



Diagnóstico del estado actual de los pronósticos de generación de energía renovable

Apoyo a la mejora de los pronósticos a corto plazo de
energías renovables variables en la República Dominicana.

Como empresa federal, la GIZ asiste al Gobierno de la República Federal de Alemania en su labor para alcanzar sus objetivos en el ámbito de la cooperación internacional para el desarrollo sostenible.

Publicado por:
Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Friedrich-Ebert-Allee 40
53113 Bonn • Alemania

Dag-Hammarskjöld-Weg 1-5
65760 Eschborn • Alemania

Nombre del proyecto:
Proyecto Transición Energética
Fomento de Energías Renovables para implementar
los Objetivos Climáticos en la República Dominicana

Apdo. Postal 2960
Calle Juan García Bonelly No. 19, Edificio Corporativo DML
Local 2A, Ens. Julieta
10130 Santo Domingo
República Dominicana
Tel.: +1809 541-1430
I: www.transicionenergetica.do

Responsable:
Clemens Findeisen, Director Proyecto Transición Energética, GIZ



Autor:
Angélica Lam
Dr. Matthias Lange

Comité de Revisión:
Daniel Almarza (GIZ)
Manasés Mercedes (GIZ)
Omar García (MEM)
Wadenson Félix (OC-SENI)

Diseño/diagramación, etc.:
DIAMOND media GmbH, Neunkirchen-Seelscheid, Alemania

Fotografías/fuentes:
AdobeStock, iStock, shutterstock


Por encargo de:
Ministerio Federal de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza y Seguridad Nuclear (BMU)
Stresemannstraße 128 -130
10963 Berlin
T +49 (0)30 18 305-0
F +49 (0)30 18 305-4375

La GIZ es responsable del contenido de la presente publicación.

Santo Domingo, 2020

Diagnóstico del estado actual de los pronósticos de generación de energía renovable

Apoyo a la mejora de los pronósticos a corto plazo de
energías renovables variables en la República Dominicana.



CONTENIDO

1.	Prefacio	7
2.	Resumen Ejecutivo	9
3.	Antecedentes	11
4.	Objetivos del Diagnostico	13
5.	Estado actual de los procesos de pronósticos	14
5.1.	Regulación	14
5.2.	Procedimientos actuales de pronósticos y toma de decisiones	16
5.3.	Experiencias del OC con los pronósticos a la fecha	17
6.	Evaluación de pronósticos	18
6.1.	Evaluación de los pronósticos de energía eólica de día en adelanto sometidos al OC por los agentes	19
6.2.	Evaluación de los pronósticos de energía solar de día en adelanto sometidos al OC por los agentes	23
6.3.	Evaluación de pronósticos eólicos con correcciones en el intradía	25
6.4.	Evaluación de los pronósticos solares con corrección en el intradía	29
6.5.	Comparación de los pronósticos de día en adelanto vs. intradía	29
7.	Comparación con prácticas de pronósticos de vanguardia	31
8.	Conclusión de la evaluación	40
9.	Impacto de los pronósticos en la operación de la red	41
10.	Recomendaciones	43
10.1.	Sistema centralizado	43
10.2.	Formato estandarizado	45
10.3.	Mayor frecuencia de actualizaciones de los pronósticos basados en datos de tiempo real	45
10.4.	Mayor resolución temporal	47
10.5.	No disponibilidades o recortes de potencia	48
10.6.	Información adicional	49
10.7.	Registro nacional	50
11.	Resumen ejecutivo de recomendaciones para la regulación	51
12.	Estimación del esfuerzo de implementación	53
13.	Apéndice	55
13.1.	Datos a ser proporcionados por OC para el proyecto	56
13.2.	Registro nacional	56
13.3.	Datos necesarios para pronósticos	56

FIGURAS

Figura 1.	Flujo de datos en el proceso actual de pronósticos (esquema descentralizado)	16
Figura 2.	Diagrama de dispersión para pronóstico de día en adelanto Agua Clara	19
Figura 3.	Diagrama de dispersión para pronóstico día en adelanto Larimar I	20
Figura 4.	Diagrama de dispersión para pronóstico día en adelanto Larimar II	21
Figura 5.	Diagrama de dispersión para pronóstico de día en adelanto Los Cocos	22
Figura 6.	Diagrama de dispersión para pronóstico de día en adelanto Monte Plata Solar	23
Figura 7.	Diagrama de dispersión para pronóstico de día en adelanto Montecristi Solar	24
Figura 8.	Diagrama de dispersión para pronóstico intradía Agua Clara	25
Figura 9.	Diagrama de dispersión para pronóstico intradía Larimar I	26
Figura 10.	Diagrama de dispersión para pronóstico intradía Larimar II	27
Figura 11.	Diagrama de dispersión para pronóstico intradía Los Cocos	28
Figura 12.	Bias día en adelanto vs. intradía	29
Figura 13.	MAE día en adelanto vs. intradía	30
Figura 14.	Emsys diagrama de dispersión para pronóstico de día en adelanto de Larimar	32
Figura 15.	Emsys diagrama de dispersión para pronóstico intradía de Larimar	33
Figura 16.	Bias Agente vs. Emsys día en adelanto (DA) e intradía (ID) Larimar	34
Figura 17.	MAE Agente vs. Emsys día en adelanto (DA) e intradía (ID) Larimar	34
Figura 18.	Emsys diagrama de dispersión para pronóstico día en adelanto de Los Cocos	35
Figura 19.	Emsys diagrama de dispersión para pronóstico intradía Los Cocos	36
Figura 20.	Bias agente vs. Emsys día en adelanto (DA) e intradía (ID) Los Cocos	37
Figura 21.	MAE agente vs. Emsys día en adelanto (DA) e intradía (ID) Los Cocos	37
Figura 22.	Emsys diagrama de dispersión pronóstico día en adelanto Monte Plata	38
Figura 23.	Bias agente vs. emsys día en adelanto (DA) e intradía (ID) Monte Plata	39
Figura 24.	MAE agente vs. emsys día en adelanto (DA) e intradía (ID) Monte Plata	39
Figura 25.	Línea de duración de error de pronóstico para el parque eólico Larimar	42
Figura 26.	Flujo de datos solución centralizada	44
Figura 27.	Pronóstico con optimización a corto plazo para Montecristi Solar	45
Figura 28.	Pronóstico con optimización a corto plazo para Monte Plata Solar	46
Figura 29.	Pronóstico con optimización a corto plazo para Los Cocos	46
Figura 30.	Comparación de MAE pronóstico base vs. optimización a corto plazo	47
Figura 31.	Comparación de resolución temporal horaria y de 15 minutos para generación solar	48
Figura 32.	Planes de producción incluyendo no disponibilidades o recortes de potencia incluidos en el pronóstico. Fuente: energy & meteo systems	49
Figura 33.	Spread (distribución) de pronóstico de potencia solar	50



1. Prefacio

El crecimiento, desarrollo sostenible y la competitividad de la sociedad moderna son posibles gracias al uso de recursos energéticos. En ese sentido, el suministro de electricidad de forma segura, económica y sustentable constituye uno de los grandes retos de los países en vía de desarrollo. Fruto de esta situación se han desarrollado tecnologías de generación de electricidad a través de fuentes de energía renovables, de las cuales llevan la delantera la energía eólica y solar.

A pesar de los evidentes beneficios de la generación eólica y solar, dado el comportamiento variable de sus fuentes primarias, el uso de éstas provoca un aumento en la incertidumbre de la operación de los sistemas eléctricos, lo que puede poner en riesgo la confiabilidad de los mismos.

Fruto de la necesidad de reducir esta incertidumbre, se desarrollaron modelos y sistemas de pronósticos de energías renovables variables, los cuales permiten predecir con anticipación (y con cierto nivel de precisión) la producción de las centrales eólicas y solares para una correcta planificación y operación de los sistemas eléctricos de potencia.

El Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) de la República Dominicana es un sistema insular (pequeño, con pocos recursos hidroeléctricos, -10%, y sin recursos energéticos convencionales internos) que carece de interconexiones con otros sistemas, lo cual lo hace vulnerable a las variaciones de generación que producen las fuentes renovables variables. Esta situación no era relevante durante los primeros años de insta-



lación de centrales eólicas y solares, sin embargo, esto cambió a medida que fue incrementando la penetración de estas tecnologías en el SENI, llegando incluso a representar en algunas horas del día cerca del 20% de la generación del sistema incluyendo la generación hidráulica y a partir de biomasa. Esta situación evidenciaba la urgente necesidad de contar con buenos pronósticos de energías renovables variables para la planificación y operación del SENI.

El Proyecto Transición Energética, ejecutado por el Ministerio de Energía y Minas de la República Dominicana y Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH (por encargo del Ministerio Federal de Medio Ambiente y Protección de la Naturaleza y Seguridad Nuclear de la República

Federal de Alemania (BMU)), y, encargó un estudio, realizado por la empresa alemana de prestigio internacional, Energy & Meteo Systems para diagnosticar la situación actual de los pronósticos de energías renovables variables en el SENI, encontrando grandes oportunidades de mejora en este proceso las cuales se detallan en el contenido de este informe.

A raíz de los hallazgos de este “Estudio de Diagnóstico de los Pronósticos de ERV en la República Dominicana”, el Proyecto de Transición Energética ha patrocinado para el Organismo Coordinador, por período de un año, los servicios de Energy & Meteo Systems para contar con pronósticos de producción de energías renovables variables. Desde finales de diciembre del 2019, el OC cuenta con este servicio, logrando reducir efectivamente la incertidumbre asociada a la integración estas fuentes de generación en los procesos de programación de la operación, redespachos y operación en tiempo real en el SENI.

Este servicio de pronóstico abarca todas las centrales renovables variables existentes en el SENI. Se recibe de forma centralizada una estimación de la producción horaria de cada una de éstas para diferentes horizontes de tiempo (atendiendo las necesidades de la operación):

Con un día de anticipación, se recibe la estimación de las próximas 72 horas subsiguientes de la producción de las renovables variables, las cuales son utilizadas para la programación diaria.

Durante el día de operación se recibe, cada hora, una actualización de la estimación que abarca las próximas 12 horas las cuales son utilizadas para la elaboración de los redespachos y la operación en tiempo real.

Manuel López San Pablo
Gerente General
Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Interconectado



2. Resumen Ejecutivo

La participación de las energías renovables variables (ERV), como la energía eólica y solar, ha tenido un crecimiento exponencial en la matriz energética dominicana. Si bien su integración en la matriz presenta grandes beneficios, como la reducción de los costos de generación y mayor independencia energética, su naturaleza variable presenta retos técnicos que deben ser abordados por los coordinadores de los sistemas eléctricos. En la República Dominicana esta función es ejecutada por el OC (Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado).

La variación inherente de la energía eólica y solar puede ser mitigada de forma significativa y costo-eficiente mediante un sistema centralizado de pronósticos de generación. Utilizando información meteorológica y modelos matemáticos especializa-

dos se pueden obtener proyecciones de la generación de todas las centrales de ERV, lo que permite una operación más confiable, segura y económica del sistema eléctrico interconectado.

Hasta el momento, República Dominicana solo cuenta con pronósticos que son provistos por los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), quienes los envían al OC para realizar la programación diaria y semanal. El OC ha reconocido que no todos los pronósticos enviados por los parques eólicos y solares son certeros. Es decir, que algunos presentan desviaciones significativas las cuales producen inconvenientes en la programación. Esto puede ocasionar un aumento de despachos forzados o en la necesidad de una reserva rodante mayor en el sistema. Ante esta situación, se plantea el presente estudio el cual busca

identificar las causas más importantes de las imprecisiones en el pronóstico de la generación de energía solar y eólica en la República Dominicana. Adicionalmente, busca proporcionar recomendaciones para mejorar significativamente la calidad del pronóstico a corto plazo.

Por esta razón, el diagnóstico incluye un análisis de las técnicas y los procesos aplicados para el periodo analizado para crear y proporcionar pronósticos de energía solar y eólica que son proporcionados por los operadores de las centrales eólicas y solares al OC. Además, se evaluaron los procesos de toma de decisiones del operador de la red basados en los datos de pronóstico; aprovechando para analizar el marco regulatorio actual y realizar recomendaciones para definir responsabilidades claras entre los participantes en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI).

Para fines del diagnóstico, se obtuvo información del OC sobre los procesos involucrados en su generación de pronósticos para energía eólica y solar, además de las experiencias hasta la fecha con éstos. Los datos se detallan en el apéndice y abarcan mediciones de potencia e históricos de pronósticos. Estos datos fueron procesados para evaluar su calidad y plausibilidad, siguiendo los procedimientos y estándares de Energy & Meteo Systems, tomando en cuenta los requerimientos específicos para los pronósticos en la República Dominicana.

Los resultados de esta evaluación muestran que la precisión de la mayoría de los pronósticos proporcionados por los agentes no corresponde a lo que es posible alcanzar en la actualidad. En general, los pronósticos tienden a “sub-predecir”, es decir, los programas de producción presentados son sistemáticamente más bajos en comparación con las mediciones. Esto se puede observar en casi todas las plantas de generación, independientemente si son eólica o solar. Además, el beneficio de las actualizaciones de los pronósticos es muy pequeño, por lo que los pronósticos más nuevos solo tienen una precisión levemente mejor. Por lo tanto, con la metodología actual solo se puede extraer poca información de pronósticos para el despacho y la operación eficiente de la red.

Para obtener una impresión sobre la previsibilidad de las plantas eólicas y solares en la República Dominicana y para tener un pronóstico de referencia para la comparación, Energy & Meteo Systems generó, retrospectivamente, un pronóstico de potencia básico para algunos de los parques. En todos los casos se com-

probó que es posible lograr una mayor precisión en los pronósticos; se pudo observar en la mejoría de las métricas del error para estos pronósticos generados. Evidencia de esto es que en el pronóstico de día en adelante para Monte Plata Solar la correlación entre el pronóstico y la generación real mejoró de un 63.1% a un 83.9%. Además, el Error Medio Absoluto fue reducido de un 20.7% a un 10.39%.

Las mejoras en la precisión de los pronósticos producen un impacto positivo en la operación y costo del sistema eléctrico. Por esto se establecen una serie de recomendaciones para la mejora del uso de los pronósticos de generación de energía renovable. Entre estas se destacan:

1. Es necesario el establecimiento de un servicio centralizado de pronósticos en el OC. Según la experiencia internacional, este es el enfoque que garantiza una alta calidad para el pronóstico de todas las unidades de energía renovable variable. Adicionalmente, eliminaría la dependencia exclusiva de los pronósticos enviados por los operadores de las centrales eólicas y solares. Actualmente, para 10 parques de ERV y un año de servicio profesional de pronósticos, el costo es aproximadamente 30,000 a 35,000 EUR.
2. Se recomienda tener más de una fuente de pronósticos de energía renovable, sea a través de la contratación de varios de proveedores o el desarrollo de un sistema propio. Esto facilita la evaluación y garantiza una alta calidad del pronóstico.
3. Es necesario que el OC establezca procesos más detallados de toma de decisiones para gestionar los cambios en la predicción de la potencia de generación de las centrales eólicas y solares con pocas horas de antelación. Esto mejoraría significativamente la operación del sistema.

Adicionalmente, se proponen otras recomendaciones favorables como aumentar la resolución temporal de los pronósticos o la mejora en las declaraciones de las no disponibilidades de las centrales. Todas éstas, contribuyen a la buena administración del recurso solar y eólico mediante una buena implementación de los pronósticos de generación de energía renovable variable.



3. Antecedentes

La República Dominicana tiene un sector eléctrico desagregado. Este proceso comenzó en el año 1997 al abrir la generación al sector privado y desagregar la Corporación Dominicana de Electricidad (CDE).

En la Ley General de Electricidad del año 2001 y su Reglamento de Aplicación del 2002 incluyeron la creación de una agencia reguladora autónoma, la Superintendencia de Electricidad (SIE). Adicionalmente, se creó la Comisión Nacional de Energía (CNE) y un mercado mayorista bajo la responsabilidad de una Agencia Coordinadora.

En el año 2013, el Ministerio de Energía y Minas fue creado mediante la Ley 100-13 con el propósito de ser el organismo de la Administración Pública responsable de la formulación, adopción, monitoreo, evaluación y control de políticas, estrategias, planes generales, programas, proyectos y servicios relacionados con el sector energético y los subsectores de energía como electricidad, energías renovables, energía nuclear, gas natural y minería.

La operación del sistema eléctrico es llevada a cabo por el Organismo Coordinador (OC), el cual se encarga de coordinar la operación de las instalaciones de las empresas de generación, transmisión y distribución de electricidad que pertenecen al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) de la República Dominicana.



Actualmente, la generación de energía eléctrica en la República Dominicana se basa principalmente en combustibles fósiles, contribuyendo con 1/3 de la emisión de gases de efecto invernadero del país. Se espera que las reformas de gran alcance a nivel político, institucional, regulatorio y financiero contribuyan a aumentar la participación de las energías renovables y mejorar la eficiencia energética.

Desde octubre del 2018, un total de 301 MW de plantas eólicas y solares han sido instaladas en la República Dominicana, lo que representa el 8.43% de la capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI). Desde el punto de vista energético, las contribuciones de estas tecnologías son alrededor del 4.2% del total de la energía generada.

De acuerdo con la información proporcionada para la preparación del programa de operación a largo plazo del SENI (2018-2021), se espera que en los próximos años se agreguen 391 MW adicionales para un total de 662 MW. (12% del total instalado y 8% en energía).

Actualmente parece haber una inconsistencia normativa entre las regulaciones y las leyes que gobiernan el sector, lo que lleva a confusión en la responsabilidad de previsión para la planificación de despacho. Como no hay incentivos para una buena previsión ni una regulación clara, se informa que las previsiones carecen de calidad.



4. Objetivos del Diagnóstico

El estudio busca identificar las causas más importantes de imprecisiones en el pronóstico de la generación de energía solar y eólica en la República Dominicana. El resultado esperado del diagnóstico es proporcionar recomendaciones para mejorar significativamente la calidad del pronóstico a corto plazo.

Por esta razón, el diagnóstico incluye el análisis de las técnicas y los procesos aplicados actualmente para crear y proporcionar pronósticos de energía solar y eólica que son proporcionados por los operadores de la planta al OC. Además, se revisaron los procesos de toma de decisiones del operador de la red basados en los datos de pronóstico; se evaluó el marco regulatorio actual y se realizaron recomendaciones para definir responsabilidades claras entre los participantes en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI).



5. Estado actual de los procesos de pronósticos

La evaluación del estado actual de los procesos de pronóstico en la República Dominicana se observa desde dos ángulos: por un lado, las reglas y obligaciones oficiales para los participantes en el sistema eléctrico impuestas por las leyes y otros marcos regulatorios y, por otro lado, los procesos dentro del OC en relación con el pronóstico y su impresión de calidad.

5.1. Regulación

Varias secciones de la Ley 57-07 Sobre Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y sus Regímenes Especiales en República Dominicana y regulaciones adicionales refieren lo siguiente en relación a las energías renovables y pronósticos:

De acuerdo con la “Ley 125-01” y su reglamento de aplicación, las energías renovables tienen preferencia de despacho y el OC es el organismo responsable de la planificación y operación del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado, y el Centro de Control de Energía (CCE) es el responsable de la operación en tiempo real del mismo. La “Ley 57-07” y su reglamento de aplicación regula las energías renovables.

Existen dos normativas complementarias sobre la responsabilidad de pronosticar las energías renovables (eólica y solar) y los procesos correspondientes: el “CNE-Procedimiento complementario para la integración y operación de las renovables” y la “Resolución OC 34-2016”. Los principales artículos de éstas se presentan a continuación:

CNE-Procedimiento complementario para la integración y operación de las renovables:

Art. 31:

PROGRAMACIÓN DE LAS INGERE NO GESTIONABLES. *Las Instalaciones de Generación de Régimen Especial (INGERE) no-gestionables conectadas, tanto al sistema de transmisión como al sistema de distribución, entregarán al OC, en la oportunidad que este lo requiera, la siguiente información según el tipo de instalación que corresponda, para ser consideradas en la Programación de la Operación Diaria (PDO), en las reprogramaciones y durante la Operación en Tiempo Real realizada por el CCE:*

a. Instalaciones Eólicas: Curva característica de la potencia neta horaria a despachar por el parque, en función de la velocidad y dirección del viento pronosticado con técnicas empleadas de predicción.

b. Instalaciones Solares: Curva característica de la potencia neta horaria a despachar por el parque (fotovoltaico o solar térmico), en función de la irradiación efectiva pronosticada con técnicas empleadas de predicción o en función de la temperatura de operación.

c. Instalaciones Hidráulicas con potencia nominal inferior a 5 MW: Curva característica de la potencia neta horaria a despachar en función de los recursos afluentes presentes e históricos.

PÁRRAFO I: *El OC, en el análisis eléctrico realizado para el Programa Diario de Operación (PDO), recomendará las acciones necesarias que garanticen una operación segura y confiable en el SENI con el despacho de las INGERE no-gestionables.*

ARTÍCULO 32: *Con la finalidad de que el OC pueda programar la reserva requerida en el PDO, el Agente de la INGERE no-gestionable, diariamente actualizará sus previsiones y las remitirá al OC, en el plazo establecido en el Art. 208 del RLGE. En función de estas previsiones, estas instalaciones serán incluidas en el PDO que realiza el OC.*

ARTÍCULO 33: *Las INGERE no-gestionables dispondrán de un sistema de predicción que permita calcular el valor de la potencia neta de la INGERE hasta un horizonte de dos (2) días.*

PÁRRAFO I: *Para la previsión del recurso, los agentes de las INGERE no-gestionables podrán utilizar, como base de datos, los pronósticos de dominio público generados por organismos nacionales e internacionales reconocidos.*

ARTÍCULO 34: *Para la modelación del recurso primario renovable, utilizarán aplicaciones basadas en modelos de predicción numérica del clima con un horizonte de veinticuatro (24) horas o el modelo de pronósticos para prevenir el recurso que proponga en su momento el OC. Estos modelos deben incorporar esquemas de parametrización de los procesos físicos, desarrollados por organismos nacionales e internacionales reconocidos.*

Adicionalmente:

Resolución No. OC 34-2016:

Aprobar las recomendaciones contenidas en el informe titulado “INFORMACIÓN DE DISPONIBILIDAD DE LOS PARQUES EOLICOS DE EGE HAINA”, consistente en disponer en el caso de la información de disponibilidad de generación de los parques eólicos, hacer uso de la mejor información disponible. La mejor información a utilizar, sin limitarse a ello, podrá tomar como base los datos del despacho realmente ejecutada, la última información proporcionada por el agente para fines de reprogramación o las propias estimaciones del OC.

En resumen, podemos extraer de la regulación lo siguiente:

- Energías renovables tienen prioridad de despacho: Lo que quiere decir que el despacho económico de las unidades convencionales se hace posterior al despacho de las unidades renovables solares y eólica. Según la Ley 125-01 las centrales hidroeléctricas de pasada y embalse entran en la curva y, posteriormente, se despachan por orden de mérito las centrales termoeléctricas. Los pronósticos de energía solar y eólica son esenciales para determinar el despacho de las centrales convencionales.
- Horizonte de pronóstico de 24 – 48 horas: Los procesos se enfocan en el marco de tiempo del día en adelante. Esto es suficiente para el despacho de unidades, pero no hay requerimientos claros respecto al intradía.
- La resolución de los pronósticos debe ser horaria: Este es un punto de partida típico mientras los procesos de planificación tengan el mismo marco temporal. Particularmente, para

cubrir la producción solar fotovoltaica y las rampas de energía eólica, se necesitan menores resoluciones.

Tiempos de entrega y actualizaciones pueden ser determinados por el OC: Por lo tanto, el OC puede solicitar más pronósticos u otros tiempos. En general, tiene espacio para modificar estos requerimientos si es necesario.

- No hay un requerimiento claro en cuanto a calidad: Esto es típico para regulaciones donde los operadores de las plantas tienen que someter pronósticos al operador de la red y este punto será la raíz de las dificultades en la calidad de los mismos.
- El OC es responsable de usar la mejor información para una operación segura de la red. Finalmente, el OC debe garantizar una operación segura y confiable incluyendo la integración de energías renovables variables a la red. Por lo tanto, el OC está trabajando en alternativas a los pronósticos sometidos y ha iniciado sus propios procesos para realizar sus pronósticos.

5.2. Procedimientos actuales de pronósticos y toma de decisiones

El proceso de pronóstico actual en el OC sigue un enfoque descentralizado. En la Figura 1 se muestra un esquema general. En un sistema descentralizado, cada operador de planta proporciona pronósticos, de los cuales su origen no está claro; especialmente si los operadores de planta contratan a proveedores de pronóstico profesionales o si generan el pronóstico en una forma diferente.

En el caso específico del OC, no hay mucha información sobre el origen del pronóstico del operador del parque. Es posible que no dependan de un proveedor, sino que generen el pronóstico ellos mismos. Por este motivo, el origen del pronóstico se muestra en el esquema como una “Black Box”.

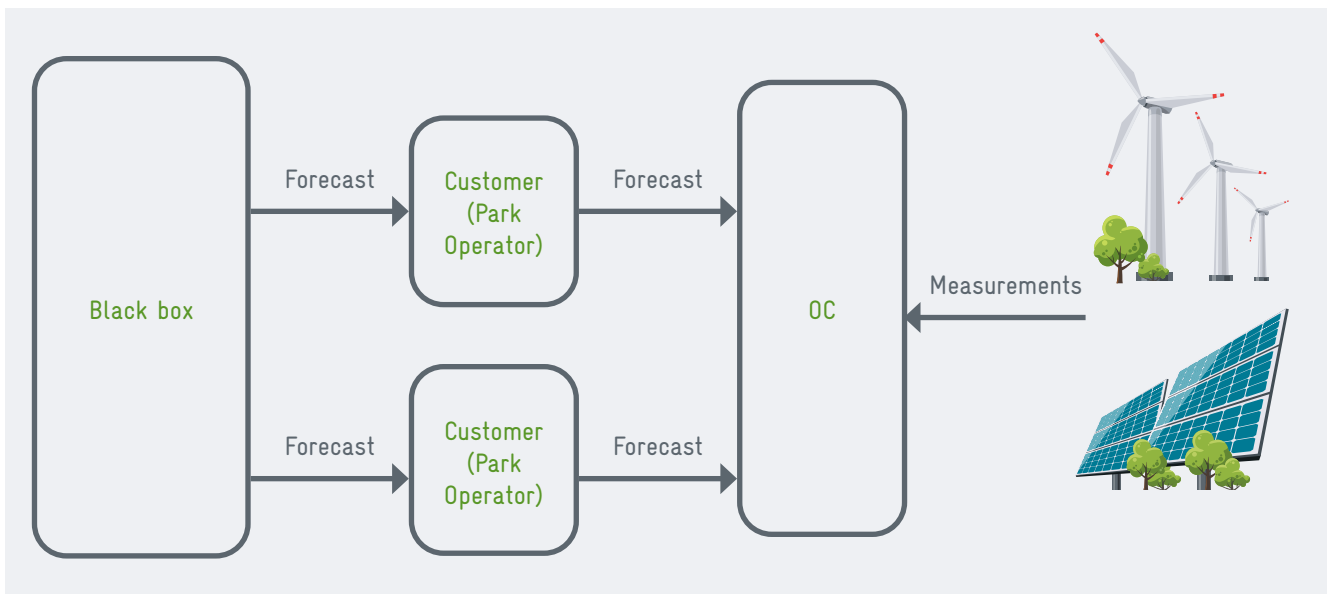


Figura 1. Flujo de datos en el proceso actual de pronósticos (esquema descentralizado)

De acuerdo con la situación actual, hay dos pronósticos que pueden ser utilizados por el OC:

1. Los pronósticos sometidos por los operadores de las plantas
2. Los pronósticos de las propias estimaciones del OC

A continuación, se presentan más detalles sobre éstos.

Pronósticos sometidos por los operadores de las plantas:

Los operadores de las plantas envían su pronóstico todos los días a más tardar las 10:00 am para el día siguiente con una resolución horaria. En caso de fines de semana o festivos, se envían varios días en adelanto durante el último día hábil laboral. El agente que entrega este pronóstico puede realizar una estima-

ción propia o contratar a un proveedor. La información detallada acerca del origen exacto del pronóstico no está disponible para el OC. Este pronóstico puede utilizarse para planificar el despacho económico de la planta, pero si el OC considera que por algún motivo no es útil, puede decidir no usarlo.

En el intradía, el agente tiene la oportunidad de corregir posibles errores de pronóstico cada hora. Hasta ahora, el OC ha detectado que esta corrección se practica muy poco, por lo que no hay una mejora de pronóstico a corto plazo.

Pronósticos hechos por el OC:

El OC tiene la responsabilidad de hacer el despacho y garantizar la seguridad de la red. Por problemas con la precisión de los pronósticos sometidos por los agentes, el OC ha hecho su propio proceso de estimación de energía eólica.

La metodología del OC se puede resumir brevemente en los siguientes pasos:

1. Actualización de la base de datos de mediciones de potencia eólica.
2. Se generan diferentes promedios de la energía eólica medida a partir de 4 días en el pasado. Adicionalmente se calculan un promedio mínimo, máximo y medio.
3. El pronóstico de la velocidad del viento se extrae del sitio web www.windy.com para las ubicaciones de los parques eólicos.
4. Se calcula una correlación entre la velocidad del viento pronosticada y la medición de la potencia del viento.
5. La disponibilidad declarada se tiene en cuenta para el pronóstico.
6. Se utiliza un promedio ponderado para la combinación de medición, predicción de agente y predicción del OC.

Dependiendo de los resultados y la situación en tiempo real, el OC puede hacer correcciones a los pronósticos de energía eólica, si es necesario. Particularmente, si 5 períodos en el pasado tienen una desviación mayor al 20%, el pronóstico se corrige por el porcentaje incorrecto para los próximos 4 períodos.


Desde finales de abril del 2019 se realizan pronósticos para Monte Plata Solar debido a la sostenida desviación de sus valores declarados versus la operación en tiempo real. Para el caso de Monte Cristi Solar, se utilizan los valores declarados debido a la precisión de éstos.

5.3. Experiencias del OC con los pronósticos a la fecha

No existe un incentivo en las regulaciones para presentar pronósticos precisos o para que éstos alcancen cierto nivel de calidad.

A medida que han sido utilizados los pronósticos para el despacho, el OC informa que han sido identificados varios problemas debido a la baja precisión de éstos: planificación errónea del despacho económico de las plantas, planificación incorrecta de la reserva, resultados inadecuados para el precio nodal y congestión de la red. Estos problemas conducen a altos costos innecesarios mientras se incrementa la entrada en operación de este tipo de centrales.

El OC está invirtiendo mucho esfuerzo para hacer frente a esta situación haciendo sus propias estimaciones y tratando de identificar posibles problemas cuando las previsiones parecen ser inexactas.



6. Evaluación de pronósticos

Los pronósticos históricos y datos de producción de 4 parques eólicos y 2 plantas solares (listados en el apéndice) fueron procesados. Éstos han sido evaluados por Energy & Meteo Systems basados en las métricas de error RMSE (Root Mean Square Error – raíz del error cuadrático medio), MAE (Mean Absolute Error – error absoluto medio), SDE (Standard Deviation – desviación estándar), bias (sesgo) y correlación. Las métricas de error han sido normalizadas por la capacidad instalada.

Las gráficas a continuación son el resultado de la evaluación de los datos suministrados por el OC. Estas gráficas muestran las métricas de error normalizadas en una tabla que muestra todo el período de tiempo para el cual se disponían de datos y la dispersión de los puntos de datos.

Cuando hablamos de dispersión, significa que para el mismo punto de tiempo se representan el valor de medición correspondiente (eje x) y el valor de pronóstico (eje y). Un pronóstico ideal, sin errores, conduciría a puntos de datos a lo largo de la diagonal. Los diagramas de dispersión pueden ser muy informativos. Si la nube de puntos se desvía de la diagonal en una dirección, esto indica un error sistemático. Por ejemplo, si la mayoría de los puntos de datos están por debajo de la diagonal, los pronósticos son generalmente bajos.

Nuestra evaluación confirma que algunos de los pronósticos no son tan precisos como deberían ser. Es muy evidente que la mayoría de los pronósticos tienen un gran error sistemático que indica una sub-predicción (bias negativo) y, además, tienen una baja correlación con las mediciones.

A continuación, presentamos una evaluación para cada parque.

6.1. Evaluación de los pronósticos de energía eólica de día en adelante sometidos al OC por los agentes

Parque Eólico Agua Clara

Los datos disponibles para este parque eólico son del 22/02/2019 al 01/04/2019. Este es un periodo de tiempo muy

corto, por lo tanto los datos no son representativos. Sin embargo, para el período de datos disponibles el bias está mostrando una leve sobre-predicción y la correlación entre los pronósticos y mediciones es muy baja.

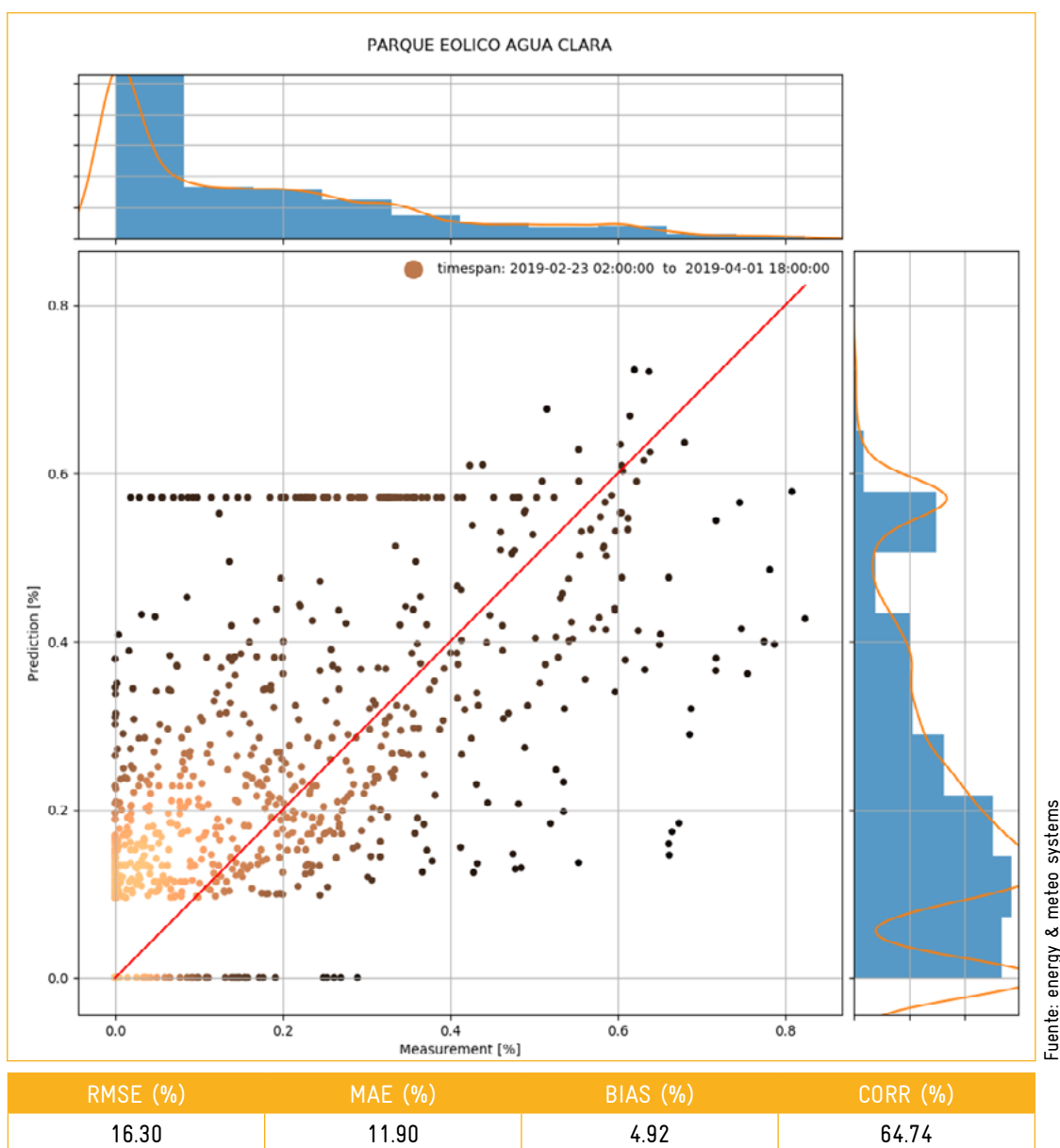
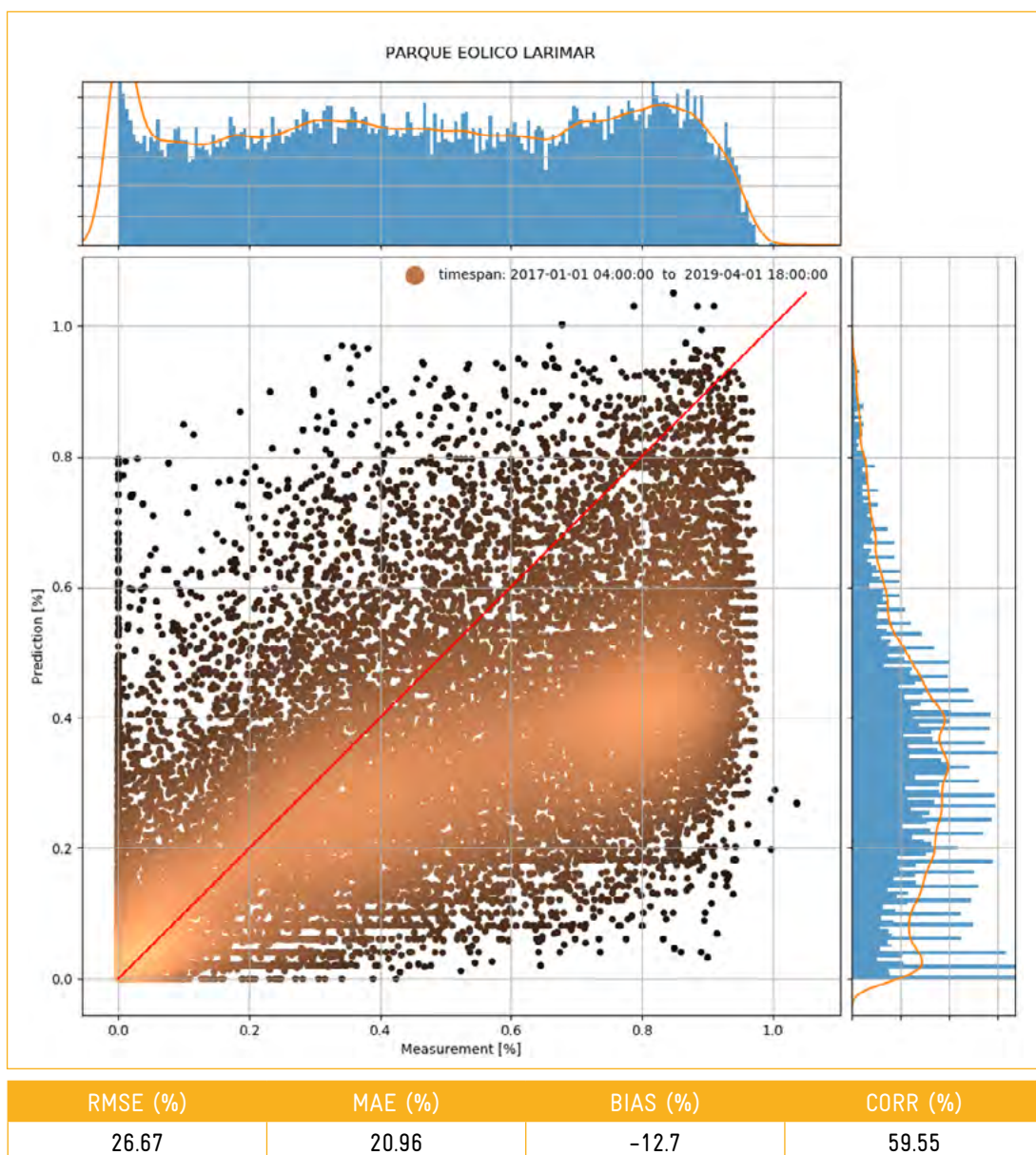


Figura 2. Diagrama de dispersión para pronóstico de día en adelante Agua Clara

Parque Eólico Larimar I

Para el Parque Eólico Larimar I, los datos disponibles abarcaron el período desde el 01/01/2017 al 04/01/2019. Dos años de datos se consideran bastante buenos para obtener una impresión sobre la calidad del pronóstico. Como se refleja en el diagrama

de dispersión a continuación, los puntos tienen una concentración muy alta en diagonal, esto se cuantifica por el sesgo negativo de -12.70%. Por lo tanto, hay una sub-predicción sistemática. La correlación de 59.55% se considera bastante baja y las mediciones de error de RMSE 26.67% y MAE 20.96% indican una baja precisión.



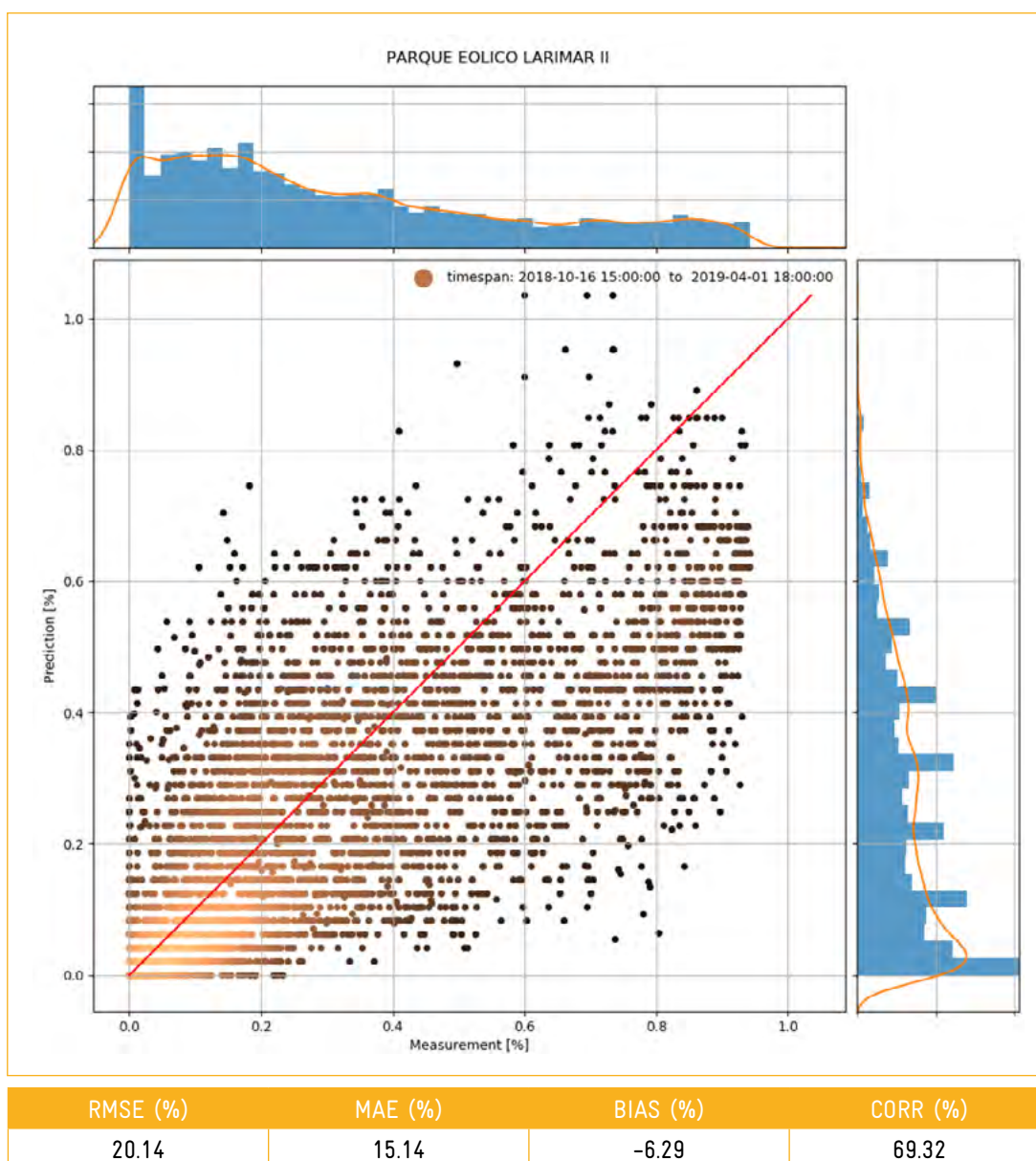
Fuente: energy & meteo systems

Figura 3. Diagrama de dispersión para pronóstico día en adelanto Larimar I

Parque Eólico Larimar II

Los datos evaluados abarcan el período desde el 16/10/16 al 01/04/2019. Es más conveniente evaluar un año de datos para obtener una impresión de los cambios en la calidad del pronóstico según la época del año. Para los datos disponibles, se iden-

tifica una sub-predicción con un sesgo negativo de -6.29%. La correlación de 69.32% es, en este caso, la más alta de los parques eólicos evaluados. El RMSE y el MAE muestran una mejor calidad en comparación a los parques Larimar I y Los Cocos. Sin embargo, se considera que al corregir el error sistemático de la sub-predicción la precisión sería considerablemente mejor.



Fuente: energy & meteo systems

Figura 4. Diagrama de dispersión para pronóstico día en adelante Larimar II

Parque Eólico Los Cocos

Para el Parque Eólico Los Cocos, los datos disponibles abarcaron el período comprendido entre el 01/01/2017 y el 04/01/2019. Este parque eólico, como los otros evaluados,

muestra una sub-predicción sistemática con un sesgo negativo de -7.64%. La correlación también se considera bastante baja y los valores RMSE y MAE también apuntan hacia una calidad baja.

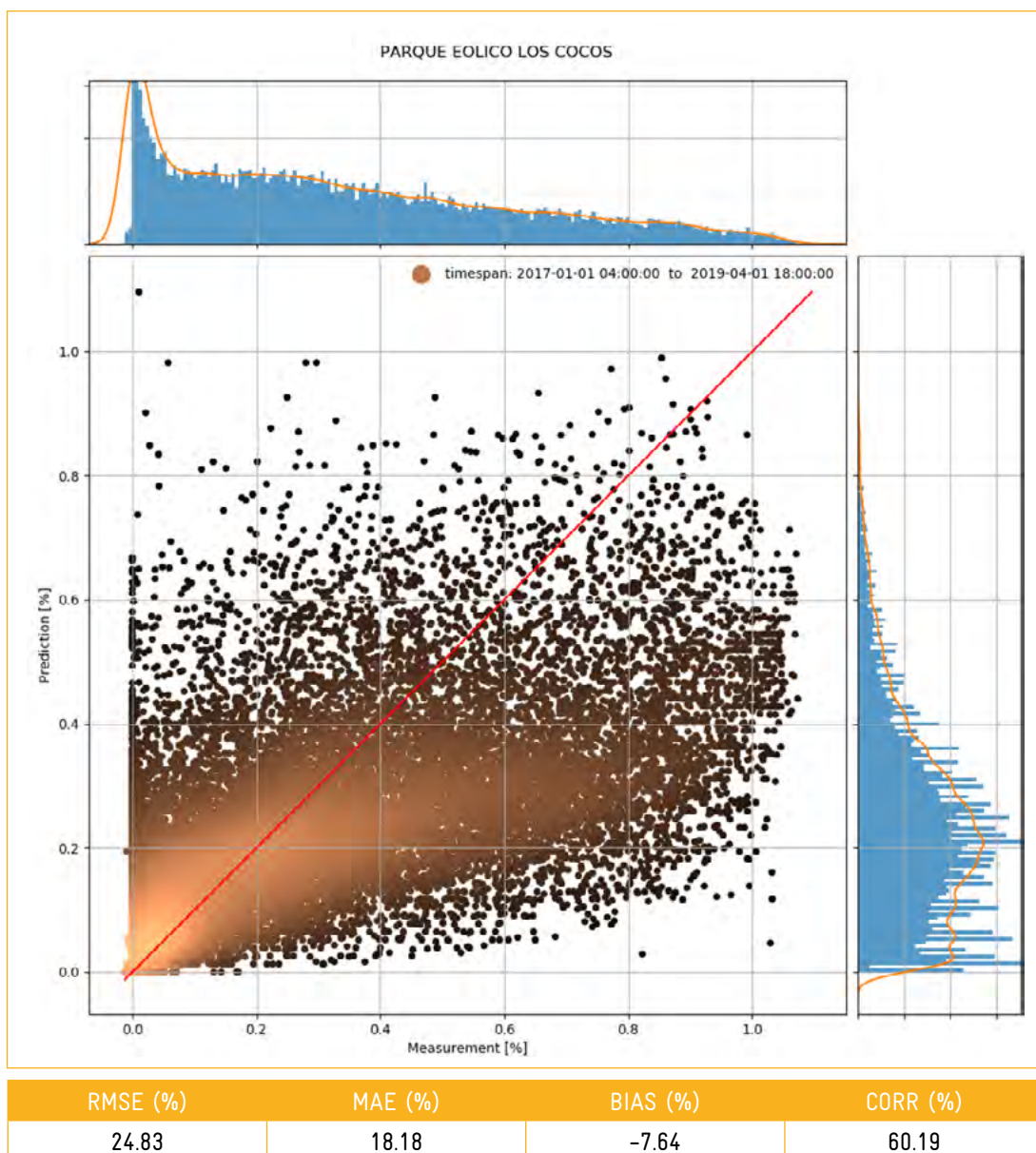


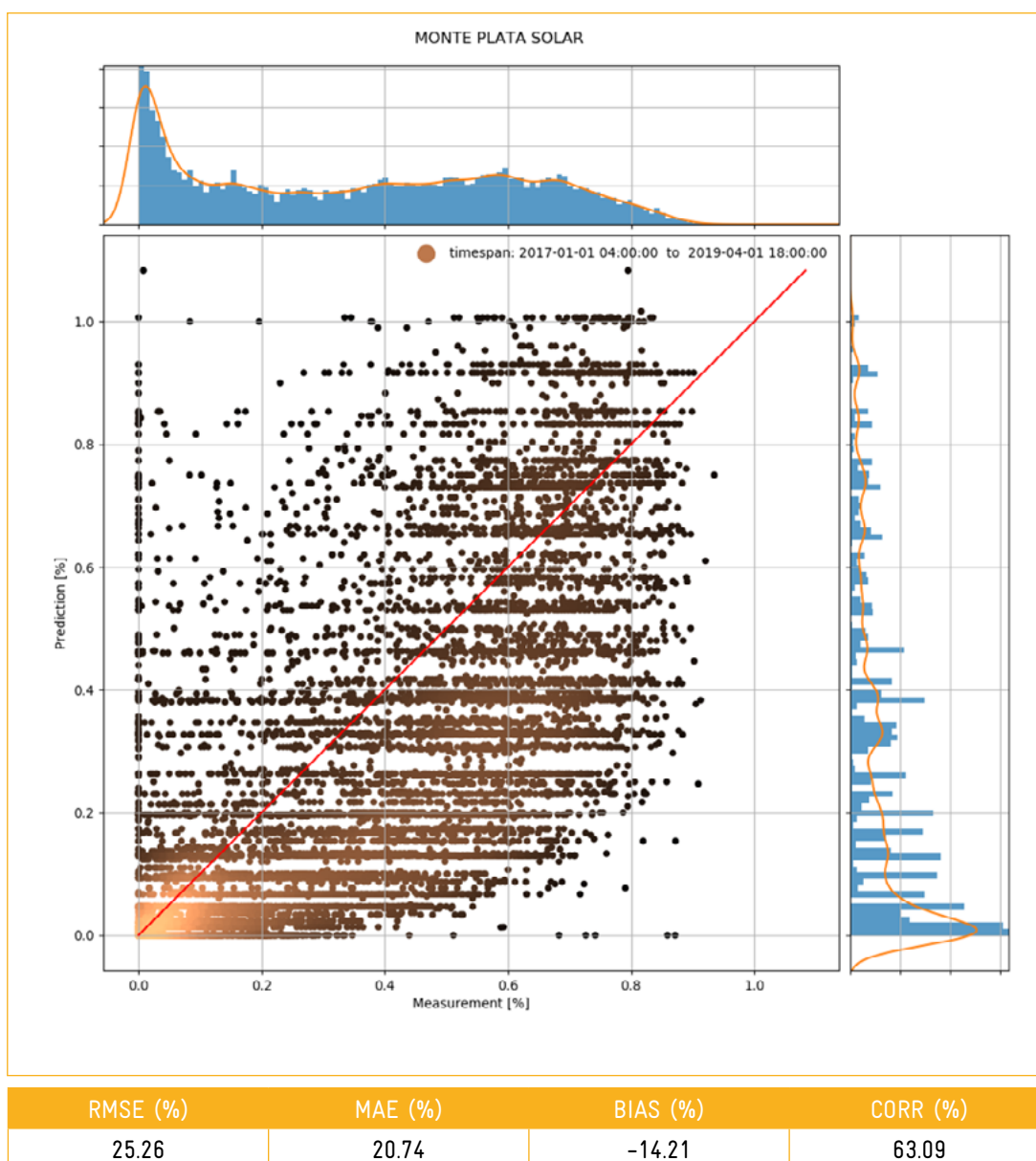
Figura 5. Diagrama de dispersión para pronóstico de día en adelante Los Cocos

6.2. Evaluación de los pronósticos de energía solar de día en adelante sometidos al OC por los agentes

Monte Plata Solar

Los datos evaluados abarcaron el período desde el 01/01/2017 al 01/04/2019. El gráfico de dispersión muestra una baja con-

centración en la diagonal que se cuantifica por un sesgo negativo de -14.21%, lo que indica una sub-predicción. La correlación entre el pronóstico y la medición es bastante baja y los valores RMSE y MAE también apuntan hacia poca precisión en el pronóstico.



Fuente: energy & meteo systems

Figura 6. Diagrama de dispersión para pronóstico de día en adelante Monte Plata Solar

Montecristi Solar

Los datos evaluados abarcan el período comprendido entre el 28/08/2018 y el 01/04/2019. El diagrama de dispersión muestra que los puntos siguen la diagonal y el sesgo de casi 0 lo

confirma. La correlación entre pronóstico y medición es bastante acertada. En general, los valores de error para este parque parecen aceptables y, a partir de los datos evaluados, parece ser el único parque para el cual el pronóstico realmente proporciona información útil.

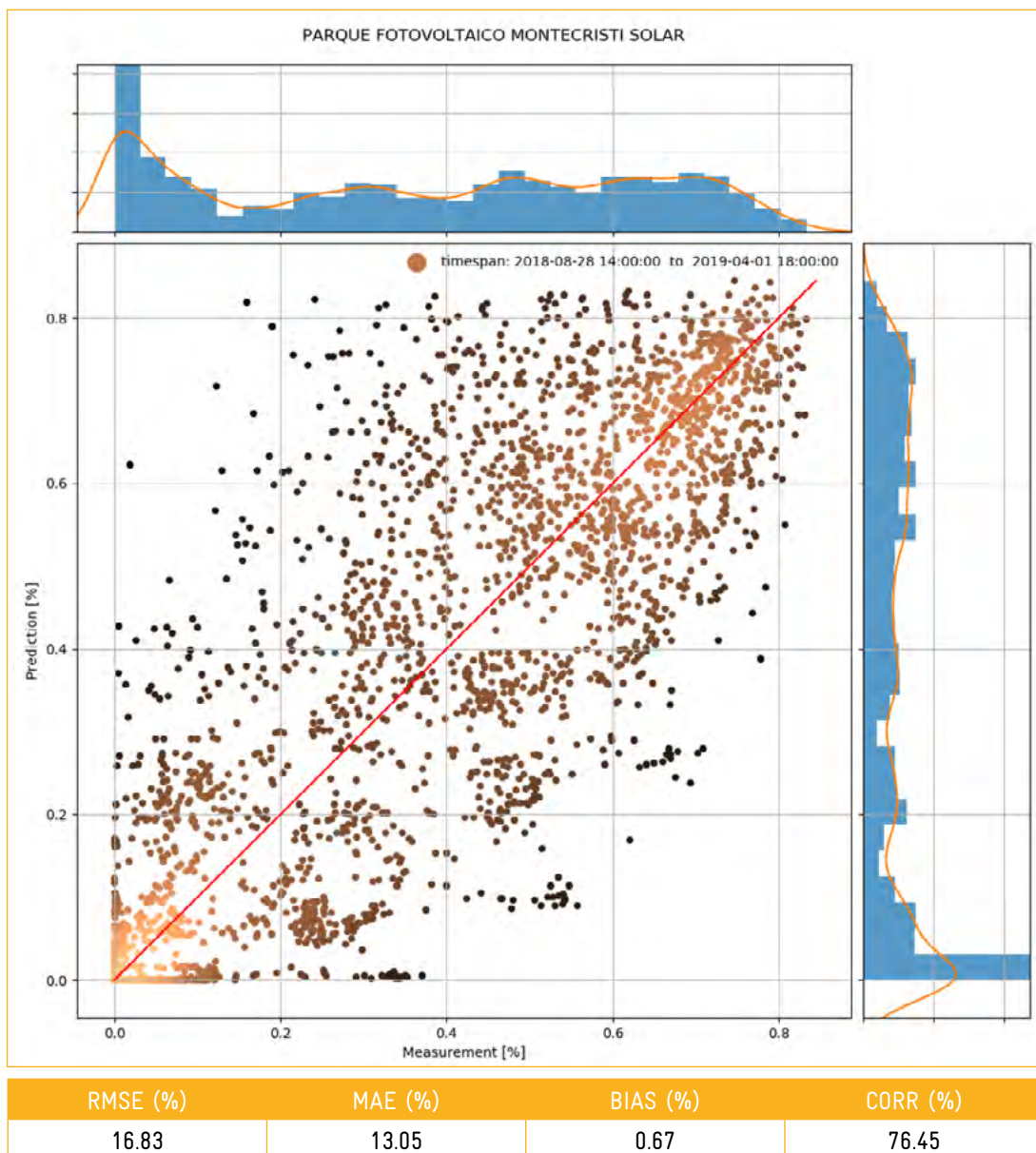


Figura 7. Diagrama de dispersión para pronóstico de día en adelanto Montecristi Solar

6.3. Evaluación de pronósticos eólicos con correcciones en el intradía

Parque Eólico Agua Clara

Para el Parque Eólico Agua Clara se presentó, en algunos casos, una corrección intradía. En la evaluación se puede observar que el RMSE, el MAE y el sesgo son ligeramente más altos en el intradía y, a medida que avanza el día, la correlación disminuye.

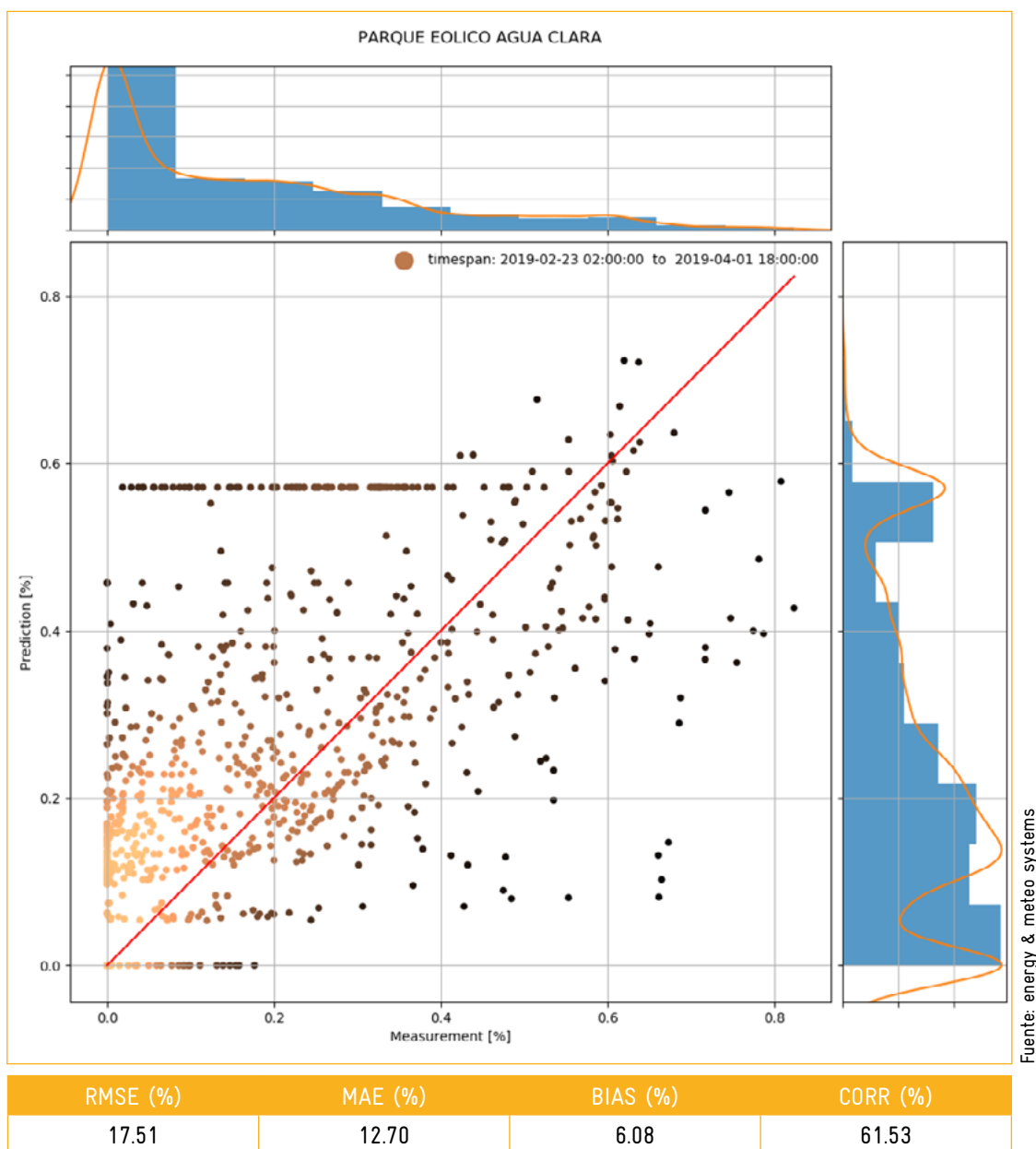


Figura 8. Diagrama de dispersión para pronóstico intradía Agua Clara

Parque Eólico Larimar I

La corrección intradía del Parque Eólico Larimar I muestra una mejora muy leve en todas las métricas de error.

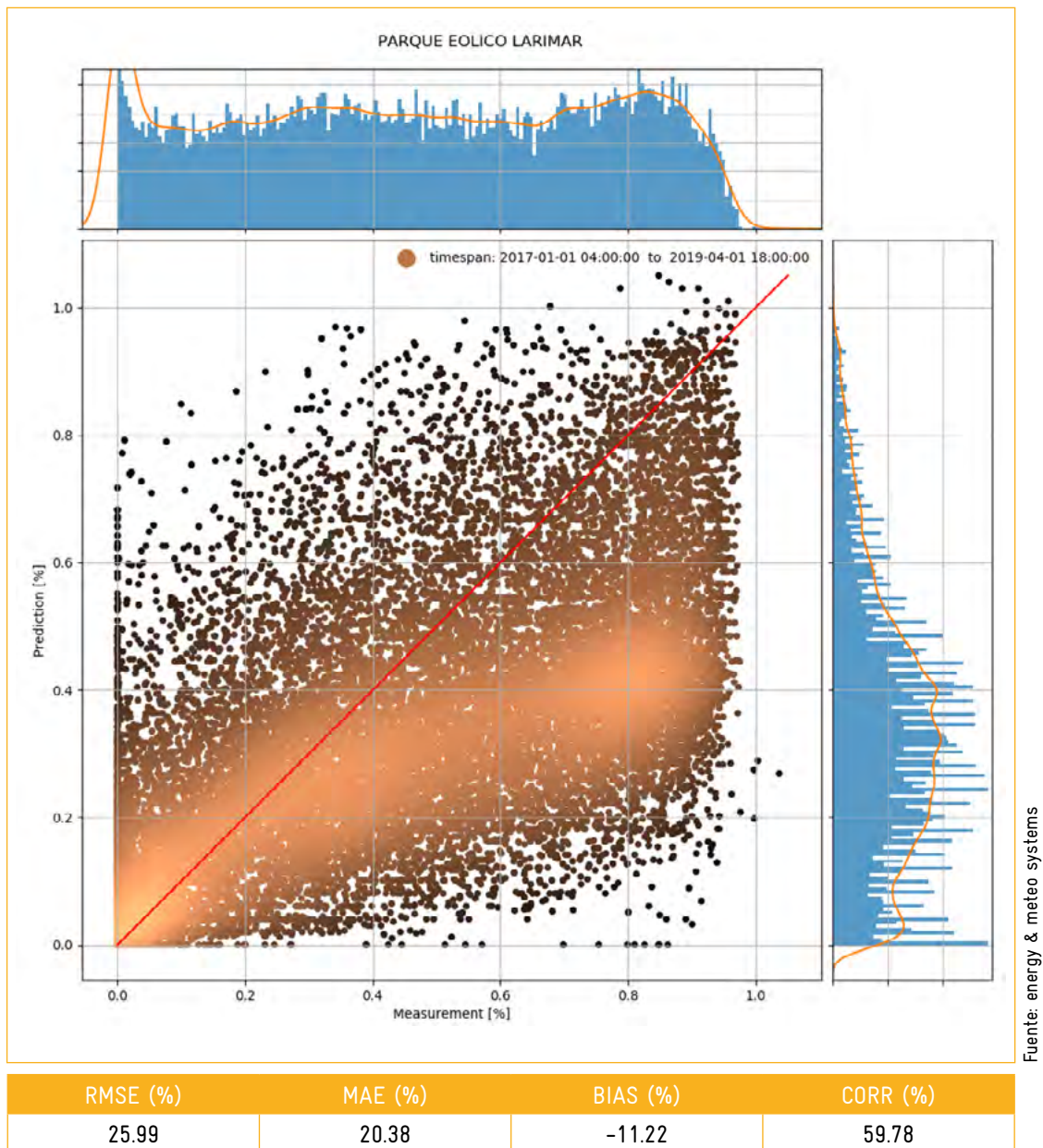
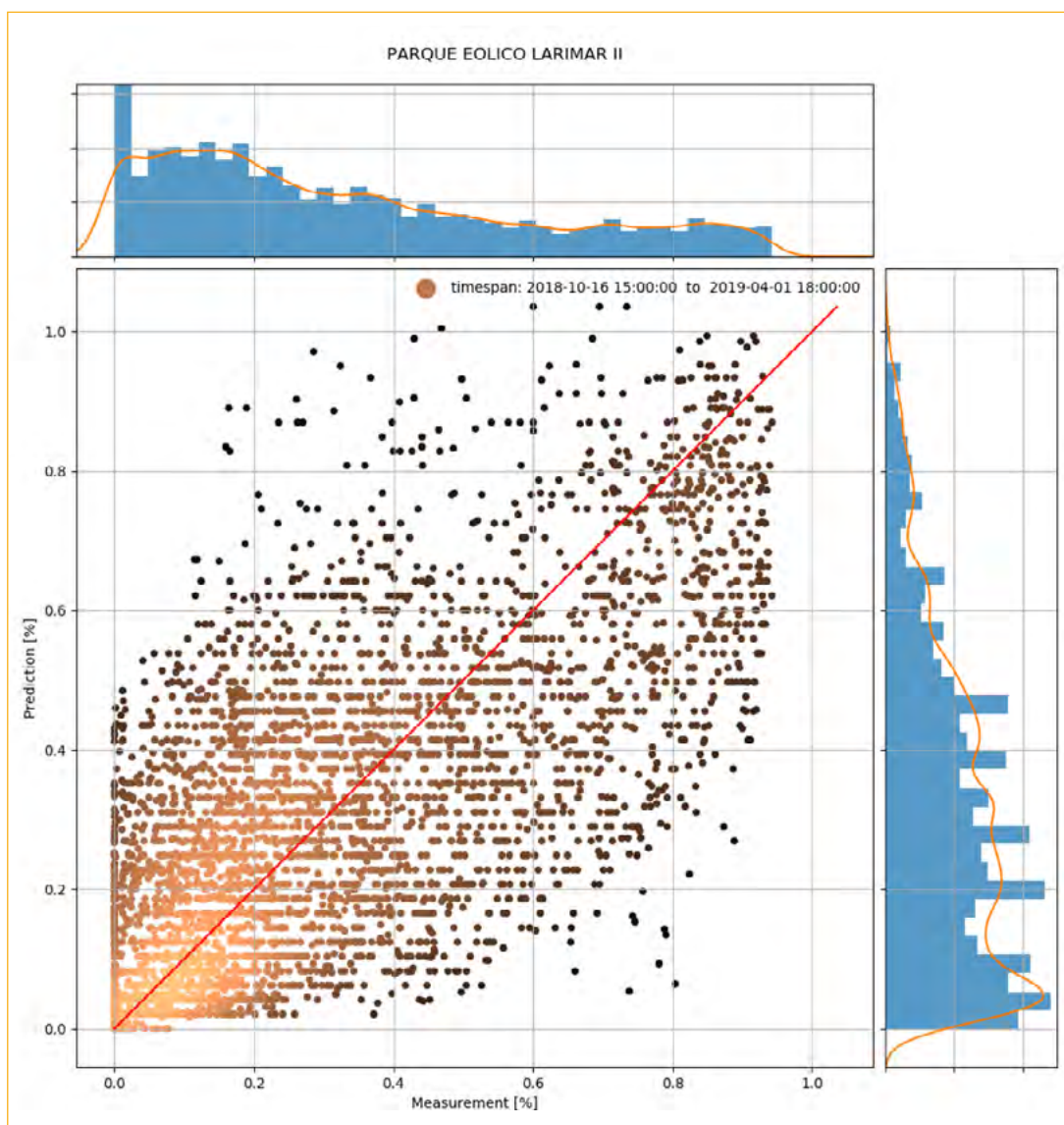


Figura 9. Diagrama de dispersión para pronóstico intradía Larimar I

Parque Eólico Larimar II

La corrección intradía para el Parque Eólico Larimar II muestra una mejora significativa del sesgo, alcanzando un valor cercano a 0. El RMSE y el MAE también muestran una pequeña mejora.



Fuente: energy & meteo systems

RMSE (%)	MAE (%)	BIAS (%)	CORR (%)
19.73	15.12	-0.48	68.85

Figura 10. Diagrama de dispersión para pronóstico intradía Larimar II

Parque Eólico Los Cocos

Los ajustes intradía de los pronósticos para el Parque Eólico Los Cocos aparentan mejorar ligeramente el pronóstico. Sin embargo, para un pequeño cambio en las métricas de error es difícil sacar conclusiones significativas.

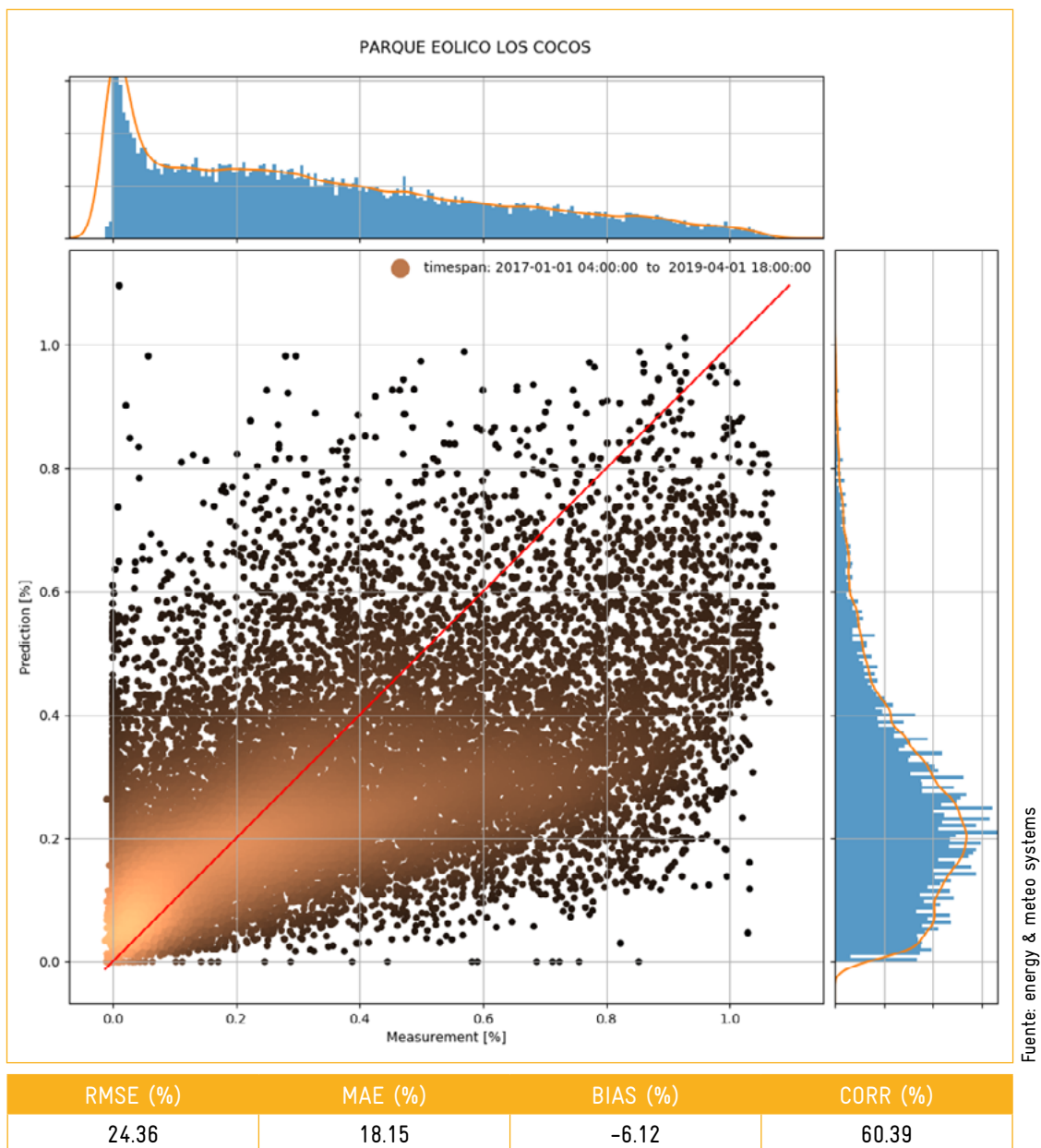


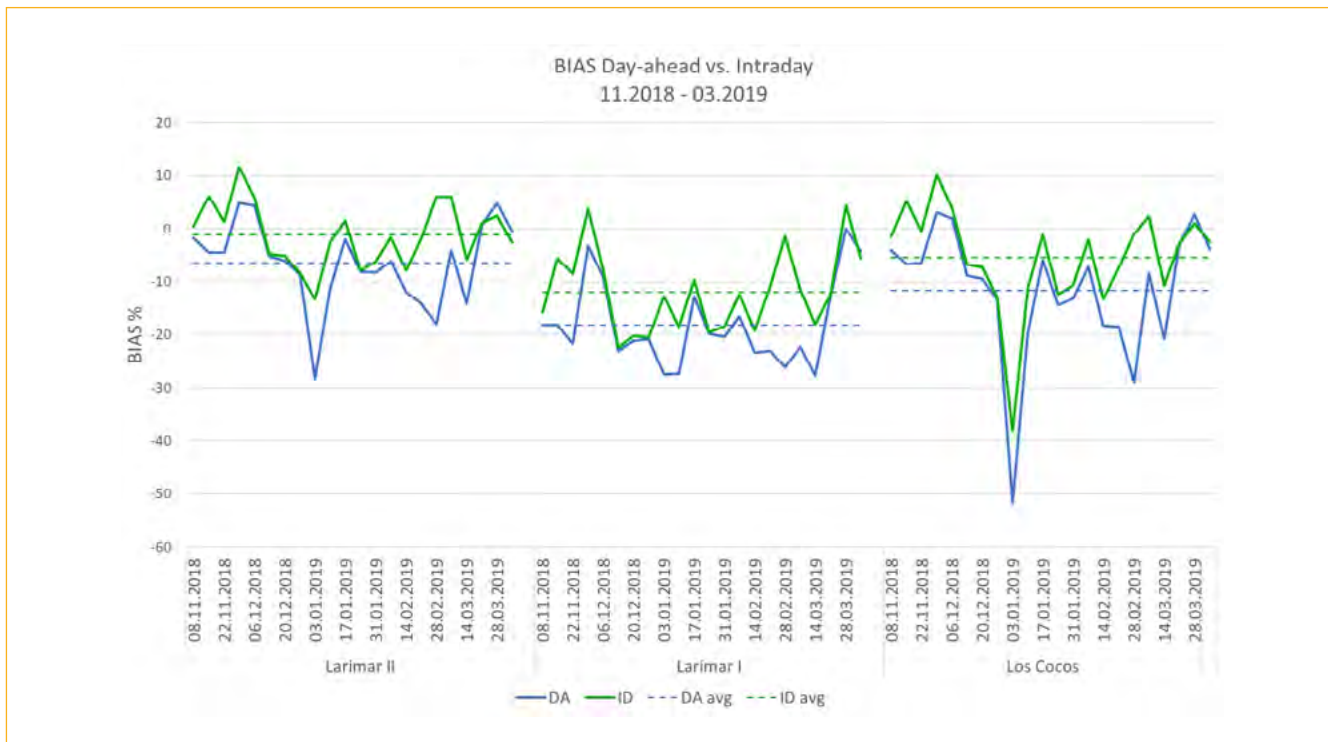
Figura 11. Diagrama de dispersión para pronóstico intradía Los Cocos

6.4. Evaluación de los pronósticos solares con corrección en el intradía

En los datos presentados no hay ajustes en el intradía de los pronósticos solares, por lo tanto, solo se evaluaron los parques eólicos.

6.5. Comparación de los pronósticos de día en adelanto vs. intradía

Para tener una comparación resumida de los pronósticos de día en adelanto e intradía, se seleccionó un período de tiempo en el cual se realizaron ajustes frecuentemente, el sesgo y el MAE se graficaron en una resolución semanal. Cabe destacar que los valores presentados en los gráficos de dispersión cubren todo el período en el cual los datos estuvieron disponibles. En algunos meses no hubo corrección intradía; por esta razón, para evaluar el impacto de la corrección intradía, se seleccionó un período en el cual la corrección se realizaba frecuentemente.

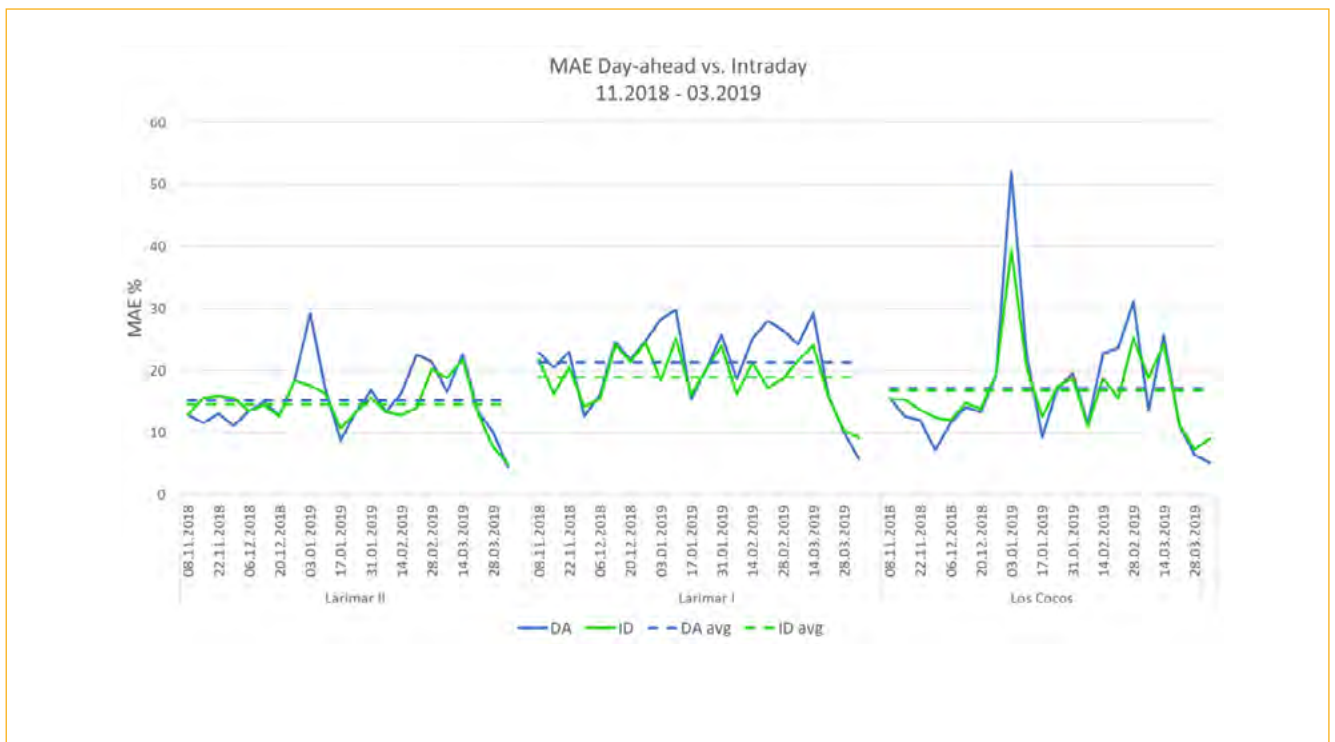


Fuente: energy & meteo systems

Figura 12. Bias día en adelanto vs. intradía

Como podemos ver en la figura previa, la corrección de intradía lleva a una mejora de 5 a 6 puntos porcentuales para los parques eólicos evaluados. El Parque Agua Clara se excluyó porque solo se disponía de pocos datos.

La comparación de MAE muestra muy poca mejora entre los valores de día en adelante e intradía para el período tomado como muestra.



Fuente: energy & meteo systems

Figura 13. MAE día en adelante vs. intradía

7. Comparación con prácticas de pronósticos de vanguardia



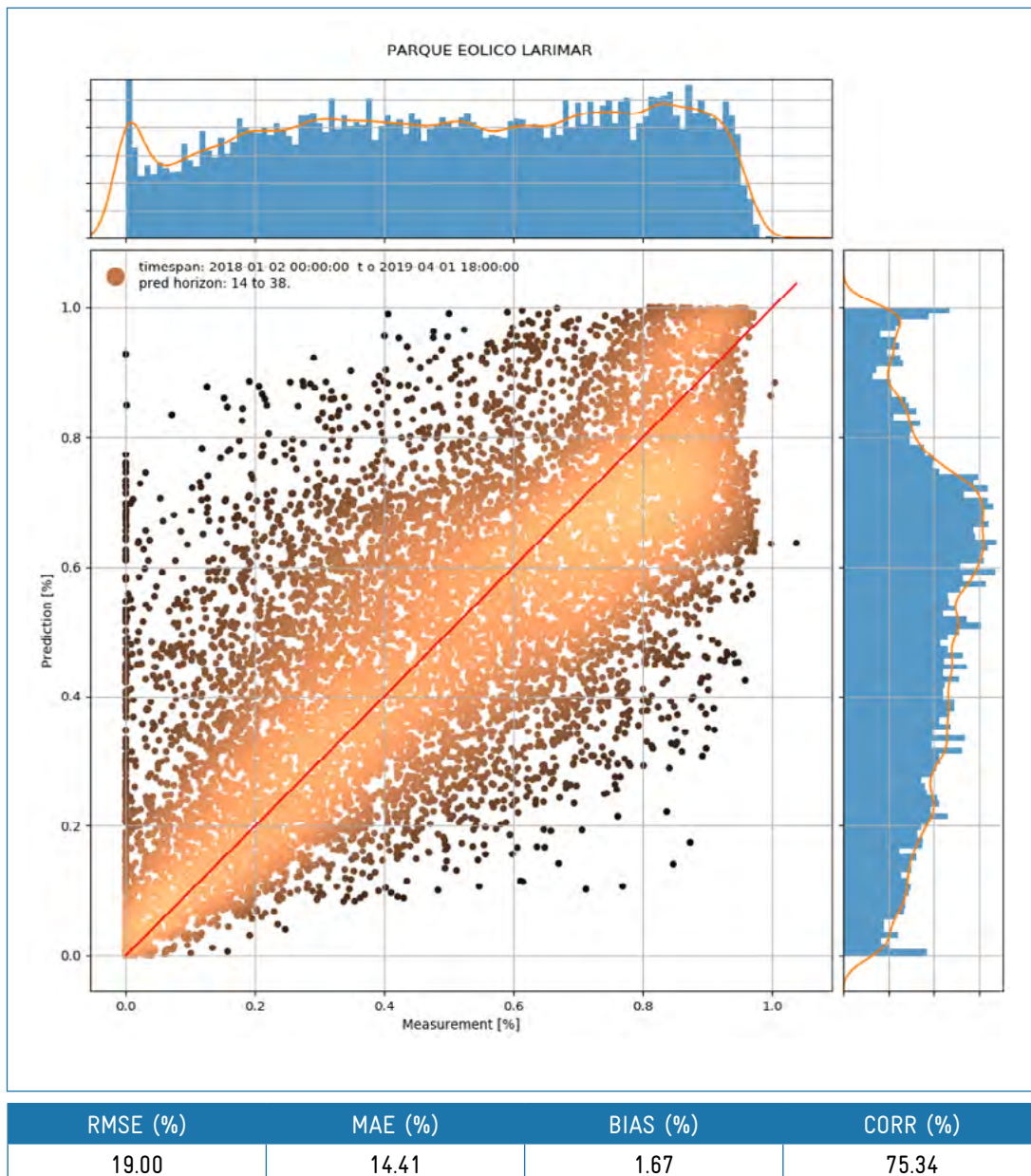
La evaluación de los pronósticos de potencia puede ser una tarea difícil ya que no existe “la métrica de un error” o el “valor de referencia”. La precisión de los pronósticos depende de la combinación de muchos factores diferentes como las condiciones climáticas del lugar, el terreno o la tecnología específica implementada en el parque. Para proporcionar una referencia, Energy & Meteo

Systems realizó pronósticos retrospectivos para los parques Larimar I, Los Cocos y Monte Plata. Éstos son los “pronósticos base de Energy & Meteo Systems”, es decir, pronósticos que se pueden lograr sin un entrenamiento de datos muy sofisticado. En general, los pronósticos realizados por Energy & Meteo Systems muestran una mejora significativa en todas las métricas de error.

Parque Eólico Larimar I

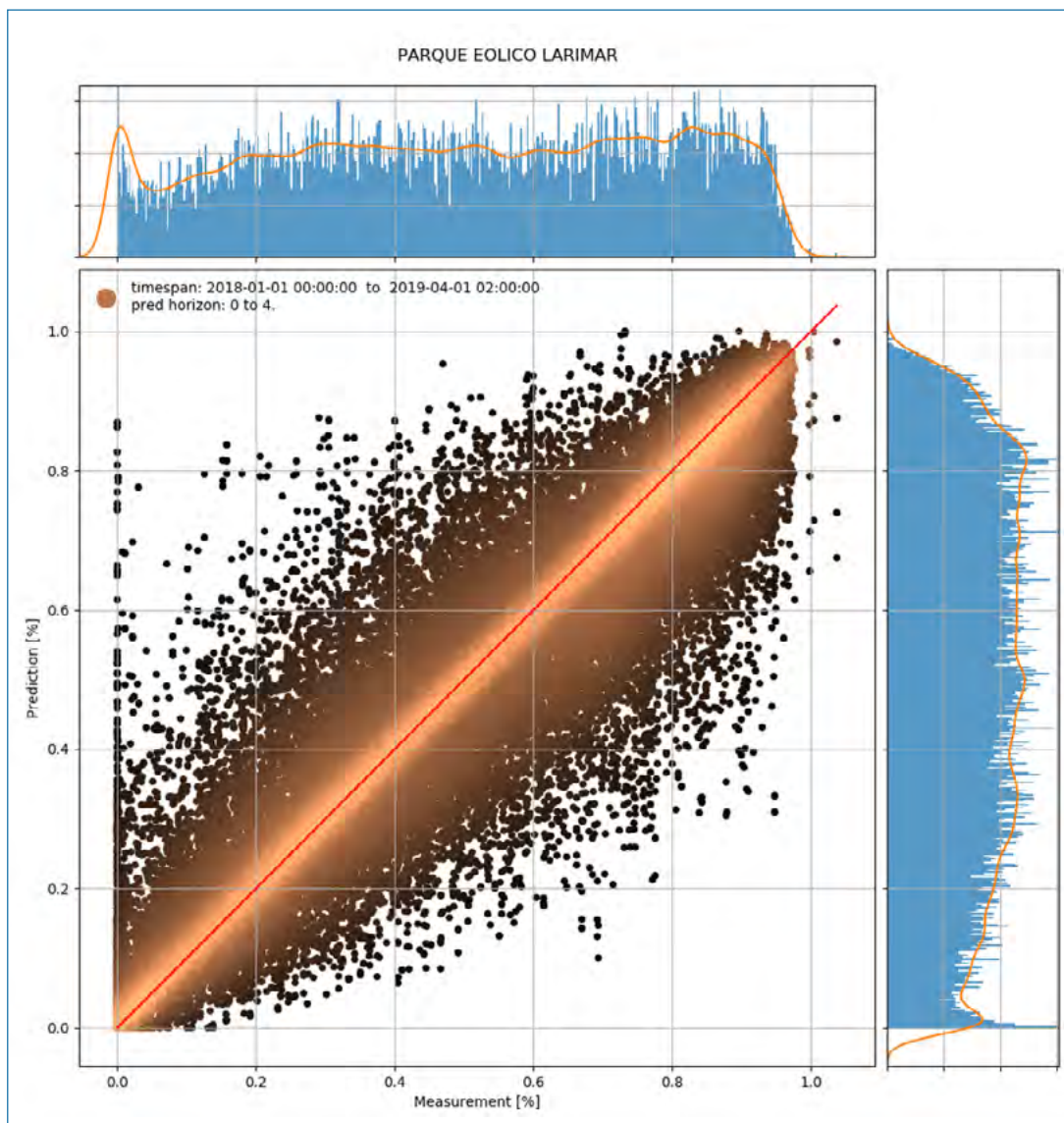
Los diagramas de dispersión de las figuras 14 y 15 muestran una concentración de puntos alrededor de la diagonal confirmada por valores de sesgo muy cercanos a 0. Los valores de correlación en

general se consideran bastante buenos. El RMSE y el MAE son mucho más bajos en comparación con los valores de los pronósticos proporcionados por los agentes. Podemos ver una comparación de sesgo y MAE en las figuras 16 y 17.



Fuente: energy & meteo systems

Figura 14. emsys diagrama de dispersión para pronóstico de día en adelante de Larimar



Fuente: energy & meteo systems

RMSE (%)	MAE (%)	BIAS (%)	CORR (%)
11.36	7.47	-0.26	91.48

Figura 15. emsys diagrama de dispersión para pronóstico intradía de Larimar

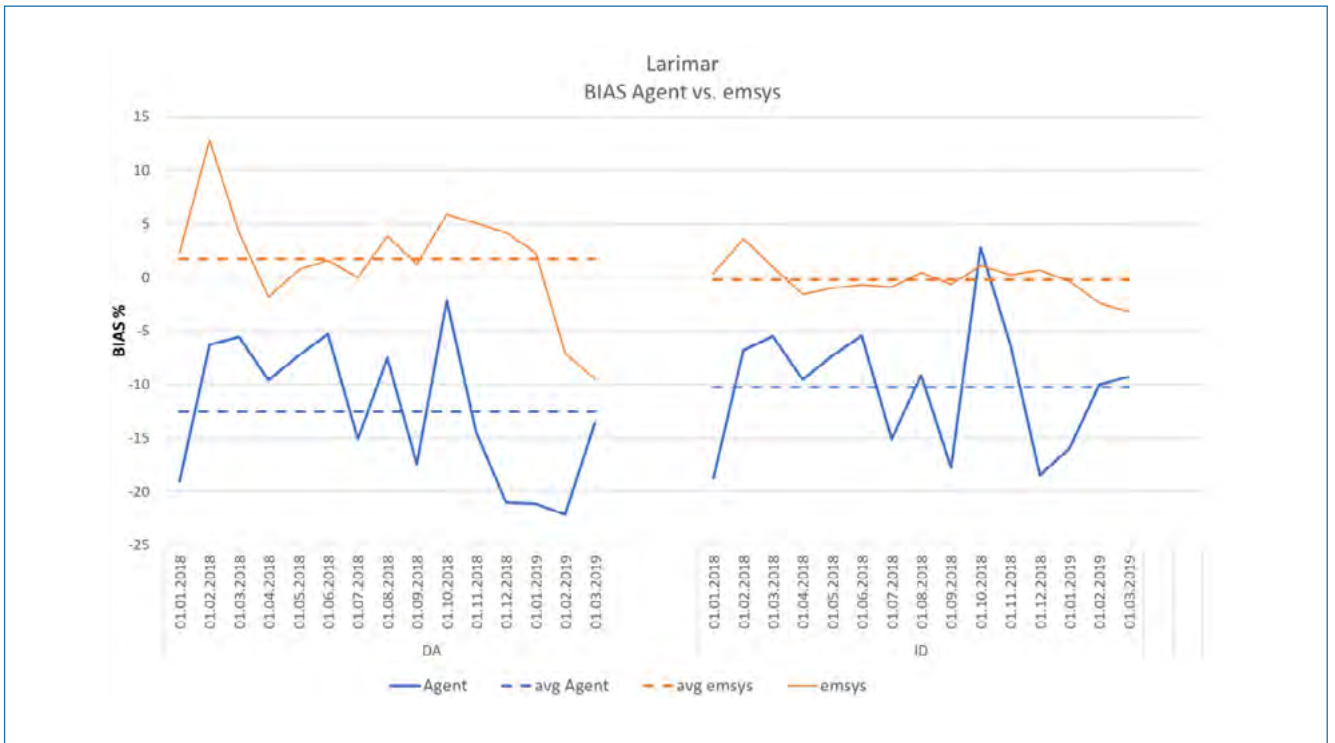


Figura 16. Bias Agente vs. Emsys día en adelanto (DA) e intradía (ID) Larimar

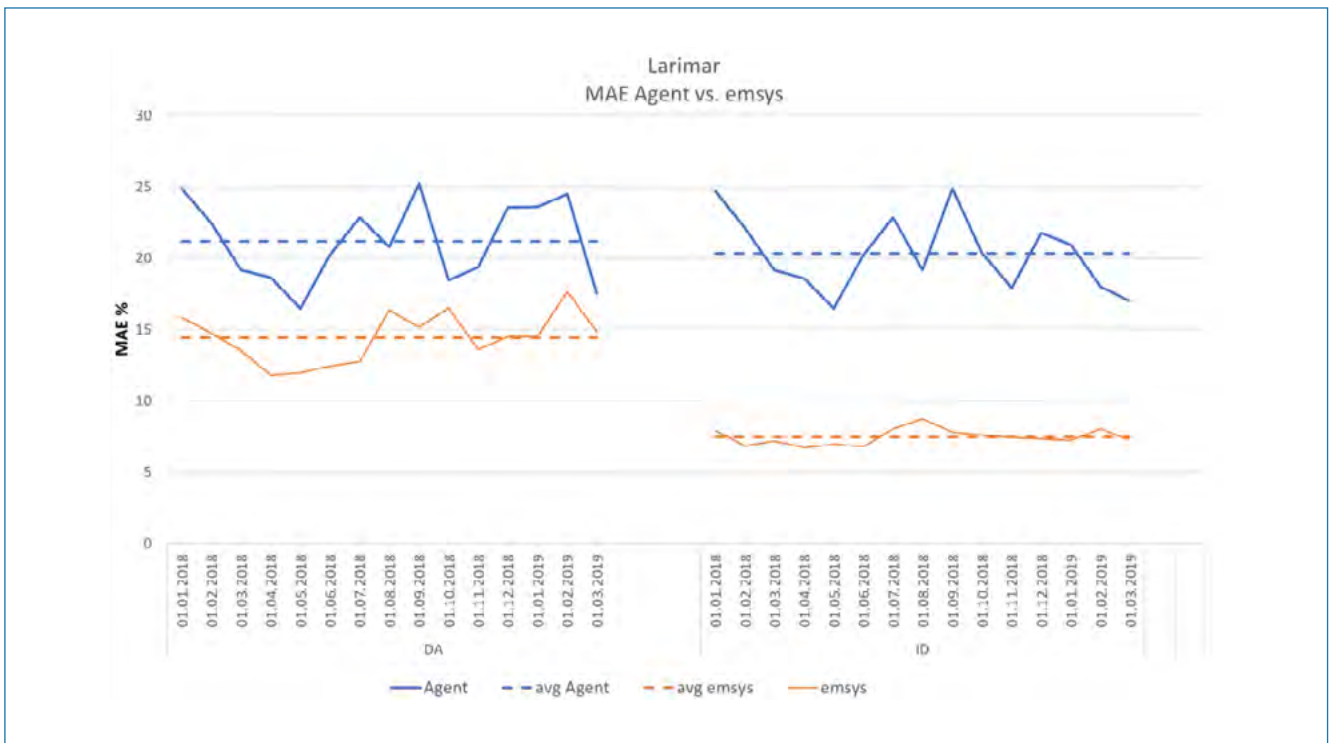


Figura 17. MAE Agente vs. Emsys día en adelanto (DA) e intradía (ID) Larimar

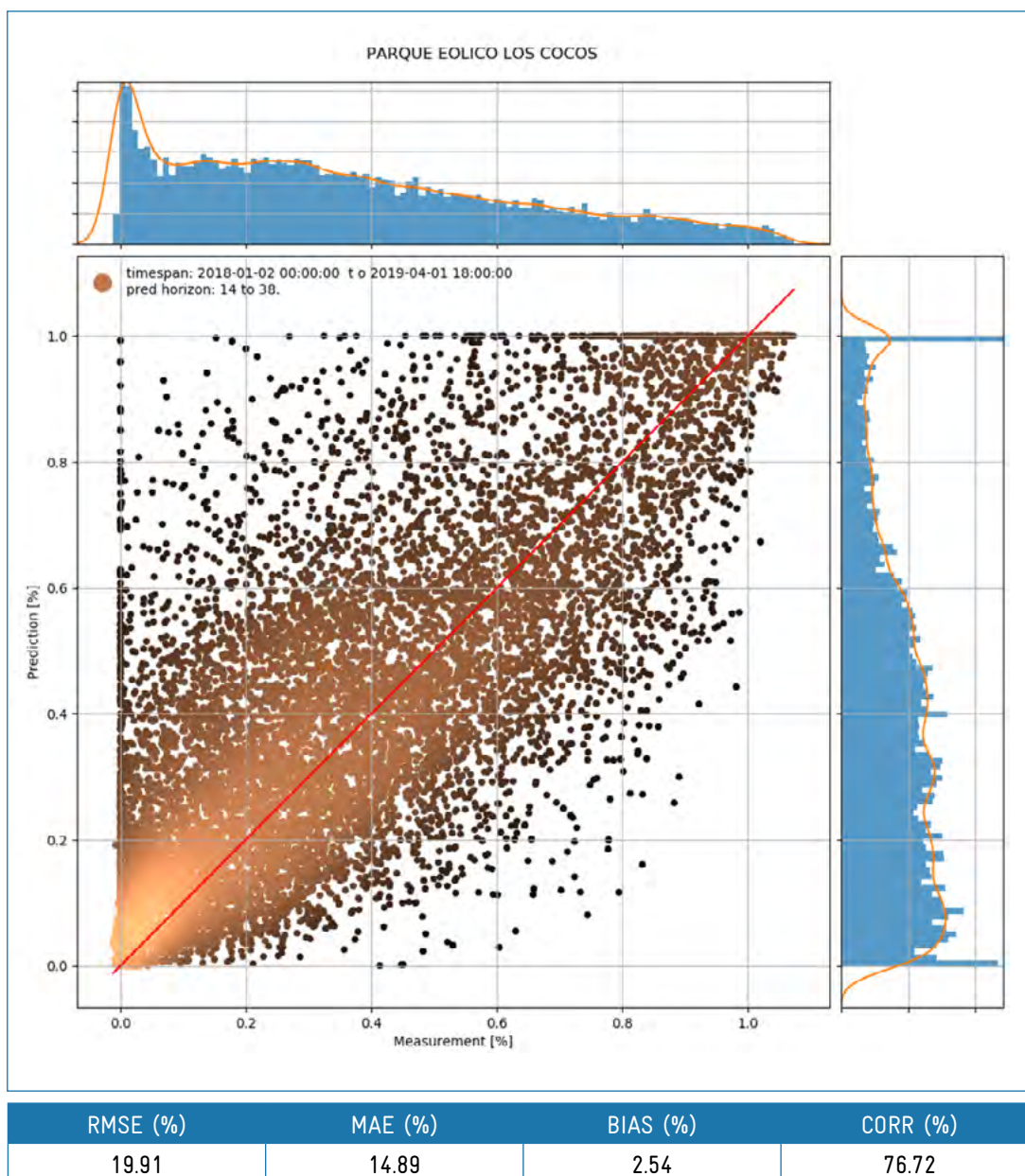
Fuente: energy & meteo systems

Fuente: energy & meteo systems

Parque Eólico Los Cocos

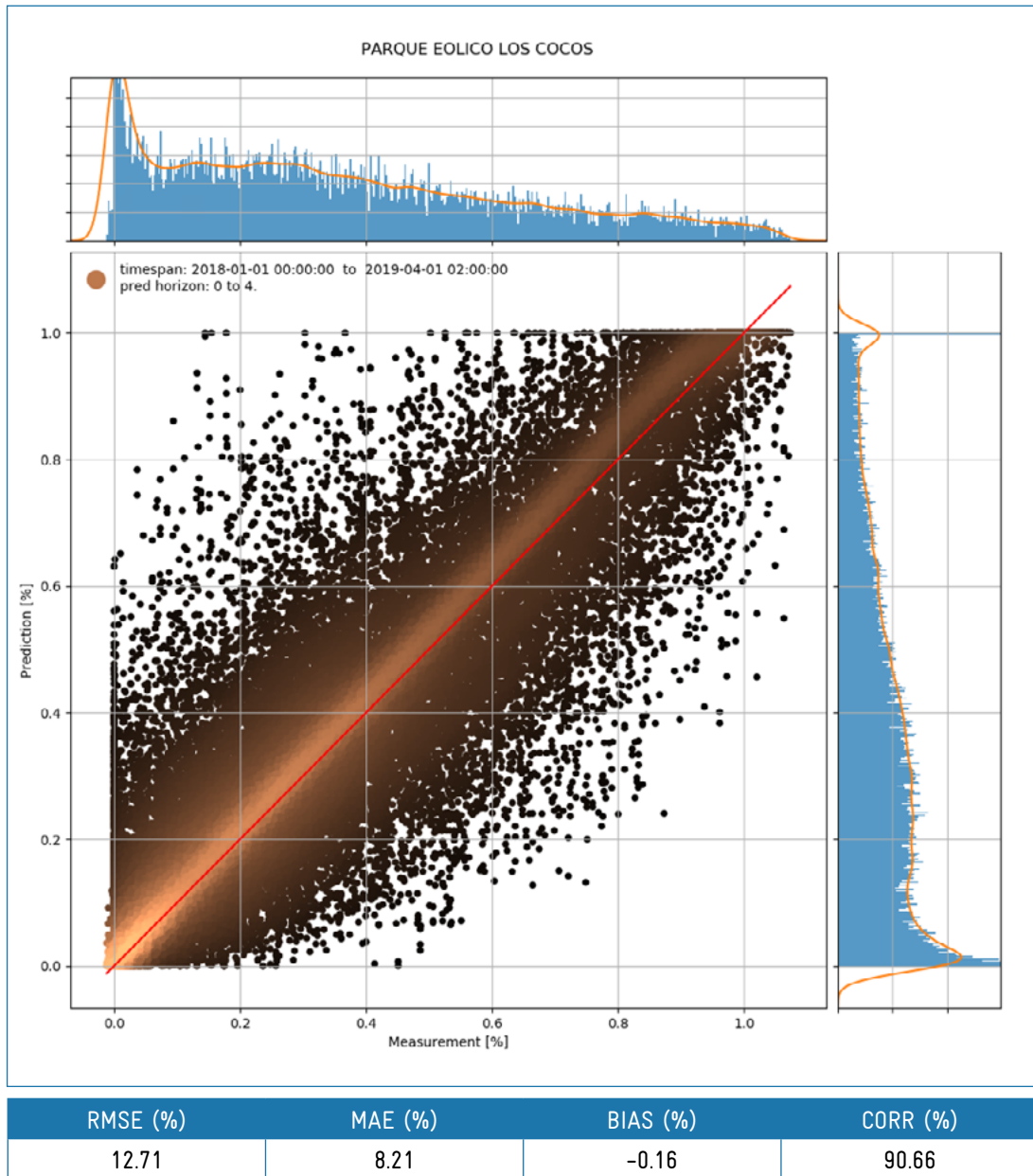
En este caso, el sesgo mejoró significativamente y es 5% puntos más cercanos a 0. La correlación mejoró en 16,5% puntos de 60.19% a 74.87% en comparación con el pronóstico proporcionado por el agente.

El MAE y el RMSE también muestran resultados mejores. Podemos ver la mayor mejora en el intradía debido a la corrección a corto plazo y las actualizaciones a cada hora.



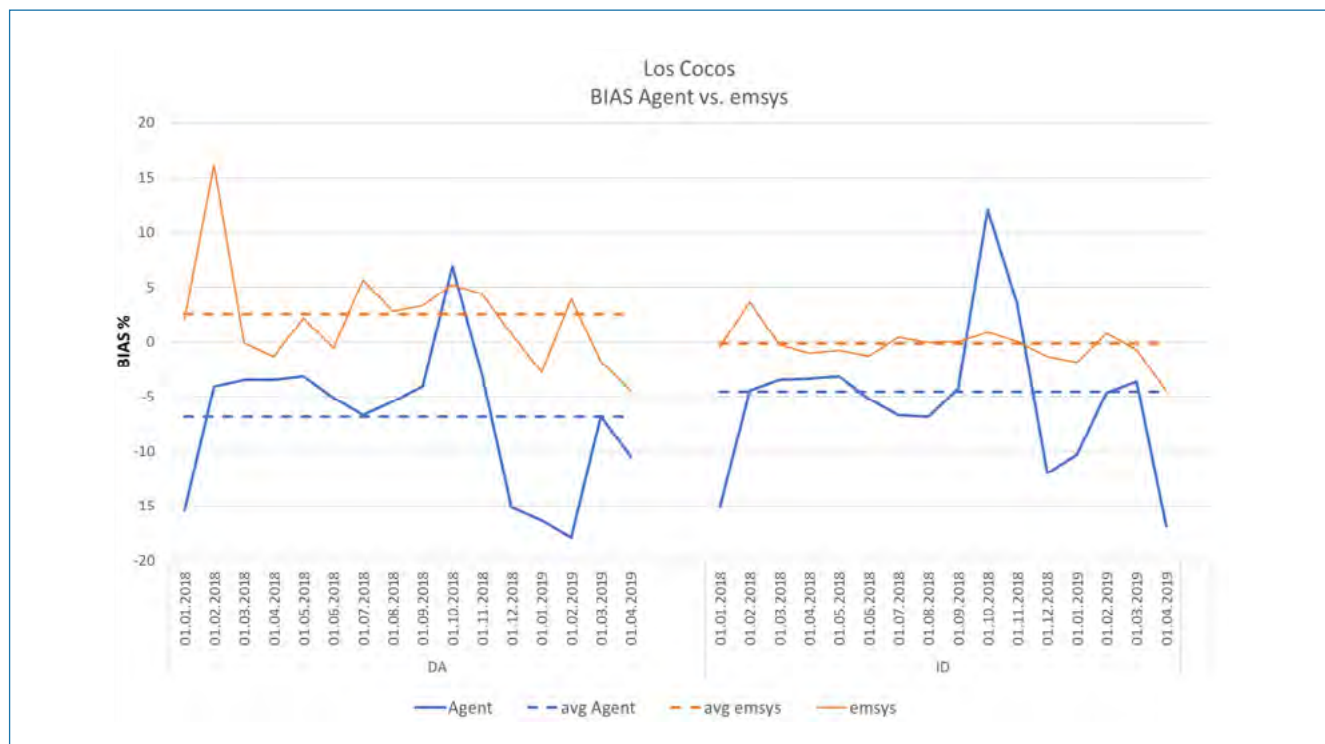
Fuente: energy & meteo systems

Figura 18. emsys diagrama de dispersión para pronóstico día en adelanto de Los Cocos



Fuente: energy & meteo systems

Figura 19. emsys diagrama de dispersión para pronóstico intradía Los Cocos



Fuente: energy & meteo systems

Figura 20. Bias agente vs. Emsys día en adelanto (DA) e intradía (ID) Los Cocos



Fuente: energy & meteo systems

Figura 21. MAE agente vs. Emsys día en adelanto (DA) e intradía (ID) Los Cocos

Monte Plata Solar

Para el Parque Monte Plata Solar también se observa una mejora significativa del sesgo, alcanzando un valor de correlación considerablemente mayor y menores métricas de error.

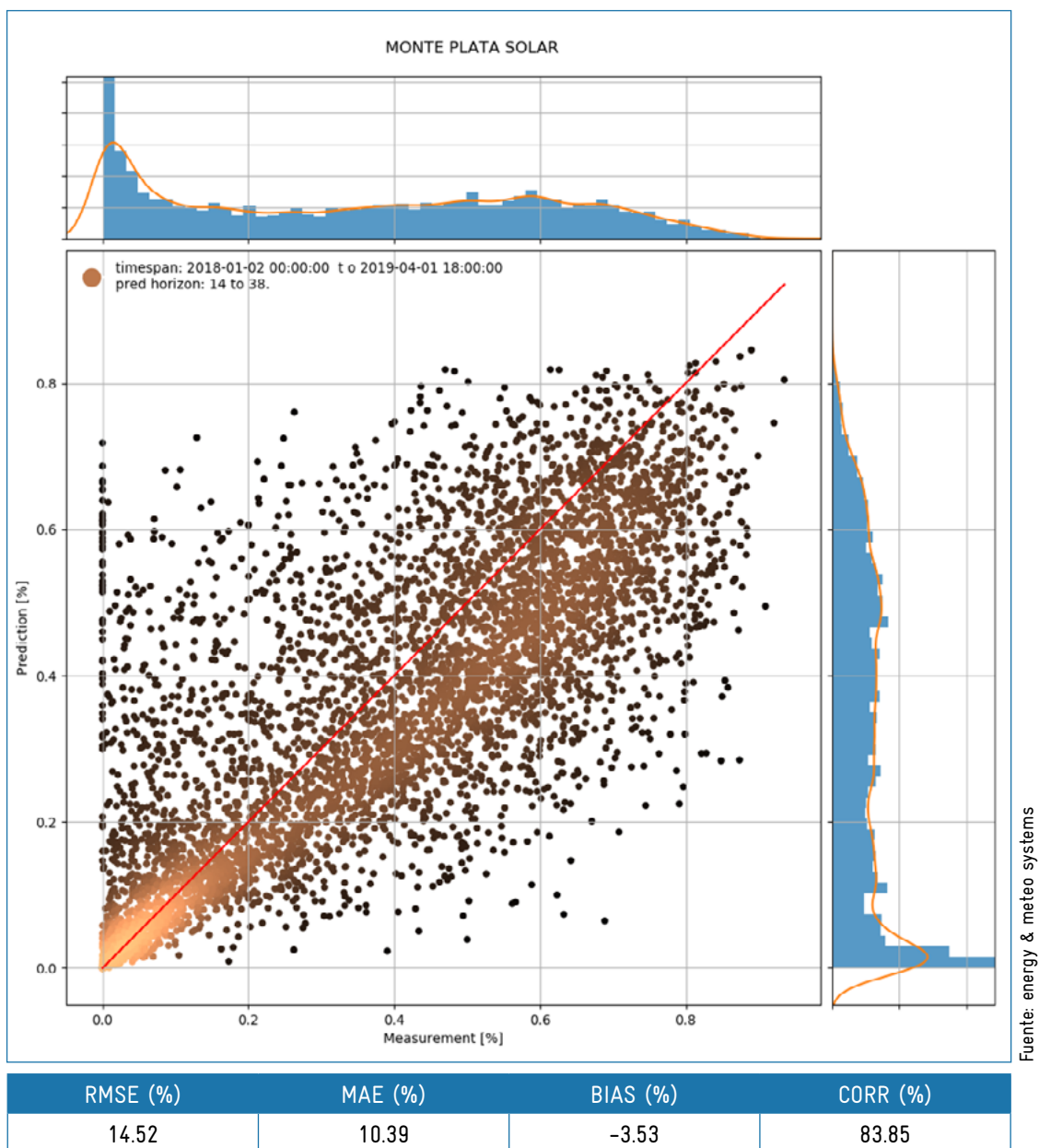


Figura 22. emsys diagrama de dispersión pronóstico día en adelante Monte Plata

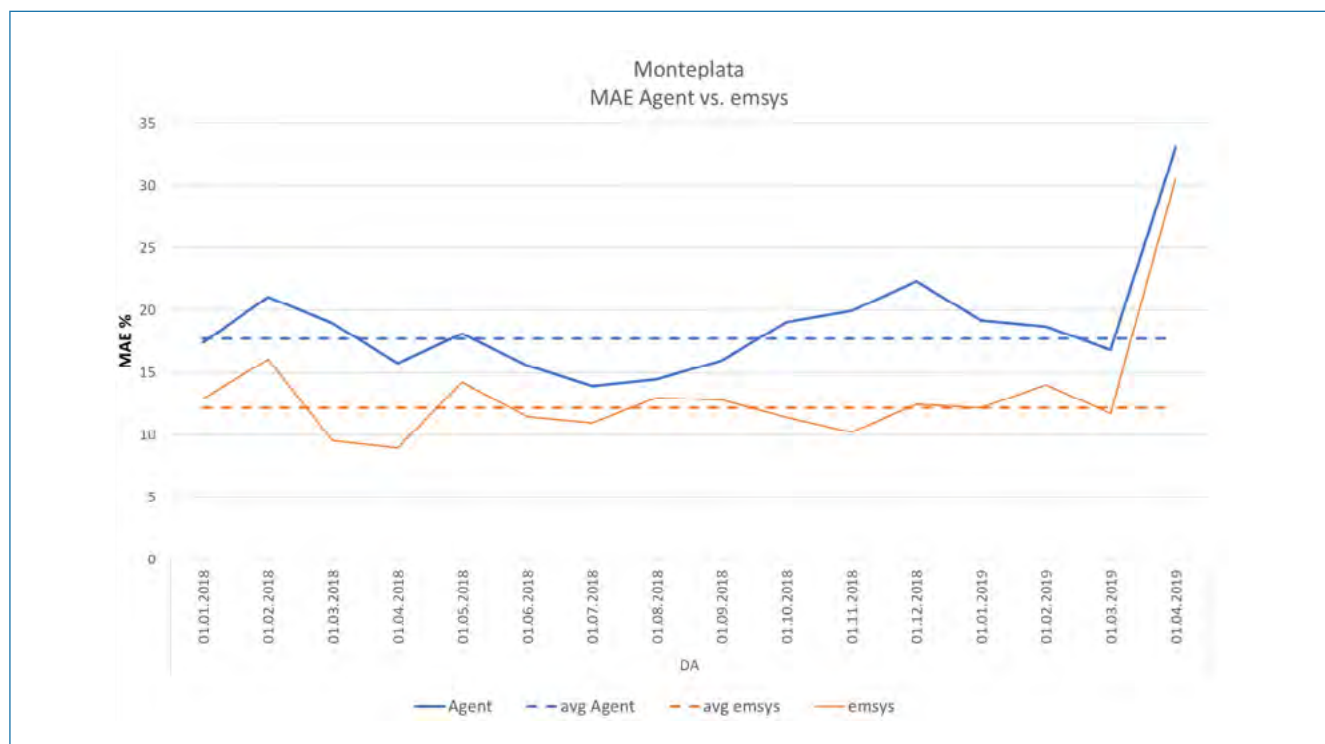
El sesgo tiene un valor del pronóstico de emsys 11% puntos más cerca de 0 y el MAE es 9% inferior a la previsión presentada

por el agente. Adicionalmente, una correlación del 80,45% es bastante buena.



Fuente: energy & meteo systems

Figura 23. Bias agente vs. emsys día en adelanto (DA) e intradía (ID) Monte Plata



Fuente: energy & meteo systems

Figura 24. MAE agente vs. emsys día en adelanto (DA) e intradía (ID) Monte Plata



8. Conclusión de la evaluación

En general, la precisión del pronóstico de la mayoría de las predicciones analizadas en este proyecto no son tan buenas como deberían de esperarse si se utilizan las últimas técnicas de pronóstico. Lo más sorprendente es la tendencia de los pronósticos de los agentes a sub-predecir, es decir, en promedio son demasiado bajos, especialmente en situaciones con alta producción. Solo para una planta fotovoltaica, Montecristi Solar, los programas presentados tienen un error de pronóstico aceptable. El efecto de las actualizaciones intradía para mejorar el pronóstico diario es muy pequeño.

Como la calidad de las previsiones de los agentes dificulta sacar conclusiones sobre la previsibilidad en la República Dominicana, Energy & Meteo Systems generó previsiones básicas de energía eólica y solar para tres plantas. Estos pronósticos de referencia mostraron un rendimiento significativamente mejor en términos de las medidas de error. Por lo tanto, está claro que, en general, es posible lograr una buena calidad de pronóstico con las tecnologías actuales para las plantas en la región.

9. Impacto de los pronósticos en la operación de la red

Para ilustrar el impacto de la precisión de los pronósticos en la planeación de la reserva, tomamos como ejemplo los pronósticos del día en adelante del año 2018 del parque eólico Larimar I. La figura 25 muestra las curvas de duración de los errores calculados como pronóstico menos la medición para cada hora en el año 2018. Los valores de error están ordenados en orden descendente resultando en una curva de duración que muestra cuantas horas es excedido un error de nivel.

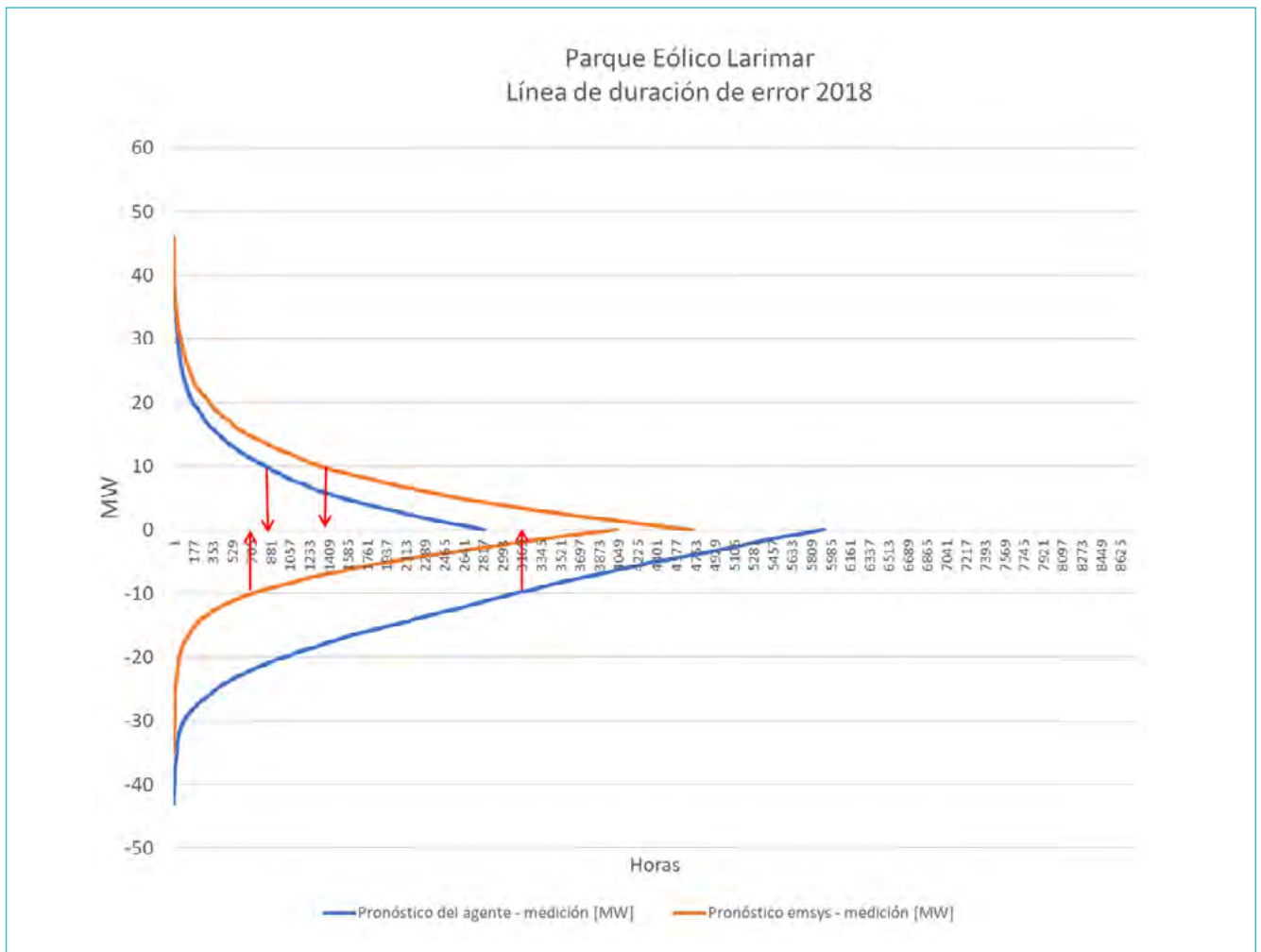
Adicionalmente, al integrar los valores de error, éstos proveen la cantidad de energía de reserva que sería necesaria para compensar los errores de un parque singular. Favor notar que las estimaciones son únicamente para objetivos ilustrativos ya que la capacidad de reserva no sería calculada para un único parque eó-

lico. Además, el error en la demanda y otros factores que afectan la reserva no han sido tomados en cuenta.

Una comparación de las curvas de duración de error para los pronósticos de día en adelante sometidos por el agente y el de referencia de Energy & Meteo Systems muestra que, debido a su mayor precisión y menores errores sistemáticos, el pronóstico de referencia de Energy & Meteo Systems lleva a una reducción del 33% de la cantidad total de energía de reserva para el parque eólico Larimar I y una distribución más simétrica de las desviaciones, es decir que a mayor precisión menores desbalances. Sin embargo, los agentes someten pronósticos que son, generalmente, demasiado bajos. Esto podría ser una estrategia para evitar la sub-producción ya que la producción real estará, en la mayoría

de los casos, por encima de la producción declarada en los pronósticos. El pronóstico de referencia tiene un comportamiento neutral, es decir errores sistemáticos muy bajos llevando a una ocurrencia simétrica de las desviaciones positivas y negativas. El objetivo de un buen pronóstico desde la perspectiva de un operador de la red es minimizar la cantidad de capacidad de reserva necesaria y tener una predicción sin sesgo en términos de sub- o sobre-producción de las unidades.

Con el pronóstico sometido por el agente, el OC tendría que haber planificado un total de 91,000 MWh de energía de reserva (balance). En contraste, utilizando el pronóstico de referencia hubiera sido requerido un total de 60,000 MWh, equivalente a 33% menos. Debido a una sub-predicción general del pronóstico del agente, el número de desviaciones negativas es mucho mayor, llevando una cantidad mayor de potencia de balance negativo.



Fuente: energy & meteo systems

Figura 25. Línea de duración de error de pronóstico para el parque eólico Larimar

	Energía de reserva negativa total [MWh]	Energía de reserva positiva total [MWh]	Cantidad total de energía de reserva [MWh]	Horas en las que al menos -10 MW de potencia de reserva es necesaria	Horas en las que al menos 10 MW de potencia de reserva es necesaria	Horas en las que al menos 10 MW de potencia de reserva es necesaria (suma)
Agente	69,292	21,743	91,035	3,102	839	3.941
emsys	23,974	36,526	60,500	716	1,329	2,045



10. Recomendaciones

Sobre la base del análisis de los procesos de pronóstico actuales y los hallazgos de la evaluación de pronóstico, Energy & Meteo Systems recomienda varios cambios que se explican en detalle en las siguientes secciones. En general, estas recomendaciones sugieren converger a las buenas prácticas aplicadas por operadores de redes en sistemas de energía comparables.

La idea básica es tener un enfoque centralizado en el cual el OC esté en control de la calidad del pronóstico y los proveedores de éstos. Adicionalmente, el proceso de pronóstico debe incluir todas las características que son beneficiosas para el OC, principalmente un número adecuado de actualizaciones, el uso de datos en tiempo real para las actualizaciones a más corto plazo, la consideración de la información de interrupciones e información adicional sobre la incertidumbre del pronóstico.

10.1. Sistema centralizado

Tiene sentido establecer un enfoque centralizado en el cual el OC reciba pronósticos de unidades de energía renovable variable (ERV) de uno o más proveedores de servicios. Por lo tanto, las previsiones no se recogerían de los operadores de planta individuales. Las experiencias de otros países muestran que solo un enfoque de pronóstico centralizado garantiza una alta calidad en todas las unidades de ERV. Esto también incluye la opción de que el OC utilice su propio sistema de pronóstico junto a un servicio de pronóstico externo.

Para las grandes carteras es una buena práctica internacional que todos los datos requeridos de las unidades de ERV, es decir, la producción de energía, la información de disponibilidad, etc.,

sean recopilados por el cliente y luego estén disponibles para los proveedores de servicios de pronóstico. La figura 26 ilustra el flujo de datos, solo para el pronóstico; no se muestran señales de control desde el despachador hasta las unidades de ERV. La ventaja principal es que los datos de todas las unidades de ERV se pueden recuperar de una manera estandarizada y es más fácil implementar un control de calidad efectivo.

Con una solución centralizada es posible que el cliente contrate a varios proveedores de servicios de previsión, los evalúe constantemente y garantice una alta calidad. Por ejemplo, si solo hay un proveedor de servicios contratado, es difícil evaluar la calidad de los pronósticos ya que no hay comparación y solo una larga experiencia con un parque específico puede proporcionar cierta

información para comparar los pronósticos. La contratación, por ejemplo, de tres proveedores de servicios brinda la opción de evaluarlos constantemente y compararlos entre sí, eliminando al que ofrece la menor precisión y calidad para sustituirlo por otro. En este caso, los proveedores estarían constantemente motivados para proporcionar buenos resultados y el cliente tendría suficiente información para hacer una evaluación.

Disponer de varios pronósticos por generador también permite un pronóstico meta en el cual éstos se promedian con factores de ponderación que correspondan a su desempeño. Esto también funciona con un sistema de pronóstico interno en conexión como una de las entradas en el pronóstico meta.

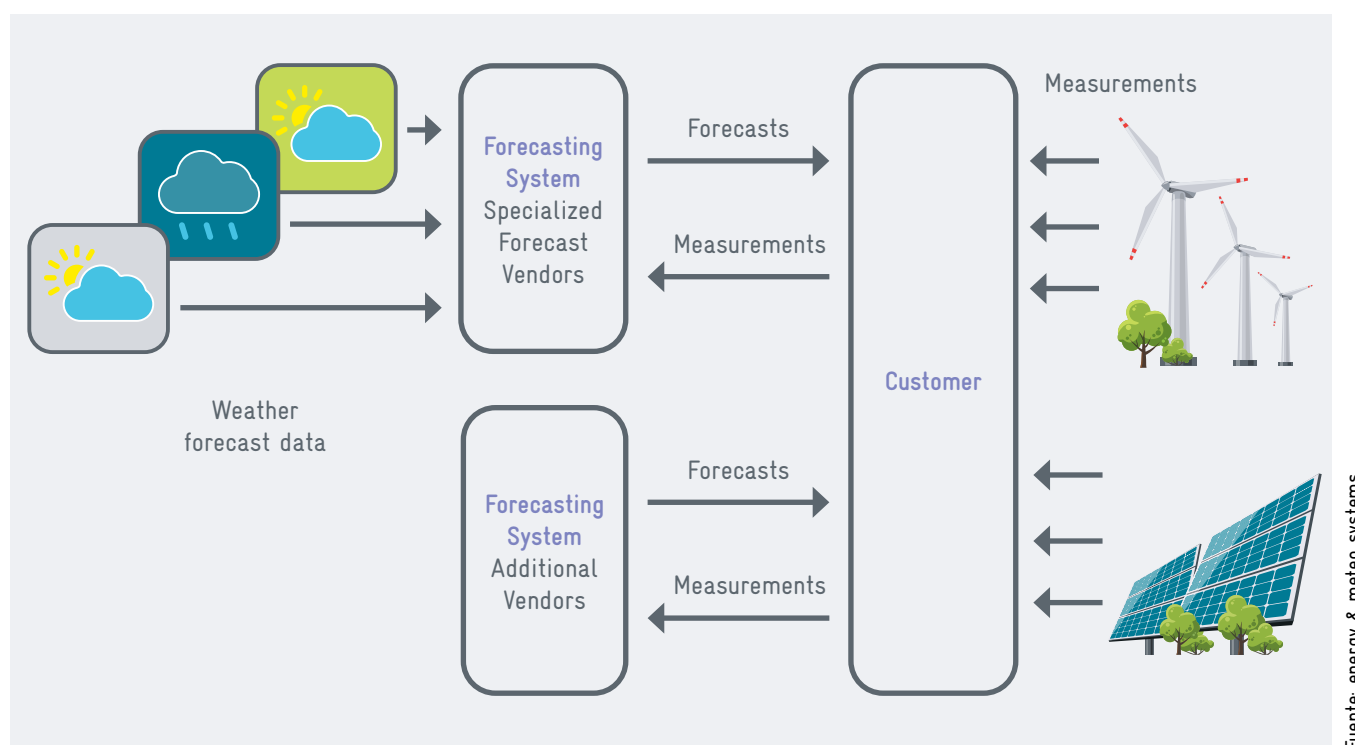


Figura 26. Flujo de datos solución centralizada

10.2. Formato estandarizado

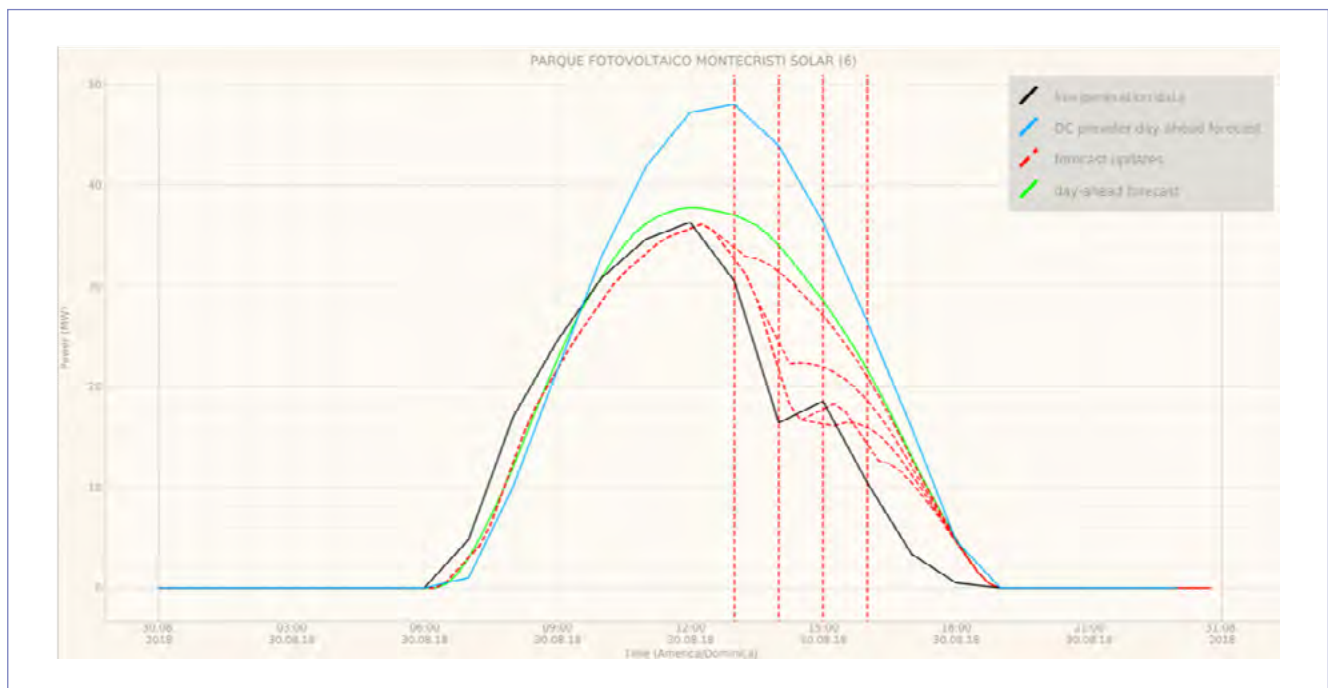
El formato de los pronósticos debe ser estandarizado para permitir el procesamiento eficiente de los datos. Un formato estándar permite comparar y procesar pronósticos provenientes de diferentes fuentes. Esto quiere decir que se debe acordar un formato específico, por ejemplo, .csv o .xml. El contenido también debe ser estandarizado, por ejemplo:

- Sello de tiempo (inicio o fin del intervalo de tiempo, dd-mm-aa, hh:mm u otro...)
- Las actualizaciones deberían ser al menos 4 al día para el día en adelante
- Unidades (MW, MWh...)
- Mínimo de información a incluir (potencia efectiva, potencia disponible)
- Formato de no disponibilidades o restricciones de potencia
Información extra

10.3. Mayor frecuencia de actualizaciones de los pronósticos basados en datos de tiempo real

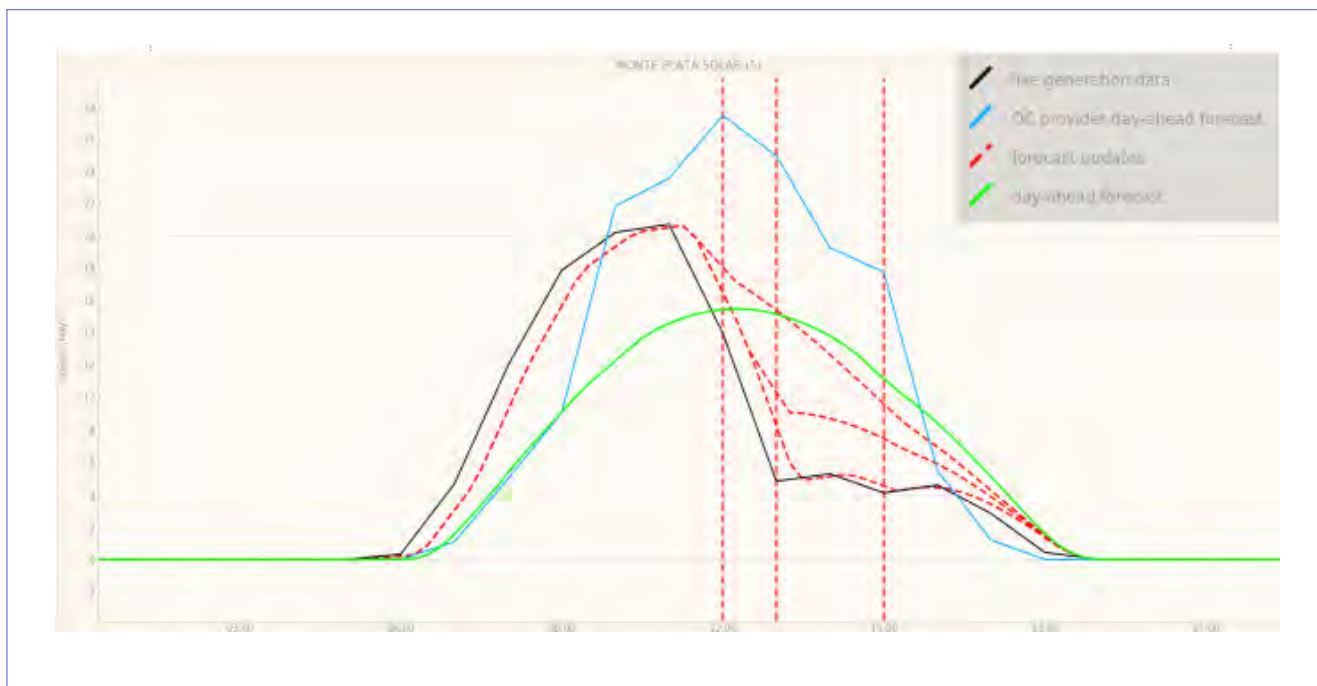
Esta recomendación se refiere a mejorar los pronósticos intradía. Requiere que el OC establezca un proceso sistemático de toma de decisiones para gestionar los cambios en la predicción de potencia con pocas horas de antelación.

Para tiempos de anticipación muy cortos, de 0 a 6 horas, los pronósticos de energía eólica y solar pueden mejorarse en gran medida utilizando datos de producción en tiempo real de las plantas de ERV. Particularmente, en situaciones climáticas con errores de pronóstico de los modelos “Numerical Weather Prediction” (NWP), la incorporación de datos en tiempo real en el proceso de pronóstico reduce considerablemente las desviaciones de éste para las próximas horas. En los siguientes ejemplos, se muestran los pronósticos para Montecristi Solar, Monte Plata Solar y Parque Eólico Los Cocos. La línea negra se refiere a las mediciones, la azul es el pronóstico que el agente presentó al OC para el día siguiente, la verde es el pronóstico base para el día siguiente de Energy & Meteo Systems, la vertical de puntos rojos representa las actualizaciones, y la roja punteada es el nuevo pronóstico. La figura 29 muestra una comparación del MAE del pronóstico base y el de corto plazo para cada hora en un horizonte de 24 horas. Es evidente que las correcciones a corto plazo mejoran significativamente la precisión del pronóstico en comparación con el original durante las primeras 6 horas del horizonte pronosticado. Por lo tanto, las actualizaciones periódicas son de gran importancia para mejorar la calidad del pronóstico.



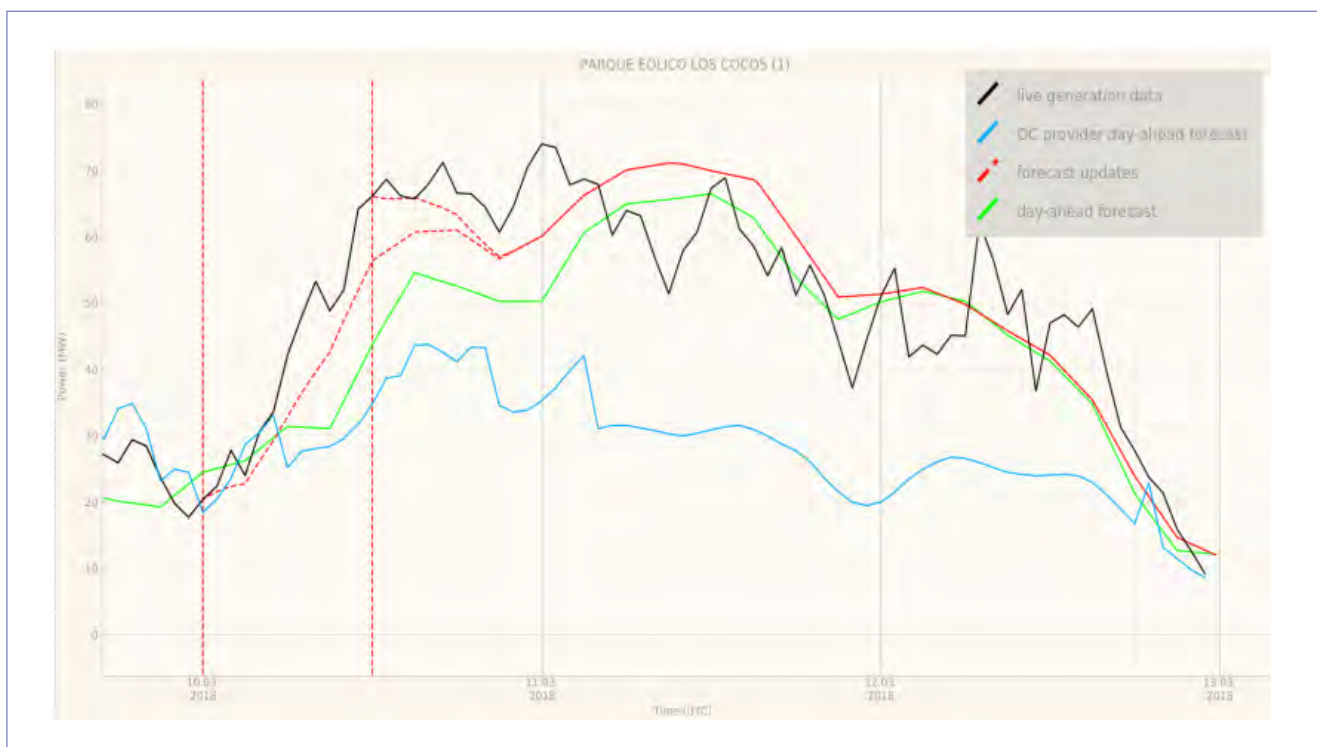
Fuente: energy & meteo systems

Figura 27. Pronóstico con optimización a corto plazo para Montecristi Solar



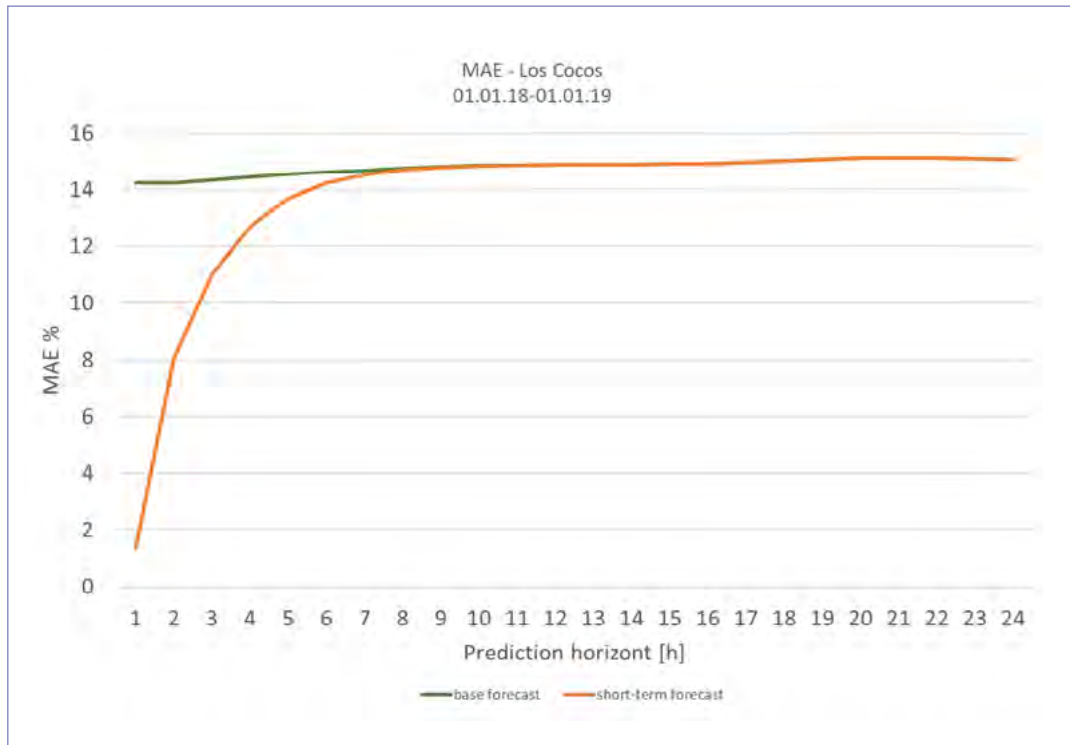
Fuente: energy & meteo systems

Figura 28. Pronóstico con optimización a corto plazo para Monte Plata Solar



Fuente: energy & meteo systems

Figura 29. Pronóstico con optimización a corto plazo para Los Cocos



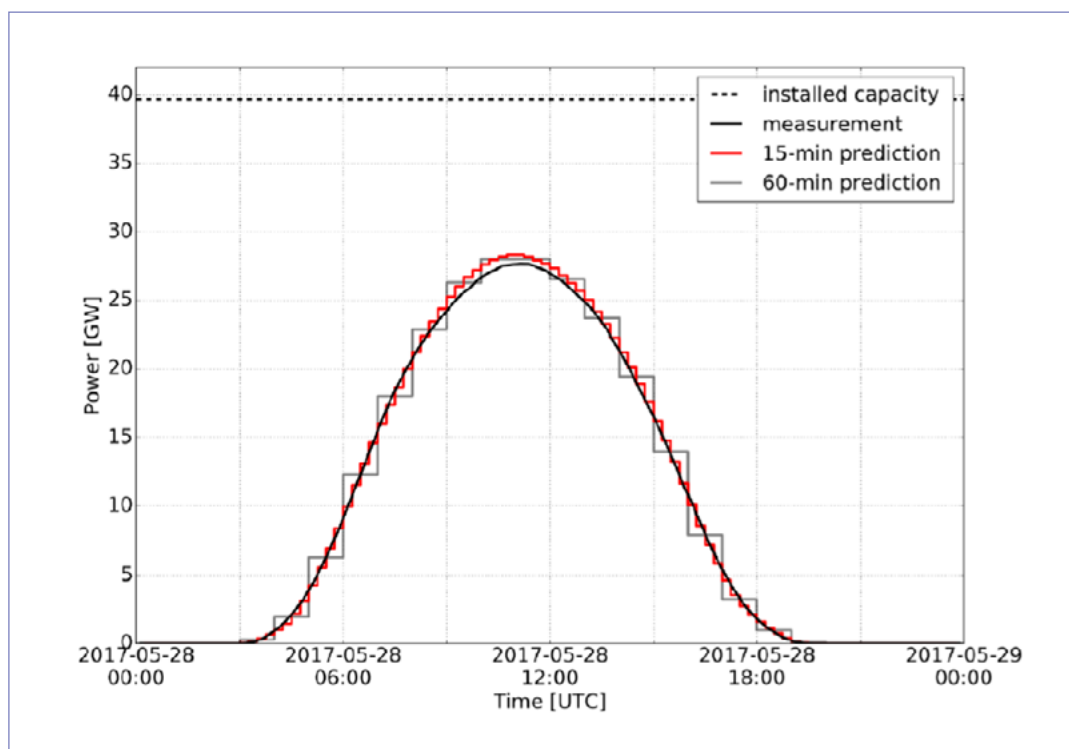
Fuente: energy & meteo systems

Figura 30. Comparación de MAE pronóstico base vs. optimización a corto plazo

Es crucial que el retraso entre la recopilación de datos de las plantas y su procesamiento en el pronóstico sea lo más pequeño posible, ya que cada minuto de retraso adicional conduce a errores de pronóstico más altos. Por ejemplo, si se necesitan actualizaciones de quince minutos, la antigüedad del valor de medición no debe exceder los diez minutos. Con tecnología de la información moderna, esto generalmente no es un gran problema, los tiempos de procesamiento que se pueden lograr actualmente sin enormes esfuerzos son de menos de un minuto. Para los pronósticos que se utilizan para operaciones intradía, o para redespachos de unidades, los pronósticos a corto plazo son indispensables.

10.4. Mayor resolución temporal

Para poder ver los cambios rápidos en la generación es recomendable trabajar con intervalos más pequeños de tiempo. La generación solar tiene una rampa muy inclinada la cual está bien descrita utilizando valores horarios. Como podemos ver en la figura 31, usar valores horarios causa errores considerables, aunque el pronóstico es bueno y describe el valor medio de la hora correspondiente.



Fuente: energy & meteo systems

Figura 31. Comparación de resolución temporal horaria y de 15 minutos para generación solar

10.5. No disponibilidades o recortes de potencia

Un pronóstico de energía basado en puros datos meteorológicos proporciona la producción de energía de una planta eólica o solar con total disponibilidad. Pero en la práctica, la potencia real de la planta puede reducirse temporal o permanentemente debido a diferentes razones. Por lo tanto, el sistema de pronóstico debe considerar directamente en el cálculo de las predicciones de energía lo siguiente: la disponibilidad en tiempo real, las interrupciones programadas, las reducciones planificadas de los parques eólicos y los límites de capacidad de la red. Para esto, se debe proporcionar información adecuada al sistema de pronóstico.

Desde el punto de vista del usuario pronosticado, puede hacer una diferencia significativa si una planta está en pleno funcionamiento o no. El ejemplo de la figura 32 muestra el pronóstico de energía para un gran parque eólico con 200 MW de potencia instalada donde la predicción original vería un aumento de la producción de energía hasta casi la carga total (curva verde). Pero debido a la reducción del punto de conexión a la red por parte del operador de la misma, la potencia máxima se limitó a 80 MW. Como la información de la reducción había sido conocida por el sistema de pronóstico antes de que éste se produjera, el pronóstico que se entregó tomó esto en consideración (curva roja). Con este ejemplo queda claro que, para un pronóstico altamente preciso, es indispensable que éste incluya información de interrupción y reducción en el proceso.

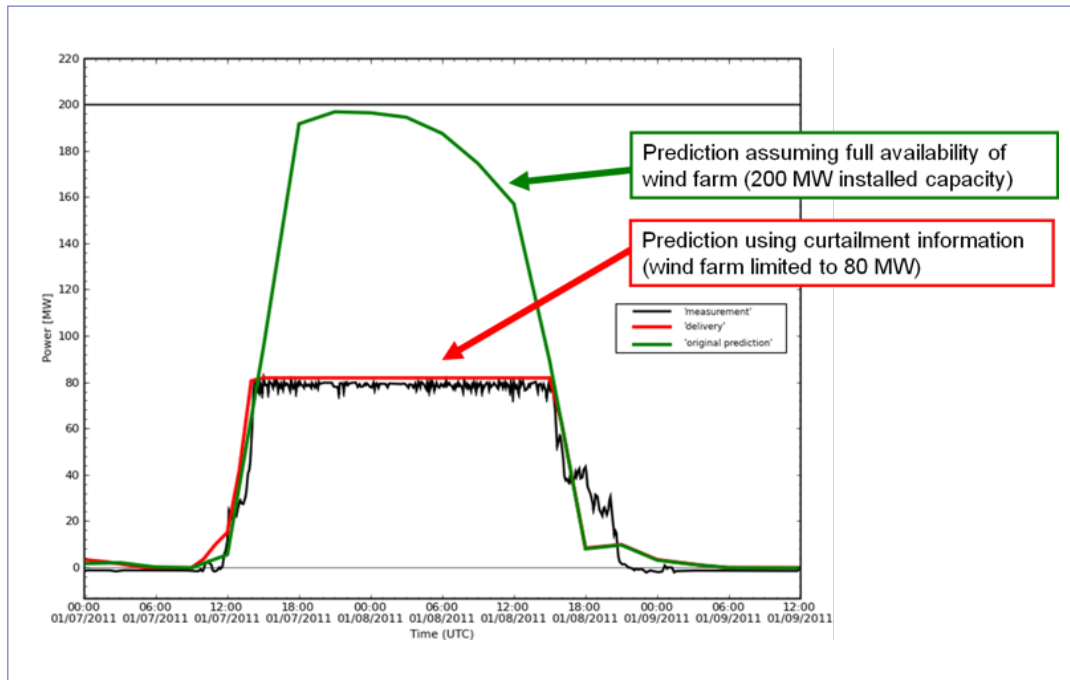


Figura 32. Planes de producción incluyendo no disponibilidades o recortes de potencia incluidos en el pronóstico.
Fuente: energy & meteo systems

En la práctica, la configuración y el mantenimiento del flujo de datos relacionados con la información de interrupción requieren de cierto esfuerzo. Se debe tenerse en cuenta que las interrupciones de las unidades de ERV son conocidas principalmente por su operador, sin embargo, las interrupciones debidas al mantenimiento de las líneas eléctricas o las reducciones en la red son conocidas por el operador de la red. Estos datos deben transferirse al proveedor de los pronósticos de potencia. La forma más efectiva de organizar esto es mediante la recopilación de la información de interrupción de manera centralizada, por ejemplo, a través del operador de la red o el regulador, de manera que el proveedor de pronósticos pueda recuperar la información completa. Se recomienda que esta información esté en MW o MWh y no en formato binario.

El primer paso es establecer un sistema confiable para recopilar horarios de interrupciones e información de disponibilidad de las unidades de ERV y las secciones relacionadas de la red. El segundo paso es aumentar la resolución temporal (granularidad). Para fines prácticos, es deseable tener información de interrupción y disponibilidad con la misma granularidad temporal que el

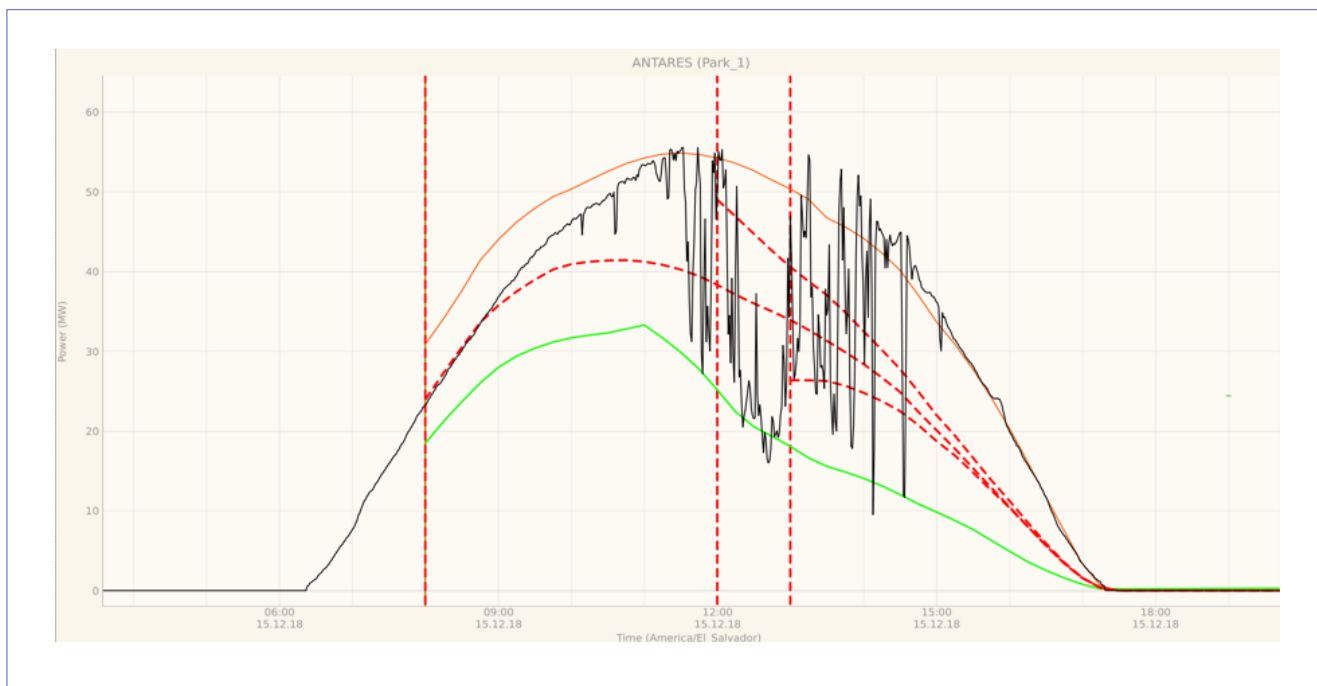
pronóstico, es decir, cada hora para pronósticos por hora y cada cinco minutos para pronósticos de cinco minutos.

10.6. Información adicional

Hay algunas situaciones meteorológicas que son difíciles de predecir, en este caso, el OC puede recibir información adicional que le ayude a tomar las decisiones sobre el despacho de las plantas y la operación segura de la red.

Spreads:

Indican el rango en el cual el pronóstico puede variar. Los diferenciales se basan en la opinión de diferentes modelos meteorológicos para el mismo tiempo previsto. La figura 33 muestra una predicción de energía solar para un horizonte de 24 horas con extensión. Se puede observar que la propagación cubre bastante bien la variabilidad de la producción de energía solar. En condiciones climáticas difíciles esta información puede ser muy valiosa.



Fuente: energy & meteo systems

Figura 33. Spread (distribución) de pronóstico de potencia solar

10.7. Registro nacional

Para poder pronosticar centrales solares y eólicas algunas especificaciones técnicas son necesarias como por ejemplo la tecnología, locación y capacidad instalada. Para la generación eólica necesitaríamos el número de turbinas, tipo y altura del eje. Para la solar, el tipo de módulo, ángulo de inclinación y si existe sistema de seguimiento. Para más detalle puede consultar la lista en el apéndice.

Esta información se debe recolectar de manera central y estándar de modo que no presente un gran problema reunirlos y procesarlos para los pronósticos.

11. Resumen ejecutivo de recomendaciones para la regulación



A continuación presentamos un resumen de las recomendaciones y puntos específicos que recomendamos definir e incluir en la regulación:

Sistema centralizado

El OC debe tener la posibilidad de contratar un servicio centralizado de pronósticos, es decir, debería contratar al menos un proveedor profesional de pronósticos. Estos proveedores deben enviar pronósticos para cada parque solar y eólico al OC. Adicionalmente, el OC debe poner a disposición de los proveedores la información necesaria para generar los pronósticos. Los datos mínimos son las especificaciones técnicas de las centrales, datos históricos de producción (así como también datos en tiempo real) y las indisponibilidades planificadas (ver más detalles en el apéndice).

Formato estándar

- Se debe definir el formato de los archivos. El más fácil de procesar es .csv.
- El sello de tiempo tiene que ser estándar y homogéneo para los pronósticos y mediciones, por ejemplo:
 - Se debe indicar la zona de tiempo utilizada (UTC, UTC-4...)
 - Lo más recomendable es tener una columna con el inicio de intervalo y otra con el fin, por ejemplo:
inicio [UTC-4],fin [UTC-4],
1/1/2017 0:00,1/1/2017 0:00,
 - Método de transferencia de datos - lo más recomendado es usar un sftp
 - Unidades de mediciones y pronósticos, MW, MWh - trabajar homogéneamente con la misma resolución temporal

Mayor frecuencia de actualización

- Los tiempos en los cuales se deben enviar los pronósticos tienen que ser definidos por el OC. Para el día en adelante recomendamos al menos 4 al día distribuidos igualmente en el día. Para el intradía recomendamos actualizaciones horarias basadas en datos a tiempo real.

Mayor resolución temporal

- La resolución temporal de los pronósticos debe ser al menos horaria o mayor. Nosotros recomendamos 15 minutos. Debe ser posible procesar las mediciones con al menos la misma resolución y trabajar de forma homogénea todos los pronósticos y datos.

No-disponibilidades

- No-disponibilidades planificadas deben ser comunicadas al OC por los agentes para cada planta individual en MW. El OC debe enviar esta información y también información de recortes de potencia al proveedor de los pronósticos.

Registro Nacional

- Debe haber un registro nacional con especificaciones de las centrales solares y eólicas. Ver Apéndice para más detalle.



12. Estimación del esfuerzo de implementación

En la siguiente tabla se presenta un resumen y estimación de los tiempos y esfuerzos para la implementación de cada recomendación.

Recomendación	Tiempo necesario	Esfuerzo	Infraestructura	Costos
10.1 Sistema centralizado	Después de la firma del contrato y todos los datos necesarios han sido recolectados, la configuración del sistema no tarda más de un mes.	Proceso de licitación y compra. Recolección de datos para el proveedor de los pronósticos	Capacidad de intercambiar datos de forma automatizada. Ligera infraestructura TI es suficiente, pero debe tener alta disponibilidad.	Actualmente, para 10 parques y un año de servicio profesional de pronósticos el costo es aproximadamente 30,000 a 35,000 EUR en total.
10.2 Formato estándar	Depende del proceso de regulación y el tiempo de reacción de las partes involucradas. Desde el punto de vista técnico tarda un par de días.	Cambios en la regulación, pero no mayor esfuerzo técnico o de desarrollo.	Ligera infraestructura TI es suficiente	Bajos
10.3 Mayor frecuencia de actualizaciones	Configurar el procesamiento de datos y "hosting" de datos en tiempo real requiere algún tiempo. En particular para asegurar una transferencia automática y confiable al proveedor de pronósticos. Dependiendo de la solución de 6 semanas a 3 meses.	Esfuerzo considerable de implementación y mantenimiento	Infraestructura redundante y confiable es requerida. Capacidad de intercambiar datos automáticamente, requiere buenas soluciones de bases de datos, vías de comunicación y control de calidad automática.	Los costos de infraestructura dependen de la solución específica, soluciones "software-as-a-service" están disponibles. Normalmente los costos adicionales.
10.5 No-disponibilidades	Depende del proceso de regulación y el tiempo de reacción de las partes involucradas. Desde el punto de vista técnico tarda un par de días.	Algún esfuerzo técnico, método adecuado de comunicación debe ser definido.	Creación de base de datos. Ligera infraestructura TI es suficiente	Bajo
10.7 Registro nacional	Depende del proceso de regulación y el tiempo de reacción de las partes involucradas. La experiencia muestra que iniciar el registro en una etapa temprana ahora mucho tiempo.	Esfuerzo administrativo considerable	Base de datos con acceso público a contenido	Costos administrativos y costos para configuración y mantenimiento de base de datos.

13. Apéndice



13.1. Datos a ser proporcionados por el OC para el proyecto

Parque	Datos	Capacidad (MW)	Altura (m)	Ángulo de inclinación
Parque Eólico Los Cocos	Forecast Day ahead	Sum of Juancho Los Cocos, Quilvio Cabrera, Los Cocos 2 = 85.5	80	
	Forecast intraday			
	Measurement			
Parque Eólico Larimar	Forecast Day ahead	49.5	84	
	Forecast intraday			
	Measurement			
Parque Eólico Larimar II	Forecast Day ahead	48.3	91.5	
	Forecast intraday			
	Measurement			
Parque Eólico Agua Clara	Forecast Day ahead	52.5	93	
	Forecast intraday			
	Measurement			
Monte Plata Solar	Forecast Day ahead	30		
	Forecast intraday			
	Measurement			
Parque Fotovoltaico Montecristi Solar	Forecast Day ahead	58		14
	Forecast intraday			
	Measurement			
	Forecast intraday			
	Measurement			

13.2. Registro nacional

Los siguientes puntos deben ser recolectados y estar disponibles en un registro nacional.

- Identificador único para cada central
- Tecnología (solar o eólica)
- Capacidad instalada de cada generador
 - Para solar: capacidad instalada de inversor y modulo
- Locación geográfica de cada generador con alta precisión
- Para turbinas eólicas: altura del buje y diámetro del rotor
- Para módulos fotovoltaicos: inclinación y orientación.
 - Rango en caso de tener sistema de rastreo
- Fecha de inicio de operación
- Punto de conexión a la red
- Autoconsumo, indicar si la energía generada se esta inyectando a la red o consumiendo localmente

13.3. Datos necesarios para pronósticos

- Especificaciones técnicas como descrito en 12.2
- Datos a tiempo real:
 - Potencia activa y potencia disponible
 - Valores con resolución temporal de 10 minutos o mayor (5 minutos)
 - Disponibilidad de unidades con resolución temporal de 10 minutos
 - Turbinas eólicas: velocidad de viento y dirección del viento medidas con anemómetro en la turbina
 - Plantas solares: mediciones de irradiación
- Transferencia de datos a tiempo real confiable con poco retraso
- Datos históricos de varios meses con la menor cantidad posible de huecos
- Información de recortes de potencia programados



Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Registered offices
Bonn and Eschborn

Friedrich-Ebert-Allee 32 + 36
53113 Bonn, Germany
T +49 228 44 60-0
F +49 228 44 60-17 66

Dag-Hammarskjöld-Weg 1 - 5
65760 Eschborn, Germany
T +49 61 96 79-0
F +49 61 96 79-11 15

E info@giz.de
I www.giz.de