



Estado Plurinacional de Bolivia
Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas
Dirección General de Energías Alternativas



Imagen: CNDC

El camino para la integración de fuentes de Energía Renovable en Bolivia: Sistemas operacionales y de planificación de redes

Gestión 2017

MINISTERIO DE
ENERGÍAS

PROGRAMA DE ASISTENCIA TÉCNICA DE LA COOPERACIÓN ALEMANA AL DESARROLLO

La Cooperación Alemana al Desarrollo a través de la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH y su Programa de Energías Renovables (PEERR) tiene como objetivo brindar asistencia técnica a través del Ministerio de Energías (MEN) a las entidades del sector eléctrico en el área técnica, normativa y formación de capacidades para el desarrollo de las Energías Renovables (EERR) y Eficiencia Energética (EE).

En este contexto, la información contenida en este documento es de carácter referencial y no representa necesariamente la política institucional del Ministerio de Energías ni de las entidades del sector eléctrico.



Implementada por:





Estado Plurinacional de Bolivia
Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas
Dirección General de Energías Alternativas



Imagen: CNDC

El camino para la integración de fuentes de Energía Renovable en Bolivia: Sistemas operacionales y de planificación de redes

Gestión 2017

MINISTERIO DE
ENERGÍAS

Ministro de Energías

Rafael Alarcón Orihuela

Viceministro de Electricidad y Energías Alternativas

Jose Bismar Canelas Revollo

Director General de Energías Alternativas

Raúl Gregorio Villarroel Barrientos

Responsable Técnico

Rudy Roberto Mamani Quisbert



Implementada por:

giz Deutsche Gesellschaft
für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

La Paz – Bolivia

2019

ÍNDICE

1	RESUMEN EJECUTIVO	1
2	LA INTEGRACIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE EN SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA	1
2.1	Cambio paradigmático y desafíos	1
2.2	La experiencia en la integración de FER del área de control de 50 Hertz en Alemania	2
3	ANÁLISIS DEL SISTEMA DE ENERGÍA BOLIVIANO EN EL CONTEXTO DE LA INTEGRACIÓN DE LAS FER	8
3.1	Síntesis del sistema	8
3.2	Administración y Operación	10
3.2.1	Operación en Condiciones Normales	10
3.2.2	Operación en Condiciones de Emergencia	14
3.3	Procesos de Planificación	17
3.3.1	Planificación a Corto Plazo	17
3.3.2	Planificación a Largo Plazo	18
3.3.3	Nuevos Requerimientos de Conexiones de Equipos	19
3.4	Repaso del proceso actual de pronóstico en Bolivia	20
3.4.1	Requerimientos para el pronóstico	20
3.4.2	Proceso de Pronóstico actual	20
4	EL CAMINO PARA LA INTEGRACIÓN DE LAS FER EN BOLIVIA	22
4.1	Beneficios y Procedimiento de Pronóstico para energías renovables para el CNDC	23
4.2	Prácticas de planificación y operacionales	26
3.2.1. Planificación de Generación	27
4.2.1	Planificación de la red	28
4.2.2	Planificación operacional y operaciones de sistema	30
4.2.3	Códigos de red	40
4.2.4	La capacidad de soporte de FER en el sistema boliviano	44
4.3	Desarrollos futuros	46
4.3.1	La interconexión a países vecinos	46
4.3.2	Mercados de balanceo	48
4.3.3	Respuesta de demanda	49
4.3.4	Entrenamiento de despachadores	51
5	RECOMENDACIONES Y EL CAMINO HACIA ADELANTE	58
6	BIBLIOGRAFÍA	66

1 RESUMEN EJECUTIVO

Bolivia tiene un potencial enorme para la generación de energía no convencional renovable como son la energía eólica y solar. Debido a su cercanía al ecuador tiene una irradiación solar relativamente alta. Uno de los mejores lugares en ese sentido es la región oeste, la cual se considera tener la irradiación solar promedio anual más alta del mundo.

Los costos de muchas tecnologías para el uso de Fuentes de Energía Renovable (FER) cayeron en todo el mundo significativamente en los recientes años. Tomando en cuenta este hecho, Bolivia tiene las condiciones necesarias para reconfigurar el suministro de energía eléctrica, el cual aún está basado en un 70% de fuentes de energía convencional, volviéndose posiblemente en más sostenible sin elevar los precios de energía eléctrica.

El 2016 la capacidad instalada de FER alcanzó 27 MW con un total de un 1.5 % del total de la capacidad instalada de generación. De acuerdo al Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) la capacidad instalada se incrementará hasta unos 330 MW dentro de un periodo de dos años (en 2019). Este incremento, multiplicando por 10 la capacidad actual, evidencia el interés boliviano en FER y también el muy acelerado desarrollo de las FER.

Las participaciones altas esperadas de las FER en la mezcla de energía boliviana tendrán efectos positivos, por ejemplo, el ahorro en combustibles fósiles, disminuyendo así la emisión de gases nocivos teniendo beneficios económicos y ambientales. La integración de las FER al sistema de energía eléctrica, sin embargo, será desafiante, pero con riesgos relativamente menores debido a la participación inicial baja de las FER, además de su enfoque gradual. El consultor recomienda usar esta ventaja y comenzar a planificar para el futuro para asegurar un proceso de integración confiable y efectivo en las distintas fases de integración de las FER. Esto requiere adaptaciones en la manera en la que se opera y planifica el sistema de energía eléctrica en Bolivia. La primera fase de integración de las FER normalmente no evidencia un impacto notorio en la operación del sistema de energía, así como sucedió por ejemplo en Alemania. Mientras más alta sea la participación de las FER, más flexible deberá ser la operación del sistema para poder mantener el ritmo de la sofisticación del sistema de energía.

En ese sentido, los siguientes capítulos explicarán como los operadores de sistema y actores de mercado bolivianos pueden facilitar la integración de altas participaciones de las FER y posibilitar así técnicamente objetivos nacionales y políticos. Los cambios encontrados en el área de control del operador del sistema de transmisión alemán 50Hertz serán explicados para mostrar las lecciones aprendidas y posibles soluciones para facilitar a Bolivia la integración de las FER. El punto de partida será la práctica actual de las operaciones de sistema bolivianos. La investigación comenzará con la naturaleza desafiante de las FER en su previsibilidad, y la importancia del pronóstico de las FER lidiando con esa naturaleza. Posteriormente se explicará el impacto en la operación y

planificación del sistema de energía con soluciones y adecuaciones necesarias para soportar las más altas participaciones de energías renovables sin sacrificar la calidad del suministro y la seguridad del sistema. Y finalmente se enfatizará el sistema de entrenamiento de despachadores para mostrar como otros operadores de sistemas con altas participaciones de FER intentan continuamente de asegurar que sus despachadores estén bien preparados para desafíos futuros.

Tomando en cuenta las lecciones aprendidas y la extensa experiencia con la integración de FER en Europa y especialmente en 50Hertz, el consultor intentará en los siguientes capítulos mostrar un posible camino para una integración bien planificada y efectiva de las FER en Bolivia. Basado en el análisis sobre las prácticas actuales operacionales y de planificación de la red, intercambio de información con la CNDC y las discusiones con diferentes partes interesadas bolivianas, las cuales se llevaron a cabo más antes en este año, se elaboran recomendaciones de cómo preparar el sistema boliviano para los desafíos de un suministro de energía sostenible en el futuro cercano.

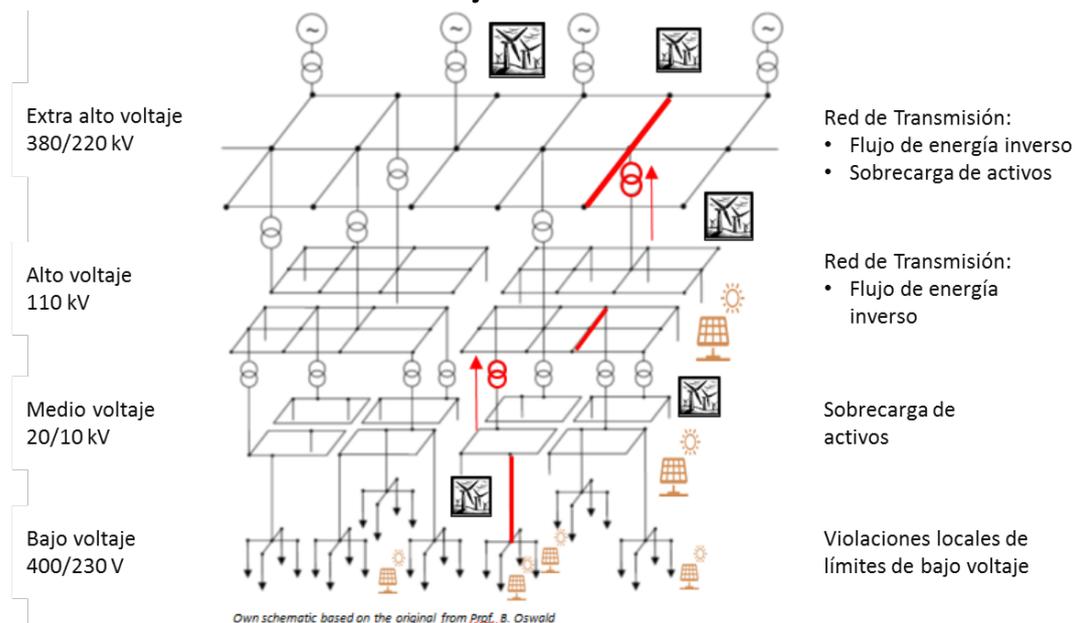
2 LA INTEGRACIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE EN SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

2.1 Cambio paradigmático y desafíos

En las últimas tres décadas una cantidad creciente de países fue direccionando su política energética para facilitar la integración de Fuentes de Energía Renovable (FER). Diferentes motivos llevaron a este desarrollo, por ejemplo, la disminución de la dependencia de combustibles fósiles por razones políticas o económicas y así reducir la emisión de dióxido de carbono (CO₂), que es considerada nociva para el medio ambiente, además de otros impactos.

Tomando a Alemania como un ejemplo, preliminarmente se iniciaron programas pequeños de integración de FER, por ejemplo, el programa fotovoltaico "1000 techos" y proyectos de integración eólica. En el comienzo de esta fase, a cuál denominamos "primera fase de integración de FER", no se afectaron notoriamente la operación de sistemas de energía y la planificación de redes de transmisión. La integración de las participaciones relativamente bajas de FER sucedió mayoritariamente en las redes inferiores con niveles de voltaje menores. Esta es la etapa en la cual se definieron los procesos de facturación y medición de las FER y se desarrollaron y probaron herramientas de pronóstico.

Gráfico 1: Distribución esquemática de Energías Renovables a diferentes niveles de voltaje en Alemania

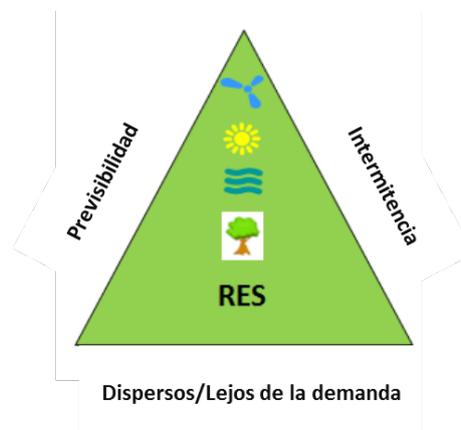


Fuente: Griblab

A través del tiempo la cantidad de FER conectadas a la red se incrementó exponencialmente alcanzando a participaciones instaladas muy altas en diferentes niveles de voltaje de la red y causando congestiones locales en ciertas áreas, por ejemplo, sobretensión en niveles de bajo voltaje y sobrecarga de activos. Las altas participaciones de FER introdujeron el fenómeno de “flujo de energía inverso”, cuando existe una generación excesiva, la energía fluye de la red de distribución a la de transmisión.

Este acontecimiento hizo que los operadores de sistema se den cuenta de una de las naturalezas desafiantes de las FER, la cual es la dispersión y el suministro descentralizado. Otro de los retos se plasma en las instalaciones a gran escala, que normalmente están instaladas lejos de la demanda. A pesar de que el sol y el viento están disponibles casi en todas partes, los inversores de energía fotovoltaica y eólica prefieren aprovechar áreas que garanticen altas generaciones de energía. Puede que sea muy eficiente construir unidades de producción donde la generación es alta (desde la perspectiva del costo de la unidad), pero puede ser lejano al sitio de consumo eléctrico y necesitará transporte (a través de la red).

Gráfico 2: Características de las FER



Fuente: Gridlab

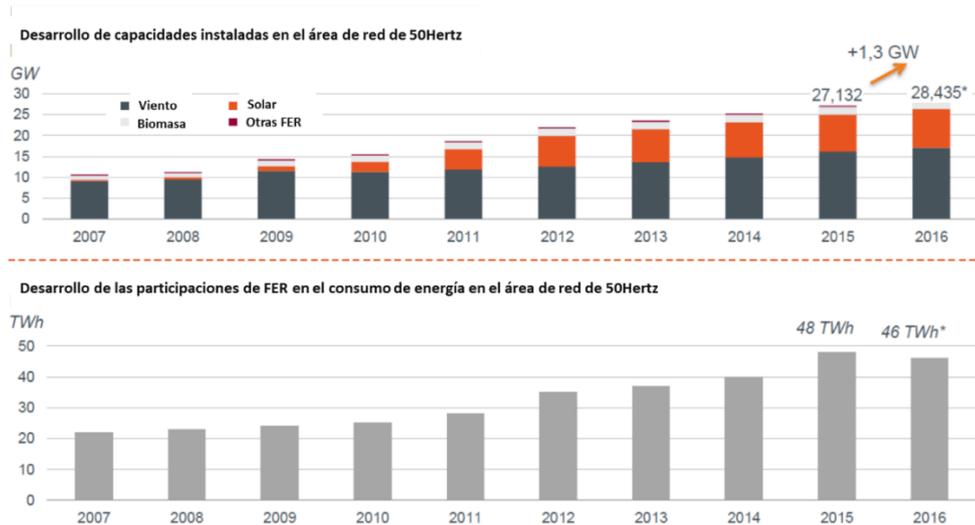
La naturaleza fluctuante de las FER y las congestiones hicieron que se aumente la conciencia sobre la red y los operadores de sistema que llevaron a un “cambio paradigmático” en la manera en la que se opera el sistema de energía. La operación del sistema es fuertemente afectada por cuan previsibles son las FER. El próximo capítulo desarrollará la experiencia de la operadora de sistema de transmisión alemana 50Hertz-Transmission, resolviendo estos desafíos para integrar exitosamente un incremento inmenso de FER en su área de control.

2.2 La experiencia en la integración de FER del área de control de 50 Hertz en Alemania

50Hertz experimentó en las pasadas décadas un enorme incremento de FER instaladas. El Gráfico 3 da un ejemplo de ese desarrollo. La capacidad instalada de FER eólicas, fotovoltaicas, de biomasa y otros casi se triplicó de 10 a 28.5 GW en 10 años. Calculando sobre la base energética, las FER cubrieron casi el 50%

del consumo del área total de control. 50Hertz se convirtió en el líder mundial de operadores de sistema en integración de las FER volátiles gracias a esta participación en su área de red.

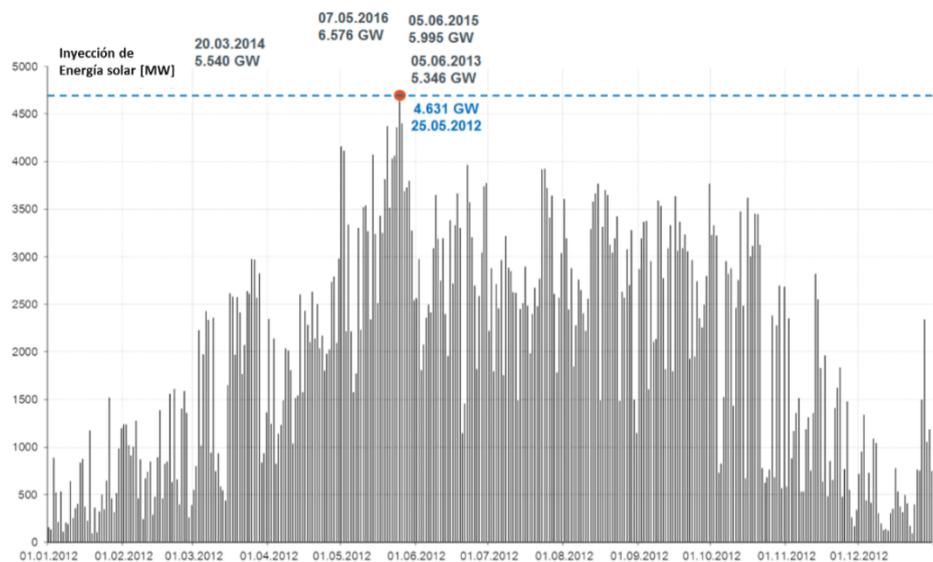
Gráfico 3 Desarrollo de capacidades instaladas en el área de red de 50Hertz



Fuente: 50 hertz

Los desafíos principales para 50Hertz provienen de la naturaleza de las FER, como ser la intermitencia y la dificultad en predecirlas. Para mostrar esto, se representan en los siguientes gráficos la inyección de energía fotovoltaica y eólica en el área de control de 50Hertz. En el Gráfico 4 se ilustra la inyección anual de energía activa de plantas fotovoltaicas dentro del área de control de 50Hertz. Se nota que las fluctuaciones son de corto y largo plazo. Diariamente se alcanzan los picos disponibles máximos de inyecciones de energía y en la noche no se inyecta energía en absoluto.

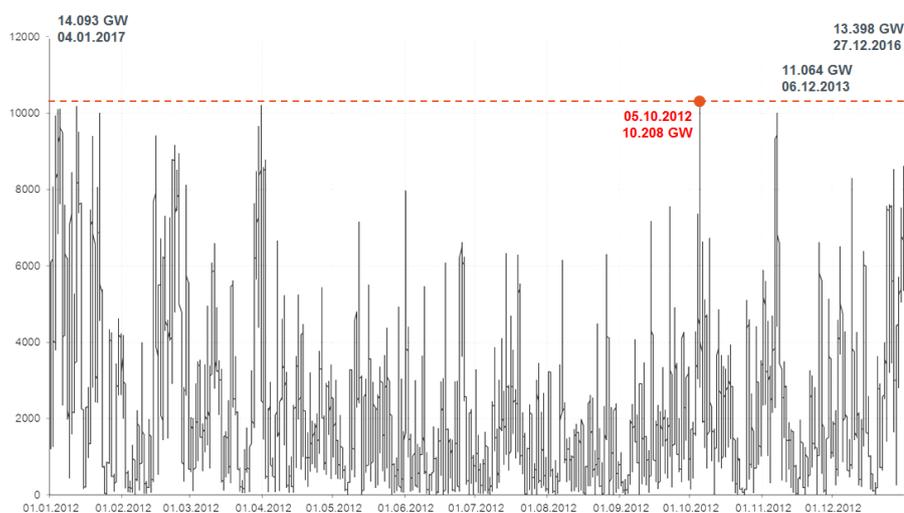
Gráfico 4: Inyección de energía anual de sistemas fotovoltaicos en área de control de 50Hertz



Fuente: 50 Hertz

Los picos de energía disponible cambian a través de las estaciones para alcanzar sus valores máximos en primavera, pero éste puede variar a través de los años, por ejemplo, el 2012 (resaltado de azul) el máximo de 4,6 GW fue a finales de mayo, el 2013 en junio, el 2014 en marzo y el año pasado otra vez en mayo con 6,5 GW de alrededor de 9 GW de capacidad total instalada. Se puede observar un fenómeno similar, pero con un patrón diferente y en invierno, con la inyección de energía eólica a través de los años. En el 2012 el pico de energía máxima de 10.2 GW (resaltado en rojo en el Gráfico 5) ocurrió en octubre, el 2013 y 2016 en diciembre y en este año es enero hasta el momento alcanzando alrededor de 14 GW de una capacidad instalada total de unos 17 GW. Es notorio que la energía solar y eólica son complementarios; mientras que la fotovoltaica genera picos más altos en las estaciones de verano y primavera, las plantas eólicas hacen eso en las demás estaciones.

Gráfico 5 Inyección de energía anual de sistemas eólicos en área de control de 50Hertz



Fuente: 50 Hertz

Este incremento en la inyección de energía se debe principalmente por la capacidad instalada anual adicional que llegó, por ejemplo, a 1.3 GW, incluyendo energía eólica y fotovoltaica desde 2015 a 2016 como se muestra en el Gráfico 3. Las operaciones de sistema deberán ir al mismo ritmo que las fluctuaciones para suministrar las cargas de manera confiable, y se deberá estudiar a priori el impacto en las redes de distribución y transmisión en el pronóstico y administración de congestión. Las fluctuaciones estacionales y de corto plazo de las FER tienen un impacto en el balanceo del sistema. La siguiente tabla resume, para ilustrar la magnitud de las fluctuaciones de las FER, las inyecciones de energía máxima y mínima, la mayor diferencia entre ambas energías en todo el año y las máximas “caídas e incrementos en 15 minutos” dentro de un día.

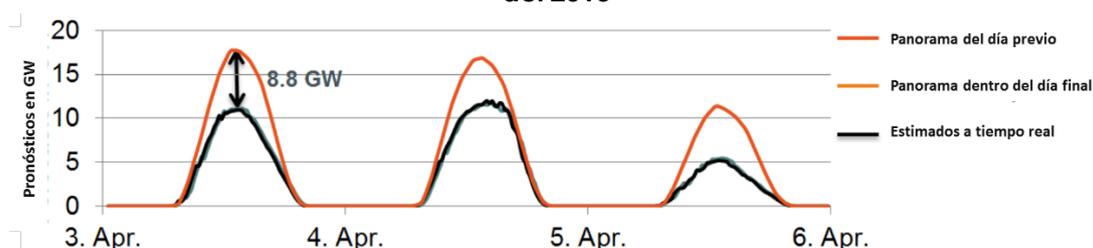
Tabla 1 Datos de alimentación fotovoltaica para el área de 50Hertz en 2016

Alimentación Máxima / Alimentación	6,576/0 MW
Incremento de alimentación máxima en 15 min.	860 MW
Disminución de alimentación máxima en 15 min.	-576 MW
Mayor diferencia de alimentos entre máxima y mínima en un día	6.576 MW

Fuente: 50 Hertz

Un ejemplo de Alemania (mostrado en el Gráfico 6) resalta los desafíos que plantean las condiciones climáticas, y demuestra el enorme impacto que pueden tener errores en los pronósticos. El pronóstico del “día antes” para energía solar pronosticó en abril de 2013, basado en técnicas de pronóstico usadas diariamente para la operación de sistema, un pico de alrededor de 18 GW. El comercio del día previo, incluyendo asignaciones de reservas, se basaron de ese modo en esa alimentación de energía solar. Sin embargo, se registró niebla sobre toda la parte sur de Alemania en ese día, disminuyendo significativamente el pronóstico dentro del día y la salida de energía comparada con el pronóstico del día previo. Esto resultó en errores de pronóstico dramáticos de hasta 8.8 GW en el pronóstico del día previo. Las reservas de carga y control de frecuencia planificadas con base al pronóstico del día previo no fueron suficientes para cubrir una discrepancia tan grande, y la red alemana ya no estaba independientemente balanceada. La situación fue resuelta solicitando reservas para balancear de países vecinos dentro de un día.

Gráfico 6: Errores de pronóstico para energía solar – experiencia en Alemania, abril del 2013



Fuente: 50 Hertz

Para lidiar con desafíos similares, el sistema 50Hertz elaboró intervenciones de seguridad, como ser procedimientos vitales en el día y mecanismos operacionales para mitigar congestiones y asegurar la estabilidad del sistema bajo cualquier circunstancia. Con casi un 50% de participación de las FER en el consumo de energía en el área de control de 50Hertz, se categorizan las intervenciones de sistema de acuerdo al orden de activación de acuerdo al siguiente orden:

- Acciones relativas a la red (no remuneradas), por ejemplo, flujos direccionados en bucle, cambio en la topología de la red, adaptación de niveles de voltaje, uso de energía de control.
- Acciones relativas al mercado (remuneradas), por ejemplo, re despacho y comercio compensatorio, re despacho trans-fronterizo, administración de

carga de grandes consumidores, recorte de plantas convencionales hasta un mínimo técnico.

- Recortes de las FER (remuneradas y no remuneradas), por ejemplo, recortes locales o recortes de áreas de control completas.

Estas intervenciones de sistemas de seguridad con sus tres categorías se subdividen posteriormente en 12 pasos basados en su impacto en los diferentes grupos de interés del sistema de acuerdo a la ley alemana (véase Gráfico 21 y Gráfico 22 en el capítulo 3.2.3). Generalmente las acciones se toman en orden progresivo, pero en la práctica operacional, esto puede no ser el caso (por ejemplo, por la no disponibilidad de algunos mecanismos). Algunas veces se toman varias acciones en paralelo.

Gráfico 7: Administración de la congestión y clasificaciones de intervenciones de seguridad en 50Hertz



Fuente: 50 Hertz

La experiencia real en la integración de energías renovables a la red de 50Hertz se logró con los siguientes tipos de medidas relevantes a lo largo de las diferentes fases de la integración de las FER (véase Gráfico 8). Las energías renovables evolucionaron de un nicho a una fuente de energía dominante en el área de la red de 50Hertz llevando a nuevos desafíos y requerimientos para la misma. Las lecciones aprendidas por 50Hertz en Alemania son, por ejemplo, que a diferentes etapas de la integración de energías renovables 50Hertz mejoró el sistema para asegurar que pueda mantener un suministro seguro y confiable a sus clientes. Las medidas principales implementadas cuando la participación fue menor del 10% fueron, por ejemplo, incorporar pronósticos de energías renovables en varios procesos de operación y planificación. El refuerzo de la red y mejoras en la provisión de servicios auxiliares fueron medidas que posibilitaron una mayor integración de hasta un 40% basado en la provisión anual de energía a consumidores. Actualmente 50Hertz está implementando la respuesta a la demanda y mejorando las capacidades de monitoreo y control de la red y generación para operar de manera segura la red con más de 40% de energía renovable.

Gráfico 8: El camino de la integración de FER en el área de control de 50Hertz



Fuente: 50Hertz

Tomando en cuenta las lecciones aprendidas y la extensa experiencia con la integración de FER en Europa y especialmente en 50Hertz, el consultor intentará en los siguientes capítulos mostrar un posible camino para una integración bien planificada y efectiva de las FER en Bolivia. Basado en el análisis sobre las practicas actuales operacionales y de planificación de la red, se elaboran recomendaciones de cómo preparar el sistema boliviano para los desafíos de un suministro de energía sostenible en el futuro cercano.

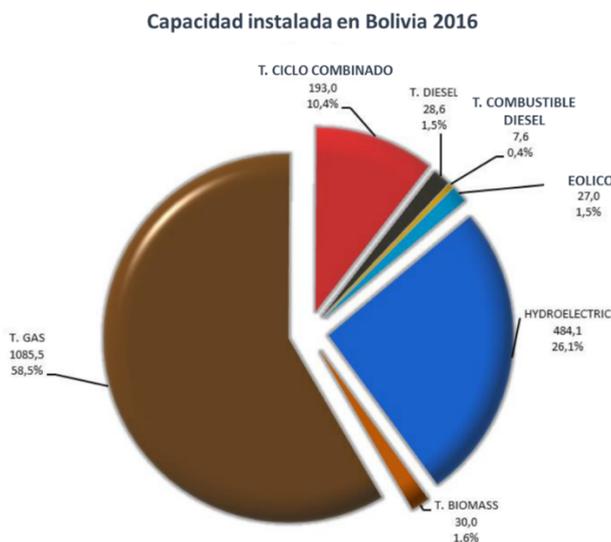
3 ANÁLISIS DEL SISTEMA DE ENERGÍA BOLIVIANO EN EL CONTEXTO DE LA INTEGRACIÓN DE LAS FER

3.1 Síntesis del sistema

El Sistema de Energía Boliviano, también conocido como Sistema Interconectado Nacional (SIN) es un sistema geográficamente amplio con demanda distribuida a lo largo de diferentes regiones. La intención del mercado actualmente es de incrementar su mezcla de generación por medio de la diversificación de recursos renovables que están bien distribuidos en todo el país. Los recursos potenciales primarios en Bolivia colocaron al país en una posición ideal para ir adelante hacia la transición energética. Por ello, los pasos a seguir son incrementar la generación renovable para asegurar la competitividad dentro de la región. Una de las externalidades de esta topología única son los puntos de consumo del sistema que no están concentrados, estos más bien se encuentran distribuidos a través del país y eso crea dificultades para alcanzar ciertas áreas con condiciones de suministro adecuadas. Por lo tanto, el sistema debe constantemente, por sí solo, mantener sus capacidades operacionales para suministrar energía eléctrica a regiones extensas con consumo eléctrico mediano, teniendo que lidiar al mismo tiempo con diferentes condiciones contextuales y climatológicas.

El suministro eléctrico actualmente es dominado por la generación de energía térmica, usando principalmente gas natural como recurso primario. El segundo recurso primario más grande es la generación hidroeléctrica que representa más del 20% del total de capacidad instalada, participación relativamente pequeña comparada con el potencial hídrico. En Bolivia, la inclusión de energía renovable aún está en su etapa primaria, y se espera que sea más atractiva a lo largo y ancho del país debido a su gran potencial y sus beneficios adicionales que pueden conllevar.

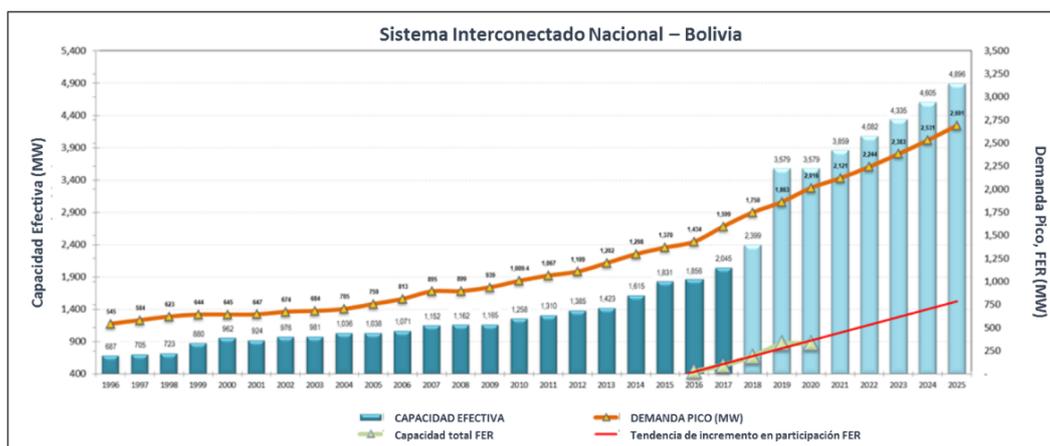
Gráfico 9 Capacidad instalada SIN - 2016



Fuente: Elaboración Propia

En los años pasados el Sistema Interconectado Nacional evolucionó a un ritmo óptimo. El desarrollo estructural general mantuvo un crecimiento continuo. Debido a la ubicación peculiar, hay algunos aspectos preocupantes normales y trabajos pendientes en términos de la expansión y refuerzos de la red, por lo tanto, el desarrollo del sistema ha traído desafíos de manera natural y posiblemente siga de esa manera. En las dos últimas décadas, sin embargo, el desarrollo de los equipos de generación mostró una buena armonía entre una demanda creciente e inversión de capital. Durante esos años se mantuvo el mantenimiento marginal de reserva fría en un valor promedio de 20%, eso independientemente de la tecnología instalada. El desarrollo en el futuro aún tiene sus retos por delante, pero se aspira a asegurar la operación correcta y un mercado con funcionamiento óptimo. [1]

Gráfico 10 Evolución del Sistema Interconectado Nacional



Fuente: Elaboración Propia

Bolivia estableció un programa de proyectos que implica no solo la generación convencional sino también la integración de generación de energía renovable como parte de la transición de energía baja en hidrocarburos, como se puede ver en el Gráfico 10. La capacidad instalada esperada de la generación de electricidad renovable en 2020 es alrededor de 330 MW. A pesar de que la integración de energías renovables posterior al 2020 pueda o no pueda seguir una proyección lineal, se estima que el crecimiento de la participación de energía renovable dependerá directamente de las adaptaciones estructurales futuras en el Sistema Interconectado Nacional. Este reporte también resaltaré prácticas existentes que serán probablemente afectadas por la introducción de energías renovables al mercado para poder identificar cuales adaptaciones serán necesarias de realizar previas a este desarrollo.

3.2 Administración y Operación

3.2.1 Operación en Condiciones Normales

El sistema nacional de energía es administrado sobre la base técnica nacional “Norma Operativa de Operación en Tiempo Real” emitida el 2012. Este documento legal provee directrices básicas al administrador de red para realizar sus deberes de manera responsable y segura. [2]

Las directrices además dan un vistazo general de las responsabilidades del Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC) al igual que el resto de las partes interesadas involucradas en la operación de sistema, también conocidos como Agentes.

Para la operación del Sistema Interconectado Nacional, se consideran en el parque de generación todas las unidades en el sistema que son despachadas de manera comercial, las unidades que no son despachadas de manera comercial, pero que aseguran condiciones operacionales mínimas para la red de transmisión, y finalmente las unidades que no son despachadas por razones económicas. El CNDC tiene la autoridad para decidir cuales unidades son consideradas o no en el sistema para el despacho del día previo, pero también está a cargo de reprogramar el sistema en tiempo real.

Como se explica líneas arriba, el sistema tiene algunas particularidades topológicas que convierten a la operación en bastante dinámica y en un reto constante. El Sistema Nacional tiene cuatro regiones con características contextuales y operacionales divergentes. A pesar de que las capacidades de generación y transmisión cambiaron desde el año 2013, es digno mencionar que los centros principales dentro del sistema se mantienen en las ciudades de Santa Cruz, La Paz y Cochabamba, donde se concentra la mayor generación y consumo de electricidad. [1] [3]

Gráfico 11 Estructura del Sistema Boliviano de Energía – 2013 [3]



Fuente: Elaboración Propia

Considerando la introducción venidera de energía renovable al Sistema Interconectado Nacional, la operación normal será crucial en estas nuevas circunstancias para mantener la seguridad del sistema y el desarrollo futuro. Sin

embargo, se consideran adaptaciones previstas a procedimientos usados actualmente.

Consideraciones de Despacho

El cálculo de despacho se lleva a cabo en el CNDC. Para este propósito el modelo usa restricciones de red y de suministro como alimentación de datos y luego optimiza cada hora la operación hídrica y térmica basado en las capacidades técnicas de los equipos durante el día. El software es conocido como NCP que utiliza una optimización lineal del despacho con un enfoque directo actual en reducir costos de ejecución y operación de la red. La consideración de despacho para la generación convencional de energía (las plantas de energía térmica), es la de usar cada costo variable (costo operacional) y condiciones operacionales que definirán y redefinirán (en tiempo real) la programación de la totalidad del parque de generación. Por otro lado, el modelo da prioridad a la operación de las plantas hidroeléctricas basado en el orden de mérito que permite usar el recurso primario de manera óptima. En ese sentido, el despacho podría tener cuatro diferentes categorías para la generación convencional: [1]

- Despachado comercialmente,
- No despachado debido a falta de disponibilidad,
- Operación forzada debido a restricciones de transmisión,
- Y no despachado debido a altos costos variables.

El análisis de despacho definió adicionalmente tres periodos representativos durante el año para la operación de sistema. Los periodos analizados son los húmedos, secos y las así llamadas estaciones promedio. Es importante hacer notar que el sistema boliviano tiene una reserva de energía hidroeléctrica muy importante, la misma que puede cambiar dramáticamente entre las estaciones secas y húmedas. La estación promedio se refiere básicamente a la transición entre estas dos estaciones. Otro efecto que influye la operación del sistema es la variación de temperatura en el parque de generación. Los perfiles de temperatura en diferentes estaciones, principalmente en la parte oriental del país, influyen en la energía efectiva a ser inyectada de unidades de energía térmica. La revisión y diseño de estas estaciones típicas se tendrá que adaptar a la integración de las FER, mejorando propiedades típicas y comportamientos de perfiles de generación de energías renovables y luego considerar las mejoras de los procedimientos de despacho. Los periodos diseñados tendrán que incluir velocidades de viento y patrones de irradiación solar en años, meses y semanas, permitiendo así una previsibilidad apropiada del análisis de despacho.

Orden de Mérito

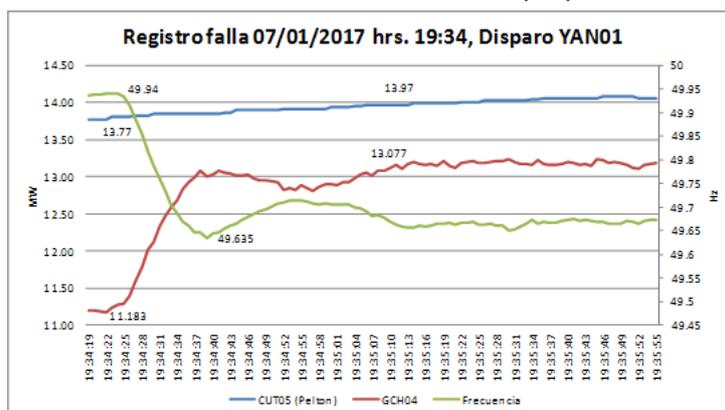
El Orden de Mérito en el sistema está diseñado con el objetivo de optimizar la utilización de recursos naturales y crear una competencia sana entre las partes involucradas en el sistema. El SIN, en ese contexto, estructuró el Orden de Mérito

priorizando el uso sostenible de corrientes y reservorios hídricos para la generación de electricidad, y luego por la competencia de mercado entre las plantas de energía térmica que no son forzados a operar para la restricción del sistema sino para la regulación de voltaje. Se entiende que un uso óptimo de recursos naturales como un criterio de entrada también implicaría el uso de la generación de energía renovable como una prioridad para el despacho, donde la operación de renovables debe asegurarse mientras esté disponible y almacenable. En el futuro el Orden de Mérito deberá diseñarse con precaución, tomando en cuenta la buena utilización de recursos primarios, de la manera más sostenible, pero también para asegurar la operación de mercado de unidades que están a cargo de garantizar condiciones de un sistema confiable para el mercado.

Control de Frecuencia

La administración de frecuencia en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) se calibra anualmente (noviembre a octubre) e implica reservas primarias y secundarias definidas como reservas rotantes. El esquema de reserva primario en Bolivia es responsabilidad de todo el parque de generación conectado y es activado automáticamente por el ajuste de control de velocidad (regulador) de las unidades. En términos técnicos, se ha demostrado que para este propósito las unidades hidroeléctricas tienen normalmente una reacción más lenta que otras unidades de energía térmica. La razón principal de esto es que los sistemas de captación de agua de plantas hidroeléctricas requieren de periodos más largos de tiempo para proveer regulación de frecuencia y respuesta a desbalances de sistema inmediatos. En el Gráfico 12 se puede percibir que para el evento específico ocurrido el sábado 7 de enero de 2017, la reacción instantánea de las unidades térmicas comenzaron dentro de los primeros segundos después de ocurrido el evento, sin considerar si los megawatts inyectados fueron la cantidad adecuada o no. El mismo Gráfico, muestra que, contrastando con la reacción de las unidades térmicas, la reacción de las unidades hidroeléctricas no contribuyó a la falla ni positiva ni negativamente. Para el caso de la regulación secundaria, el periodo de tiempo mostrado no permite identificar la respuesta. Por lo tanto, se debe considerar un análisis apropiado y extendido de todo el parque de generación para asegurar un control de frecuencia apropiado en operación normal en el futuro con las nuevas condiciones operacionales.

Gráfico 12 SIN Bolivia - Evento de Falla 07/01/2017 19:34 hrs



Fuente: 50 Hertz

Además, el control de frecuencia secundario en el SIN se hace manualmente y depende directamente de la capacidad del equipo; por lo tanto, tiene diferentes valores durante el día. De acuerdo a Estándares Operacionales actuales, el control de frecuencia secundario está a cargo de tres actores principales: [2]

- Corani
- Cobee – La Paz
- Hidroeléctrica Boliviana

El control de frecuencia, en términos generales, es un tema importante en la introducción de energías renovables. Además de las preocupaciones normales de la operación del sistema, la poca previsibilidad de las condiciones climáticas se vuelve cada vez más importante, por ello los servicios auxiliares como la administración de frecuencia son cruciales para poder lidiar con desbalances en el sistema. Las mejoras previstas se deben llevar adelante para poder asegurar una integración de instalaciones de energías renovables armónica y sostenible al Sistema Nacional.

Control de Voltaje

El Control de Voltaje del Sistema se lleva a cabo regionalmente en cooperación cercana entre el CNDC y los Operadores de Sistema de Transmisión (OST's). El control dependerá directamente de los equipos y del nivel de compensación reactiva dentro del sistema, pero también de las características regionales del sistema. [2]

La administración de voltaje en el sistema energético de Bolivia tiene actualmente un trato único. La metodología identifica áreas débiles dentro del sistema y también donde se necesitan requerimientos de suministro mínimo de energía para poder asegurar condiciones de suministro confiables y de calidad. Como se menciona anteriormente para la administración de voltaje previo al tiempo real, el CNDC identifica el suministro de energía activa mínima y las unidades que proveerán esta energía. Se ejecutan evaluaciones técnicas para

entender el perfil de carga en áreas débiles, además de los niveles de voltaje como resultado de los patrones de consumo, capacidades de transmisión, compensación reactiva etc. Una vez que se definió la cantidad apropiada de generación, se introduce la operación forzosa y entrega de generación mínima al modelo de despacho NCP, para ser considerado en la programación.

Desde la perspectiva de operación en tiempo real, el control de voltaje se hace a través de una coordinación cercana con la entidad que posee los equipos de transmisión. Los niveles de voltaje y la compensación reactiva se monitorean en tiempo real, y la corrección del perfil de voltaje es apoyado por las capacidades reactivas dentro de la red.

Está previsto que la metodología aplicada en estas condiciones estructurales debe adaptarse en el futuro con el desarrollo de la red y la introducción de energías renovables. Una asignación apropiada de generación de energía renovable puede traer beneficios en cuanto a estabilidad de voltaje en regiones donde el suministro de energía es inaccesible o donde haya restricciones de transmisión. Sin embargo, aún se debe considerar de manera estratégica, una combinación apropiada de otras tecnologías y herramientas de operación con la meta de poder lidiar con la característica intermitente de las instalaciones de energías renovables a lo largo de diferentes estaciones del año.

3.2.2 Operación en Condiciones de Emergencia

En el caso de emergencia, el CNDC se apoya lo más posible en procedimientos específicos para asegurar las condiciones de seguridad del sistema y sin considerar el enfoque de despacho comercial, hasta que se solucionó el problema. Dos procedimientos principales se diseñaron para esta condición: [2]

- La reducción del perfil de voltaje debajo de ciertos límites que permite retrasar los cortes de energía. El procedimiento se activa una vez que las capacidades del sistema para suministrar energía son limitadas. En este caso el sistema permite reducciones en niveles de voltaje para mantener lo más posible el suministro sin restricciones.
- Restricciones de carga hechas manualmente y en coordinación con los Operadores de Sistema de Distribución (OSD's) y consumidores industriales. Este procedimiento se activa cuando la situación se vuelve más seria y la reducción manual es la única solución para el sistema. La ejecución se hace por el CNDC basado en análisis y percepción en tiempo real del sistema y es directamente coordinado con OSD's regionales u otros agentes.

La reducción manual comienza una vez que el CNDC decide restringir el suministro de energía en ciertas condiciones para asegurar el sistema. El procedimiento se ejecuta en tres etapas: [2]

- Primera etapa para consumidores industriales sobre los 15 MW.
- Segunda etapa para consumidores industriales entre 0 y 15 MW.

- Tercera etapa para OSD's proporcionalmente a su demanda industrial y comercial.

Es importante mencionar que cualquier restricción del suministro de energía se hará priorizando consumidores regulados (hogares) y entidades públicas. [2]

En cuanto a la introducción de energías renovables, la flexibilidad del sistema podrá mejorarse sistemáticamente, pero se debe apuntar a proveer a los operadores de sistema herramientas adicionales para poder lidiar con situaciones críticas. Por lo tanto, un concepto a desarrollar para este propósito puede ser los agregadores, que básicamente comprenden diferentes tecnologías entre ellos energías renovables, almacenaje y mecanismos de respuesta de demanda. Estos servicios flexibles pueden proporcionar como cualquier servicio auxiliar, suministro de energía o reacciones a consumos que pueden evitar restricciones de carga en el sistema, asegurando así suministro continuo y mayor estabilidad del sistema. Los pasos a seguir para este propósito se deben analizar cuidadosamente para poder hacer asignaciones adecuadas, desarrollos de tecnología e integración de recursos renovables al sistema.

Eventos mayores en la Red

En cuanto a eventos mayores en el sistema boliviano, en los últimos años se pudieron encontrar restricciones estructurales. Una de las áreas más afectadas es la conexión que va desde la subestación de la Cumbre hacia Trinidad. Contextualizando, la Cumbre está ubicada en la Altura de las Montañas de los Andes y Trinidad está ubicada en medio de la selva amazónica, lo que significa que la conexión comienza sobre 4600 hasta 150 metros sobre el nivel del mar. A lo largo de este camino se pudieron identificar posibles relámpagos en las partes altas y posibles problemas por fallas a tierra en las partes (selva). [4] [5] [6]

La desconexión de estas líneas de transmisión resultará en la operación en modo isla de la región de Trinidad, lo cual ha ocurrido en numerosas ocasiones en años anteriores. Sin embargo, cabe mencionar que en esta situación el sistema aislado será capaz de proveer suficiente generación para cubrir la demanda de la región. Los proyectos de generación venideros además de una línea adicional de transmisión proveerán un suministro de energía más confiable en el futuro cercano. Por lo tanto, se ha determinado que las medidas tomadas para solucionar los problemas de la región no representarán una preocupación mayor para la introducción de generación renovable y el sistema en general.

3.3 Procesos de Planificación

El CNDC está a cargo del Proceso de Planificación en el Sistema Interconectado Nacional. Ellos ejecutan estudios continuos en el sistema asegurando la operación adecuada del sistema, y lidiando con las restricciones estructurales que tiene el sistema.

3.3.1 Planificación a Corto Plazo

La planificación a corto plazo se hace a través de análisis semanales y diarios. Los procedimientos ejecutados se hacen en base a la norma nacional técnica "Norma Operativa - Programación de la Operación" publicada en el 2009. Las consideraciones generales para la planificación a corto plazo son las siguientes: [7]

- Optimizar la disponibilidad de agua para evitar descargar el agua sin la conversión a electricidad. Si esto ocurriese la entidad responsable será penalizada con compensaciones económicas.
- Consideraciones técnicas para la red y todas las unidades del sistema.
- Mantenimiento y disponibilidad de recursos también se deben tomar en cuenta.

Para el procedimiento de planificación a corto plazo, el pronóstico de generación de energía renovable considera una metodología siguiendo ciertos procedimientos que puedan necesitar ser ampliados y ser considerados entre otras plantas de energía renovable si es que se espera una alta introducción de renovables. Entidades externas de pronósticos talvez tengan que reestructurarse dentro del proceso para proporcionar las predicciones más precisas para este cometido.

Despacho Semanal

El Despacho Semanal es una descripción general de la programación que considera el pronóstico de la demanda para consumidores regulados y no regulados (industrias), falta de disponibilidades de cualquier tipo, análisis del así llamado valor agua que define el costo mínimo marginal para el sistema, flujo en cada corriente de agua, río o reservorio diseñado para la producción de energía eléctrica, etc.

El Despacho Semanal también considera operación forzosa para ciertas plantas de energía para asegurar mínimos niveles de perfiles de voltaje en áreas críticas. Se desarrollaron recientes mejoras en la red, por lo tanto, se espera que en el futuro la operación forzosa de plantas de energía para fines de voltaje ya no será necesaria. Sin embargo, si en el futuro se necesita la operación forzosa será crucial incluir procedimientos con la operación de energías renovables para asegurar la optimización apropiada de recursos en ciertas áreas. Además, se prevé que las metodologías de pronóstico son cruciales para este análisis. En el caso de energías renovables, las metodologías de pronóstico no pudieron

proporcionar predicciones precisas en ese lapso de tiempo, pero si podrían proporcionar proyecciones referenciales de la generación de energía eléctrica y eventos climatológicos inusuales. La evaluación actual tiene una resolución de cada hora, que puede llevar a cierto nivel de imprecisión. Se espera que se llevarán a cabo ciertas mejoras al respecto. Por lo tanto, la cantidad de información manejada en el despacho semanal será adaptada con alta probabilidad. Las capacidades computacionales y formatos estandarizados en todos los agentes también deberán ser encaminados de la manera más adecuada, para poder asegurar el mismo nivel de entendimiento y comunicación entre las partes interesadas involucradas en la operación del sistema.

Despacho del Dia Previo

El despacho diario es el último filtro en la cadena de planificación. Por ello es una de las más importantes etapas previas al tiempo real. La información de entrada requerida en este proceso es: perfiles de consumo, disponibilidad de recursos y equipos, mantenimientos de último momento y falta de disponibilidad y cambios operacionales de día previo. El modelo usado en esta etapa también está basado en intervalos de una hora. La mejora mencionada líneas arriba también aplica a este procedimiento. Sin embargo, es importante considerar que en esa etapa el tiempo para el intercambio de información es bastante importante porque asegura un tiempo apropiado para la evaluación. Por lo tanto, directrices claras y compromisos de tiempo entre el CNDC y los otros agentes son cruciales para ejecutar estas tareas de manera óptima.

Mientras la magnitud de alimentación de energía renovable sea significativa para el sistema entero, un comportamiento no previsto de la energía renovable puede afectar las operaciones de mercado, las adaptaciones deberán ajustarse progresivamente con retroalimentación continua.

3.3.2 Planificación a Largo Plazo

Evaluación de Reserva Marginal Óptima

La Evaluación de Reserva Marginal en Bolivia solo es ejecutada por reservas fuera de línea. La evaluación asegura capacidades de suministro de energía a cada una de las regiones dentro del país. Los aspectos principales considerados en este análisis son: [8]

- Pico de Demanda Máxima durante el año.
- Reserva de energía Offline.
- Generación de energía efectiva.
- Capacidades Operacionales de transmisión.
- Energía efectiva de la planta de energía con el mayor costo de operación.

- Capacidad de transmisión máxima al área evaluada.

Considerando la planificación de desarrollo y compromisos del mercado boliviano para el desarrollo de renovables, la evaluación de reserva marginal se debe al mejoramiento y no considera solamente capacidades de generación y transporte, sino también capacidades técnicas de respuesta que tienen como meta lidiar con la integración de energías renovables y características operacionales. La evaluación no solo deberá adaptarse a ciertas áreas sino también para todo el sistema en general, considerando suposiciones contextuales como ser la velocidad de las desconexiones, el criterio N-1 para equipos críticos, etc. Estos análisis requerirán asegurar estudios dinámicos en mayor detalle.

3.3.3 Nuevos Requerimientos de Conexiones de Equipos

Los requerimientos para la integración de equipos al sistema boliviano de energía dependen actualmente del tipo de equipo. En el caso de la integración de las FER al SIN se consideran: [9]

Energía Eólica y Solar Fotovoltaica

Los requerimientos principales para la integración son los siguientes: [10]

- Flujo de energía en demanda mínima y máxima para los dos primeros años de operación, considerando estaciones húmedas y secas.
- Análisis de contingencia para estos periodos.
- Análisis de corto circuito (condiciones de demanda máxima).
- Evaluación de protección de sistema.
- Análisis armónicos.
- Estabilidad transitoria y dinámica, con el objetivo de asegurar una operabilidad apropiada de las unidades después de ciertas condiciones de falla. El análisis implica condiciones de falla eléctrica monofásica específicas con y sin reconexión rápida automática. Para algunos casos el CNDC también puede solicitar análisis complementarios de estabilidad de señal baja y estabilidad de voltaje.

En esta etapa, un desafío importante para los actores involucrados en el desarrollo de la red es determinar estrategias para el desarrollo e integración de energías renovables. Se debe entender muy bien cuales son los objetivos principales y desarrollos de tecnologías a ser logrados porque todas las adaptaciones regulatorias y requerimientos deberán comprender todas las tecnologías a ser desarrolladas en el futuro a mediano y largo plazo, considerando los beneficios externos y la posible volatilidad que este desarrollo pueda adicionar al sistema. La adaptación de requerimientos de nuevas conexiones al sistema tendrá que cumplir mayores expectativas si es requerido.

3.4 Repaso del proceso actual de pronóstico en Bolivia

3.4.1 Requerimientos para el pronóstico

De manera general el pronóstico de generación para las plantas de energía es definido por cada agente y entregado al CNDC en periodos de tiempos específicos. La información pronosticada es usada en el análisis de despacho semanal y del día previo. Como se mencionó anteriormente, los pronósticos de generación de renovables tienen una metodología diferente. Actualmente este procedimiento se hace con una metodología definida que se deberá aplicar en las plantas de energía renovable a ser conectadas para que ellas también puedan pronosticar su producción de energía eléctrica.

Las metodologías de pronóstico probablemente serán más complejas. Mayor resolución y análisis requerirán mejores procesos de optimización. Por lo tanto, se espera que todo el procedimiento se reajuste de la manera más apropiada por ejemplo centralizando ciertos análisis para todo el parque de energía renovable pero también terciarizando otros procesos a entidades certificadas.

3.4.2 Proceso de Pronóstico actual

En la actualidad solo existen dos parques eólicos en Bolivia, ambas pertenecientes a Corani. El pronóstico del clima es terciarizado y lo efectúa un proveedor de pronósticos que brinda cierta información a la entidad. La metodología aplicada permite una extrapolación de condiciones de viento al resto de las unidades y, por lo tanto, predice el comportamiento posible. Las mediciones y condiciones de viento son enviados al CNDC, que está a cargo de determinar la generación de energía por hora para el despacho. A pesar de interacciones permanentes entre el CNDC y Corani, además de un intercambio de información diario, la operación total de la segunda etapa del parque eólico de Corani (24 MW) recién se inició. Se entiende que estos primeros meses de operación proporcionarán información valiosa para el comportamiento futuro del parque y el pronóstico mejorará con retroalimentación adecuada.

Considerando las condiciones de viento en Bolivia, parecería que los patrones son bastante estables y la variabilidad climática anual es baja. En ese contexto la previsibilidad de la producción eólica actual es precisa y se la ve con optimismo para los proyectos venideros. Cabe mencionar que el volumen de generación de energía renovable, comparado con la capacidad total del sistema, no representa una amenaza para la seguridad del sistema.

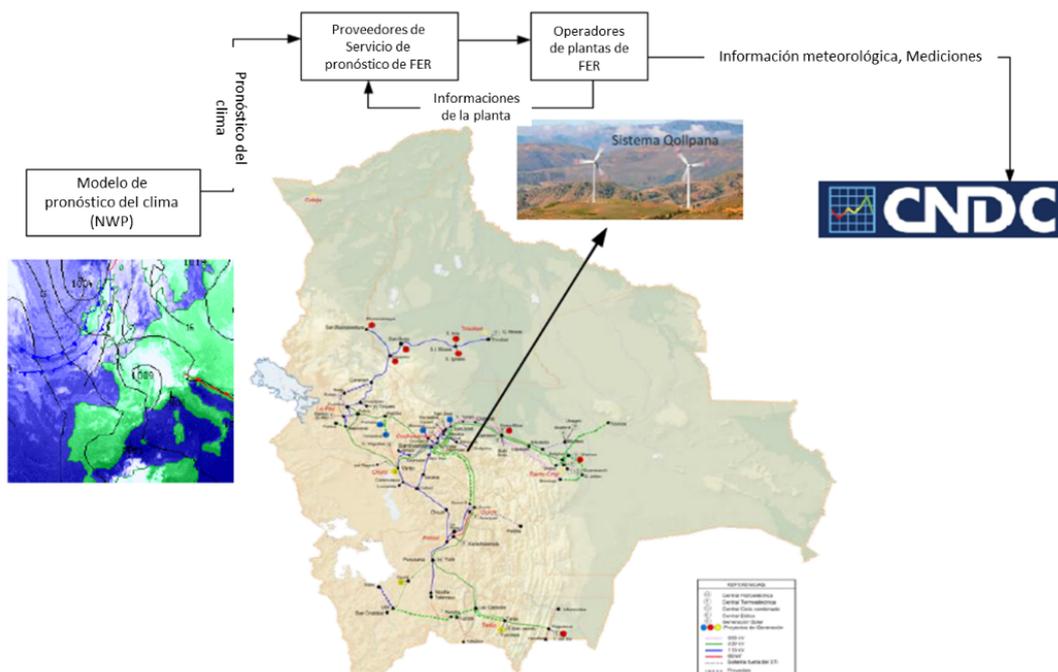
Desde la perspectiva del proceso, las mediciones y operaciones de los parques eólicos actuales ayudarán a mejorar la metodología en el futuro cercano. Sin embargo, se prevé que se deberán aplicar adaptaciones estructurales en los proyectos venideros. Son adaptaciones considerando estandarizaciones de la metodología, formatos, sincronización del intercambio de información, etc. Como se mencionó más arriba, talvez se deba considerar la terciarización de algunas tareas y también la centralización en entidades consensuadas, que

sean capaces de prestar servicios de pronósticos a un amplio número de operadores de las FER.

El pronóstico del clima para las plantas de energía de fuentes renovables lo define cada agente y es suministrado al CNDC, siendo ésta la entidad que determinará la producción de electricidad para el consiguiente despacho. Además, la compañía que posee la instalación deberá en el momento de puesta en servicio suministrar la generación pronosticada para los primeros años en las estaciones secas y de lluvia. La metodología de pronóstico se hace individualmente por cada entidad, lo que significa que no existe un procedimiento estándar para este análisis. [9] [11]

Hoy en día solo existe una planta de energía eólica en operación (27 MW "Sistema Qollpana"). Los operadores de la planta están a cargo del pronóstico del viento y de enviar los resultados al CNDC, el cual hace seguimiento de esta planta. Se espera que el impacto de esta planta sea despreciable para la planificación operacional y para las operaciones. Esta situación cambiará en el futuro. Se prevé una vista general del proceso de pronóstico actual en el Gráfico 15.

Gráfico 15 Pronósticos y procesos subsiguientes actuales en Bolivia



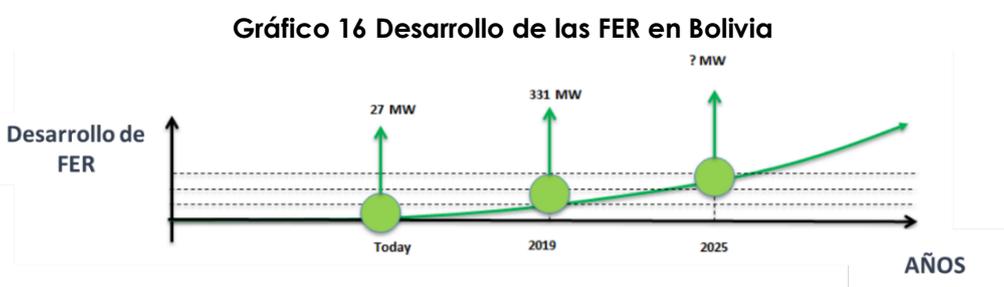
Fuente: Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC)

4 EL CAMINO PARA LA INTEGRACIÓN DE LAS FER EN BOLIVIA

Bolivia tiene un enorme potencial para la generación de energía no convencional como son la eólica y solar. Debido a su cercanía al ecuador tiene una irradiación solar relativamente alta. Uno de los mejores lugares en ese sentido es la región oeste, la cual se considera tener la irradiación solar promedio anual más alta del mundo.

Los costos de muchas tecnologías para el uso de fuentes de energía renovable (FER) cayeron en todo el mundo significativamente en los recientes años. Tomando en cuenta este hecho, Bolivia tiene las condiciones necesarias para reconfigurar el suministro de energía eléctrica, el cual aún está basado en un 70% de fuentes de energía convencional, volviéndose posiblemente en más sostenible sin elevar los precios de energía eléctrica.

El 2016 la capacidad instalada de FER alcanzó 27 MW con un total de un 1,5 % del total de la capacidad instalada de generación. De acuerdo a la CNDC la capacidad instalada se incrementará hasta unos 330 MW dentro de un periodo de dos años (en 2019). Este incremento, multiplicando la capacidad por 10, evidencia el interés boliviano en FER y también el muy acelerado desarrollo de las FER.



Fuente: 50 Hertz

Las participaciones altas esperadas de las FER en la mezcla de energía boliviana tendrán efectos positivos, por ejemplo, el ahorro en combustibles fósiles disminuyendo así la emisión de gases nocivos. La integración de las FER al sistema de energía eléctrica, sin embargo, será desafiante, pero con riesgos relativamente menores debido a la participación inicial baja de las FER, además de su enfoque gradual. El consultor recomienda usar esta ventaja y comenzar a planificar para el futuro para asegurar un proceso de integración confiable y efectivo en las distintas fases de integración de las FER. Esto requiere adaptaciones en la manera en la que se opera y planifica el sistema de energía eléctrica en Bolivia. La primera fase de integración de las FER normalmente no evidencia un impacto notorio en la operación del sistema de energía, así como sucedió por ejemplo en Alemania. Mientras más alta sea la participación de las FER, más flexible deberá ser la operación del sistema para poder mantener el ritmo de la sofisticación del sistema de energía.

En ese sentido, los siguientes capítulos explicarán como los operadores de sistema y agentes de mercado bolivianos pueden facilitar la integración de las participaciones altas de las FER y posibilitar así técnicamente objetivos

nacionales y políticos. Los cambios encontrados en el área de control del operador del sistema de transmisión alemán 50Hertz serán explicados para mostrar las lecciones aprendidas y posibles soluciones para facilitar a Bolivia la integración de las FER. El punto de partida será la práctica actual de las operaciones de sistema bolivianos. La investigación comenzará con la naturaleza desafiante de las FER en su previsibilidad, y la importancia del pronóstico de las FER lidiando con esa naturaleza. Posteriormente se explicará el impacto en la operación y planificación del sistema de energía con soluciones y adecuaciones necesarias para soportar las más altas participaciones de energías renovables sin sacrificar la calidad del suministro y la seguridad del sistema. Y finalmente se enfatizará el sistema de entrenamiento de despachadores para mostrar como otros operadores de sistemas con altas participaciones de FER intentan continuamente de asegurar que sus despachadores estén bien preparados para desafíos futuros.

4.1 Beneficios y Procedimiento de Pronóstico para energías renovables para el CNDC

Considerando el incremento considerado en participaciones de energía renovable variable en Bolivia, es crucial contar con un mecanismo de pronóstico adecuado para la inyección de electricidad generada por plantas eólicas y solares.

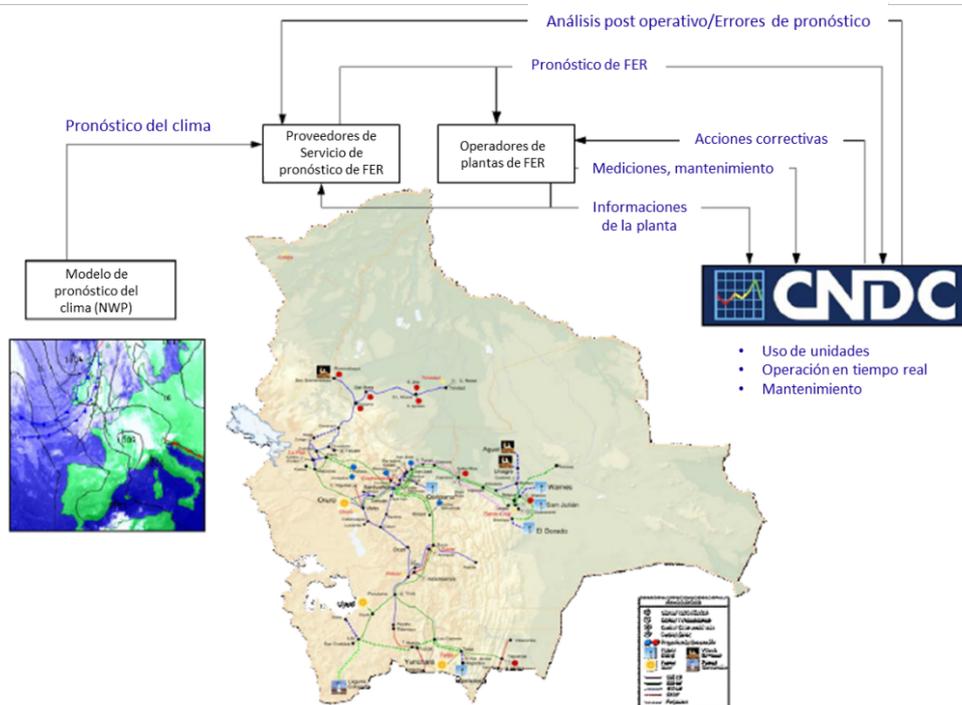
Un pronóstico confiable es importante para apoyar una operación estable del sistema de energía y reducir reservas de generación.

A un nivel significativo de participación de generación de FER, el balanceo de energía activa se vuelve más compleja. La disponibilidad de estos recursos depende de las condiciones climáticas. La inyección real de energía es, por lo tanto, no previsible en un lapso amplio de tiempo en adelante. Para poder proporcionar un pronóstico de energía y hacer un seguimiento de todas las instalaciones se deberá proporcionar información pertinente en forma de inventario de esas plantas de energía. Además, se deberá mejorar la calidad del pronóstico de manera regular, por ejemplo, revisando por parte del CNDC los resultados del pronóstico de las FER y dando una retroalimentación a los proveedores de pronósticos.

Como se pudo ver en el capítulo 3, solo existe actualmente una planta de energía eólica en operación y se proporciona información de pronóstico de manera informativa del operador de la planta al CNDC. Si este procedimiento no es adaptado tomando en cuenta el incremento esperado de las FER, el CNDC tendrá el desafío de administrar la información proveniente de todos los propietarios de las plantas de FER. Adicionalmente, el procedimiento actual no puede garantizar el uso rápido y efectivo de esta información para la planificación operacional y medidas en tiempo real. En un procedimiento adaptado (véase el Gráfico 17), el proveedor de pronósticos de energía renovable podría proporcionar al CNDC directamente con información que

contenga la generación de energía pronosticada conectada a la red. Esta información podría contener predicciones del día previo para cada área añadiendo regiones de interés para cada planta de energía si fuese necesario.

Gráfico 17 Pronósticos y procesos subsiguientes recomendados para Bolivia



Fuente: Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC)

Como se puede observar en el Gráfico 17, la interacción de todas las entidades involucradas es permanente y podría ser centralizada por el CNDC. En este esquema, el operador de sistema tiene una comunicación directa con todos los operadores de planta y con los proveedores de pronósticos otorgándole así una mejor estructura y orden a la administración de intercambio de información. También se proporciona un análisis post-operativo que se lleva a cabo por metodologías estándar que tienen la meta de ser publicados y revisados públicamente para mayores mejoras.

Estructuras adecuadas y procedimientos homogéneos proporcionarán al operador del sistema mayores capacidades de administración. Esto será extremadamente útil una vez que los sistemas integren mayores cantidades de generación de FER que son fácilmente influenciados por eventos meteorológicos extremos excepcionales, por ejemplo, eclipses solares o tormentas que podrían socavar la seguridad del sistema y por ello el suministro confiable.

En 50 Hertz por ejemplo, se proporciona un pronóstico de día previo de energía solar y eólica cuatro veces al día con una resolución de 15 minutos. La planta de energía que actualmente programa en Bolivia tiene un despacho cada hora y el pronóstico de 15 minutos puede que no sea requerido en la primera fase de integración de energías renovables. El CNDC podría solicitar una mayor resolución de pronósticos, por ejemplo, intervalos de 1 hora para comenzar, y

luego reducir esta resolución luego de adaptar la programación de las plantas de energía cuando la participación de las FER alcance cuotas notables en el sistema.

Actualizaciones de pronósticos dentro de un día son importantes porque reducen los errores de pronósticos y por ello también posibles desbalances de energía. Los pronósticos dentro de un día tienen una mayor precisión, porque están más cerca del tiempo real. Para los pronósticos a largo plazo se usan mayormente predicciones climáticas numéricas. Mientras que pronósticos a corto plazo usan datos medidos (o una combinación entre pronósticos de clima y mediciones) para obtener mejores resultados en el pronóstico. Una interface de usuario gráfico puede mostrar separadamente los pronósticos dentro de un día y el de largo plazo.

El CNDC ya está cooperando con Corani y ya ganó algo de experiencia en el pronóstico de energía eólica. La herramienta de pronóstico para renovables se basa, en el caso de energía eólica, en la predicción precisa de la velocidad del viento y su dirección. Se deberán considerar eventos excepcionales de la naturaleza como ser tormentas, ya que pueden tener una gran influencia en la generación. En estos casos las turbinas de viento son automáticamente bloqueadas y dejan de producir energía como ajuste por defecto del constructor y también está prescrito por el operador. El CNDC también debe asegurarse que estas situaciones estén consideradas para evitar cualquier sorpresa y desbalances innecesarios. El CNDC reportó que incluso hoy en día estos errores de pronóstico no son despreciables y evaluarán la posibilidad de incrementar la resolución para la planta eólica de Corani a 15 minutos.

El CNDC lidiará con la primera planta fotovoltaica a gran escala en los meses venideros, que será energizada gradualmente para llegar a una capacidad instalada de 60 MW. La precisión en el pronóstico meteorológico es crítica para el pronóstico de la generación de energía. El pronóstico de generación es un producto de la predicción del clima y las características de la planta. La herramienta de pronóstico de energía solar deberá predecir la generación de energía solar basada en los pronósticos del clima sobre radiación solar. Otros eventos meteorológicos como ser tormentas de arena pueden influir fuertemente en la generación y también deberán ser considerados. Como se discutió en el capítulo 1.2, las plantas fotovoltaicas tienen fluctuaciones a corto plazo y estacionales como las eólicas, pero se diferencian especialmente en que las plantas eólicas pueden inyectar energía incluso en la noche. Las plantas fotovoltaicas alcanzan su pico máximo de energía alrededor del mediodía, pero con la presencia de nubes la intermitencia aumenta y la energía activa puede ser reducida a valores muy bajos. En cooperación con el proveedor de pronóstico, el CNDC puede asegurar que también estén disponibles pronósticos posiblemente precisos para plantas fotovoltaicas en el futuro cercano.

Los pronósticos, además, deberán ser mejorados con mediciones en tiempo real que serán comparados con la información de los pronósticos. Esta información

podrá luego ser usada para generar datos estimados precisos sobre el impacto de la generación eólica y solar para los requerimientos de balanceo.

Este procedimiento adaptado permite tener un buen estimado de la cantidad de energía que es incierta y por ello aumentar la seguridad operacional del sistema comprometiendo el volumen adecuado para el balanceo. Esta información, además, podrá ser utilizada por el departamento de estudios del CNDC para hacer cálculos de flujo de carga de congestión dentro de un día y del día previo. Esto reduce el riesgo de congestión y podrá permitir al CNDC tomar acciones correctivas de manera más económica y proactiva.

El CNDC también podría usar estos pronósticos para identificar reservas adicionales que podrían necesitarse para mantener la confiabilidad del sistema en operaciones de tiempo real. Además de usar los pronósticos en la reprogramación dentro del día para ajustar el balance del sistema, se podría mejorar también la planificación de cortes usando la información adicional.

La información del pronóstico puede ser usada para la programación del uso económico de unidades y para la operación en tiempo real. Para la programación semanal del uso de unidades, el CNDC puede usar pronósticos a largo plazo. En la operación en tiempo real, los pronósticos a corto plazo se pueden usar para la actualización de la programación del día previo con la última información recibida por las FER diariamente.

Se pueden esperar violaciones de voltaje o sobrecarga de activos con menos riesgos, debido a la alta alimentación de las FER, si se usa la información de pronóstico en el análisis de congestión. En el caso de riesgos de congestión en la transmisión el CNDC puede solicitar a las plantas eólicas y fotovoltaicas relevantes reducir la generación en esas horas como acción correctiva. Sin embargo, estas prácticas se deberán predefinir en los códigos nacionales de conexión y de red, como será enfatizado en el capítulo 3.2.4.

El consultor analizó con el CNDC este proceso de pronóstico adaptado y aseguró la factibilidad del concepto. De acuerdo a la ley el CNDC es responsable de todo el sistema, así como del suministro regional. Esto significa que se pueden ejecutar, si fuesen necesarias, acciones correctivas, como ser recortes de generación convencional y de FER. El CNDC está planificando contar con pronósticos precisos y confiables para facilitar la integración de las FER en Bolivia.

4.2 Prácticas de planificación y operacionales

Dados los incrementos planificados y anticipados de la producción de energía renovable en Bolivia hasta el 2025 y más allá, el CNDC está preocupado por tener una operación confiable, segura y económica, considerando la previsibilidad e intermitencia de estas tecnologías. El incremento en la introducción de la energía renovable a la red boliviana definitivamente impactará progresivamente las operaciones de sistema. El CNDC ya puede

empezar desde hoy para estar preparado para las situaciones futuras y utilizar de manera efectiva la capacidad del sistema y albergar altas participaciones de FER. Se esperan impactos en toda la cadena de suministro, empezando de la planificación de la generación, pasando por el desarrollo de la red, hasta la planificación operacional y las operaciones a corto plazo.

4.2.1 Planificación de Generación

Se espera que la planificación de la generación no sea fuertemente impactada en la primera fase de la integración de las FER. En esta fase la variabilidad de las FER se tratará como una variabilidad de carga. En este caso la planificación tendrá como meta cubrir la “carga residual” que permanece después de añadir la generación de las FER a la carga. Sin embargo, en etapas posteriores de integración se tratará a las FER en el orden de méritos como energía hídrica debido a sus bajos costos marginales. Esto resaltarán los beneficios económicos de las FER para el suministro de electricidad en Bolivia. Esto, en cambio, podría impactar en el factor de utilización de las plantas de energía térmica con altos costos marginales y también sus contratos de suministro a largo plazo.

La generación de energía renovable depende de las condiciones climáticas que varían cada hora, diariamente y estacionalmente. Introducir altas participaciones de FER fluctuantes demandará mayor necesidad de balanceo de energía activa. El despacho comercial y programación de la totalidad del parque de generación de energía será más desafiante con la inclusión de las FER. La flexibilidad operacional de la línea de generación para llevar a cabo el balanceo, especialmente de plantas de energía convencional, se convertirá en más importante para la confiabilidad del sistema.

Para mostrar este comportamiento se analizará el impacto en el área de control de 50Herz. En esta área se instalaron alrededor plantas fotovoltaicas con 9 GW hasta el año 2016. En ese año los gradientes resultantes de inyección de energía alcanzaron 860 MW (~9,5 % de la capacidad fotovoltaica instalada) dentro de 15 minutos (refiérase a la Tabla 1 en el capítulo 1,2). La desviación más alta entre el mínimo y el máximo en un día fue alrededor de 6,5 GW (~70%). La energía eólica tenía una capacidad instalada mayor de unos 17 GW y los gradientes de 15 minutos alcanzaron hasta 2,5 GW (~15% de la capacidad eólica instalada). La desviación más alta entre el mínimo y máximo en un día fue de unos 8,4 GW (~50%).

Los gradientes resultantes se incrementarán en Bolivia con la capacidad adicional instalada de las FER. Dependiendo del clima en Bolivia estos gradientes pueden ser más o menos altos comparados con otros países. Es importante hacer notar, sin embargo, que estas variaciones energéticas son de corto plazo, y no podrían ser balanceadas con los periodos actuales de programación de las plantas de energía de una hora. Las soluciones podrían ser la inclusión de unidades de generación más flexibles como ser plantas de energía de combustión a gas, para balancear las gradientes de energía

resultantes de las FER. Las reservas operacionales, además, deberían ser reorganizados para cubrir errores en el pronóstico.

El bajo costo marginal de las FER le dará una mayor prioridad al despacho comercial, pero esto no significa que las plantas de energía convencional serán reemplazadas por ellas. La generación convencional se mantendrá indispensable, especialmente cuando la participación de las FER se incremente, como respaldo del sistema de energía (reserva operativa). Además, seguirán proporcionando servicios auxiliares del sistema, como ser energía reactiva para la administración de voltaje, inercia para la contención de frecuencia y capacidades de arranque en cero en el caso de cortes de energía. También se recomienda determinar la generación convencional mínima necesitada para asegurar la seguridad del sistema durante todo el tiempo, por ejemplo, las unidades obligadas a funcionar y permitir una alta participación de las FER.

4.2.2 Planificación de la red

La planta eólica existente en Bolivia "Qollpana" se ubica cerca de la capital, donde la red está bien conectada y no se esperan cuellos de botella. Sin embargo, están planificadas nuevas plantas de energía en la parte este del país cerca de Santa Cruz y la parte sur cerca de Uyuni y Tarija, incluyendo plantas eólicas y fotovoltaicas. Como se mencionó en el capítulo 3, estas dos áreas experimentan cuellos de botella y la parte sur está lejos de los centros de demanda. Las congestiones de la red dependerán del desarrollo futuro de las FER y del consumo y esto definirá la necesidad del desarrollo de la red.

En la primera fase de integración de las FER el suministro de energía local puede reducir las necesidades totales de las redes de transmisión y distribución, y puede así posponer ciertas inversiones en el reforzamiento de la red. Sin embargo, cuando la participación de la generación distribuida alcanza ciertos niveles en la mezcla de generación, podría ser necesario mejorar la red de transmisión y distribución para transportar esa energía.

El desarrollo de la red es crucial para permitir una creciente participación de las FER en el mediano y largo plazo, sin causar congestiones o comprometer la seguridad del sistema. El desarrollo de la red ayudará a acomodar la generación dispersa ubicada lejos de las áreas de consumo, además de acomodar la generación de pequeñas unidades en bajos niveles de voltaje, lo cual llevará a subir la carga de la red de distribución a la de transmisión.

Los proyectos planificados en Bolivia deberían ser conectados directamente a altos niveles de voltaje y se espera que tengan un impacto en la red de transmisión. Sin embargo, la generación dispersa en bajos niveles de voltaje puede ir ganando mayor importancia en el futuro llevando a una inestabilidad de flujos de carga debido a la volatilidad de energía y voltaje de las FER en redes de distribución. En áreas rurales, altos flujos de carga inversa a la red de transmisión pueden llevar a la sobrecarga de transformadores, si es que el flujo

de carga causado por la generación es mayor que el flujo de carga de consumo esperado.

El CNDC necesitará recolectar una gran cantidad de información de todas las FER conectadas y planificadas para su conexión a la red, por ejemplo, su ubicación, tamaño, tipo, y parámetros importantes que puedan determinar la salida de energía en función de las condiciones climáticas, y considerar esta información en el proceso de planificación. Por medio de una planificación adecuada en la primera fase de integración de las FER, el CNDC podrá mantener el ritmo con la integración futura de mayor participación de las FER. Esto no solo evitaría la sobrecarga de activos y violaciones de voltaje por recorridos de transmisión muy largos y por flujos de carga inversos en redes inferiores, sino que también se incrementará la fortaleza del sistema al elevar su nivel de corto circuito. Por ello, el comportamiento dinámico y la recuperación después de fallas serán mejorados.

Las cuatro operadoras del sistema de transmisión en Alemania hacen una publicación conjunta del Plan de Desarrollo de la Red ("Netzentwicklungsplan" en alemán – NEP) con un horizonte de 20 años tomando en cuenta el desarrollo de las FER. La planificación del NEP se basa en los principios "NORE" (Gráfico 18), los cuales dan la primera prioridad a la optimización de la red y luego al refuerzo de la misma, y finalmente a la expansión de la red. Se consideran los siguientes factores en el proceso de planificación:

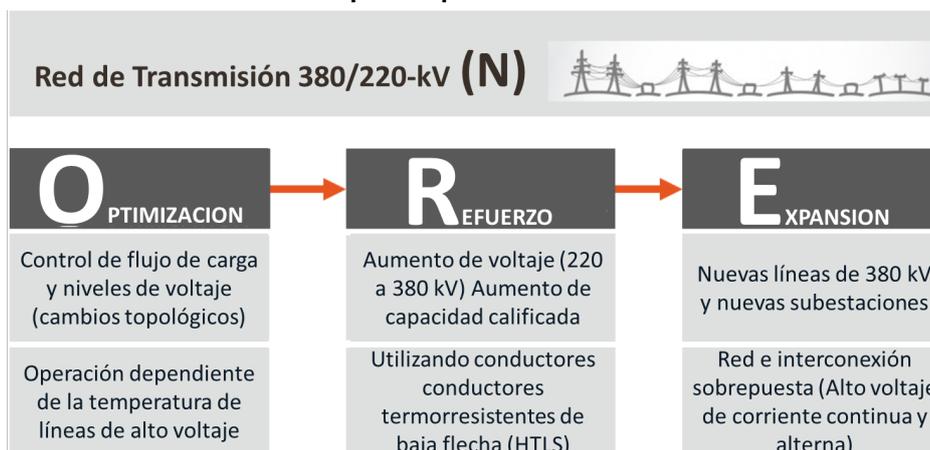
- El desarrollo de energía y carga renovable
- Planificación para plantas y almacenaje de energía convencional
- Desarrollo de un mercado interno europeo de electricidad
- Escenarios de generación y carga basados en simulaciones de mercado

Para el CNDC un nuevo factor, además del desarrollo de las FER, sería el considerar el impacto de la interconexión planificada con los países vecinos como ser Argentina y Paraguay (véase capítulo 3.3.1) en el flujo de carga y en los activos.

De manera general es beneficioso seguir el principio NORE en la planificación, si es que eso no se hace actualmente. El CNDC puede comenzar con la optimización de la red, por ejemplo, considerar el cambio en los límites operacionales de los activos además de los cambios topológicos para reducir la carga (véase capítulo 3.2.3). Además, se puede administrar el flujo de carga, en el caso de congestiones con ayuda de respuestas de demanda (véase capítulo 3.3.3) o reprogramar los generadores. El CNDC estableció un esquema de distribución de carga en casos de emergencia y las congestiones de la red ya fueron considerados en el despacho comercial (véase capítulo 2). Sin embargo, similares medidas pueden incrementar la flexibilidad en situaciones normales de operación de la red, por ejemplo, considerando contratos bilaterales para generadores y cargas. También se deberán considerar las

capacidades de soporte de red de las FER, por ejemplo, el soporte de voltaje (véase capítulo 3.2.4).

Gráfico 18 Principio de planificación de red NORE



Fuente: 50 Hertz

Si la optimización de la red no es suficiente para mitigar congestiones anticipadas e integrar mayores participaciones de las FER, entonces el reforzamiento puede ser una solución. Esto incluye el mejoramiento de activos cuando se los reemplaza una vez que hayan cumplido su vida útil. De otra manera sería construir nuevas líneas aéreas y otros activos en corredores existentes o expandir la red en áreas rurales como medidas finales dentro del principio NORE. El CNDC está planificando e implementando más de 70 proyectos en expansión de la red para solucionar cuellos de botella actuales hasta el 2020. Es importante comenzar a incorporar a las plantas de FER esperadas en este proceso de planificación y revisar la adecuación de la red.

4.2.3 Planificación operacional y operaciones de sistema

La planificación operacional es un proceso a largo plazo que toma en cuenta el desarrollo futuro del sistema como ser los planes de desarrollo de la red y generación. Líneas nuevas y refuerzos de la red impactan en la planificación operacional de mediano plazo (de 2 a 5 años en adelante). El desarrollo de la red causado por la integración de las FER y la capacidad instalada adicional resultante deberá ser considerada en la planificación de mantenimiento anual y de cortes de energía. Basado en los resultados anuales se ejecuta una planificación mensual. Esto toma en cuenta los cambios en el progreso, retrasos y perturbaciones en los proyectos de desarrollo de redes y cambios en los cortes de las plantas de energía para cada mes. De manera subsecuente se ejecuta la planificación semanal, donde ocurren cambios cerca al tiempo real para definir los planes operacionales diarios (Gráfico 19). El pronóstico de la FER juega un rol importante en la planificación a corto plazo.

En este contexto el reto para los planificadores bolivianos es obvio. Esto está relacionado con el seguimiento de todos los mantenimientos y cortes forzosos (o de algunas partes) de plantas de energía renovable. Además, es

recomendable incorporar el pronóstico de las FER a la planificación e integrarlo dentro del proceso existente de despacho comercial en las primeras fases de integración de las FER en Bolivia. Las predicciones de la inyección esperada de las FER de una semana en adelante (S-1) y del día previo (D-1) son necesarias para el cálculo y simulación de los flujos de carga esperados necesarios para el análisis de contingencia. Los pronósticos dentro del día son esenciales en el caso que se necesiten reprogramaciones de plantas de energía por desviaciones en los pronósticos del día previo.

Gráfico 19 Planificación operacional de corto plazo de una semana en adelante al tiempo real



Fuente: 50 Hertz

La planificación operacional en el CNDC se basa en la programación de las unidades de generación y el comportamiento de carga es pronosticado adecuadamente como se pudo ver en el capítulo 2. La planificación operacional tendrá que ser adaptada cuando las FER alcancen altas participaciones en el mix energético boliviano. Las siguientes elaboraciones darán ejemplo de las adaptaciones necesarias:

a) Planificación de semana en adelante (S-1)

El principal propósito es comparar la demanda (carga) con las condiciones climatológicas esperadas y la generación asociada a las FER, así como también de la disponibilidad de generación convencional. Esta información puede ser usada para reprogramar si es necesario y en el caso de congestiones se puede ejecutar una evaluación de acciones correctivas. 50Hertz evalúa requerimientos y potencial de redespacho en esta etapa.

b) Planificación de día previo (D-1) basado en los pronósticos climáticos más recientes y un análisis completo de los flujos de carga

Los cálculos y simulaciones diarios de flujos de carga para la región se deberán basar en conjuntos de datos completos para la región incluyendo de las FER. Basado en estos cálculos se pueden preparar varias acciones, como ser:

- Cambios en la topología para distribuir mejor los flujos de carga en la red.
- El control de voltaje se puede usar para reducir la corriente y así la sobrecarga de la línea al incrementar los niveles de voltaje.

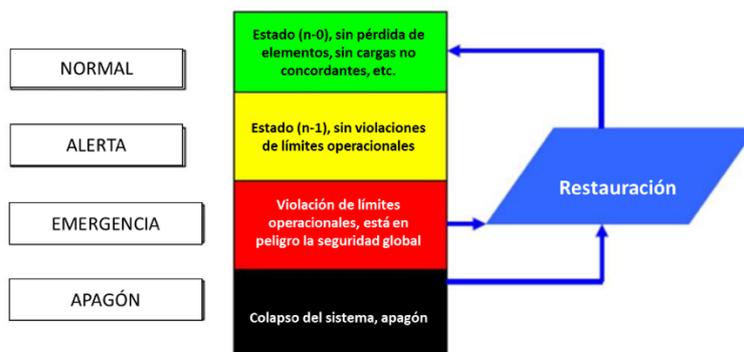
- Reservas de energía a ser provistas para controlar la variabilidad esperada de la energía renovable.
- Redespacho de generación convencional para lidiar con flujos a través de la red originados de las FER

c) Medidas preventivas y preparación de medidas dentro de un día (DD)

Se espera que para grandes cantidades de energía renovable se necesiten más acciones correctivas dentro de las redes que no están suficientemente desarrolladas para lidiar con la totalidad de la demanda de transporte. Esta demanda está definida, por ejemplo, por despachos comerciales, diferencias resultantes entre flujos programados y físicos y finalmente por desviaciones de carga y pronósticos de las FER. Como consecuencia, en un futuro previsible, la *Administración de Congestión* puede convertirse en una tarea operacional regular. Las acciones correctivas, como se indica líneas más arriba, se necesitarán organizar el día previo como medidas preventivas para distender la necesidad esperada de acciones en operaciones dentro de un día. Esto también significa fijarse en las disponibilidades de plantas de energía que puedan proporcionar medidas de redespacho el día previo.

Las operaciones de sistema son tareas complejas en las 24 horas del día y los 7 días de la semana apuntando a operaciones estables y confiables del sistema de energía. Los operadores de sistema, además de enfrentar los retos de fallas de sistema, son responsables de la regulación de frecuencia y voltaje. En consecuencia, los operadores de sistema ejecutan balanceos de energía activa y administración de energía reactiva. Mientras más alta sea la participación de las FER en el sistema, más sofisticada se volverá la operación del sistema. De acuerdo a la red europea de operadores de sistemas de transmisión (ENTSO-E), el sistema se opera principalmente en cuatro estados; normal, alerta, emergencia y apagón (Gráfico 20).

Gráfico 20 Estados del sistema de energía



Fuente: 50 Hertz

En el estado *normal* los operadores de sistemas se aseguran que la frecuencia del sistema y valores de voltaje en cada nodo estén dentro de los límites establecidos basados en los índices de rendimiento del operador del sistema de transmisión. El sistema está seguro según criterio n-1 y cualquier desbalance en energía generada y consumida activa o reactiva está dentro de los límites esperados para la operación normal. El sistema está siendo balanceado a los valores nominales ya sea manualmente por medio de los operadores o automáticamente por varios dispositivos de control.

En Bolivia la frecuencia es mantenida dentro de los límites bajo la supervisión del CNDC. El control primario se hace automáticamente por todos los generadores conectados al sistema, mientras que el control secundario es ejecutado principalmente por plantas hidroeléctricas específicas apoyadas por plantas de energía a gas natural como se describe en el capítulo 2. El impacto durante la primera fase de la integración de las FER en el esquema de control de frecuencia en Bolivia se espera que sea despreciable. Sin embargo, se recomienda incluso en esta etapa temprana crear una buena perspectiva general y monitorear el desarrollo de las FER. Esto significa que el CNDC deba contar con un inventario de las FER y estar en contacto constante con los propietarios de las plantas de FER y continuamente actualizar y administrar los datos de las plantas.

Mientras se incrementa la integración de las FER al sistema, el mecanismo de balanceo de energía activa en Bolivia deberá ser revisado. Debido a la naturaleza dinámica de las FER, lo cual lleva a la inyección de energía fluctuante, se necesitará una programación cada 15 minutos y no cada hora como actualmente se hace, para asegurar el balance del sistema y reducir la activación de reservas de control y la búsqueda de nuevas reservas. El CNDC está planificando la instalación de un nuevo sistema de administración de energía para el 2018 y se espera que permita una programación con una mayor resolución de 15 minutos con el software de despacho. Además, se recomienda la utilización del control de carga-frecuencia para poder ayudar balanceando efectivamente el sistema y mantener la frecuencia dentro de los valores nominales dentro de los tiempos cortos de reacción.

En el contexto de la administración de congestión como se explicó en el capítulo 2, 50Hertz estableció tres categorías de medidas de seguridad para mitigar las congestiones de la red y del sistema. En este proceso se ejecutan 12 medidas o pasos para mitigar y son activados de acuerdo a sus consecuencias (Gráficos 21 y 22). La primera medida es la **adaptación de la topología de la red**, en la cual se adaptan las configuraciones de la barra colectora para permitir la conducción de flujos en bucle a direcciones más favorables para reducir la cantidad de activos sobrecargados.

En el siguiente paso se ejecuta la **adaptación de voltaje**, debido a que un voltaje mayor significa una menor corriente que fluye en las líneas. Esto también previene que los activos alcancen umbrales críticos y es especialmente efectivo

en el caso de transportes a larga distancia en redes de transmisión y distribución causadas por la generación de las FER. El control de voltaje, sin embargo, requiere desarrollo e inversión de la red por ejemplo en la adquisición de nuevos equipos como ser capacitores o reactores y la incorporación de la administración de voltaje activo de las FER en todos los niveles de voltaje. Por lo tanto, existe una necesidad creciente para la administración operacional de energía reactiva coordinada entre las operadoras de sistemas de transmisión y distribución a nivel nacional y regional.

Si estas mediciones no son suficientes, se pueden usar **reservas de control** permitiendo adaptaciones de salidas de energía en segundos de plantas controlables a lo largo de toda Europa y regionales. Esta es la primera medida con costos, pero la operadora de sistema de transmisión está autorizada de usar esta medida de acuerdo a la **ley de energía industrial** (EnWG) § 13(1). Después se ejecuta la **Conducción de Flujo en Bucle en corriente continua** usando los HVDCs disponibles para disminuir las congestiones internas y hacia otros países. Esto se hace en coordinación con los operadores de sistemas de países vecinos. A pesar de que esta medida no es remunerada, ésta viene después de usar la reserva de control como está especificada en la EnWG. Esta medida es seguida por la utilización de instalaciones de almacenaje ya sean sistemas de almacenaje por bombeo o batería, la cual es remunerada de acuerdo a convenios de mercado. El almacenaje juega un papel importante en el sistema de energía para la integración de las FER.

Gráfico 21 Pasos de la Administración de Congestión en el área de control de 50Hertz (Pasos 1-6)



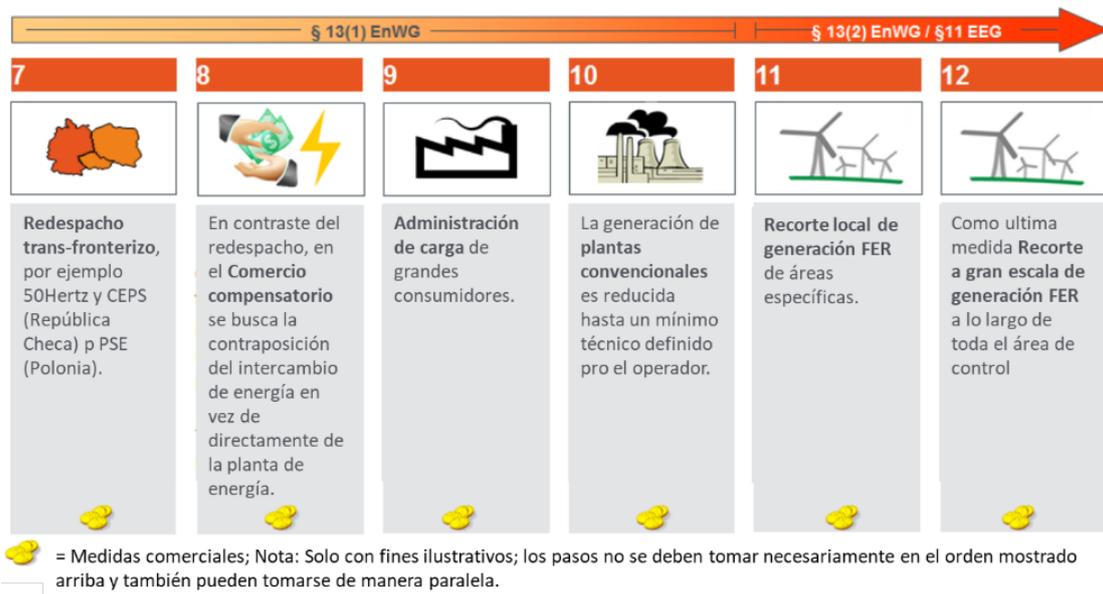
= Medidas comerciales; Nota: Solo con fines ilustrativos; los pasos no se deben tomar necesariamente en el orden mostrado arriba y también pueden tomarse de manera paralela.

Fuente: 50 Hertz

La próxima medida bastante usada en 50Hertz es el redespacho, el cual se puede ejecutar de manera local o trans-fronterizo. Esto permite la intervención de las operadoras de sistemas de transmisión en las programaciones de plantas de energía sobre la base de acuerdos contractuales con las empresas generadoras. Si las primeras 8 medidas no son suficientes se ejecutan medidas

remuneradas más críticas, como ser administración de cargas y recorte de las FER. En el área de control de 50Hertz no se usa la administración de carga en mayor grado, debido a la ausencia de un gran número de consumidores industriales, que podrían estar disponibles para la administración de carga. La ley de energía en el 2013 introdujo el uso de la respuesta de demanda (véase el capítulo 3.3.3) para poder incrementar la flexibilidad.

Gráfico 21 Pasos de la Administración de Congestión en el área de control de 50Hertz (Pasos 1-6)



Fuente: 50 Hertz

Y el paso final basado en la ley de energía (EnWG §13(1)) permite bajar la generación de plantas de energía convencional al mínimo técnico definida por el operador. La operadora del sistema de transmisión puede ordenar directamente a generadores conectados a su propia red o a aquellos conectados a la red de distribución por medio de la operadora del sistema de distribución respectiva a reducir su generación convencional a un mínimo técnico. Y como una medida final de acuerdo a la ley de energía (§ 13(2)) se ejecuta el recorte de las FER. Si todas las acciones anteriores no son suficientes para garantizar una operación de sistema segura y estable, la operadora del sistema de transmisión puede ordenar a generadores de FER de su propia red a reducir su generación o demandar de las operadoras del sistema de distribución a reducir la generación de FER en niveles inferiores de la red.

Para poder realizar tales medidas es un prerequisite que las instalaciones de energía renovable sean controlables directamente o por medio de las operadoras del sistema de distribución (incluso unidades pequeñas locales). El recorte de unidades individuales es más eficiente para descargar una congestión cercana que un recorte a gran escala de un área de control entero (paso 12). El costo de la energía no vendida de las instalaciones de FER deberá ser reembolsado por la operadora del sistema de transmisión. Hoy en día los recortes se inician normalmente de manera manual por la operadora del sistema de transmisión (llamadas a los operadores de sistemas de distribución o

generación) pero se está desarrollando el manejo electrónico remoto. Especialmente los volúmenes de redespacho y de recorte de las FER siguen los patrones de la generación eólica.

Se mostrará un caso ejemplar de 50Hertz del 28/03/2016 para explicar el uso práctico para esas medidas de seguridad. Para comenzar se determinan las inyecciones de energía pronosticadas y dentro del día eólicas y fotovoltaicas de toda el área de control. Como se muestra en el Gráfico 23 ambas FER proporcionan inyecciones de energía variable hasta llegar a picos de energía máximos y bajando a sus valores mínimos de 0 MW en el caso de la energía fotovoltaica en la noche. Los errores en los pronósticos también son considerables alcanzando valores hasta 1 GW en el caso de energía fotovoltaica y más de 3 GW en el caso de la eólica. En las mediciones dentro del día esos errores de pronósticos son mejorados, pero se deberá ejecutar una reprogramación dentro del día de la magnitud de la desviación para evitar desbalances innecesarios.

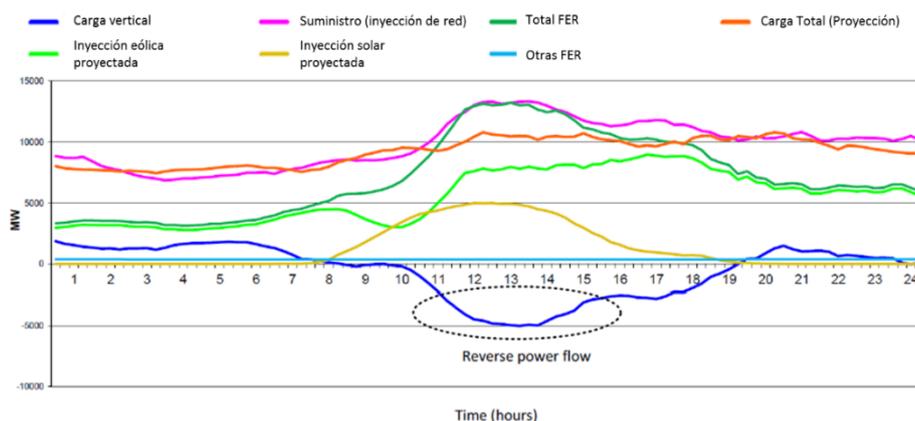
Gráfico 23 Pronósticos de energía eólicas y solar y valores ampliados para 28/03/2016



Fuente: 50 Hertz

Más del 90% de las capacidades instaladas de las FER en el área de control de 50Hertz se conecta a la red de distribución a 100 kV. Con una generación alta de energía eólica y solar ocurre el fenómeno de flujo de energía inversa o carga residual negativa de las redes de distribución, por ejemplo, un consumo negativo desde el punto de vista de las operadoras de sistema de transmisión. El Gráfico 24 ilustra este fenómeno, donde la carga vertical hacia las redes inferior se vuelve negativa. Esto significa que las FER distribuidas suministraron todas las cargas en la red de distribución y exportó la energía excesiva a la red de transmisión.

Gráfico 24 Perfiles de carga y generación el 28 de marzo de 2016 en el área de control de 50Hertz



Fuente: 50 Hertz

En todo el día a nivel de todo el sistema, la generación de las FER cubrió el 60-120 % del total de la carga en el área de control total de 50Hertz. Alrededor del mediodía, donde la inyección fotovoltaica llegó a su máximo, la inyección de las FER excedió el nodo total del área de control y la energía excesiva fue exportada a otras áreas de control de operadoras de sistema de transmisión vecinas.

La siguiente tabla proporciona una vista general de acciones relacionadas a la red, mercado y fuentes de energía renovables, que fueron tomadas el 28/03/2016 para asegurar la seguridad del sistema. Concordando con los pasos descritos en las anteriores líneas, se ejecutaron cambios topológicos, así como redespachos dentro del área de control, de Alemania y con operadoras de sistemas de transmisión vecinas (Desplazador de fase transfronterizo y virtual). El uso de un 'desplazador de fase virtual' es una aplicación especial del redespacho mientras no se instalen los desplazadores físicos en la frontera Alemania-Polonia, que sirven para limitar flujos en bucle hacia Polonia. El 28/03/2016 se necesitaron además recortes de picos de las FER para lidiar con sobrecargas con violación n-1 durante momentos de alta inyección de energía eólica y solar que llevaron a un flujo de carga inverso en tres áreas locales de operadoras de sistemas de distribución.

Tabla 2: Vista general de la administración de congestión el 28 de marzo de 2016

Sobre carga máxima de activos	
Transformadores	88%
Líneas de alta tensión	89%
Acciones relacionadas a la red EnWG§13(1)	
Cambios topológicos en 1 subestación	24 horas
Acciones relacionadas al mercado EnWG	
Redespachos en 50Hertz	760MW
Redespachos en toda Alemania	1500MW
Redespachos transfronterizos	400MW
Redespachos vPST	400MW
Recortes de FER EnWG§13 (2)	
Recortes de FER en 3 redes de Operadoras de Sistemas de Distribución	7,35 GWH (hasta 7000 MW)

Fuente: 50 Hertz

El ejemplo mostrado detalla las medidas tomadas basadas en la administración de congestión de un día previo y dentro del día en un estado de sistema de energía normal. Medidas similares se pueden usar en el caso que el sistema de energía entre a un estado de alerta. El estado de **alerta** del sistema apunta a la desconexión de uno de los activos de transmisión relevantes para la seguridad del sistema. Los operadores de sistema deben asegurarse que no se realicen cortes en cascada como resultado de este suceso. Para garantizar eso, ellos ejecutan un análisis de contingencia del día previo al simular el apagado de elementos del sistema de transmisión. Este análisis se hace respetando límites de seguridad operacionales con el propósito de preparar y llevar a cabo acciones correctivas previas y después de la falla, por ejemplo, medidas preventivas y de solución en el momento preciso.

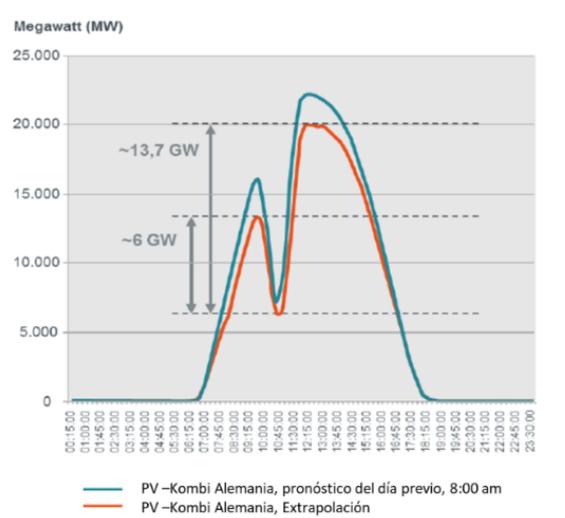
Si ocurren cortes en cascada el sistema entra al estado de **emergencia**, donde cortes de energía parciales, separaciones de sistema y otros efectos en cascada pueden ocurrir llevando a un **apagón** o separación de sistema. En este caso los operadores hacen uso de sus planes de defensa, por ejemplo, distribución de cargas como el CNDC estaba haciendo los últimos años y la restauración del sistema es requerido.

En 50Hertz en Alemania el proceso de planificación operacional comienza con años de anticipación y continúa hasta el día previo fuera de la sala de control. Finalmente, se lleva a cabo la planificación dentro del día en la sala de control y las acciones correctivas en tiempo real dependen de la situación final de la red y factores que influyen en ella como ser, condiciones climáticas, que definen la energía de FER inyectada y algunas contingencias. En condiciones climáticas extremas (por ejemplo, eclipses solares o tormentas) los gradientes de energía de subida y bajada de energía inyectada de las FER puede alcanzar valores

poco usuales como anteriormente mencionado con un alto impacto en el sistema de energía. En Alemania, por ejemplo, cuando ocurrió el eclipse solar el 2015 los gradientes de energía de las FER fueron 4 veces mayores comparadas con un día normal, llegando a un valor de hasta 4 GW dentro de 15 minutos (Gráfico 25). Para resistir tales retos las FER deberán ser incorporadas a las operaciones de sistema, y se deberá mejorar la flexibilidad del sistema a través de, por ejemplo, mercados de balanceo eficientes (véase capítulo 3.3.2).

Para el control de voltaje el CNDC tiene dos estrategias principales; por un lado, plantas de energía especiales están proporcionando energía reactiva para este propósito, y por el otro, equipos de energía reactiva de compensación están diseñados en la etapa de planificación de la red. El despacho semanal también considera la operación forzada para ciertas plantas de energía para poder asegurar un perfil de voltaje mínimo en áreas críticas.

Gráfico 25 Generación de salida fotovoltaica alemana durante el eclipse solar del 2015

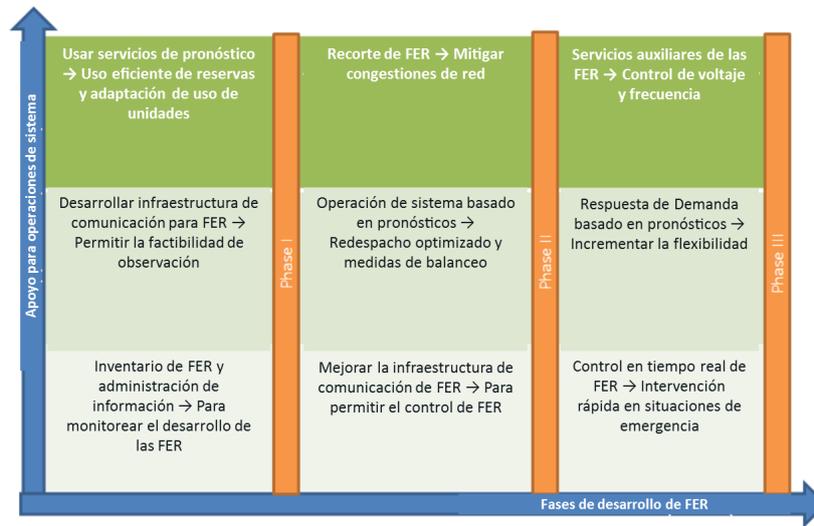


Fuente: 50 Hertz

Se pueden considerar, en este contexto, servicios de soporte o auxiliares de las FER, por ejemplo, regulación de frecuencia y voltaje y recortes de energía, para ayudar a mantener los límites de frecuencia y voltaje dentro de los valores definidos por el CNDC y reducir la sobrecarga de activos. Estos servicios deberán estar prescritos en los códigos de red (véase capítulo 3.2.4) en las primeras etapas de integración de las FER para evitar reajustes costosos en las plantas de energía.

En los cuatro estados del sistema se recomienda que el CNDC mantenga registro y tenga el control de las FER y posiblemente use sus capacidades de apoyo de su red. El siguiente diagrama da una vista general de como el CNDC puede lidiar con las diferentes fases de integración de las FER. Además, se explican los beneficios de usarlos para apoyar operaciones de sistema y facilitar la integración de altas participaciones de las FER, basándose en lo que mencionamos hasta este momento en este reporte.

Gráfico 26 Incorporación de las FER en operaciones de sistema en diferentes fases de integración.



Fuente: 50 Hertz

4.2.4 Códigos de red

En los capítulos anteriores se mostró que una alta participación de las FER impactará la manera en la que se opera el sistema y afectará las redes de transmisión y distribución. Las redes de distribución fueron originalmente diseñadas para suministrar las cargas y no sustentar la generación de energía. Hoy en día, y en todo el mundo, la integración de las FER en niveles de voltaje bajo tiene un impacto local en, por ejemplo, sistemas de protección y control de voltaje con un alcance a la red de transmisión. También se impactarán la planificación operacional y operaciones de sistema, por ejemplo, el control de frecuencia y la coordinación entre los operadores de transmisión y distribución será más necesaria.

El CNDC reconoció esta situación y definió como primer paso requerimientos para la conexión de las FER basados en los requerimientos para la generación convencional (véase capítulo 2.3.3). Sin embargo, la generación de las FER aún se maneja como una fuente pasiva, cuyas capacidades de red aún no están siendo utilizadas.

Además de ejecutar las adaptaciones requeridas en la operación de sistema y de red y de planificar un camino efectivo para predecir y controlar el comportamiento e impacto de las FER en el sistema, será importante regular sus interacciones con la red a través de estándares especiales y adaptaciones a códigos de red existentes. Para poder lidiar con las altas participaciones de las FER será necesario que el CNDC revise los códigos de red y conexiones para asegurar que la operación de la red no esté en peligro. Es recomendable revisar la norma existente, las guías y también prácticas internacionales existentes para la conexión y operación de las FER. El objetivo de esta revisión es identificar los cambios necesarios en las prácticas actuales para posiblemente controlar el comportamiento de las FER en diferentes estados operacionales del sistema, y

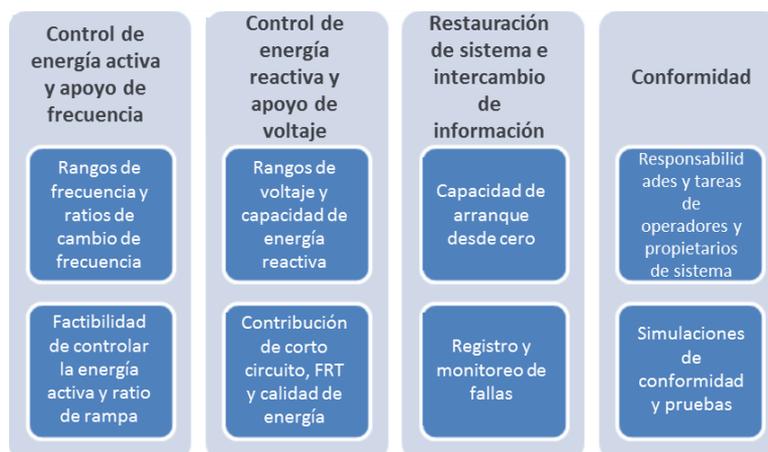
que las capacidades de apoyo de la red de las FER sean utilizadas, si fuera necesario.

Los servicios auxiliares de sistema se hacen, de manera tradicional, centralmente por generadores convencionales y si fuera necesario, por dispositivos auxiliares como ser reactores de derivación y últimamente por Sistemas de Transmisión Flexibles de Corriente Alterna. Sistemas de energía modernos con altas participaciones de FER podrían y deberían beneficiarse del apoyo de las FER al sistema energético. Los generadores FER se basan mayormente en dispositivos electrónicos de energía, que pueden proporcionar apoyo rápido y confiable al sistema, si es que se activa y monitorea correctamente por operadores de plantas y de sistema.

En el futuro, si el suministro de FER supera la demanda, por ejemplo, en las áreas orientales y sureñas de Bolivia, el excedente de energía tendrá que ser transferido, aunque sea por corta duración, a los centros de alta carga atravesando largas distancias. Esta situación incrementará la demanda de energía reactiva en el sistema energético de Bolivia e impactará los perfiles de voltaje. Se investigó de manera extensiva la capacidad de provisión de energía reactiva en la literatura, se la implementó en sistemas modernos de las FER y se la está utilizando mundialmente por varios operadores de sistema. La evolución de códigos de transmisión y distribución permiten el uso de capacidades de apoyo de sistema de todas las unidades de generación, incluyendo la generación renovable para minimizar el costo de sistema general y alcanzar un sistema de energía altamente seguro y confiable.

En el sistema de energía interconectado europeo se usaron sinergias y experiencias con este tema para definir un marco general de tales capacidades y los requerimientos para los generadores son definidos, por ejemplo, en los códigos de red europeos por ENTSO-E. En ese sentido se muestran los requerimientos más relevantes (véase Gráfico 27). Los requerimientos conciernen el control de energía activa y soporte de frecuencia, control de energía reactiva y regulación de voltaje. Se proporcionan requerimientos para el restablecimiento del sistema e intercambio de información para estados de sistema de emergencia y de apagón.

Gráfico 27 Ejemplo de los requisitos de la ENTSO-E para generadores (incluyendo FER)



Fuente: 50 Hertz

La provisión de servicios auxiliares y un soporte de voltaje confiable deberá garantizarse siguiendo un proceso de control de conformidad incluso antes de llevar a cabo la puesta en servicio. Se deberá comprobar el cumplimiento de los códigos de red de plantas de FER a ser conectadas que tengan una capacidad instalada relativamente alta y tengan un impacto esperado en el sistema. Esto se inicia al proporcionar modelos de simulación para las unidades y posteriormente para toda la planta de FER. Estos modelos deberán mostrar que las plantas de FER son capaces de proporcionar, por ejemplo, soporte de voltaje como es requerimiento del CNDC. En Europa, esto se lleva a cabo como parte de un proceso de certificación ejecutado por un instituto de certificación independiente a costo del operador de la planta. Las unidades y los generadores se consideran certificados, si es que se aprueban las simulaciones y pruebas predefinidas. El operador de sistema exige los certificados para aprobar el proceso de conexión. El CNDC ya puede ir analizando y diseñando este proceso para la primera fase de integración para estar preparado para un futuro con alta participación de las FER. El departamento de investigación del CNDC está llevando a cabo estudios usando el software de flujo de carga PowerFactory desarrollado por DigSILENT. Las investigaciones podrían extenderse para incluir simulaciones y pruebas de cumplimiento para las primeras plantas de energía y si los gastos generales se incrementaran, un instituto de certificación podría apoyar al CNDC en esta tarea.

Los operadores de sistema están obligados a escudriñar las capacidades disponibles de la red antes de establecer la conexión y dar acceso a cada unidad nueva de generación de FER. Procesos oficiales y acuerdos contractuales aseguran la puesta en marcha oportuna de proyectos de FER, también el cumplimiento de requerimientos técnicos de red, así como el cumplimiento de los marcos legales y regulatorios. Por lo tanto, los operadores de plantas esperarán procesos formales públicamente accesibles especificados por el CNDC.

Los operadores de sistemas de transmisión deben reaccionar a la creciente participación de las FER adaptando las prácticas operacionales. Debido a las características fluctuantes de la generación renovable, se requieren nuevos sistemas de pronóstico y monitoreo en línea para apoyar la evaluación precisa del estado del sistema para la planificación del día previo y monitoreo dentro del día. En relación al control de voltaje, el operador de sistema define las características de las unidades de generación de FER e interviene en el caso de violaciones de límites de voltaje.

Iniciativas e incentivos para plantas pequeñas de FER instaladas principalmente a las redes de distribución también pueden tener éxito y se puede incrementar en Bolivia un suministro descentralizado. El impacto local de tales sistemas, como ser, sistemas fotovoltaicos en techos, es normalmente despreciable para el sistema, pero el comportamiento colectivo de todos esos sistemas deberá ser considerado por el CNDC. En el peor de los casos se podría experimentar una falla sincronizada, si es que todos esos sistemas se desconectan simultáneamente por desviaciones en la frecuencia. En Europa, por ejemplo, un sistema fotovoltaico de 5kW tiene un impacto despreciable en el nivel de área sincrónico. Sin embargo, si todos los sistemas fotovoltaicos responden de manera similar a un estímulo, por ejemplo, la desconexión en un día soleado de 200.000 unidades de 5kW a un incremento de frecuencia de 50.2 Hz, podría llevar a una pérdida repentina de producción de 1000MW. Este tema fue tardíamente descubierto por los operadores de sistema en Europa, y, por lo tanto, se ejecutaron medidas de reequipamiento costosas para evitar tales situaciones en el futuro. Las medidas comenzaron con la adaptación de los códigos de red para definir el comportamiento correcto para pequeñas plantas de generación de FER con respecto a violaciones de frecuencia. El consultor está alentando al CNDC para evitar tales situaciones al considerar estas prácticas en tempranas fases de integración de las FER.

El Grupo Elia tuvo un rol primordial a nivel nacional y europeo redactando el Manual de Operación ENTSO-E y desarrollando sus códigos de red. Por lo tanto, el grupo Elia está bien posicionado para evaluar el impacto de la evolución de la red (por ejemplo, la integración de las FER), y formular recomendaciones de cómo mejorar los marcos generales existentes en cumplimiento con requerimientos regionales, técnicos y de mercado. Estas evaluaciones pueden comprender temas diversos como seguridad de la red, conectividad nacional e internacional, acceso de red, servicios auxiliares e intercambio de información. El Grupo Elia no solo elaboró estándares técnicos, sino que también acumuló amplia experiencia práctica en la implementación de reglas de redes, plasmándolas a procesos operacionales y requerimientos de conexión. Por lo tanto, el consultor está bien preparado y estaría interesado a apoyar al CNDC para este proceso si se requiere.

4.2.5 La capacidad de soporte de FER en el sistema boliviano

Para determinar cuántas FER pueden ser integradas al sistema boliviano de energía (la capacidad de soporte del sistema), se deberán, por parte del CNDC, evaluar los posibles impactos en la seguridad y confiabilidad del sistema, por ejemplo, sobrecarga de activos, voltaje, frecuencia, límites de estabilidad y calidad de suministro. El sistema boliviano puede soportar tantas FER, siempre y cuando los impactos no sean críticos en términos de los índices claves de rendimiento del CNDC [véase Normas del CNDC].

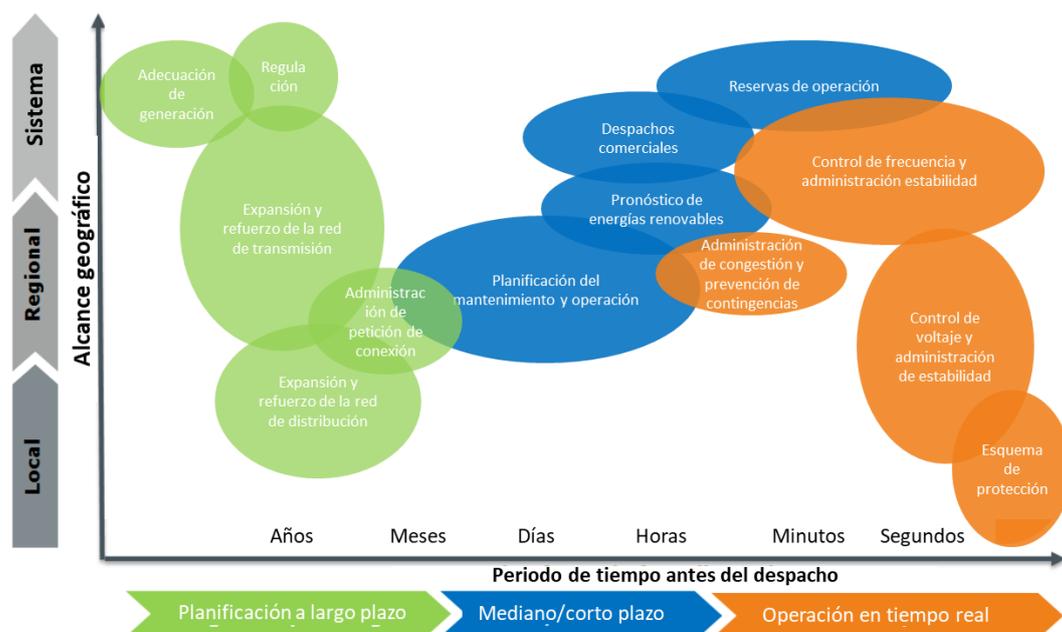
Los estudios técnicos para evaluar la efectividad de la seguridad y operación del sistema de energía dependen de que parte del sistema de energía está siendo investigada y en que lapso de tiempo. El Gráfico 28 resalta los diferentes aspectos que son normalmente impactados por la integración de FER, tomando en cuenta el lapso de tiempo y alcance geográfico.

En la mayoría de los casos, los métodos de investigación usados en el caso de integración de FER no difieren fundamentalmente de aquellos ejecutados para evaluar el impacto de la integración de plantas de energía convencional. Sin embargo, las dificultades están en entender, a que retos de integración de las FER es susceptible el sistema boliviano, en como considerar apropiadamente a las energías renovables en el estudio y en cómo interpretar los resultados para definir las soluciones correctas. Estos estudios pueden ser, por ejemplo, evaluar la adecuación de la generación del parque de generación, la carga térmica de los activos, capacidades de control de voltaje, calidad de suministro, adecuación de reservas y análisis de fallas tomando en cuenta el nivel de participación de las FER.

Los siguientes puntos dan un ejemplo de metodologías de buenas prácticas usadas para evaluar la adecuación del sistema de energía para integrar las FER:

- Los estudios de estado estable no deben resultar en sobrecargas térmicas o violación de límites de voltaje.
- Los estudios dinámicos no deben resultar en inestabilidades, o en características inadecuadas de recuperación que puedan suministrar violaciones de calidad o eventos en cascada.
- Los límites para la correcta activación de la protección no deben ser sobrepasados.
- Las características esperadas del parque de generación deben ser capaces de cumplir con la demanda con el nivel de confiabilidad demandado.

Gráfico 28 Análisis de capacidad de soporte de FR- estudios de lapsos de tiempo y alcances geográficos relevantes



Fuente: 50 Hertz

Dependiendo de las políticas de planificación y operación del sistema boliviano el resultado de esos estudios pueden ser evaluados para definir la capacidad de soporte de FER en diferentes maneras. Esto ocurre desde la perspectiva de que:

- No se tolerará ningún cambio en las prácticas operacionales y de planificación; o,
- Una cierta cantidad de inversión y cambio es permitida para incrementar las energías renovables volátiles.

En ambos casos no se tolerarán impactos que causen violaciones de criterios máximos. La manera de lidiar con tales violaciones se diferencia por una compensación entre la limitación de la integración de las FER y el aumento de la capacidad de soporte del sistema de energía.

Es posible que las metas energéticas políticas o los agentes del mercado en Bolivia fomenten mayores integraciones de FER por encima de la capacidad de soporte actual del sistema. Por ello, se deben iniciar intentos de incrementar la capacidad de soporte a menor costo con un principio de división de costos entre los diferentes agentes de mercado ya desde hoy. Esto está principalmente dedicado a encontrar maneras de optimizar y hacer que la operación sea más flexible mientras se mantenga la seguridad y confiabilidad del sistema. Además, es importante considerar una metodología de como planificar una red robusta que pueda integrar a las FER. En ese sentido, el CNDC deberá revisar la adecuación de la generación y de la red para cumplir las metas anticipadas de integración de las FER.

El consultor tiene una experiencia bien establecida con estas metodologías y enfoques en diferentes regiones incluyendo Latinoamérica y está muy interesado en continuar la colaboración con el CNDC en este tema.

4.3 Desarrollos futuros

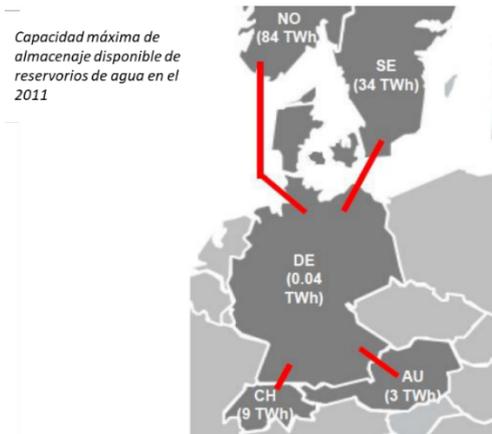
Todas las medidas y cambios paradigmáticos explicados hasta el momento se refirieron a las prácticas actuales dentro del sistema energético de Bolivia y las adaptaciones requeridas. Con una alta participación de las FER, es de alto valor pensar en este momento sobre los futuros desarrollos lógicos necesarios para la flexibilidad del sistema de energía. Esto se puede lograr, por ejemplo, con interconexiones a países vecinos y utilizando el potencial de la respuesta de demanda dentro de Bolivia. Además, a mayores niveles de integración de FER, la introducción de un mercado de balance será necesario para estar a la par de manera eficiente con las rápidas fluctuaciones provenientes de las FER y nuevos patrones de consumo. Otros temas, como ser, la utilización de sistemas de almacenaje y la clasificación dinámica de activos pueden ser considerados por el CNDC y los diferentes agentes de mercado bolivianos. Finalmente, el CNDC deberá asegurarse que los despachadores y su personal estén preparados para el reto venidero, por medio de capacitaciones y talleres regulares en buenas prácticas de operación de sistemas con altas participaciones de FER.

4.3.1 La interconexión a países vecinos

Bolivia está considerando la interconexión con países vecinos, como ser Uruguay y Argentina para reforzar el sistema y mejorar la estabilidad y exportar el excedente de energía. Mientras más energía renovable se conecte a la red, más reserva de energía se necesitará para compensar la variabilidad de las fuentes de energía renovable. Un uso eficiente de las reservas de energía es económicamente beneficioso y será necesaria. También se necesitará unir reservas con otros países, lo cual se hará por medio de la interconexión de líneas y reservas, que son prácticas actuales en Europa.

Para lidiar con la variabilidad estacional de las FER, Alemania se apoya en las interconexiones con países vecinos como ser, Noruega, Suecia, Austria y Suiza, y comparten su potencial de almacenaje de bombeo como se puede ver en el Grafico 29. Este modelo por si solo ya trajo utilidades y no hay necesidad de subsidios para los interconectados para ejecutar esa idea.

Gráfico 29: La interconexión a países vecinos incrementó la capacidad de almacenaje de Alemania



Fuente: 50 Hertz

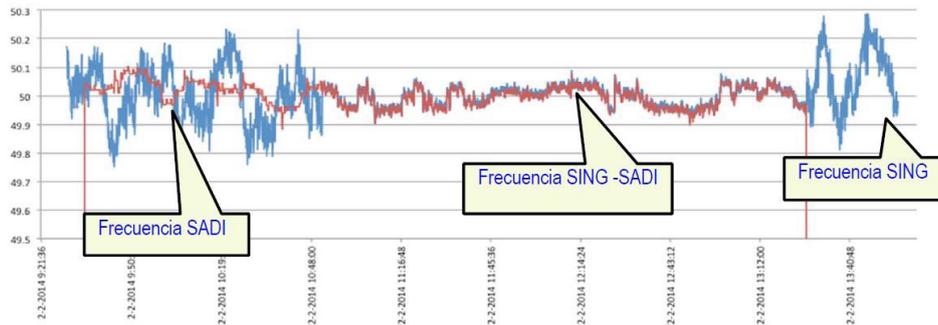
Aparte de la oportunidad del SIN aislado de mejorar la inercia del sistema, la interconexión permitirá el intercambio de energía entre las regiones. Sin embargo, las posibilidades de intercambio se verán físicamente limitadas a la capacidad de las líneas de interconexión. Los usos de estas capacidades se pueden regular por medio de contratos bilaterales con los países vecinos interconectados o por el establecimiento de una plataforma de mercado para regular los intercambios. Si esta capacidad es usada por el mercado, se necesitará un mecanismo basado en el mercado para hacer que esta capacidad esté disponible ("Asignar la capacidad") para los actores del mercado.

Para poder administrar el intercambio de mercado a través de las interconexiones y cualquier otra interconexión futura con otros países, se necesitarán reglas que definan los términos y condiciones que controlen las asignaciones por medio de subastas de capacidades disponibles. El consultor, que tiene una experiencia de primera mano sobre este tema, alienta al CNDC a comenzar a definir un marco general para tales intercambios y está preparado para apoyar al CNDC con esta tarea.

Como un ejemplo importante se debe mencionar la interconexión entre Chile (estación ANDES) y Argentina (estación COBOS), que se puso en operación regular el 2016 después de una suspensión de operaciones desde 2012. La importancia radica en que esta interconexión conecta el norte aislado de Chile (SING) con el sistema argentino que es mucho más grande, y en los parámetros de los picos de carga el sistema isla del SING es similar comparado con el sistema del CNDC. Esta línea de alta tensión de 345 kV (un circuito) tiene una longitud total de 409 km y una capacidad clasificada de 640 MW pero por el momento limitada operacionalmente a 200 MW. Considerando la longitud de interconexión y los dos sistemas asincrónicos, la conexión está equipada con un capacitor serial para un nivel de compensación de 70% y con dispositivos de sincronización (ambos localizados en la estación Andes, área SING). Aparte de los beneficios generales de intercambio de energía entre Chile y Argentina, se

pueden ver claramente beneficios en la frecuencia (mostradas en el Gráfico 30).

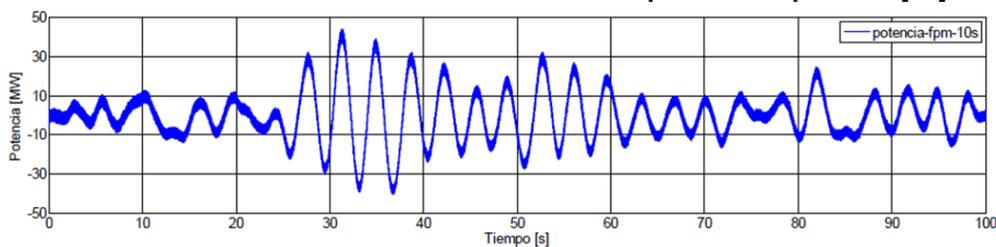
Gráfico 30: Comportamiento de la frecuencia del sistema SING y SADI con y sin la interconexión en operación [12]



Fuente: 50 Hertz

En relación a la estabilidad de ambos sistemas interconectados, se registraron oscilaciones entre las áreas con 0.3 Hz (mostradas en el Gráfico 31), pero con una compensación positiva así que por el momento se opera la interconexión sin una protección de oscilación de energía especial.

Gráfico 31: Curva filtrada del flujo de energía active entre el sistema SING y SADI mostrando una oscilación de 0.3 Hz con compensación positiva [13]



Fuente: 50 Hertz

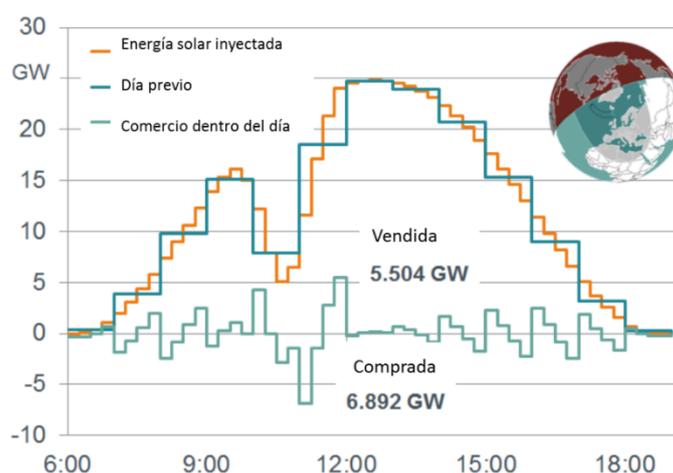
Más detalles sobre la historia, motivación, parámetros principales, integración de red, aspectos geográficos y efectos de acople de esta interconexión entre Chile y Argentina serán proporcionados en una presentación separada de GridLab (en español).

4.3.2 Mercados de balanceo

De acuerdo a la ENTSO-E, el balanceo de electricidad se refiere a la situación, después de cerrados los mercados, en donde un operador de sistema de transmisión actúa para asegurar que la demanda sea equitativa al suministrar, en tiempo real y cerca del tiempo real. Mercados de balanceo eficientes apoyan a las operadoras de sistemas de transmisión en esta tarea y permiten la seguridad de suministrar al más bajo costo y pueden brindar beneficios ambientales al reducir la necesidad de generación de respaldo. El acceso a un amplio rango de servicios de un amplio rango de proveedores, incluyendo generadores, pero también respuesta de demanda (véase capítulo 3.3.3), que involucra a clientes que cambian sus patrones de operación para coadyuvar al balanceo del sistema, da a las operadoras de sistemas de transmisión opciones flexibles que les permiten tomar decisiones eficientes.

Los cuatro operadores de sistema de transmisión necesitan diferentes tipos de reservas de control (reserva de control primario, reserva de control secundario y también reserva de minutos, la así llamada reserva de control terciario). Desde el 2001 estuvieron intentando, que estas reservas de control primario, reservas de control secundario y reservas de minutos estén en un mercado de reservas de control abierto, transparente y no discriminatorio (www.Regelleistung.net). La obtención se lleva a cabo como una subasta con participación de numerosos licitadores para poder alcanzar el tamaño mínimo del lote. También es posible para licitadores pequeños, por ejemplo, generación de FER distribuida y sistemas de almacenaje a ser parte de la oferta después de ser precalificados. Este proceso demostró su efectividad cuando ocurrió el eclipse solar del 2015. La obtención de productos de 15-minutos fue esencial para controlar las fluctuaciones de corto plazo al vender y comprar hasta 6.9 GW (Gráfico 32).

Gráfico 32 Comercio dentro del día durante el eclipse solar



Fuente: 50 Hertz

El CNDC también puede considerar compartir las reservas después de que Bolivia establezca una interconexión con países vecinos. A nivel europeo, Elia y Alemania cooperan con Suiza, Austria y Francia para incrementar la eficiencia a través de balanceo de energía trans-fronterizo. Esto resulta en la reducción de costos para los consumidores finales y la mantención de la seguridad del sistema en balanceo competitivo y basado en el mercado.

4.3.3 Respuesta de demanda

Considerando la transición de energía hacia sistemas de energía bajos en carbón, el SIN en Bolivia está planificando ir hacia la misma dirección. El objetivo principal aquí no solo es alcanzar bienestar social, sino también competitividad económica en el mercado entero. Sin embargo, los retos en adelante están dirigiéndose hacia la obtención de mejores reservas, procedimientos de pronóstico y servicios de balanceo que puedan lidiar con la volatilidad creciente y comportamientos impredecibles de la generación renovable y condiciones climáticas.

La respuesta de la demanda es un paso hacia redes inteligentes descentralizadas, donde la operación de sistema y desbalances impredecibles ocurren en una escala creciente. El mecanismo de respuesta de demanda es un servicio auxiliar complementario apuntado para optimizar la operación de sistema al optimizar la utilización de energía. El objetivo es logrado al proveer señales de costeo a consumidores pequeños, medianos y grandes, creando un servicio de balanceo capaz de fomentar la eficiencia y optimización de mercado.

Gráfico 33 Interacciones del sistema para suministro y demanda



Fuente: 50 Hertz

Las interacciones estructurales dentro de los sistemas de energía están incrementándose vertiginosamente. La mayoría de las tecnologías tienen interacciones unilaterales con los operadores de sistema y el sistema de energía entero. Por ello, una de las fortalezas principales del mecanismo de respuesta de demanda es la interacción bilateral con el sistema brindando una flexibilidad en la operación. El diseño de este mecanismo podría ser solo control de demanda, o ser una combinación entre control de demanda y administración de generación, dependiendo de la aplicación, pero dependiendo también del mecanismo de costeo seleccionado para entregar el servicio a la red. En los sistemas interconectados más avanzados, la respuesta de demanda es combinada con generación de energías renovables para proporcionar regulación de frecuencia, control de voltaje, capacidades de arranque en cero e inercia de sistema.

Además, se puede restringir el diseño del esquema de la respuesta de demanda de manera geográfica o no geográfica. El enfoque con restricción geográfica se enfoca normalmente para proporcionar administración de congestión de sistema adicional en tiempo real para la operación de sistema.

En ese contexto para el SIN en Bolivia, el enfoque realista de la administración de la respuesta de demanda tiene grandes oportunidades porque aquí la distribución de carga es una práctica común, pero que aún no se reconoce económicamente o no hay incentivos dirigidos a optimizar y mejorar el mecanismo actual. Sin embargo, la meta principal es migrar progresivamente hacia sistemas limpios y eficientes (generación renovable, instalaciones de almacenaje y respuesta de demanda) para poder rediseñar los mercados energéticos, de la manera más sostenible y asequible.

Además, se ha visto que la economía boliviana tiene un gran potencial aun no explorado enteramente. La economía es fomentada a través de la industria minera y la extracción de recursos primarios como ser, gas natural, zinc y otros productos. Una planificación apropiada en relación a la asignación de demanda además de las capacidades técnicas de industrias venideras podrá y deberá ser considerada en el camino del desarrollo futuro del sistema eléctrico. Por lo tanto, debería ser estratégicamente fusionado con un enfoque completo desde el marco general regulatorio hasta la administración operacional de la red. En ese sentido, parece ser factible que Bolivia implemente un mercado de respuesta de demanda para la aplicación industrial para las siguientes décadas y dirigirse progresivamente hacia la integración comercial y de consumidor final en la perspectiva a mediano y largo plazo. [14]

4.3.4 Entrenamiento de despachadores

Los despachantes tienen un rol importante recibiendo y transmitiendo mensajes puros y confiables y son responsables de tomar decisiones rápidas y eficientes para controlar la operación de la red eléctrica. Por ello, GridLab, como Centro Europeo de entrenamiento e investigación para la seguridad de sistemas de energía sugiere, que todos los despachantes debieran pasar por un proceso de certificación de licencia de conducción, donde se puede ofrecer un entrenamiento especial con referencia a la operación de redes eléctricas. El Gráfico 34 muestra las tareas a ser incluidas en este proceso como parte del proceso de certificación de sistemas de operación.

Gráfico 34 Proceso de certificación de sistemas de operación [GridLab]



Fuente: 50 Hertz

Con respecto a los servicios del Centro Técnico de Evaluación (TAC), es importante preparar cuidadosamente y acompañar la conducción de cada Centro Técnico de Evaluación como servicio especial para operadores de red apoyando el proceso de reclutamiento:

- La observación por un supervisor técnica y académicamente calificado (y un supervisor opcionalmente proporcionado por el cliente).

- La observación de eventos y patrón de comportamiento serán registrados por escrito y en hojas de evaluación – especialmente elaboradas por los Centros Técnicos de Evaluación.
- La evaluación de eventos y evaluación será entregada a los participantes durante una conversación de retroalimentación.
- la recomendación para la contratación será entregada al cliente en forma de un documento por escrito.

Entrando a detalles, los siguientes temas deberán ser considerados dentro de los procesos del Centro Técnico de Evaluación:

- Primer día en el Centro Técnico de Evaluación:
 - Test de concentración
 - Discusión en grupo
 - Test de inteligencia
 - Test de personalidad
 - Entrevista de candidatos
 - Tareas complejas
 - Entrenamiento de simulación
 - Situación crítica de red
 - Test de conocimientos
- Segundo día en el Centro Técnico de Evaluación: Informe, test de simulación de estrés: test de habilidades de comunicación, capacidad de aprendizaje, buen juicio, habilidades de toma de decisiones, resistencia, desarrollo de ejercicios de simulación de redes, conversaciones, módulos de expansión, test de inglés, liderazgo.

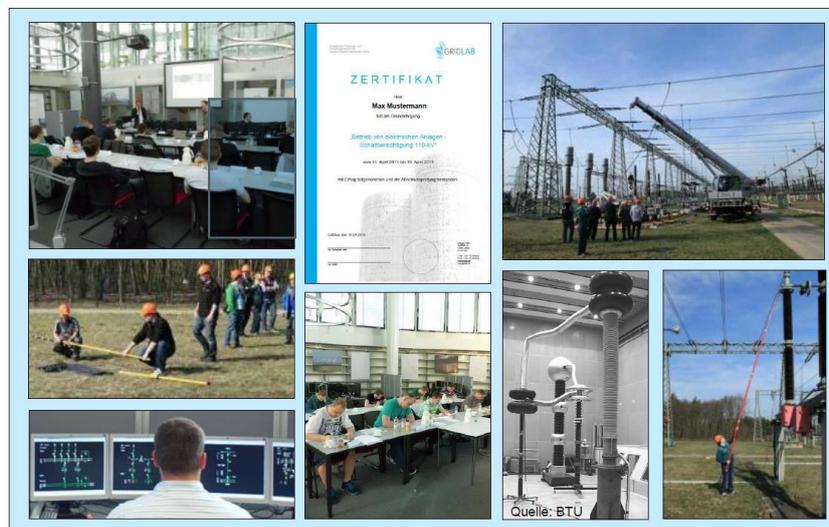
Como próximo paso para los despachantes dentro del proceso de certificación para despachantes (después de aprobar exitosamente el Centro Técnico de Evaluación y el primer periodo de entrenamiento en el trabajo) es pasar los cursos de autorización de accionamiento para los niveles de voltaje $\leq 110\text{kV}$, $\leq 220\text{kV}$ y $\leq 400\text{kV}$ y cursos dedicados de reforzamiento/repetición que proporcionarán los siguientes conocimientos:

- Requerimientos de personas con autorización de accionamiento, delegación de responsabilidades.
- Peligros de la red eléctrica, medidas de primeros auxilios.
- Necesidad de medidas de sanitarias y de seguridad.
- Principios básicos de redes de transmisión y distribución.
- Estructura y función del switchgear, de dispositivos de accionamiento, transformadores y sistemas de seguridad.

- Seguridad ambiental y de incendios.
- Definiciones, terminología de accionamiento
- Simulación de operación de accionamiento en un simulador de red.
- Creación de un programa de accionamiento.
- Procedimiento de trabajo de planificación de acuerdo a las medidas requeridas de seguridad
- Entrenamiento de operaciones de accionamiento usando terminología de accionamiento tomando en cuenta los diferentes tipos de operaciones y escenarios de caídas de sistema particulares.
- Práctica en una subestación de 400/220-kV.

El Gráfico 35 muestra algunas impresiones de cursos de autorización de accionamiento llevados a cabo en el centro de entrenamiento de GridLab pero con visitas a una subestación de 4000 kV y también en un laboratorio de pruebas de alto voltaje.

Gráfico 35 Impresiones de un curso de autorización de accionamiento en GridLab [GridLab]



Fuente: Gridlab

Una vez que el curso de autorización de accionamiento interno de operador de red haya sido aprobado por el potencial despachante, deberá tomar entrenamientos de despachante basados en simuladores que usen sistemas SCADA verdaderos. Para también poder diseñar un marco de entrenamiento de despachante similar para Bolivia, podría ser beneficioso observar los estándares¹ de entrenamiento de despachantes europeos introducidos, porque son retos similares en cuanto a la transición energética.

(¹ ENTSO-E requerimientos de un Código de red „Operational Security “Capítulo 4, Artículo 30, ENTRENAMIENTO OPERACIONAL Y CERTIFICACIÓN)

Estos requerimientos europeos son especialmente:

- Cada Operador de Sistema de Transmisión (OST) debe adoptar, desarrollar y ejecutar programas de entrenamiento para sus empleados en operación de sistemas para mantener y aumentar capacidades, también fuera de las salas de control.
- Cada OST debe incluir en sus programas de entrenamiento conocimientos sobre
 - elementos de sistemas de transmisión
 - la operación de los sistemas de transmisión
 - la utilización de sistemas y procesos en el trabajo
 - operaciones inter OST's y ajustes de mercado
- Cada OST debe preparar y ejecutar planes de entrenamiento para todos los empleados en operaciones de sistema. Los planes de entrenamiento deben incluir
 - un programa inicial
 - un programa para el desarrollo continuo y una extensión de la validez de la certificación al menos cada 5 años
 - un programa para la planificación operacional
- Cada OST deberá designar un coordinador de entrenamiento experimentado y debe definir las habilidades y nivel de competencia de los entrenadores en el trabajo
- Cada OST debe revisar los programas de entrenamiento al menos cada año y debe asegurar que el entrenamiento incluya el entrenamiento en el trabajo y entrenamiento fuera de línea. El entrenamiento fuera de línea deberá, dentro de lo posible, asemejarse a una sala de control con equipamiento real con detalles de modelos de red.
- Cada OST debe asegurar que el entrenamiento se base en un modelo exhaustivo de base de datos con información respectiva de redes vecinas.
- Cada OST debe coordinar regularmente con las operadoras de sistemas de distribución y usuarios importantes de red y deberán ejecutar simulaciones conjuntas fuera de línea o talleres de entrenamiento.
- Cada OST deberá asegurar que el empleado de operación de sistema tenga la certificación de operación en tiempo real, otorgado por un representante designado de su OST.
- Cada OST debe participar en entrenamientos inter-OST's en intervalos regulares.

- ¡Cada OST deberá definir los niveles de competencia para obtener una certificación (solo para empleados de operación de sistemas en operación de tiempo real) --aprobando una evaluación formal!
- Periodo máximo de validez de la certificación --5 años
- Cada OST debe colaborar con cada OST vecino para determinar un lenguaje común (inglés).
- Cada OST debe intercambiar experiencias operacionales con OST vecinos incluyendo visitas con talleres de entrenamiento conjuntos y sesiones conjuntas de simulaciones de entrenamiento entre OST's especialmente enfocados al entrenamiento en problemas de interoperabilidad entre sistemas vecinos.
- Operadores de iniciativas regionales de coordinación de seguridad (RSCIs) también deberán ser entrenados en entrenamientos conjuntos con empleados de operación de sistemas.

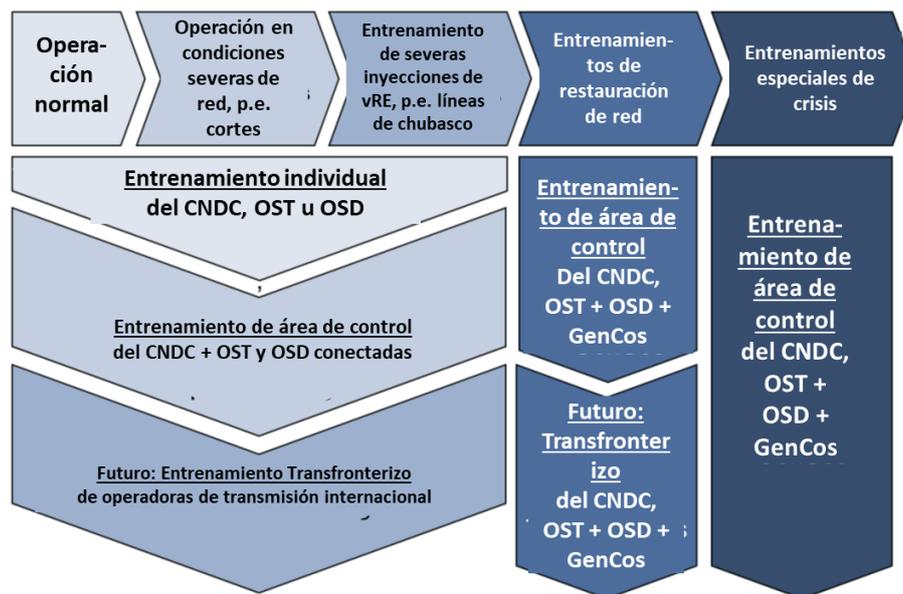
Con respecto al alcance del entrenamiento concreto para Bolivia, entrenamientos para despachantes para el CNDC, las operadoras de sistemas de transmisión, operadores de sistemas de distribución, unidades de apoyo municipales, y operadores de plantas de energías renovables volátiles (vRE) deberán desarrollarse con el enfoque en operación normal, operación con interrupciones y situaciones críticas de la red (condiciones operacionales con estrés) de las redes de transmisión, redes de distribución y red pública de suministro (por ejemplo, simulación de escenarios con fuertes energías renovables volátiles). Esto además se enfocará en el reconocimiento y evaluación de la situación y en la cooperación y comunicación entre varias personas, para controlar la situación. Entrando a detalles, el entrenamiento deberá enfocarse especialmente en los siguientes aspectos:

- Fundamentos y requerimientos de administración de energía segura y confiable basados en regulaciones
- Introducción a funciones básicas del sistema de control
- Análisis de iniciación y del estado de seguridad del sistema
- Ejecución de operaciones simples y complejas de accionamiento a solas y también con parejas
- Implementar acciones para asegurar la estabilidad de frecuencia, voltaje y el criterio (n-1) en estados normales, de alerta y de emergencia y restauración de la red
- Manejo de cambios imprevistos en los pronósticos de carga y/o generación eléctrica (por ejemplo, fuertes inyecciones eólicas, fotovoltaicas y cortes de plantas de energía) así como también disturbios simples a complejos (incluyendo disturbios de tormentas simulados con interrupción de líneas)

- Practicar acciones de comunicación y coordinación con socios regionales, nacionales e internacionales durante los estados normales, de alerta y de emergencia.
- Eventos simples a complejos de fallas dentro de redes de extra alto voltaje, alto voltaje y medio voltaje en tiempo real con soluciones en tiempo real de interrupciones de suministro
- Mantenimiento de voltaje y control de energía reactiva en escenarios con generación descentralizada variable.
- Entrenamiento de manejo de crisis con el enfoque de asegurar el suministro de electricidad en situaciones de crisis, utilizando el simulador de red para posibilitar el entrenamiento simultaneo con ambientes de salas de control realistas individuales.

Además, el entrenador de despachantes puede recibir un entrenamiento profundo en el sitio, donde las necesidades para los departamentos de despachantes pueden ser analizados. Una vez que se conozcan esas necesidades, se puede seguir desarrollando y se puede planificar un programa de entrenamiento anual. El Gráfico 36 sugiere y direcciona los pasos a seguir para el entrenamiento de despachantes en el CNDC, las operadoras de sistemas de transmisión y operadores de sistemas de distribución en Bolivia.

Gráfico 36 posible portafolio de entrenamiento basado en DTS para un operador de red en Bolivia [GridLab]



Fuente: Gridlab

Sobre GridLab

50Hertz como operador de sistemas de transmisión (OST) comenzó el 2008 el desarrollo de un Centro Europeo de entrenamiento e investigación para la seguridad de sistemas de energía para el personal de despacho de operadores de redes eléctricas. En el 2010, GridLab se estableció como una filial del Grupo

Elia como un instituto para proporcionar entrenamientos avanzados de despachadores, investigaciones y estudios completas, así como servicios de seminarios para el Grupo Elia y para el mercado entero, especialmente a partes involucradas en la cadena de suministro de electricidad. En el 2017, el equipo de GridLab consiste de 15 empleados. GridLab es una asociación de capital de acuerdo al § 267 de la ley del código de comercio alemán y está ubicado en Schönefeld cerca de Berlín. El único accionista es Eurogrid International CVBA/SCRL, una asociación establecida de acuerdo a la ley belga ubicada en Bruselas/Bélgica y perteneciente a Elia como operador de sistema de transmisión belga (60% de acciones) y a un fondo de inversores australianos (Industry Funds Management IFM) (40% de acciones).

Desde el 2013 GridLab fue oficialmente reconocido como instituto asociado a la Universidad Técnica de Brandemburgo. Con respecto al sistema de calidad, GridLab está certificado por la TÜV de acuerdo a la DIN EN ISO 9001 desde el 2011.

Gráfico 37 Imágenes de entrenamientos de despachadores en Gridlab [GridLab]



Fuente: Gridlab

5 RECOMENDACIONES Y EL CAMINO HACIA ADELANTE

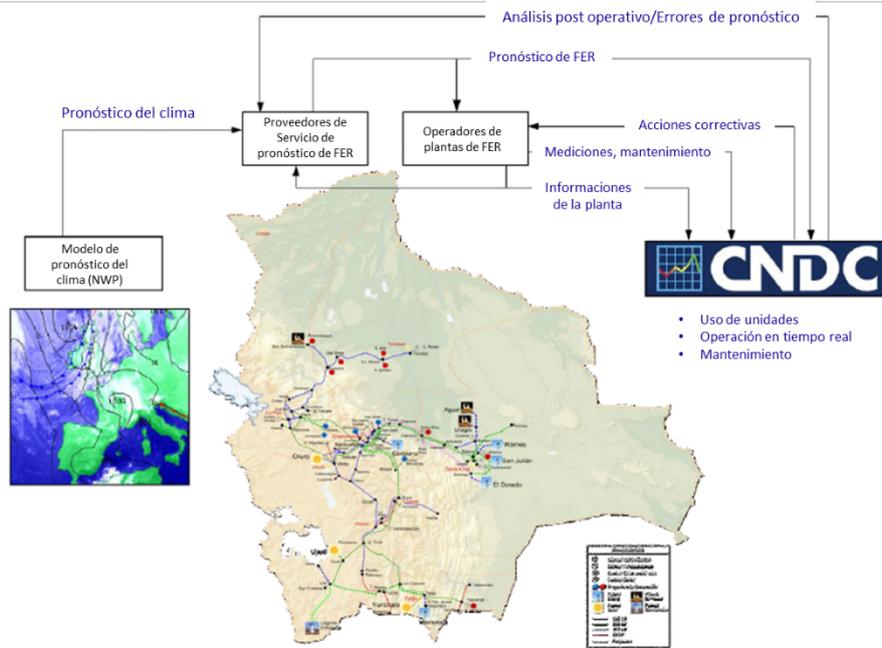
El consultor elaboró en este reporte, basado en el análisis del sistema boliviano hecho en el marco general de este proyecto, recomendaciones para el ministerio de energía, el CNDC y varias partes involucradas del sector boliviano de energía eléctrica, intentando de preparar el camino, bien planificado y efectivo, para una integración de FER en Bolivia. Basado en las prácticas actuales operacionales y de planificación de la red, mostradas en los capítulos previos de este reporte, y el intercambio de información con el CNDC y las conversaciones fructíferas con las diferentes partes involucradas, que se llevaron a cabo en Cochabamba más antes en este año, seguidas por conferencias en línea, se elaboraron recomendaciones en los siguientes capítulos de cómo preparar el sistema boliviano para los desafíos de un suministro sostenible de energía en el futuro cercano tomando en cuenta las lecciones aprendidas y la amplia experiencia con la integración de las FER en Europa, especialmente en 50Hertz.

Recomendaciones para el Pronóstico de las FER

Como ya se mencionó anteriormente, la generación de energía renovable es incierta, porque depende de la variabilidad de las condiciones climáticas. Actualmente, uno no puede predecir exactamente cuan fuerte soplará el viento o cuan fuerte será la irradiación del sol. Esto conlleva errores en el pronóstico e impacta en el balanceo de energía del sistema. Una solución para manejar los errores de pronóstico es desarrollar mejores pronósticos de generación renovable al implementar nuevas herramientas de pronóstico o buscar proveedores de pronóstico foráneos disponibles. Después de revisar el proceso actual de pronóstico de energía renovable en Bolivia, se pudo detectar el potencial para la mejora, especialmente cuando las FER incrementen su participación en el SIN.

Una vista general del proceso recomendado se analizó en los capítulos anteriores y se visualiza en el Gráfico 38, como un modelo futuro recomendado para el pronóstico y operaciones de sistema para el CNDC. Esto es un proceso adaptado, el cual fue explicado en el capítulo 2.4.2. Las adaptaciones principales son la cooperación requerida mejorada y el aumento en la comunicación entre el CNDC, los proveedores del servicio de pronóstico y los operadores de plantas de FER. En ese sentido el CNDC será empoderado al tener más poder de observación y control de las FER y también tendrá un rol importante en la mejora de la calidad del pronóstico a través de una retroalimentación regular de los proveedores del servicio y los propietarios de las plantas. Se debe posibilitar una cooperación directa entre el CNDC y los proveedores de servicios, además de la cooperación con los propietarios de las plantas.

Gráfico 38 Pronóstico recomendado y procesos subsiguientes para Bolivia



Fuente: Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC)

El consultor formuló las siguientes recomendaciones, en concordancia con anteriormente analizado en el capítulo 3:

1. Un inventario que contenga la información sobre la capacidad instalada de fuentes renovables, sus especificaciones, su ubicación y disponibilidad deberá ser actualizado regularmente por los operadores de planta.

El inventario podría, por ejemplo, enlistar la capacidad de cada unidad lo suficientemente grande para tener una estimación por separado. Otras informaciones sobre las turbinas de viento y sistemas fotovoltaicos deberán suministrarse para poder tener pronósticos precisos de la salida de energía. El inventario deberá contener las referencias de todas las características que puedan ser útiles para el proveedor del pronóstico. Esto incluye la ubicación geográfica, curvas de energía del fabricante, tipo de unidad, altura (de las turbinas de viento), propietario de la instalación, etc.

2. Los operadores de planta deben proporcionar la información de las mediciones y planificación al proveedor del servicio de pronóstico de las FER y al CNDC

3. El proveedor de pronóstico deberá proporcionar el pronóstico de generación de energía renovable de 2 a 3 días de anticipación hasta dentro del día al CNDC.

Para poder pronosticar la carga a ser cubierta por energía convencional, la información proporcionada aumentará la eficiencia en unidades de programación (planificadas para ejecución para los siguientes días).

4. El CNDC deberá evaluar la información de pronóstico proporcionada por los operadores de planta o por el proveedor de pronóstico y dar una retroalimentación.

Se deberá ejecutar con regularidad un control de calidad de los pronósticos. Todos los pronósticos deben ser comparados con la información realmente medida. Esta información deberá ser retroalimentada a los proveedores de pronósticos para permitirles que puedan mejorar sus pronósticos. El análisis post-operativo es importante para los proveedores de servicio para posibilitar mejoras en el proceso de pronóstico.

5. Incrementar la frecuencia de actualización de los pronósticos a corto plazo a 15 minutos, si fuese necesario (empezar con 1 hora) y usar similares horizontes de pronóstico para plantas eólicas y fotovoltaicas

6. Optimizar y luego combinar los pronósticos de FER de diferentes proveedores de pronósticos FER para un pronóstico final.

Por ejemplo, por medio de un enfoque promediado considerando la diferencia en exactitud de los proveedores de pronósticos anteriores.

7. La escalada basada en las mediciones disponibles deberá ser ejecutada por el CNDC en el caso de que falten mediciones de una o más plantas.

Además de los pronósticos, también se usan estimaciones en tiempo real para integrar la FER a redes y mercados. Estas estimaciones se pueden usar como información operacional de redes, así como también para la mejora inmediata de pronóstico dentro del día. El resultado de esta escalada da un valor estimado, medido en tiempo real, de las plantas fotovoltaicas y eólicas con ausencia de mediciones; este valor es llamado el valor escalado. La medición escalada puede luego ser comparada con la información del pronóstico para cada unidad, área eléctrica o región agregada.

El CNDC, como ocurre para el caso de los pronósticos, deberá contratar a diferentes proveedores para la entrega de valores escalados. La información escalada será comparada independientemente entre varios proveedores. Además, esto será útil para mejorar la calidad del algoritmo de escalado y así reducir aún más el error de pronóstico.

Se debe reunir información del clima en tiempo real de estaciones meteorológicas referenciales a ser escalada y ser usada para la estimación en modo nodal de la inyección de las FER. Es lógico que la estimación de la inyección de las FER, que es esencial para la predicción de energía renovable, sea reunida en un lugar central (por ejemplo, el CNDC)

8. Se deberá establecer un nexo directo entre el CNDC y el proveedor del servicio de pronóstico de las FER.

En el caso de que los operadores de planta no entreguen la información requerida al CNDC, por razones técnicas u otras, el CNDC no será capaz de reaccionar proactivamente y de manera efectiva para integrar a las energías renovables a su sistema. Por ello se debe establecer una conexión directa entre los proveedores de pronóstico de las FER y el CNDC.

9. Proveer información de pronóstico de la generación de energía renovable a todas las partes involucradas en el sistema de electricidad.

Por ejemplo, empresas de generación, comerciantes y proveedores.

10. Examinar la factibilidad de centralizar en el CNDC el pronóstico de las energías renovables

Basado en la experiencia y la práctica internacional del consultor, proponemos que el CNDC ejecute la unificación de diferentes fuentes de pronóstico y use las revisiones de calidad propuestas líneas arriba para asignar ponderaciones a los pronósticos dependiendo de su confiabilidad de los diferentes pronósticos, creando así un pronóstico de energía renovable centralizado más confiable.

11. Plantas de energía adyacentes deberían ser agrupadas en grupos y se deberán entregar pronósticos adicionales para estos grupos para mejorar la calidad general de pronóstico.

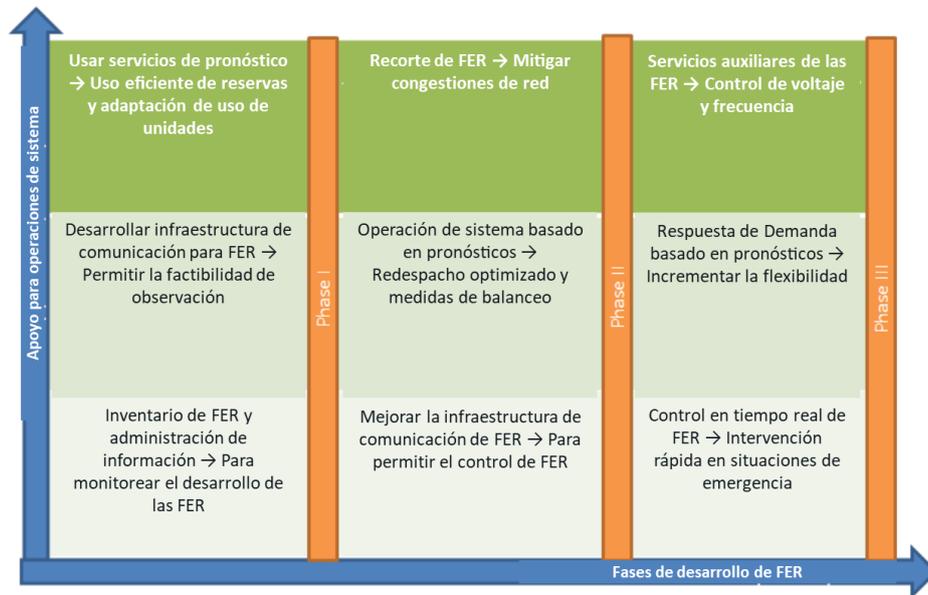
Pronósticos regionales dan mejores resultados que pronósticos de plantas individuales. Esto es por efectos regionales que promedian los valores, debido a ponderaciones de espacios. Además, se cuentan con muchas incertidumbres en pronósticos locales.

Las operadoras de sistemas de transmisión usan pronósticos no solo para el comercio, sino también para la información de red y análisis de seguridad. Por estas razones los pronósticos son calculados a nivel regional. Existen pronósticos, por ejemplo, para toda Alemania, para las cuatro áreas de control y también para cada estado federal. Los pronósticos para toda Alemania, por ejemplo, el pronóstico unificado para viento y sol, también son usados por comerciantes de electricidad, aunque no cuenten con plantas de FER en sus portfolios. Los pronósticos nacionales para el sol y viento son utilizados como indicadores del precio de mercado, porque la producción de FER influye de manera gravitante el precio del mercado. El pronóstico puede ser usado por especuladores que necesitan determinar en qué momento es mejor vender o comprar energía. [15].

Prácticas operacionales y de planificación

En los cuatro estados operacionales del sistema de energía es recomendable que el CNDC haga seguimiento, tenga el control de las FER y use las capacidades de apoyo de la red, si fuese necesario. El siguiente diagrama muestra una vista general de como el CNDC podría lidiar con las FER en diferentes fases de integración de las FER. Además, se representan los beneficios al usarlos para apoyar las operaciones del sistema y facilitar el soporte de altas participaciones de FER.

Gráfico 39 La incorporación de FER en operaciones del sistema en diferentes fases de integración



Fuente: 50 Hertz

En concordancia con lo que se analizó en el capítulo 3, el consultor formuló las siguientes recomendaciones:

1. Desarrollar infraestructura de comunicaciones entre el centro de despacho y las plantas FER

Para posibilitar la observación y control.

2. Desarrollar un proceso para adaptar las programaciones de energía de una manera eficiente.

Basado en las actualizaciones de pronóstico, el CNDC ejecutará una reprogramación de las plantas convencionales para las horas venideras (preferentemente en intervalos de 15 minutos). Este proceso ejecutado dentro del día debe ser optimizado para alcanzar dos metas diferentes:

- Tener a las programaciones finales de producción lo más cerca posible a las necesidades verdaderas en tiempo real, la cual se calcula con: carga pronosticada menos la producción renovable pronosticada.
- Evitar actualizar los programas muy a menudo y con demasiada variabilidad, ya que esto podría hacer que la operación de las plantas de energía se vuelva muy difícil.

3. Implementar la regulación de frecuencia automática y la función automática de control de generación

Esta es una condición previa para participaciones significativas de las FER en la mezcla de generación boliviana y facilitar y asegurar un balanceo de energía activa eficiente.

4. Centralizar la información de todas las FER conectadas a la red.

Por ejemplo, la ubicación, tamaño, tipo e importantes parámetros que pueden determinar la salida de generación en función de las condiciones climáticas. Establecer una base de datos centralizada de toda la información relacionada a los proyectos de energías renovables.

5. Reunir en el día previo (D-1) todas las programaciones de cada unidad renovable conectada a la red.

Para preparar una programación conjunta de toda la salida de generación renovable en cada región. Es útil tener una función central que reúna esta información para evitar tener una muy alta cantidad de partes interactuando directamente con el departamento de programación.

6. Asistir el balanceo de cada área de control al proporcionar los pronósticos de energías renovables, y tomar en cuenta los cambios en el pronóstico al reprogramar la generación.

7. Habilitar la reprogramación de generación convencional hasta 15 minutos antes de tiempo real.

Para compensar los cambios en programaciones de generación renovable que son detectados en el pronóstico correspondiente. La experiencia nos enseña que, sin la reprogramación, a veces se necesita para el balanceo de generación renovable más del 10% de la capacidad instalada de energía renovable. Este es el efecto de la diferencia entre generación real y la generación pronosticada en D-1.

8. Prever posibles intercambios entre regiones.

Para poder balancear cambios en la salida de energía renovable en cada región.

9. Organizar el acceso al control de generación renovable para el CNDC en caso de situaciones de emergencia (acceso directo vía SCADA).

10. Proporcionar información de la generación renovable pronosticada por nodo eléctrico al Despacho Nacional.

La finalidad es para que la seguridad de sistema pueda ser administrada y controlada en situaciones de posibles congestiones y para la estabilidad de voltaje en la red, relacionada al nivel de generación renovable por nodo.

11. Especificar en qué frecuencia desearían recibir pronósticos actualizados por nodo en concordancia con los estudios de seguridad del sistema ejecutados en la operación de la red.

12. Reunir mediciones en tiempo real de las condiciones climáticas y salida de energía renovable.

- El primer propósito es medir la salida de energía renovable efectivamente inyectada a la red, con la finalidad de contar con esa información, y para administrar los contratos con los proveedores de energía renovable.
- El segundo propósito es proporcionar mediciones en tiempo real al SCADA.
- El tercer propósito es usar la retroalimentación de las mediciones para mejorar continuamente los modelos de pronósticos.

13. El CNDC puede considerar el incremento en la flexibilidad del sistema.

Usando, por ejemplo, respuesta de demanda o introduciendo un mercado de balanceo para asegurar un uso eficiente de las reservas de energía y poder mantener el ritmo con las futuras instalaciones de FER.

14. El CNDC debería investigar las opciones técnicas y organizacionales para el recorte de FER.

Para mitigar congestiones en la red.

15. El CNDC debería descubrir el potencial de las FER en proporcionar servicios auxiliares.

Control de voltaje y frecuencia.

El camino en adelante

Bolivia tiene un potencial inmenso para la generación de energía no convencional en forma de energía eólica y solar. Además, tiene las condiciones necesarias para rediseñar el suministro de energía eléctrica, el cual aún se basa en fuentes de energía convencional por más de un 70%, convirtiéndose así en más sostenible sin la elevación de tarifas eléctricas. Con altas participaciones de las FER es muy valioso pensar en estos momentos sobre los desarrollos futuros lógicos necesarios para incrementar la flexibilidad del sistema de energía. En concordancia con lo anteriormente analizado en el capítulo 3, el consultor formula las siguientes recomendaciones:

1. La continuación con los planes de interconexión con países vecinos de Bolivia.

Debido a que esto apoya la instalación de mayores participaciones de FER en Bolivia y asegura la estabilidad del sistema.

2. Ejecutar una investigación multidisciplinaria para determinar la capacidad de soporte del SIN para las fuentes de energía renovable.

Para tener un estimado de cuantas FER pueden ser integradas al SIN, sin tener que desacelerar o acelerar innecesariamente las metas de desarrollo de las FER sin poder fundamentar técnicamente los argumentos.

3. Entrenamientos de pruebas conjuntos basados en simulaciones y luego entrenamientos regulares. Desarrollar un programa común de entrenamiento para los despachantes del CNDC, que están a cargo de la operación en tiempo

real, junto con despachadores de operadoras de sistemas de distribución, pero también con operadores a nivel de operadoras de sistemas de transmisión.

Se deberá prestar atención especial a:

- Clasificación de los estados del sistema (normal – alerta - emergencia - apagón)
- Monitoreo y determinación de estados del sistema (flujos de energía activa y reactiva; voltajes de la barra colectora; frecuencia; reservas de energía activa y reactiva; y generación y carga)
- Categorización de acciones correctivas, preparación, activación y coordinación respectiva
- Control de voltaje y administración de energía reactiva
- Administración de corriente de corto circuito (cálculos y medidas operacionales)
- Administración del flujo de energía (mantenimiento de los límites de flujo de energía)
- Análisis y manejo de contingencias
- Control de frecuencia de carga (manejo del Error de Área de Control una vez establecido un Controlador de Control de Frecuencia) y restauración de la red

4. Definición de códigos de red específicos especialmente para todas las plantas/parques planificadas conectadas a la red de las operadoras de sistema de transmisión y distribución.

Proporcionar al CNDC con toda la información requerida en el Código de red y relacionada a las unidades de energía renovable para la planificación de cortes. Esto incluye todos los mantenimientos planificados y no planificados de unidades completas o partes de las unidades.

5. Incrementar la flexibilidad del sistema usando respuesta de demanda, mercados de balanceo y acumulación de generadores distribuidos.

Esto puede ser ejecutado, por ejemplo, utilizando el potencial de la respuesta de demanda dentro de Bolivia. Otros temas, como ser la utilización de sistemas de almacenaje y calificación dinámica de activos, pueden ser considerados por el CNDC y las diferentes partes involucradas del mercado boliviano. Finalmente, el CNDC debería asegurar que los despachantes y su personal estén listos para los desafíos venideros por medio de entrenamientos y talleres regulares en buenas prácticas en operación de sistemas con altas participaciones de FER.

6 BIBLIOGRAFÍA

- [1] CNDC, Reporte anual 2015, 2015.
- [2] Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, "Normas Operativas," 2012. [En línea]. Disponible en: http://www.cndc.bo/normativa/normas_operativas.php.
- [3] Ministerio de Hidrocarburos y Energía, Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025, La Paz, 2014.
- [4] CNDC, "Eventos Mayores de la Operación," 2016. [En línea]. Disponible en: <http://www.cndc.bo/eventos/index.php>.
- [5] La Patria - INE, "datos generales - El Beni," [En línea]. Disponible en: <http://www.lapatriaenlinea.com/?nota=228839>.
- [6] Wikipedia, "La Cumbre - Bolivia," [En línea]. Disponible en: [https://de.wikipedia.org/wiki/La_Cumbre_\(La_Paz\)](https://de.wikipedia.org/wiki/La_Cumbre_(La_Paz)).
- [7] Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, "Normas Operativas," 2009. [En línea]. Disponible en: http://www.cndc.bo/media/archivos/normas/ae_264_2009_nop01.pdf.
- [8] Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, "Norma Operativa 15 - Determinación de la Reserva Fría," April 2015. [En línea]. Disponible en: http://www.cndc.bo/media/archivos/normas/no15_AE_R_127_2015.pdf.
- [9] Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, "Condiciones Técnicas para la Incorporación de Nuevas Instalaciones al SIN - Annex I," 07 July 2016. [En línea]. Disponible en: http://www.cndc.bo/media/archivos/normas/ae_321_2016_nop11.pdf.
- [10] Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, "Norma Operativa 11 - Condiciones Técnicas para la Incorporación de Nuevas Instalaciones al SIN," July 2016. [En línea]. Disponible en: http://www.cndc.bo/media/archivos/normas/ae_321_2016_nop11.pdf.
- [11] Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, "Condiciones Técnicas para la Incorporación de Nuevas Instalaciones al SIN - Anexo II," 07 Julio 2016. [En línea]. Disponible en: http://www.cndc.bo/media/archivos/normas/ae_321_2016_nop11.pdf.
- [12] M. Genesio, "Presentación "Mesa Redonda sobre Energía en Argentina: Petróleo y Gas, Renovables y Sostenibilidad"," in AES Gener, 9 de Marzo de 2016.

- [13] J. A. e. al., "Determinación de los modos de oscilación electromecánicos en la interconexión SADI-SING a partir de registros de ensayos," in Cigré, 17 al 21 de mayo de 2015.
- [14] Seguridad Global, "Bolivia Maps," 2000-2017. [En línea]. Disponible en: <http://www.globalsecurity.org/military/world/bolivia/maps.htm>.
- [15] GIZ, "Series de Discusiones vRE – Documento #06 – Tecnología – Pronóstico variable de Energía Renovable – Integración a las redes y mercados eléctricos – Una guía de buenas prácticas," 2015.

Título:	El camino para la integración de Fuentes de Energía Renovable en Bolivia- Medidas Sistemas operacionales y de planificación de redes
Autor(es):	Dr. Ing. Matthias Müller – Mienack
Desarrollado por:	Elia Grid International GmbH y revisado por 50Hertz y GridLab
Supervisado por:	Ministerio de Energías a través del Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas
Ejecutado por:	Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH
Programa:	Programa de Energías Renovables (PEERR)
Programa Nø:	15.2035.2-001.0
Coordinador:	Dr. Johannes Kissel
Equipo técnico:	Arturo Loayza Alejandra Prada
Fecha:	Junio, 2017

1. Este documento es apoyado por la Cooperación Alemana al Desarrollo a través de la GIZ – Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GmbH) y su Programa de Energías Renovables (PEERR).

2. Se autoriza la reproducción total o parcial del presente documento, sin fines comerciales y citando adecuadamente la fuente, previa autorización escrita por los coordinadores del estudio.

Ministerio de Energías

Calle Potosí esquina calle Ayacucho S/N, zona Central
Teléfono: 2188800
www.minenergias.gob.bo

Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas

Edificio Ex BBA, Av. Camacho N° 1413 Esq. calle Loayza
Teléfono: 2188800

Cooperación Alemana al Desarrollo con Bolivia

Oficina de la Cooperación Alemana al Desarrollo
Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH
Av. Julio C. Patiño N° 1178, entre calles 17 y 18, Calacoto
Casilla 11400
La Paz, Bolivia

Oficina del Programa de Energías Renovables (PEERR)
Av. Sánchez Bustamante N° 504 entre calles 11 y 12 de Calacoto
La Paz, Bolivia
T +591 (2) 2119499
F +591 (2) 2119499, int. 102
E johannes.kissel@giz.de
I www.giz.de

Ministerio Federal de Cooperación Económica y Desarrollo (BMZ)

BMZ Bonn
Dahlmannstraße 4
53113 Bonn, Germany
T +49 (0) 228 99 535 -0
F +49 (0) 228 99 535-3500
poststella@bmz.bund.de
www.bmz.de

BMZ Berlín
Stresemannstraße 94
10963 Berlin, Germany
T +49 (0) 30 18 535 - 0
F +49 (0) 30 18 535-2501



Implementada por:

