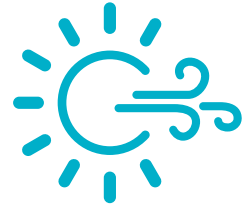


PRONÓSTICOS DE GENERACIÓN EÓLICA Y SOLAR FOTOVOLTAICA EN AMÉRICA LATINA



giz Deutsche Gesellschaft
für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH



Edición y diseño:

Sk3 Estudio Creativo
Ángel Azamar
Matías González

Publicado por:

Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH
Red sectorial GADeR-ALC

Nombre del proyecto:

Proyecto 83360091: "Red sectorial GADeR-ALC"
Workstream: "Pronóstico de generación del recurso eólico y solar para el despacho de carga".
www.giz.de

Autor:

Sonia Montecinos Geisse

Coautores:

Natalia Escobosa (GIZ MX)
Arturo Loayza (GIZ BO)
Manasés Mercedes (GIZ DO)
Nataly Montezuma (GIZ CL)
Tatiana Orellana (GIZ SV)

Aclaración:

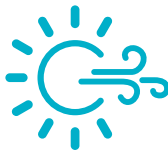
Esta publicación ha sido preparada por encargo del Workstream 2020 "Pronóstico de generación del recurso eólico y solar para el despacho de carga" de la red sectorial GADeR-ALC. La red es una plataforma para el intercambio regional sobre los temas de gestión ambiental y desarrollo rural en América Latina de la Sociedad Alemana de Cooperación Internacional (Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit, GmbH, GIZ), que cuenta con aproximadamente 400 miembros en 80 proyectos. Su secretariado se encuentra en La Paz, Bolivia desde marzo de 2019.

Dentro de la red sectorial, se han conformado varios grupos de trabajo (o Workstreams) para el año 2020, siendo uno de ellos el de "Pronóstico de generación del recurso eólico y solar para el despacho de carga". Este grupo de trabajo reúne a diez países (Bolivia, Chile, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, México, Nicaragua, República Dominicana y Panamá), a través de los siguientes programas: Programa de Energías Renovables y Eficiencia Energética (4E) en Centroamérica, Programa de Energías Renovables y Eficiencia Energética en Chile (4e), Programa de Apoyo a la Implementación de la Transición Energética en México (TrEM), Programa de Energías Renovables y Eficiencia Energética (PEERR II) en Bolivia, y Proyecto Transición Energética - Fomento de Energías Renovables para implementar los Objetivos Climáticos en la República Dominicana.

El objetivo del grupo de trabajo es fortalecer las capacidades técnicas en la gestión del recurso renovable variable, con actividades desarrolladas en coordinación con instituciones nacionales y/o regionales, y fomentar el intercambio técnico regional enfocado en lograr una mayor integración de las energías renovables en las redes eléctricas, mejorando el pronóstico de dichos recursos. En este contexto, se realiza la presente publicación. Sin perjuicio de ello, las conclusiones y opiniones de los autores no necesariamente reflejan la posición de GIZ. Además, cualquier referencia a una empresa, producto, marca, fabricante u otro similar en ningún caso constituye una recomendación por parte de GIZ.

Mayo, 2021

PRONÓSTICOS DE GENERACIÓN EÓLICA Y SOLAR FOTOVOLTAICA EN AMÉRICA LATINA



ÍNDICE

	Página		Página
RESUMEN EJECUTIVO	3	5 LECCIONES APRENDIDAS	35
1 INTRODUCCIÓN	5	5.1 Datos meteorológicos e históricos	36
2 GENERALIDADES DE PRONÓSTICOS DE GENERACIÓN EÓLICA Y SOLAR	6	5.2 Problemas con mediciones	38
2.1 Generalidades de pronósticos de generación eólica y solar	7	5.3 Pronósticos centralizados o mixtos	38
2.2 Tipos de pronósticos según el agente que los genera	14	5.4 Involucramiento de los actores	38
3 ESTADO Y PRONÓSTICOS DE LAS ERV EN ALGUNOS PAÍSES DE LATINOAMÉRICA	15	5.5 Proveedores	40
3.1 Bolivia	17	5.6 Contratación de un servicio de pronóstico	41
3.2 Chile	18	5.7 Incentivos y regulaciones	41
3.3 México	21	5.8 Modernización y comunicación	42
3.4 República Dominicana	23	5.9 Generación distribuida	43
3.5 Países del Mercado Eléctrico Regional	24	5.10 Particularidades de Latinoamérica	43
4 EXPERIENCIAS EN PRONÓSTICOS EN OTROS PAÍSES	29	6 RECOMENDACIONES GENERALES	45
4.1 Algunos países de la Unión Europea	30	6.1 A las plantas generadoras	45
4.2 Estados Unidos	32	6.2 A los operadores de red	46
4.3 Sudáfrica	33	6.3 A los reguladores	47
4.4 India	34	7 CAPACITACIÓN E INTERCAMBIO DE EXPERIENCIAS	49
		Acrónimos	50
		Referencias	51







RESUMEN EJECUTIVO

El gran potencial del recurso solar y eólico existente en América Latina, sumado al decrecimiento del precio de las tecnologías que permiten usar estas energías, han causado un aumento significativo en la participación de las energías renovables variables (ERv) en la matriz eléctrica de algunos países. La integración de dichas fuentes de generación crea desafíos en la operación de la red eléctrica debido a su naturaleza fluctuante por su dependencia de variables meteorológicas. Una estrategia para manejar estas fluctuaciones es disponer de un pronóstico de ERv de buena calidad. Esto debido a que un buen pronóstico permite reducir la incidencia de eventos que afecten al sistema por una mejor planeación de los otros elementos que dan soporte al sistema.

La precisión de los pronósticos ha ido mejorando con los nuevos avances tecnológicos, donde siempre se busca minimizar el error de los mismos. En general, existen muchas metodologías para hacer pronósticos, algunas se basan en datos históricos, mientras que otras buscan modelar el mundo físico y los pronósticos más avanzados combinan ambas técnicas. Aunque existe una relación entre la calidad del pronóstico y la metodología a utilizar, no siempre es deseable o posible aplicar las técnicas más avanzadas porque esto depende de las condiciones de cada país, el sistema eléctrico, el lugar geográfico, disponibilidad de información, etc. Por otro lado, también influye en la precisión del pronóstico quién es el que lo provee, si son los mismos generadores se conoce como descentralizado, si es el operador de red, centralizado, y si se hace una combinación de ambos es mixto.

En este contexto, el presente reporte pretende ser de utilidad principalmente para operadores del sistema, reguladores, ministerios, entre otros actores de Latinoamérica, ya que documenta el estado de las ERv y las experiencias con pronósticos de generación en la operación de sistemas eléctricos de Bolivia, Chile, México, República Dominicana y cuatro de los países que forman parte del Mercado Eléctrico Regional (MER) de Centroamérica.

Bolivia está desarrollando un centro de pronóstico de alto rendimiento del recurso eólico y solar con el apoyo de la academia y de GIZ. Por su parte, Chile implementó con apoyo de GIZ un sistema de pronósticos mixto con el cual logró mejorar la calidad de los mismos. En México, así como en la República Dominicana la regulación exige que las plantas envíen su pronóstico al operador, sin embargo, debido a su baja calidad se buscó explorar la implementación de un pronóstico centralizado, para ello, la GIZ apoyó con la contratación por un año de un proveedor externo. Actualmente, en República Dominicana el operador únicamente utiliza el sistema

centralizado debido a los resultados obtenidos. En relación con los países del MER incluidos en este estudio, en El Salvador se implementó un pronóstico centralizado con un proveedor externo para mejorar los pronósticos, en Nicaragua, el pronóstico centralizado es generado por tres proveedores diferentes y se selecciona el que tiene mayor calidad. Costa Rica y Guatemala cuentan con un pronóstico centralizado y descentralizado, respectivamente. Además, Costa Rica está desarrollando un proyecto para implementar un centro de pronósticos de generación renovable, con el objetivo de integrar los pronósticos de al menos tres modelos distintos.

Todos los países mencionados anteriormente están en busca de opciones para integrar los porcentajes crecientes de ERv. Cabe mencionar que, para lograr una Transición Energética exitosa es importante aprender unos de otros para acelerar la incorporación de energías renovables en nuestra matriz energética. En este respecto, cada uno de los países de Latinoamérica mencionados en este documento han tenido experiencias diferentes con el tema de pronósticos. Las lecciones aprendidas durante estos proyectos pueden ser de interés para el resto de los países de la región o de otras regiones del mundo, debido a sus particularidades. Las lecciones aprendidas están condensadas en diez secciones y abarcan qué tipo de datos se utilizaron para mejorar la precisión de los pronósticos, los problemas con los datos que disminuyen su calidad, la evidente mejora que se tuvo al migrar a pronósticos centralizados o mixtos, la relevancia de este tema para los diferentes actores, y recomendaciones para la provisión/contratación de un servicio centralizado, incentivos y regulaciones, así como las necesidades de modernización y telecomunicación del sistema. Por otro lado, se resalta la importancia de considerar los pronósticos de Generación Distribuida y las particularidades de los pronósticos en los países mencionados. Finalmente, se dan recomendaciones a los diferentes actores del sistema: generadores, reguladores, y operadores.



1

INTRODUCCIÓN

Debido al potencial de fuentes renovables eólica y solar, y a la reducción de los costos de las tecnologías de aprovechamiento de estos recursos, se espera que la demanda eléctrica de la región de América Latina en las próximas décadas sea suministrada en su mayor parte por este tipo de energías [1].

Esto se debe en parte a la reducción en los costos de inversión asociados a estas tecnologías permitiéndoles competir con centrales de combustibles fósiles [16]. Además, son una de las principales alternativas para cumplir con el objetivo del Acuerdo de París, de mantener el aumento de la temperatura bajo los 2°C respecto a los niveles preindustriales [17].

Debido a la variabilidad y a la alta incertidumbre de estos recursos, la integración de fuentes renovables variables representa nuevos desafíos para la operación de los sistemas eléctricos. Por ello es necesario aumentar la flexibilidad del sistema con medidas tecnológicas, regulatorias y operativas. Entre estas medidas, destaca el mejoramiento de los pronósticos de generación eólica y solar fotovoltaica, con el cual se logran mejorar los procesos de planificación y operación del sistema eléctrico eficientemente.

En el presente reporte, se muestra el estado del arte de técnicas de pronósticos de corto y de mediano plazo existentes estudiando sus características y aplicaciones en

el sector energético de generación eléctrica a través de fuentes renovables variables. Posteriormente, se analiza el contexto de los pronósticos de generación en la operación de sistemas eléctricos de algunos países de América Latina, que son: Bolivia, Chile, México, República Dominicana, y cuatro de los países que forman parte del Mercado Eléctrico Regional (MER), los cuales son: Costa Rica, El Salvador, Guatemala y Nicaragua.

El análisis se basa principalmente en entrevistas realizadas a generadores, operadores de red y entes reguladores de los distintos países, y a representantes de los programas de apoyo a la integración de las ERV de la GIZ en cada país, complementado con información de la Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA por sus siglas en inglés), la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), entre otros. Para complementar las experiencias de otros países con distintos tipos de mercado, se analizan tres países de la Unión Europea (Alemania, Dinamarca y España), Estados Unidos, Sudáfrica e India.

El reporte incluye una discusión sobre las lecciones aprendidas en relación con los pronósticos, siendo la lección más destacada, la implementación de pronósticos de generación centralizados y/o mixtos, debido a que el desempeño generalmente es mejor que el pronóstico realizado por cada generador. Finalmente, se hacen recomendaciones a los tres principales actores del mercado eléctrico.

“Se basa principalmente en entrevistas realizadas a generadores, operadores de red y entes reguladores de los distintos países”

2 GENERALIDADES DE PRONÓSTICOS DE GENERACIÓN EÓLICA Y SOLAR

La generación de las centrales solares y eólicas, en adelante ERv, depende de variables meteorológicas, por lo que es intrínsecamente variable. Por consiguiente, para poder integrar las ERv de manera eficaz al sistema eléctrico, los operadores de red necesitan disponer de un buen pronóstico de generación.

A lo largo del tiempo se han desarrollado distintos tipos de pronósticos que se clasifican de acuerdo con distintos criterios, como lo son el horizonte de pronóstico, la metodología usada y/o el agente que los genera.

De acuerdo con el horizonte, los pronósticos se pueden dividir en las siguientes categorías [2]:

- PMP** Pronóstico de mediano plazo (PMP), el cual puede tener un horizonte desde 2 y hasta 20 días.
- PCP** Pronóstico de corto plazo (PCP), el más común es el de día en adelante (en inglés day-ahead), con horizontes que pueden fluctuar entre 6 y 48 horas.
- PMCP** Pronóstico de muy corto plazo (PMCP), o intradiario (en inglés intraday), que es un pronóstico con un horizonte que puede fluctuar desde minutos hasta 6 horas.

Los distintos tipos de pronósticos son usados por diferentes usuarios y para distintos fines. Los PMP usualmente son usados por los generadores, para decidir aspectos relacionados con la seguridad de suministro y la mantención de la red. El PCP es usado principalmente por el organismo encargado de la regulación o el operador de red, para prevenir eventuales congestiones del sistema, programar la generación y el seguimiento de carga. Los principales usuarios de los PMCP son los operadores de la red, por ejemplo, para la programación de generación de las unidades, la operación en tiempo real y las restricciones de transmisión [2].

Además de lo anterior, existen otros usos para los pronósticos de las ERv, especialmente de los PCP y PMCP. En aquellos casos en los que se cuenta con un mercado de energía, son un insumo importante para los operadores de la red y los generadores, en el momento de hacer transacciones de bloques de generación en el mercado spot.

Los operadores de las plantas eólicas y solar fotovoltaicas usan también el PCP para programar las actividades de mantenimiento de las centrales-aerogeneradores, limpieza de paneles, etc., o para la planificación de recursos de generación [2].

2.1 Tipos de pronósticos según metodología

La precisión de los pronósticos ha ido mejorando con los nuevos avances tecnológicos, donde siempre se busca minimizar el error de los mismos. En general, existen muchas metodologías para hacer pronósticos, algunas se basan en datos históricos, mientras que otras buscan modelar el mundo físico. Los pronósticos más avanzados combinan ambas técnicas [21].

Aunque existe una relación entre la calidad del pronóstico y la metodología a utilizar, no siempre es deseable o posible aplicar las técnicas más avanzadas. Es decir, entre más avanzada la técnica, mayor es la necesidad de información, recursos humanos y costos. Esto sólo se justifica si la información está disponible y si los pronósticos obtenidos con técnicas simples están arrojando un error muy alto, o si el sistema no es tan robusto y por lo tanto el costo del error es alto, pues arriesga la seguridad del sistema. El sistema de pronósticos óptimo es dependiente de cada país, sistema, y lugar.

De acuerdo con la metodología utilizada, se distinguen los siguientes tipos de pronóstico:

Pronóstico de persistencia

Es el modelo de pronóstico más simple. En términos prácticos, se basa en el supuesto de que la energía generada en el futuro cercano será similar a la generada actualmente y/o en el pasado reciente [9]. El pronóstico de persistencia no necesita más insumos que la energía generada en el último tiempo. Por la metodología, las desviaciones aumentan con el horizonte del pronóstico, y tiene cierta validez para un PMCP. Este modelo es usado actualmente, tanto por operadores de la red como de las centrales ERv cuando no existe otro tipo de pronóstico [21].

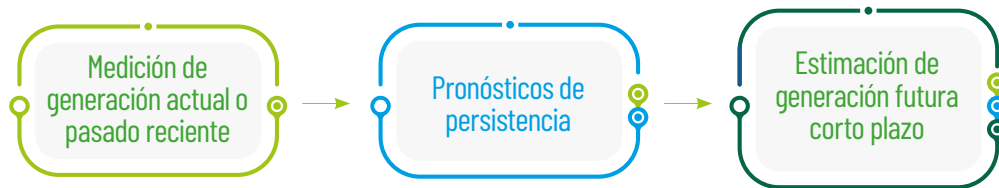


Figura 1. Diagrama de bloques sobre el proceso

Pronóstico análogo

Este modelo de pronósticos analiza variables meteorológicas recientes, y buscan en un historial un evento igual o muy similar. Así como en el método de persistencia, sólo se necesita un conjunto de datos recientes de la generación. Se utiliza un coeficiente de correlación para poder encontrar aquellos fenómenos históricos que se le asemejen. Con esto se pueden hacer diferentes tipos de regresiones o métodos estadísticos para hacer el pronóstico [44].



Figura 2. Diagrama de bloques sobre el proceso del pronóstico análogo

Modelo numérico de predicción meteorológica

Para poder hacer pronósticos más precisos y a más largo plazo, es importante predecir cómo se comportará el clima. Sin embargo, el mundo físico es complejo de modelar, y los fenómenos meteorológicos tienen además leyes particularmente complejas. Por ello, cuando se busca describir y simular el clima, la técnica más utilizada es la del modelo numérico de predicción meteorológica (por sus siglas en inglés, NWP) [3].

Los NWP resuelven las ecuaciones que gobiernan la física de la atmósfera, usando métodos numéricos, para lo cual es necesario disponer de una infraestructura computacional adecuada. De acuerdo con el área de simulación, se puede distinguir entre modelos globales, que calculan las condiciones meteorológicas a nivel global, y modelos regionales o de mesoescala, que caracterizan la meteorología en una zona limitada, normalmente del orden de cientos de kilómetros [2][15].

Un factor importante en la calidad de los resultados es la resolución espacial del modelo. Para poder resolver las ecuaciones implícitas en un NWP, se requiere dividir el área horizontal de simulación en cuadrados, o cuadrícula, que son vistos por el modelo como unidades, y a su vez dividir el espacio en niveles verticales discretos. Esto significa, que el modelo no es sensible a las características topográficas de menor orden que el tamaño de la cuadrícula, por lo que mientras más niveles verticales considere el NWP, mejor podrá predecir la variación del viento con la altura. Sin embargo, mayor será la cantidad de recursos computacionales que tendrán que ser utilizados. La resolución vertical del modelo es especialmente importante para pronósticos de energía eólica [2].

La resolución de un modelo global es, en general, demasiado baja para describir características locales. En efecto, la velocidad del viento y la radiación solar dependen, además de los fenómenos que ocurren a nivel global, de características locales como topografía y características y uso del suelo, tales como la cobertura y tipo de vegetación, cuerpos de agua, etc. [2].

En lugares de topografía compleja, que caracteriza gran parte del territorio de América Latina, se requiere simular con un tamaño de cuadrícula menor que en un lugar de topografía

plana. Algo similar ocurre en el caso de una isla, en donde la diferencia de temperatura entre el mar y la tierra produce diferencias de presión que, durante el día, mueven las masas de aire desde el mar hacia el interior. Estos vientos, llamados vientos térmicos, no siempre pueden ser reproducidos por un modelo global, especialmente si la dimensión de la isla es sólo del orden de 100 km.

El aumento de la resolución espacial de un NWP requiere de una mayor infraestructura computacional, tanto desde el punto de vista de capacidad de almacenamiento como de tiempo de cómputo.

La experiencia muestra que el grado de acierto de los distintos NWP, depende de las condiciones meteorológicas, y no existe un modelo que permita pronosticar el viento y la radiación solar, con buena precisión, para todo tipo de eventos, y en todo lugar. Por lo anterior, los pronósticos que dan mejores resultados son aquellos que se generan como una combinación de varios NWP, a los cuales se les asocia un peso estadístico, basado en resultados históricos. Así, el peso estadístico correspondiente a cada modelo en una región particular es distinto si se trata, por ejemplo, de una tormenta, o de un día despejado [7].

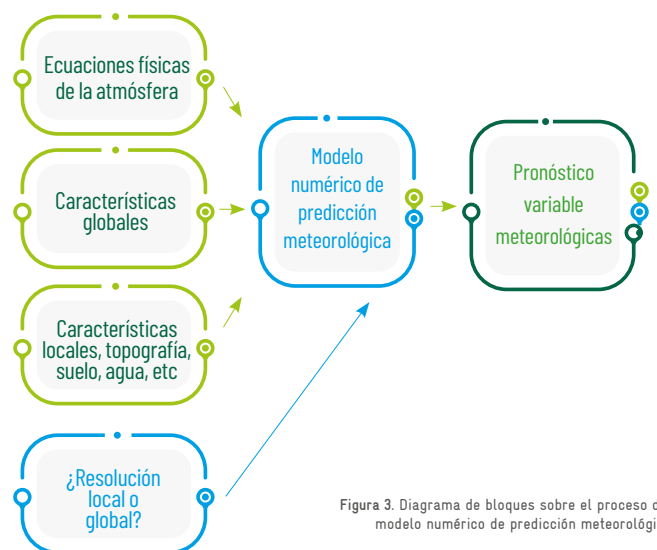


Figura 3. Diagrama de bloques sobre el proceso del modelo numérico de predicción meteorológica

Más información sobre NWP

Debido a la relación entre la granularidad espacial y el requerimiento de recursos computacionales, un modelo global usa una cuadrícula horizontal de baja resolución. Un ejemplo de modelo global es el modelo del sistema de previsión global (por sus siglas en inglés, GFS) [4] desarrollado por el Centro Nacional de Previsión Ambiental (por sus siglas en inglés, NCEP). El GFS es un modelo de libre acceso, y ofrece versiones con resoluciones horizontales de 1° (- 110 km), 0.5° (-55 km) y 0.25° (-26 km). Otro ejemplo de modelo global es el del Centro Europeo para Pronóstico de Medio Tiempo (por sus siglas en inglés ECMWF) [5], de acceso restringido, y que ofrece versiones con resoluciones de hasta 9 km. Un ejemplo de pronóstico de viento calculado con el modelo GFS se muestra en la Figura 1.

Otra solución, es utilizar los modelos regionales o de mesoescala, que permiten realizar una reducción de escala, mejor conocida como downscaling.

El downscaling es una metodología mediante la cual los pronósticos realizados con un modelo global, que son de baja resolución espacial, se mejoran para que sean válidos a escala local. Se conocen dos tipos de downscaling: estadístico y dinámico. El downscaling estadístico es un proceso mediante el cual se analizan la relación de las variables meteorológicas calculadas con un modelo global con las registradas a nivel local, usando algún método estadístico (correlaciones, regresión, etc). En el caso del downscaling dinámico, los resultados de un modelo global se mejoran resolviendo las ecuaciones de la atmósfera con una mayor resolución, pero en áreas o dominios¹ más pequeños. Este es el método usado por los modelos regionales, o de mesoescala.

Uno de los modelos regionales más usados es el Modelo de Investigación y Pronóstico Meteorológico (por sus siglas en inglés WRF) [6], de propiedad del Centro Nacional de Investigación Atmosférica de Estados Unidos (por sus siglas en inglés NCAR), y que es de uso libre. El modelo WRF usa el concepto de dominios anidados. En este modelo, las características de la atmósfera se calculan sobre una región, llamada dominio padre, que es de mayor resolución, o menor tamaño de cuadrícula, que el modelo global. Para tomar en cuenta las condiciones meteorológicas globales, los bordes (o fronteras) del dominio se actualizan cada cierto tiempo del modelo global [7]. Para aumentar aún más la resolución espacial del modelo, dentro del dominio padre se insertan o anidan otros dominios, cada uno con resolución mayor que el dominio en el cual está inserto, logrando de esta manera resultados de alta resolución en la zona de interés.

Un ejemplo de dominios anidados se muestra en la Figura 5, que corresponde a la usada para generar pronósticos de viento en un parque eólico en Chile. En este caso, se consideran tres dominios anidados.

Para el caso de pronósticos de energía solar, se recomienda usar una versión modificada del modelo WRF, llamado WRF Solar. Este modelo incorpora condiciones de borde² basadas en imágenes de satélite, mejorando así la simulación de las nubes y, con ello, el pronóstico de la radiación solar [8].

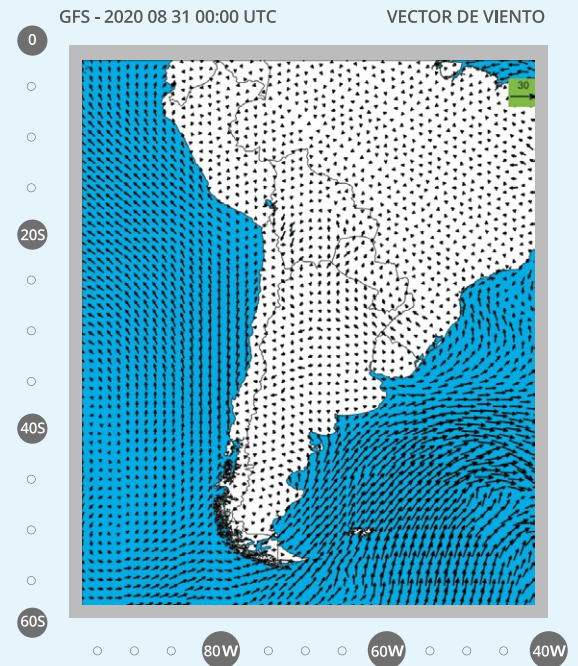


Figura 4. Pronóstico de viento calculado con el modelo global GFS (imagen cortesía de Omar Cuevas)

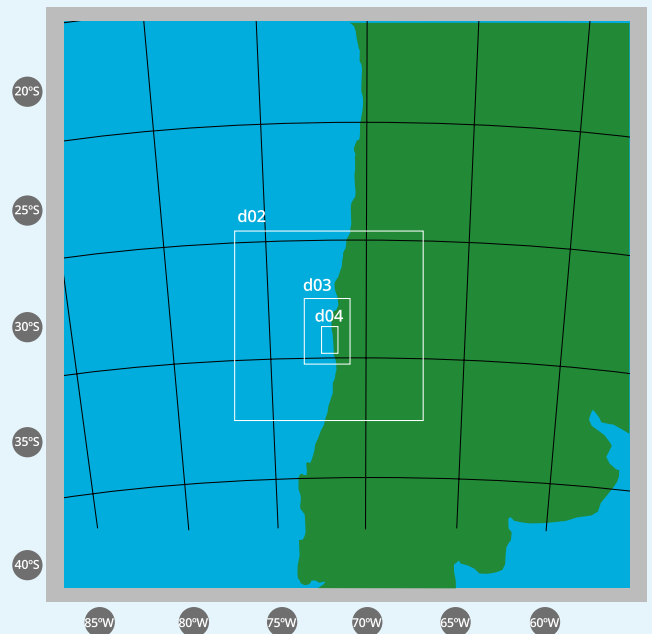


Figura 5. Dominios anidados usados para generar pronósticos de energía eólica en un parque eólico en Chile (imagen cortesía de Omar Cuevas).

1. Un dominio es el área geográfica (o volumen si se considera la altura) en el cual se realizan las simulaciones.

2. Las condiciones de borde o condiciones de frontera se refieren a la condición inicial en ese punto del espacio, estas pueden ser los valores de temperatura, humedad, velocidad de viento, etc.



Pronóstico físico

Un pronóstico físico transforma el pronóstico meteorológico generado con un NWP en un pronóstico de energía, a partir de la dependencia de la variable de potencia de las tecnologías –aerogeneradores o paneles fotovoltaicos– de las variables meteorológicas, declaradas por el fabricante.

En el caso de la energía solar, el pronóstico de energía se calcula a partir del pronóstico de radiación global horizontal. Para ello se considera la radiación solar perpendicular a la superficie de los paneles, tomando en cuenta el área total efectiva del parque, y la radiación horizontal difusa. Estas variables se corrigen, junto con la temperatura, de acuerdo con las condiciones de ubicación, inclinación y características de los módulos [48]. Los pronósticos solares también emplean imágenes del cielo (cámaras digitales que producen imágenes del cielo de alta calidad) e imágenes satelitales (datos de las redes de satélites geoestacionarios) para rastrear y pronosticar formaciones de nubes en diferentes escalas de tiempo [47].

En el caso de la energía eólica, se evalúa el pronóstico del viento en la posición de la góndola de cada una de las turbinas que componen el parque. Posteriormente, con la curva de potencia se calcula el pronóstico de generación de cada una de las turbinas. La potencia generada por el parque completo se predice sumando la energía que generarán las turbinas individualmente y considerando los efectos de turbulencia de cada turbina en el parque.

Sin embargo, para poder relacionar las variables meteorológicas con la generación, se debe calcular el potencial eólico por turbina (W/m^2). Éste se define como la potencia por unidad de área perpendicular al viento y depende de la densidad del aire y la velocidad del viento, por lo que ambas variables influyen en el rendimiento de una turbina (a igual valor de velocidad del viento, una turbina genera más energía si está a nivel del mar que si está en una zona de mayor altitud). La densidad del aire depende de la presión, la temperatura y humedad del aire, datos que no siempre están disponibles. En casos como este, la densidad en un sitio particular se puede estimar a partir de perfiles verticales teóricos de densidad, calculados a partir de la teoría de la Capa Límite Planetaria (CLP) [10].

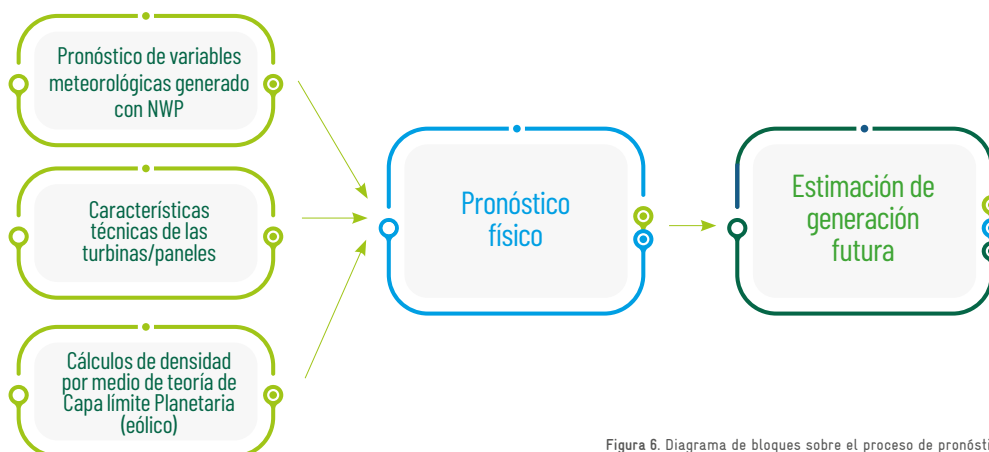


Figura 6. Diagrama de bloques sobre el proceso de pronóstico físico

Pronóstico estadístico

Un pronóstico estadístico analiza relaciones entre variables, a partir de información histórica. Uno de los métodos estadísticos que ha presentado mayor éxito en la generación de pronósticos es el generado a partir de las Redes Neuronales Artificiales (por sus siglas en inglés ANN). A menudo, las ANN se describen como algoritmos biológicos que trabajan imitando el funcionamiento del cerebro humano. A partir de un proceso de entrenamiento basado en información histórica, son capaces de encontrar las relaciones entre la variable de interés y otras variables, lo que permite hacer pronósticos [46].



Figura 7. Diagrama de bloques sobre el proceso de pronóstico estadístico

En relación con los pronósticos de ERv, las ANN pueden usarse con distintos propósitos:

a. Mejorar el pronóstico meteorológico

Es usual que existan diferencias sistemáticas entre modelos y datos experimentales de los NWP, a pesar de que se realicen esfuerzos para mejorar su resolución y calibración. Estas diferencias pueden deberse a una insuficiencia de información de entrada o a una topografía compleja [7].

Los pronósticos meteorológicos pueden ser mejorados usando ANN. Por ejemplo, para mejorar el pronóstico de viento generado con un NWP, las ANN son entrenadas con series de tiempo de viento simulado con NWP, y mediciones reales de este. En el proceso, las ANN reconocen patrones entre lo simulado y observado, permitiendo corregir el resultado del modelo y mejorar considerablemente el pronóstico [7].

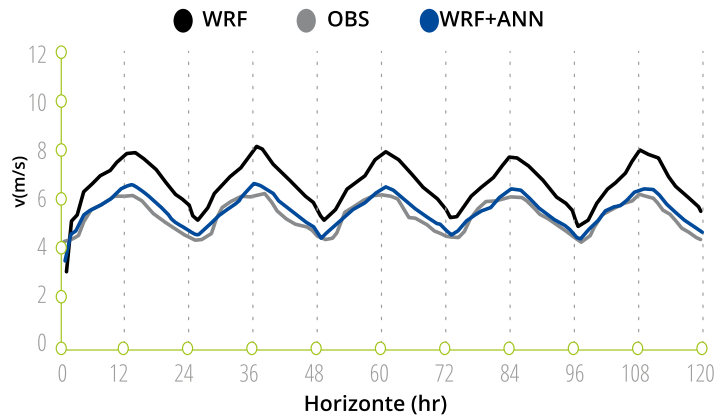


Figura 8. Pronóstico de viento promedio con un horizonte de cinco días en el parque eólico Totoral, (realizado con datos de Latin America Power (LAP)).

En la Figura 8 se muestra el pronóstico promedio del viento, con un horizonte de cinco días en el parque eólico Totoral (Chile) calculado con el modelo WRF y mejorado con ANN [11].

Una vez mejorado el pronóstico meteorológico, puede ser usado para generar un pronóstico de generación, de acuerdo con la metodología de un pronóstico físico.

b. Generar pronósticos de energía

Para poder predecir la energía que genera una central de ERv, no es suficiente con predecir las condiciones meteorológicas. En condiciones de campo, la generación de una turbina eólica o panel fotovoltaico no coincide con la especificada por el fabricante. En el caso de una central fotovoltaica, las celdas que componen un panel solar están diseñadas para generar en condiciones óptimas cuando la temperatura del panel es de 25 °C. Sin embargo, en lugares de alta radiación solar, como es el caso de toda la zona tropical, las altas temperaturas provocan que el panel fácilmente supere los 60 °C, lo que disminuye el rendimiento de los parques solares fotovoltaicos. Otro factor importante que influye en el rendimiento es el soiling o depósito de polvo, el cual puede ser corrosivo sobre la cubierta de vidrio de los paneles [46].

En el caso de un parque eólico, la potencia generada por cada una de las turbinas que componen el parque depende, además de la rapidez del viento y la densidad del aire, de otros factores. Siendo algunos de ellos el cizalle o variación de la rapidez de viento con la altura, el cambio de la dirección del viento con la altura, y las turbulencias [12],[13]. La Figura 9 muestra la dependencia de la potencia generada por una turbina en un parque eólico en función de la velocidad del viento.

Las ANN son capaces de aprender el efecto que procesos como las turbulencias, cizalle del viento o cambio de dirección del viento; tienen en el rendimiento de un parque a partir de información histórica, sin necesariamente describir todos los procesos físicos involucrados. Si son entrenadas con la información histórica adecuada, las ANN son capaces de generar un pronóstico de energía, tanto eólica como solar. La información histórica necesaria incluye datos de potencia generada, pronósticos meteorológicos simulados con NWP, registros meteorológicos locales y/o de estaciones meteorológicas cercanas [24].

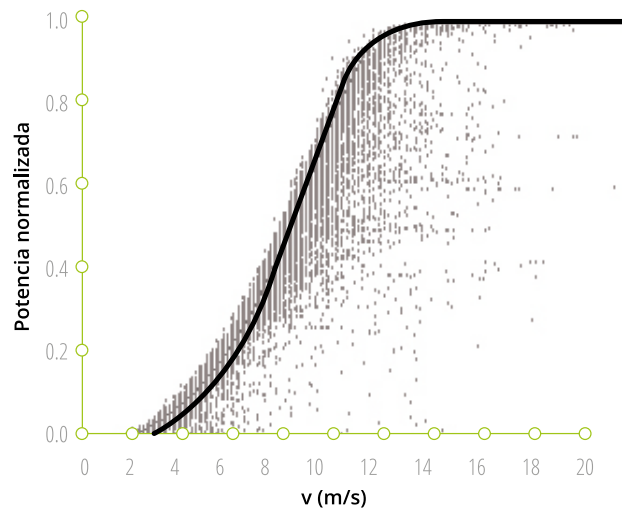


Figura 9. Dependencia de la potencia de una turbina en función de la velocidad viento (basada en datos proporcionados por LAP)

c. Usar redes neuronales profundas

En el caso de pronósticos de energía solar, el paso de una nube sobre un parque fotovoltaico puede provocar por un corto tiempo una disminución de la radiación solar de un 75% o más, lo que trae como consecuencia que los parques experimenten una baja repentina en la energía que generan. Esto se puede observar en la figura 10a, que muestra variaciones de la radiación solar y potencia registrados en el parque fotovoltaico.

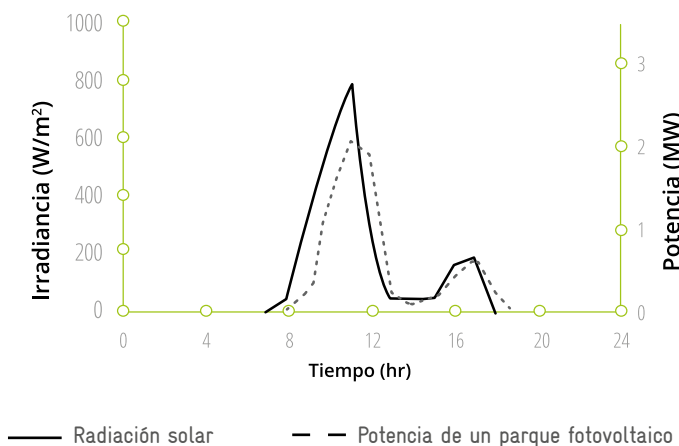


Figura 10a. Gráfico basado en datos de Solar E SpA y IM2 Solar Chile SpA).



Figura 10b. Foto tomada con una cámara de nubes (imagen cortesía de ZSW)

Por lo expuesto en el párrafo anterior, es muy importante que un PMCP sea lo más preciso posible, con resolución de minutos y horizonte del orden de decenas de minutos. Este tipo de pronósticos se logran usando una cámara de nubes que toman fotos del cielo (Figura 10b). El pronóstico se genera usando Redes Neuronales Profundas (por sus siglas en inglés DNN). Las DNN son entrenadas con fotos de una cámara de nubes, imágenes satelitales, además de datos de radiación solar y de potencia generada. A través del entrenamiento, la DNN aprende a predecir la energía generada por el parque fotovoltaico a partir del estado actual del cielo, y la radiación solar.

Pronósticos de energía usando Dinámica de Fluidos Computacional

Cada turbina eólica genera turbulencia en el viento, después de que éste pase a través de ella. Para simular correctamente un parque eólico, se recomienda modelar la interacción que tienen las turbinas entre sí y cómo afecta la turbulencia generada por cada una de ellas. Para ello, es posible usar herramientas de Dinámica de Fluidos Computacional (por sus siglas en inglés CFD) que utilizan ecuaciones de dinámica de fluidos y métodos numéricos para simular el comportamiento del viento en el parque. Sin embargo, puesto que las simulaciones requieren de recursos computacionales sustanciales y, en la práctica son difíciles de implementar para un pronóstico operacional, es más eficiente combinar la herramienta de CFD con ANN y así reducir la cantidad de simulaciones a realizar [15].



Figura 11. Diagrama de bloques sobre el proceso de pronóstico estadístico con Dinámica de Fluidos computacional

Intervalos de confianza

Todos los pronósticos tienen desviaciones asociadas. Por lo anterior, es más útil para el operador que el pronóstico, además del valor pronosticado, indique las bandas de probabilidad de ocurrencia. En algunos mercados esto se utiliza para administrar riesgos, asociando las probabilidades con los costos y el cálculo de las reservas. Como ejemplo, en la Figura 12 se muestra un pronóstico con un horizonte de 5 días en un parque eólico, con los respectivos intervalos de confianza.

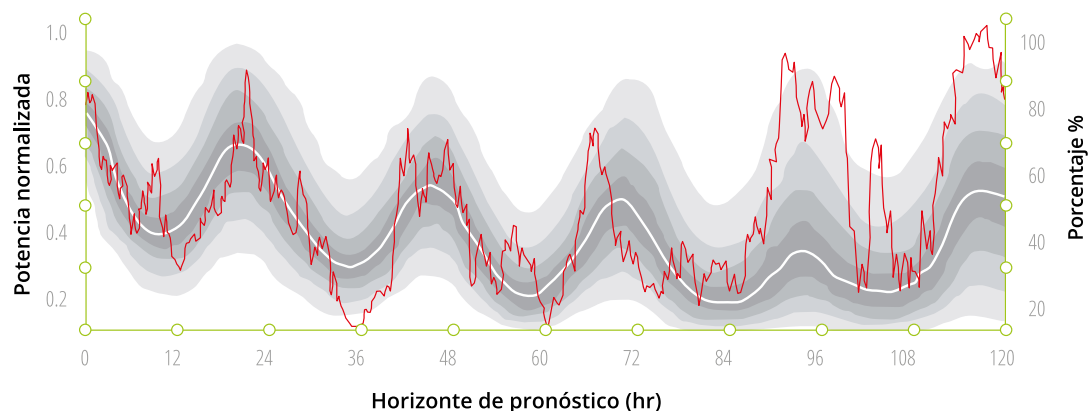


Figura 12. Pronósticos de potencia e intervalos de confianza de un parque eólico (imagen cortesía de ZSW). La línea blanca es el pronóstico de la potencia, y las áreas grises representan los intervalos de confianza de acuerdo con la probabilidad asociada a cada intervalo. La línea roja es la medición real de potencia.

2.2 Tipos de pronósticos según el agente que los genera

De acuerdo con el agente que genera el pronóstico, se clasifican de la siguiente manera:

Pronóstico descentralizado

Se llama así cuando **cada central** genera su propio pronóstico, para lo cual generalmente el generador contrata un proveedor externo o desarrolla modelos propios. El operador de la central envía el pronóstico al operador de la red, y/o lo utiliza para realizar proyecciones de generación de la central [31].

Pronóstico centralizado

Es aquel en el cual el operador de red desarrolla modelos propios o contrata directamente el servicio de pronóstico para todas las centrales de ERv conectadas al sistema eléctrico. Este sistema tiene la ventaja de que los pronósticos recibidos son realizados con un criterio homogéneo: horizonte, intervalo, periodo tiempo de actualización, entre otros. La información necesaria para realizar un pronóstico centralizado debe ser enviado por las centrales ERv.

Pronóstico mixto

En un pronóstico mixto están presentes ambas modalidades: el operador de la red tiene un pronóstico centralizado para todas las centrales de ERv, y además recibe el pronóstico de los generadores. Ambos pronósticos son analizados y combinados para generar un nuevo pronóstico, más preciso que los anteriores.



3 ESTADO Y PRONÓSTICOS DE LAS ERV EN ALGUNOS PAÍSES DE LATINOAMÉRICA

La participación de las ERv en los sistemas eléctricos ha crecido de manera exponencial en la última década teniendo un aumento de aproximadamente un 60% a nivel mundial en los últimos diez años, lo cual puede verse en la Figura 13 [18].

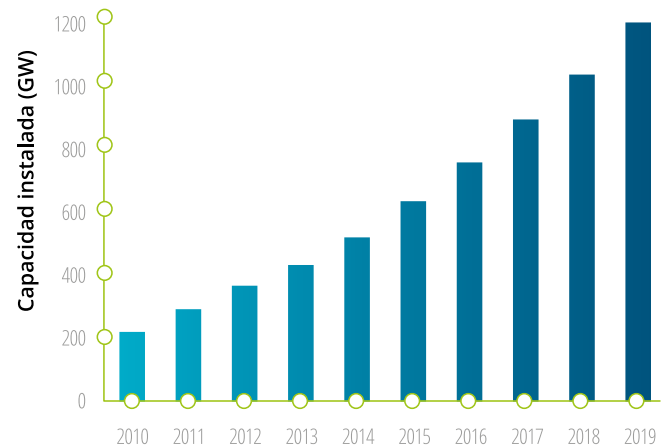


Figura 13. Evolución de la capacidad instalada en ERv en el mundo en la última década [18].

Una de las barreras importantes para la incorporación de las ERv a la matriz energética es su variabilidad, lo cual implica desafíos importantes para abordar en la operación del sistema. En este sentido, los pronósticos de generación eólica y solar son una herramienta fundamental para mejorar la operación del sistema eléctrico y proveerle flexibilidad.

En esta sección se analizará el estado actual de las ERv y el estado del pronóstico en los países de Bolivia, Chile, México, República Dominicana, y en cuatro de los países de Centroamérica que forman parte del MER (Costa Rica, El Salvador, Guatemala y Nicaragua).

Las ERv se han ido incorporando paulatinamente a la matriz energética de cada país, con tasas de crecimiento distintas, dependiendo de factores como disponibilidad de recursos renovables, tipo de mercado, políticas de gobierno, entre otras. En todos los países analizados, la penetración de las ERv ha sido impulsada gracias a políticas de los diferentes gobiernos que incentivan la inclusión de fuentes de energías renovables.

La Figura 14a representa el porcentaje de capacidad instalada de las ERv en comparación con otras fuentes de ER por país en 2019, mientras que la Figura 14b representa el porcentaje de capacidad instalada de ERv con respecto al total por país en el mismo año. Como se puede observar en la Figura 14a, a pesar de que la energía hidroeléctrica sigue siendo la fuente renovable más predominante, en la mayoría de los casos las ERv han alcanzado una importante participación en la matriz eléctrica, superando otras energías tradicionales como la geotermia y la bioenergía.

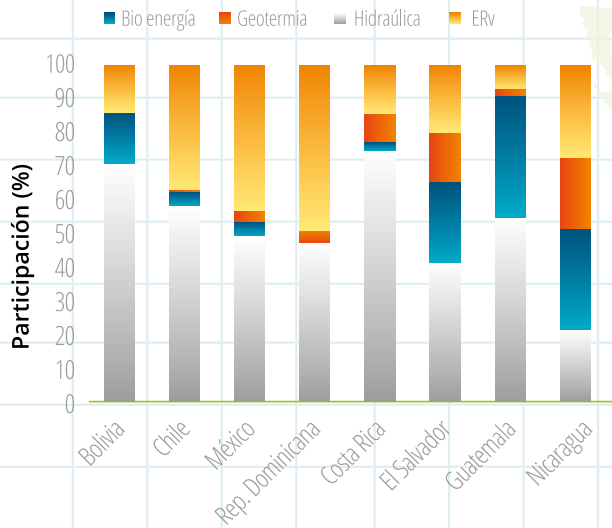


Figura 14a. Porcentaje de capacidad instalada de energías renovables por país en 2019. Fuente: IRENA 2020.

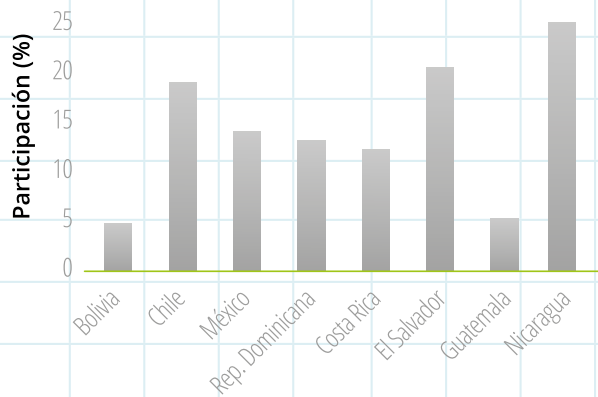


Figura 14b. Porcentaje de participación de las energías renovables variables en la capacidad instalada del país en 2019. Fuente: IRENA y GIZ (2020)



3.1 Bolivia



Estado de las ERv

La incorporación de las ERv a la matriz nacional comenzó en el año 2014, con la puesta en marcha del parque eólico Qollpana 1, con una potencia de 3 MW. Según un estudio realizado en el 2014 por la CEPAL, en el año 2030, la participación de las ERv en Bolivia será del 79% [1].



Diseño del mercado

En Bolivia, la generación está a cargo principalmente por la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) y sus subsidiarias, mientras que la operación está organizada a través del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), una entidad estratégica del sistema eléctrico nacional. Existe un único sistema eléctrico, llamado el Sistema Interconectado Nacional.



Pronóstico de ERv

La importancia de los pronósticos para el operador se hizo evidente dos años más tarde, en 2016, cuando comenzaron a incorporarse a la red los primeros parques fotovoltaicos. Actualmente, la capacidad instalada en ERv es de 147 MW, de la cual aproximadamente el 80% corresponde a energía solar. Los pronósticos del recurso eólico son generados por una empresa externa, contratada por la empresa generadora ENDE.

Con el apoyo de la GIZ, en el 2016 se analizaron los pronósticos existentes. Se observó que la resolución de los pronósticos, en ese entonces de seis horas, no era suficiente para resolver las fluctuaciones de la potencia generada por los parques eólicos. Esto se debe a que, en un intervalo de seis horas, la velocidad del viento experimenta variaciones que el pronóstico no es capaz de simular. En la Figura 15 se muestran las fluctuaciones del viento y de potencia generada, comparado con el pronóstico de potencia.

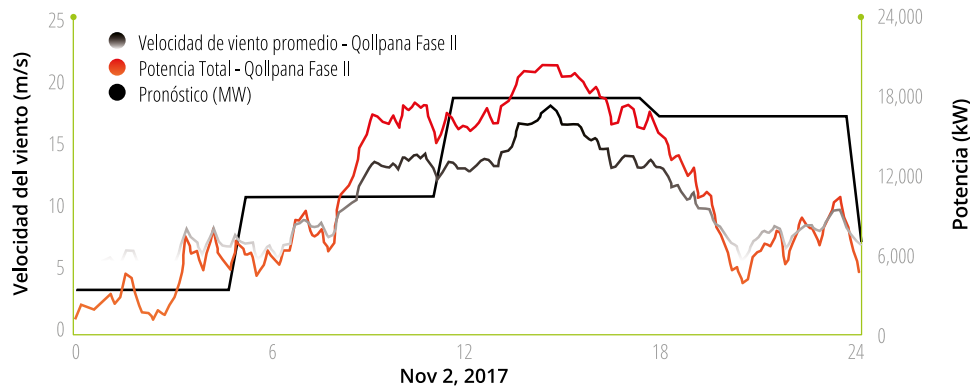


Figura 15. Pronóstico de potencia eólica con resolución de seis horas (gráfico proporcionado por GIZ-Bolivia).

Además, en coordinación con el Ministerio de Hidrocarburos y Energías, se dio asistencia técnica al trabajo del Centro de Pronóstico de Energías Renovables variables (CPErv) de la Universidad Mayor de San Andrés (UMSA). El primer paso fue realizar una mejora en los pronósticos de viento, en el marco de un convenio de colaboración interinstitucional con ENDE CORANI, subsidiaria de ENDE encargada de la generación eólica. Por medio de este convenio, la empresa se compromete a poner a disposición del CPErv los datos meteorológicos requeridos para este fin.

Los pronósticos generados por el CPErv se realizan usando el modelo regional WRF, y están validados con datos de viento registrados en el parque eólico Qollpana I-II. Dada la variabilidad del recurso eólico y con la finalidad de contar con un pronóstico operativo de mejor calidad, desde agosto de 2020 los pronósticos de viento han sido mejorados usando ANN. En el marco de esta iniciativa, se espera generar pronósticos de viento, radiación solar, y con esto los pronósticos físicos de generación de los dos parques eólicos actualmente en operación, y de un parque solar fotovoltaico. Se espera que estos pronósticos estén operando a finales del segundo trimestre del año 2021.



El CPERv implementa y garantiza un servicio estable de pronóstico de ERv (eólica y solar fotovoltaica) para las empresas generadoras de energía dependientes de ENDE, así como para el CNDC. El pronóstico de ERv generado tiende a seguir un círculo virtuoso donde las observaciones son continuamente alimentadas al modelo, a través de variables meteorológicas de los proyectos de generación, mejorando el historial y por lo tanto la precisión de los mismos. De esta manera, se producen mejores resultados e informaciones en tiempo suficiente para la toma de decisiones de despacho y de planificación.

Por otro lado, el CPERv fomenta el desarrollo y fortalecimiento de conocimientos técnicos locales que permiten la formación de profesionales en el área de pronósticos de ERv. Actualmente el CPERv y su operación se encuentra en la oficina del Programa PEERR de la GIZ. Este cuenta con personal especializado en modelación y simulación numérica y posee la infraestructura necesaria para el cómputo y almacenamiento de los datos para brindar un servicio de pronóstico operativo tanto meteorológico como de energía generada para los principales proyectos de ERv en Bolivia las 24 horas del día, los 7 días de la semana.

Para el pronóstico de variables meteorológicas se recolectan datos de meteorología global provenientes del GFS. Con estos

datos se genera el pronóstico a alta resolución del sitio de interés mediante el Sistema WRF. Con los datos obtenidos por el WRF y con ANN –las cuales han sido entrenadas con un año de datos de Qollpana I y Qollpana II, se genera el pronóstico de generación. Por último, para la mejora continua del algoritmo, los datos de las estaciones meteorológicas nos sirven para la validación de los datos de pronóstico y realizar ajustes a las redes neuronales para conseguir mejores resultados en el futuro; así como el Sistema WRF se retroalimenta con reportes de mediciones meteorológicas.

El pronóstico de generación eólica se realiza mediante redes neuronales, las cuales ayudan a convertir las variables de meteorología a un estimado de generación a través de una retroalimentación de las variables de generación real de los aerogeneradores y las características técnicas individuales de cada estos. Por otro lado, el pronóstico de energía solar se realiza introduciendo variables de irradiación solar para luego transformarlas a variables de generación tomando en consideración las características técnicas de la planta fotovoltaica. Por último, una vez se realiza el pronóstico de energía se realiza el proceso de posprocesamiento para mostrar los resultados mediante la plataforma digital del CPERv.



3.2 Chile



Estado de las ERv

Hasta fines de 2018 existían dos grandes sistemas eléctricos en el país, abarcando la mayor parte del territorio: el Sistema Interconectado del Norte Grande y el Sistema Interconectado Central. Estos se interconectaron para formar un único sistema, el Sistema Eléctrico Nacional.

Para fomentar la inserción de las energías renovables a la matriz energética, en el año 2004 se promulgó la Ley 19.940, liberando de los costos de transmisión a centrales con capacidad menor a 9 MW. Un año después, la Ley 20.257 obligaba a

los generadores con capacidad mayor a 200 MW a que un 5% de su generación provenga de Energías Renovables No Convencionales (ERNC), porcentaje que debía irse incrementando en un 0.5% anual hasta alcanzar un 10% en el 2024. Sin embargo, esta meta se cumplió en el 2013. Por lo anterior se promulgó la Ley 20.698 en 2013, la cual buscaba que en el año 2025 la generación con ERNC fuese de un 20%, pero esta meta se superó en el 2019. La Figura 16 muestra la evolución de la generación por ERNC en la última década, y la generación estipulada por ley [19].

En el año 2007 se instala la primera central de ERv, un parque eólico, con una capacidad de 18.5 MW. Actualmente, la capacidad de ERv total del país es de 5 GW (22% de la capacidad total), 56% de la cual corresponde a energía eólica y 44% a energía solar [19].

La política energética de Chile augura un futuro prometedor para la incorporación de las ERv a la matriz energética. En el año 2015 se promulgó la Política Energética 2050 [25] en la cual el país se pone como meta que al año 2050, la participación de las fuentes renovables en la matriz energética sea al menos de un 70%. Adicionalmente, la política contempla como uno de sus pilares la descarbonización de la matriz energética, que apunta a reducir el uso de combustibles fósiles. Para ello, se fija como meta retirar las 28 centrales a carbón hasta el 2040, once de las cuales se comprometieron a cerrar antes del año 2024.

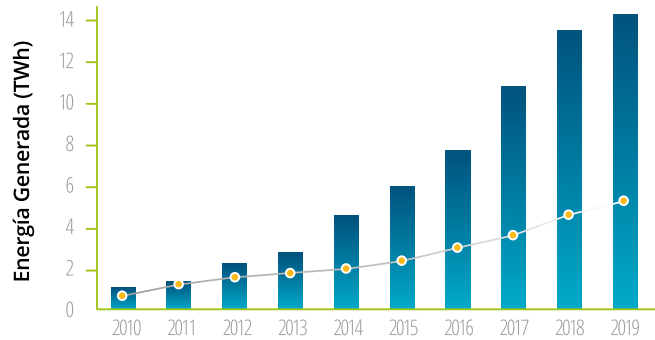
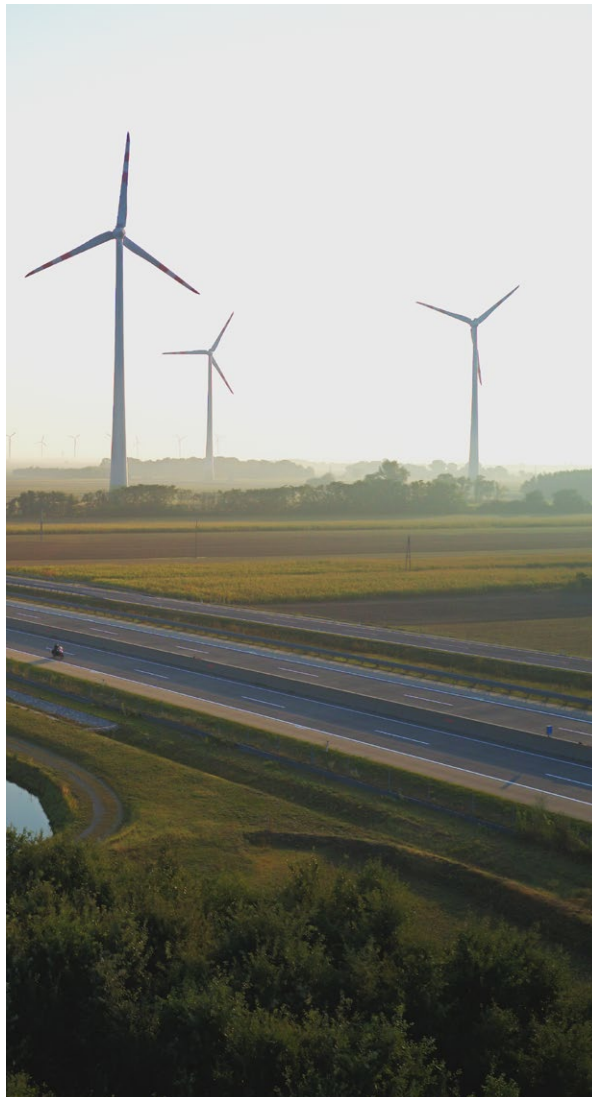


Figura 16. Generación ERNC (barras) y obligación por Ley 20.698 (línea de puntos) en Chile [19].



Diseño del mercado

Los dos mercados principales son el spot y los contratos bilaterales de tipo financiero. El mercado spot es marginalista. Es decir, que el precio corresponde al costo marginal de generación de energía, determinado principalmente por los costos de operación declarados de los generadores. Con dichos costos y mediante una operación económica centralizada realizada por el operador, se establece un orden de mérito para el despacho. Debido a que los costos marginales tienen una alta relación a los costos de combustible, los generadores solares fotovoltaicas y eólicos son primeros en la lista de mérito.

En relación con el mercado de contratos, el mercado no contempla la figura de un comercializador, y son las empresas de generación y de distribución las que participan en el mercado de contratos directamente con los clientes.



Pronóstico de ERv

Desde su puesta en marcha, las centrales ERv generaban pronósticos meteorológicos y de energía, a través de servicios contratados por los generadores, los que eran enviados a los centros de despacho de los sistemas eléctricos correspondientes. Los pronósticos presentaban grandes desviaciones, por lo que en algunos casos las centrales ERv optaban por enviar un pronóstico basado en la generación del día anterior, usando el método del pronóstico de persistencia.

En un estudio realizado por la GIZ en el 2016 [21] se analizaron los resultados de los pronósticos generados por las centrales ERv, y se concluyó que la poca precisión de estos puede ser, en parte, consecuencia de la baja resolución espacial de los NWP (mayor o del orden de 15 km). Por lo cual, se recomendó tomar medidas para mejorar el pronóstico, entre las que se incluye que el operador realice un pronóstico centralizado.

A fines de 2016, de acuerdo con los resultados de los estudios y la conclusión de una mesa de trabajo, se acordó implementar un sistema de pronósticos centralizado. Posteriormente, en el año 2017, la GIZ financió inicialmente la implementación del servicio del pronóstico centralizado, el cual continúa actualmente en operación.

Además del pronóstico centralizado, el operador de red implementó en el primer semestre de 2020 una herramienta adicional, llamado Sistema Experto, el cual es un pronóstico mixto y que además incluye las centrales con capacidad menor a 9 MW, que no estaban consideradas en el pronóstico centralizado.

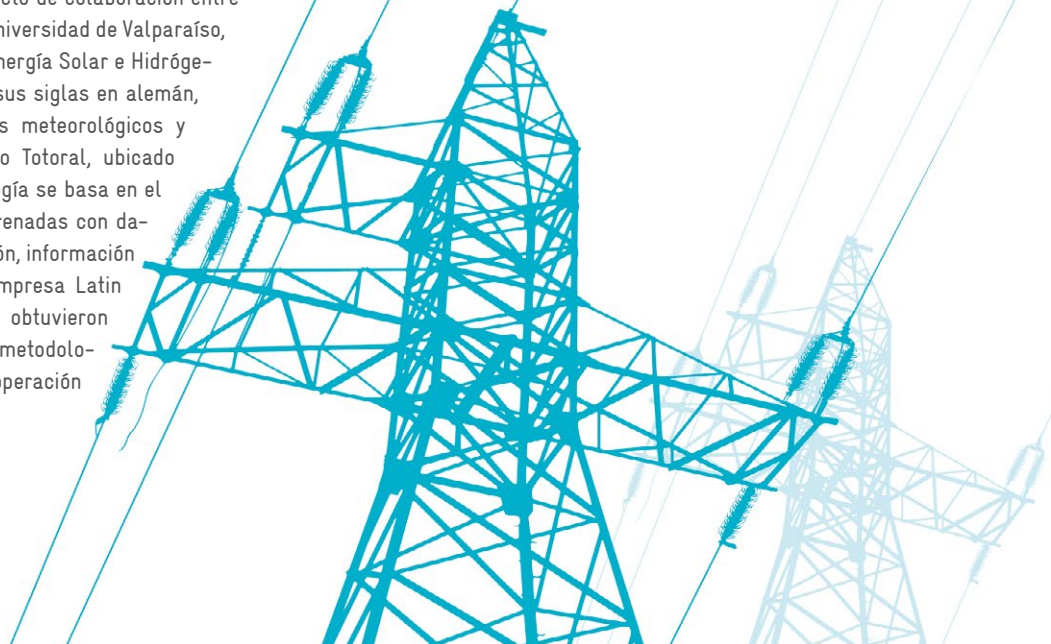
El sistema Experto tiene dos módulos: uno para generación solar y otro para generación eólica. En ambos casos se generan varios pronósticos, llamados pronósticos fuentes, los cuales usan modelos NWP globales, imágenes satelitales, y procesos estadísticos basados en ANN, las cuales son entrenadas con datos meteorológicos y señales de generación [22]. A los pronósticos fuente se les asocia un peso estadístico basado en su desempeño histórico y con esto se genera un meta-pronóstico.

En el caso de que exista solamente un pronóstico disponible, se usa éste o, si no se dispone de ninguno, se usa el método de persistencia, basado en la generación del día anterior [23].

Cabe mencionar que, en un proyecto de colaboración entre la Universidad de La Serena, la Universidad de Valparaíso, y el Centro de Investigación de Energía Solar e Hidrógeno de Baden-Württemberg (por sus siglas en alemán, ZSW), se realizaron pronósticos meteorológicos y de potencia en el parque eólico Totoral, ubicado en el norte de Chile. La metodología se basa en el modelo regional WRF y ANN entrenadas con datos meteorológicos y de generación, información que fue proporcionada por la empresa Latin America Power S.A. (LAP). Se obtuvieron buenos resultados, pero esta metodología de pronóstico no está en operación [7],[24].

En relación con la regulación de pronósticos, el Reglamento 125, aprobado en diciembre de 2019, exige que las centrales ERv deben enviar sus pronósticos, y que el operador de red debe implementar el pronóstico centralizado [20]. El reglamento especifica además que el pronóstico enviado por las centrales ERv debe procurar minimizar el error, pero no hay una cuantificación de la desviación permitida.

Los pronósticos enviados por las unidades generadoras tienen las siguientes características de acuerdo con la normativa: Las centrales eólicas y solar fotovoltaicas generan dos pronósticos de día en adelante, con horizontes de 48 horas y una semana, actualizados cada una y seis horas, respectivamente. Las centrales eólicas envían además un pronóstico intradiario, con horizonte de 12 horas, un pronóstico de velocidad del viento, temperatura y presión atmosférica con horizonte de 48 horas, y un pronóstico de rampas con horizonte de 12 horas. Todos los pronósticos tienen resolución horaria [20].





3.3 México



Estado de las ERv

El sistema eléctrico mexicano consta de cuatro sistemas eléctricos. Un sistema principal, que comprende la mayor parte del país con aproximadamente el 90% de la capacidad total instalada, y tres sistemas menores ubicados en la península de Baja California. El sistema principal tiene interconexiones con Estados Unidos, Belice y Guatemala, y uno de los sistemas menores tiene interconexión con el estado de California de Estados Unidos. El propósito de estas interconexiones es solamente de garantizar la estabilidad del sistema eléctrico [39]. El Centro Nacional de Control de Energía es el operador independiente del sistema y la regulación es establecida por la Comisión Reguladora de Energía. La empresa estatal, Comisión Federal de Electricidad, posee el monopolio de la transmisión y distribución de energía, el 70% de la generación, y aproximadamente 90% de los usuarios finales [52].

La primera central de ERv data del año 1994, fecha en que se conectó un parque eólico con una capacidad de 1.5 MW, propiedad de la empresa estatal Comisión Federal de Electricidad [41]. La generación con ERv fue creciendo lentamente. Sin embargo, su inserción masiva comenzó con la reforma energética de 2013 y los compromisos del Acuerdo de París de 30% de energías limpias a 2021, 35% al 2024 y 50% al 2050. Actualmente, México tiene una capacidad total instalada de 86 GW, de los cuales aproximadamente 13 GW son centrales ERv. Del total de ERv, 55% corresponde a energía eólica y 45% a energía solar fotovoltaica [41] [52].



Diseño del mercado

El Mercado Eléctrico Mayorista de México es el mercado donde los participantes pueden comprar y vender energía eléctrica, servicios conexos, potencia, derechos financieros de transmisión y certificados de energías limpias [50]. El MEM está conformado por:

- El mercado de corto plazo, que opera diariamente y hay compraventa de energía y servicios conexos. Este mercado, está conceptualizado para operar en día en adelante, en una hora en adelante y en tiempo real [50]. Las plantas generadoras son despachadas de acuerdo con el orden de mérito, calculado a partir del costo marginal [49]. Sin embargo, a 2021, se encuentra en proceso una reforma regulatoria para cambiar estos costos a costos unitarios, con la visión de un mercado con alta penetración de energía renovable [51].
- El mercado para el balance de potencia, que opera anualmente, y establece señales de precio para recompensar a los generadores que generan en las horas críticas del año. Las liquidaciones se hacen a posteriori.
- El mercado de certificados de energías limpias, operado anualmente, busca complementar los ingresos de la generación con fuentes limpias. De esta manera, se busca que este ingreso extra compense costos de inversión y puedan competir con fuentes convencionales, incentivando la instalación de centrales limpias.



- Las subastas de Derechos Financieros de Transmisión se operan mensual y/o anualmente. Busca cubrir los riesgos derivados de posibles congestiones en las líneas de transmisión.
- Las subastas de Mediano y Largo plazo operan anualmente, aunque actualmente (2021) están suspendidas. Estas subastas buscan asegurar la disponibilidad de energía y de precios en el mediano y largo plazo, de manera que estos ingresos sean estables. Se puede comercializar energía, potencia y certificados de energías limpias [50]. Hasta 2021, se han celebrado tres subastas de largo plazo, en 2015, 2016 y 2017. En total, se han adquirido 7,455 MW de 64 centrales eléctricas fotovoltaicas (61%) y eólicas (39%). En 2017, la subasta de largo plazo tuvo un precio promedio de 20.57 USD/(MWh+CEL) para energía limpia [50].

En los próximos años se espera una importante penetración de las ER a la red central, por los compromisos adquiridos durante las subastas. Adicionalmente, se incentiva a los usuarios a comprar energía de fuentes renovables a través de los Certificados de Energías Limpias. Con este mecanismo, se exige a los consumidores que un cierto porcentaje de su energía provenga de fuentes limpias. El requerimiento es determinado anualmente por la Secretaría de Energía y en 2018 fue del 5% [43]. Debido a estos incentivos y al potencial energético de México, actualmente existen ya muchas centrales ERv construidas, en proceso de construcción y/o puestas en marcha.



Pronóstico de ERv

A partir de 2014, se exige a cada unidad de ERv que genere su propio pronóstico, el cual debe ser enviado al operador de la red. La generación intermitente debe enviar dos pronósticos. El primero, llamado intermitente-horario, se debe actualizar diariamente a las 10:00 am, debe tener un horizonte de tiempo de siete días y la granularidad es horaria. Éste se utiliza para la planificación de mediano plazo, para la Asignación de Unidades en el Mercado de Día en Adelanto y para la Asignación de Unidades de Generación para Confiabilidad [44].

El segundo, llamado intermitente-quinceminutal, se debe actualizar cada quince minutos de manera continua, debe tener un horizonte de 2.5 horas y la granularidad debe ser de quince minutos. Éste se utiliza para la Asignación de Unidades de Generación para Confiabilidad y para la Asignación de Unidades en Tiempo Real [44]. Sin embargo, no hay una regulación específica o incentivo para mejorar la calidad de los pronósticos, por lo que existen altas desviaciones, dificultando la operación del sistema eléctrico.

Antes de la reforma de 2013, cada planta tenía condiciones particulares y cada contrato se negociaba de diferente manera. Por ejemplo, la planta Aura Solar I recibe el 95% del precio marginal local por la energía que inyecta a la red. Sin embargo, si el pronóstico tiene un $\pm 5\%$ de error como máximo recibe el 98% del precio marginal local [43].

Además de estos pronósticos, el operador de red puede hacer uso de la información histórica de los últimos tres meses de generación, las variables meteorológicas de velocidad del viento y la radiación solar, características de las turbinas como ubicación, altura y diámetro; y de los paneles como ubicación, inclinación, orientación, seguimiento e inversores; para hacer su propio pronóstico. Las dos metodologías contempladas son la de regresión polinomial y el modelo lineal dinámico de orden 1, ambas están basadas en datos históricos [44].

La falta de confianza en los pronósticos provistos por las centrales generadoras ha causado incertidumbre en la operación del sistema. Por ello, el operador ha buscado alternativas para lidiar con este problema. Estas alternativas van desde mejorar su propio pronóstico centralizado, hasta contratar la provisión de servicio de pronósticos con un tercero.

Para explorar la viabilidad de la segunda opción se hizo una colaboración con energy & meteo systems. Durante un año y para 17 plantas eólicas y 8 solares, el proveedor externo generó pronósticos de potencia con base en la metodología de un pronóstico físico. Primero se generan pronósticos meteorológicos, usando distintos softwares para pronósticos eólicos y solar fotovoltaicos a través de múltiples NWP, los cuales son combinados para generar un meta-pronóstico. Este pronóstico es transformado en un pronóstico de generación usando la metodología de un pronóstico físico.

- Las conclusiones más relevantes sobre el estudio en México son las siguientes [45]:
- En general, no hay reglas claras para los pronósticos y es difícil estandarizar un error máximo pues éste es relativo. Es decir que hay zonas donde un error del 5% es aceptable y en otras no lo es. Por lo tanto, hay diferencias entre los criterios de la calidad de los pronósticos provistos por los generadores [45].

- Para los pronósticos solares, el fenómeno de convección intradiaria toma relevancia pues provoca nubes que afectan los pronósticos solares localmente durante la tarde.
- Por su parte, los pronósticos eólicos se consideran de alta complejidad, particularmente en la zona de Oaxaca debido a que su precisión varía de acuerdo con la estación del año. El viento Tehuano influye enormemente, pero es muy complejo de modelar, así que, aunque la mejora de la precisión del pronóstico no fue la deseada, se pudo modelar correctamente la rampa de las plantas que sirve para planear mejor los requisitos de reserva.
- El pronóstico centralizado disminuyó en promedio el error de los pronósticos de energía eólica en 4% y de energía fotovoltaica en 3%. Sin embargo, había plantas cuyos pronósticos tenían un error similar al de energy & meteo systems, mientras que otras tenían un error 20% superior. No existe una homogeneidad o tendencia en los errores de los pronósticos descentralizados.



3.4 República Dominicana



Estado de las ERv

El Sistema Eléctrico Nacional Interconectado cubre toda la isla, con excepción de algunos sistemas aislados, y está operado por el Organismo Coordinador (OC). En cuanto a la matriz energética, al no disponer de recursos fósiles propios, la incorporación de las energías renovables es importante, pues reduce la dependencia de la importación de estos recursos.

La primera central de ERv fue un parque eólico de 8 MW instalado en el año 2011. Para finales de 2020, la capacidad instalada de ERv es de 558 MW, 66% corresponde a energía eólica y 34% a energía solar fotovoltaica.



Diseño del mercado

La liberación del mercado eléctrico comenzó en el año 1997. En el 2007 comienza a fomentarse la inserción de las ER, a través de la Ley 57-07 sobre Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía [26], con la CNE de la República Dominicana encargada de hacer cumplir dicha ley, que asegura en uno de sus puntos que las centrales de ER tendrán prioridad de despacho. A esta Ley pueden acogerse las ERNC.



Pronóstico de ERv

La Ley 57-07 exige a las ERv enviar al despachador “la información necesaria para realizar la planificación de la operación”. Esto se explica más adelante en la misma Ley, al establecer que las centrales de ERv deben disponer de un sistema de predicción con un horizonte entre 24 y 48 horas, y resolución horaria. Se especifica también que el OC debe usar esta información para una operación segura de la red.

Debido a que los pronósticos que entregaban las centrales no cumplían con los requisitos de calidad necesarios para una operación segura de la red, en el año 2016 el OC decidió comenzar a generar su propio pronóstico centralizado. La metodología se basa en un análisis estadístico simple basado en datos históricos de potencia, obtenidos a través del sistema SCADA, además de datos meteorológicos de modelos globales.

En diciembre de 2019, con el fin de apoyar al OC, la GIZ contrató a un proveedor externo para el servicio de pronóstico centra-

lizado por un año. El pronóstico centralizado genera dos tipos de pronóstico de potencia: uno intradiario, con un horizonte de 12 horas, y uno día en adelante, con un horizonte de 72 horas, actualizados cada hora y cada día, respectivamente.

Si bien es cierto que tanto el pronóstico descentralizado como el centralizado están operativos, para la programación de la operación, el OC usa solamente el pronóstico centralizado del proveedor externo.

Es importante mencionar que, por su característica insular, en la República Dominicana los vientos térmicos que empujan las masas de aire desde el mar hacia la tierra compiten entre sí generando turbulencias, lo que provoca una disminución del rendimiento de las turbinas que componen los parques eólicos. Por su baja resolución, los modelos globales presentan grandes desviaciones, lo que implica que los pronósticos generados no sean de buena calidad, por lo cual requieren ser mejorados.



3.5 Países del Mercado Eléctrico Regional

Los países de América Central: Costa Rica, El Salvador, Guatemala Honduras, Nicaragua y Panamá; conforman el MER y sus sistemas eléctricos nacionales se encuentran interconectados a través de la Red de Transmisión Regional (RTR). Al conjunto de sistemas eléctricos se le conoce como el Sistema Eléctrico Regional (SER).

La operación de cada sistema eléctrico y la administración del mercado eléctrico nacional está a cargo de cada Operador del Sistema y Operador del Mercado (OS/OM). Mientras que la supervisión y coordinación, junto con los OS/OMs, del SER está a cargo del Ente Operador Regional (EOR); el cual está regulado bajo la Reglamentación del MER (RMER) a cargo de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE).

La resolución de modificación al RMER, CRIE 95-2018, estableció los requerimientos técnicos mínimos para la conexión y operación de centrales de generación eólica y fotovoltaica en el Sistema Eléctrico Regional. La cual incluye los requerimientos sobre telemetría y pronóstico para los generadores que se conecten a la RTR, así como establece que los OS/OMs brinden un pronóstico centralizado (un pronóstico horario un día en adelante y pronóstico con una resolución mínima de 15 minutos, cada 15 minutos y con un horizonte de 4 horas) si la capacidad instalada de la generación ERv representa al menos el 10% de la demanda máxima de cada país [30].

A continuación, se presenta el estado de las ERv, diseño de mercado y el estado de pronósticos de generación en Costa Rica, El Salvador, Guatemala y Nicaragua.



Costa Rica



Estado de las ERv

Costa Rica es pionero en la incorporación de las ER a la matriz energética, y al menos el 98% de la energía eléctrica producida en los últimos años ha provenído de fuentes renovables [29]. El primer parque eólico, Chiripa, entró en operación en el año 1996, convirtiéndose en la primera central eólica de gran tamaño (la primera planta eólica de 1994 en México era de 1.5 MW), y de ERv, de Latinoamérica. El parque, todavía en operación, se inauguró con 58 turbinas de 20 metros de altura, con una capacidad total de 23 MW [27]. Actualmente, la capacidad instalada de ERv es de 458 MW, y cubre el 12.7% de la potencia total instalada. El 90% de capacidad en ERv instalada corresponde a energía eólica [38].

De acuerdo con el Plan de Expansión de Generación elaborado por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), en los próximos cinco años se proyecta la entrada en operación de tres parques solares fotovoltaicos, con una capacidad total de 16 MW y una planta eólica de 32 MW. La meta es que para el 2030 la generación de energía eléctrica sea 100% renovable [1].



Diseño de mercado

Costa Rica posee un esquema verticalmente integrado, a cargo del ICE, en el que se permite la participación de empresas privadas y cooperativas en la generación de energía renovable de hasta el 30% de la capacidad instalada. Mientras que en la distribución de energía eléctrica participan, además del ICE, la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), dos compañías municipales y cuatro cooperativas rurales.

La operación del sistema eléctrico nacional está a cargo del Centro Nacional de Control de Energía (CENCE) del ICE. Costa Rica se encuentra interconectado con Nicaragua y Panamá, y participa en el MER, principalmente como exportador de energía eléctrica.



Pronóstico de ERv

El CENCE cuenta con un pronóstico de ERv centralizado, recibe pronósticos de corto plazo por parte del Centro de Servicio de Estudios Básicos del ICE desde 2009 y por un proveedor externo desde julio de 2018. Adicionalmente los parques generadores privados envían al CENCE un programa semanal de despacho desde 2014.

El Centro de Servicio de Estudios Básicos entrega al CENCE un pronóstico de velocidad y dirección de viento de una planta eólica con una resolución de 3 horas. Con este insumo, el CENCE realiza una proyección de generación eólica horaria para todos los parques eólicos, la cual tiene un horizonte de 14 días, y se actualiza una vez al día de lunes a jueves, y dos veces al día el viernes. En el marco de una cooperación entre el CENCE y el Banco Mundial, se contrató un proveedor externo que genera dos tipos de pronósticos horarios, el primero con horizonte de 24 horas, con una actualización horaria, y el segundo con horizonte de 8 días.

Ambos modelos son consolidados por el CENCE, se retroalimentan con los datos de energía real generada por cada planta eólica, y se evalúan para mejorar la precisión de los mismos. El CENCE utiliza estos pronósticos tanto para la programación de la operación en tiempo real, como para el despacho del día siguiente, y por lo tanto puede determinar los excedentes para vender, o la energía que debe importar del MER.

El CENCE tiene un proyecto para desarrollar un centro de pronósticos de generación renovable, con el objetivo de integrar los pronósticos de al menos tres modelos distintos, considerando realizar un pronóstico con una resolución intrahoraria.





El Salvador



Estado de las ERv

El Salvador tiene una capacidad instalada de 391 MW de tecnología solar fotovoltaica, que representa el 17.5% de la capacidad total del país [18]. De estos, 204 MW están interconectados al sistema eléctrico de transmisión y participan en el mercado mayorista. La primera planta que participó en este mercado fue la planta Antares con una capacidad instalada de 60 MW y entró en operación a partir de 2017.

Según la CEPAL, se espera que las ERv alcancen 29.5% en el 2025 con respecto al 2014 [1], que incluye la participación del primer parque eólico de 50 MW que está en construcción.



Diseño de mercado

El sector eléctrico salvadoreño posee un mercado mayorista basado en costos de producción con un modelo económico marginalista, compuesto por el Mercado de Contratos, que funciona con base a las declaraciones de transacciones bilaterales que se realizan entre participantes del mercado; y por el Mercado Regulador del Sistema, el cual se utiliza para realizar el balance de corto plazo para lograr cubrir la demanda total del mercado mayorista. La operación del sistema eléctrico y administración del mercado está a cargo de la Unidad de Transacciones (UT). Participan más de cincuenta agentes en la generación y comercialización, tanto empresas privadas como estatales (Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa y LAGEO). Mientras que la transmisión está bajo la responsabilidad de la Empresa Transmisora de El Salvador, S.A. de C.V. y la distribución a cargo de ocho empresas privadas. La regulación del sector eléctrico está a cargo del Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET).

El sistema eléctrico del país está interconectado con los sistemas eléctricos de Guatemala y Honduras y participa mayoritariamente en el intercambio energético del MER importando el 75% del total de la energía intercambiada [29].



Pronóstico de ERv

Para facilitar la integración de las ERv, el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP) establece que las unidades generadoras renovables no convencionales deben enviar a la UT tres pronósticos: (i) semanal con una resolución horaria para cada día de la siguiente semana, según artículos 9.1.1. y 9.3.1. (ii) diaria con una resolución horaria para el día siguiente, según el artículo 10.1.5 y (iii) horaria, con la proyección de generación de las siguientes cuatro horas de acuerdo con el artículo 13.3.4. [28].

Para tener un pronóstico centralizado, y así mejorar su precisión, la UT ha contratado a un proveedor externo. Desde diciembre de 2019, este genera pronósticos para cada planta y para el sistema completo. Para cada uno de ellos se obtiene un PMP y un PCP. El primero tiene un horizonte de 15 días, y resolución y actualización horaria, el cual es usado por la UT, tanto para la programación semanal como para la programación diaria. El segundo, con resolución y actualización de 5 minutos, y un horizonte de 48 horas, es usado para la programación en tiempo real.





Guatemala



Estado de las ERv

En Guatemala las ERv representan el 5% de la capacidad total instalada, con 107 MW y 101 MW de energía eólica y solar fotovoltaica, respectivamente [38]. En 2014 se instaló el primer parque de ERv con una central fotovoltaica con una capacidad de 5 MW [29].



Diseño del mercado

El mercado eléctrico guatemalteco funciona como un mercado de costos y la transacción de sus productos está basado en costos variable de generación. Existe una libre competencia en la generación y comercialización de energía. Mientras que las actividades de transmisión y distribución son reguladas, en las que participan empresas privadas y públicas a través de licitaciones públicas para la prestación de dichos servicios.

Actualmente, hay 61 agentes generadores, 13 transportistas, 21 comercializadores, 3 distribuidores, 62 generadores distribuidos renovables y 1164 grandes usuarios. El operador del sistema y del mercado es el Administrador del Mercado Mayorista (AMM), el cual tiene una figura de una empresa privada sin fines de lucro y es supervisado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE).

El sistema eléctrico del país está interconectado con los sistemas eléctricos de México, El Salvador y Honduras. En el MER participa mayoritariamente en el intercambio energético del MER como exportador con el 67% del total de la energía intercambiada [29].



Pronóstico de ERv

De acuerdo con la normativa de Guatemala, los generadores envían dos tipos de pronósticos al AMM: (i) semanal, que debe ser enviado cada miércoles para la próxima semana, y (ii) diario, de 24 horas, enviado diariamente a las 08:00 horas.



Nicaragua



Estado de las ERv

En Nicaragua, la capacidad de ERv es de 202 MW, que representa el 12.5% de la capacidad total instalada, y del cual el 92% corresponde a energía eólica [38]. El primer parque eólico entró en operación a finales del año 2007.



Diseño del mercado

El Mercado Eléctrico Mayorista, compuesto por el Mercado de Ocasión y Mercado de Contratos, y Sistema Interconectado Nacional es administrado y operado, respectivamente, por el Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC). En la generación participan alrededor de 37 empresas privadas, así como la Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL), mientras que, la transmisión, está a cargo de la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL). En la distribución, se cuenta con dos compañías (DISNORTE y DISSUR).

Nicaragua está interconectado con los sistemas eléctricos de Honduras y Costa Rica y participa en el MER importando aproximadamente el 14% de la energía total intercambiada del MER [29].



Pronóstico de ERv

Desde su entrada en operación, las centrales eólicas debían enviar un pronóstico al CNDC. Actualmente, dispone de pronósticos centralizados, que son generados por tres proveedores diferentes, usando información meteorológica y registros de energía generada. El pronóstico tiene un horizonte de una semana, con resolución y actualización horaria, y es utilizado para la programación de la generación eólica y, con base en esto, se programa la generación del resto de las centrales. Durante la operación en tiempo real, el operador del sistema puede realizar ajustes en la generación, basados en una actualización del pronóstico. Algunas de las centrales de ERv contratan servicios de pronóstico, que son utilizados para realizar proyecciones de generación de corto y mediano plazo.

Es importante mencionar que los parques eólicos de Nicaragua están situados entre dos masas de agua y dos montañas, una de las cuales está ubicada dentro de un lago, lo que provoca fluctuaciones de la velocidad del viento. Estas características orográficas del país deben ser consideradas en la metodología para pronósticos.

La Tabla 1 muestra la participación y proyección de las ERv, así como el tipo y características de los pronósticos para cada uno de los países analizados en esta sección:

País	ERv instalada (MW)	%ERv	Objetivo de energías renovables	Tipo de servicio*	Características del pronóstico	Aplicaciones	Marco regulatorio
 Bolivia	147	3.9	411 MW al 2025 79% 2030	D	Día de adelanto	Programación de la operación	...
 Chile	4,268	16.8	70% al 2050	M	M: día en adelanto e intradiario	Programación de la operación	Generadoras y operador deben intentar minimizar desviaciones. Regulador exige la implementación de un pronóstico centralizado
 México	13,000	15.1	30% al 2021, 35% al 2024 y 50% al 2050	D, C	D: 1) PMP y día en adelanto, con horizonte de 7 días, actualizaciones diarias. Res: horaria 2) Tiempo real, con horizonte de 2.5 horas, actualizaciones cada 15 minutos. Res: 15 minutos	Planificación de mediano plazo, asignación de unidades en el mercado de día en adelanto y el mercado en tiempo real, y asignación de unidades para reserva	Centrales de ERv deben proveer un pronóstico
 República Dominicana	558	13.1	Para 2025, 25% de la energía provendrá de fuentes renovables	D, C	D: 1) PMP, con horizonte de 14 días; 2) día en adelanto con horizonte de 24 y 48 horas. C: 1) día en adelanto, horizonte de 72 horas; 2) 12 horas, res: intradiario	Programación de la operación y despacho en tiempo real. Desviaciones influyen en el precio de la energía	Generadoras deben generar pronóstico según características establecidas por ley
 Costa Rica	454.5	12.6	100% de capacidad instalada en ER al 2030	D, C	D: semanal. C: 1) horizonte: 14 días. Res: horaria. 2) horizonte de 8 días. Res: horaria. 3) día en adelanto. Res: horaria	Programación de la operación, y planificación de exportación o importación de energía al SER	Centrales ERv deben proveer pronósticos
 El Salvador	391.4	20.0	Se promueve la diversificación energética. Para el año 2025 incremento en un 12% respecto al año 2014	D, C	D: 1) semanal. Res: horaria; 2) día en adelanto. Res: horaria; y 3) cada 4 horas. Res: horaria. C: 1) horizonte de 15 días. Res: horaria; 2) horizonte de 48 horas. Res: 5 minutos	Programación de la operación y despacho en tiempo real	Centrales ERv deben proveer pronósticos.
 Guatemala	208	5.0	80% al 2030	D	Día en adelanto, diaria y semanal. Res: horaria	Programación de la operación	Centrales ERv deben proveer pronósticos
 Nicaragua	350.6	23.9	...	D, C	D: PMP y PCP; ; semanal. Res: horaria	Programación de la operación	Centrales ERv deben proveer pronósticos

*D: Descentralizado; C: Centralizado; M: Mixto.

Tabla 1. Cuadro comparativo de la participación de las ERv, tipo y características del pronóstico en algunos países de Latinoamérica en 2019.
Fuentes: varias (CEPAL, IRENA, OC, Secretaría de Energía de México)

4

EXPERIENCIAS EN PRONÓSTICOS EN OTROS PAÍSES



El tipo de pronóstico necesario para una óptima integración de las ERv al sistema eléctrico puede variar dependiendo del mercado eléctrico. En esta sección se describe el estado de los pronósticos de generación en algunos países con diferentes estrategias al respecto. La información de esta sección está basada principalmente en una publicación de la GIZ [2], [31], y está actualizada al año 2018, de acuerdo con información de IRENA [32].

La Unión Europea (UE) tiene una vasta experiencia en mercados eléctricos liberalizados, con distintos actores que requieren pronósticos de ERv. Se muestran como ejemplo las experiencias de Alemania, Dinamarca y España. Por otro lado, es interesante analizar otros mercados, como el de Estados Unidos que es parcialmente liberalizado, y el de Sudáfrica con un mercado verticalmente integrado. Por su parte, India es un ejemplo en la discusión sobre los requerimientos a los generadores para enviar su pronóstico al operador.

El porcentaje de participación de las ERv en los países mencionados en el párrafo anterior se muestra en la Figura 17. Puede observarse que, Dinamarca y Alemania han logrado una mayor participación de las ERv con valores cercanos al 50%.

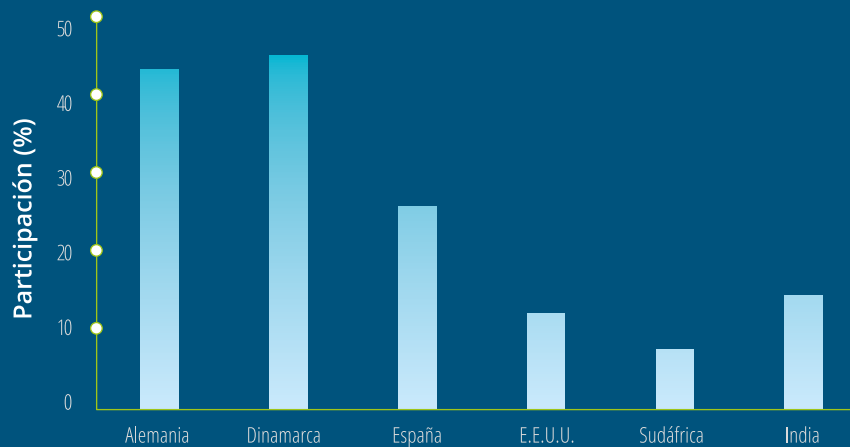


Figura 17. Participación de las ERv en la capacidad instalada [18]



4.1 Algunos países de la Unión Europea



Estado de las ERv

Según un reporte emitido en 2018 por IRENA, en el año 2015 la participación de las ER en los distintos países miembros de la UE no era homogénea, con diferencias que fluctúan entre un 5% y un 54%, las cuales persistirán hasta el 2030 [32].

Con el objetivo de remover las barreras de acceso al mercado eléctrico, en el año 2006 la UE acordó exigir a los países tener un mercado de energía liberalizado, regulando el acceso a la transmisión, distribución e interconexión de las distintas redes.

En Alemania, la incorporación masiva de ER ocurre a partir del año 2000, junto con la promulgación de la Ley de Energías Renovables, la cual le daba a las ERv prioridad de inyección en la red. La generación por ER, en ese entonces de un 5.2% fue aumentando de manera paulatina [2]. En el caso particular de las ERv, desde el comienzo de la década hasta la fecha, su participación en la matriz eléctrica se ha triplicado [18], alcanzando en el 2019 una capacidad instalada de 109 GW, que representa el 47% de la potencia total instalada [38].

En Dinamarca se implementó un esquema de incentivo de inserción de las ERv a través de un pago suplementario de la energía de estas fuentes [2]. En el año 2019, la potencia instalada en ERv fue de 7.2 GW, cubriendo un 47% de la potencia total del país [38]. Dinamarca espera alcanzar el 100% de generación renovable al año 2050 [31].

En España, la tasa de incorporación de las ERv ha sido diferente. En el 2004 se promulgó una ley de incentivo a las ER, logrando un crecimiento importante de participación de las ERv. Este incentivo se mantuvo hasta el año 2014, alcanzando una capacidad instalada en ERv de 29.93 GW, valor que aumentó en un 22% hasta el 2019 [18], fecha en la que las ERv representan el 33% de la capacidad total instalada con 36.5 GW [38].



Diseño del mercado

Todos los países de la UE tienen su propio mercado eléctrico, y además comercializan la energía entre sí a través de la Bolsa Europea de Energía (por sus siglas en inglés EPEX). La bolsa tiene un mercado spot de un día en adelante con contratos horarios que cierran diariamente a medianoche, y un mercado de subastas de cuartos de hora que cierra diariamente a las 15:00 horas [2].

En Alemania existen cuatro áreas de control, manejadas por los Operadores del Sistema de Transmisión (por sus siglas en inglés TSO). La liberalización del mercado eléctrico ocurrió en el año 1998, lo que cambió considerablemente el sistema de mercado. Hoy en día, en Alemania existen dos tipos de mercado: un mercado central de un día en adelante y un mercado spot intradiario, ambos basados en el orden de mérito [2].

Dinamarca tiene una estructura de mercado similar a Alemania. Una de las mayores diferencias es que las centrales eólicas, pueden participar en el mercado de balance y, por ende, tienen la posibilidad de regular los parques eólicos en horas específicas con un día de antelación. La oferta mínima de activación es de 10 MW, que debe ser ofertada con 45 minutos de anticipación. Si una planta eólica causa desequilibrio, debe pagar una multa de un monto igual al precio de las unidades de energía que han eliminado los desequilibrios [2].

Por otro lado, en España, el gobierno intentó también que el acceso al mercado de las ERv sea similar a las convencionales. Con este fin implementó un sistema de incentivos económicos para cambiar de un sistema de tarifa fija de suministro a la red (o feed-in tariffs) a un sistema de subastas [2].



Pronóstico de ERv

Para que los países de la UE puedan gestionar contratos de energía de ERv en la EPEX, es importante que cada país disponga de un pronóstico confiable. Cada país tiene su propio sistema de pronóstico de ERv, el cual es usado por diferentes actores dependiendo del esquema del mercado eléctrico nacional [2].

Como se explicó anteriormente, en Alemania tanto los TSO como los comercializadores de la energía venden la energía de fuentes de ERv en el mercado de día en adelante e intradiario, para lo cual necesitan buenos pronósticos [2]. Los TSO incentivan la calidad del pronóstico por medio de un sistema de bonos impuesto por el gobierno alemán. El interés de los TSO en los pronósticos es para fines de programación de la operación y seguridad de la red [2].



El grupo más interesado en la precisión de un pronóstico de ERv son los actores que comercializan la energía, pues los costos de desbalance no les son reembolsados. Mientras menores sean las desviaciones, mejor es el balance de energía y los costos disminuyen. Esta necesidad obliga a los comercializadores de energía a hacer esfuerzos continuos por mejorarlos [2].

De acuerdo con las disposiciones del gobierno alemán, los TSO deben publicar un pronóstico de día en adelante, con resolución horaria, a las 18:00 del día anterior. Además, deben publicar la cantidad de energía comprada o vendida en el mercado intradiario, y la potencia que se necesitó para equilibrar los distintos grupos de balance [2].

Por ejemplo, en Alemania un TSO (50 Hertz), que abarca la parte Noreste del país, tiene un pronóstico centralizado, el cual es generado con base en pronósticos de distintos proveedores, y es financiado por el TSO. Además, el TSO paga incentivos a proveedores de pronóstico por mejorar la calidad [31].

En el caso de Dinamarca, el operador utiliza un pronóstico centralizado de energía eólica basado en dos herramientas de predicción, una externa y otra interna. La posibilidad de que las centrales eólicas tomen parte en el mercado de balance es el motor que promueve el desarrollo de buenos pronósticos de ERv [31].

En España, la participación en el mercado requiere que el comercializador realice los pronósticos. En el año 2015 se implementó un pronóstico centralizado para energía eólica, con intervalos horarios, horizonte de 48 horas, y actualizados cada 20 minutos. El pronóstico se genera a partir de los pronósticos de cuatro proveedores, los cuales se combinan con distintos pesos estadísticos. En el caso del pronóstico de energía solar fotovoltaica, el pronóstico centralizado está basado en imágenes satelitales y datos meteorológicos [31].

A diferencia de Alemania, en donde la calidad de los pronósticos lo regula el mercado, en España las desviaciones de los pronósticos de las centrales ERv tienen penalizaciones asociadas. No obstante, el mercado trajo beneficios económicos, y las sanciones y las ganancias condujeron a la necesidad de tener pronósticos muy precisos [2].



4.2 Estados Unidos



Estado de las ERv

Como es la tendencia a nivel mundial, en Estados Unidos las ERv han experimentado un auge en la última década, triplicando la capacidad instalada en el periodo 2010-2018, alcanzando una capacidad instalada de 146 GW, que corresponde al 13% del total de la capacidad neta instalada [18]. Cada estado establece sus propios objetivos y estrategias para la penetración de las ER.



Diseño del mercado

Históricamente, el mercado eléctrico en Estados Unidos era monopolístico y verticalmente integrado. Actualmente, muchos de los 50 estados que lo componen han reestructurado su mercado para transformarlo en un mercado competitivo [2].

Las Organizaciones Regionales de Transmisión (por sus siglas en inglés RTO), y los Operadores Independientes de Sistema (por su sigla en inglés ISO) son las entidades responsables de la coordinación, control y monitoreo de las líneas de transmisión en el territorio. Además, existen tres mercados de energía, que abarcan las regiones Noroeste, Suroeste y Sureste del país [2].



Pronóstico de ERv

En el año 2008, el MISO adopta un sistema de pronóstico eólico intradiario centralizado, con una resolución y actualización de 5 minutos, y horizonte de 6 horas [2]. Este es un sistema de respaldo, ya que muchos parques eólicos generan sus propios pronósticos y los envían al operador. Dado que las operaciones del mercado para las centrales de generación eólica se hacen a través de un procedimiento automatizado, es necesario disponer de un pronóstico de día en adelante, con resolución de cinco minutos [2]. La metodología usada para generar el pronóstico se basa en mediciones en tiempo real, la cual debe tomar en cuenta el tiempo de reacción de las turbinas. Lo anterior requiere una alta infraestructura computacional, para lo cual el MISO ofrece un sistema operacional y una interfaz web. Las desviaciones de pronóstico se concilian con el precio del mercado de tiempo real, pero no hay mayores penalizaciones por ello [2].

Uno de los operadores independientes es el Operador del Sistema Independiente Midcontinent (por sus siglas en inglés MISO), el cual provee servicios a algunos estados del medio oeste y sur de Estados Unidos. El MISO establece ciertos estándares que requieren que un cierto porcentaje de la energía provenga de fuentes renovables, y administra el mercado de día en adelante y de tiempo real, en donde los participantes en el mercado eléctrico deben enviar ofertas en tiempo real [33]. A continuación, se describirá a modo de ejemplo el estado de pronóstico de ERv de este operador.





4.3 Sudáfrica



Estado de las ERv

Sudáfrica es el mayor generador de energía en el continente africano, en donde el 89% de la energía proviene de centrales a carbón. En el 2009, el país introduce una tarifa fija para la energía, lo cual le da el primer impulso a las ERv, la cual fue modificada dos años más tarde por un proceso de subastas con una oferta de precios competitiva. El auge de las ERv comienza el año 2013 llegando en el 2018 a 4.6 GW, lo cual representa el 8.4% de la capacidad instalada total [2].

El gobierno de Sudáfrica se ha puesto como meta aumentar al 2030 la capacidad instalada a 17.8 GW, lo cual significa cuadruplicar la capacidad instalada actual [34].



Diseño del mercado

Sudáfrica tiene un mercado eléctrico público, y cuenta con una empresa estatal verticalmente integrada, que genera, transmite y distribuye cerca del 95% de la energía de Sudáfrica, llamada ESKOM (Comisión de Suministro de Electricidad). ESKOM provee electricidad al 45% de los usuarios finales, y el 55% restante es suministrado por los distribuidores, en los que están incluidas las municipalidades [2].

El país se enfrenta a una alta demanda de electricidad y una reserva limitada de recursos, lo que hace que el mercado eléctrico no logre financiarse de manera efectiva. En el año 2019, se anunció que ESKOM sería dividido en tres entidades de propiedad nacional. Se espera que esta medida permita saldar las deudas actuales, y asegurar el actual suministro de energía [35].



Pronóstico de ERv

ESKOM usa pronósticos de ERv para planificar la operación, los cuales son proporcionados por las centrales de ERv con capacidad instalada de 1 MW o más. Los generadores deben enviar dos pronósticos de potencia de día en adelante, con horizontes de un día y una semana respectivamente, ambos con resolución horaria. Además, las centrales deben informar

sobre la disponibilidad estimada en las siguientes 6 horas, y asegurar que la planta es capaz de responder a las eventuales restricciones de inyección impuestas por el operador [2].

Además de los pronósticos, las plantas eólicas deben enviar datos de velocidad y dirección del viento, a una altura de al menos un 75% de la altura de la góndola. Con esta información, ESKOM genera un pronóstico de potencia para cada turbina y, con esto, calcula indicadores para el pronóstico de potencia emitido por las centrales. Las centrales fotovoltaicas, por su parte, deben proveer datos de radiación solar, a intervalos de un minuto. Al no haber cargos por desbalance, no existen incentivos para que las centrales mejoren el pronóstico [2].

En el año 2018, el operador además implementó un sistema de pronósticos centralizado con un proveedor externo, el cual complementa al pronóstico descentralizado [35].





4.4 India



Estado de las ERv

El fomento de las ERv comienza en el 2003, cuando se promulgó la Ley de Electricidad, la cual hace mandatorio que, en cada estado, un porcentaje fijo de la generación provenga de fuentes limpias. La capacidad actual de ERv es de 62 GW, cinco veces mayor que en el 2010, y corresponde al 15% de la capacidad total instalada del país [2].



Diseño del mercado

Para la compra de energía, India tiene un sistema de aranceles basados en la disponibilidad, en el que el precio de energía se determina tomando en cuenta los costos fijos de una planta, el costo de los combustibles fósiles que participan en la generación, y un costo para cubrir las desviaciones, que dependen de la frecuencia. Con la inserción de las ERv a la matriz energética, es necesario elaborar nuevos criterios para la fijación de los precios, tema en el cual se está trabajando [36].

A las 9:00 de la mañana de cada día, las centrales de generación deben informar al Centro de Despacho de Carga (por sus siglas en inglés LDC) la cantidad de energía que generarán al día siguiente. Con esta información, el operador nacional y los operadores regionales deciden el programa de generación de cada una de las centrales [2].

En India, aproximadamente el 90% de la energía se vende en mercados a largo plazo a través de contratos, comúnmente conocidos como PPAs por su nombre en inglés (Power Purchase Agreement). El mercado de corto plazo se basa en contratos semanales, diarios e intradiarios. El mercado spot más importante maneja mercados de día en adelante e intradiario [2].



Pronóstico de ERv

El pronóstico es descentralizado, y ha sido históricamente usado por los Centros de Despacho de Carga (por sus siglas en inglés LDC) nacionales y regionales (para fines de operación de la red) [36].

Para mejorar la precisión de los pronósticos de ERv, en el año 2013 la Comisión Central de Regulación de la Electricidad requirió a los parques eólicos con capacidad mayor a 10 MW a realizar un pronóstico de día en adelante, con una resolución de 15 minutos y un horizonte de 24 horas. Los pronósticos con desviaciones mayores a un 30% son penalizados. Los parques solares deben enviar también un pronóstico, pero las desviaciones no tienen penalizaciones asociadas [2].

En el 2016 varios estados establecieron normas de pronóstico en donde las penalizaciones a las desviaciones se extienden también a las plantas solares [36]. Para cumplir con las exigencias, las centrales de ERv pueden contratar a una Agencia de Coordinación Calificada [37].



5 LECCIONES APRENDIDAS

Para lograr una Transición Energética exitosa, es importante aprender unos de otros para poder acelerar la incorporación de energías renovables en nuestra matriz energética. En este respecto, cada uno de los países de Latinoamérica mencionados en este documento han tenido experiencias diferentes con el tema de pronósticos. Las lecciones aprendidas durante estos proyectos pueden ser de interés para el resto de los países de la región o de otras regiones del mundo, debido a sus particularidades.



Estas lecciones se condensan en diez secciones. En las primeras dos secciones se menciona, respectivamente, qué tipo de datos se distinguieron para poder mejorar la precisión de los pronósticos y ciertos problemas con los datos que disminuyen su calidad. En la tercera sección, se realzan las mejoras que se tuvieron al migrar a pronósticos centralizados o mixtos. Más adelante, en la cuarta sección, se menciona la relevancia de este tema para los diferentes actores, y en la quinta, re-

comendaciones para la provisión/contratación de un servicio centralizado. Para ello, es también importante tocar el tema de incentivos y regulaciones, así como las necesidades de modernización y telecomunicación del sistema, sexta y séptima sección respectivamente. Finalmente, se resalta la importancia de considerar los pronósticos de Generación Distribuida en la novena sección y las particularidades de los pronósticos en los países mencionados en la décima sección.

5.1 Datos meteorológicos e históricos

Una de las causas de las altas desviaciones de los pronósticos, es el uso de la metodología de pronóstico físico, por el uso de NWP globales debido a su baja resolución espacial. Esto se vuelve crítico en lugares de orografía compleja, como es el caso de casi todos los países de Latinoamérica.

Además, en su mayoría, la generación de energía no depende sólo de las condiciones meteorológicas aunando a las desviaciones mencionadas. Estos dos aspectos impulsan a incluir métodos estadísticos, como el de las ANN, para mejorar el pronóstico.

Es importante recalcar, que mientras mayor sea el volumen de datos históricos disponibles, mejor será el resultado por un

mejor entrenamiento de las ANN. Por lo anterior y asumiendo que se dispone de datos de buena calidad, la mejora en los pronósticos será un proceso gradual y las desviaciones de éste serán menores mientras más tiempo esté la central en operación.

En consecuencia, la calidad de los pronósticos dependerá de los datos enviados, su calidad y el seguimiento dado. Por ejemplo, antes sólo se estimaba la producción y de esta forma se hacía el pronóstico. Sin embargo, se recomienda solicitar información adicional para tener una mejor visibilidad de lo que está ocurriendo, tales como:

- Nubosidad y velocidad del viento.
- Granularidad del parque y de los componentes individuales de cada inversor y cada turbina.
- En el caso de los parques eólicos, las turbinas fuera de operación por manutención o fallas de algún tipo.
- En el caso de centrales fotovoltaicas, es importante conocer si la capacidad del parque ha disminuido, por ejemplo, por limpieza o por falla de paneles.

Además, en algunos casos como en Chile se integraron señales adicionales para mejorar el pronóstico de potencia. Un ejemplo de esto son las señales en tiempo real (meteorológicas y de operación de la planta). Sin embargo, hay una resistencia por parte de los generadores de compilar y enviar al operador esta información adicional porque no es obligatoria y requiere de costos adicionales. Por ello, es importante evaluar la utilidad de estos requerimientos adicionales para el pronóstico y su exigencia por normativa para que sean considerados por el generador.

Por otro lado, es de utilidad conocer si hay restricciones de generación impuestas por el operador porque pueden afectar la precisión del pronóstico. A modo de ilustración, en el panel izquierdo de la Figura 18 puede observarse que hay eventos en los cuales la potencia generada es mucho menor que la esperada, de acuerdo con la curva de potencia de las turbinas, lo que en muchos casos se debe a que hay turbinas fuera de operación. El gráfico de la derecha muestra la potencia inyectada a la red en un día en que hubo restricción de generación por parte del operador [24].

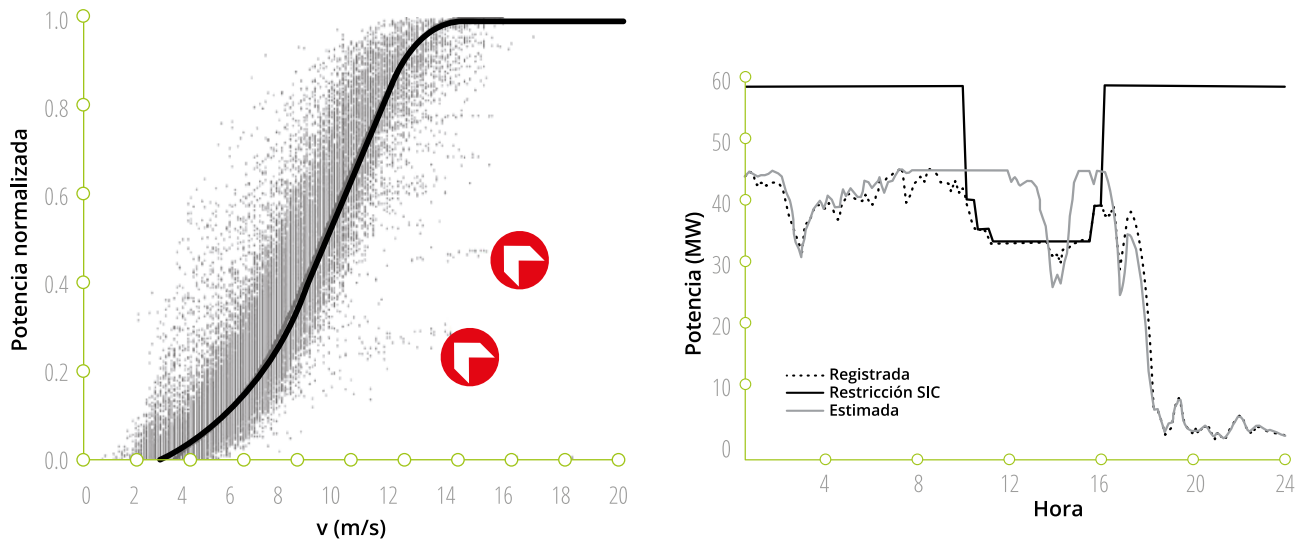


Figura 18. Izquierda: Generación del parque eólico Totoral (Chile) en un periodo de un año. La curva negra representa la curva de potencia de las turbinas. Las flechas rojas indican eventos en donde no todo el parque está en funcionamiento. Derecha: Generación del parque eólico Totoral en un día con restricción. La línea negra continua representa la generación máxima que puede inyectar a la red. La línea punteada representa la inyección real, y la línea gris continua, lo que pudo haber inyectado de acuerdo con las condiciones meteorológicas (realizados con datos entregados por LAP).

Con respecto al seguimiento, las señales de operación de la planta enviadas en tiempo real, sobre generación neta, disponibilidad y potencia son importantes para retroalimentar el pronóstico y conocer la capacidad real de generación de la planta. Se recomienda hacer una comparación constante de la información enviada y la información real obtenida.

La evaluación del desempeño de los pronósticos por medio de indicadores sirve como retroalimentación para el generador o proveedor de pronósticos y al mismo operador para comprender mejor el comportamiento del parque. En algunos casos se definen estándares mínimos o se publica un ranking de desviaciones para incentivar al generador o proveedor a mejorar sus pronósticos. Por otro lado, es importante definir la forma en que dicha información será publicada para que sea clara y responda a las necesidades de cada agente. Por ejemplo, comunicar las restricciones de transmisión que afectarán la generación sirve para retroalimentar el pronóstico de generación que envía cada central.

Es importante también hacer un proceso de verificación de la información técnica enviada por cada central. Por ejemplo, se detectaron casos donde entregaban el pronóstico de generación que seguía un perfil típico de una planta con paneles fijos, a pesar de que la central que estaban reportando tenía seguimiento de dos ejes. Es decir que al convertir el pronóstico meteorológico o calcular el pronóstico físico no se consideraba, adecuadamente las características específicas de la planta.

Para el operador algunas zonas representan desafíos, sin embargo, la clave y el reto para disminuir los errores están en el seguimiento de información, ya que permite detectar si se cometió alguna equivocación o no se consideró un aspecto importante. Además, se debe asignar espacios para corregir o mejorar la implementación del pronóstico, lo cual debe realizarse de manera continua y lo ideal es realizar diversos seguimientos a lo largo del día. Esto tendrá un impacto importante en la operación y en la planeación de la red.

5.2 Problemas con mediciones

Las altas desviaciones de los pronósticos solares y eólica, además de la variabilidad natural del recurso, también pueden deberse a diferentes problemas con las mediciones de los datos. Es importante que la información que las centrales envían sea lo más precisa posible. La información incorrecta o faltante afecta la precisión y disminuye las oportunidades de aprovechar dicha información. Entre los problemas que se han detectado destacan la **baja calidad de los datos enviados**, la falta de **información técnica del parque**, y los **errores técnicos** de los datos registrados en las estaciones meteorológicas.

Entre las principales causas detectadas se encuentran:

- Baja frecuencia y calidad de las observaciones meteorológicas y atmosféricas en las estaciones ubicadas en los parques.
- Errores en almacenamiento de datos por fallas en la unidad de tiempo.
- Saturación de la memoria de la estación.
- Desgaste en las baterías de los sensores.
- Fallas de los sensores.
- Contaminación atmosférica que influye en los medidores.

Este tipo de errores disminuye con los mantenimientos frecuentes a las estaciones meteorológicas, además de tener el equipamiento adecuado y revisar los canales de comunicación. También, los datos recolectados deben tener la precisión requerida. Si existen fallos en los equipos y/o la información no es la requerida se debe detectar y corregir lo antes posible.

5.3 Pronósticos centralizados o mixtos

Por otro lado, a medida que la penetración de ERv aumenta, como solución para mejorar los pronósticos, los operadores optan por implementar pronósticos centralizados generando modelos propios, u optan por contratar proveedores externos para generar los pronósticos de las plantas. La experiencia muestra que, en aquellos países en donde se ha implementado un pronóstico centralizado, las desviaciones en los pronósticos de generación han disminuido, y los resultados han sido satisfactorios. Esta mejora en la calidad se debe a que en general estos pronósticos centralizados utilizan los pronósticos meteorológicos generados con NWP y la información histórica.

Por otro lado, en algunos países se ha optado por implementar un sistema de pronóstico mixto, en el cual se selecciona el mejor pronóstico entre el centralizado y el descentralizado. La experiencia muestra que las desviaciones del pronóstico disminuyen con la implementación de estos sistemas.

Cabe mencionar, que para tomar la decisión del tipo de pronósticos a implementar en la red se deben evaluar otras variables, como el número de parques de ERv y su integración a la red, características del sistema eléctrico y el mercado, los costos de las herramientas y quien los asume, el flujo de información, la regulación, etc. De lo anterior dependerá que la herramienta implementada sea la óptima para mejorar los pronósticos.

5.4 Involucramiento de los actores

En general, las iniciativas llevadas a cabo para mejorar los pronósticos de generación de ERv han sido impulsadas por grupos de trabajo conformados por entidades públicas, privadas, e instituciones u organismos internacionales como la GIZ. Los pronósticos de generación son relevantes para los actores del sector eléctrico, sin embargo, no siempre se percibe de esta manera. En la mayoría de los casos, quien tiene un mayor interés en tener una buena calidad de los pronósticos es el

operador de la red. Por ello, aunque el organismo regulador exija a las centrales proveer al operador un pronóstico, algunas veces éstos no son aptos para ser usados por el operador para la programación de la operación y el despacho en tiempo real, ya que su precisión es muy baja y sólo sirven para cumplir con el requerimiento.



El involucramiento de los diferentes actores es vital para la creación de la regulación y/o para la aprobación de presupuestos para servicios de pronósticos. Para ello, se debe demostrar que los pronósticos funcionan como una medida para aumentar la flexibilidad del sistema eléctrico y del mercado. “Realmente, las experiencias han demostrado que funciona y que es razonable en cuanto a los servicios que se contratan”. Comenta el operador de red de República Dominicana.

En República Dominicana, los fondos son privados, ya que se asigna proporcionalmente a todos los participantes del mercado. Para poder obtener la autorización, por parte del regulador, se tuvieron reuniones por 5 años en las que se demostró cómo afectaba la calidad de los pronósticos al despacho.

En El Salvador, el regulador debía aprobar el presupuesto, lo que abrió el debate con el operador. La principal lección aprendida al respecto es destacar la importancia de incluir oportunamente a los diferentes actores en la toma de decisiones. La experiencia muestra que, desde el punto de vista del operador

de red, el proceso de implementación de las herramientas que mejoran el pronóstico debe ser coordinado por un equipo interdisciplinario para abordar todas las necesidades operativas, de planificación, de información, de comunicaciones, etc. Esto permite que los pronósticos que se obtengan y las herramientas implementadas sean las adecuadas y se adapten a las necesidades del operador. Además, es importante involucrar a los operadores para concientizarlos de la importancia de utilizar los pronósticos en sus análisis.

Esto se observa en la República Dominicana, donde el operador considera que el reto más grande que han tenido es usar los pronósticos en la planificación. En este caso, a las 10 de la mañana las plantas envían la información de las plantas, esta se envía al proveedor de pronóstico quien la procesa y toma una hora enviar los resultados. Esto es un problema para la programación del despacho puesto que se realiza a las 10 de la mañana y de acuerdo a los resultados de los pronóstico debe volver a programar.

5.5 Proveedores

En relación con los modelos de pronósticos, los generadores no disponen de capital humano capacitado o no es rentable económicamente generar modelos propios, por lo cual deben contratar el servicio de pronóstico con un proveedor externo. La falta de un mercado de pronósticos en la mayoría de los países hace necesario contratar empresas, generalmente extranjeras, que provean este servicio. En otros países, como Bolivia, existen instituciones académicas, como universidades y/o centros de investigación, que tienen las capacidades necesarias para proveer este servicio. Sin embargo, en muchos casos no se dispone de la infraestructura computacional requerida para este fin, por lo que es necesario postular a fondos externos, proceso que generalmente es lento.

La implementación de un pronóstico centralizado o mixto con un proveedor externo requiere de una evaluación por parte del operador, en Chile y El Salvador, los proveedores ofertantes fueron puestos a prueba en relación con la calidad y exactitud de los pronósticos, en la resolución de problemas y la forma en que generan el pronóstico, de esta forma se seleccionó al mejor proveedor de pronósticos para el operador.

En los países en los cuales se está implementando un pronóstico centralizado, es importante estudiar la experiencia de otros países y la necesidades del operador para decidir las características (horizonte, intervalo y actualización) que debe tener el pronóstico de generación. Por ejemplo, en el caso de Chile, al desarrollar el pronóstico centralizado, se llegó a la conclusión de que el disponer de un pronóstico de buena calidad con un horizonte de 24 horas era prioritario frente a un pronóstico con un horizonte de una semana. Este análisis es trascendente, ya que cada pronóstico debe ser validado, lo que requiere capacidad de almacenamiento y tiempo de cómputo.

Aunque el pronóstico centralizado o mixto requiere de mayores fondos, se debe evaluar los beneficios por obtener mayor precisión en los pronósticos, ya que se puede hacer una mejor programación y/o despacho de los recursos de generación y reserva. Por otro lado, es importante determinar la forma de financiar estas herramientas, por ejemplo, se pueden socializar entre todos los participantes del mercado, se trasladan a los clientes, se incluyen en la tarifa del operador o se pagan con fondos públicos.

5.6 Contratación de un servicio de pronóstico

Una vez se tiene aprobado el presupuesto para contratar un servicio de pronóstico centralizado se debe hacer la licitación del servicio. En este caso, se recomienda lo siguiente:

- Conformar un equipo multidisciplinario dentro del operador, quienes deben determinar las características de los datos tanto para la programación como para la operación. Cabe mencionar que, los datos requeridos deben proveer información relevante para el pronóstico.
- Incluir en las bases de licitación del servicio un periodo de prueba de al menos tres meses con el proveedor.
- Se recomienda evaluar no sólo la precisión del pronóstico si no también la disponibilidad y atención al cliente.
- Definir previamente los indicadores de desempeño del servicio de pronósticos.
- Sensibilizar e involucrar a los operadores en la importancia de enviar información para los pronósticos.

La incorporación de pronósticos de generación introduce cambios en la operación del sistema y en los procesos internos del operador. En algunos casos no se hicieron cambios o contrataciones del personal, sin embargo, las responsabilidades del personal encargado aumentaron, limitando aún más la disponibilidad de las mismas. Aunque la contratación de personal requiere de mayor presupuesto, se recomienda tener personal dedicado a la implementación y operación del proyecto para obtener mejores resultados.

En el proceso de implementación de pronósticos centralizados es importante considerar los plazos de prueba y puesta en ser-

vicio de la herramienta. En primer lugar, se deben determinar y organizar los datos requeridos a las plantas y las mediciones. Después, se deben definir y asignar responsabilidades para garantizar el envío continuo de los pronósticos. Con la automatización del flujo de información se reducen los tiempos de implementación, aunque esto varía dependiendo del método de transferencia implementado. En las experiencias recopiladas, en promedio se requirió un mes de preparación para la puesta en servicio de la herramienta, por lo tanto, se recomienda tener los datos preparados para no retrasar el proceso de implementación.

5.7 Incentivos y regulaciones

La falta de precisión de los pronósticos de generación plantea un problema para todos los actores del sistema eléctrico, principalmente para el operador. Por lo anterior, se han buscado incentivos y/o regulaciones para aumentar la precisión de los mismos. Algunos países, principalmente en Europa, ponen penalizaciones u otros incentivos, pero realmente el costo de las reservas es el más importante porque tiene una afectación económica directa al generador.

Sin embargo, el primer incentivo, que en general no es considerado, es que los generadores tienen una ventaja intrínseca en el pronóstico, puesto que son útiles para la propia operación de la central, para los mantenimientos preventivos y para mejorar las ofertas en el mercado spot. Por otro lado, en los momentos de baja demanda, frecuentemente ocurre un vertimiento de los recursos renovables, y con un buen pronóstico se pueden gestionar mejor estos recursos minimizando así las pérdidas económicas asociadas.

Por ejemplo, los países de Centroamérica son afectados durante un periodo de seis meses, entre junio y noviembre, por frecuentes ciclones que, por razones de seguridad, obligan a poner fuera de operación a las centrales eólicas y fotovoltaicas. Por lo anterior, es de particular importancia que el sistema de pronóstico meteorológico sea capaz de predecir con la mayor precisión posible estos fenómenos. Esto es beneficioso, tanto para los generadores como para el operador de la red. En el caso de los generadores, les permite tomar las medidas de seguridad necesarias y mantenerse en operación el mayor tiempo posible, minimizando las pérdidas económicas. En el caso de los operadores, permite tomar las medidas necesarias para suplir la demanda energética durante estos eventos.

Por otra parte, el marco regulatorio juega un rol importante en la calidad de los pronósticos, pues permite establecer el rol de los generadores y operadores de red en cuanto a las exigencias

de calidad que deben cumplir en los pronósticos que proveen. De acuerdo con las experiencias, el no establecer regulaciones del pronóstico desde el comienzo de la integración de las centrales ERv puede ocasionar que, en lugares con alto factor de planta y con variaciones importantes del recurso eólico y solar, los requerimientos impuestos a posteriori impliquen pérdidas económicas no contempladas en su inicio.

Una manera de incentivar a los generadores a tener un buen pronóstico es alinear las desviaciones con costos económicos.

Lo cual puede aplicarse en países donde la calidad del pronóstico influye en el precio de la energía, como es el caso de México, en donde, en algunos casos de contratos legados, el precio que se le paga a los generadores de ERv por MWh de energía depende de la calidad de los pronósticos.

En general, distintos operadores de Latinoamérica opinan que las estrategias impuestas para que las plantas generadoras mejoren sus pronósticos deben incentivar la penetración de energías renovables variables en la red. Para ello se debe:

- Tener estaciones meteorológicas y cámaras de nubes en las nuevas plantas, para tener mejores pronósticos de corto plazo.
- Todas las plantas, sin importar tamaño, deben enviar, al menos, su información meteorológica.
- Incluir mercados y actores diferentes, como los comercializadores o los agregadores, quienes tienen interés en aumentar la precisión para mejorar su comercialización.
- Requerir un cierto nivel de calidad en los pronósticos enviados.
- Desarrollar metodologías para asignarle a las desviaciones del pronóstico un costo sobre el impacto al sistema.
- Revisar los mercados de servicios conexos o auxiliares, para asignar costos extras por desvíos.
- Estudiar la posibilidad de cambiar cálculos de reserva de ser un porcentaje de la demanda a un porcentaje del pronóstico de generación renovable variable y la demanda (demanda residual).

Por parte del operador es importante que quede establecido en los procedimientos y regulaciones los códigos, las responsabilidades y el compromiso de compartir la información oportuna y continuamente.

5.8 Modernización y comunicación

La introducción de pronósticos, particularmente los de tipo centralizado, cambian las dinámicas de operación y de planeación del sistema. Por ejemplo, en Chile se ha analizado que la automatización del procesamiento de pronósticos puede conllevar una disminución de errores.

Debido a la cantidad de actores e intereses involucrados, es importante tener un intercambio de información fluido entre los diferentes participantes del sistema: los propietarios de los parques, los operadores de red y cualquier proveedor interno o externo. No se debe subestimar la necesidad de establecer los canales de comunicación adecuados y que se pueda dar y recibir retroalimentación efectiva. Por ello, se recomienda acompañar la implementación de los pronósticos de una serie de mecanismos de TI para que la información pueda fluir dentro de los procesos internos, y se agregue a los mismos canales de información para no incorporar nuevas fuentes.

Por otro lado, la operación en tiempo real ha representado un cambio importante en el proceso debido a que se tiene información adicional. Por ejemplo, en algunos casos se pasó de tener el pronóstico de las plantas para el día en adelante a tener la información de forma continua en el sistema SCADA, a través de una señal en tiempo real. Esto redundo en mejores resultados para los procesos del operador y se toman decisiones en torno o a entradas o salidas más oportunas. "Se tiene una herramienta que permite conocer información que antes no se conocía". Esto además de mejorar el pronóstico intradiario, también genera información histórica que se puede utilizar para generar los pronósticos estadísticos.

5.9 Generación distribuida

La generación distribuida es una parte esencial de la transición energética. Sin embargo, con el crecimiento acelerado de la generación solar distribuida, es necesario considerar los pronósticos para esta tecnología ya que introduce cambios en la manera de operar el sistema.

El impacto de generadores tan pequeños se minimiza al principio, sin embargo, a medida que aumenta su penetración en la red se convierte en un desafío para la operación de los sistemas eléctricos. Por esto los operadores de red que tienen un pronóstico centralizado buscan incluir a futuro pronósticos de generación distribuida.

El regulador de Chile destaca la importancia de evaluar la holgura en las redes en el proceso de instalación y además mantener la visibilidad de las redes de distribución.

En El Salvador, por ejemplo, se considera que la generación distribuida debe al menos enviar el pronóstico de potencia al operador, para tener algo de visibilidad. Aunque se incluyan pronósticos, sin los datos de potencia no se tiene manera de verificar el error. Las fluctuaciones en nivel de distribución son mayores que en transmisión por energía fotovoltaica, lo cual disminuye la confiabilidad del sistema.

Si se tiene acceso a los datos meteorológicos y a la producción en tiempo real, se puede hacer un escalamiento de dichos datos y así tener una estimación de la producción con generación distribuida.

5.10 Particularidades de Latinoamérica

Aunque las ERV tienen ya mucho tiempo de implementación, las experiencias generadas en otros países no siempre se trasladan. Este es el caso de los países de Latinoamérica que, aunque tienen un enorme potencial de energía renovable, tienen condiciones diferentes a las europeas. Por ejemplo, la cantidad de plantas instaladas, la cantidad de eventos extremos como las tormentas y ciclones, fenómenos cíclicos como El Niño y la Niña, ráfagas de viento o convección intradiaria; son comunes en estos países y por lo tanto deben tomarse en cuenta en la generación de pronósticos y se deben tener consideraciones especiales.

En el caso de la República Dominicana, el tamaño del sistema, y su condición insular, aumentan las inquietudes de largo plazo al integrar ERV al sistema. El operador ha incorporado algunos elementos para mejorar la seguridad y la estabilidad del sistema. Uno de ellos es solicitar además del pronóstico de generación, predicciones de rampas y los intervalos de confianza correspondientes. Esto le da una idea más precisa de la flexibilidad que necesitará el sistema o de qué aspectos se tienen que considerar para mantener la seguridad del sistema.



Un pronóstico adecuado permite reducir la incidencia de eventos que afecten al sistema porque hay una mejor planeación de los otros elementos que dan soporte al sistema, tales como las reservas primarias y secundarias.

Adicionalmente, en la República Dominicana, las ráfagas de viento y la variación que tienen están todavía dentro de los rangos de reserva, por lo tanto son absorbidos por estos mecanismos. Sin embargo, con una mayor integración de ERv, la reserva podría ser insuficiente. Por lo anterior, se deben pronosticar los intervalos de confianza porque se prevé con anticipación dichos fenómenos. A pesar de la desconfianza de la precisión de los modelos meteorológicos, con la experiencia de la implementación del servicio de pronóstico con un proveedor externo, se demostró que los modelos capturaron la complejidad de la región obteniendo pronósticos más precisos.

Por otro lado, la calidad del pronóstico es difícil de medir, es decir, un pronóstico con un error del 5% puede ser considerado como alto, sin embargo, para otras zonas un error del 20% es considerado como un buen pronóstico. Esto dependerá de la complejidad de la región sin embargo, la experiencia de México, Chile, Centroamérica y República Dominicana demostró que, aunque hay zonas más complejas de modelar, la calidad es

comparable con estándares internacionales. Para el proveedor de pronósticos energy & meteo systems existen zonas más desafiantes de modelar, pero otras más similares a experiencias internacionales como la europea. A pesar de que existen estas zonas donde el error tiende a ser mayor, las zonas más sencillas de modelar, porque se tienen experiencias similares, tienen un error menor, y esto, en promedio hacen buenos pronósticos.

Además de las ráfagas, otro fenómeno a considerar en México y Centroamérica es la convección intradiaria debido a que tienen un efecto significativo en la generación. El reto está en que los modelos meteorológicos no pueden detectar esta convección por lo que es difícil de pronosticar. Para ello se propone como solución el uso de cámaras de nubes instaladas cerca de los parques solares para obtener más información sobre la apariencia de la convección.

En El Salvador, por ejemplo, con el análisis histórico de sus pronósticos se dieron cuenta que, debido al tamaño y la distribución del país, no es válida la suposición de que a mayor cantidad de plantas solares instaladas los *dips* de frecuencia³ se cancelan. Esto hizo que a nivel operativo se cambiara la expectativa de qué esperar, y tener estrategias más conservadoras en cuanto a la integración de energía solar.

3. Un dip de frecuencia hace referencia a una caída de frecuencia experimentada por el sistema. Generalmente, esto se debe a una disminución en la capacidad de generación. En el caso de plantas solares, por ejemplo, esto se da al tener grandes nubes pasajeras.



6

RECOMENDACIONES
GENERALES

A continuación, se presentan recomendaciones que pueden adoptar los actores de la industria eléctrica para mejorar los pronósticos de generación eólica y solar fotovoltaica.

6.1 A las plantas generadoras

Como se ha mencionado anteriormente, un buen pronóstico se basa en información de calidad. Para ello se recomienda:

- a Proveer información técnica del parque, la cual debe ser precisa sobre ubicación, diseño y características. En el caso de parques eólicos, debe informarse al menos sobre la posición de cada turbina, la altura de buje y la curva de potencia. En el caso de centrales fotovoltaicas, se debe dar la información sobre el número, inclinación y características técnicas de los paneles, así como si los paneles son fijos o móviles, cuántos ejes de seguimiento tienen y finalmente las características de los inversores.
- b Proveer al operador de red información acerca de los programas de mantenimiento de la central, reducciones o desconexiones forzadas, además de informar de manera oportuna cualquier cambio en la configuración de las centrales de ERv.
- c El envío de variables meteorológicas y señales operativas en tiempo real, tales como temperatura, presión, generación y disponibilidad de generación, pueden mejorar la precisión del pronóstico.
- d Verificar la calidad de las señales enviadas al operador de red, y asegurarse que el sistema de comunicación funcione correctamente.
- e Los pronósticos enviados al operador de red se deben visualizar en una interfaz clara, fácil de leer e interpretar.
- f Hacer un análisis periódico del desempeño de los pronósticos, calculando índices como el error medio absoluto (por sus siglas en inglés MAE), error cuadrático medio (por sus siglas en inglés RMSE), sesgo (bias), etc. Esto puede utilizarse como retroalimentación para mejorar el pronóstico.
- g El pronóstico enviado al operador debe incluir pronósticos de eventos extremos como tormentas, nieblas, ciclones, etc.
- h En el caso que el generador no desarrolle su propio pronóstico, toda la información debe ser puesta a disposición del proveedor de pronóstico y/o, en el caso de un pronóstico centralizado, al operador de red.
- i En algunos casos se requerirá que los operadores de las centrales sean capacitados acerca de estas nuevas herramientas de pronóstico y puedan utilizar adecuadamente dichos pronósticos en la operación del parque.

Con respecto a los datos meteorológicos, es importante asegurar un registro continuo de datos válidos, para lo cual se recomienda:

- a Aumentar la frecuencia y calidad de las observaciones meteorológicas y atmosféricas.
- b Realizar un programa de manutención de los sensores de la estación.
- c Evitar pérdida de datos. Desarrollar un protocolo de descarga, acorde con la cantidad de sensores instalados, frecuencia y capacidad de almacenamiento.
- d Llevar un registro del voltaje de la batería de la estación. Esto permitirá detectar a tiempo fallas en la batería y evitar pérdida de datos nocturnos.
- e Usar un símbolo distinto de cero, para indicar datos faltantes. Para evitar errores en la interpretación de los datos, se sugiere usar un símbolo que no sea un número.

6.2 A los operadores de red

Recomendaciones generales:

- a Hacer proyecciones de corto y mediano plazo sobre la tasa prevista de incorporación de ERv, y realizar recomendaciones al agente regulador, con el fin de definir criterios técnicos que, por un lado, faciliten la integración de las ERv, pero también garanticen una operación óptima y segura del sistema eléctrico.
- b Realizar estudios para mejorar el pronóstico de la demanda. Esto puede ayudar a las centrales ERv a gestionar la energía que no pueda ser inyectada a la red, a través, por ejemplo, de un proceso de almacenamiento.
- c Realizar análisis estadístico del desempeño de los pronósticos enviados por el generador para evaluar y proponer mejoras en los pronósticos. Para los pronósticos mixtos, es importante monitorear el seguimiento sobre cuál tiene un error menor, el centralizado o el propio, para alimentar el proceso de toma de decisiones en el futuro.
- d Publicar reportes frecuentes sobre el desempeño de los pronósticos. Para ello, es importante hacer los análisis de indicadores que sean útiles para el operador y los generadores, tales como el MAE, el RMSE, sesgo, etc. Estos indicadores se pueden calcular para cada generador, para el total de generadores del sistema y, eventualmente, por zonas geográficas. Esto sirve como retroalimentación para mejorar la calidad de los pronósticos. La publicación de los reportes puede incluir estándares mínimos de desviaciones y/o un ranking de desempeño.
- e Verificar que los generadores realicen un programa periódico de manutención de los sensores meteorológicos.
- f Tener información sistematizada sobre las restricciones históricas de generación aplicadas a las centrales ERv.
- g Hacer un análisis de la resolución, el horizonte y actualización del pronóstico adecuados para los procesos del operador del sistema.
- h Capacitar a los operadores del sistema eléctrico para utilizar los pronósticos de generación adecuadamente en sus procesos (programación, despacho, etc.).

- ❶ Implementar las herramientas adecuadas para que el pronóstico pueda ser utilizado en sus procesos de manera óptima. Para ello, se puede conformar un equipo interdisciplinario para abordar todas las necesidades operativas, de planificación, de información, de comunicaciones, etc., que tenga el operador.
- ❷ Incluir innovaciones o tecnologías habilitantes como el internet de las cosas para recolectar información meteorológica de fuentes públicas o privadas, o de sensores locales.
- ❸ Incorporar técnicas de inteligencia artificial para procesar la información de las imágenes satelitales, cámaras de nubes y datos históricos que complementan estos sistemas.
- ❹ Obtener un pronóstico de rampas para poder trabajar mejor en el pronóstico intradiario y su despacho correspondiente. Esto implica que se obtendrá una serie de tiempo con el intervalo de confianza, y por lo tanto el operador debe flexibilizar sus procesos para trabajar con esta información adicional.

Recomendaciones para pronósticos centralizados o mixtos:

En general, un pronóstico centralizado o mixto mejora los pronósticos de generación de ERv, sin embargo, su implementación requiere tener a disposición la información necesaria para este fin. Esto es:

- a Tener un inventario de las instalaciones de ERv, con sus características técnicas actualizadas permanentemente y con un formato homogéneo.
- b Disponer de señales en tiempo real, tales como datos meteorológicos y operativos. Esta información debe estar a disposición del agente proveedor del pronóstico.
- c Revisar la calidad de los datos enviados por los generadores, e informar al proveedor de pronóstico sobre eventuales ausencias y/o mala calidad de los datos.
- d Incluir pronósticos de eventos extremos, ya sea por zonas geográficas o por generadores.

6.3 A los reguladores

Los reguladores deben generar reglamentos que establezcan claramente las obligaciones de los operadores de red y de las centrales generadoras de ERv en relación con los pronósticos de generación. Se recomienda:

- a Analizar la forma de adaptar la normativa vigente, de modo que se considere la variabilidad de las ERv y los roles que desempeña cada actor en la integración eficaz de estas fuentes en el sistema eléctrico.
- b En los países en donde se prevé una alta incorporación de centrales ERv, analizar en conjunto con el operador los riesgos que las desviaciones causarían en la operación. Con base en este análisis, establecer regulaciones que indiquen las características (granularidad, horizonte, etc.) que deben tener los pronósticos y, si es necesario, exigir a los generadores y/o al operador implementar herramientas adicionales que mejoren el pronóstico.
- c Habilitar al operador de red para implementar un pronóstico centralizado y/o mixto si la operación del sistema eléctrico lo requiere. Este proceso requiere de exigencias adicionales a los generadores con respecto al envío de información y regulaciones para habilitar al operador para el almacenamiento de la información recopilada por el operador.

- d Regular los criterios para evaluar el desempeño de los pronósticos enviados por los generadores y/o el centralizado.
- e Establecer reglamentos que especifiquen incentivos o penalizaciones a los generadores para reducir las desviaciones del pronóstico como, por ejemplo, establecer las máximas desviaciones permitidas para que las ERv puedan integrarse a la red, y/o fijar penalizaciones a desviaciones altas, tomando en cuenta el costo de las reservas que el sistema debe tener para compensar las fluctuaciones. Para garantizar que las medidas que se tomen sean viables económicamente deben ser analizadas y discutidas con los generadores de ERv, operadores de red, y otros actores relevantes del mercado eléctrico.
- f Establecer reglamentos que regulen la cantidad de información requerida a los generadores (variables meteorológicas, señales en tiempo real, información técnica, etc.), así como la calidad, características y formatos de los datos enviados por los generadores de acuerdo con las necesidades del operador de red. En el caso de datos meteorológicos se deben establecer estándares de monitoreo, intervalos y formatos de almacenamiento.
- g Regular la frecuencia de mantenimiento de las estaciones meteorológicas y del equipamiento relacionado con el pronóstico que tiene cada generador.
- h En el caso del regulador del SER, CRIE, es importante definir regulaciones a los países que lo componen estableciendo desviaciones mínimas, necesarias para una buena operación del MER.



7 CAPACITACIÓN E INTERCAMBIO DE EXPERIENCIAS

Los proyectos que colaboran en el Workstream “Pronóstico de generación del recurso eólico y solar para el despacho de carga” de GA-DeR-ALC, el cual es implementado por la GIZ, identificaron junto con sus socios la necesidad de llevar a cabo medidas de desarrollo de capacidades humanas, las cuales fueron: el desarrollo de un Curso en Línea Masivo y Abierto (MOOC, por sus siglas en inglés) y un encuentro regional virtual para el intercambio de experiencias.

El MOOC fue elaborado por la Universidad Galileo de Guatemala en la plataforma edX e impartido por un experto y catedrático de la UMSA de Bolivia. El curso contenía cuatro lecciones con una duración de treinta horas en un período de cinco semanas, estando disponible en cuatro cohortes entre junio y diciembre de 2020. La participación fue de más de 900 personas inscritas, de las cuales la GIZ proporcionó 343 becas a profesionales de los diez países de Latinoamérica que se han incluido en este estudio. De acuerdo con la retroalimentación de los participantes, más del 80% le dio una buena calificación al curso considerando que les brindó los conocimientos mínimos sobre el desarrollo de pronósticos de ERv, lo cual fue de utilidad en su área de trabajo. Así mismo, más del 70% confirmaron que la calidad del contenido les permitió sentirse motivados a aprender sobre la temática. Entre las áreas de mejoras, se mencionó la importancia de profundizar más en las metodologías presentadas para el pronóstico de la generación de ERv y aumentar los casos prácticos.

Por otro lado, el encuentro regional consistió en un ciclo de diez conferencias realizado en dos semanas durante noviembre de 2020, y contó con la participación de expertos y expertas de distintos organismos de la región y de la industria, tales como: la Comisión Nacional de Energía de Chile, el Coordinador Eléctrico Nacional de Chile, energy & meteo systems, IRENA, Next Kraftwerke, OC de República Dominicana, UMSA, Universidad de la Serena y UT del Salvador. Este encuentro tuvo como objetivo compartir buenas prácticas y lecciones aprendidas sobre el pronóstico de la generación de ERv, soluciones para la flexibilidad de los sistemas de potencia, introducción a las plantas virtuales, entre otros temas. En el encuentro participaron más de 280 personas del sector eléctrico de la región, de los cuales, 99% de las personas encuestadas estuvieron satisfechas con el contenido, y 96% indicó estar de acuerdo con la estructura del evento. Por otro lado, el 92% manifestó que el conocimiento adquirido les servirá en su trabajo actual.

Con estas dos medidas, podemos decir que: (i) se crearon sinergias entre universidades, se puso a disposición conocimientos (que pueden seguirse profundizando) de relevancia utilizando una herramienta innovadora para el sector eléctrico, se alcanzó un número significativo de participantes de varios países, con horarios flexibles y con un costo asequible para la obtención del certificado y (ii) con el intercambio de experiencias, se pudo dar a conocer el Estado del Arte tanto de la experiencia latinoamericana como la global; fue una actividad dinámica en la que se dispusieron ejemplos, casos concretos, sesión de preguntas y respuestas; y así mismo permitió alcanzar a un número importante de participantes de manera gratuita.

Acrónimos

ANN:	Artificial Neural Networks (Redes Neuronales Artificiales)
AMM:	Administrador del Mercado Mayorista
CENCE:	Centro Nacional de Control de Energía
CEPAL:	Comisión Económica para América Latina y el Caribe
CFD:	Computational Fluid Dynamics (Dinámica de Fluidos Computacional)
CLP:	Capa Límite Planetaria
CNDC:	Centro Nacional de Despacho de Carga
CNE:	Comisión Nacional de Energía de República Dominicana
CPERv	Centro de Pronóstico de Energías Renovables variables
CRIE:	Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
DNN:	Deep Neural Network (Redes Neuronales Profundas)
ECMWF:	European Centre for Medium Range Weather Forecasting (Centro Europeo para Pronóstico de Medio Tiempo)
ENDE:	Empresa Nacional de Electricidad
ENDE CORANI:	Subsidiaria de ENDE, encargada de la generación eólica
EOR:	Ente Operador Regional
EPEX:	European Power Exchange (Intercambio Europeo de Energía)
ER:	Energías Renovables
ERNC:	Energías Renovables No Convencionales
ERv:	Energías Renovables variables
ESKOM:	Elektrisiteitsvoorsieningskommissie (Comisión de Suministro de Electricidad)
FERC:	Federal Energy Regulatory Commission (Comisión Reguladora de Energía Federal)
GIZ:	Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GmbH (Agencia Alemana para la Cooperación Internacional)
GFS:	Global Forecast System model (Modelo del Sistema de Previsión Global)
ICE:	Instituto Costarricense de Electricidad
IRENA:	International Renewable Energy Agency (Agencia Internacional de las Energías Renovables)
ISO:	Independent System Operators (Operadores Independientes del Sistema)
LDC:	Load Dispatch Center (Centro de Despacho de Carga)
NWP:	Numerical Weather Prediction (Modelo Numérico de Predicción meteorológica)
MER:	Mercado Eléctrico Regional
MISO:	Midcontinent Independent System Operator (Operador del Sistema Independiente del Mediocontinente)
OC:	Organismo Coordinador
PMP:	Pronóstico de Mediano Plazo
PCP:	Pronóstico de Corto Plazo
PMCP:	Pronósticos de Muy Corto Plazo
SIEPAC:	Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central
SER:	Sistema Eléctrico Regional
TSO:	Transmission System Operators (Operadores del Sistema de Transmisión)
UE:	Unión Europea
UT:	Unidad de Transacciones
WRF:	Weather Research and Forecasting Model (Centro de Investigación y Pronóstico Meteorológico)
ZSW:	Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (Centro de Investigación de Energía Solar e Hidrógeno de Baden-Württemberg)

Referencias

- 1 CEPAL, 2014. Dinámica y Desafíos Dinámica y Desafíos del Cambio Climático para la Región. Visitado el 5 de septiembre, 2020. En:
https://www.cepal.org/sites/default/files/events/files/panel_1_prsentacion_2_joseluis_samaniego.pdf
- 2 GIZ, 2015. Variable Renewable Energy Forecasting – Integration into Electricity Grids and Markets. A Best Practice Guide. Visitado el 5 de septiembre, 2020. En:
https://energypedia.info/images/2/2a/Discussion_Series_06_Technology_web.pdf
- 3 NOAA, 2020. Numerical Weather Prediction. Visitado el 5 de septiembre, 2020. En:
www.ncdc.noaa.gov/data-access/model-data/model-datasets/numerical-weather-prediction
- 4 NOAA, 2020. Global Forecast System (GFS). Visitado el 5 de septiembre, 2020. En:
<https://www.ncdc.noaa.gov/data-access/model-data/model-datasets/global-forecast-system-gfs>
- 5 ECMWF, 2020. Advancing global NWP through international collaboration. Visitado el 5 de septiembre. En:
<https://www.ecmwf.int/en/newsletter/158/news/new-14-month-forecast-available-research>
- 6 UCAR, 2020. Weather Research and Forecasting Model. Visitado el 5 de septiembre, 2020. En:
www.mmm.ucar.edu/weather-research-and-forecasting-model
- 7 Salfate, I., Marin, J., Cuevas, O., Montecinos, S., 2020. Improving wind speed forecast from the WRF model at a wind farm in the semiarid Coquimbo region in central Chile. *Wind Energy* 23, pp 1939-1954.
- 8 NCAR, 2020. WRF-SOLAR. Visitado el 15 de septiembre, 2020. En:
<https://ral.ucar.edu/pressroom/features/wrf-solar>
- 9 Bathurst, G., Weatherill, J., Strbac, G., 2002. Trading Wind Generation in Short Term Energy Markets. *IEEE Transactions on Power System* 17, pp 782-789.
- 10 Emeis, S., 2013. *Wind Energy Meteorology. Atmospheric Physics for Wind Power Generation*. Springer Heidelberg New York Dordrecht London.
- 11 Montecinos, S., Carvajal, D., 2018. *Energías Renovables: Escenario actual y perspectivas futuras*. Editorial Universidad de La Serena, pp 83.
- 12 Elliott, D., Cadogan, J. 1990. Effects of wind shear and turbulence on wind turbine power curves. Presented at the European Community Wind Energy Conference and Exhibition, Madrid, Spain, pp 10-14.
- 13 Antonini, E., Romero, D., Amon, C., 2020. Optimal design of wind farms in complex terrains using computational fluid dynamics and adjoint methods. *Applied Energy* 261, 114426.
- 14 Ministerio de Energía, 2020. Explorador eólico-solar. Visitado el 15 de septiembre, 2020. En:
walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Eolico2/
- 15 Castellani, F., Burlando, M., Taghizadeh, S., Astofi, D., Piccioni, E., 2014. Wind energy forecast in complex sites with a hybrid neural network and CFD based method. *Energy Procedia* 45, pp 188-197.
- 16 AWEA, 2017. Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis, version 11.0. Visitado el 20 de agosto, 2020. En:
<https://www.lazard.com/media/450337/lazard-levelized-cost-of-energy-version-11.0.pdf>

- 17 Gobierno de España, 2020. Acuerdo de París. Visitado el 28 de agosto, 2020. En: <https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/el-proceso-internacional-de-lucha-contr-el-cambio-climatico/naciones-unidas/elmentos-acuerdo-paris.aspx>
- 18 International Renewable Energy Agency. Installed Capacity Trends. Visitado el 28 de agosto, 2020. En: <https://www.irena.org/publications/2020/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2020-ES>
- 19 Comisión Nacional de Energía, 2020. Anuario Estadístico de Energía 2019. Visitado el 15 de septiembre. Puede descargarse en: <https://www.cne.cl/nuestros-servicios/reportes/informacion-y-estadisticas/>
- 20 Comisión Nacional de Energía, 2020. Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio 2020. Visitado el 16 de septiembre, 2020. En: <https://www.cne.cl/normativas/electrica/normas-tecnicas/>
- 21 Elia Grid International, 2016. Support for the short-term improvement of the current renewable energy forecasting in Chile. GIZ-Program for Renewable Energy and Energy Efficiency in Chile. Visitado el 31 de agosto, 2020. En: <https://4echile-datastore.s3.eu-central-1.amazonaws.com/wp-content/uploads/2020/08/10191840/support-for-the-short-term-improvement-of-the-current-renewable-energy-forecasting.pdf>
- 22 GIZ, 2019. AWS TRUEPOWER Final Report on Centralized Wind & Solar Forecasting in Chile.
- 23 Coordinador Eléctrico Nacional (Chile), 2020. Pronóstico Centralizado de generación eólico y solar. Visitado el 25 de septiembre, 2020. En: <https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/pronostico-centralizado-de-generacion-y-demanda-2/pronostico-centralizado-de-generacion/>
- 24 Manobel, B., Sehnke, F., Lazzus, J.A., Salfate, I., Felder, M., Montecinos, S., 2018. Wind turbine power curve modeling based on Gaussian Processes and Artificial Neural Networks; Renewable Energy, pp 1015-1020
- 25 Ministerio de Energía (Chile), 2015. Energía 2050. Política Energética de Chile. Visitado el 17 de septiembre, 2020. En: https://energia.gob.cl/sites/default/files/energia_2050_-_politica_energetica_de_chile.pdf
- 26 Comisión Nacional de Energía (República Dominicana), 2012. Ley número 57-07. Sobre Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y sus Regímenes Especiales. Visitado el 20 de septiembre, 2020. En: <https://www.cne.gob.do/wp-content/uploads/2015/05/REGLAMENTO-LEY-57-07.pdf>
- 27 Ojo al Clima, 2020. Esta es la historia de primera planta eólica de América Latina. Visitado el 10 de octubre, 2020. En: <https://ojoalclima.com/la-primera-planta-eolica-america-latina-esta-costa-rica-hoy-celebra-20-anos>
- 28 Unidad de Transacciones, UT, 2019. Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción. Visitado el 3 de marzo, 2021. En: <https://www.ut.com.sv/documents/10100/279097/ROBCP.pdf/7e05f582-efa3-4260-a5db-5811251bbe74?version=1.5>
- 29 Comisión Económica para América Latina y el Caribe CEPAL, 2018. Estadísticas del subsector eléctrico de los países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA). Visitado el 15 de octubre, 2020. En: https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/45299/1/2000254_es.pdf

- 30 Comisión Regional de Interconexión Eléctrica. Resolución CRIE-95-2018. Visitado el 27 de octubre, 2020. En: <https://crie.org.gt/resolucion/05-11-2018-crie-95-2018>
- 31 GIZ, 2016. Pronósticos de Generación Renovable Eólica y Solar Fotovoltaica. Comparación Internacional. Visitado el 3 de octubre, 2020. En: <https://4echile-datastore.s3.eu-central-1.amazonaws.com/wp-content/uploads/2020/08/10155715/Pronosticos-de-la-generacion-renovable-eolica-y-solar-fotovoltaica-2016.pdf>
- 32 International Renewable Energy Agency, IRENA, 2018. Renewable Energy Prospects for the European Union. Visitado el 4 de octubre, 2020. En: <https://www.irena.org/publications/2018/Feb/Renewable-energy-prospects-for-the-EU#:~:text=February%202018&text=The%20Executive%20Summary%20of%20the,potential%20to%20use%20more%20renewables>
- 33 Midcontinent Independent System Operator. MISO. Visitado el 3 de octubre, 2020. En: www.misoenergy.org
- 34 energy & meteo systems, 2020. Pronósticos de potencia Sudáfrica. Visitado el 3 de octubre, 2020. En: https://www.energymeteo.com/es/clientes/proyectos_para_clientes/pronosticos-de-potencia-sudafrica.php
- 35 Elektrisiteitsvoorsieningskommissie (Comisión de Suministro de Electricidad), Eskom, 2020. Integrated report 2019. Visitado el 2 de octubre, 2020. En: <https://www.eskom.co.za/IR2019/Pages/default.aspx>
- 36 General Electricity Regulatory Commission, 2018. Annual Report 2017-2018. Visitado el 25 de septiembre, 2020. En: <http://www.cercind.gov.in/2018/MMC/AR18.pdf>
- 37 energy & meteo systems, 2020. Pronósticos de potencia India. Visitado el 25 de septiembre, 2020. En: www.energymeteo.com/es/clientes/proyectos_para_clientes/pronosticos-de-potencia-india.php
- 38 International Renewable Energy Agency, 2020. Statistical Profiles. Visitado 24 de noviembre, 2020. En: <https://www.irena.org/Statistics/Statistical-Profiles>
- 39 Centro Nacional de Control de Energía. Topología de la Red Nacional de Transmisión. Visitado el 24 de octubre, 2020. En: <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/Planeacion/TopologiaRNT.aspx>
- 40 Revista Universidad Nacional Autónoma de México. Central Eoloeléctrica La Venta II. Visitado el 24 de octubre, 2020. En: [http://www.revista.unam.mx/vol.8/num12/art90/int90.htm#:~:text=La%20primera%20experiencia%20que%20se,Oaxaca%20\(ver%20figura%201\)](http://www.revista.unam.mx/vol.8/num12/art90/int90.htm#:~:text=La%20primera%20experiencia%20que%20se,Oaxaca%20(ver%20figura%201))
- 41 Secretaría de Energía. Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2019-2033. Visitado el 24 de octubre, 2020. En: <https://www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/programa-de-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-33462>
- 42 Secretaría de Gobernación. Diario Oficial de la Federación. Aviso por el que se da a conocer el requisito para la adquisición de Certificados de Energías Limpias en 2018. Visitado el 24 de octubre, 2020. En: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5387314&fecha=31/03/2015
- 43 GIZ. Electrical Energy Storage in Mexico. PV+Battery Storage in Baja California Sur. Visitado el 20 de octubre, 2020. En: <https://www.bivica.org/file/view/id/5368>

- 44 Secretaría de Energía. Diario Oficial de la Federación. Manual de Pronósticos. Visitado el 20 de octubre, 2020. En: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5505475&fecha=23/11/2017
- 45 GIZ. Integrating Variable Renewable Energies into the Mexican Grid via Reliable Wind and Solar Power Forecasts.
- 46 A. Saberian, H. Hizam, M. Radzi, M. Ab Kadir, M. Mirzaei, 2014. Modelling and prediction of Photovoltaic power output using artificial neural networks, International Journal of Photoenergy. pp 1-11.
- 47 Pronóstico de Generación de Energía Eólica y Solar: Mejorando la Operación del Sistema. Greening The Grid. Visitado el 1 de diciembre, 2020. En: <https://www.nrel.gov/docs/fy16osti/66376.pdf>
- 48 M. Gorritty. Universidad de Galileo, 2020. MOOC: Pronóstico de la generación de energía eólica y solar fotovoltaica.
- 49 Secretaría de Energía. Diario Oficial de la Federación. Bases del Mercado Eléctrico. Visitado el 20 de octubre, 2020. En: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5407715&fecha=08/09/2015
- 50 Secretaría de Energía. Informe Pormenorizado sobre el desempeño y las tendencias de la Industria Eléctrica Nacional 2017. Noviembre 2018. Visitado el 15 de diciembre de 2020. En: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/415850/Informe_Industria_Electrica_2017.pdf
- 51 National Renewable Energy Laboratory. 2017. Marginal Cost Pricing in a World without Perfect Competition: Implications for Electricity Markets with High Shares of Low Marginal Cost Resources. Visitado el 25 de marzo de 2021. En: <https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/69076.pdf>
- 52 Secretaría de Energía. Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2020-2034. Visitado el 14 de febrero, 2021. En: <https://www.gob.mx/sener/articulos/prodesen-2020-2034>

PRONÓSTICOS DE GENERACIÓN EÓLICA Y SOLAR FOTOVOLTAICA EN AMÉRICA LATINA

