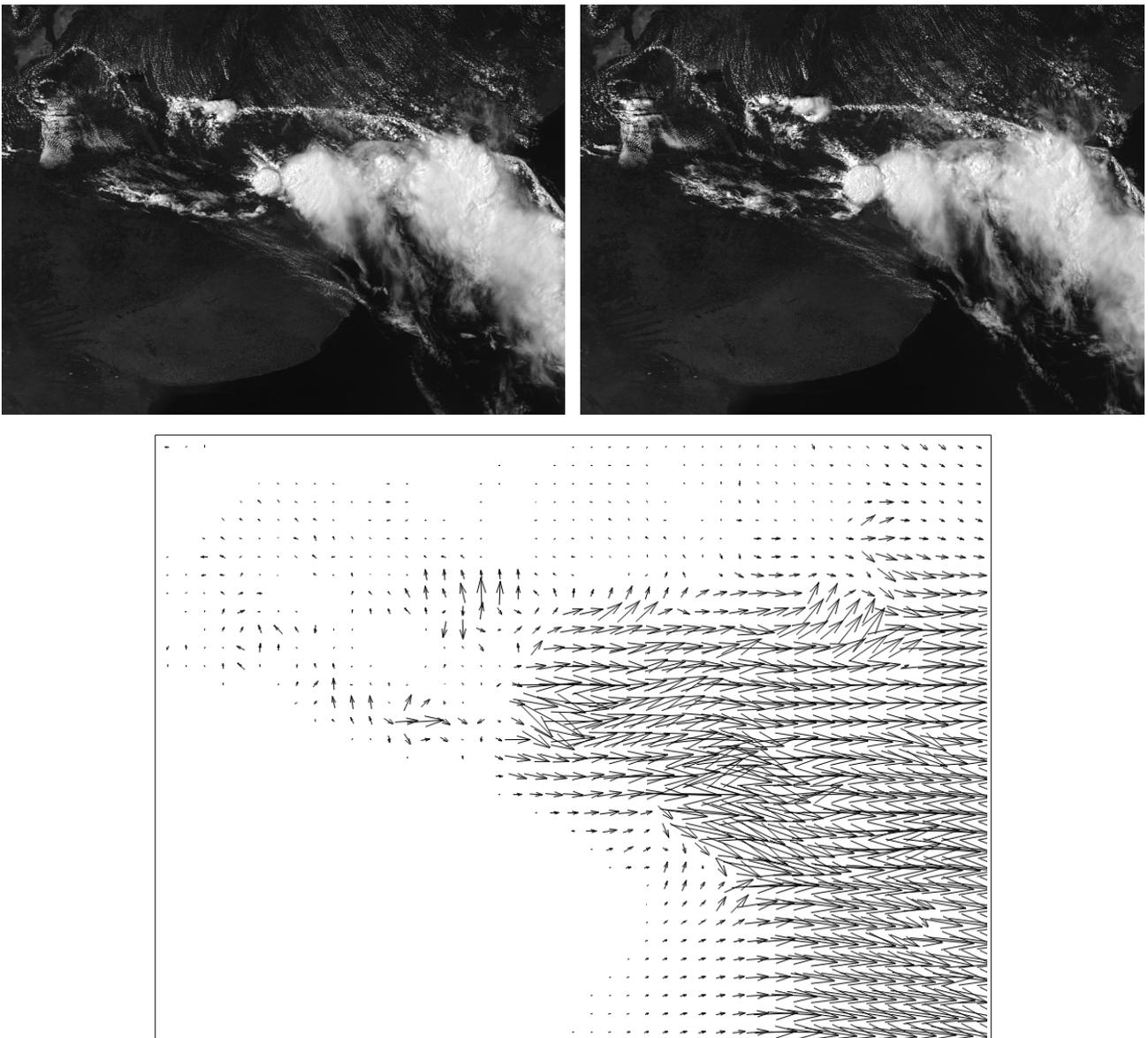


Figura 16: ejemplo de campo de velocidad estimado a partir de las dos imágenes. Prototipo desarrollado por el LES/UdelaR en colaboración con el IIE/FING.

Uruguay no cuenta a la fecha con un receptor que le permita adquirir la información en tiempo real directamente desde el satélite. El servicio CLASS de distribución de imágenes tiene un delay de ~ 2 horas en la entrega de la información. Con este esquema se podría implementar un

pronóstico hasta 4 horas, perdiendo las primeras 2 horas de pronóstico que son en las que se tiene menos incerteza. Para solucionar este punto se prevé en el marco del proyecto mencionado la adquisición de un sistema de recepción de la red GeoNetCast Americas, una red de distribución de imágenes de satélite patrocinada por la NOAA (<http://www.geonetcastamericas.noaa.gov/>). El sistema de adquisición es de costo accesible y permite obtener las imágenes en tiempo cuasi-real (delay aproximado a 10-15 minutos). Este delay es aceptable a efectos del pronóstico por satélite. El servicio es gratuito, no es necesario pagar mensualidades y existe una comunidad de usuarios que da soporte a la iniciativa. El costo de un sistema de recepción directo desde el satélite es sensiblemente mayor y es una iniciativa que debe plantearse en carácter nacional.

C.3: Cámaras todo-cielo

En el marco del proyecto "Sistema de nowcasting de irradiancia solar a partir de cámaras todo cielo", financiado por el periodo 2014-2016 por la ANII, se instaló en las cercanías de la represa binacional de Salto Grande (Salto, Uruguay) una red de cámaras todo-cielo para el estudio del impacto de la nubosidad en la irradiancia solar a muy corto plazo. En este proyecto se desarrolló un prototipo de cámara de menor costo y similares prestaciones a las ofertas disponibles en el mercado, por ejemplo, el ya mencionado TSI. El diseño del sistema se puede apreciar en la Figura 17. A partir de la red desplegada se desarrolló una plataforma para la adquisición y procesamiento automático de imágenes todo-cielo. El sistema incluye el pronóstico operativo de la irradiancia GHI a escala intra-horaria.

El prototipo desarrollado consta de una cámara digital profesional (Canon EOS 60D) con lente ojo de pez, un sistema de calentamiento para prevención de rocío, un GPS para obtención de coordenadas y tiempo, y un sistema de monitoreo basado en un Arduino (con sensores de temperatura, humedad y tensión). La red consta de cinco estaciones, cuatro de las cuales se encuentran a unos 3 km de la estación central ubicada en el Laboratorio de Energía Solar (ver Figura 18). Cada estación toma una imagen por minuto de todo el cielo a una resolución de 2592 x 1728 píxeles y la envía por FTP a un servidor central ubicado en el LES, que procesa las imágenes y calcula el movimiento de las nubes, para predecir su posición futura y la irradiancia solar.

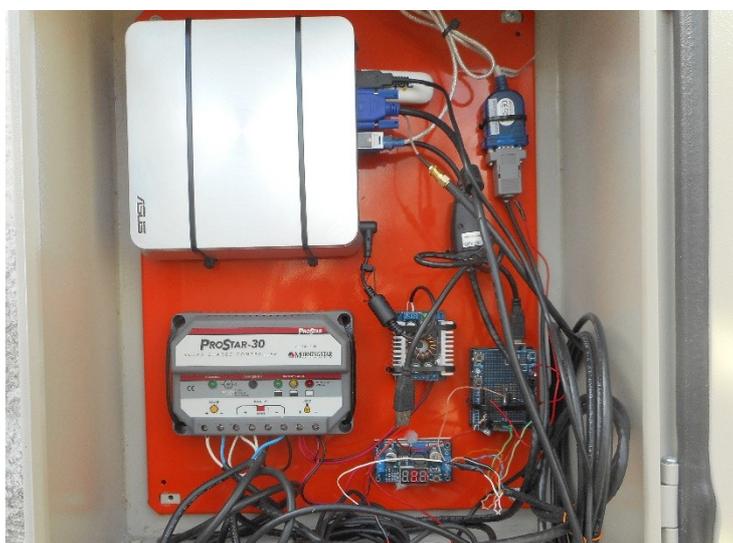


Figura 17: Interior del tablero que contiene PC, Arduino y receptor GPS del sistema todo cielo.

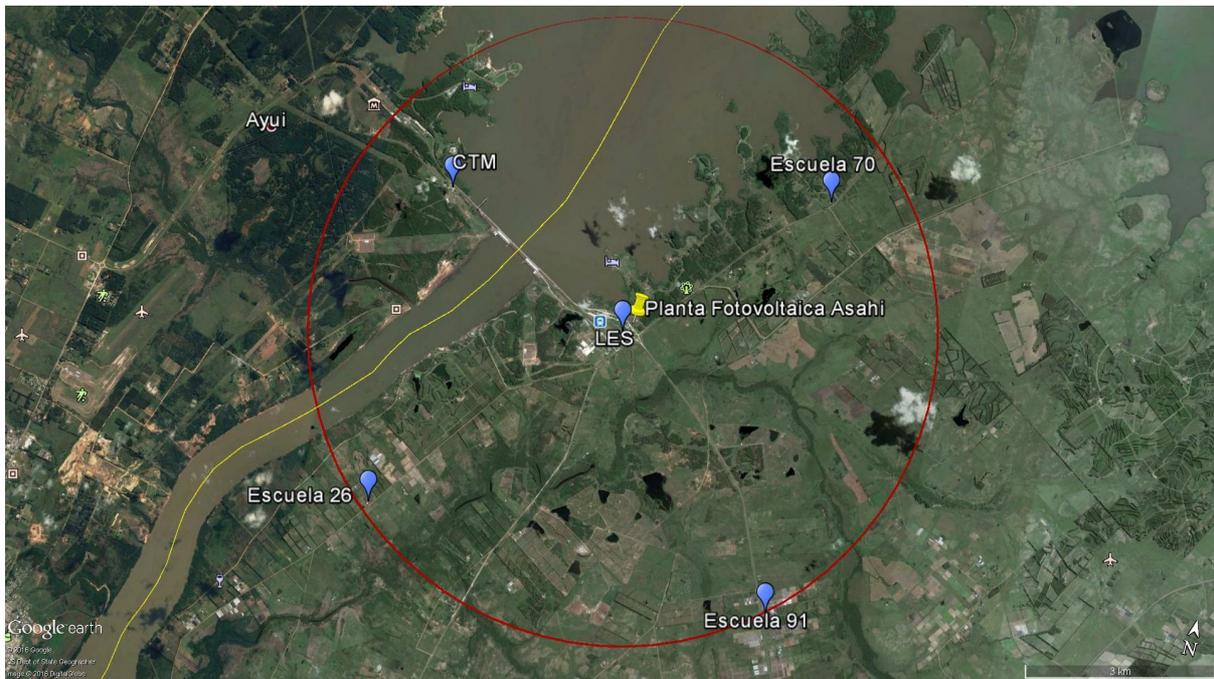


Figura 18: Ubicación de las estaciones que conforman la red de cámaras todo cielo en Salto Grande. El radio de la circunferencia roja es de 3 km.

El servidor central, además de contener el script que procesa las imágenes que recibe desde las estaciones, aloja el sitio web (<http://symphony.les.edu.uy/>) donde es mostrada la información en tiempo real en una zona de acceso restringido. El script de procesamiento genera, minuto a minuto, los siguientes datos:

- Fracción de nubosidad total.
- Velocidad media de nubes.
- Altura de base de nubes.
- GHI de cielo claro.
- Predicción de GHI a 3, 5 y 10 minutos.

Los valores predichos de GHI se generan a partir de un modelo determinista de predicción. Actualmente se están estudiando modificaciones y mejoras a partir de la base de datos de imágenes que se está generando desde mayo de 2016. Estas imágenes se utilizan junto con los datos de irradiancia solar registrados por el Solys2 instalado en el LES que mide irradiancia solar global, directa y difusa con equipos de alta calidad.

El hecho que todo el desarrollo de esta plataforma haya sido llevado a cabo con capacidades nacionales permite un conocimiento profundo de cada una de las partes y subsistemas, permitiendo así la fácil implementación de nuevos modelos y algoritmos, y su validación. La infraestructura de esta red constituye una plataforma sobre la cual es posible desarrollar investigación en los sistemas de pronóstico del recurso solar en base a cámaras todo-cielo.

D. Trabajo en curso y perspectivas a corto plazo

El objetivo general en el corto plazo es que todas las técnicas de pronóstico estén operativas y se conozca el desempeño de cada una en las escalas temporales y espaciales de interés. A partir de

este diagnóstico se podrá saber cuál es la forma óptima de combinarlas en un único sistema de pronóstico. Debido al distinto grado de avance que presenta cada metodología, la agenda al muy corto plazo es distinta para cada una de ellas.

En el caso de los modelos numéricos de atmósfera nos encontramos trabajando en profundizar su diagnóstico y asignar intervalos de confianza a cada horizonte de pronóstico (horas y días). Se trabaja en comparar el desempeño del modelo a nivel de datos de irradiación solar, de nubosidad y de generación PV. La comparación con datos de irradiación solar de la nueva versión del WRF se ha iniciado y parte de este trabajo se mostró en la subsección C.1. El análisis se está ampliando a todas las estaciones de medida que existen en Uruguay. A nivel de generación PV la comparación es contra los datos de generación de las plantas PV. Estos datos se están inspeccionando para conseguir mejores adaptaciones tecnológicas a cada una de las plantas (pos-procesos). A nivel de nubosidad nos encontramos comparando la nubosidad pronosticada por el WRF con las imágenes de satélite del LES. Esto permitirá detectar en qué situaciones de nubosidad el WRF presenta mejor/peor desempeño, y será información de utilidad para mejorar los posprocesos o la combinación con otras técnicas (con la persistencia, por ejemplo).

El pronóstico por cámaras de cielo es reciente en la literatura y tiene un gran margen para profundizar en su investigación. En Uruguay existe una plataforma operativa de desarrollo local que se puede utilizar para estos pronósticos y que además proporciona pronósticos operativamente. Actualmente se está trabajando en estimar el desempeño de modelos sencillos para convertir el mapa de nubes en estimaciones del recurso solar. Con el sistema actual de cámaras se puede avanzar en brindar operativamente un pronóstico de generación PV para la planta PV ASAHI que se encuentra dentro del radio de observación del sistema. Un desafío próximo para este desarrollo es estimar el desempeño del pronóstico para la generación de esta planta PV.

La técnica de pronóstico por satélite es la más incipiente en Uruguay. Actualmente se ha desarrollado un prototipo que aún no está operativo. Los pasos a seguir con esta tecnología son: (a) consolidar el prototipo desarrollado, (b) comparar su desempeño contra técnicas de pronóstico utilizadas internacionalmente (como las descritas en Lorenz et al (2004, 2007)) y (c) automatizar el proceso de pronóstico para colocarlo en línea de forma operacional. En el corto plazo se espera evaluar el desempeño de esta técnica para el pronóstico de irradiación solar y generación PV. En el LES se instalará un receptor GeoNetCast que amplíara a 2 horas más el rango de pronóstico alcanzable con la infraestructura actual. La instalación de este sistema y adquirir experiencia en su funcionamiento son elementos a consolidar en paralelo al resto de los desarrollos.

El desempeño de la persistencia como técnica de pronóstico de irradiancia solar ha sido poco explorado en Uruguay. El diagnóstico de esta técnica no está apuntado a utilizarla como pronóstico propiamente dicho, sino a conocer qué incertidumbre reporta a las distintas escalas temporales. Los valores hallados brindan valores de referencia para poder comparar el resto de las metodologías. Además, un diagnóstico completo de esta metodología dará una indicación de cuál es la forma más adecuada de combinarla con otras técnicas. En el corto plazo se espera avanzar en el diagnóstico completo de la persistencia ante la variabilidad climática local en Uruguay.

Finalmente, se están realizando estudios de variabilidad que apuntan a conocer qué fluctuaciones son esperables del recurso solar a escala horaria, 10-minutal y minutal. Se trabaja en evaluar la variabilidad de cada sitio por separado y la variabilidad en un conjunto de estaciones de

modo de cuantificar el filtrado espacial del recurso en Uruguay. Este estudio se realiza con especial foco en la generación PV esperada para 2017 en Uruguay. Para estos sitios PV se han realizado simulaciones por satélite y se trabaja con dichos datos. Los resultados hallados hasta el momento son de carácter preliminar. La capacidad de pronóstico y la variabilidad del recurso solar son aspectos fuertemente relacionados por lo que para poder avanzar sólidamente en el objetivo de anticipar las fluctuaciones del recurso ambos desarrollos se deben realizar en paralelo.

INFORME 2: diciembre de 2016.

Evaluación del avance local en el desarrollo de técnicas de pronóstico de la energía solar fotovoltaica y recomendaciones para profundizar su desarrollo al corto y mediano plazo.

La persistente reducción de costos de la tecnología solar fotovoltaica (PV) hace pensar que en el mediano plazo la energía solar será un actor relevante para las redes eléctricas. Dos aspectos de fundamental relevancia para viabilizar este escenario son: (i) tener la capacidad de pronósticar la irradiación solar y la generación PV a escalas horaria y diaria, y (ii) caracterizar las fluctuaciones del recurso ante la variabilidad climática local con especial foco en las escalas temporales de corta duración (minutal, 10-minutal y horaria). Ambos aspectos están intrínsecamente relacionados, en tanto pronósticar el recurso resulta más difícil cuanto mayor sea su variabilidad. El pronóstico del recurso solar con baja incerteza es un problema complejo que aún no se encuentra completamente resuelto (Antonanzas et al, 2016), principalmente debido a la dificultad que existe para predecir la nubosidad. La temática es de alta actualidad y se la identifica como uno de los principales cuellos de botella para alcanzar una alta penetración PV en las redes eléctricas (EPIA, 2012; IEA, 2014). Debido a esto, y al aumento exponencial que han experimentado las instalaciones PV a nivel mundial (IEA, 2015), las iniciativas de pronóstico del recurso solar han aumentado sensiblemente en los últimos años. Algunos artículos de revisión recientes pueden ser encontrados en (Antonanzas et al, 2016; Inman et al, 2013; Diagne et al, 2013). El pronóstico de energía solar es un área de desarrollo incipiente y con mucho camino por recorrer.

Como se presentó en el primer informe, las técnicas de predicción del recurso solar se pueden clasificar en diferentes familias que aplican a distintas escalas espaciales y temporales (Inman et al, 2013; Diagne et al, 2013; Coimbra et al, 2013; Pérez y Hoff, 2013). Hemos incluido en este informe una cuarta técnica que está basada en series temporales. El pronóstico por series temporales puede ser aplicado para sitios aislados o cercanos en un radio de ~10km, y a series minutales, 10-minutales, horarias y diarias, siendo la única técnica capaz de pronosticar en tan variadas franjas de pronóstico. Su desarrollo es particularmente importante como paso previo a la construcción de un sistema de pronóstico integrado, donde se combinen todas las técnicas de pronóstico en un único sistema capaz de atender las escalas temporales de interés con la menor incertidumbre posible. En el siguiente punteo desarrollamos brevemente cada una y en la Figura A se presenta en forma gráfica las regiones espacio-temporales donde cada técnica puede aplicarse.

- 1. Pronóstico NWP (horario y diario):** los modelos numéricos de atmósfera buscan predecir la nubosidad resolviendo las ecuaciones que gobiernan los procesos físicos en la atmósfera. Su utilización requiere gran cantidad de poder de cómputo. Los modelos que corren a escala global (por ejemplo, el GFS, Global Forecasting System) generan salidas de baja resolución espacial que luego son utilizadas como condiciones de borde por lo modelos numéricos de mesoescala, como el WRF (Skamarock, 2008), que generan pronósticos a mayor resolución. Estos modelos permiten pronosticar la irradiación solar desde escalas horarias a varios días en adelante.
- 2. Pronóstico por satélite (horario):** Los modelos por satélite anticipan el movimiento/deformación de la nubosidad observando la secuencia de imágenes anterior. Se estima el campo de velocidades del movimiento nuboso, y utilizándolo se realiza una

proyección de su posición futura. Luego que la nubosidad ha sido pronosticada, utilizando un modelo satelital para estimación del recurso solar, se pronostica la irradiación. Estos modelos se calibran utilizando medidas en Tierra. Con esta técnica se puede pronosticar hasta 6 horas hacia el futuro.

3. **Pronóstico por cámaras todo-cielo (intra-hora):** Las cámaras todo-cielo utilizan un enfoque similar al anterior, con la diferencia de que las imágenes son adquiridas en Tierra. Estos sistemas se colocan en las plantas PV para monitorear la nubosidad sobre ella y pronosticar el recurso a muy corto plazo (hasta ~20 minutos). Para su funcionamiento requieren de estimar la altura de las nubes de modo de poder proyectar las sombras a nivel de suelo.
4. **Pronóstico por series temporales (intra-hora, horario y diario):** El modelado por series temporales busca anticipar el comportamiento futuro de la serie de irradiación (o generación PV) conociendo la estadística previa de la propia serie. Es común incluir en el modelado series temporales información de otras variables relacionadas al recurso, como la nubosidad por satélite u otras variables meteorológicas. Estas técnicas son similares a las técnicas de optimización utilizadas para estimar la demanda y se pueden combinar fácilmente con las otras técnicas de pronóstico, dada su estrecha relación con algoritmos de aprendizaje automático e inteligencia artificial. La persistencia del recurso (índice de claridad constante respecto al paso temporal anterior) es un caso particular de esta técnica de pronóstico.

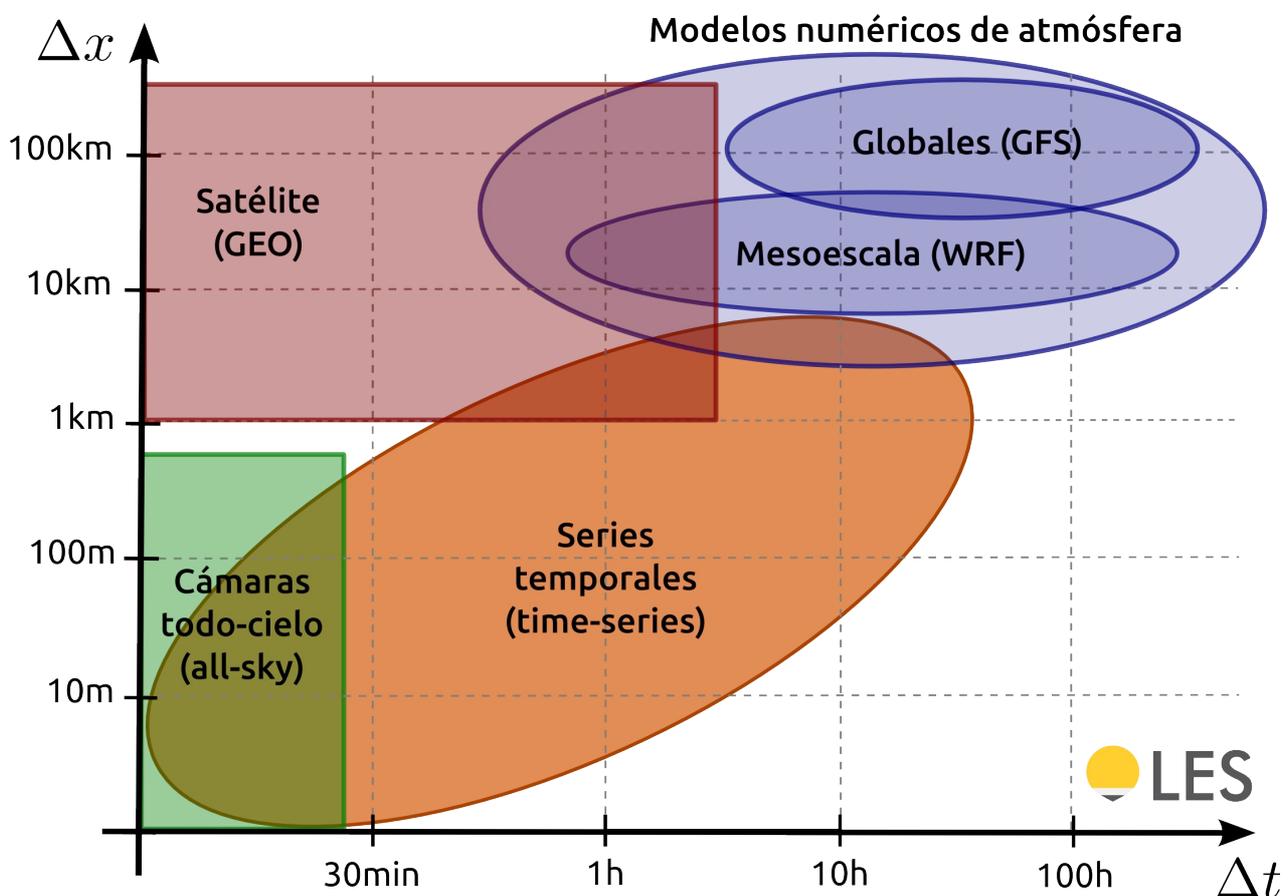


Figura A: escalas espacio-temporales donde las diferentes técnicas de pronóstico son aplicables. Esta imagen está inspirada en los trabajos (Diagne et al, 2013; Antonanzas et al, 2016).

A. Evaluación del estado de avance de las técnicas de pronóstico:

En Uruguay el desarrollo de técnicas de pronóstico de energía solar es incipiente. En el marco de un proyecto FSE/ANII llevado adelante por el Instituto de Mecánica de Fluidos de la Facultad de Ingeniería (FING/UdelaR) se desarrolló la capacidad de brindar operativamente pronósticos de energía solar en base al modelo numérico de atmósfera WRF. Evaluaciones preliminares del desempeño de este modelo bajo el clima local se han reportado en (Porrini, 2015). Este pronóstico ya se encuentra operativo en el Despacho de Carga Nacional. En el marco de otro proyecto FSE/ANII, la Facultad de Ciencias (FCIEN/UdelaR) desarrolló un prototipo para el pronóstico de cámaras todo-cielo (Caldas, 2012), que actualmente está en fase de evaluación de desempeño en el marco de este proyecto. Recientemente, en el marco de un proyecto FSE/ANII financiado en 2016 se está desarrollando la técnica de pronóstico en base a imágenes de satélite. El pronóstico por series temporales presenta un bajo grado de desarrollo en Uruguay. El Laboratorio de Energía Solar de la UdelaR (LES/UdelaR, <http://les.edu.uy>) ha realizado pruebas preliminares basadas en redes neuronales y se encuentra diagnosticando el desempeño de la persistencia a escala nacional en el marco de este proyecto. Estos estudios se están realizando en base a los datos de las dos redes de medidas de irradiancia solar que existen en el país: la red de la empresa eléctrica estatal (UTE) y la Red de Medida Continua de Irradiancia Solar (RMCIS, <http://les.edu.uy/rmcis/>) del LES/UdelaR. En la Figura B se ejemplifica gráficamente el estado de maduración de las técnicas de pronóstico en el país y en el mundo. Esta Figura fue elaborada al mejor conocimiento del LES/UdelaR y se establecen algunos hitos para cada tecnología. Se observan algunos retrasos en el desarrollo local de las técnicas de pronóstico, con la única excepción del pronóstico NWP que presenta un buen grado de avance respecto al estado del arte.

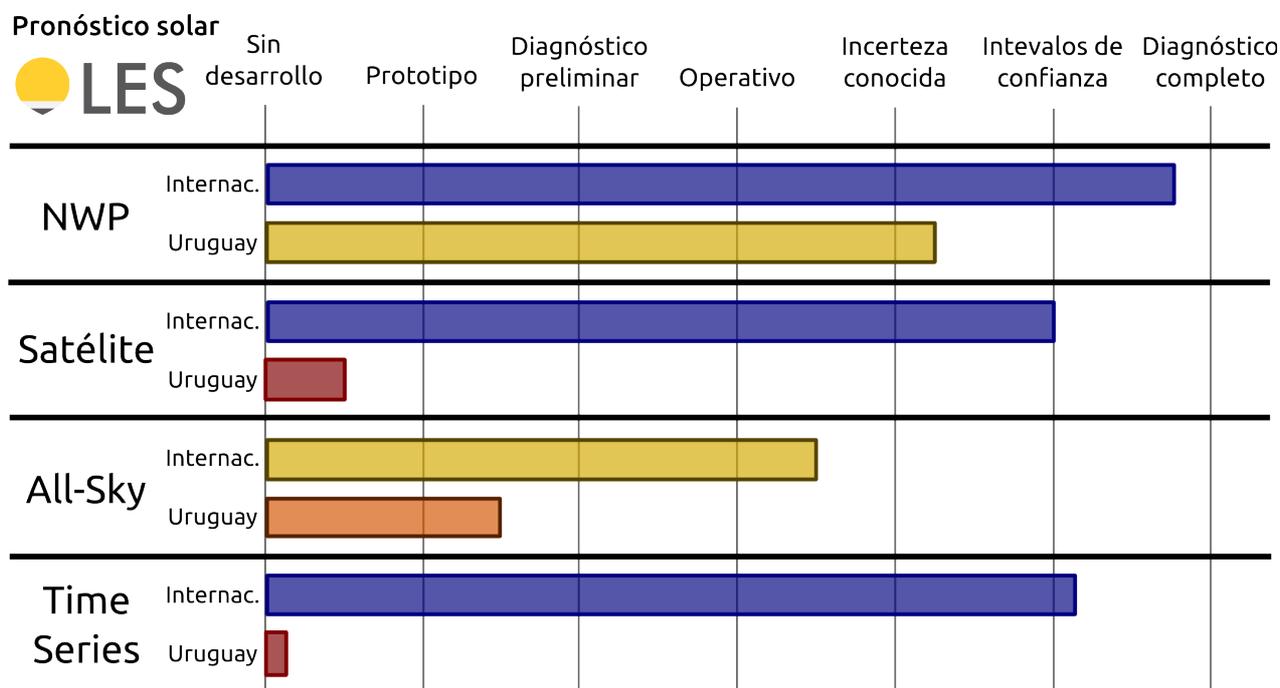


Figura B: grado de maduración de las técnicas del recurso solar en Uruguay y a nivel internacional.

Una herramienta completa de pronóstico debe integrar las distintas técnicas de predicción en un único sistema, aprovechando las fortalezas de cada una para cada horizonte temporal, escala espacial y condición atmosférica. Para poder combinarlas de forma óptima, previamente es necesario establecer cómo las técnicas de predicción responden a la variabilidad propia del recurso de la región o sitios de interés.

B. Recomendaciones para mejorar el pronóstico de generación PV:

El pronóstico de la generación PV consta de dos etapas: (a) pronóstico de la irradiación solar y (b) conversión del pronóstico del recurso en la salida de generación de una planta PV. La primera es la etapa fundamental en este proceso, y es donde existen mayores márgenes de mejora en el desempeño de los pronósticos. Para la segunda etapa se buscan herramientas que agreguen la menor incertidumbre posible en la transformación de la irradiación solar en generación PV. Un refinamiento de estas herramientas es incluir además información de temperatura ambiente para evaluar las pérdidas por temperatura que tiene los paneles PV.

En resumen, el camino para reducir la incerteza del pronóstico de energía solar PV incluye las siguientes acciones:

1. Desarrollar y evaluar ante la variabilidad local del recurso las distintas técnicas de pronóstico. Alcanzar el estado del arte en cada técnica de pronóstico.
2. Combinar de forma óptima las técnicas de pronóstico en las escalas espacio-temporales donde existe co-existencia de técnicas.
3. Desarrollar modelos de plantas PV que sea capaces de transformar con baja incerteza el pronóstico del irradiación solar en un pronóstico de generación PV.
4. Confeccionar un sistema de pronóstico integrado que combine las técnicas de pronóstico y asimile en tiempo real información de irradiación solar medida en Tierra y de generación PV registrada en cada planta.

La Figura B es un buen punto de partida para establecer los espacios de mejora para cada técnica. En la búsqueda de bajar la incertidumbre del pronóstico se debe primero alcanzar el estado del arte en cada una. Si bien ninguna técnica ha alcanzado totalmente el estado del arte, todas están siendo desarrolladas en el país, aunque sea en etapas muy iniciales o con pocos meses de desarrollo. El pronóstico de energía solar es un área donde Uruguay tiene el potencial de realizar aportes novedosos a nivel internacional y compartir su experiencia en el exterior, dado las condicionantes del país en lo que refiere a generación eléctrica por energía renovables y que el pronóstico de energía solar es un área con desarrollo local pre-existente e incipiente a escala global.

Como se observan diferencias significativas en el grado de avance local de cada técnica de pronóstico, a continuación se presenta por separado una serie de recomendaciones para cada una.

B.1: Pronóstico por modelos numéricos de atmósfera

- Caracterizar los intervalos de confianza del pronóstico local y regional (para varias plantas PV) discriminando por condiciones de nubosidad. Realizarlo para el pronóstico horario intra-día y diario, y discriminando por altura solar para el pronóstico intra-día. Este diagnóstico es importante para detectar fortalezas y debilidades en la predicción, que es útil para su combinación con otras técnicas o para desarrollar trabajos al estado del arte para mejorar esta técnica de pronóstico.
- Dado que esta es la técnica con mayor grado de avance en el país, ya es posible iniciar su combinación con la persistencia de las medidas en Tierra. Desarrollar y evaluar el

desempeño del pronóstico combinado con medidas de irradiación solar y generación PV incluyendo valores de incerteza e intervalos de confianza.

- Desarrollar líneas de investigación al estado del arte sobre el modelo WRF y la utilización de los GFS. Las líneas de acción posibles son: analizar las parametrizaciones de irradiación solar del WRF, diagnosticar su capacidad de resolver la nubosidad por comparación con imágenes de satélite, decidir cuál de los ensembles del GFS es más apropiado desde el punto de vista del pronóstico de energía solar, entre otros.

B.2: Pronóstico por satélite

- Desarrollar el primer prototipo operativo con incerteza e intervalos de confianza conocidos. Esto requiere desarrollar la infraestructura informática de procesamiento y recepción en tiempo real de imágenes de satélite. Estos desarrollos están siendo realizados por el Laboratorio de Energía Solar.
- Evaluar la incerteza del pronóstico el pronóstico local y regional en las mismas condiciones que los modelos numéricos de atmósfera (realizar los mismos estudios y utilizar las mismas medidas de irradiancia solar y generación PV).
- Comparar el desempeño del prototipo contra el desempeño de la persistencia y contra el desempeño de las técnicas en utilización a nivel internacional (Lorenz, 2004).

B.3: Pronóstico por cámaras de cielo

- Caracterizar la incerteza del pronóstico intra-horario con estadística suficiente. Entender las limitaciones de la técnica e identificar los espacios en que esta técnicas puede aportar al pronóstico horario por combinación con las otras técnicas.

B.4: Pronóstico por series temporales

- Desarrollar prototipos de pronóstico en base a procesos autoregresivos (procesos ARMA), técnicas de aprendizaje automático (redes neuronales, clasificadores) y cadenas de Markov.
- Evaluar la incerteza e intervalos de confianza para el pronóstico minutal, 10-minutal, horario y diario. Identificar los espacios en que esta técnicas puede aportar al pronóstico horario y diario por combinación con las otras técnicas.

C. Hoja de ruta para el avance en el pronóstico de la generación PV:

El desarrollo de la capacidad de pronóstico debe acompañar las necesidades de la operación de la red. En la actualidad los esfuerzos deben estar centrados en reducir la incerteza del pronóstico horario y diario. Esto permitirá al Despacho Nacional de Carga optimizar la planificación semanal (pronóstico diario) e intra-día (pronóstico de 1 a 6 horas). En lo siguiente se presenta una visión de las metas planteadas en el corto plazo (2 años) y las proyecciones a mediano plazo (a 5 años) hacia un sistema al estado del arte para el pronóstico de energía solar. La confección de un sistema de la naturaleza propuesta colocaría a Uruguay como uno de los pocos países en el mundo con desarrollo local y experiencia en la utilización del pronóstico de energía solar, junto con países como Alemania, España y EEUU.

C.1. Metas al corto plazo

- Diagnosticar el desempeño de la persistencia ante la variabilidad local del recurso. Conocer sus indicadores de desempeño para su utilización minutal, 10-minutal, horaria y diaria, discriminando por condiciones de nubosidad y por altura solar para las escalas intra-día. Este es un insumo fundamental para comparar el desempeño de las otras técnicas de pronóstico y para decidir cómo combinar la persistencia con las otras técnicas.
- Generar un conjunto de datos de alta calidad de irradiación solar y generación PV que se utilice en forma estandarizada para evaluar el desempeño de todas las técnicas de pronóstico (benchmark). Sobre este set de datos deben realizarse acciones de control de calidad, y debe tener al menos resolución temporal horaria y diaria para poder evaluar con la misma información el pronóstico por NWP, por satélite y por series temporales, que conformarían un sistema completo para estas escalas.
- Tener un diagnóstico del pronóstico NWP ante la variabilidad local del recurso, conociendo su incerteza e intervalos de confianza para los horizontes de pronóstico intra-día y a 5 días en adelante, discriminando por nubosidad y por altura solar para las escalas intra-día.
- Desarrollar un sistema de pronóstico por satélite hasta 6 horas en adelante con incerteza e intervalos de confianza conocidos, discriminando por altura solar y nubosidad. Desarrollar la infraestructura computacional y de telecomunicaciones para su operación en tiempo real.
- Iniciar el desarrollo sistemático de las series temporales como técnica de pronóstico. Este desarrollo tiene especial relación con la posterior confección de un sistema de pronóstico integrado.
- Releva la incerteza de los pronósticos por cámaras de cielo para horizontes de 1 a 30 minutos.
- Terminar los estudios en curso sobre la variabilidad del recurso a escala minutal, 10-minutal y horaria. Realizar los estudios a nivel del recurso solar y de generación PV.

C.2. Metas al mediano plazo

La meta a mediano plazo es la construcción de un sistema de pronóstico integrado, que combine las distintas técnicas en un único sistema de pronóstico orientado al despacho de la energía eléctrica y establecimiento de los precios de venta. El tronco principal de este sistema sería el que actualmente se utiliza en el mundo (Pérez y Hoff, 2013; Kühnert et al, 2013):

1. Pronóstico por modelos numéricos de atmósfera para escalas diarias y mayores a 6 horas.
2. Pronóstico por satélite para escalas menores a 6 horas.

Ambos sistemas de pronóstico se pueden combinar a escalas intra-día. Las series temporales tienen un rol integrador en tanto pueden ser incorporadas en todas las escalas de tiempo mejorando la incerteza de los pronósticos. La combinación óptima de estas técnicas en las zonas donde se solapan (ver Figura A), depende de la relación entre su incerteza y las condiciones atmosféricas

imperantes al momento del pronóstico. Para poder combinarlas previamente se debe diagnosticar estos aspectos para cada una por separado, llegando al grado de maduración de al menos “incerteza conocida” (ver Figura B). Este tronco se puede complementar por cámaras de cielo para escalas hasta 30 minutos. Para el caso de esta técnica de pronóstico el desafío está en ver cómo Despacho de Carga Nacional puede utilizar operativamente el pronóstico a muy corto plazo (hasta 30 minutos) o encontrar cómo combinar esta técnica con las otras para mejorar el pronóstico horario.

En Uruguay existen algunas condiciones dadas para plantearse al mediano plazo la construcción de un sistema de estas características, que sería al estado del arte y de los pocos en el mundo. A escala nacional los pronósticos NWP ya están operativos, existe experiencia previa en el manejo de imágenes de satélite para estimar el recurso solar (Alonso-Suárez, 2012, 2014) y en todas las plantas PV del país se registran medidas del recurso solar de buena calidad además de otras variables meteorológicas y la energía entregada a la red. El país cuenta además con 2 redes de medida a escala nacional que miden el recurso solar y cuya densidad conjunta tiene una distancia promedio del orden de 200km. El siguiente listado es una guía de grandes hitos que se deberían recorrer para lograr el objetivo planteado.

- Consolidación del sistema de pronóstico NWP con capacidad de cómputo y almacenamiento adecuada y dedicada. Desarrollo de su integración con series temporales para el pronóstico horario y diario.
- Consolidación del sistema de pronóstico por satélite con capacidad de recepción y almacenamiento adecuada y dedicada. Conocer su incerteza e intervalos de confianza. Para la operación de este sistema se está adquiriendo un sistema de recepción de costo moderado de la red de distribución GeoNetCast (<http://www.geonetcastamericas.noaa.gov/>). Esta capacidad de recepción puede no ser suficiente para operar el sistema de forma confiable.
- Desarrollar sistemas de pronósticos en base a series temporales para su integración con el pronóstico por satélite para los horizontes de 1 a 6 horas, y con los pronósticos NWP para 6 horas en adelante. La integración a escala diaria dependerá de las incertidumbres que se alcancen para esta técnica de pronóstico. Normalmente las técnicas basadas en medidas en Tierra presentan mejores resultados a bajas escalas temporales.
- A la vista de los resultados de las etapas anteriores se debe buscar la forma óptima de combinar estas técnicas de pronóstico en un único sistema. Para llegar a este punto todas las técnicas deben funcionar operativamente y la información necesaria debe estar accesible en tiempo real con adecuada calidad.
- Desarrollar un sistema operativo de cámaras de cielo con incerteza conocida. Alcanzar el estado del arte de esta tecnología incipiente.
- La variabilidad interanual del recurso nacional se ha evaluado por el LES/UdelaR en un 7%. Esto es, la energía solar del 95% de los años se encuentra comprendida dentro de la media de largo plazo $\pm 7\%$. En este escenario sería útil contar con una herramienta de pronóstico de largo plazo (semestral o anual) para mejorar la planificación semestral de Despacho de Carga Nacional. Esta capacidad no está comprendida usualmente en los sistemas de pronóstico de energía solar comerciales y sería un aspecto a desarrollar en conjunto con profesionales que se desempeñen en meteorología y clima.

INFORME 3: abril de 2017.

Resumen final y análisis de la variabilidad de corto plazo de la irradiación solar.

El pronóstico de la energía solar fotovoltaica (PV) es un área que presenta un bajo grado de maduración a nivel internacional (Antonanzas et al, 2016). Al mismo tiempo, la capacidad de generar predicciones de baja incerteza es una de las principales resistencias para la penetración a gran escala de este tipo de energía en las redes eléctricas (IEA, 2014). Esto resulta en que el pronóstico de la energía solar sea una de las principales áreas ha profundizar su desarrollo en los próximos años y es el foco actual de la comunidad académica de especialistas en el relevamiento del recurso solar, como se refleja en la gran cantidad de artículos académicos y artículos de revisión de los últimos 5 años en la temática (Antonanzas et al, 2016; Diagne et al, 2013, Inman et al, 2013).

El proyecto PRONOS, entre otras cosas, ha permitido entender en profundidad el problema de predicción de la irradiación solar y la generación PV, y trazar un plan a mediano plazo para el desarrollo de un sistema de pronóstico solar al estado del arte, lo que hubiera sido imposible a principios de 2016. Este plan toma como base la infraestructura existente en Uruguay para la medida y modelado de la irradiación solar, que ha tenido un fuerte impulso en los últimos 5 años y, en nuestra opinión, permite plantearse el desarrollo local de un sistema integrado de pronóstico solar de primer nivel. Estos desarrollos están en total acuerdo con los esfuerzos de la comunidad internacional en energía solar y convergen en la misma dirección. Además de la elaboración de un plan a corto y mediano para plazo avanzar en el desarrollo de una herramienta de pronóstico solar, que es un objetivo en sí mismo, este proyecto ha permitido dar una serie de pasos concretos y necesarios en dicho rumbo. Pronosticar la energía solar fotovoltaica es, en otras palabras, anticipar las fluctuaciones producidas por el movimiento, formación y deformación de las nubes, por lo que el problema de pronóstico está implícitamente ligado a la variabilidad local de la nubosidad y, consecuentemente, del recurso solar. Se realizaron estudios específicos de la variabilidad de corto plazo de la irradiación solar y la generación PV en Uruguay, que forman parte del conocimiento previo necesario sobre las fluctuaciones que se buscan anticipar con un sistema de pronóstico. La técnica más simple de pronóstico es la persistencia, que consiste en asumir que las condiciones atmosféricas permanecieran constantes respecto al paso temporal anterior de la predicción. Se diagnosticó la incerteza de esta técnica de pronóstico ante la variabilidad local del recurso en Uruguay para horizontes temporales minutales, 10-minutales, horarios y diarios, lo cual brinda límites superiores de incerteza para el desempeño de las otras formas de pronóstico. Una técnica de pronóstico es útil en la medida que su incerteza sea menor que la incerteza de un pronóstico basado en la persistencia. Finalmente, este proyecto ha contribuido a evaluar las técnicas de pronóstico del recurso solar disponibles en Uruguay y ubicar su desempeño respecto a la persistencia. Conocer el desempeño de las técnicas de pronóstico permite establecer intervalos de confianza y es el primer paso en la ruta de combinar las técnicas de pronóstico, elemento que permitirá reducir la incerteza del pronóstico general si la combinación se realiza de forma adecuada teniendo en cuenta las fortalezas y debilidades de cada técnica para cada horizonte de pronóstico, principalmente ante las condiciones de nubosidad en el instante actual.

1. INTRODUCCIÓN

Un pronóstico de la generación PV se construye a partir de un pronóstico de la irradiación solar global en plano horizontal (GHI). Para convertir una predicción de GHI en una predicción de

generación PV se requieren un modelo para transportar la irradiación desde un plano horizontal al plano inclinado, y luego un modelo de planta PV (u otra forma de convertir la irradiación en plano inclinado a potencia de generación promedio en el intervalo de pronóstico). En la Figura 1 se ilustran estos tres pasos requeridos. De estos 3 elementos, el desafío tecnológico está en el pronóstico de la irradiación GHI, para lo cual se debe anticipar el efecto de la nubosidad sobre la irradiación solar, elemento de alta complejidad. En el contexto del análisis de series temporales (una de cuatro técnicas de pronóstico existentes), existen propuestas recientes de pronóstico que buscan anticipar la generación PV en forma directa, sin pronosticar la GHI (Antonanzas et al, 2016). Estas propuestas son incipientes y no está demostrado que este enfoque (en comparación a las técnicas de pronóstico de la GHI por análisis de series temporales) sea una ganancia respecto al enfoque clásico, lo que es objeto de análisis por la comunidad científica especializada.

ELEMENTO CRÍTICO



Figura 1: cadena de pronóstico de la generación de una planta PV.

Como se describió en el primer informe, existen cuatro grandes grupos de técnicas para pronosticar la irradiación solar: la predicción utilizando modelos numéricos de atmósfera (NWP, Numerical Weather Prediction), la predicción utilizando imágenes de satélites geo-estacionarios, la predicción por cámaras todo-cielo ubicadas en tierra y la predicción en base al análisis de series temporales. En el informe 1 se brindó una completa descripción de cada técnica de pronóstico y su funcionamiento, por lo que no se reitera aquí. La utilización de una u otra técnica de pronóstico depende del horizonte de pronóstico y la resolución espacial requerida. Para el pronóstico diario (de 1 a 5 días en adelante) los NWP son preferidos. En cambio, para horizontes temporales horarios (de 1 a 6 horas en adelante) el pronóstico por satélite es el preferido. Para alta resolución espacial (~1 km) y temporal (de 1 a 20 minutos en adelante) las cámaras de cielo son preferidas. Finalmente, las series temporales son la única técnica que puede ser utilizada para todas los horizontes de pronóstico y tienen un carácter integrador de las diferentes técnicas, pudiéndose utilizar para combinar las técnicas entre sí junto con las medidas actuales de generación PV, irradiación solar y otras variables meteorológicas. Estas ideas se ilustran en la Figura 2, donde se puede apreciar en forma gráfica las regiones de resolución espacial y temporal donde es posible aplicar cada técnica. Se marca en amarillo la región de este espacio en donde se encuentran las principales necesidades actuales del sector eléctrico, tanto para el despacho de la energía como para el establecimiento de precios de comercialización de la energía. Esta región incluye el pronóstico para el total de energía del día actual hasta 5 días en adelante, para resoluciones espaciales mayores a 1 km, que van desde plantas PV consideradas por separado a un conjunto de ellas distribuidas espacialmente por una región de algunas centenas de kilómetros (lo que se conoce como pronóstico regional). La incorporación de mayor energía solar fotovoltaica en las redes eléctricas requerirá mayores capacidades para el pronóstico intra-día, donde el pronóstico de 1 a 6 horas adquirirá mayor relevancia que la actual para el sector eléctrico. Esta región de resalta en rojo en la Figura 2. Las

técnicas involucradas en estas regiones son los modelos numéricos de atmósfera, las series temporales y el pronóstico por satélite, y la reducción de la incerteza de estas técnicas y su combinación de forma óptima son el desafío actual para reducir la incerteza en los horizontes de pronóstico relevantes en la actualidad y en los próximos años (diarios y horarios).

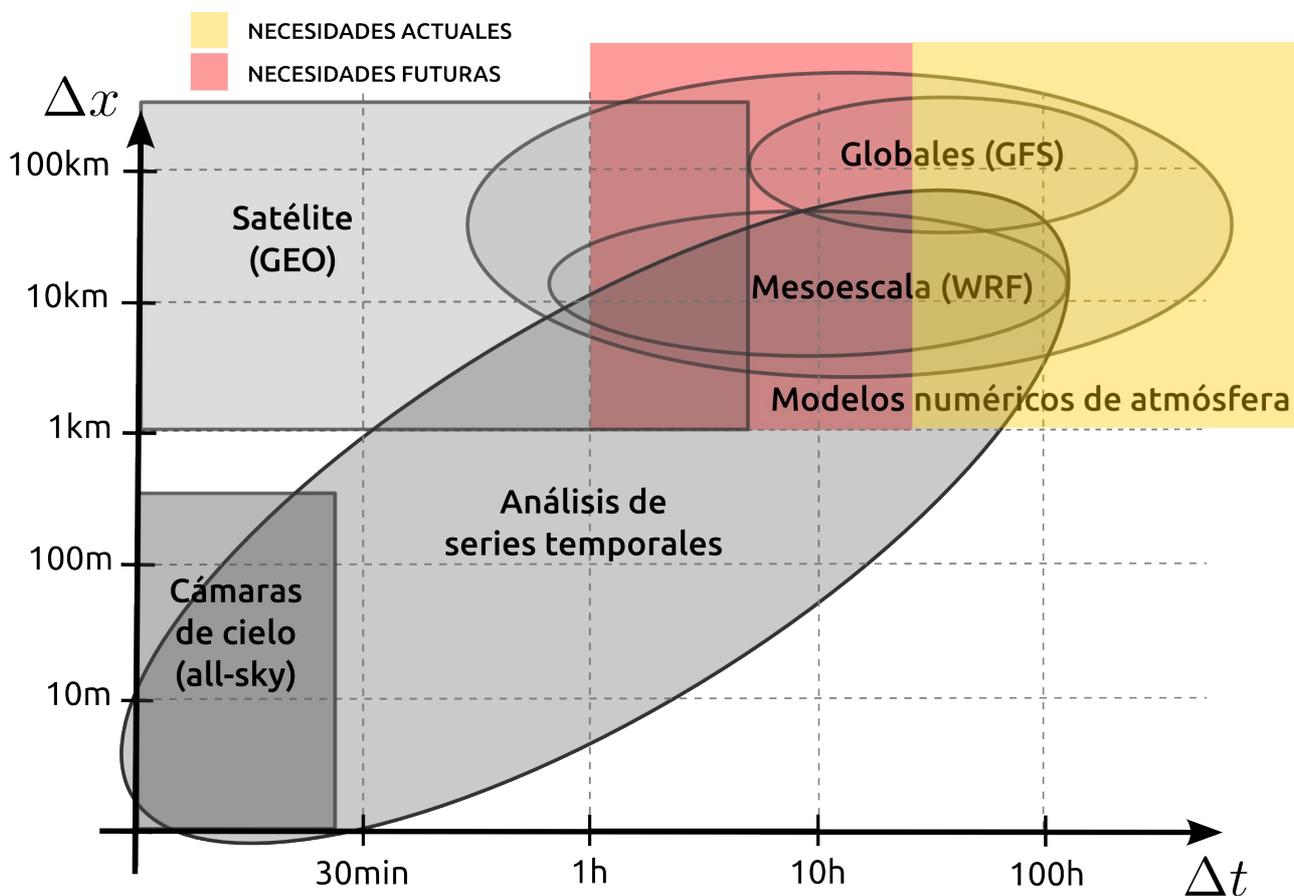


Figura 2: técnicas de pronóstico y necesidades actuales y a corto plazo de pronóstico PV.

En el informe 2 presentamos un relevamiento del grado actual de desarrollo de las diferentes técnicas de pronóstico en Uruguay y dos estudios base que son requeridos para plantearse el desarrollo de herramientas de pronóstico del recurso solar en forma sistemática. El primer estudio es el análisis de la variabilidad de corto plazo (tanto para el recurso solar como para la generación PV) y el segundo es la caracterización del desempeño de la persistencia como técnica de pronóstico para los distintos horizontes temporales. En la Figura 3 se muestra el grado de avance de las técnicas de pronóstico y los estudios locales requeridos al segundo trimestre de 2016 y al segundo trimestre de 2017, donde se identifican en verde los avances luego de la realización de este proyecto. Para las técnicas de pronóstico se identificaron algunos hitos que cuantifican su grado de maduración, que van desde una etapa sin desarrollo (o escaso desarrollo) a una herramienta operativa con incerteza e intervalos de confianza conocidos, discriminando esta incerteza por las condiciones de nubosidad y, en el caso del pronóstico horario, también por altura solar. La técnica de pronóstico que presentaba (y sigue presentando) mayor grado de avance previo a este proyecto son los NWP, impulsada por el desarrollo previo del pronóstico de la generación eólica en Uruguay que también se realiza a través de modelos numéricos de atmósfera. En el último año se ha trabajado en caracterizar su incerteza típica, teniéndose a la fecha una evaluación inicial de incerteza para este pronóstico, que se presenta en la Subsección 4.1. El pronóstico por satélite ha

iniciado su desarrollo en el último año, apoyados por este proyecto y un proyecto Fondo Sectorial de Energía de la Agencia Nacional de Investigación e Innovación (FSE/ANII, Uruguay). Partiendo de una situación sin desarrollo, se ha construido un prototipo para este pronóstico y se ha avanzado en su evaluación de desempeño. Se espera contar con un diagnóstico preliminar de incerteza en los próximos meses. Los avances realizados se presentan en la Subsección 4.2. Para el pronóstico por cámaras de cielo, cuyos avances se describen en la Subsección 4.3, se evaluó el desempeño de un prototipo que actualmente funciona en el Laboratorio de Energía Solar de la UdelaR (LES/UdelaR) y que fue desarrollado en el marco de un FSE/ANII ejecutado anteriormente. Las series temporales permanecen sin desarrollo en Uruguay, lo que es una oportunidad que aún no ha sido explorada para reducir la incerteza del pronóstico diario y horario, y comenzar el camino para integrar el pronóstico NWP con el pronóstico por satélite a escala intra-día. Por otro lado, se avanzó significativamente en sentar las bases de un desarrollo sistemático del pronóstico de la energía solar en el contexto local, habiéndose realizado una primer caracterización de la variabilidad de corto plazo y el desempeño de la persistencia, que se presentan respectivamente en las Secciones 2 y 3.

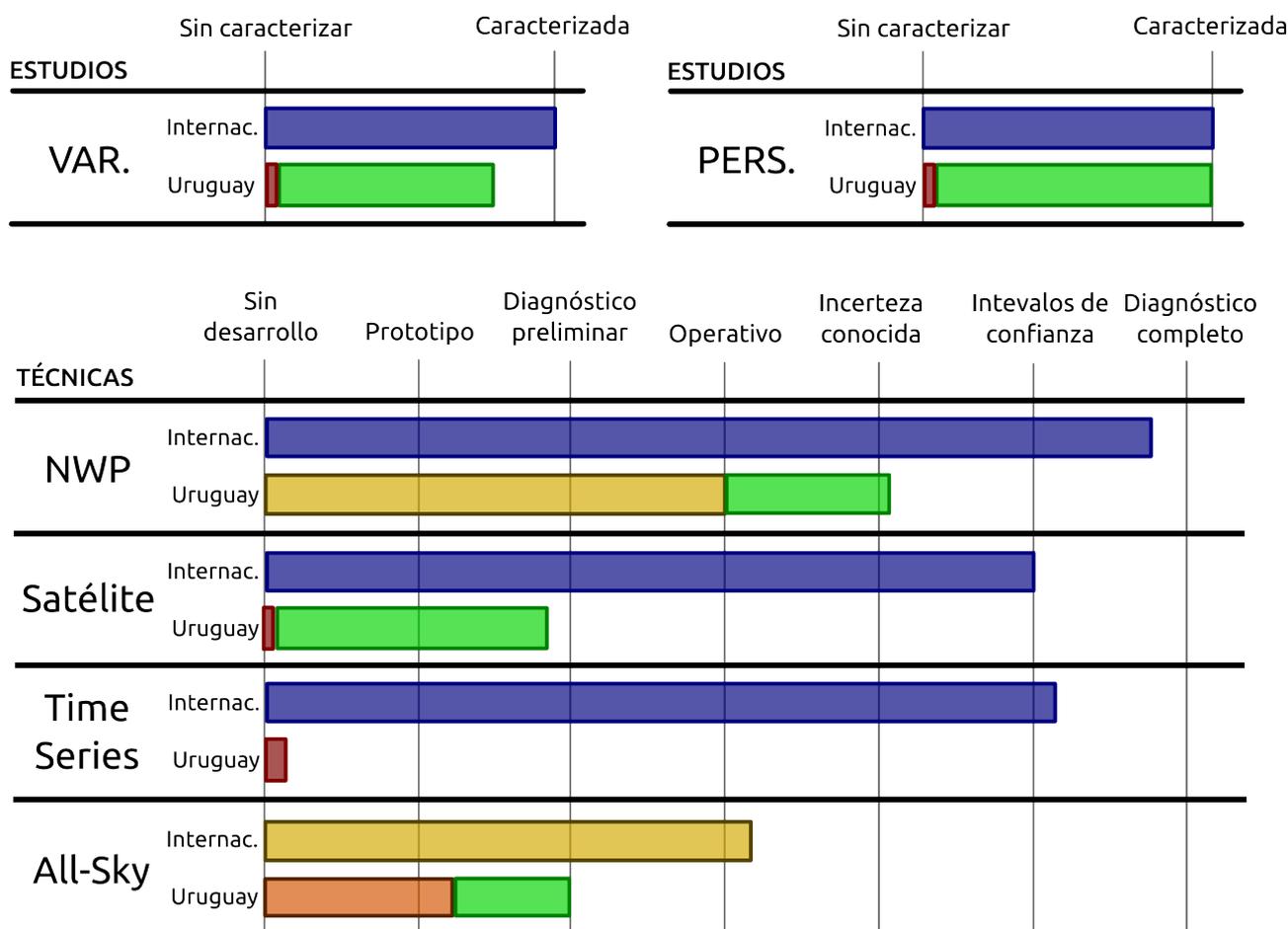


Figura 3: grado de desarrollo de cada técnica de pronóstico previo y posterior a este proyecto.

Se observa que, teniendo en cuenta las necesidades del sector eléctrico, las prioridades para profundizar el desarrollo del pronóstico de la energía solar se centran en el pronóstico por NWP y por satélite, y su combinación. Las técnicas de análisis de series temporales son complementarias a estas otras técnicas y pueden ser un insumo importante para su combinación. Con estas ideas en mente, en la Sección 5 presentamos un plan a corto/mediano plazo para el desarrollo local de un sistema de pronóstico de la generación PV de estas características, que sería una herramienta al tope

del estado del arte en el área de estudio.

Para todos los estudios que se describiran en este informe se requieren datos medidos en tierra, que son el insumo fundamental de cualquier estudio del recurso solar. Las estaciones de medida de irradiación solar se muestran en la Tabla 1. Existen dos redes de medida de esta magnitud a escala nacional que se discriminan en la Tabla 1; la del LES/UdelaR y la de la empresa eléctrica estatal UTE. En la red de medida del LES/UdelaR se registra la irradiancia a escala minutal (y en algunos periodos de tiempo se realizó a escala 3-minutal) con una incerteza diaria de ~3-5 % utilizando piranómetros de primera clase o superior según la norma ISO 9060:1990. En todos los sitios actuales se registra la irradiancia con piranómetros estándar secundarios que reciben el mantenimiento diario requerido, por lo que la incerteza de los últimos años de medida de esta red de campo es de ~3 %. Estos piranómetros son calibrados cada dos años según indican las buenas prácticas de la WMO. La calibración se realiza en el LES/UdelaR contra un Estándar Secundario de alta calidad que Laboratorio mantiene con trazabilidad a la Referencia Radiométrica Mundial (patrón primario) en el World Radiation Center en Davos, Suiza. En la red de UTE se mide con cadencia 10 minutal utilizando sensores fotovoltaicos Li-Cor, que requieren menos mantenimiento, y tienen una incerteza característica del ~7 % diario. La distribución espacial de ambas redes de medida se puede observar en la Figura 4, donde se puede apreciar la complementaridad de ambas redes. El LES cuenta con dos sitios más de medida, uno en el territorio antártico uruguayo que no se utilizó para este trabajo por no ser representativo y uno en el techo de la Facultad de Ingeniería de la UdelaR (AZ, Montevideo) donde no se dispone de estadística suficiente para estos estudios. De todas formas, la estación de LB se encuentra lo suficientemente cercana de Montevideo y es representativa de la zona sur de Uruguay.

	latitud	longitud	período	institución	tipo de registro
ZU	-34.34	-57.69	05/2015 a la fecha	LES	Minutal
TA	-31.71	55.83	03/2015 a la fecha	LES	Minutal
SA	-31.27	-57.89	06/2010 a la fecha	LES	Minutal
AR	-30,40	-56.51	12/2011 a la fecha	LES	Minutal
TT	-33.28	-54.17	06/2010 a la fecha	LES	Minutal
LB	-34.67	-56.34	03/2010 a la fecha	LES	Minutal y 3-minutal
RO	-34.49	-54.31	06/2011 a la fecha	LES	Minutal y 3-minutal
RB	-32.80	-56.42	04/2010 a la fecha	UTE	10-minutal
BU	-31.06	-55.60	04/2010 a la fecha	UTE	10-minutal
RM	-34.34	-57.58	05/2011 a la fecha	UTE	10-minutal
RR	-34.09	-53.65	07/2011 a la fecha	UTE	10-minutal
JI	-34.86	-54.73	07/2011 a la fecha	UTE	10-minutal
VA	-33.26	-55.10	09/2011 a la fecha	UTE	10-minutal
RA	-33.82	-56.58	02/2011 a la fecha	UTE	10-minutal
PA	-34.68	-55.58	11/2009 a la fecha	UTE	10-minutal
MM	-34.64	-56.70	04/2011 a la fecha	UTE	10-minutal
BB	-31.75	-57.87	02/2012 a la fecha	UTE	10-minutal

Tabla 1: Estaciones de medida en tierra cuyos datos se utilizaron en este trabajo.

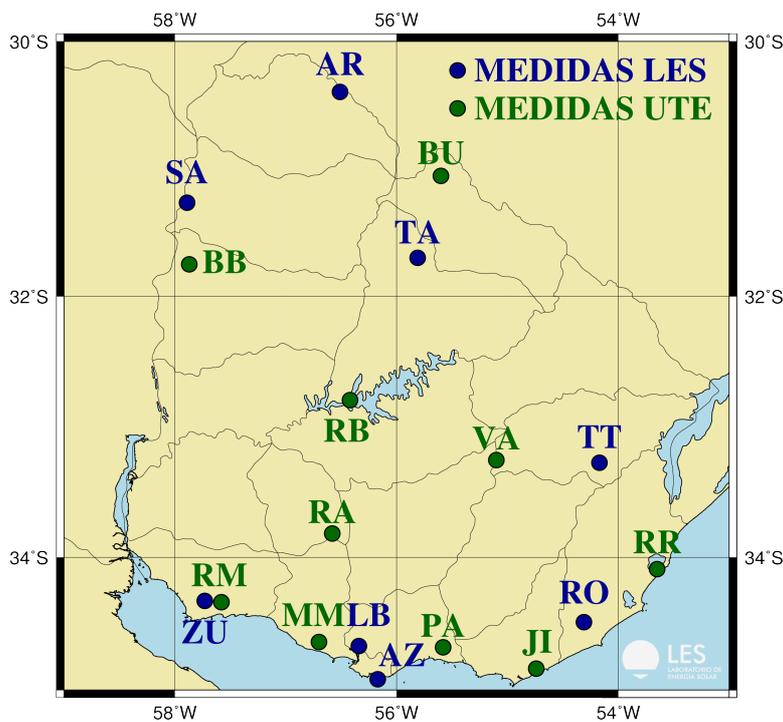


Figura 4: ubicación de los sitios de medida de la irradiancia solar en Uruguay.

La ubicación de las plantas PV en Uruguay se presenta en la Figura 5 y se detalla en la Tabla 2, donde además se incluye su potencia nominal (la potencia máxima que la planta tiene autorizado a inyectar en la red eléctrica). Las plantas PV identificadas por P01 (Asahi, 0.5 MW), P02 (La Jacinta, 50 MW), P03 (Alto Cielo, 20 MW), P04 (Raditon, 8 MW) y P17 (Casalko, 1.8 MW) se encuentran operativas en Uruguay, de las cuáles se disponen de datos de generación de más de 1 año de las primeras cuatro. Se prevé que las plantas restantes se incorporen a la red eléctrica en el correr del presente año. Estas plantas se han ido ubicando en la zona noroeste del país donde el recurso solar es mayor y hay adecuada fortaleza de la red como para incorporarlas.

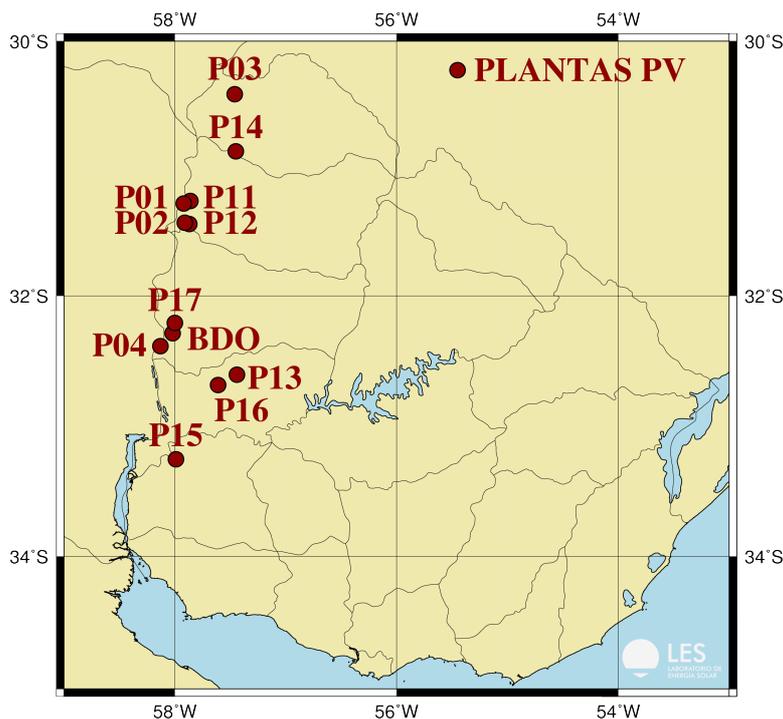


Figura 5: ubicación de las plantas fotovoltaicas en Uruguay.

nombre	código	latitud	longitud	potencia
Asahi (Sol de la mañana)	P01	-31.28	-57.92	0.5 MW
La Jacinta	P02	-31.43	-57.91	50 MW
Alto Cielo	P03	-30.42	-57.46	20 MW
Raditon	P04	-32.39	-58.13	8 MW
Bola de Oro	BDO	-32.29	-58.03	34 MW
Naranjal	P11	-31.26	-57.86	50 MW
Del Litoral	P12	-31.44	-57.87	16 MW
Menafra Solar	P13	-32.61	-57.44	20 MW
Arapey Solar	P14	-30.87	-57.45	10 MW
Natelu	P15	-33.26	-57.99	9.5 MW
Yarnel	P16	-32.69	-57.61	9.5 MW
Casalko	P17	-32.21	-58.00	2 MW

Tabla 2: ubicación de las plantas PV en Uruguay y su potencia nominal.

2. VARIABILIDAD DE CORTO PLAZO

Aquí buscamos cuantificar la variabilidad minutil, 10-minutil y horaria de la irradiancia solar y la generación PV. La variabilidad de la irradiancia se evalúa a partir de datos medidos en tierra o de estimaciones por satélite. Los datos medidos en tierra permiten evaluar la variabilidad a las 3 escalas temporales en algunos pocos sitios de medida esparsos en el territorio nacional. En cambio, las estimaciones por satélite sólo permiten realizar estudios a escala horaria, pero con la ventaja de que es posible generarlos para sitios específicos, en particular, para el emplazamiento de las plantas PV en Uruguay. Las estimaciones por satélite son generadas por el LES/Udelar utilizando un modelo satelital desarrollado localmente (Alonso-Suárez, 2012, 2014), denominado JPTv2, que está específicamente ajustado a las particularidades climáticas de la región (utilizando medidas registradas en tierra en Uruguay) y permite estimar la irradiación solar horaria con una incerteza de ~12-13 % a escala horaria y ~6-7 % a escala diaria. La variabilidad de corto plazo de la generación PV se estimó a partir de las series de generación disponibles en Uruguay, donde ya se dispone de datos de 3 plantas PV cuya estadística es mayor a 3 años.

La irradiancia solar que alcanza la superficie terrestre varía de acuerdo al movimiento del Sol y a los procesos de formación y movimiento de las nubes. La variación debido al movimiento del Sol es lenta y predecible, mientras que la variabilidad asociada a la nubosidad es rápida y difícil de anticipar (Kleissl, 2013). Esta segunda fuente de variabilidad es la que principalmente afecta el funcionamiento de las plantas PV. Las fluctuaciones del recurso se trasladan en forma directa a la potencia entregada a la red eléctrica. El primer trabajo que buscó cuantificar la variabilidad de corto plazo del recurso solar fue realizado por Skartveit y Olseth (1992). El rápido incremento de las instalaciones PV que se ha experimentado recientemente a nivel mundial ha demandado mejorar el entendimiento de la variabilidad del recurso solar. Esto ha dado lugar a varios estudios específicos que la cuantifican a distintas escalas temporales y espaciales (Lauret et al, 2016; Hoff y Pérez, 2012; 2010; Pérez et al, 2016; 2012; 2011; Lave et al, 2011). En el caso que se considera la generación conjunta de dos plantas fotovoltaicas la variabilidad se reduce al aumentar la distancia entre ellas (Kleissl, 2013). Este fenómeno se conoce como filtrado espacial de la variabilidad solar y se debe a que la correlación entre los sitios disminuye con la distancia. Si se agregan más plantas en forma distribuida en una región la reducción se acentúa. Esta reducción depende de la cantidad de plantas, de cómo se distribuyan y del clima local.

2.1. Cuantificación de la variabilidad

La variabilidad se cuantifica utilizando las diferencias entre el instante actual y el paso temporal anterior. La variación observada, ya sea en el recurso o en la generación PV, se la denomina fluctuación. Para la irradiancia solar, las fluctuaciones pueden cuantificarse a partir de la medida propiamente dicha o a través del índice de claridad, donde se eliminan las variaciones estacionales conocidas de la irradiancia debido al movimiento de la Tierra respecto al Sol. Este índice de claridad, k_T , se define como,

$$k_T = \frac{GHI}{GHI_o} = \frac{GHI}{G_{sc} F_n \cos(\theta_z)}, \quad (1)$$

donde GHI_o es la irradiancia solar en un plano horizontal en el tope de la atmósfera, G_{sc} es la constante solar, F_n es factor orbital que cuantifica la distancia Tierra-Sol variable a lo largo de la órbita terrestre y $\cos(\theta_z)$ es el coseno del ángulo cenital. El cálculo de estas magnitudes se encuentra bien documentado en textos comunes como (Iqbal, 1983; Duffie y Beckman, 2006). Las fluctuaciones se pueden cuantificar entonces a partir de la serie temporal de índice de claridad (k_T), de la serie temporal de irradiancia (GHI) o de la serie temporal de generación PV (PPV):

$$\Delta k_T(t) = k_T(t + \Delta t) - k_T(t), \quad (2)$$

$$\Delta GHI(t) = GHI(t + \Delta t) - GHI(t), \quad (3)$$

$$\Delta PPV(t) = PPV(t + \Delta t) - PPV(t), \quad (4)$$

donde el paso temporal Δt es el horizonte de tiempo al cual se está evaluando el cambio del recurso. A modo de ejemplo, se muestra en la Figura 6 una serie temporal horaria de GHI estimada por satélite para la planta PV de “La Jacinta” (punto P02) y el proceso para obtener las fluctuaciones Δk_T . En la Figura 6.a se presenta la serie original horaria expresada en términos de la irradiancia media en la hora (en W/m^2). La normalización de la serie de GHI en índice de claridad k_T se presenta en la Figura 6.b. Luego de eliminar la componente estacional, los cambios en el recurso se pueden observar en la Figura 6.c. Esta es la variabilidad del sitio específico correspondiente a “La Jacinta”. Si se promedia el recurso en todas las plantas PV que estarán operativas en Uruguay (ver Tabla 2) se tiene la variabilidad destacada en verde en la Figura 6.d. Esto muestra que distribuir espacialmente las plantas PV ayuda a reducir la variabilidad del recurso en forma importante sin necesidad de ninguna acción externa de control.

Para cuantificar la variabilidad se calculan tres indicadores a partir de la serie de fluctuaciones. El primer indicador es la variabilidad promedio, σ_p , calculada como la desviación estándar de la serie de fluctuaciones (Kleissl, 2013), por ejemplo, de Δk_T . Los próximos dos indicadores buscan cuantificar la variabilidad máxima del 5% y el 1% de las mayores fluctuaciones. Estos valores son representativos del peor caso y permiten cuantificar las fluctuaciones más grandes observadas con un 5% y un 1% de probabilidad.

Cuando se considera un sistema conformado por varios sitios se promedian (o se suman, en el caso de la PPV) las series temporales. Los indicadores anteriores se pueden calcular para las fluctuaciones del promedio/suma, cuantificando la variabilidad conjunta de una serie de sitios distribuidos espacialmente. La reducción de variabilidad con la distancia se puede cuantificar si se toma una estación de referencia, y los sitios se van sumando en orden de distancia creciente,

asignando la suma a la distancia del punto más lejano al de referencia. En este caso interesa cuantificar la reducción de variabilidad relativa a la estación de referencia y se utiliza su variabilidad como valor de normalización, en forma similar a Hoff y Pérez (2010). De esta manera la variabilidad del sitio de referencia es el 100%, y se puede observar la reducción de variabilidad con la distancia de manera más adecuada.

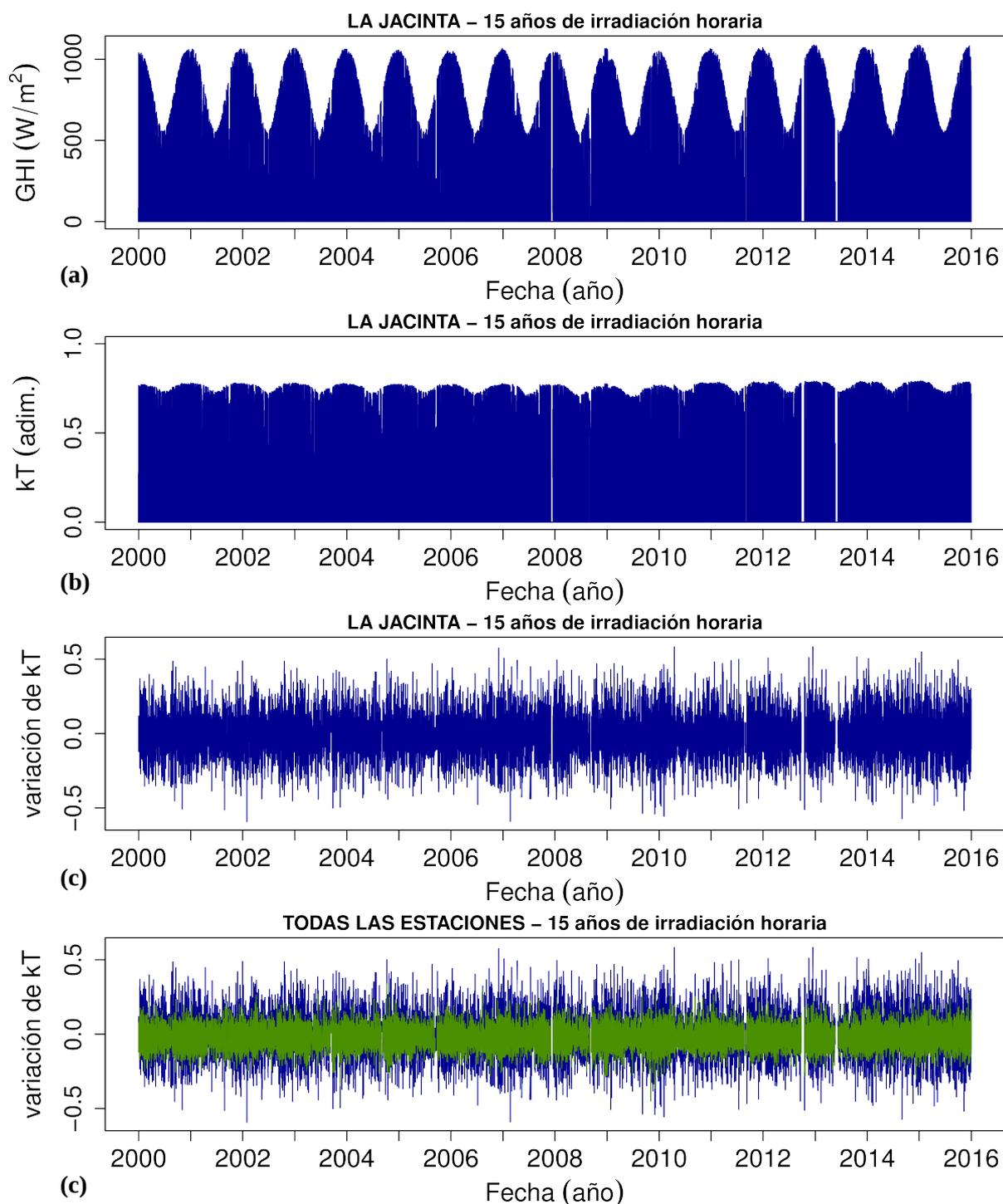


Figura 6: ejemplo de estudio de la variabilidad del recurso solar a escala horaria.

2.2. Resultados: variabilidad horaria

El primer análisis se realizó a escala horaria utilizando los datos de las estaciones de medida listadas en la Tabla 1. Se estudió la variabilidad promedio y máxima (al 1%) de las estaciones

tomadas en conjuntos, y su reducción con la distancia. Para cada estación que es tomada como referencia (100%) se obtiene una curva lineal a trozos en función de la distancia, que son distintas entre sí. Para visualizar esta reducción en forma simple se ajustaron curvas exponenciales decrecientes de la forma,

$$f(d) = \gamma + (100 - \gamma)e^{-\beta d}, \quad (5)$$

donde γ y β son parámetros positivos que se deben ajustar a los indicadores porcentuales. Estas curvas acompañan la tendencia de los valores encontrados y permiten evaluar la reducción de la variabilidad de manera aproximada para una red de sitios dada. En la Figura 7 se muestran las curvas obtenidas para cada estación de referencia junto con el ajuste global. El ajuste $f(d)$ oficia como curva promedio a las reducciones halladas para cada referencia. Interesa en particular observar que las curvas de cada referencia terminan aproximadamente en la misma reducción de variabilidad total. Por lo tanto el ajuste $f(d)$ evaluado a 500 km da una indicación robusta de la reducción de variabilidad encontrada.

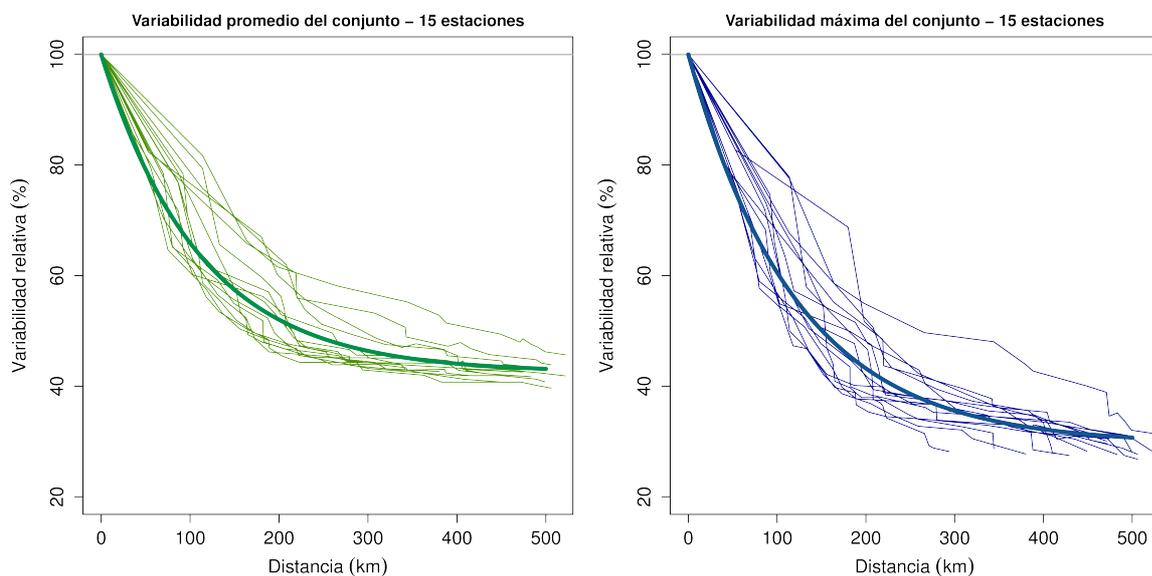


Figura 7: ajuste de las curvas $f(d)$ para el caso del análisis por conjuntos.

En la Figura 8 se muestra la nube de puntos junto con las curvas $f(d)$ ajustadas para la variabilidad promedio y la variabilidad máxima, cuando se utilizan las 15 estaciones de medida (Figura 8.a) y cuando se utilizan las estimaciones de satélite para los 12 sitios PV (Figura 8.b). Se observa que la reducción de la variabilidad es mayor para las fluctuaciones máximas que para las fluctuaciones promedio. Para el caso de 15 estaciones distribuidas en un diámetro de 500 km, la variabilidad promedio se reduce a 43% y la variabilidad máxima a 31%. En cambio la reducción de variabilidad para los 12 sitios PV ubicados en un diámetro de 350 km, es un poco menor, obteniéndose una reducción al 63% para la variabilidad promedio y al 49% para la variabilidad máxima. Esto muestra la dependencia crítica de la variabilidad con la cantidad de puntos considerados y su distribución espacial. Los números aquí presentados son representativos de la situación ad-hoc de las 12 plantas PV que estarán operativas a finales de este año en Uruguay, ubicadas en la zona noroeste del país a una distancia máxima entre ellas de 350 km y no deben tomarse como un resultado general de reducción de variabilidad. Para cada situación específica se

debe repetir este estudio, considerando la distribución espacial de los sitios de generación y la variabilidad local del recurso. Se estima entonces que se espera una reducción de variabilidad máxima horaria del orden del 50% de la variabilidad en cada sitio para las plantas PV en Uruguay.

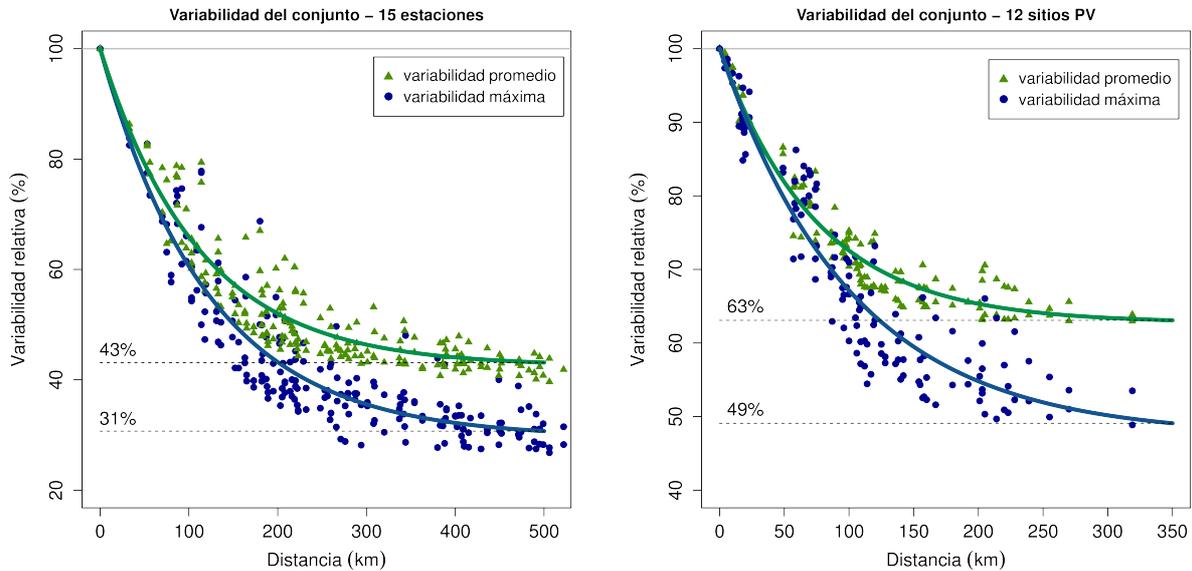


Figura 8: reducción de la variabilidad horaria para las 15 estaciones de medida y los 12 sitios PV.

2.3. Resultados: variabilidad minutil

Las fluctuaciones minutales del recurso son de particular importancia debido a que generan variaciones rápidas en la generación PV (rampas de generación) que son difíciles de pronosticar. Para este estudio sólo es posible utilizar los sitios de la red de medida del LES (ver Tabla 1), donde están disponibles medidas minutales. Al tratarse de pocos sitios nos centramos en la comparación entre la escala minutil y la escala horaria, para entender qué resultados hallados anteriormente son extrapolables. En la Figura 9 se comparan los resultados para los conjuntos de sitios debido a que es un análisis más relevante para la generación PV.

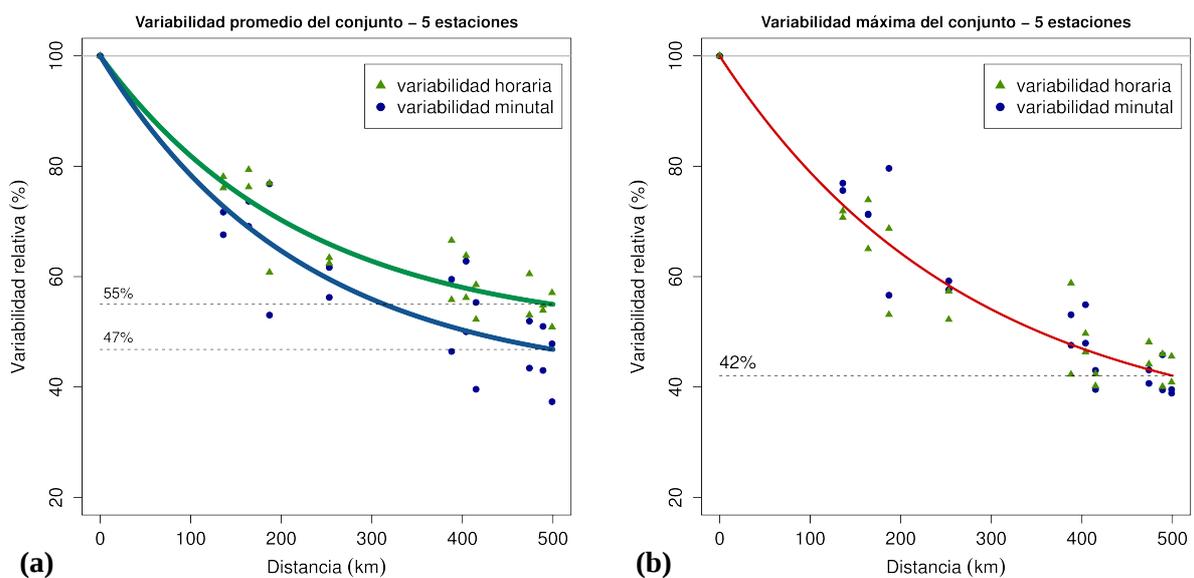


Figura 9: comparación entre la variabilidad horaria y minutil para el análisis por conjuntos.

Se observa que para la variabilidad promedio la reducción a escala minutil es un 8% mayor

que a escala horaria (Figura 9.a). En cambio, para la variabilidad máxima (Figura 9.b) los valores horarios y minutales se encuentran muy cercanos y sugiere que a efectos de la reducción de variabilidad máxima minotal de los conjuntos los resultados horarios son extrapolables. Esto significaría que se espera una reducción de variabilidad máxima minotal del orden de un 50% para los sitios PV. Este punto se debe comprobar con mayor estadística y más sitios de medida.

3. INCERTEZA DE LA PERSISTENCIA

El desempeño de la persistencia brinda una cota superior para el desempeño esperado de técnicas de pronóstico de la irradiación solar de mayor complejidad. Este desempeño depende de la variabilidad de la nubosidad en el sitio específico. En un sitio con poca variabilidad el desempeño de la persistencia será mejor que en un sitio con alta variabilidad. En el caso particular del pronóstico de la irradiancia solar, se puede utilizar el índice de claridad definido en la Ec. (1) para aplicar la persistencia. En dicho caso, un pronóstico de irradiancia GHI se estima como,

$$GHI(t + \Delta t) = k_T(t) \times GHI_o(t + \Delta t), \quad (6)$$

donde se asume que el índice de nubosidad permanece constante ($k_T(t + \Delta t) = k_T(t)$). Esta expresión para el pronóstico por persistencia puede utilizarse a escala minotal, 10-minotal, horaria y diaria.

Se analizó el desempeño de la persistencia para todos los sitios de medida de la Tabla 1. En la Figura 10 se presenta en forma resumida el resultado de estos análisis, donde en una misma línea temporal se indica la incerteza del pronóstico como función del horizonte temporal para distintas escalas de tiempo. La incerteza del pronóstico minotal se indica en rojo, desde 1 minuto a 60 minutos. En azul se encuentra el pronóstico 10-minotal, desde 10 minutos hasta 6 horas. En verde se presenta la curva a escala horaria, para el pronóstico de 1 a 6 horas y en naranja la curva diaria, para el pronóstico de 1 a 5 días. Estas curvas se construyen promediando el desempeño de la persistencia en cada sitio de medida, como se muestra en la Figura 11.

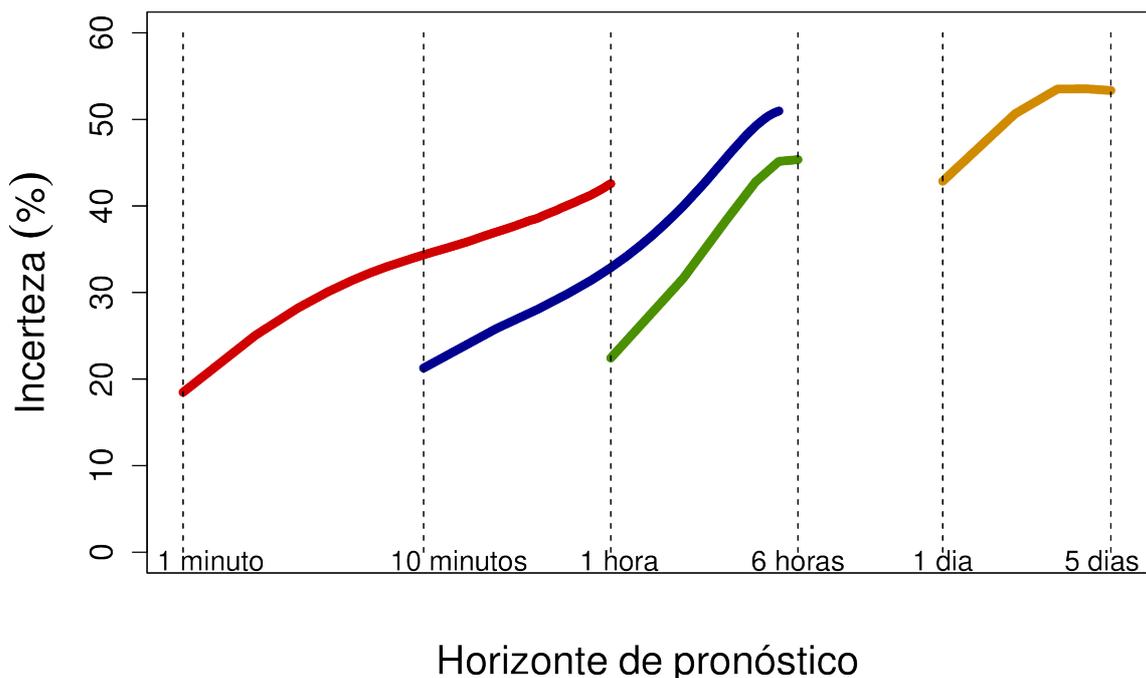
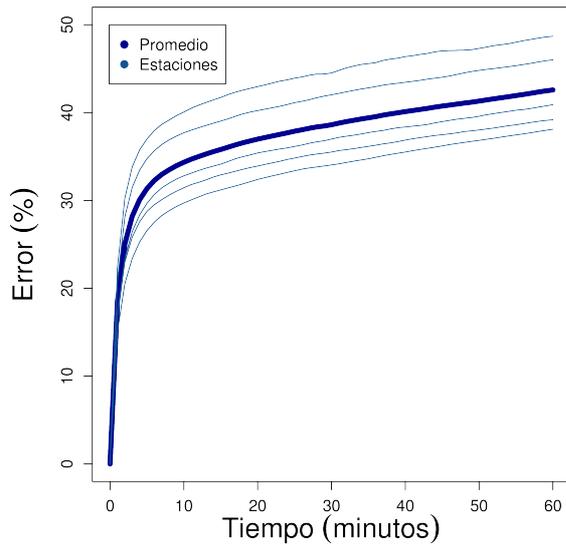
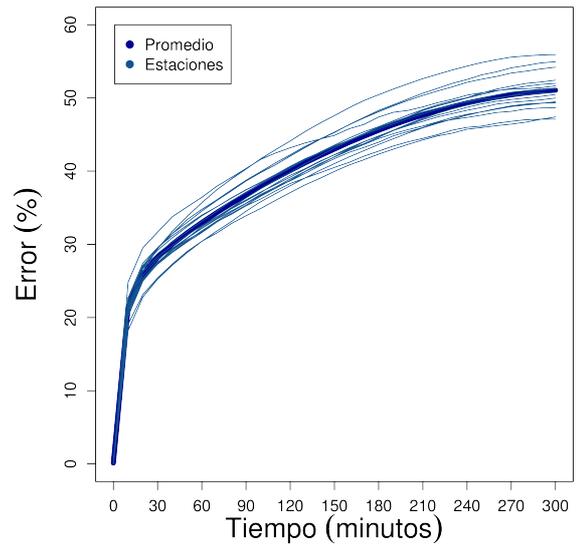


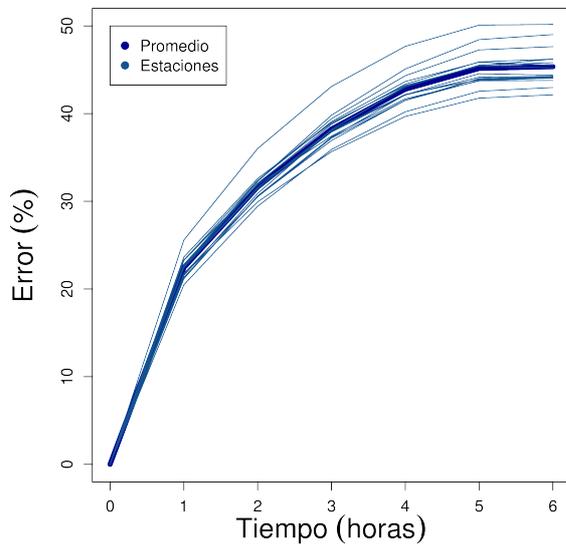
Figura 10: incerteza del pronóstico por persistencia para distintas escalas temporales.



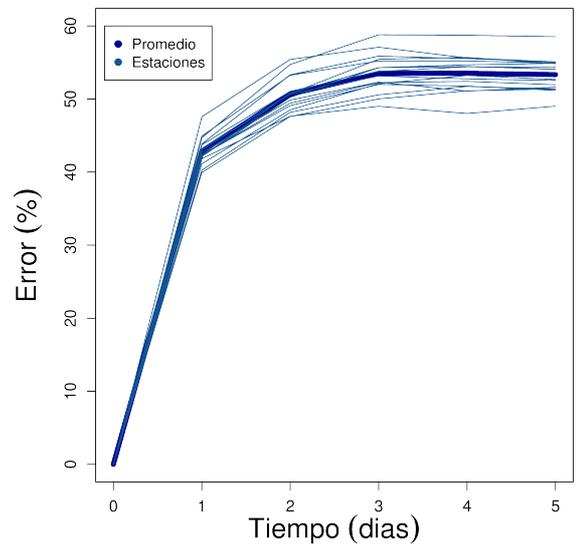
(a) incerteza de la persistencia minutal.



(b) incerteza de la persistencia 10-minutal.



(c) incerteza de la persistencia horaria.



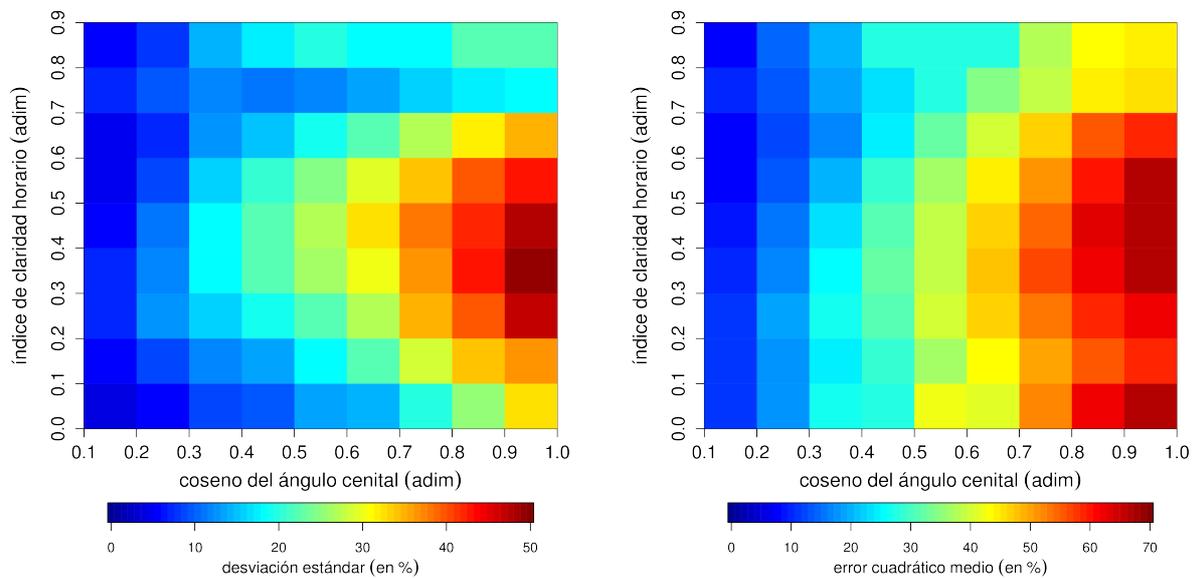
(d) incerteza de la persistencia diaria.

Figura 11: desglose de la incerteza del pronóstico por persistencia para distintas escalas temporales.

Se observa que la menor incerteza de la persistencia es para el pronóstico a 1 minuto y que en general el desempeño empeora al aumentar el horizonte temporal, como es esperado. A escala minutal la incerteza varía entre 19% y 42% desde 1 minuto a 60 minutos, y a escala 10-minutal la incerteza varía entre 21% y 50% desde 10 minutos a 6 horas. Como se explicó en la Sección X.1 las necesidades actuales del sector eléctrico se centran en el pronóstico horario y diario, por lo que las curvas verde y naranja son las más relevantes. La incerteza de la persistencia a escala horaria varía entre 22% y 43% desde 1 hora a 6 horas, lo cual brinda un valor relativamente bajo a superar para el pronóstico a 1 hora, teniendo en cuenta que la incerteza de la caracterización por satélite es de 12-13 % utilizando el modelo localmente ajustado. A escala diaria, la incerteza de la persistencia varía entre 45% y 52% desde 1 a 5 días.

Se caracterizó también el desempeño de la persistencia (intra-día) como función de la nubosidad y la altura solar. Esto permite detectar en qué condiciones el pronóstico tiene una mejor

performance, y es un estudio que se debe realizar para todas las técnicas de pronóstico, previo a su combinación. Este estudio es posible realizarlo para las escalas intra-día, debido a la discriminación por altura solar (variable a lo largo del día). Para las escalas diarias o superiores, sólo se podría incluir la discriminación por nubosidad. La presencia de nubosidad es cuantificada indirectamente, a través del índice de claridad kT (ver Ec. (1)) y la altura solar a través del coseno del ángulo cenital ($\cos(\theta_z)$). En la Figura 12 se presenta la discriminación de la incerteza del pronóstico por persistencia (el desvío estándar del vector de error) en celdas de 0.1×0.1 de índice de claridad y coseno del ángulo cenital, que puede ser interpretado como un mapa de incerteza. Este análisis fue introducido por Lorenz et al. (2009) para estimar intervalos de confianza para el pronóstico de irradiación solar por NWP. A modo de ejemplo, se muestra en la Figura 12.a el mapa de incerteza para el pronóstico a 1 hora y en la Figura 12.b el mapa de incerteza para el pronóstico a 5 horas.



(a) mapa de incerteza a 1 hora.

(b) mapa de incerteza a 5 horas.

Figura 12: discriminación de la incerteza del pronóstico por persistencia según la presencia de nubosidad (índice de claridad, eje y) y la altura solar (coseno del ángulo cenital, eje x).

El mapa de incerteza a 1 hora indica que el desempeño de la persistencia presenta una alta incerteza en condiciones de nubosidad intermedia en torno al mediodía solar, alcanzado una incerteza máxima del orden de $\sim 50\%$ en dichas condiciones. El mejor desempeño en condiciones de cielo despejado (índice de claridad mayor a 0.6) compensa el bajo desempeño en otras condiciones, resultando en la incerteza global de 22% comentada anteriormente. Para el pronóstico a 5 horas las conclusiones generales son similares, con dos diferencias significativas. La primera es que la incerteza máxima en condiciones de nubosidad intermedia aumenta a 70%. La segunda es que la incerteza parece depender menos de la nubosidad y más de la altura solar. En particular, interesa observar que el desempeño en condiciones de cielo despejado empeora, principalmente para condiciones de altura solar grande (en verano).

Estos mapas permiten observar fortalezas y debilidades en las técnicas de pronóstico. En este caso, por ejemplo, se observa que la persistencia presenta un buen desempeño en condiciones de cielo despejado y para horas tempranas de la mañana, lo que es información valiosa para integrar esta técnica de pronóstico con las demás utilizando series temporales. Un análisis de estas

características se debe realizar para todas las técnicas de pronóstico previo a iniciar su combinación.

4. TÉCNICAS DE PRONÓSTICO PV

Aquí se resumen algunos de los resultados de la evaluación de las técnicas de pronóstico en Uruguay, y su ubicación respecto al desempeño de la persistencia. Se muestra una evaluación para la predicción por NWP y las cámaras todo-cielo. Como se mencionó en la Sección 1 se espera tener una primer evaluación del pronóstico por satélite para los próximos meses. Las series temporales permanecen sin desarrollo en Uruguay, y se espera iniciar su desarrollo en el presente año. En lo que refiere a modelos NWP, se está trabajando también en el análisis de desempeño en una variante que utiliza múltiples corridas del modelo de mesoescala WRF. Dado que los modelos numéricos de atmósfera tienden a sobrestimar la irradiación solar, se ha constatado que la utilización del mínimo valor obtenido de las múltiples corridas mejora el pronóstico diario.

4.1. Modelos numéricos de atmósfera

El pronóstico por NWP en Uruguay, al igual que en gran parte del mundo, consta de dos etapas. A las 00:00 UTC el modelo global de la NOAA inicia la resolución de las ecuaciones que modelan la dinámica atmosférica a escala global con una resolución $1^\circ \times 1^\circ$, de lo que resultan sets de estimaciones globales conocidos como GFS. Luego, estos GFS son utilizados como condiciones de borde para la resolución de estas ecuaciones a escala regional a través de un modelo de mesoescala. En el caso de Uruguay, se utiliza el modelo WRF, un modelo de libre distribución y modificación que la comunidad científica especializada utiliza como herramienta de investigación. De la operación del modelo se obtienen una vez por día estimaciones horarias para 5 días en adelante, lo que permite pronosticar las horas del día actual y pronosticar la energía solar total del día actual y los subsiguientes.

Se ha trabajado en comparar las estimaciones de esta técnica de pronóstico con datos medidos en tierra, para su funcionamiento regular y para su funcionamiento en base a múltiples corridas. En la Figura 13 se resumen, a modo de ejemplo, la incertidumbre para el pronóstico a escala diaria y sobre el mediodía solar para la estación de medida en el Laboratorio de Energía Solar de la UdelaR (punto de medida a 2 km de la estación SA, ver Figura 4), que son los datos de irradiancia solar de mayor calidad que se registran en el país. En esta estación se mide la irradiancia solar con piranómetros Estándar Secundario (según la clasificación ISO 9060:1990) con ventilación forzada y un sistema de seguimiento solar fino que permite registrar no sólo la irradiancia solar global en plano horizontal (GHI), sino también las componentes difusa en plano horizontal (DHI) y directa en incidencia normal (DNI). La media de GHI tiene una incerteza a escala diaria de 2%, la de DHI de 3% y la de DNI de 1%. Debido al funcionamiento del WRF y como una primer evaluación de desempeño, la evaluación intra-día se realizó para el mediodía solar (horas de mayor interés para el pronóstico de irradiación solar) entre las 10 y 15 horas (hora local). Esta curva es la que se muestra en rojo en la Figura 13. La incerteza diaria se presenta en azul en el mismo gráfico. Se observa que el pronóstico en los acumulados diarios (energía del día) es de menor incerteza que el pronóstico hora a hora. En ambos casos la incerteza aumenta a medida que avanza el horizonte de pronóstico, como es esperado. Estos errores se encuentran entre el 24% y el 37% para los acumulados diarios, y entre el 37% y el 47% para las medias entorno del mediodía solar local. Esto permite ubicar por primera vez en Uruguay (ante la variabilidad local del recurso solar) la incerteza

de este pronóstico respecto a la persistencia. Se observa que para los valores diarios, el pronóstico GFS+WRF presenta un mejor desempeño que la persistencia. A escala horaria, la persistencia presenta un mejor desempeño en las primeras horas de pronóstico, tendencia que se invierte para las últimas horas del pronóstico (dentro del intervalo diario), donde los modelos NWP producen mejores predicciones. Estos resultados están en concordancia con los reportados en la literatura científica especializada.

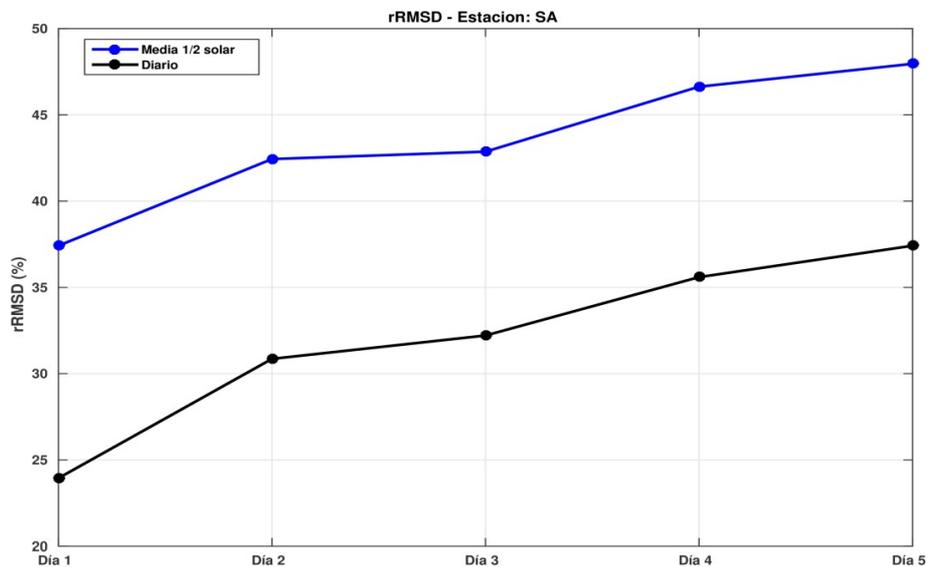


Figura 13: incertidumbre encontrada para el pronóstico a escala diaria y para el mediodía solar.

En la Figura 14 se muestra una comparación entre una serie de medida horaria (en azul) y los pronósticos del WRF con múltiples corridas. En rojo se presenta la corrida promedio, que es equivalente al pronóstico WRF convencional. La utilización de las múltiples corridas permite establecer intervalos de confianza para el pronóstico y buscar la forma óptima de combinarlas, para mejorar el desempeño del pronóstico.

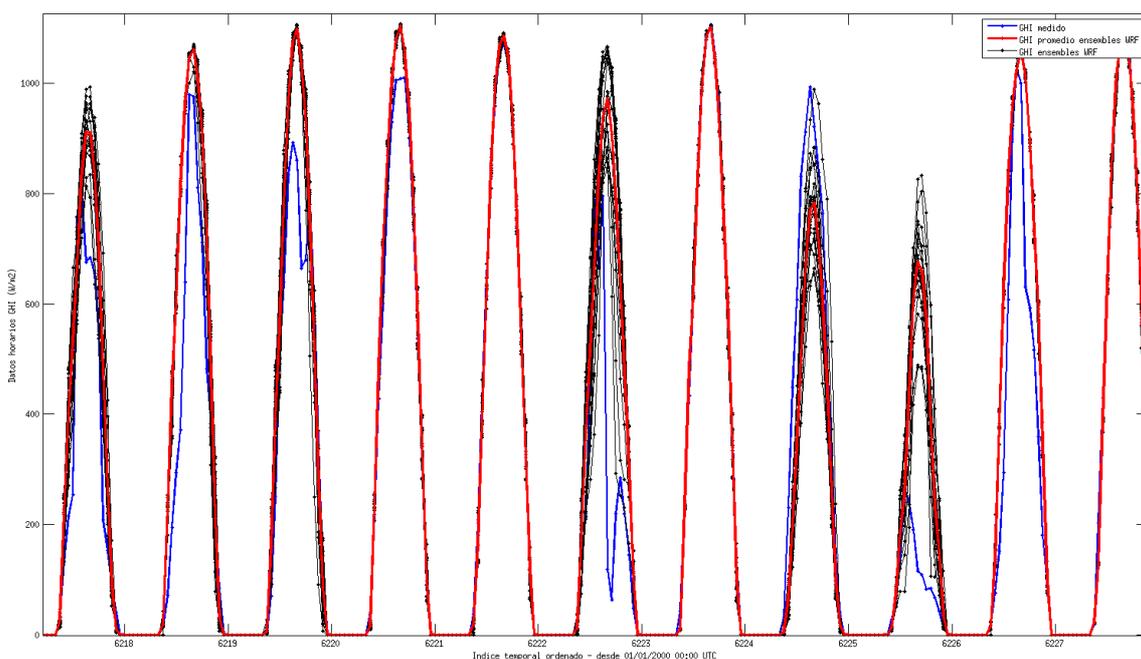


Figura 14: ejemplo de comparación de medidas en tierra con el pronóstico WRF múltiples corridas.

4.2. Pronóstico por satélite

La base del pronóstico por satélite está en pronosticar el movimiento y deformación de la nubosidad a partir de las imágenes anteriores al tiempo actual. Utilizando la secuencia de imágenes anteriores se estima el campo de velocidades del movimiento nuboso, que luego es aplicado para anticipar las próximas imágenes. Utilizando estas próximas imágenes, se utiliza un modelo satelital (en este caso, el JPTv2) para convertir un pronóstico de nubosidad en un pronóstico de irradiación solar. El desarrollo de este tipo de pronóstico en Uruguay se inició en 2016 y actualmente se cuenta con un prototipo que se está evaluando. En la Figura 15 se presenta un ejemplo del funcionamiento de este prototipo. En las figuras (a) y (b) se muestran la imagen anterior (tiempo $t-1$) y la actual (tiempo t), respectivamente, y en la figura (c) la verdadera tercera imagen (tiempo $t+1$). La figuras de la parte de abajo refieren a la predicción de la próxima imagen. En la figura (d) se presenta la imagen pronosticada en base a utilizar la figura (b) y el campo de velocidades de la figura (e), que fue estimado a partir de las figuras (a) y (b). En la figura (f) se muestra el residuo de la estimación. En el ejemplo mostrado se tiene una escena con un movimiento esencialmente de traslación de la nubosidad más alta de oeste a este, que es capturado por el campo de velocidades de la figura (e). Se trata de una escena complicada, donde hay nubosidad a distintas alturas moviéndose en diferentes direcciones y deformación de la nubosidad.

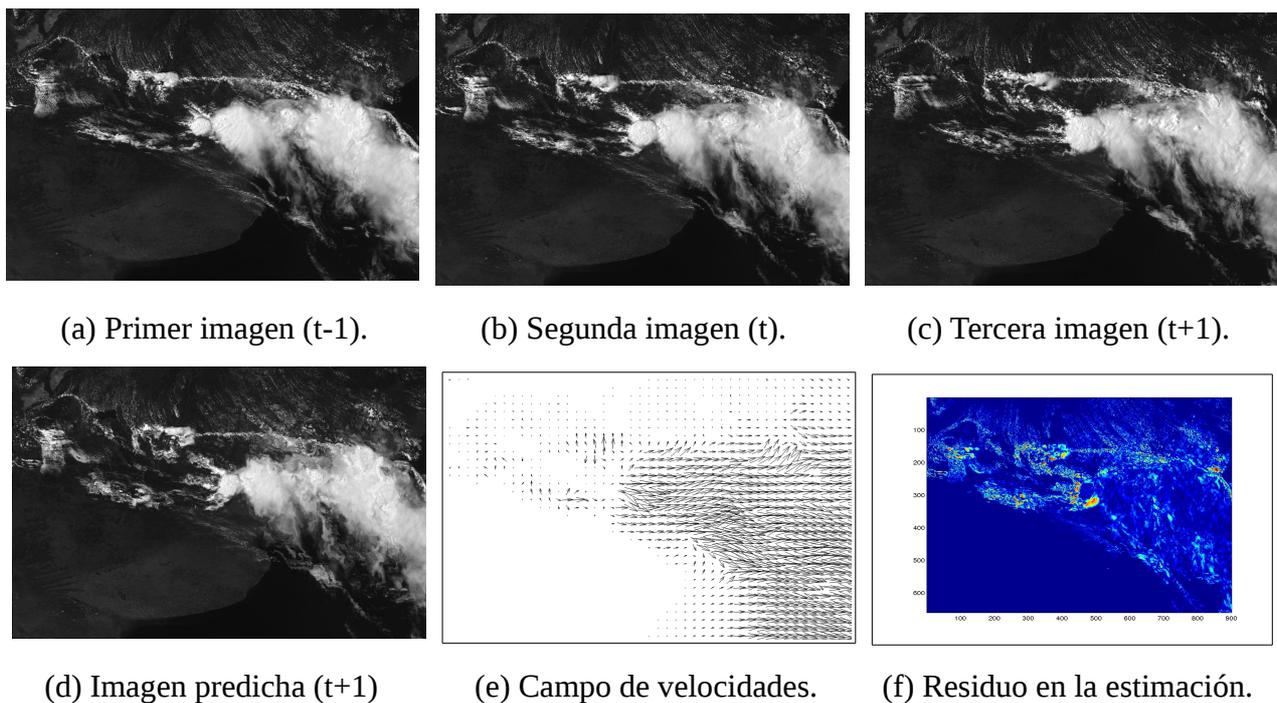


Figura 15: ejemplo de estimación de la próxima imagen por satélite.

Hasta el momento se ha evaluado el pronóstico por satélite para escenas aisladas a nivel del pronóstico de la próxima imagen. Para evaluar el desempeño del pronóstico a nivel de irradiación solar se debe utilizar una estadística más adecuada, de al menos un año de duración. Durante el transcurso de este proyecto se ha avanzado utilizar el prototipo para todas las imágenes de 2016 de modo de poder hacer una evaluación contra las medidas de tierra de ese año. Se espera concretar esta evaluación en los próximos 2 meses, de modo de poder realizar una primera ubicación de la incerteza del pronóstico por satélite respecto al desempeño de la persistencia a escala horaria.

4.3. Pronóstico por cámaras todo-cielo

El pronóstico por cámaras todo-cielo sigue una idea similar a la del pronóstico por satélite, con la diferencia de que la imagen de la nubosidad es adquirida desde tierra y no desde un satélite en órbita geo-estacionaria. Debido a la región de la bóveda celeste que alcanza a ver la cámara en tierra y el grado de detalle con que es capaz de apreciar la nubosidad, esta técnica es la preferida para altas resoluciones espaciales y temporales. Una descripción completa del pronóstico por cámaras todo-cielo se puede encontrar en el informe 1 de este proyecto.

Se partió de un prototipo de sistema de cámaras de cielo que ya estaba funcionando y que tenía una estadística adecuada de imágenes como para trabajar. Se desarrolló un modelo para convertir la información de la imagen (una imagen sensiblemente diferente a una imagen de satélite) en una estimación de la irradiancia solar minutal. En base a esto, se generó una herramienta de pronóstico de la irradiancia solar a escala minutal de 1 a 10 minutos en adelante, que se evaluó a lo largo del transcurso de este proyecto. En la Figura 16 se presenta un gráfico de la incerteza del pronóstico en comparación con la incerteza de la persistencia. Esta evaluación se hizo para condiciones de nubosidad intermedia, donde las cámaras de todo-cielo presentan un mayor desafío, de modo de hacer un análisis conservador. Debido a esto, la curva de incerteza para la persistencia (en rojo) no coincide cuantitativamente con la de la Figura 10 (si coincide en su forma cualitativa), donde se reporta una incerteza global sobre todas las condiciones de nubosidad. Se observa que a partir de 3 minutos las cámaras de cielo logran mejorar el desempeño de la persistencia, pero no así para 1 o 2 minutos donde la persistencia sigue siendo la mejor opción.

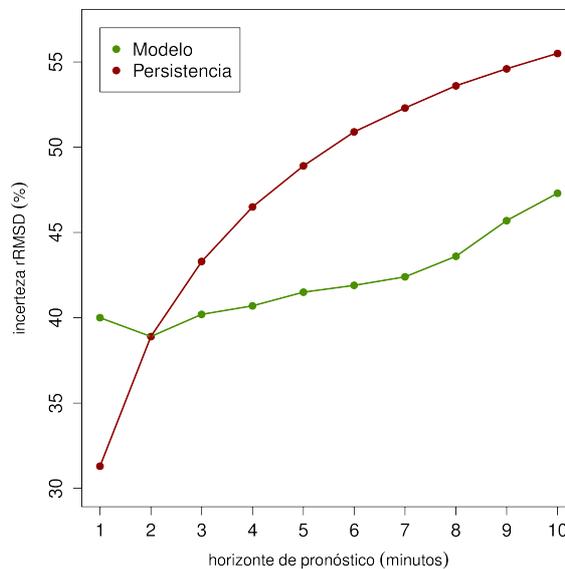


Figura 16: incerteza del pronóstico a muy corto plazo por cámaras todo-cielo, en comparación con la incerteza del pronóstico por persistencia (evaluado en condiciones de nubosidad intermedia).

La incerteza del pronóstico por cámaras de cielo aumenta rápidamente a partir de un horizonte temporal de 15-20 minutos. Este sistema busca predecir la irradiancia minutal, cuya gran variabilidad temporal resulta en que sea un problema de alta complejidad. No existen, al mejor de nuestro conocimiento, iniciativas que busquen estimar la irradiación horaria o en la próxima media hora (que es de menor variabilidad que la minutal) en base a la información de cámaras todo-cielo. Esta es una opción para que esta técnica de pronóstico pueda aportar a las otras franjas de

pronóstico que no ha sido explorada en la literatura.

5 HACIA UN SISTEMA DE PRONÓSTICO PV AL ESTADO DEL ARTE

Como resultado de este proyecto se ha entendido el camino hacia el desarrollo de mejores herramientas de pronóstico de la irradiación solar, poniendo el foco en las necesidades actuales y a corto/mediano plazo del sector eléctrico. Se ubicó la incerteza de las herramientas operativas actuales respecto a la incerteza de la persistencia, y se avanzó en el desarrollo de otras técnicas de pronóstico que serán necesarias para reducir la incerteza de las predicciones. Los esfuerzos se deben concentrar en reducir la incerteza de las técnicas que permiten el pronóstico horario y diario, para cada uno por separado y combinándolas.

En la Figura 17 se resumen el estado de situación actual y la estrategia de combinación a futuro, para obtener una herramienta de pronóstico integrado. Se grafica la incerteza del pronóstico en función del horizonte temporal, con foco en el pronóstico horario y diario. Como límite superior se coloca el desempeño de la persistencia (ver Figura 10) y como límite inferior el desempeño de la caracterización por satélite. En este diagrama, se ubica en negro la región de incerteza de los NWP. A escala diaria la única estrategia posible en mejorar la incerteza del pronóstico NWP y combinarlo con el pronóstico por series temporales, incorporando además las medidas disponibles del día actual o anteriores, con la mayor estadística previa posible. A escala horaria se suma el pronóstico por satélite a la combinación. Aquí, los mapas de incerteza discriminados por nubosidad y por altura solar de la Figura 12 resultarán importantes para una combinación en forma óptima.

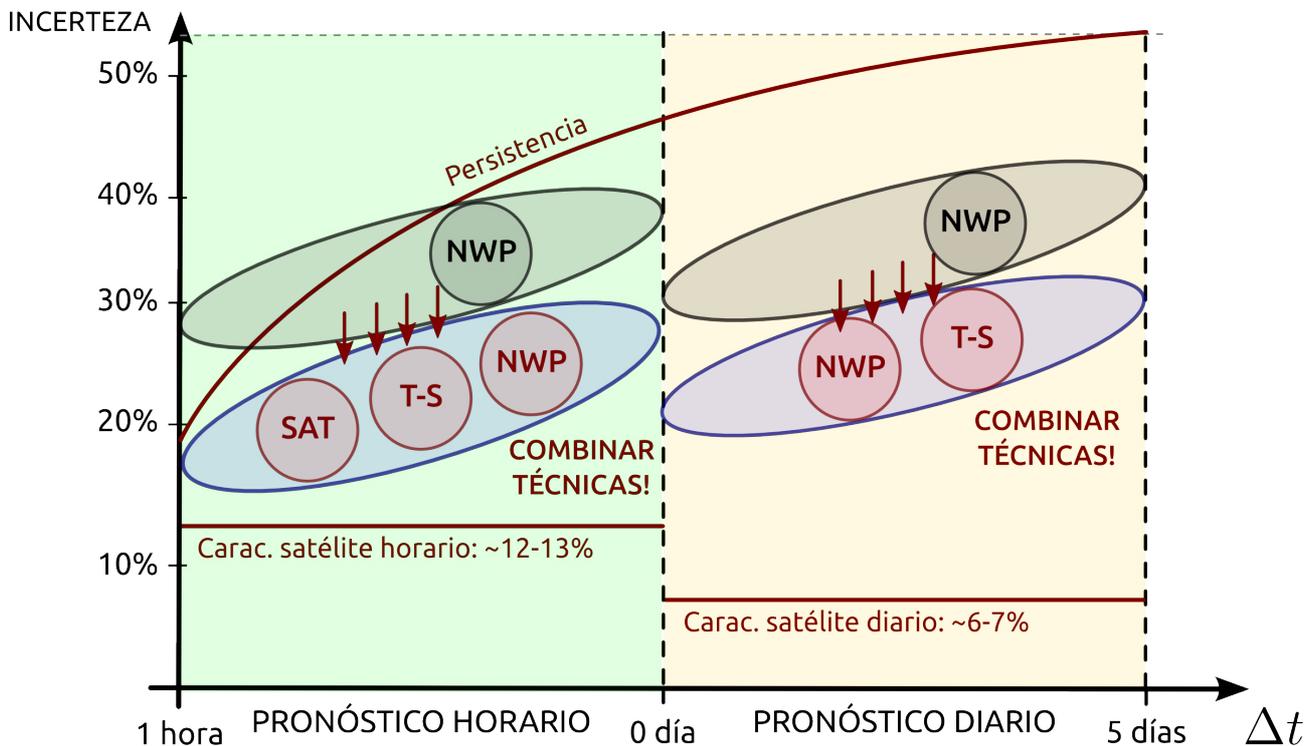


Figura 17: camino para obtener un sistema de pronóstico integrado al estado del arte.

En la Figura 18 se ilustra la visión para un sistema de pronóstico integrado. Consta de dos núcleos principales, el pronóstico por NWP y el pronóstico por satélite, integrados a través de técnicas para el análisis de series temporales. La planificación a 1-2 años (corto plazo) es continuar el desarrollo de cada técnica por separado, con un diagnóstico profundo del desempeño de cada

técnica e incorporando mejoras. Por ejemplo, recientemente se actualizó la versión del WRF a la 3.5.1 donde, a diferencia de las versiones anteriores, se incluye para el pronóstico de la irradiación solar el efecto de la Ecuación del Tiempo en la geometría solar (Jimenez et al., 2015). Esta mejora la hemos constatado comparando las medidas en tierra con los pronósticos del modelo WRF actualizado. Esta corrección temporal es crítica para la irradiancia solar y según Jimenez et al. (2015) el error se ve reducido hasta en un 31% en los días cercanos al máximo desfasaje. Para el mediano plazo (2-3 años) esperamos poder iniciar los estudios de combinación de las técnicas de pronóstico y realizar una evaluación de un sistema de pronóstico integrado, cuantificando la reducción de incerteza. Estos desarrollos son la principal motivación de la comunidad de investigadores en el modelado del recurso solar y están al estado del arte en el área.

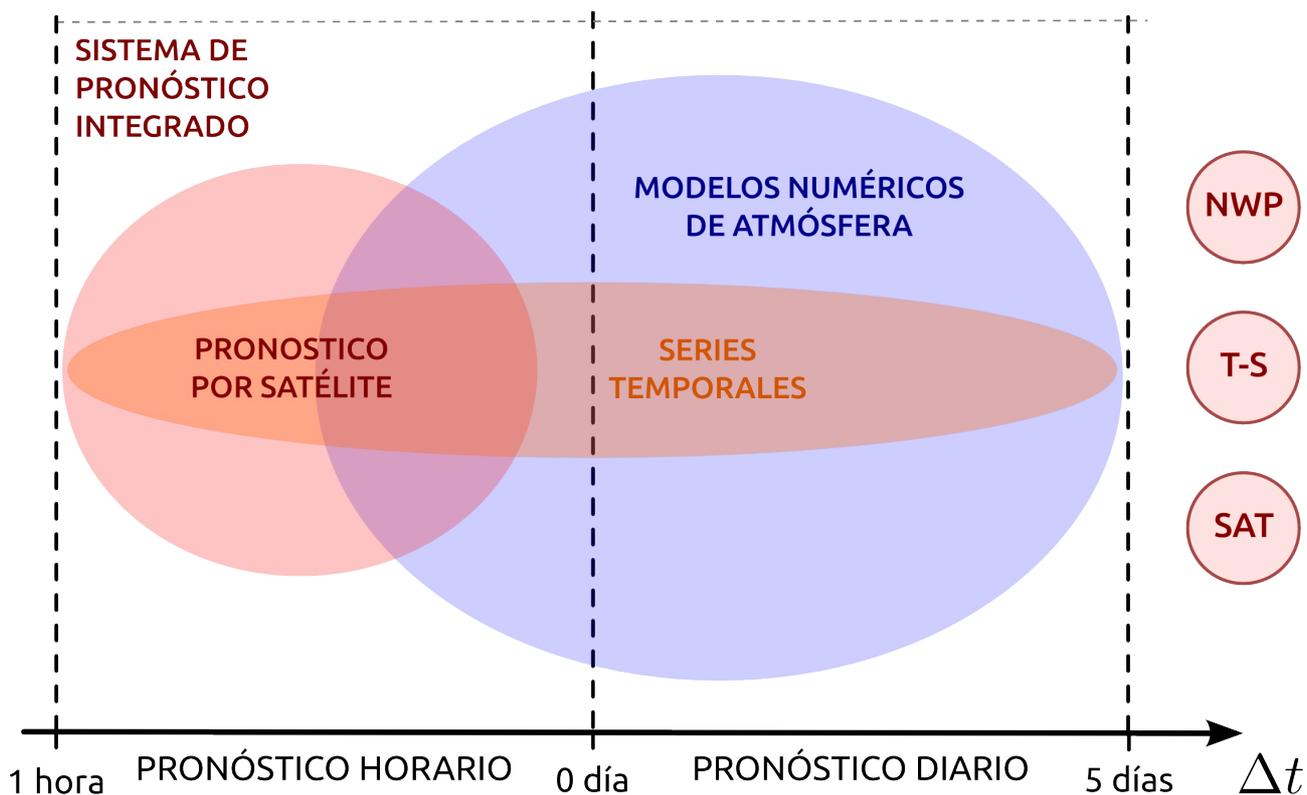


Figura 18: visión global de un sistema de pronóstico integrado al estado del arte.

Quedan algunas incertezas en esta planificación, que se plantearán al mediano y largo plazo. La primera, es cuál es el límite para la reducción de incerteza por combinación de técnicas de pronóstico. No es sencillo establecer una meta a tales respectos. A ello se suma que el potencial de las series temporales, que tienen fuerte relación con las técnicas de combinación, no se ha explorado aún en Uruguay. La segunda es hasta qué horizonte temporal horario el pronóstico por satélite es viable o, incluso, si se podría llegar a pronosticar la energía total del día actual por satélite con una incertidumbre adecuada (es decir, menor a la persistencia y modelos NWP). Para ello, la técnicas de pronóstico por satélite debería mejorar sus márgenes de incerteza, principalmente para más de 5-6 horas. Otra pregunta, quizá más complicada, es cómo las cámaras de cielo pudieran aportar al pronóstico horario, asistiendo al pronóstico por satélite u de otra forma. Lo que sí resulta claro es el camino a seguir, mejorando cada técnica por separada y apuntando a su integración, según se muestran en las figuras 17 y 18.

Uruguay inició en 2007 su camino hacia un estudio sistemático de su recurso solar con varios años de atraso respecto al resto del mundo. Aprovechando la experiencia internacional preexistente, se logró avanzar el equivalente a algunas décadas en el lapso de ~10 años en base a desarrollos enteramente locales. Se diseñó e instaló una red de medida a escala nacional de calidad controlada que ha ido mejorando sus prestaciones año a año. Se dispone en la actualidad de calibrar piranómetros según la normativa internacional vigente con trazabilidad al patrón primario mundial. Se desarrollaron modelos satelitales de baja incerteza para la estimación y caracterización de largo plazo del recurso solar, con una base satelital local que se procesa y administra localmente. Se desarrollaron estudios específicos para el clima local de modelado de la fracción difusa y la turbidez atmosférica (necesaria para utilizar modelos de cielo claro), que permiten un mejor modelado de la irradiación solar por satélite y una mejor transposición de la irradiación GHI a plano inclinado (necesario para la estimación de la generación PV, ver Figura 1). Estos desarrollos, entre otros, como la consolidada experiencia previa en el pronóstico de la energía eólica, permiten plantearse el problema de pronóstico de la energía solar. A la fecha, Uruguay reúne varias condiciones, no muy comunes en el mundo, para plantearse el desarrollo de una alternativa de pronóstico de la energía solar, entre las que destacamos:

- Existe la infraestructura base para estudiar todas las técnicas de pronóstico: los modelos NWP ya están operativos (junto con la plataforma informática de alto desempeño requerida para la tarea), las imágenes de satélite están disponibles y se dispone de procesamiento local para ellas, existe un prototipo de cámaras todo-cielo que está generando información minuto a minuto y están disponibles las series de medida para iniciar el desarrollo del pronóstico por series temporales.
- Uruguay cuenta con una buena densidad de puntos de medidas: existen dos redes complementarias que registran la irradiación solar en 17 sitios en el país con buena cobertura nacional. A esto se suman los datos medidos en los sitios de las plantas PV (17 sitios más). Las medidas de las plantas en operación actual (5 plantas) están disponibles y se espera que también estén disponibles los datos que se registren en las demás.
- Uruguay cuenta con plantas PV operativas de mediano porte que ya están inyectando energía a la red y que para finales de 2017 representarán ~280 MW de capacidad instalada. Los datos de generación están disponibles, lo que permite incorporar esa valiosa información al desarrollo de técnicas de pronóstico de la generación PV o ajustar modelos ad-hoc para cada planta en particular.
- Existen capacidades locales con experiencia previa en el análisis de datos de la irradiación solar. Este equipo de trabajo ha sido responsable, entre otros desarrollos, por la elaboración de la primera y segunda versión del Mapa Solar del Uruguay, el primero sólo basado en datos de tierra y el segundo basado además en imágenes de satélite, del Año Meteorológico Típico para aplicaciones de Energía Solar que son un conjunto de series horarias típicas con un año de duración que permiten simular emprendimientos de energía solar bajo condiciones realistas de la variabilidad climática local y del Mapa de Factor de Planta Fotovoltaico para Uruguay que estima la distribución espacial del factor de planta PV de largo plazo.
- Existen líneas de investigación con vocación ingenieril que buscan poner en operación sus

resultados para que las herramientas estén disponibles a nivel país. Este es el caso de ambos grupos de investigación involucrados en los desarrollos del presente informe, el Instituto de Mecánica de los Fluidos e Ingeniería Ambiental de la FING/UdelaR y el Laboratorio de Energía Solar de la UdelaR.

Este conjunto de condiciones nos hace pensar que es posible plantearse un desarrollo de estas características en Uruguay, que sea competitivo en términos de incerteza con los sistemas al estado del arte, para lo cual el presente proyecto ha sido una contribución importante, en tanto ha permitido sentar las bases para este desarrollo en forma ordenada y planificada.

REFERENCIAS

- Antonanzas, J., Osorio, N., Escobar, R., Urraca, R., Martinez-de-Pison, F.J., Antonanzas-Torres, F., 2016. Review of photovoltaic power forecasting, *Solar Energy*, Vol. 136, Pag. 78-111.
- Alonso-Montesinos, J., Batlles, F., 2015a. The use of a sky camera for solar radiation estimation based on digital image processing, *Energy*, 90, 377-386.
- Alonso-Montesinos, J., Batlles, F., Portillo, C., 2015b. Solar irradiance forecasting at one-minute intervals for different sky conditions using sky camera images, *Energy Conversion and Management*, 105, 1166-1177.
- Alonso-Suárez, R., Modernell, P., Oroño, D., Hermida, G., 2016a. Desarrollo de un Mapa de factores de Planta PV. Reporte técnico final de actividades, subgrupo 3. Informe final FSE/ANII "Energía Solar Fotovoltaica: aspectos tecnológicos, técnicas y perspectivas de desarrollo en Uruguay", marzo de 2016.
- Alonso-Suárez R., Bidegain, M., Abal, G., Modernell, P., 2016b. Año Meteorológico Típico para Aplicaciones de Energía Solar (AMTUes): series horarias típicas para 5 sitios del Uruguay. Memoria Técnica del LES/UdelaR, versión 2.4, junio de 2016.
- Alonso-Suárez, R., Abal, G., Siri, R., Musé, P., 2014. Satellite-derived solar irradiation map for Uruguay. *Energy Procedia* 57, 1237-1246.
- Alonso-Suárez, R., Abal, G., Siri, R., Musé, P., 2012. Brightness-dependent tarpley model for global solar radiation estimation using GOES satellite images: application to Uruguay. *Solar Energy* 86, 3205-3215.
- Alonso-Suárez, R., Siri, R., Abal, G., Musé, P., 2011. Global solar irradiation assesment in Uruguay using Tarpley's model and GOES-satellite images. *Proceedings of ISES Solar World Congress 2011, (Resource Assessment)*, pags.162-173,2011.
- Bannehr, L., Rohn, M., Warnecke, G., 1996. A functional analytic method to derive displacement vector fields from satellite image sequences. *Int.J. Rem. Sensing* 17 (1996) 383-392.
- Beyer, H.G., Costanzo, C., Heinemann, D., Reise, C., 1994. Short range forecast of PV energy production using satellite image analysis. In *Proceedings of the 12 th European Photovoltaic Solar Energy Conference* , 11 – 15 April 1994, Amsterdam , The Netherlands, pp. 1718–1721.
- Black, M.J., Anandan, P., 1996. The robust estimation of multiple motions: parametric and piecewise- smooth flow fields. *Computer vision ans image understanding*, vol. 63, No. 1, 1996.
- Caldas, M., 2012. Sistema todo-cielo para la detección y procesamiento de bólidos y determinación de fracción de nubosidad diurna. Tesis de maestría en Física. Tutor: G.Tancredi.
- Chambolle, A., 2004. An Algorithm for Total Variation Minimization and Applications. *Journal of Mathematical Imaging and Vision*, vol. 20, pp. 89-97.
- Chen, F., Dudhia, J., 2001. Coupling an Advanced Land Surface–Hydrology Model with the Penn State–NCAR MM5 Modeling System. Part I: Model Implementation and Sensitivity. *Mon. Wea. Rev.*, 129, 569–585.
- Cheng, H., Yu, C., 2015. Multi-model solar irradiance prediction based on automatic cloud classification, *Energy*, 91, 579-587.
- Chow, C.W., Urquhart, B., Lave, M., Dominguez, A., Kleissl, J., Shields, J., Washom, B., 2011. Intra-hour forecasting with a total sky imager at the UC San Diego solar energy testbed, *Sol. Energy*, 85, 2881–2893.
- Chu, Y., Pedro, H., Coimbra, C., (2013). Hybrid intra-hour DNI forecasts with sky image

- processing enhanced by stochastic learning, *Sol. Energy*, 98, 592-603.
- Chu, Y., Pedro, H., Nonnenmacher, L., Inman, R., Liao, Z., Coimbra, C., 2014. A smart image-based cloud detection system for intrahour solar irradiance forecasts, *Journal of Applied Meteorology*, 31, 1995-2007.
- Chu, Y., Pedro, H., Li, M., Coimbra, C., 2015. Real-time forecasting of solar irradiance ramps with smart image processing, *Solar Energy*, 114, 91-104.
- Coimbra, C., Kleissl, J., Marquez, R., 2013. Chapter 8 - Overview of Solar-Forecasting Methods and a Metric for Accuracy Evaluation, In *Solar Energy Forecasting and Resource Assessment*, Academic Press, Boston, Pag.171-194.
- Cote, S., Tatnall, A.R., 1995. Neural network based method for tracking features from satellite sensor images. *Int. J. Remote Sensing* 16, 3695–3701.
- Cros, S., Liandrat, O., Sebastien, N., Schmutz, N., 2014. Extracting cloud motion vectors from satellite images for solar power forecasting. In *Geoscience and Remote Sensing Symposium (IGARSS)*, 2014 IEEE International, pp.4123-4126, 13-18 July 2014.
- Diagne, M., David, M., Lauret, P., Boland, J., Schmutz, N., 2013. Review of solar irradiance forecasting methods and a proposition for small-scale insular grids. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 27 (2013) 65-76.
- Dudhia, J., Hong S.-Y., and Lim K.-S., 2008. A new method for representing mixed-phase particle fall speeds in bulk microphysics parameterizations. *J. Met. Soc. Japan*, in press.
- Dudhia, J., 1989. Numerical study of convection observed during the winter monsoon experiment using a mesoscale two-dimensional model, *J. Atmos. Sci.*, 46, 3077–3107.
- Duffie, J., Beckman, W., 2006. *Solar Engineering of Thermal Processes*, 3^a edición., Wiley and Sons, New Jersey.
- EPIA, 2012. *Connecting the Sun: Solar Photovoltaics on the road to large-scale grid integration*. Full Report, European Photovoltaic Industry Association, September 2012.
- Fu, C., Cheng, H., 2013. Predicting solar irradiance with all-sky image features via regression, *Sol. Energy*, 97, 327-336.
- Fujita, T., 1968. Present status of cloud velocity computations from ATS-1 and ATS-3. *COSPAR Space Res.* 9 (1968) 557–570.
- Hammer, A., Heinemann, D., Lorenz, E., Lucke, B., 1999. Short-term forecasting of solar radiation: a statistical approach using satellite data. *Solar Energy* 67 (1999) 139-150.
- Hammer, A., Heinemann, D., Hoyer, C., Lorenz, E., 2001. Satellite based short-term forecasting of solar irradiance—comparison of methods and error analysis. *The 2001 EUMETSAT Meteorological Satellite Data User's Conference* (2001) 677–684.
- Heinemann, D., Lorenz, E., Girodo, M., 2006. Forecasting of solar radiation. In: *Solar energy resource management for electricity generation from local level to global scale*. Nova Science Publishers; 2006. p. 223–33.
- Hoff, T.E., Pérez, R., 2012. Modeling PV fleet output variability. *Solar Energy* 86, 8, 2177-2189.
- Hoff, T.E., Pérez, R., 2010. Quantifying PV power Output Variability. *Solar Energy* 84, 10, 1782-1793.
- Hong, S., Dudhia, J., Chen, S., 2004. A Revised Approach to Ice Microphysical Processes for the Bulk Parameterization of Clouds and Precipitation. *Mon. Wea. Rev.*, 132, 103–120.
- Horn, B., Schunck, B., 1981. Determining Optical Flow. *Artificial intelligence*, vol. 17, 1981.

- IEA, 2010. IEA publication. Technology Roadmap: Solar Photovoltaic Energy, 2014 edition. Disponible en: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/technology-roadmap-solar-photovoltaic-energy.html>
- IEA, 2012. IEA publication. World Energy Outlook 2012, chapter 7: Renewable Energy Outlook. Disponible en: <http://www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2012>
- IEA, 2014. IEA publication. Technology Roadmap: Solar Photovoltaic Energy, 2014 edition. Disponible en: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/technology-roadmap-solar-photovoltaic-energy---2014-edition.html>
- IEA, 2015. Trends 2015 in photovoltaic applications. Survey Report of Selected IEA Countries between 1992 and 2014. Report IEA-PVPS T1-27:2015. ISBN 978-3-906042-37-4.
- Iqbal, M., 1983. An introduction to solar radiation. Academic Press.
- Inman, R., Pedro, H., Coimbra, C., 2013. Solar forecasting methods for renewable energy integration, Progress in Energy and Combustion Science, Vol. 39, Issue 6, Pag. 535-576.
- Jimenez, P.A., Hacker, J.P., Dudhia, J., Haupt, S.H., Ruiz-Arias, J.A., Gueymard, C.A., Thompson, G., Eidhammer, T., Deng, A., 2016. WRF-Solar: Description and Clear-Sky Assessment of an Augmented NWP Model for Solar Power Prediction. Bull. Amer. Meteor. Soc., 97, 1249–1264,
- Kaifel, A., Jesemann, P., 1992. An adaptive filtering algorithm for very short-range forecast of cloudiness applied to Meteosat data. In 9th Metosat Users Meeting, Locarno, 1992.
- Kleissl, J., 2013. Solar Energy Forecasting and Resource Assessment, 1a edición, Academic Press, Oxford.
- Kühnert, J., Lorenz, E., Heinemann, D., 2013. Chapter 11 - Satellite-Based Irradiance and Power Forecasting for the German Energy Market, In Solar Energy Forecasting and Resource Assessment, Academic Press, Boston, Pag. 267-297.
- Lauret, P., Pérez, R., Mazorra-Aguiar, L., Tapachès, E., Diagne, M., David, M., 2016. Characterization of the intraday variability regime of solar irradiation of climatically distinct locations. Solar Energy 125, 99-110.
- Lave, M., Kleissl, J., y Arias-Castro, E., 2012. High-frequency irradiance fluctuations and geographic smoothing. Solar Energy 86, 8, 2190-2199
- Leese, J., Novak, C., Taylor, V., 1970. The determination of cloud pattern motions from geosynchronous satellite image data. Pattern Recognition, vol. 2, no. 4, pp. 279–292, 1970.
- Lorenz, E., Hammer, A., Heinemann, D., 2004. Short term forecasting of solar radiation based on satellite data. In: EUROSUN2004 (ISES Europe Solar Congress). p. 2004:841–8.
- Lorenz, E., Heinemann, D., Wickramaratne, H., Beyer, H.G., Bofinger, S., 2007. Forecast of ensemble power production by grid-connected PV systems. 20th European PV Conference, Milano, Italy.
- Lorenz, E., Hurka, J., Heinemann, D., Beyer, H., 2009. Irradiance Forecasting for the Power Prediction of Grid-Connected Photovoltaic Systems, IEEE Journal of Selected Topics in Applied Earth Observations and Remote Sensing, vol. 2, no. 1, pp. 2-10.
- Lucas, B.D., Kanade, T., 1981. An iterative image registration technique with an application to stereo vision. In Proceedings of IJCAI, 1981.
- Marquez, R., Coimbra, C., 2013, Intra-hour DNI forecasting based on cloud tracking image analysis, Sol. Energy, 91, 327-336.
- Marquez R., Pedro H., Coimbra C., 2013. Hybrid solar forecasting method uses satellite imaging and ground telemetry as input to ANNs. Solar Energy 92, 2013, 176-188.

- NREL, 2012. National Renewable Energy Laboratory. Lawrence Berkeley National Laboratory. Photovoltaic (PV) Pricing Trends: Historical, Recent, and Near-Term Projections. Technical Report DOE/GO-102012-3839, November 2012.
- Lorenz, E., Heinemann, D., 2012. Prediction of solar irradiance and photovoltaic power. In: *Comprehensive Renewable Energy*, Elsevier, vol. 1, 239-292.
- Pan, H., Wu, W., 1995. Implementing a Mass Flux Convection Parameterization Package for the NMC Medium-Range Forecast Model. NMC Office Note, No. 409, 40pp.
- Pexing, Z., Yoo, S., Yu, D., Huang, D., 2013. Solar Irradiance Forecast System Based on Geostationary Satellite. Proc. Smart Grid Communications (SmartGridComm), 2013 IEEE International Conference, pp.708-713, 21-24 Oct. 2013.
- Pérez, R., David, M., Hoff, T.E., Jamaly, M., Kivalov, S., Kleissl, J., Lauret, P., Pérez, M., 2016. Spatial and Temporal Variability of Solar Energy. *Foundations and Trends® in Renewable Energy*, Vol. 1, No. 1, pp 1-44.
- Pérez, R., Hoff, T.E., 2013. Chapter 10 - SolarAnywhere Forecasting, In *Solar Energy Forecasting and Resource Assessment*, edited by Jan Kleissl, Academic Press, Boston, 2013, Pag.233-265.
- Pérez, R., Kivalov, S., Schlemmer, J., Hemker, K.Jr., Hoff, T.E., 2012. Short-term irradiance variability: Preliminary estimation of station pair correlation as a function of distance. *Solar Energy* 86, 8, 2170-2176.
- Pérez, R., Kivalov, S., Schlemmer, J., Hemker, K., Hoff, T.E., 2011. Parameterization of site-specific short-term irradiance variability, *Solar Energy* 85, 7, 1343-1353.
- Pérez, R., Kivalov, S., Schlemmer, J., Hemker, K., Renee, D., Hoff, T.E., 2010a. Validation of short and medium term operational solar radiation forecast in the US. *Solar Energy* 84, 2010, 2161-2172.
- Pérez, R., Seals, R., Zelenka, A., 1997. Comparing satellite remote sensing and ground network measurements for the production of site/time specific irradiance data. *Solar Energy* 60, 2, 89-96.
- Pérez, R., Seals, R., Stewart, R., Zelenka, A. y Estrada-Cajigal, V., 1994. Using satellite-derived insolation data for the site/time specific simulation of solar energy systems. *Solar Energy* 53, 6, 491-495.
- Pfister, G., McKenzie, R., Liley, J., Thomas, A., Forgan, B., Long, C., 2003. Cloud coverage based on all-sky imaging and its impact on surface solar irradiance, *Journal of Applied Meteorology*, 42, 1421-1434.
- Porrini, C., Gutiérrez, A., Boezio, G., Hermida, G., Oroño, D., Puppo, M., 2015. Development of a Model Output Statistic and implementation of an operational solar photovoltaic energy forecast model based in WRF. *Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LATAM)*, 2015 IEEE PES, Montevideo, 2015, pp. 248-253.
- REN, 2014. Renewables global status report 2014. Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, 2014. ISBN 978-3-9815934-2-6.
- Skamarock, W.C. and Coauthors, 2008. A Description of the Advanced Research WRF Version 3. NCAR Technical Note NCAR/TN-475+STR.
- Skartveit, A., Olseth J.A., 1992. The probability density and autocorrelation of short-term global and beam irradiance. *Solar Energy* 49, 6, 477-487.
- Tzoumanikas, P., Nikitidou, E., Bais, A., Kazantzidis, A., 2016. The effect of clouds on surface solar irradiance, based on data from an all-sky imaging system, *Renewable Energy*, 95, 314-322.
- WMO, 2008. Guide to meteorological instruments and methods of observation. Technical Report 8, World Meteorological Organization, WMO. 7th Ed.

Wu, X., Sun, F., 2005. Post-launch calibration of goes imager visible channel using MODIS. En Proc. SPIE 5882, Earth Observing Systems X.

Yang, H., Kurtz, B., Nguyen, D., Urquhart, B., Chow, C., Ghonima, M., Kleissl, J., 2014. Solar irradiance forecasting using a ground-based sky imager developed at UC San Diego, Sol. Energy, 103, 502-524.

Zach, C., Pock, T., Bischof, H., 2007. A Duality Based Approach for Realtime TV-L1 Optical Flow. In Pattern Recognition, F. A. Hamprecht, C. Schnorr, and B. Jahne, Eds., vol. 4713. 2007, ch. 22, pp. 214–223.

Zelenka, A., Pérez, R., Seals, R., Renné, D., 1999. Effective accuracy of satellite-derived hourly irradiances. Theoretical and Applied Climatology 62, 3, 199-207.

Zelenka, A., Czeplak, G., D'Agostino, V., Josefsson, W., Maxwell, E., Pérez, R., Noia, M., Ratto, C., Festa, R., 1992. Techniques for Supplementing Solar Radiation Network Data. IEA Solar Heating and Cooling Programme Report. Task 9: Solar Radiation and Pyranometry Studies, Vol. 1. IEA.