



Revisión de los procedimientos operativos y comerciales del Organismo Coordinador

Análisis y propuestas de ajustes normativos en atención a la evolución del mercado eléctrico mayorista y nuevas tecnologías

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

Publicado por:

Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Friedrich-Ebert-Allee 40
53113 Bonn • Alemania

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

Nombre del proyecto:

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

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

Responsable:

Clemens Findeisen, Director del Proyecto Transición Energética, GIZ



Autor:

Dr. Markus Pöller, Managing Director

Diseño/diagramación, etc.:

DIAMOND media GmbH, Neunkirchen-Seelscheid, Alemania

Fotografías/fuentes:

AdobeStock/bilanol, AdobeStock/kiri, AdobeStock/Linleo, AdobeStock/madamlead,
AdobeStock/powerstock, iStock/Blue Planet Studio, iStock/Kagenmi, iStock/Jose Luis Stephens,
iStock/Nostalgie, iStock/Petmal, iStock/Zaiets Roman, shutterstock/ConceptCafe

Por encargo de:

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

La GIZ es responsable del contenido de la presente publicación.

Santo Domingo, 2021

Revisión de los procedimientos operativos y comerciales del Organismo Coordinador

Análisis y propuestas de ajustes normativos en atención a la evolución del
mercado eléctrico mayorista y nuevas tecnologías

ÍNDICE DE CONTENIDO

Acrónimos	7
Prefacio	8
1. Objetivo y alcancede este trabajo	10
1.1 Antecedentes	10
1.2 Alcance del trabajo presentado en este informe	11
1.3 Descripción de los documentos considerados para el análisis	12
1.3.1 Ley General de Electricidad (LGE) No. 125-1 y su Reglamento de Aplicación (RALGE)	12
1.3.2 Ley No. 57-07 de Incentivo a las Energías Renovables y de Régimen Especial	12
1.3.3 Reglamento de Aplicación de la Ley No. 57-07 - RALIERRE	12
1.3.4 Código de Conexión	12
1.3.5 Procedimiento Complementario para la Incorporación y Operación de las Centrales de Generación de Régimen Especial en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI)	13
1.3.6 Manual de Procedimientos de la Gerencia Comercial	13
1.3.7 Manual de Procedimientos Operativos	13
2. Servicios Complementarios (Auxiliares)	14
2.1 Servicios de Control de Voltaje/Potencia Reactiva	15
2.1.1 Resumen de la normativa vigente	15
2.1.2 Comentarios generales y recomendaciones sobre la normativa vigente	16
2.1.3 Recomendaciones específicas para actualizar la norma vigente	18
2.2 Servicios de control de frecuencia	21
2.2.1 Resumen de la normativa vigente	21
2.2.1.1 Unidades de Generación Convencionales (RALGE)	21
2.2.1.2 Unidades Renovables	23
3. Incorporación de tecnologías de almacenamiento	26
3.1 Resumen de la normativa vigente	26
3.2 Aplicaciones típicas de las tecnologías de almacenamiento	26
3.2.1 Suministro de servicios complementarios	27
3.2.2 Modificación de la curva de demanda	27
3.2.3 Contribución a la capacidad firme	27
3.2.5 Servicios combinados	28
3.3 Recomendaciones	28
3.3.1 Requerimientos técnicos	28
3.3.2 Registro de los servicios suministrados	28
3.3.3 Incorporación del almacenamiento en los procedimientos de despacho	28
3.3.4 Remuneración de los servicios complementarios	29
3.3.4.1 Almacenamiento registrado para el suministro únicamente de servicios complementarios	29
3.3.4.2 Almacenamiento que está registrado para la modificación de la demanda (suministro de servicios complementarios como subproducto)	29

4.	El proceso de cumplimiento del Código de Red para ERV	30
4.1	Estudios de Sistemas de Potencia	30
	4.1.1 Resumen de la normativa vigente	30
	4.1.2 Comentarios sobre la normativa vigente:	31
	4.1.3 Recomendaciones para actualizar la normativa vigente:	32
4.2	Pruebas en sitio	35
	4.2.1 Resumen de la normativa vigente	35
	4.2.2 Comentarios sobre la normativa vigente:	35
	4.2.3 Recomendaciones para actualizar la normativa vigente:	36
4.3	Supervisión durante la Operación	36
	4.3.1 Resumen de la normativa vigente	36
	4.3.2 Comentarios sobre la normativa vigente:	36
	4.3.3 Recomendaciones para actualizar la normativa vigente:	37
5.	Expansiones de Transmisión	38
6.	Planificación Operativa	42
6.1	Planificación operativa de las plantas hidroeléctricas y termoeléctricas (de acuerdo con el RALGE)	42
6.2	Planificación operativa de la generación renovable	43
6.3	Comentarios y recomendaciones	44
	6.3.1 Recomendaciones específicas relativas a las energías renovables (RALIERRE)	49
7.	Cálculo del costo marginal de la energía de corto plazo	50
7.1	Normativa actual - Resumen	50
7.2	Comentarios y recomendaciones	51
8.	Capacidad firme equivalente	52
8.1	Normativa vigente - Resumen	52
8.2	Comentarios y recomendaciones	53
9.	Requisitos de ERV en cuanto a la presentación de información	57
9.1	Datos requeridos del Proyecto	57
	9.1.1 Resumen de la normativa vigente	57
	9.1.2 Comentarios sobre la normativa vigente	58
	9.1.3 Recomendaciones para actualizar la normativa vigente	58
9.2	Datos de Pronósticos	59
	9.2.1 Comentarios sobre la normativa vigente	59
	9.2.2 Recomendaciones para actualizar la normativa vigente	59
10.	Conclusiones y recomendaciones	60
11.	Referencias	62

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Figura 1:	Requerimiento de potencia reactiva (como factor de potencia) a tensión nominal.	19
Figura 2.	Requerimiento de potencia reactiva como función de la tensión en el POC.	19
Figura 3.	Control de tensión tipo droop, factor de potencia y Q constante.	20
Figura 4.	Esquema de control jerárquico típico para plantas ERV.	21
Figura 5.	Reducción de potencia activa como función de la frecuencia.	24
Figura 6.	Requerimiento típico de huecos de tensión y sobretensiones.	33
Figura 7.	Ejemplo de requerimiento de operación ante variaciones de frecuencia.	34
Figura 8:	Proceso de planificación operacional sin (azul) y con (verde) energías renovables variables.	45
Figura 9:	Generación de energía fotovoltaica y promedio horario durante un día (sin nubes).	47
Figura 10:	Desviación de la generación de energía fotovoltaica de la media horaria durante un día, intervalo de despacho 1 hora.	48
Figura 11:	Desviación de la generación de energía fotovoltaica del promedio horario durante un día, intervalo de despacho de 30 min.	48
Figura 12:	Definición de ELCC basada en LOLP en condiciones de carga máxima.	54
Figura 13:	Factor de reducción a nivel de todo el sistema en función del nivel de penetración para México (ver [3]).	55

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1:	Indicadores relevantes para evaluar la suficiencia de la generación.	40
Tabla 2:	Indicadores relevantes para evaluar la suficiencia de la red de transmisión	41

ACRÓNIMOS

AGC	Control Automático de Generación
BESS	Sistema de almacenamiento de energía mediante baterías
CC	Código de Conexión
CCE	Centro de Control de Energía
CNE	Comisión Nacional de Energía
DFIG	Generador de inducción doblemente alimentado
E2P	Energía a Potencia
ELCC	Capacidad de Transporte de Carga Equivalente
ENTSO-E	Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad
ERBi	“Energía” Reactiva Base de la <i>i</i> -ésima máquina en kVAr.
ERV	Energía Renovable Variable. En este informe se refiere solo a generación eólica y solar
FACTS	Sistemas de transmisión flexibles de AC
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (del inglés Institute of Electrical and Electronics Engineers)
INGERE	Instalación de Generación de Régimen Especial.
LGE	Ley General de Electricidad No. 125-01
LIERRE	Ley de Incentivos a las Energías Renovables y Regímenes Especiales No. 57-07
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
OC	Organismo Coordinador
PCIOCGRE	Procedimiento Complementario para la Integración y Operación de las Centrales de Generación de Régimen Especial en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado.
POC	Punto de Conexión
FV	Fotovoltaico
QEE _{i,j}	Energía Reactiva en Exceso Entregada por la máquina <i>i</i> durante la hora <i>j</i> en kVAh.
R(cp)	Factor de reducción
RALGE	Reglamento para la Aplicación de la Ley No. 125-01
RALIERRE	Reglamento para la Aplicación de la Ley No. 57-07
ROCOF	Tasa de cambio de la frecuencia
RPF	Regulación Primaria de Frecuencia
RSF	Regulación Secundaria de Frecuencia
SENI	Sistema Eléctrico Nacional Interconectado
SIE	Superintendencia de Electricidad
SCADA	Supervisión, Control y Adquisición de Datos

Prefacio

En procura de la eficiencia en los sectores eléctricos, se han ejecutado reformas y reestructuraciones con el objetivo de implementar esquemas y procesos que faciliten inversiones frescas, una mayor capacidad de autofinanciamiento, la expansión y diversificación de la capacidad de la oferta energética, y las mejoras en la calidad del servicio al usuario final.

La reforma y la desintegración de la industria eléctrica trajeron consigo normativas y procedimientos para la operación del sector, donde varias empresas generadoras de electricidad compiten entre sí en base al costo marginal; empresas de transmisión que deben dar libre acceso a la red; empresas distribuidoras, comercializadoras y los usuarios no regulados que pueden comprar energía directamente a cualquier generador.

Sin embargo, el consumo de energía primaria (carbón, petróleo, gas natural y uranio) ha tenido un crecimiento mayor al promedio de los últimos 10 años y la intensidad energética mundial (la que mide la cantidad de energía consumida por unidad de PIB que se produce) no ha mejorado de manera significativa.

La integración masiva de energías renovables, la disminución de los costos de inversión de estas fuentes, así como también las nuevas tecnologías de almacenamientos y sistemas electrónicos de control, redes y sistemas inteligentes (FACTS, control de voltaje, coordinación de protecciones, AGC, variación de la demanda), derivan en nuevas complejidades en la operación óptima del sistema eléctrico, entre ellas:

- Gestionar las incertidumbres en la disponibilidad de generación y demanda.
- Necesidad de mejores pronósticos (demanda, disponibilidad de generación, precios de combustibles).
- Necesidad de coordinar de forma óptima la entrada y salida de producción de las centrales.
- Incertidumbre de nuevos proyectos de inversión.

- Lograr un mercado eficiente y no discriminatorio.

- Alcanzar los niveles de confiabilidad esperados.

Con el objetivo de analizar y proponer ajustes normativos y revisar los procedimientos operativos y comerciales del Organismo Coordinador, tomando en cuenta la evolución del Mercado Eléctrico Mayorista y nuevas tecnologías, el Proyecto de Transición Energética, ejecutado por la Agencia Alemana para la Cooperación Internacional (GIZ) y el Ministerio de Energía y Minas de la República Dominicana, y financiado por el Ministerio Federal de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza y Seguridad Nuclear de la República Federal de Alemania, llevó a cabo la consultoría “Revisión y actualización de los procedimientos operativos y comerciales del Organismo Coordinador”.

El estudio fue realizado por el Dr. Ing. Markus Pöller, experto en mercados eléctricos con más de 20 años de experiencia en la materia, quién trabaja para la consultora alemana Moeller & Poeller.

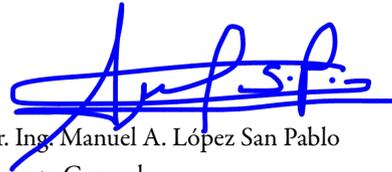
El consultor realizó el análisis del Manual de Procedimientos de la Gerencia Comercial y el Manual de Procedimientos de la Gerencia de Operaciones. Adicionalmente, se revisó un gran número de los elementos del marco normativo dominicano, como la Ley General de Electricidad No. 125-01 y su Reglamento de Aplicación, la Ley No. 57-07 de Incentivo a las Energías Renovables y de Régimen Especial y su Reglamento de Aplicación, el Código de Conexión de la República Dominicana, entre otras; y cómo estas aplican al Organismo Coordinador en el ejercicio de sus funciones.

Entre los resultados se podrán encontrar propuestas de modificación de la normativa vigente para la actualización de las operaciones y transacciones económicas relacionadas con los servicios auxiliares, consideraciones claves a tener cuenta a la hora de analizar las señales para la expansión del sistema de transmisión, recomendaciones para el cálculo del costo marginal de energía, etc. Adicionalmente, se incluyeron sugerencias para cambios que

permitirán una mayor penetración de energías renovables, como criterios para la inserción exitosa de tecnologías de almacenamiento con baterías y la consideración de una capacidad firme equivalente para las centrales de energía renovable variable.

Este documento servirá de base para que el Organismo Coordinador realice las propuestas de ajustes a los procedimientos y herramientas internas, así como también una mayor participación en propuesta de ajustes normativos basados en la experiencia y conocimiento técnico y los datos e informaciones del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) de la República Dominicana.

Agradecemos el firme apoyo de las instituciones del sector, el Ministerio de Energía y Minas, la Comisión Nacional de Energía (CNE), la Superintendencia de Electricidad (SIE) y todos los agentes que participan en el Mercado Eléctrico Mayorista, juntos seguiremos avanzando para el desarrollo sostenible del sistema eléctrico y, consecuentemente, el bienestar de la nación.



Dr. Ing. Manuel A. López San Pablo
Gerente General
Organismo Coordinador



1. Objetivo y alcance de este trabajo

1.1 Antecedentes

El OC ha pasado por una serie de cambios desde el año 2013, donde fue reestructurado en tres departamentos principales: Gerencial General, Operaciones Comerciales y Operaciones Financieras. Desde entonces al OC le han asignado nuevas responsabilidades las cuales han producido un incremento sustancial en el tamaño de la organización.

El objetivo principal del proyecto es analizar y proponer enmiendas a la normativa vigente en lo que respecta a la evolución del MEM debido a la incorporación de nuevas tecnologías al sistema, así como la actualización de los procedimientos operativos y comerciales del OC. Esto incluye la revisión y adaptación del esquema de aprobación de los instrumentos normativos con el fin de mejorar la transparencia en los procesos.



1.2 Alcance del trabajo presentado en este informe

El presente informe se refiere a los puntos 4.2. y 4.3. de los Términos de Referencia de la consultoría. Este informe presenta el análisis de los documentos jurídicos, reglamentarios y técnicos del SENI con respecto a:

- El establecimiento del mercado eléctrico.
- La incorporación de energías renovables.

Este análisis está enfocado principalmente en los siguientes aspectos:

- Servicios complementarios (auxiliares).
- Incorporación de tecnologías de almacenamiento de energía y la remuneración de los servicios complementarios.
- Procedimientos de cumplimiento del Código de Red (para energías renovables).
- Indicadores de expansión de la red de transmisión, priorización de proyectos de expansión.

- Consideración de restricciones en el cálculo del costo marginal de la energía (restricciones de la red, restricciones de generación).
- Descripción del procedimiento para el cálculo y la remuneración de la capacidad firme.
- Requisitos técnicos para las ERV en la planificación operativa (condiciones para operar a máxima potencia, reducción de potencia en circunstancias especiales, regulación de voltaje, etc.).
- Requisitos de las ERV en cuanto a la entrega de información. En particular, en lo que respecta a la información necesaria para la previsión y la planificación operacional.

En el presente informe se analizan todos los documentos disponibles, entre ellos:

- Documentos legales.
- Documentos normativos.
- Procedimientos y descripción de procesos.

Adicionalmente, en el presente informe se examinan también los instrumentos que se aplican actualmente para apoyar los procesos pertinentes, en la medida en que la documentación facilitada permite esa evaluación.

El principal objetivo de este informe es determinar si todos los aspectos relevantes se contemplan en alguno de los documentos enumerados anteriormente, en particular cuando se trata de permitir la incorporación de tecnologías de ERV y de almacenamiento a nivel de la red, y si existen vacíos. Además, se formulan recomendaciones de mejoras donde se considere necesario.

Finalmente, en una sección aparte del presente informe, se examinará la condición jurídica de cada documento, y si el marco jurídico y reglamentario es suficientemente sólido. Sin embargo, se hace hincapié en que los autores de este informe son ingenieros (de acuerdo con los requisitos del contrato para esta consultoría) y, por lo tanto, este informe se centra en los aspectos técnicos (y comerciales), y no en los aspectos jurídicos.

1.3 Descripción de los documentos considerados para el análisis

1.3.1 Ley General de Electricidad (LGE) No. 125-1 y su Reglamento de Aplicación (RALGE)

Originalmente emitida en el 2001 por el Congreso de la República Dominicana, la Ley No. 125-01 o Ley General de Electricidad define el marco regulador del sector eléctrico en la República Dominicana que rige las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, así como la definición de los agentes y organismos/instituciones gubernamentales pertinentes y sus funciones.

1.3.2 Ley No. 57-07 de Incentivo a las Energías Renovables y de Régimen Especial

La Ley No. 57-07 o Ley de Energías Renovables y Régimen Especial de Energías fue emitida en el 2007 por el Congreso de la República Dominicana con el propósito de establecer un marco legal para incentivar y regular el desarrollo, y la inversión relacionada con proyectos de energías renovables. Se establecen una serie de beneficios fiscales y bonificaciones de remuneración para los proyectos de energía renovable que reúnan los requisitos necesarios, así como los criterios de elegibilidad.

1.3.3 Reglamento de Aplicación de la Ley No. 57-07 - RALIERRE

Este reglamento fue emitido por la CNE en el 2007 y complementa la Ley No. 57-07, abarcando aspectos técnicos y económicos que o bien están cubiertos de manera general en la Ley No. 57-07 o no se detallan por razones prácticas.

1.3.4 Código de Conexión

Publicado originalmente en 2004 por la SIE, el Código de Conexión define los requisitos técnicos que deben cumplir en el Punto de Conexión los agentes interesados en conectar sus equipos al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI). El Código de Conexión fue modificado en el 2015 mediante la Resolución SIE-060-2015-MEM para introducir el Anexo 2 que contiene una lista detallada de los requisitos de señalización del SCADA para los equipos de generación, transmisión y distribución.

1.3.5 Procedimiento Complementario para la Incorporación y Operación de las Centrales de Generación de Régimen Especial en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI)

Este procedimiento complementario fue emitido por la CNE en el 2012 con el propósito de mejorar la actual regulación técnica del país para adecuarla mejor a los aspectos específicos relacionados con la incorporación y el funcionamiento de los sistemas de energía renovable conectados al SENI.

1.3.6 Manual de Procedimientos de la Gerencia Comercial

Este documento fue publicado por el OC en el 2016 y consiste en un conjunto de procedimientos normalizados relacionados con las actividades comerciales desarrolladas por esta institución, incluidas las transacciones económicas y la medición.

1.3.7 Manual de Procedimientos Operativos

Este documento fue publicado por el OC en el 2016 y consiste en un conjunto de procedimientos operativos normalizados relacionados con las actividades técnicas llevadas a cabo por esta institución, incluyendo la planificación, la programación de las operaciones y la seguridad del sistema.

2. Servicios Complementarios (Auxiliares)



En esta sección se presenta un debate centrado en los aspectos pertinentes de los servicios complementarios incluidos en la reglamentación actual de la República Dominicana y los procedimientos del OC. Además, se incluyen comentarios técnicos y recomendaciones para la actualización de la documentación.

De acuerdo con el artículo 2, definición 139 del RALGE, la definición de servicios complementarios incluye los servicios de regulación de frecuencia, los servicios de control de voltaje, los servicios de potencia reactiva, y cualquier otro servicio requerido para el correcto funcionamiento del mercado de energía eléctrica y la operación segura del sistema de potencia eléctrica.

Específicamente, el RALGE define los siguientes servicios como servicios complementarios remunerados:

- Energía reactiva (título IX/capítulo VIII/sección VIII.1).
- Despacho con fines de control de voltaje (título IX/capítulo VIII/sección VIII.1).
- Reserva de regulación primaria de frecuencia (título IX/capítulo VIII/sección VIII.2).
- Reserva de regulación secundaria de frecuencia (título IX/capítulo VIII/sección VIII.2).

Los demás servicios complementarios (capacidad de arranque en negro [*Black Start*], reserva de emergencia, etc.) no se consideran servicios complementarios remunerados en virtud de la Ley No. 125-01.

2.1 Servicios de Control de Voltaje/Potencia Reactiva

2.1.1 Resumen de la normativa vigente

2.1.1.1 Unidades de Generación Convencionales

Rango de potencia reactiva requerida (normalizada):

El rango de potencia reactiva requerida de un generador térmico o hidráulico se basa en un factor de potencia equivalente de 0,85 a la potencia efectiva neta de la unidad (definición de ERBi en el artículo 372/RALGE - Definiciones Generales, revisión en SIE-E-CSIE-SI-2014-0078).

Las condiciones de conexión del CC no especifican el rango de potencia reactiva requerida de las unidades térmicas o hidráulicas. Según el CC, las unidades térmicas e hidráulicas deben ser capaces de suministrar potencia reactiva hasta los límites definidos por el diagrama de capacidad de potencia reactiva, pero sin especificar la capacidad requerida.

Según el artículo 204/RALGE, los generadores deben ser capaces de cumplir los siguientes requerimientos:

- Entregar continuamente hasta el 90% de su límite de potencia reactiva, tanto inductiva como capacitiva, en cualquier punto de operación dentro de las capacidades técnicas de la máquina.
- Bajo circunstancias temporales, deben entregar hasta el 100% de su límite de potencia reactiva durante un máximo de 20 minutos en intervalos de 40 minutos.
- Establecer los taps de los transformadores en las posiciones que el OC solicite.
- Mantener el voltaje de barra requerido por el OC.

Remuneración:

En general, el suministro de energía reactiva (en kVArh) superior a la ERBi, está sujeto a remuneración (no la potencia reactiva disponible).

Actualmente no se realizan remuneraciones por el servicio de regulación de voltaje, a pesar de que se encuentra dictaminado en el RALGE. Dichas remuneraciones están en proceso de aprobación.

Los siguientes servicios se detallan en la sección VIII.1/RALGE:

Artículo 373/RALGE: Suministro de energía reactiva de las centrales térmicas, que se despachan a P_{\min} solo para soporte de voltaje (“*must-run-unit*”).

La energía reactiva se remunera por el mayor de los siguientes resultados: costo de equipamiento de una fuente de energía reactiva “estática” que suministra QEE en un nivel de tensión específico (energía reactiva adicional por encima de la ERBi) o la diferencia entre el costo variable de producción y el costo marginal.

El costo equivalente a una fuente de compensación reactiva “estática”, por nivel de voltaje, es determinado por la SIE cada 4 años. El artículo 382/RALGE define el cálculo de este costo, que se basa en el costo de inversión, el factor de retorno de capital y los costos de operación y mantenimiento.

Una unidad que se despacha a P_{\min} debido a las restricciones del control de voltaje recibe un coste marginal por la energía entregada. La compensación definida por el artículo 373/RALGE es sólo la compensación adicional por el control de la potencia reactiva/voltaje.

Artículos 374 y 375/RALGE: Suministro de energía reactiva por encima de la potencia reactiva mínima requerida.

Las centrales térmicas son remuneradas por el excedente de energía reactiva o por el costo adicional de producción, el que resulte mayor. Las centrales hidroeléctricas son remuneradas por el excedente de energía reactiva.

Artículo 376/RALGE: Suministro de energía reactiva de unidades hidráulicas operando como condensador síncrono.

Se remunera, la que resulte mayor, entre la valorización del total de la energía reactiva generada en exceso a ckVArh o la valorización de la energía consumida a costo marginal.

Artículo 377/RALGE: Penalización para los generadores de energía termoeléctrica e hidráulica, por suministro de energía reactiva por debajo del valor base.

Si un generador no es capaz de entregar la potencia reactiva requerida y la potencia reactiva requerida está por debajo del valor base ERBi, se aplica una penalización por la energía reactiva no entregada.

2.1.1.2 Unidades Renovables

El artículo 118/RALIERRE establece que las plantas renovables tienen prioridad en el despacho para proveer servicios complementarios, incluyendo el control de voltaje.

La capacidad de potencia reactiva y la remuneración de la energía reactiva de los generadores renovables (incluidos eólicos y fotovoltaicos) se define en el artículo 124/RALIERRE. Para los parques eólicos y fotovoltaicos conectados a la red de alto voltaje, se requiere un factor de potencia de $\cos(\phi_{\min}) \geq 0,95$, y deben poder ajustar su factor de potencia en el Punto de Conexión durante el funcionamiento (artículo 17/PCIOCGRE).

Los parques eólicos y fotovoltaicos conectados a la red de baja tensión y los parques eólicos conectados a redes aisladas no son remunerados por la producción de energía reactiva, y en cambio se les exige que funcionen lo más cerca posible del factor de potencia unitario ($\geq 0,98$). Aunado a esto los parques eólicos y fotovoltaicos pueden acordar factores de potencia distintos en el contrato de conexión.

2.1.2 Comentarios generales y recomendaciones sobre la normativa vigente

Con respecto a las unidades convencionales, los aspectos técnicos y comerciales relacionados con los servicios de control de la potencia reactiva/voltaje se pueden encontrar en el RALGE) y el CC. No hay una separación clara entre los aspectos técnicos y comerciales.

En general, las recomendaciones son:

- Especificar todos los aspectos relacionados con la capacidad técnica requerida de las unidades de generación (por ejemplo, capacidad de potencia reactiva máxima/mínima) en las Condiciones de Conexión del CC y comprobar el cumplimiento de estos requisitos durante el proceso de puesta en marcha.

- Especificar todas las normas relativas a los aspectos comerciales (por ejemplo, la remuneración de los servicios complementarios) en el RALGE. Dependiendo de la situación jurídica de cada uno de los aspectos técnicos y comerciales, el CC también podría pasar a formar parte del RALGE, pero en este caso el RALGE debería subdividirse claramente en una parte que especifique los requisitos técnicos y los aspectos comerciales.

Más concretamente, se tienen los siguientes comentarios relativos a los requisitos técnicos de las unidades térmicas e hidroeléctricas:

- Falta una definición clara de la capacidad de energía reactiva. En particular, esa definición debería definir requisitos separados para la capacidad de potencia reactiva en el rango de sobreexcitado y subexcitado.
- Falta una definición de la capacidad de la potencia reactiva en función del voltaje.

En cuanto a la práctica de la remuneración de los servicios de potencia reactiva (o energía), se tienen los siguientes comentarios:

- Según lo entendido, la entrega de energía reactiva por encima del “valor base” ERBi es remunerada. Sin embargo, la recomendación es remunerar la capacidad de potencia reactiva en lugar de la energía reactiva, como es práctica común en otros países, como el Reino Unido. En el caso de la energía reactiva, hay principalmente inversión de capital (CAPEX) para la instalación de la energía reactiva involucrada. El costo de operación (OPEX) resultante del suministro de energía reactiva es relativamente bajo (por ejemplo, el aumento de las pérdidas). Por lo tanto, la remuneración basada en la capacidad de la potencia reactiva refleja mejor los costos (y es más fácil de aplicar) que la remuneración basada en el suministro de energía reactiva.
- El requisito mínimo (capacidad de potencia reactiva equivalente a un $\cos(\phi)$ de 0,85 en condiciones de carga plena) debería trasladarse al CC y probarse durante la puesta en marcha (prueba de cumplimiento del Código de la Red). Esto garantiza que cada unidad pueda suministrar energía reactiva hasta el límite requerido. Dado que la capacidad de potencia reactiva es relevante para la seguridad del sistema,

es más apropiado convertirla en un requisito estricto y no aplicar penalizaciones en el caso de que las unidades tengan un rendimiento inferior. El cumplimiento del requisito mínimo debe hacerse sin pago alguno.

- Si el operador del sistema necesita más potencia reactiva que los requisitos mínimos en algunos lugares concretos o si necesita otro tipo de servicios (potencia reactiva de noche o sin viento para energía solar y eólica respectivamente, por ejemplo), la capacidad de potencia reactiva por encima del mínimo debería ser remunerada. La remuneración puede basarse en el costo equivalente del equipo de compensación estática y considerando el “factor de sincronización” de la unidad (definido por la fracción del número de horas que la unidad está sincronizada/8760h).
- La remuneración de las unidades que se despachan (a P_{\min}) debido a las necesidades de control de voltaje (“unidades de funcionamiento obligatorio” o “redespacho iniciado por voltaje”) debe basarse en el valor de la potencia activa entregada, como es la práctica general en la actualidad. La potencia reactiva hasta el requisito mínimo no debería estar sujeta a ninguna remuneración adicional. La capacidad de potencia reactiva por encima del requisito mínimo debe ser remunerada en base al costo equivalente del equipo de compensación estática multiplicado por el factor de sincronización.
- Las unidades capaces de funcionar en modo de condensador síncrono deben recibir una remuneración adicional equivalente al costo del equipo de compensación estática de la misma capacidad de potencia reactiva, independientemente del tiempo de utilización del funcionamiento del condensador síncrono. La remuneración de la capacidad de los condensadores síncronos debe estar sujeta a acuerdos bilaterales. Por lo tanto, esta capacidad sólo se paga si el operador del sistema lo requiere.
- El “costo del equipo de compensación estática equivalente” debería basarse en el equipo de compensación estática o en el equipo de compensación dinámica (STATCOM), cualquiera que sea el requerimiento si las unidades de generación no pudieran suministrar el exceso de potencia reactiva en el mismo lugar.

Con respecto a las energías renovables variables (eólica y fotovoltaica), faltan especificaciones detalladas sobre sus requisitos técnicos como:

- Capacidad de potencia reactiva en condiciones de carga parcial.
- Funcionamiento y remuneración de energía reactiva en condiciones sin viento ni luz solar (análogo al modo de sincronización).
- Control de la potencia reactiva o del voltaje en el Punto de Conexión.
- Definición de control de caída de voltaje.
- Tiempos de respuesta para los cambios de puntos de ajuste en términos del máximo retraso permisible y la capacidad mínima requerida de rampa.

La mejor práctica internacional es especificar estos aspectos técnicos en las Condiciones de Conexión del CC.

Tomando en cuenta que ya fue publicado un estudio formal en donde se presentan los resultados de la valoración de energía reactiva y compensaciones por regulación de voltaje para el mes de abril del 2015 (documento OC-GC-14-VERCART1504-150713-V0), se considera apropiado realizar dicho estudio de forma recurrente asegurando la participación, y tomando en cuenta la retroalimentación, de los agentes del MEM. Se recomienda esto, aunque aún no se haya implementado la aplicación de compromisos económicos ni penalizaciones por energía reactiva no entregada (SIE-E-CSIE-SI-2014-0078, numeral 5). Sin embargo, como se mencionó antes las recomendaciones son:

- Requerir un mínimo de capacidad reactiva a cada generador y realizar pruebas de ello antes de la conexión. Este requerimiento debe ser parte del CC.
- Si el operador del sistema necesita más potencia reactiva que el mínimo requerido en algún lugar específico (o algún otro tipo de servicio de potencia reactiva) este debería acordar de forma bilateral con el generador (u operador de equipo de compensación estática) y pagar por la capacidad reactiva adicional al requerimiento mínimo.

La respuesta de los generadores y de otros equipos de potencia reactiva debe ser monitoreado durante su operación para asegurar que cumplen con los requerimientos.

La remuneración de la capacidad de potencia reactiva de las energías renovables debería seguir los mismos principios que para las unidades de generación convencionales.

2.1.3 Recomendaciones específicas para actualizar la norma vigente

Requisitos de potencia reactiva para eólico y fotovoltaico:

Un rango de factor de potencia de 0,95 en adelante/en retraso está en general en línea con los códigos de red de vieja data como el Código de Red del Reino Unido y algunas áreas de ENTSO-E (Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad). Sin embargo, se recomienda que los requisitos de factor de potencia para las plantas de energía renovable se especifiquen mediante un diagrama como el que se muestra en la Figura 1, ya que permite una mayor claridad y aprovecha la amplia flexibilidad que proporciona la generación moderna basada en convertidores. En él también se definen los requisitos en diferentes condiciones de generación, incluidas las condiciones de baja o ninguna generación, en las que la inyección/consumo de energía reactiva debe reducirse al mínimo.

Es importante destacar que el diagrama que se muestra en la Figura 1 es aplicable a los POC en condiciones de voltaje nominal, y se complementa con otro diagrama para atender a las variaciones de voltaje de los POC como el que se presenta en la Figura 2.

Los requisitos que se muestran en la Figura 1 y en la Figura 2 están sujetos a las características específicas del sistema, e incluso podrían adaptarse para reflejar las necesidades de áreas específicas/niveles de voltaje dentro de un sistema. Esto siempre debe estar técnicamente justificado, ya que podría tener un impacto sustancial en el costo de desarrollo del proyecto.

Estas definiciones deben integrarse en las Condiciones de Conexión del CC y el cumplimiento de estos requisitos de capacidad de potencia reactiva debe probarse durante el proceso de puesta en servicio.

La capacidad de energía reactiva para las unidades térmicas e hidráulicas podría definirse mediante diagramas similares. En este caso, la capacidad real de potencia reactiva (limitada por restricciones físicas) de la unidad debe incluir los requisitos de capacidad de potencia reactiva según la Figura 1 y la Figura 2.

Figura 1: Requerimiento de potencia reactiva (como factor de potencia) a tensión nominal.

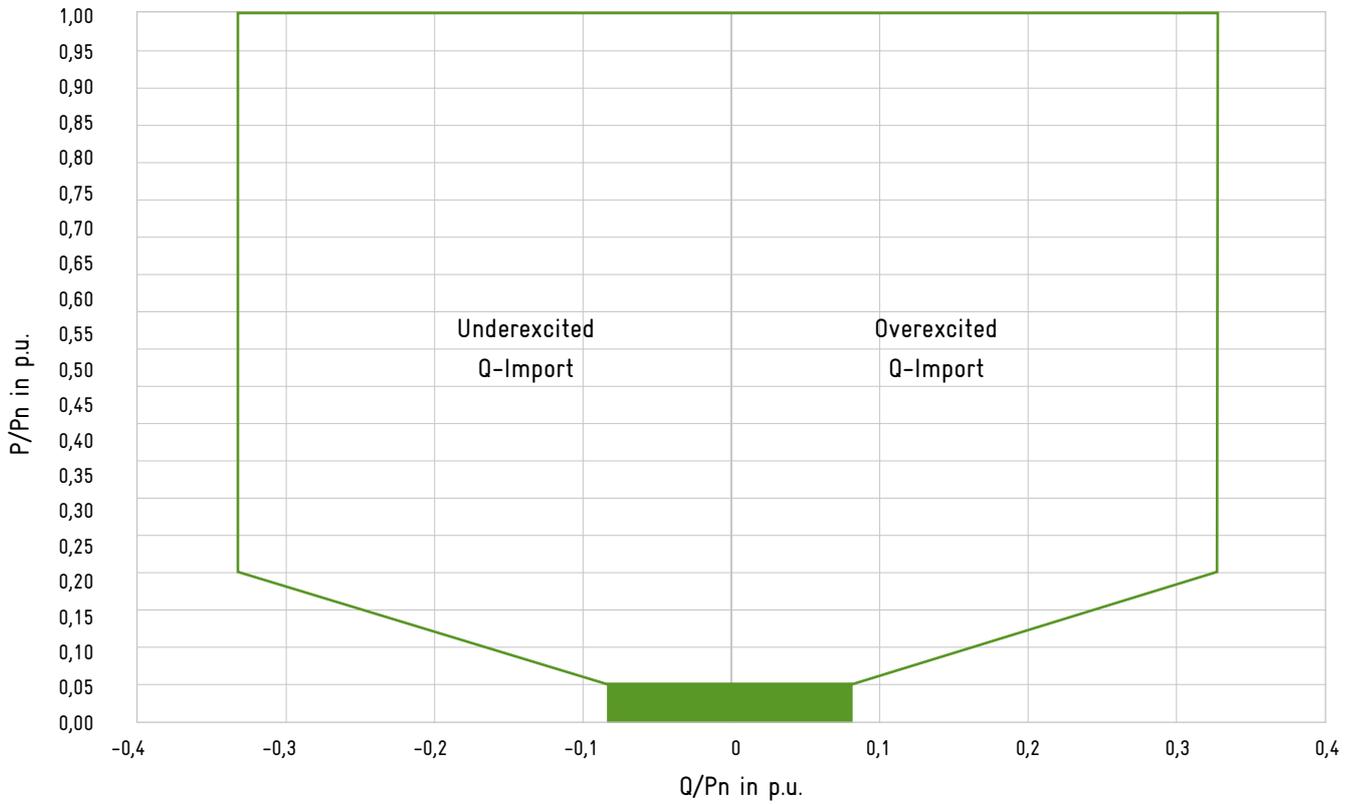
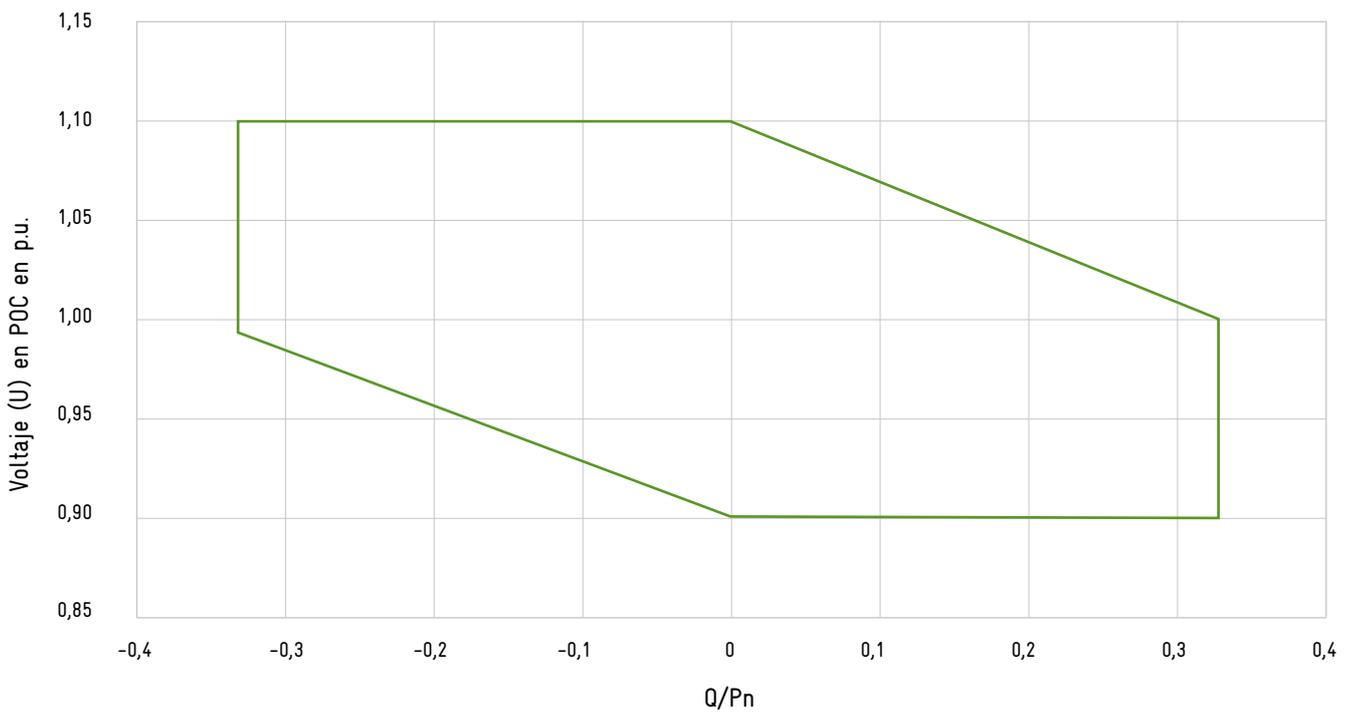


Figura 2: Requerimiento de potencia reactiva como función de la tensión en el POC.



Modos de control Q/V:

Para facilitar la incorporación de la energía renovable y permitir una mayor flexibilidad durante la operación, se recomienda que las INGERE sean capaces de operar en los siguientes modos de control Q/V (véase la Figura 3):

- Control de caída de voltaje, $Q(U)$.
- Potencia reactiva en función de la potencia activa, $Q(P)$.
- Control de la potencia reactiva, Q .
- Control del factor de potencia, $\cos(\phi)$.

Mediante estudios de planificación de operaciones, el OC decidirá entre estos modos de operación y los puntos de ajuste correspondientes. El operador del sistema en tiempo real (CCE) deberá entonces considerar las plantas INGERE como un agregado de elementos que interactúan con el resto del sistema en el POC a través de un “controlador de parque”, como se muestra en la Figura 4. Esto simplifica enormemente el funcionamiento del sistema, ya que evita la necesidad de supervisar las unidades individualmente. Este enfoque también es aplicable a otras esferas como la vigilancia, la previsión, la modelización y los estudios de sistemas de potencia.

Tiempo de respuesta:

Se recomienda que los requisitos y criterios de calificación para proporcionar servicios de control de voltaje incluyan una definición clara de los siguientes aspectos:

- Tiempo máximo de respuesta en términos de capacidad de retardo y rampa para cambios de referencia.
- Tiempo máximo de respuesta en términos de capacidad de retardo y rampa para los cambios de tensión en el POC.
- Precisión mínima esperada.

La definición de los modos de control, el punto de control y los tiempos de respuesta deben ser parte del CC.

La elección real del modo de control debe ser hecha por el operador del sistema y debe ser posible cambiar el modo de control durante la vida útil de una planta de energía renovable.

Figura 3. Control de tensión tipo droop, factor de potencia y Q constante.

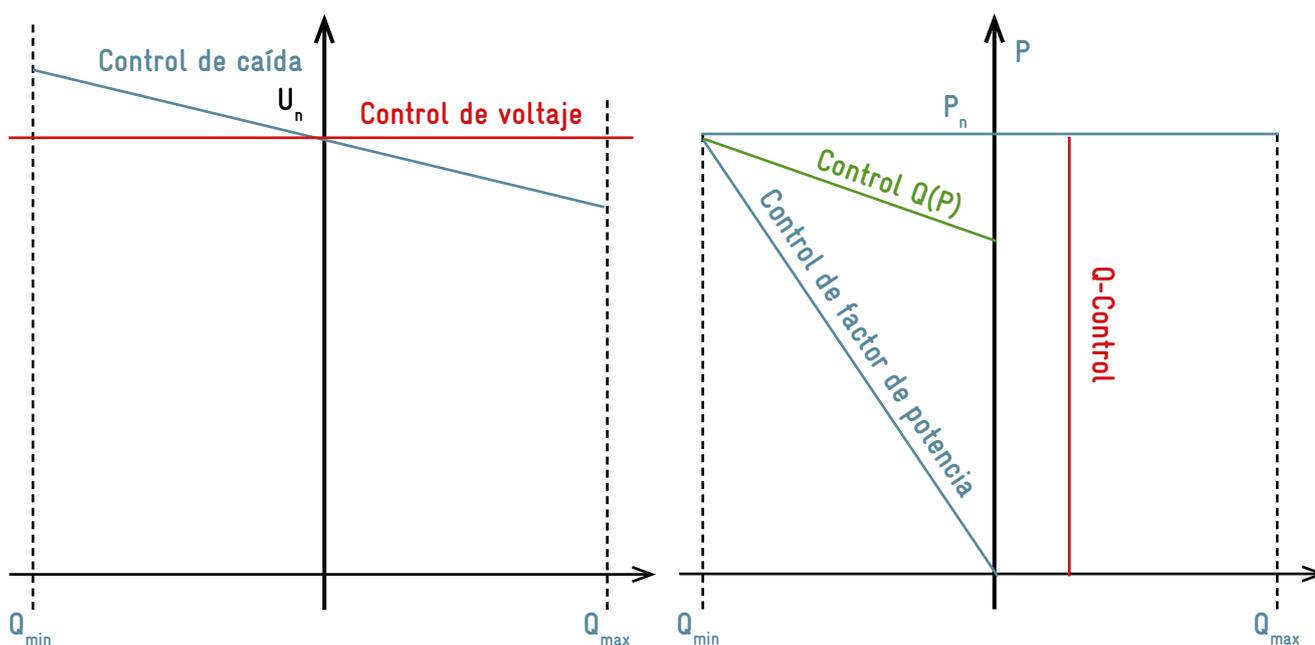
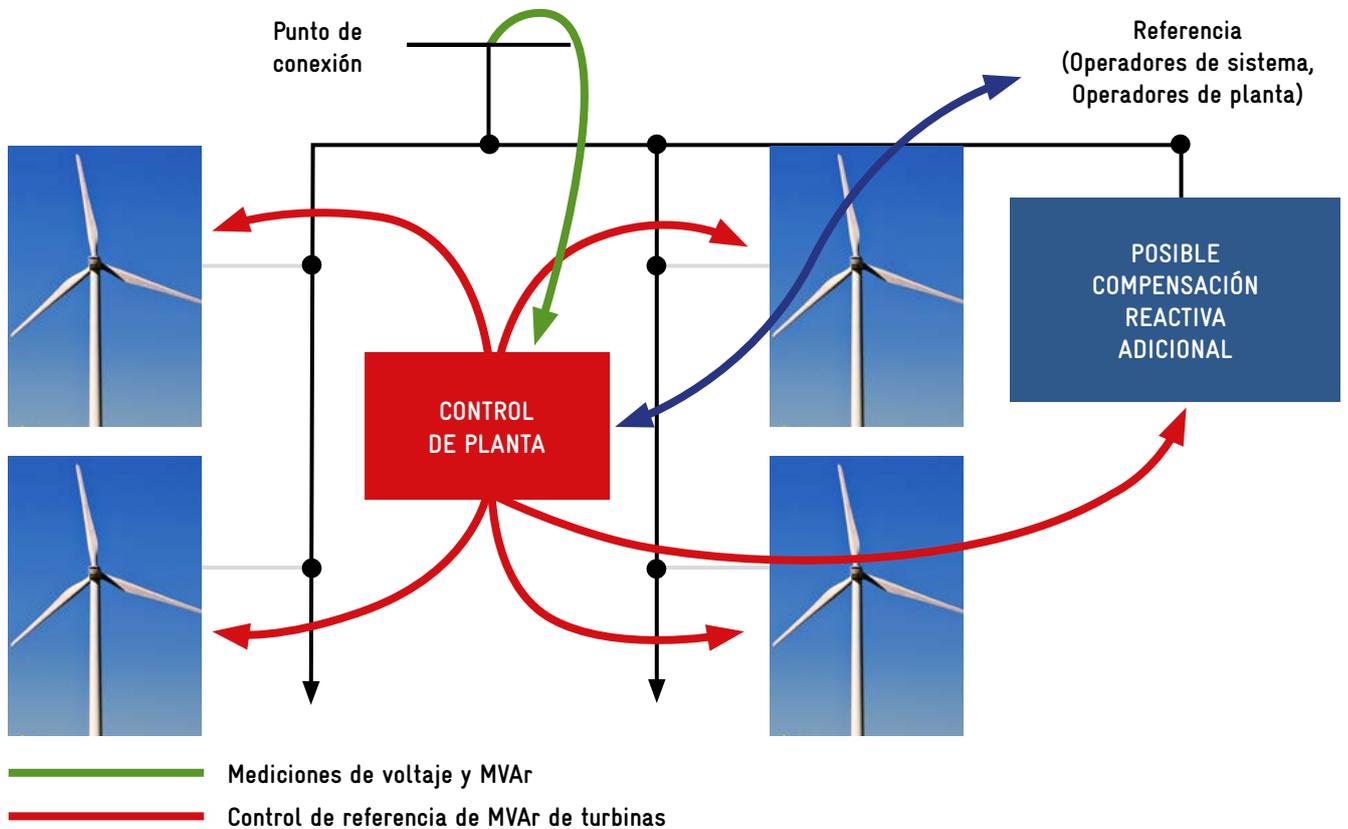


Figura 4. Esquema de control jerárquico típico para plantas ERV.



2.2 Servicios de control de frecuencia

2.2.1 Resumen de la normativa vigente

2.2.1.1 Unidades de Generación Convencionales (RALGE)

Los reglamentos técnicos y comerciales relativos a los servicios de control de frecuencias se definen en el capítulo VIII/sección VIII.2/RALGE, así como en la resolución **SIE-030-2014** de fecha 29 de agosto del 2014. El mercado eléctrico de la República Dominicana define dos tipos de servicios de control de frecuencias:

- Control primario de frecuencia.
- Control secundario de frecuencia.

La reserva operativa activada manualmente (que comúnmente es conocida como "reserva terciaria") es parte del control secundario.

El control secundario puede ser activado tanto automáticamente (vía AGC) como manualmente.

En la sección VIII.2/RALGE se definen con mayor detalle los criterios de calidad con respecto al control de la frecuencia y los roles y responsabilidades del OC y el CCE.

Los parámetros técnicos claves, que se definen para el control primario de frecuencia, son:

- La regulación primaria de frecuencia es obligatoria para todas las empresas de generación, a reservas de que la SIE, por acuerdo oficial con la empresa de generación, indique lo contrario.
- Tiempo de respuesta inferior a 30 segundos. El tiempo de respuesta se define en el artículo 2 del RALGE como el "tiempo que tarda una máquina en modificar su potencia

desde un valor permanente hasta su estabilización en el nuevo valor de potencia”.

- La reserva rodante estará en el rango del 3-5% de la demanda estimada (artículo 399/RALGE). El OC determinará la cantidad requerida de reserva rodante para la respuesta primaria de frecuencia sobre una base horaria.
- El OC asignará a cada central de generación programada para operar en el SENI un margen de al menos 3% de su capacidad para la regulación primaria de frecuencia.
- En caso de separación del sistema interconectado, el OC asignará la reserva rodante correspondiente para el control primario en base a cada isla eléctrica.
- Si durante la operación el sistema se queda sin reserva rodante disponible, el OC o el CCE asignarán la reserva rodante necesaria de los generadores que no fueron programados inicialmente para ello.
- Cada empresa de generación debe declarar la forma en que cubrirá las insuficiencias que surjan en su margen de regulación primaria de frecuencia. El OC considerará estas declaraciones al preparar el programa de despacho del SENI.

Los parámetros técnicos clave definidos para el control secundario son:

- El tiempo de respuesta es de varios minutos.
- La reserva rodante estará en el rango del 3-5% de la demanda prevista (artículo 399/RALGE). El OC determinará la cantidad requerida de reserva rodante para la respuesta secundaria de frecuencia sobre una base horaria.
- En caso de separación del sistema interconectado, el OC asignará la reserva rodante correspondiente para el control secundario en base a cada isla eléctrica.

Tanto el control primario de frecuencia como el control secundario de frecuencia son servicios complementarios remunerados. Esencialmente, el pago se basa en la energía no entregada menos el costo variable de la unidad.

Las plantas de generación que deseen prestar servicios de control de frecuencia deben cumplir los siguientes requisitos (criterios de calificación):

- Característica de caída de frecuencia en el rango de 0-6%.
- Banda muerta inferior al 0,1% (0,06 Hz).
- La capacidad de regulación mínima es de $\pm 5\%$, en todo el rango de operación.
- El rango de frecuencia de operación continua es de 59-61 Hz
- La variación de la potencia de salida se mantendrá durante al menos 30 segundos después de la activación de la respuesta primaria de frecuencia.
- Enlace de comunicación en tiempo real con el CCE.
- Medidores de frecuencia y potencia adecuados en los terminales del generador.

Estos requisitos técnicos son verificados inicialmente por el OC cuando un generador solicita ser elegible para proporcionar una respuesta primaria de frecuencia. Sin embargo, el OC se reserva el derecho de llevar a cabo pruebas en sitio en las unidades, siempre que se considere necesario, para verificar el cumplimiento.

Para la respuesta primaria de frecuencia, el OC preparará una lista de orden de mérito basada en un índice, definido en el artículo 401/RALGE, que tenga en cuenta el rango de potencia activa ($P_{\max} - P_{\min}$) y las capacidades de subida y bajada. Por otra parte, las unidades que participan en el control secundario de frecuencia se clasifican en función de sus costos variables y de los parámetros de regulación de frecuencias, con el fin de minimizar los costos relacionados con este servicio auxiliar.

La resolución SIE-098-2019-MEM contiene las instrucciones para asegurar una correcta operación del AGC en la regulación secundaria de frecuencia (RSF). Aquí se establecen las responsabilidades primarias de los Agentes del MEM, del CCE y del OC.

- **Agentes del MEM:** Establecer canales de comunicación de calidad, eficientes y actualizados con el CCE y el OC. Asegurar la respuesta adecuada y la operación de las unidades generadoras designadas bajo las disposiciones operativas del

CCE, tomando en cuenta todas las normas de seguridad del sistema, equipos e instalaciones.

- **CCE:** Operar el SENI en tiempo real, dando instrucciones a los agentes del MEM, siguiendo el Programa de Operación Diario elaborado por el OC. Establecer un canal de comunicación eficiente con el OC con el propósito de informar del monitoreo de todas variables necesarias para garantizar la seguridad del SENI.
- **OC:** Supervisar la operación en tiempo real del SENI verificando el cumplimiento de los programas y políticas de operación. Establecer la lista de méritos de unidades calificadas para efectuar la regulación secundaria de frecuencia.
- **El CCE** debe contar con la infraestructura principal del AGC, teniendo un respaldo en el OC. El respaldo debe tener la capacidad de continuar con la operación del AGC en caso de falla del sistema principal.

El OC realizará verificaciones, en tiempo real y ex-post, diarias, semanales, y mensuales, según sea el caso, del cumplimiento de los requerimientos de control de frecuencia de las centrales comprometidas con dicho servicio.

En lo que respecta a la regulación secundaria de frecuencia el estudio “Coordinación integral del servicio regulación secundaria de frecuencia en unidades generadores del SENI” y en sus resultados (OC-GO-14-CISRSF1603-160323-VO y OC-GO-14-CISRSF1609-160316-VO respectivamente) presenta algunas modificaciones que, de ser implementadas, aumentarían la seguridad del sistema.

2.2.1.2 Unidades Renovables

El artículo 123 del RALIERRE [1] establece que las centrales renovables no están obligadas a participar en el control de frecuencias, pero les permite prestar servicios de reserva de frecuencias tanto primarias como secundarias en caso de que lo deseen, y también ser remuneradas de la misma manera que la generación convencional. Además, el artículo 118/RALIERRE establece que las centrales renovables deben tener prioridad en el despacho, no sólo para suministrar energía activa sino también para prestar servicios complementarios, incluida la respuesta de frecuencia.

2.2.2 Comentarios generales y recomendaciones sobre la normativa vigente

La definición de “control secundario de frecuencia”, parece incluir tanto los controles “secundarios” de frecuencia (llevados a cabo por el AGC) como los “terciarios” (“activados manualmente”, realizados por la Sala de Control) en uno solo. Esto es una fuente de ambigüedad ya que no hay diferenciación de los tiempos de activación ya que la regulación sólo se refiere a “varios minutos”, de igual forma con los mecanismos de activación. Es importante hacer una diferenciación concisa de los diversos servicios de control de frecuencia, que defina claramente los tiempos de respuesta, por cuánto tiempo se mantendrán los servicios, bajo que umbrales se activarán, qué elementos del sistema pueden participar y cómo se activan. El control terciario de frecuencia debería ser definido apropiadamente. Esto es particularmente importante en el contexto de la incorporación de tecnologías modernas de generación y almacenamiento de energías renovables.

Recomendación:

Se recomienda considerar una redefinición de los servicios de control de frecuencias en categorías: primaria, secundaria y terciaria, en las que se establezcan inequívocamente, para cada uno de ellos, los siguientes aspectos:

- Tiempo de respuesta.
- Mecanismo de activación.
- Tiempo mínimo de duración que el servicio deberá ser mantenido.
- Umbrales de activación y operación.
- Tiempo de recuperación antes de poder contar con la reserva de nuevo.
- Criterios de calificación para los generadores y las tecnologías de almacenamiento.

Algunas de estas definiciones se tienen contempladas en el estudio “Coordinación integral del servicio regulación secundaria de frecuencia en unidades generadores del SENI” y en sus resultados (OC-GO-14-CISRSF1603-160323-VO y OC-GO-14-CISRSF1609-160316-VO respectivamente). Los resultados

presentados en esos estudios son apropiados para aumentar la seguridad del SENI en lo que respecta a la regulación de frecuencia. Se recomienda hacer lo necesario para su implementación, sin embargo, es igual de importante cumplir, e implementar, los aspectos mencionados en la lista anterior.

La mayoría de estos criterios ya están definidos para las unidades térmicas e hidroeléctricas. Los mismos criterios deberían aplicarse a los parques eólicos y fotovoltaicos si desean/deben participar en los servicios de control de frecuencia.

En el caso de los parques eólicos y fotovoltaicos, es muy importante definir por cuánto tiempo debe mantenerse la entrega de energía activa adicional en caso de una situación de baja frecuencia. Este “tiempo mínimo que el servicio deberá ser mantenido” falta actualmente en los requisitos técnicos para el control primario de frecuencia según el RALGE. Debería añadirse un criterio de este tipo (por ejemplo, 1 hora para el control primario de frecuencia), al menos para los parques eólicos y fotovoltaicos.

Actualmente, la participación de las energías renovables en los servicios de control de frecuencia no es obligatoria. Sin embargo, en épocas de producción de energía renovable muy elevada puede ocurrir que la cantidad de servicios de control de frecuencia que pueden prestar las unidades térmicas e hidráulicas

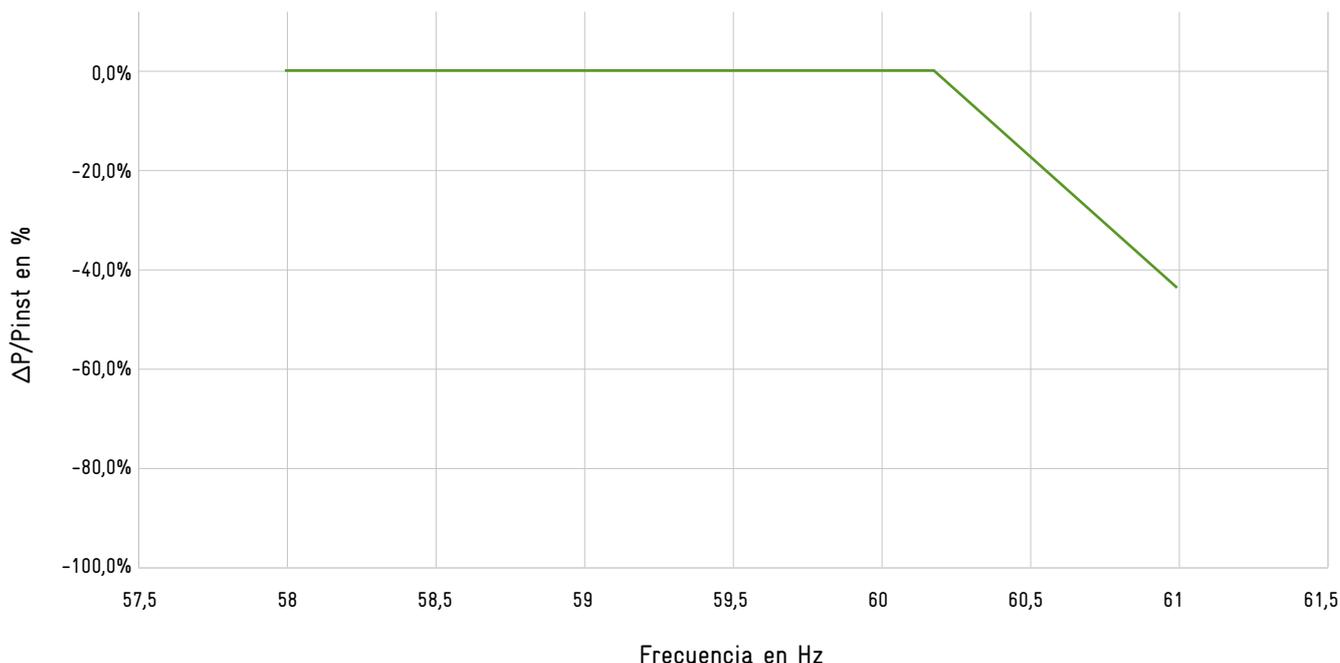
despachadas sean insuficientes (especialmente los servicios de control primario de frecuencia) y que algunas unidades térmicas e hidráulicas deban despacharse (en P_{\min}) debido únicamente al control de frecuencia, lo que puede ser muy costoso. En estas situaciones, es mucho más económico si las centrales eólicas y fotovoltaicas prestan los servicios necesarios de control de frecuencia (especialmente el control primario de frecuencia).

Por lo tanto, se recomienda que se introduzca un requisito obligatorio para que los parques eólicos y fotovoltaicos más grandes (por ejemplo, los de más de 25 MW) tengan la capacidad técnica de participar en todos los servicios de control de frecuencia, especialmente en el control primario de frecuencia.

La prestación efectiva de servicios de control de frecuencia debería ser totalmente equivalente a la prestación de servicios de control de frecuencia de las unidades térmicas e hidráulicas. En particular, la decisión de si los parques eólicos y fotovoltaicos deben prestar servicios de control de frecuencia durante una hora determinada debe basarse en los mismos criterios que en el caso de las unidades térmicas e hidráulicas.

La remuneración de la prestación de servicios de control de frecuencia de los parques eólicos y fotovoltaicos también puede basarse en las mismas fórmulas que para las unidades térmicas

Figura 5. Reducción de potencia activa como función de la frecuencia.



e hidráulicas. Teniendo en cuenta que la energía de costo variable (no suministrada) es prácticamente nula en el caso de los parques eólicos y fotovoltaicos, su prioridad para la prestación de servicios de control de frecuencia será muy baja (inferior a la de las unidades hidroeléctricas y térmicas) y su clasificación en la lista de orden de importancia de los servicios de control de frecuencia será muy baja, lo que automáticamente conduce a un uso muy económico de los servicios de control de frecuencia de las energías renovables.

Sin embargo, esto contrasta con el artículo 118/RALIERRE, que establece que las centrales eólicas y fotovoltaicas deben tener prioridad, no sólo en el orden de despacho para la entrega de energía activa sino también en el orden de despacho para los servicios de control de frecuencia. Se recomienda firmemente que se elimine este aspecto del artículo 118/RALIERRE y que se integren los servicios de control de frecuencia de la energía eólica y fotovoltaica en las normas generales que se aplican a las centrales térmicas e hidroeléctricas, especificadas por el RALGE. De este modo, los parques eólicos y fotovoltaicos sólo participarán en los servicios de control de frecuencia si la capacidad de control de frecuencia de las unidades térmicas e hidráulicas sincronizadas es insuficiente. Esto corresponde a las mejores prácticas internacionales (por ejemplo, el Reino Unido o Alemania).

La reglamentación vigente de la República Dominicana no distingue entre “reserva de potencia activa positiva”/respuesta por baja frecuencia y “reserva de potencia activa negativa”/respuesta por alta frecuencia.

Dado que los parques eólicos y fotovoltaicos pueden reducir fácilmente la potencia activa en caso de altas frecuencias, es una práctica interna (por ejemplo, en el Reino Unido, Alemania y otros países de ENTSO-E) que los parques eólicos y fotovoltaicos deban tener la capacidad de reducir la potencia activa en función de la frecuencia si ésta supera un umbral definido. En la Figura 5 se muestra un ejemplo de esta característica.

Se recomienda que se incluyan esos requisitos en las condiciones de conexión del CC de los parques eólicos y fotovoltaicos. Se debe considerar establecer lineamientos para garantizar la respuesta apropiada a los desbalances de carga/generación y poder crear un sistema eléctrico flexible. El sistema debe poseer la reserva de energía adecuada para responder a los desbalances causados por la variabilidad de las energías renovables. Se recomienda analizar la posibilidad de llevar a cabo un estudio de flexibilidad.



3. Incorporación de tecnologías de almacenamiento

3.1 Resumen de la normativa vigente

Los documentos que se han puesto a disposición de los consultores a los efectos de este informe no incluyen ninguna norma específica sobre los dispositivos de almacenamiento.

3.2 Aplicaciones típicas de las tecnologías de almacenamiento

Las tecnologías modernas de almacenamiento, como el almacenamiento de energía mediante baterías, pueden utilizarse para varias aplicaciones diferentes. Las más importantes son:

- Prestación de servicios complementarios (servicios de control de frecuencia y servicios de control de voltaje).
- Modificación de la curva de demanda (especialmente el aplanamiento de los picos).
- Contribución a la capacidad firme.
- Manejo de las congestiones de la red.
- Servicios combinados.

3.2.1 Suministro de servicios complementarios

En principio, el sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) puede ofrecer cualquier servicio de control de frecuencia (control primario y secundario de frecuencia). Mientras que el BESS con una capacidad de almacenamiento de energía muy pequeña (expresada por la relación E2P/energía/potencia) sólo puede prestar servicios de control de frecuencia a corto plazo (como el control primario o el control de frecuencia rápido, como se practica en Irlanda y el Reino Unido), el BESS con una relación E2P más grande también puede prestar servicios de control secundarios o terciarios de frecuencia.

Dado que el tipo de servicio de control de frecuencia que puede prestar el BESS depende de su relación E2P, es importante especificar para cada servicio el tiempo durante el cual debe mantenerse la entrega de potencia activa adicional (por ejemplo, 30 min-1h para el control primario de frecuencia, hasta 2h para el control secundario de frecuencia, etc.). Esto debe formar parte de los criterios de calificación que debe cumplir el BESS para que se le permita participar en un mercado de servicios complementarios.

Técnicamente, el BESS pueden contribuir a los servicios de control de frecuencia durante los tiempos de descarga (funcionamiento del generador) y durante los tiempos de carga (funcionamiento de la carga), siempre que la energía almacenada sea suficiente para prestar el servicio.

Dado que el BESS está impulsado por convertidores, utilizando tipos de convertidores similares a los de los generadores fotovoltaicos y eólicos, el BESS también puede contribuir a los servicios de control de la potencia reactiva/voltaje.

3.2.2 Modificación de la curva de demanda

Además de la prestación de servicios complementarios, el BESS con una mayor relación E2P también puede utilizarse para propósitos de modificación de la curva de demanda, especialmente para la reducción de los picos durante los momentos de gran carga:

- Durante los momentos de baja carga (residual), cuando el costo marginal de la electricidad es bajo, el BESS se carga.
- Durante épocas de alta carga, cuando el costo marginal de la electricidad es alto, el BESS se descarga.

Se requiere de un BESS con una relación E2P entre 2h y 4h, de modo que se puedan compensar las variaciones diurnas de la demanda y la generación variable.

Para compensar las variaciones a largo plazo de la demanda y la generación renovable variable (por ejemplo, las variaciones estacionales), se necesitarían tecnologías de almacenamiento con una mayor relación E2P.

La incorporación al mercado de los BESS para la modificación de la curva de demanda se realiza a través del mercado habitual. Siempre que exista una diferencia suficiente entre el costo marginal en épocas de baja carga residual y en épocas de alta carga residual, el mercado a corto plazo representa un modelo de negocio para el almacenamiento.

3.2.3 Contribución a la capacidad firme

Aunque las tecnologías de almacenamiento no pueden garantizar de manera continua el suministro de energía activa, sí pueden garantizar el suministro de energía activa durante determinados períodos (por ejemplo, las horas de carga máxima). Por lo tanto, es posible asignar una contribución a la capacidad firme de un sistema de almacenamiento, si funcionan en línea con los requisitos de capacidad del sistema. Sin embargo, el almacenamiento, que se utiliza para modificar la curva de demanda, suele ofrecer energía durante las horas de mayor costo marginal, que son al mismo tiempo las horas de mayor demanda.

Un concepto de remuneración por la contribución del almacenamiento a la capacidad firme debe reflejar bien:

- El funcionamiento de la planta de almacenamiento (por ejemplo, para la reducción de los picos o para el control de la frecuencia o una combinación).
- El tamaño de la planta de almacenamiento (durante cuántas horas puede mantenerse la contribución de capacidad).

Por lo general, los sistemas de almacenamiento que se utilizan para la modificación de la curva de demanda también pueden estar sujetos a pagos por capacidad. Sin embargo, deben definirse algunos criterios de calificación adicionales, por ejemplo, una disponibilidad mínima durante las horas punta y una relación mínima de E2P.

3.2.4 Manejo de las congestiones en la red

En algunos casos, el almacenamiento se instala con el propósito de postergar las expansiones de la red (por ejemplo, refuerzos de subestación o de línea). En tal aplicación, se instala una planta de almacenamiento detrás de las subestaciones o líneas y se hace funcionar de manera que se pueda evitar la sobrecarga de las líneas o los transformadores.

Sin embargo, debido al costo de las tecnologías de almacenamiento actualmente disponibles (esencialmente BESS), el costo de reforzar la red suele ser inferior en varios órdenes de magnitud que las instalaciones de almacenamiento, para lograr un beneficio equivalente. Por lo tanto, no se percibe esta aplicación como un caso de uso económicamente viable en este momento.

3.2.5 Servicios combinados

Dependiendo de su tamaño (especialmente la relación E2P) el BESS puede ofrecer combinaciones de los servicios anteriores. El BESS para la modificación de la curva de demanda también puede ofrecer servicios de control de frecuencia (durante los tiempos de carga y descarga), servicios de control de voltaje (todo el tiempo), y contribuir a la capacidad firme equivalente.

Los BESS con pequeños E2P, que se instalan específicamente para servicios de control de frecuencia, por lo general sólo pueden ofrecer servicios de control de frecuencia y servicios de control de voltaje.

3.3 Recomendaciones

3.3.1 Requerimientos técnicos

Los requisitos técnicos para el almacenamiento con baterías se pueden alinear con los requisitos técnicos para las plantas de energía renovable variable (eólica y fotovoltaica) y deben incorporarse en las condiciones de conexión del CC.

Esto incluye:

- Rango de frecuencia y voltaje de operación.
- Capacidad de potencia reactiva.

- Modo de control de voltaje y tiempos de respuesta.

- Control de la frecuencia.

- Protección y control.

En función de los servicios complementarios que una planta de almacenamiento se proponga entregar (por ejemplo, servicios de control de frecuencia, servicios de control de la potencia reactiva/voltaje, etc.), deberían aplicarse los mismos requisitos técnicos que para otras tecnologías de generación basadas en inversores, como la eólica y la fotovoltaica.

3.3.2 Registro de los servicios suministrados

Se recomienda que, para cada planta de almacenamiento, haya un registro de los servicios que suministrará la planta de almacenamiento, como, por ejemplo:

- Control primario de frecuencia.

- Control secundario de frecuencia (activado manual y/o automáticamente).

- Control de voltaje/balance de potencia reactiva.

- Modificación de la demanda.

Para cada uno de estos servicios se deben aplicar criterios de calificación que se prueban al menos durante la puesta en marcha, pero también regularmente durante su operación (repetición de pruebas).

3.3.3 Incorporación del almacenamiento en los procedimientos de despacho

Las plantas de almacenamiento, que están registradas para la “modificación de la demanda”, deberían incorporarse en los procesos regulares de planificación operativa semanal y diaria (como se define en el RALGE y el Manual Operativo).

El despacho de las plantas de almacenamiento (incluidas la conexión y la desconexión) debería ser organizado por el OC (como en el caso de cualquier central eléctrica) y debería tener por objeto reducir al mínimo los costos de producción en la medida de lo posible. Esto dará lugar automáticamente a un despacho de

“modificación de la demanda”, en el que el almacenamiento se conecta durante las horas de mínimo costo marginal (equivalente a la mínima demanda residual) y se desconecta durante las horas de máximo costo marginal (máxima demanda residual).

Las instalaciones de almacenamiento deben comunicar al menos la siguiente información al OC:

- Capacidad instalada/potencia activa nominal (en MW).
- Diagrama de capacidad de energía reactiva.
- Relación de energía útil a potencia (relación E2P) o capacidad de energía útil almacenada.
- Eficiencia del ciclo carga/descarga (Round-trip efficiency).

Es esencial que la herramienta para optimizar el despacho de la central eléctrica (MODOM) sea capaz de incorporar el almacenamiento de forma adecuada.

La remuneración de la energía activa debe basarse en el costo marginal, como en cualquier otra central eléctrica. Sin embargo, la remuneración de la energía conectada también debe basarse en el costo marginal, como si la instalación de almacenamiento fuera un “generador negativo” durante ese período. De esta manera se asegura que el modelo de negocio de las instalaciones de almacenamiento se basa puramente en la diferencia entre el costo marginal de la generación y el costo marginal de la carga (multiplicado por la eficiencia del ciclo carga-descarga) y que no se incurrirá en ningún otro costo, lo que podría reducir la aplicabilidad del almacenamiento en la República Dominicana.

3.3.4 Remuneración de los servicios complementarios

La remuneración de los servicios complementarios para el almacenamiento debe distinguir entre:

- El almacenamiento que está registrado sólo para la prestación de servicios complementarios.
- El almacenamiento que está registrado para la modificación de la demanda pero que presta servicios complementarios como un subproducto.

3.3.4.1 Almacenamiento registrado para el suministro únicamente de servicios complementarios

En el caso del almacenamiento que está registrado sólo para la prestación de servicios complementarios, sólo hay un costo variable muy bajo para el suministro de servicios complementario. En vista de ello, existen las siguientes opciones de remuneración para remunerar el suministro de control de la reserva de frecuencia de las instalaciones de almacenamiento, que sólo están registradas para suministro de servicios complementarios:

- Pago basado en un precio fijo por MW de RPF o RSF.
- Pago basado en el costo de la unidad térmica menos costosa que entrega la RPF o la RSF.

El pago de la energía reactiva debe estar en línea con las unidades térmicas o hidráulicas.

El suministro de energía (para el control primario y secundario de frecuencia) debe remunerarse al costo marginal.

3.3.4.2 Almacenamiento que está registrado para la modificación de la demanda (suministro de servicios complementarios como subproducto)

En el caso del almacenamiento que está registrado para la modificación de la demanda, deben distinguirse dos situaciones:

- La participación en la RPF y RSF durante los momentos en que la planta de almacenamiento no se despacha para el suministro de energía activa.
- La participación en la RPF y RSF durante los momentos en que la planta de almacenamiento se despacha para el suministro de energía activa.

En el primer caso, el pago por almacenamiento que participa en la RPF o RSF debe ser el mismo que el del almacenamiento, que sólo se registra para la entrega de servicios complementarios (véase el apartado 4.3.4.1). En el segundo caso, los almacenamientos que participan en la RPF o RSF se deben remunerar a un precio que refleje su energía no entregada menos el costo variable de la energía (costo marginal de la energía para conectar la planta de almacenamiento, similar a las plantas de energía térmica que participan en la RPF).



4. El proceso de cumplimiento del Código de Red para ERV

Esta sección trata los principales aspectos del cumplimiento del Código de Red para la ERV incluidos en el Reglamento de la República Dominicana y los procedimientos del OC. El proceso de cumplimiento para la ERV es un proceso continuo que se pone en marcha con la primera solicitud de conexión e incluye varios aspectos como: presentación de datos del proyecto, estudios del sistema de potencia, pruebas de puesta en marcha y supervisión de la operación. Los requisitos de datos para la ERV es un tema más amplio que se examina en la sección 10.

4.1 Estudios de Sistemas de Potencia

4.1.1 Resumen de la normativa vigente

La sección 8 del Reglamento de Conexión (CC.8) se refiere a los requerimientos de los tradicionales estudios de flujo de carga, cortocircuito y estabilidad transitoria, como parte de la documentación que debe ser presentada al OC y a la SIE. Específicamente, el PCIOCGRE señala que los estudios del sistema de potencia serán realizados por los desarrolladores de INGERE. Según el PCIOCGRE, artículo 7, el OC tiene el deber de suministrar a los desarrolladores de INGERE la información necesaria para realizar los estudios relevantes del sistema de potencia.

El PCIOCGRE, en su artículo 26, establece los requisitos de los estudios de flujo de carga para la conexión de INGERE en condiciones de demanda mínima, media y máxima para calcular: flujo de potencia activa y reactiva, factor de potencia en el punto de conexión, niveles de carga del equipo y perfil de voltaje.

De acuerdo con el PCIOCGRE, artículo 27, los proyectos de INGERE gestionables deben presentar estudios de estabilidad transitoria con los siguientes propósitos:

- Evaluar el desempeño dinámico de la planta en el punto de conexión, en cuanto a fluctuaciones activas y reactivas, voltaje y frecuencia, y debido a la desconexión de los diferentes elementos del SENI (generadores, líneas de transmisión, transformadores).
- Determinar el desempeño del generador y su capacidad para mantener un funcionamiento sincrónico con el resto del sistema cuando está sujeto a graves perturbaciones (fallas, salida de unidades de generación, salida de grandes transformadores).

Según lo entendido, la definición actual del proceso de conformidad con el código de red actual, por ejemplo, detalles de los estudios que se deben llevar a cabo, criterios de conexión para cumplir con el código de red, etc., son responsabilidades de la compañía de transmisión (Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana – ETED –).

Además, para las simulaciones dinámicas de INGERE no gestionables, bajo escenarios de demanda máxima y mínima, se requiere estudiar lo siguiente:

Para las plantas de energía eólica:

- Determinar el efecto de la puesta en marcha y el rechazo de la generación para los siguientes escenarios de carga: 25, 50, 75 y 100% de la potencia nominal.
- Para determinar el efecto de los cambios de velocidad del viento en el voltaje en el punto de conexión, y para estudiar si la tecnología de las turbinas (máquina de inducción de jaula de ardilla, máquina de inducción de rotor bobinado, DFIG [generador de inducción doblemente alimentado] y síncrona) es capaz de adaptarse a estos cambios.

- Evaluar su desempeño ante caídas de voltaje que podrían causar la desconexión parcial o total del parque eólico y si la tecnología de las turbinas (máquina de inducción de jaula de ardilla, máquina de inducción de resistencia de rotor variable, DFIG y síncrona) es capaz de adaptarse a estos cambios.

Para las plantas fotovoltaicas:

- Determinar el efecto de sus componentes cuando la planta está sujeta a perturbaciones (en particular, cortocircuitos) si la conexión se realiza a través de convertidores basados en PWM (modulación por ancho de pulsos, por sus siglas en inglés).
- Para determinar qué magnitud y duración de la caída de voltaje de corta duración podría causar la desconexión total del parque fotovoltaico, si la conexión se basa en varios paneles fotovoltaicos conectados en paralelo a un inversor.

Los estudios de cortocircuito se llevarán a cabo (artículo 28 del PCIOCGRE) en el Punto de Conexión considerando la alimentación adicional de la conexión de las nuevas INGERE, y en las condiciones del sistema definidas por el OC, para determinar las corrientes de cortocircuito resultantes tanto en el Punto de Conexión como en las subestaciones adyacentes. El propósito de estos estudios es:

- Determinar la corriente de cortocircuito resultante en barras, líneas aéreas, transformadores, etc.
- Para calcular la potencia de cortocircuito en diferentes lugares/componentes del sistema de potencia.
- Para verificar la capacidad de ruptura del cortocircuito.

4.1.2 Comentarios sobre la normativa vigente:

En términos generales, la normativa actual sugiere que la responsabilidad del sistema de potencia es principalmente de los desarrolladores de INGERE, sin embargo, se da poca orientación y especificación en cuanto a los parámetros de estudio y los criterios de cumplimiento. Es importante que el OC también realice sus propios estudios para tener una validación independiente del desempeño de los proyectos.

En la documentación examinada no se hace suficiente mención a los estudios de calidad de la energía y a los requisitos técnicos mínimos pertinentes. Esto es particularmente importante para la incorporación de generación renovable, ya que pueden introducir aspectos de calidad de la energía relacionadas con los cambios repentinos de voltaje debidos a la energización de los equipos, el parpadeo y los armónicos.

Los estudios de sistemas de potencia se solicitan con el propósito de demostrar el cumplimiento del Código de Red, sin embargo, el rendimiento mínimo esperado de INGERE para los requisitos técnicos pertinentes no se indica en la documentación. Además, los estudios se llevarán a cabo y se referirán de forma más general/armonizada tanto para las INGERE gestionables como para los no gestionables.

Los estudios de flujo de carga para la conexión de la generación deberán utilizarse para demostrar el cumplimiento en cuanto a control Q/V y el rendimiento de la capacidad reactiva en el Punto de Conexión. Sin embargo, esto requiere una definición más clara de los requisitos, de acuerdo con la discusión presentada en la Sección 3.1.

La práctica común en el caso de los estudios de desempeño ante sobretensiones/huecos de tensión (voltage ride through) es definir un requisito mínimo y verificar el cumplimiento, en lugar de identificar qué características de las caídas de voltaje pueden hacer que los generadores se desconecten. Esto es particularmente importante, teniendo en cuenta que la mayoría de los ajustes de protección pueden ajustarse electrónicamente sin afectar a la planta, siempre que no se violen los límites térmicos de los convertidores.

La definición de los eventos que deben considerarse en los estudios dinámicos es bastante ambigua y podría definirse mejor en términos de requisitos de desempeño ante sobretensiones/huecos de tensión y desviaciones de frecuencia. Esto también podría simplificar la forma en que se realizan los estudios, ya que no se necesitan modelos de gran tamaño, sino sólo equivalentes en el Punto de Conexión.

No hay ningún requisito en cuanto a consumo de energía reactiva después de que las fallas se despejan.

Los siguientes aspectos importantes del desempeño no se mencionan como parte del proceso de cumplimiento a través de los estudios de sistemas de potencia:

- Inyección de corriente reactiva durante el recorrido de voltaje a través de los eventos (voltage ride through events).
- Capacidades de recuperación de potencia activa (ramping).
- Tasa de cambio de frecuencia (ROCOF, por sus siglas en inglés).
- Alteración del voltaje RMS producido por la energización de los equipos (transformadores, cables, etc.)

Teniendo en cuenta que este análisis debe ser preparado por los desarrolladores de INGERE, es importante especificar el método de cálculo de cortocircuito que se aplicará, así como la hipótesis a considerar. Además, este artículo se refiere principalmente a la evaluación de la capacidad de “interrupción” de los interruptores, sin embargo, también es importante validar las corrientes máximas de cortocircuito en el período transitorio para que se puedan verificar las capacidades de “soportar” corrientes de cortocircuito.

4.1.3 Recomendaciones para actualizar la normativa vigente:

Teniendo en cuenta que la responsabilidad de ejecutar los estudios de los sistemas de potencia recae en este momento en los promotores del proyecto, es fundamental que se proporcionen orientaciones claras sobre la elaboración de modelos y normas de cálculo. Esto se logra publicando un conjunto de directrices/procedimientos de estudio, en los que los diagramas de flujo describen las diferentes etapas y los criterios de cumplimiento previstos en cada fase.

Por razones prácticas, también es beneficioso dividir los requisitos de estudio del sistema en etapas de nivel de detalle/complejidad, de modo que las diferentes potencias nominales de INGERE tengan requisitos acordes con su posible impacto en el resto del sistema global. Esta es una práctica internacional común, como ocurre, por ejemplo, en los requisitos de la ENT-SO-E para los generadores.

Figura 7. Ejemplo de requerimiento de operación ante variaciones de frecuencia.

Rango de Frecuencia	Tiempo Mínimo en Operación
Mayor de 61.8 Hz	Disparo Instantáneo
De 61.6 Hz a 61.7 Hz	30 segundos
De 60.6 Hz a 61.5 Hz	3 minutos
De 59.5 Hz a 60.5 Hz	Operación continua
De 58.5 Hz a 59.4 Hz	3 minutos
De 57.9 Hz a 58.4 Hz	30 segundos
De 57.4 Hz a 57.3 Hz	7.5 segundos
De 57.2 Hz a 57.3 Hz	45 ciclos
Menor de 57.1 Hz	Disparo Instantáneo

esta no es una práctica recomendada, ya que las tres normas mencionadas difieren entre sí, lo que puede dar lugar a posibles incoherencias en las capacidades para sobretensiones/huecos de tensión de INGERE en la República Dominicana. Por lo tanto, se recomienda que se defina un único requisito para la República Dominicana.

Otro aspecto importante relacionado con la capacidad de sobretensiones/huecos de tensión es la capacidad de soportar eventos múltiples en un período de tiempo específico. Esto es particularmente importante cuando las líneas de transmisión están preparadas para realizar el cierre automático y cuando se pueden esperar múltiples impactos de rayos, como en la temporada ciclónica, durante el segundo semestre del año. Esta es una lección aprendida del apagón de 2016 en el Sur de Australia [2].

Los requisitos de desviaciones de frecuencia normalmente se especifican como un esquema basado en pasos, como el que se presenta en la Figura 7, en el que para cada rango de frecuencia un generador debe permanecer conectado durante un determinado tiempo mínimo. Este criterio técnico se basa en el sistema, ya que depende de las máximas variaciones de frecuencia permitidas y de la estrategia del sistema para el control de la frecuencia. En el artículo 221 del RALGE, se especifica que las unidades generadoras se deben desconectar instantáneamente después de transcurrir al menos 15 segundos a la máxima frecuencia del sistema (63 Hz), sin embargo, no se especifica el requerimiento para frecuencias entre el valor nominal (60 Hz) y la frecuencia máxima del sistema (63 Hz). Considerando esto, también se

declara la importancia de y se recomienda realizar estudios de coordinación de protecciones.

Para facilitar la incorporación de las fuentes de energía renovable, preservando al mismo tiempo la seguridad del sistema, es importante definir un mínimo desempeño técnico y solicitar el cumplimiento de los siguientes aspectos: inyección de corriente reactiva durante fallas por sobretensiones/huecos de tensión, tasa de recuperación de la energía activa, desempeño ante sobretensiones/huecos de tensión y desviaciones de frecuencia, así como el número de eventos por período de tiempo y la capacidad de resistencia de la ROCOF mínima. Estos requisitos técnicos adquieren mayor importancia a medida que aumenta el nivel de penetración de la energía renovable; sin embargo, el pronto establecimiento de estos minimizan el volumen de plantas que no cumplen con los requisitos, y los costos relacionados para corregirlos a posteriori.

Para evitar la ambigüedad, se recomienda especificar claramente las hipótesis y la metodología de cálculo del cortocircuito. Además, se recomienda que se evalúen también las capacidades de “soportar” corrientes de cortocircuito.

Se recomienda que los estudios de calidad de la energía formen parte de los requisitos para el cumplimiento del proyecto en la etapa de planificación. Sin embargo, esto requiere una clara definición de los parámetros de calidad del sistema, como la máxima distorsión en términos de componentes armónicos de voltaje/corriente, el máximo desequilibrio introducido, el máximo par-

padeo y los cambios rápidos producidos de voltaje, en particular por la conmutación de equipos de planta (transformadores, cables, equipos de compensación, etc.).

Si bien es técnicamente justificable que a la “generación para autoconsumo” renovable, tal como se define en el artículo 95 del RALIERRE, no se le solicite el conjunto completo de capacidades para proporcionar servicios complementarios y de respuesta dinámica como los actuales generadores renovables, es importante definir un conjunto mínimo de requisitos técnicos que minimicen las posibilidades de autodesconexión durante los eventos del sistema, que si se producen en grandes cantidades podrían poner en peligro la seguridad general del sistema, debido a un desajuste repentino de carga/generación. En este sentido, son especialmente importantes el desempeño ante sobretensiones/huecos de tensión y desviaciones de frecuencia. Este mismo principio es aplicable a los “Proyectos Comunitarios”, tal como se definen en el artículo 104 del RALIERRE.

Se recomienda mantener un registro nacional de ERV de tamaño considerable para que puedan ser incluidos en la previsión y planificación de la operación del OC.

4.2 Pruebas en sitio

4.2.1 Resumen de la normativa vigente

Tanto el RALGE (artículos 146 y 94) como el CC.9 especifican que las pruebas en sitio son un requisito para autorizar la energización de una planta de energía renovable. Sin embargo, el requisito es bastante genérico ya que se refiere a la realización de una serie de pruebas “para verificar que el emplazamiento cumple con las condiciones requeridas de calidad, seguridad y medio ambiente”.

Según lo entendido, no hay un procedimiento que especifique las pruebas o estudios para evaluar la conformidad de las centrales con el código de red (incluyendo los criterios de aceptación).

Las pruebas en sitio son organizadas y realizadas por el promotor del proyecto bajo la supervisión del OC y/o la SIE. En caso de que los resultados sean satisfactorios, el proyecto recibe un certificado de conformidad, de lo contrario el promotor del

proyecto aplicará medidas correctivas y programará una nueva sesión de pruebas en sitio.

Como parte del Manual de Procedimientos Operativos, hay un “Procedimiento para verificar el cumplimiento del Código de la Red”. Los promotores de proyectos inician el proceso presentando una solicitud de “Certificado de Cumplimiento de los Requisitos Básicos del Reglamento de Conexión del SENI para Proyectos Eléctricos” al OC. La evaluación se basa en el cumplimiento tanto del Reglamento de Conexión (Resolución SIE-060-2015) como del “Reglamento de Autorización de Puesta en Marcha de Proyectos Eléctricos” (Resolución SIE-061-2015). Adicionalmente, el OC realizará una validación de la documentación técnica, el modelo, la coordinación de la protección y el Sistema de Medición Comercial (SMC).

La Resolución SIE-061-2015 especifica las siguientes pruebas obligatorias para las instalaciones de generación en general:

- Prueba para verificar las restricciones de operación: Tiempos de arranque y parada, rampas, potencia técnica mínima, tiempo de sincronización, etc.
- Prueba de regulación de frecuencia. Excepto para aquellas unidades que no presten el servicio. Obsérvese que el artículo 398 del RALGE permite al OC realizar esta prueba siempre que se considere necesario. Esta prueba será realizada por un consultor técnico independiente con la supervisión del OC.
- Prueba de control de voltaje.
- Prueba de protección y control.
- Prueba del sistema SCADA.

4.2.2 Comentarios sobre la normativa vigente:

Teniendo en cuenta que la respuesta dinámica de las tecnologías modernas de generación de energía renovable es principalmente “artificial”, de una manera que se programa en los algoritmos de control de los convertidores de potencia, y no “natural” como es el caso de las plantas síncronas en las que la respuesta depende de lo físico, es fundamental que el desempeño del ERV se valide durante la etapa de puesta en servicio.

Las pruebas de la ERV deben realizarse con un punto de referencia adecuado para este tipo de tecnologías y debe abarcar un procedimiento que tenga en cuenta las particularidades de la ERV. Actualmente sólo existe una prueba general en sitio para los emplazamientos de generación, independientemente de sus características.

4.2.3 Recomendaciones para actualizar la normativa vigente:

Se recomienda que se proponga un conjunto mínimo de requisitos de funcionamiento para la ERV, teniendo en cuenta las características específicas de la red eléctrica de la República Dominicana. Esto debería incluir los aspectos específicos de la tecnología de la ERV. También deberían probarse el sistema de comunicación y la transmisión de señales de cantidades relacionadas con la energía primaria: velocidad del viento, dirección, temperatura e irradiación solar, así como las señales de control, protección, disparo transferido y control rápido para disminución de potencia (fast runback control), si procede.

Una vez que se haya compilado un conjunto sólido de requerimientos técnicos mínimos, se recomienda preparar un procedimiento de prueba específico de la ERV para la puesta en servicio, a fin de verificar las capacidades técnicas de la central eléctrica en el Punto de Conexión. Se recomienda que estas pruebas se realicen con la participación del promotor del proyecto, el OC y un tercero independiente que actúe como consultor técnico. De esta manera, el OC y el CCE tienen un mayor grado de confianza en que el desempeño mínimo esperado está disponible para las centrales eléctricas recién conectadas.

Por razones prácticas y para evitar penalizar la viabilidad económica de los proyectos renovables, el nivel de detalle de estas pruebas de cumplimiento debe estar en consonancia con la magnitud y el impacto del proyecto.

También se recomienda que el procedimiento para las pruebas de conformidad se amplíe para detallar los casos en que una planta de ERV cumpla parcialmente con los requisitos del Código de Red. Concretamente, deberían considerarse aspectos como el “certificado de cumplimiento parcial” y los plazos para probar el “cumplimiento total”. Esto debería contemplar los casos en que la planta se considera conforme durante la etapa de puesta en servicio, pero no se considere conforme durante su período de funcionamiento. Esto está en consonancia con las

mejores prácticas internacionales incluidas, por ejemplo, en el Código de Red Eléctrico del Reino Unido.

4.3 Supervisión durante la Operación

4.3.1 Resumen de la normativa vigente

En la Ley No. 125-01 y en los procedimientos del OC se hace hincapié en la continua vigilancia de la generación que proporciona servicios de control primarios y secundarios de frecuencia. En particular, los procedimientos del OC “Procedimiento para verificar la regulación primaria de frecuencia” y “Procedimiento para verificar la regulación secundaria de frecuencia” definen un conjunto de mediciones basadas en el análisis estadístico para evaluar la respuesta de frecuencia de los sitios de generación.

Adicionalmente, el artículo 398 de la Ley No. 125-01 permite al OC realizar pruebas en sitio para verificar el desempeño de la respuesta de frecuencia de las unidades de generación que participan en el control de frecuencia, cuando se considere necesario.

En cuanto a la vigilancia e inspección del sistema de medición, como parte del procedimiento estándar del OC “Procedimiento de gestión de la medición comercial”, se prevé la realización de pruebas e inspecciones continuas en los sitios de los medidores de energía y los sistemas de comunicación.

El desempeño de la generación para eventos mayores del sistema se analiza como parte de los procedimientos estándar del OC en el “Procedimiento de análisis detallado para eventos mayores”.

Para el caso concreto de las plantas de energía renovable, el artículo 72 de la Ley No. 57-07 establece que el personal de la CNE y de la SIE realizará una inspección anual a las plantas de energía renovable para verificar el cumplimiento de la normativa técnica vigente, así como los aspectos comerciales, energéticos y ambientales.

El artículo 152 del RALGE, establece que los equipos conectados al sistema eléctrico deben funcionar adecuadamente en términos de indicadores de calidad de la energía como: distorsión armónica (según la norma IEEE-1159), componente de secuencia negativa del voltaje de fase (1%) y parpadeo (dentro de las normas y mejores prácticas internacionales).

4.3.2 Comentarios sobre la normativa vigente:

La reglamentación vigente sólo se centra en el examen continuo del desempeño en cuanto a servicios de respuesta de frecuencia, sin embargo, no se mencionan otros servicios complementarios como el control de voltaje y no hay procedimientos estándar del OC al respecto para evaluarlos.

La Ley No. 57-07 se refiere a la inspección anual de los sitios de energía renovable de una manera bastante genérica. No se dan detalles sobre el alcance de las inspecciones en sitio y la supervisión. No hay procedimientos del OC disponibles para cubrir este requisito legal, excepto para los aspectos de medición comercial que se especifican en “Procedimiento de gestión de la medición comercial”. También hay importantes repercusiones económicas para las partes involucradas debido a las inspecciones frecuentes, que deberían más bien desencadenarse sobre la base de los hallazgos durante el funcionamiento y el análisis de los eventos del sistema.

Los procedimientos del OC para analizar los eventos del sistema no hacen suficiente hincapié en la evaluación del rendimiento de las plantas de energía renovable durante las grandes variaciones de voltaje y/o frecuencia.

Los aspectos de la calidad de la energía se mencionan de forma genérica, sin embargo, no se incluyen pruebas continuas de los parámetros de calidad ni en el reglamento ni en los procedimientos estándar del OC.

No hay ninguna disposición ni procedimientos que dicten el curso de acción para los casos en que una planta de energía renovable pierda su capacidad de cumplir con el Código de Red, debido a cambios en la planta, al envejecimiento/deterioro del equipo o a cualquier otra causa técnica.

4.3.3 Recomendaciones para actualizar la normativa vigente:

Se recomienda que se desarrollen procedimientos y mediciones dentro del OC para supervisar el desempeño de las instalaciones

renovables que proveen servicios complementarios. La elegibilidad para proporcionar servicios complementarios y el pago correspondiente deben estar sujetos a los resultados de la vigilancia continua y las pruebas periódicas en sitio.

Se recomienda que el OC desarrolle nuevos procedimientos y mediciones para verificar el desempeño del emplazamiento de energía renovable en términos de parámetros de calidad de la energía. Esto se hará mediante la medición en el Punto de Conexión y el análisis comparativo considerando los resultados de los estudios del sistema de potencia aprobados en la etapa de planificación. Este procedimiento también debe especificar el curso de acción para los casos de incumplimiento en que se demuestre inequívocamente que una planta de energía renovable produce una violación en los límites de calidad de la energía del sistema.

Debería aclararse si el artículo 52 del RALGE se refiere a la inmunidad mínima del equipo a las distorsiones de la calidad de la energía o a la emisión máxima real permitida de los sitios de generación. Además, es importante considerar que los límites de armónicos en el IEEE están realmente especificados en la norma IEEE 519, y que también, para mantener la consistencia a través de las características del equipo y la documentación, se debe especificar la norma específica de mínimo parpadeo, desequilibrio y cambios rápidos de voltaje.

Dentro de los procedimientos del OC para el análisis de los eventos del sistema, se recomienda incluir aspectos específicos para verificar el desempeño dinámico esperado de la planta de ERV. Sobre la base de un rendimiento insatisfactorio, se podrían poner en marcha inspecciones e investigaciones del emplazamiento para evaluar el cumplimiento de la planta. Se debería prestar especial atención a aspectos como la capacidad de soportar eventos de sobrevoltaje/huecos de tensión y desviaciones de frecuencia, la inyección de corriente reactiva, la recuperación de energía activa, los sistemas de comunicación y las señales y sistemas de control.



5. Expansiones de Transmisión

El enfoque de este reporte es en el análisis de las operaciones del sistema eléctrico de la República Dominicana. Por lo tanto, y debido a que no se tuvo disponible documentación referente a los procesos actuales de planeación de la transmisión, los aspectos relacionados con la planeación de la transmisión son tratados a un nivel más general en este reporte.

Una pregunta que surgió dentro de este proyecto fue acerca de las “señales para la expansión de la transmisión”. La interpretación de esta pregunta fue “¿Cómo se monitorea la suficiencia del sistema de transmisión?”

A nivel internacional, es una práctica común evaluar la suficiencia del sistema de potencia de manera regular (por ejemplo, anualmente) y de preparar un reporte al respecto.

Los reportes de suficiencia del sistema (*System Adequacy Report*) por lo general tratan el tema de la suficiencia de generación y de la red de transmisión. Además, estos reportes típicamente deben subdividirse en dos: suficiencia retroactiva y panorama de la suficiencia (“*System Adequacy Retrospective Report*” y “*System Adequacy Outlook*”).



El reporte retroactivo analiza indicadores clave que caracterizan la suficiencia y confiabilidad del sistema de potencia en el año que termina. Mientras que el reporte del panorama de suficiencia se basa en estudios que predicen el desarrollo de indicadores clave de suficiencia para los años siguientes (típicamente 5-10 años) considerando las expansiones planeadas de generación y transmisión.

Los indicadores relevantes usados para evaluar la suficiencia del sistema deben estar bien definidos y ser consistentes a través de los años.

La siguiente tabla muestra algunos ejemplos de indicadores:

Tabla 1: Indicadores relevantes para evaluar la suficiencia de la generación.

ANGC	Capacidad Neta de Generación Disponible (Available Net Generation Capacity) Representa la capacidad disponible como es declarada en los reportes diarios. Incluye los valores declarados por las compañías de generación y toma en consideración las desconexiones planeadas o forzadas de equipos.
ANE	Energía Neta Disponible (Available Net Energy) Representa la energía eléctrica disponible de las centrales eléctricas. Incluye las restricciones de capacidad (ANGC) así como restricciones de energía. Típicamente se expresa como una potencia promedio en MWh/h.
ENS	Energía No Suministrada (Energy Not Supplied)
GGC	Capacidad Bruta de Generación Activa (Active Gross Generation Capacity) Equivale a la resta de la capacidad instalada de generación menos la capacidad de las unidades permanentemente fuera de servicio.
NGC	Capacidad Neta de Generación (Net Generation Capacity) Equivale a la Capacidad Bruta de Generación Activa menos los servicios auxiliares y pérdidas de centrales eléctrica.
OM	Margen Operativo (Operating Margin) Diferencia entre la generación disponible, considerando las restricciones de generación, y el nivel actual del pico de generación.
Colapso Parcial	Disturbios del sistema de potencia que ocasionan que por lo menos la mitad de la carga sea desconectada.
Colapso de Sistema	Disturbios del sistema de potencia que ocasionan que toda la carga sea desconectada requiriendo arranque negro.
RANGC	Capacidad Neta de Generación Disponible por Confiabilidad (Reliably Available Net Generation Capacity).
RM	Margen Restante (Remaining Margin) Exceso de capacidad de la generación disponible por confiabilidad, tomando en consideración las restricciones de generación, reservas operativas, y demanda pico.
RM _{Total}	Margen Restante (Remaining Margin) basado en la demanda pico total.
RM _{UnG}	Margen Restante (Remaining Margin) basado en la demanda pico sin restricciones de la red.

Adicional a esto, el reporte de suficiencia de generación debe proporcionar un resumen acerca de los servicios auxiliares y reportar cualquier cuello de botella que los afecte, tales como:

- Potencia de reserva primaria.
- Capacidad de arranque negro.
- Potencia de reserva secundaria (AGC).
- Reservas de potencia reactiva.

Para reportar la suficiencia de la red de transmisión los siguientes indicadores pueden ser evaluados:

Tabla 2: Indicadores relevantes para evaluar la suficiencia de la red de transmisión

Confiabilidad de Líneas de Transmisión (LT)
Porcentaje de Fallas (Desconexiones forzadas promedio al año por LT, por nivel de voltaje)
Porcentaje de Fallas (Desconexiones forzadas promedio al año por 100 km, por nivel de voltaje)
Frecuencia de Desconexiones (Desconexiones promedio al año por LT, por nivel de voltaje)
Disponibilidad promedio de LTs (en %, por nivel de voltaje)
Duración promedio de la interrupción (indisponibilidad, por nivel de voltaje)
Confiabilidad de Transformadores
Porcentaje de Fallas (fallas promedio al año por transformador)
Disponibilidad de Transformadores (%)
Duración promedio de la interrupción (indisponibilidad)
Restricciones de Transmisión
Número de días que se requirió un redespacho en una ventana de día en adelante
Reasignación Promedio (MW)
Costo estimado de redespacho
Regulación de Voltaje
Horas al año en que el voltaje estuvo por encima del límite máximo (mostrar perfil de voltaje en reporte)
Horas al año en que el voltaje estuvo por debajo del límite mínimo (mostrar perfil de voltaje en reporte)
Pérdidas del Sistema de Transmisión (estimadas)
Porcentaje de pérdidas (%)
Pérdidas Anuales (TWh)
Pérdidas Promedio (MWh/h)

Las tablas anteriores presentan algunos ejemplos típicos. Los indicadores a usar deben ser especificados en línea con las reglas del mercado eléctrico de la República Dominicana. Sin embargo, es importante estandarizar los reportes de suficiencia lo más que sea posible de manera que el desarrollo de índices relevantes a través de los años pueda ser observado y evaluado.



6. Planificación Operativa

6.1 Planificación operativa de las plantas hidroeléctricas y termoeléctricas (de acuerdo con el RALGE)

De acuerdo con el artículo 176 y los siguientes del RALGE, la planificación operativa en la República Dominicana se realiza en los siguientes plazos:

- Planificación a largo plazo: Para los próximos 4 años (artículo 188/RALGE y siguientes).
- Planificación a medio plazo: Para el próximo año (artículo 192/RALGE y siguientes).

■ Planificación a corto plazo:

- Planificación semanal (para semana siguiente, artículo 195/RALGE y siguientes).
- Planificación diaria (para el día siguiente, artículo 206/RALGE y siguientes).

La planeación operativa de corto plazo se hace forma horaria. La planeación a mediano y largo plazo se hace en función de la demanda de energía.

Debido a que no existe un mercado intradiario (o “mercado de tiempo real”, o “mercado de balance”) para ajustar el despacho

de día en adelante en el transcurso del día mediante mecanismos de mercado (por ejemplo, 1 hora o 15 minutos antes del tiempo real), el despacho es reajustado en ventanas de tiempo intradiarias en base a la disponibilidad de generación y pronósticos de demanda actualizados.

La resolución SIE-18-2013 y el Procedimiento de Elaboración del Redespacho de Operación Diario del Manual Operativo definen procesos correspondientes y pagos de compensaciones por desvíos de las notificaciones de disponibilidad de generación de día en adelante y de despacho forzado.

Estos procedimientos siguen los principios delineados en el artículo 217 del RALGE sección IV.II/Reprogramación de la Operación, el cuál define condiciones bajo las cuales el despacho de día en adelante puede reajustarse en ventanas de tiempo durante el día (para las horas que queden del día) como:

- Interrupciones imprevistas.
- La producción de las centrales hidroeléctricas a filo de agua se desvía significativamente de los valores pronosticados en las escalas de tiempo diarias.
- La demanda difiere significativamente de la estimada. Esa diferencia significativa se define de la siguiente manera:
 - Si la estimación de la demanda (para el día siguiente) difiere en más de un 5% de la potencia promedio.
 - Si la previsión (del día siguiente) difiere en más de un 3,5% en la energía (energía acumulada durante el día).

De acuerdo con la resolución SIE-18-2013 (artículo 4), las energías renovables que operan bajo el “régimen especial” están exentas de pagos por compensaciones.

De acuerdo con el artículo 203/RALGE y el artículo 205/RALGE, la asignación de la reserva primaria y la reserva secundaria se realiza dentro del proceso de planificación operativa semanal:

- Artículo 203/RALGE: Reserva Primaria: normalmente: 3% de la generación. Si es necesario, la Reserva Primaria puede aumentarse hasta el 5% de la generación.

- Artículo 205/RALGE: Reserva Secundaria: 3% de la demanda. Se asigna en al menos tres unidades hidroeléctricas. Si esto no es posible, debe asignarse a las unidades térmicas de mayor costo marginal.

Para el proceso de planeación operativa diaria, el artículo 399 del RALGE indica que el control de frecuencia primaria debe ser de por lo menos el 3% de la demanda (hasta el 5% si fuera requerido).

Esta sección del informe contiene un resumen de los principales aspectos relacionados con la consideración de las ERV en los procesos de planificación operacional. Se incluye un debate sobre los aspectos técnicos, así como un conjunto de recomendaciones.

6.2 Planificación operativa de la generación renovable

En la normativa vigente las energías renovables tanto despachables como variables tienen prioridad en la planificación de la operación según el artículo 118 del RALIERRE. Además, se establece que las fuentes de energía renovable no serán restringidas por razones técnicas hasta que se hayan aplicado „todas“ las demás medidas técnicas de mitigación.

Si la reducción de la energía renovable es la única medida operacional que puede resolver un problema específico en términos de seguridad del sistema, entonces el CCE tiene el derecho de reducir las inyecciones de ERV según el artículo 33 del PCIOCGRE.

El CCE aplicará el siguiente orden de mérito a partir de la planta que tenga la mayor prioridad para acceder al sistema (artículos 116 y 118 del RALIERRE):

- a) FV.
- b) Térmica solar sin almacenamiento.
- c) Viento.
- d) Hidroeléctrica filo de agua en régimen especial.

- e) Hidroeléctrica filo de agua en régimen ordinario.
- f) Térmica solar con almacenamiento.
- g) Biomasa.
- h) Hidroeléctrica con embalse en régimen especial.
- i) Hidroeléctrica con embalse en régimen ordinario.
- j) Centrales térmicas.

La generación de energía renovable despachable es necesaria para mantener constante la programación de potencia activa mientras el recurso primario lo permita, con excepción de los incrementos/reducciones ordenados por el control de frecuencia de la potencia, independientemente de su modo de control de voltaje y del punto de ajuste del factor de potencia o de la potencia reactiva (artículo 16 del PCIOCGRE). No se proporcionan detalles sobre la ERV en este aspecto.

Los agentes de energía renovable tienen la obligación de reportar cualquier incidente operacional al CCE „en tiempo real“ a través de sus salas de control. Sin embargo, no hay ninguna especificación sobre los períodos de tiempo para reportar los eventos.

En el capítulo III: Programación de la operación del RALGE se describen los diferentes horizontes de tiempo de planificación de la operación, sin embargo, no se menciona el pronóstico de la potencia/energía de salida de las plantas de ERV.

En el artículo 117 del RALIERRE, la SIE fijará los límites de utilización de las ERV en función de la combinación de carga y generación del sistema. Estos límites se deben tanto al rendimiento estático como al dinámico y deben ser calculados mediante estudios de simulación. El procedimiento para el cálculo de estos límites debe ser ejecutado por el OC-CCE como parte de sus procedimientos operativos. Sin embargo, no existe por el momento un procedimiento específico del OC relacionado con este aspecto.

A petición del OC, las ERV conectadas a la red de transmisión y distribución deberán presentar su potencia de salida horaria estimada de acuerdo con sus pronósticos, para ser utilizada dentro del programa de operación diaria (artículo 31 del PCIOCGRE).

Los requerimientos de control de voltaje para la planificación de la operación de las plantas renovables (artículo 15 del PCIOCGRE), se establecen en el Programa de Operación Diaria (PDO) - o reprogramación - realizada por el OC. Los requerimientos se definen como puntos de ajuste de voltaje en el punto de conexión para diferentes períodos del día.

El párrafo II del artículo 118/RALIERRE establece, además, que incluso el control de la reserva de frecuencia de las energías renovables debe ser utilizada antes que el control de la reserva de frecuencia de las centrales térmicas.

6.3 Comentarios y recomendaciones

Procesos integrados de planificación operacional para generadores no renovables y renovables

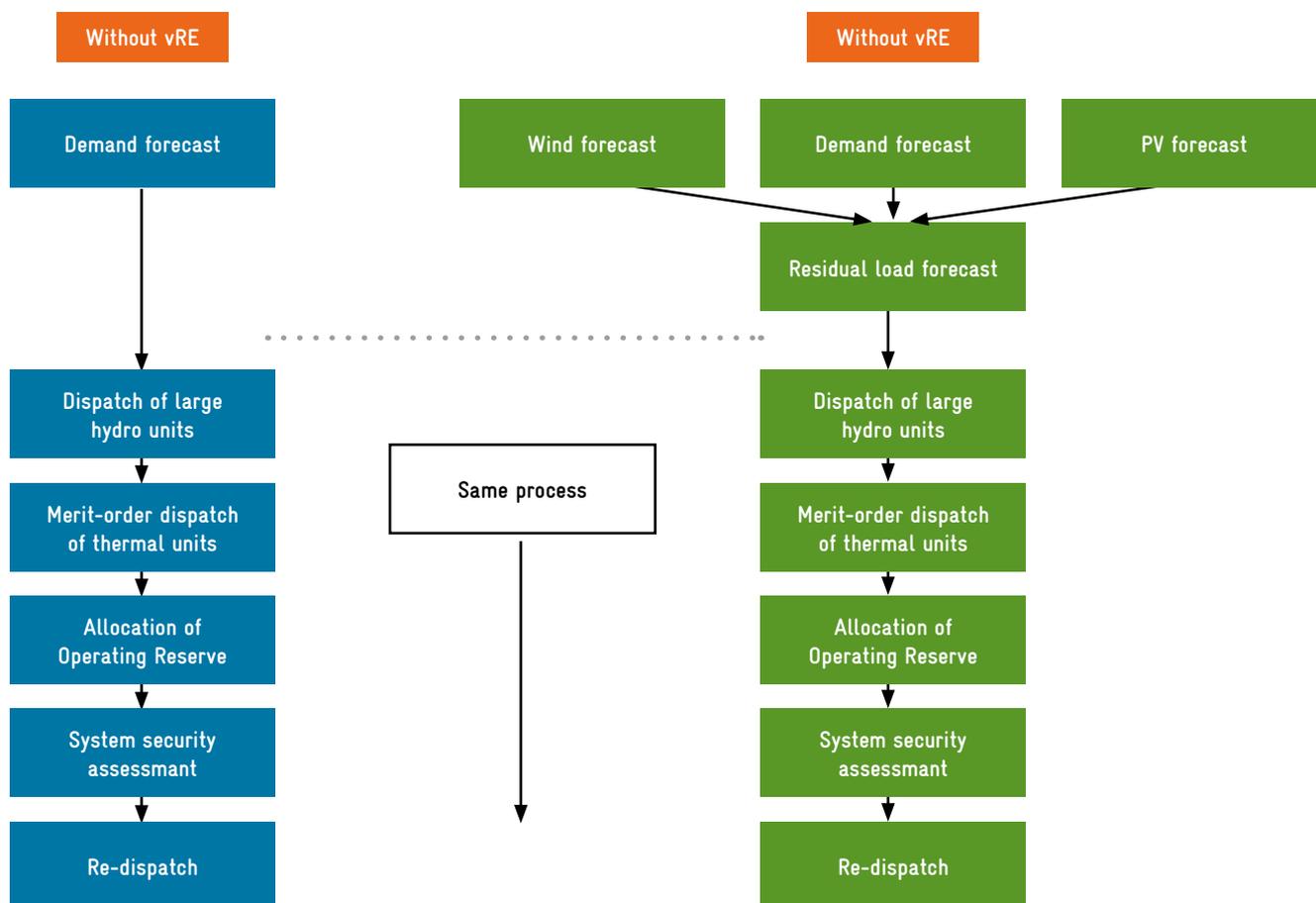
El proceso general definido por el RALGE sólo se refiere a las centrales eléctricas convencionales (térmicas y grandes hidroeléctricas). En particular, en el RALGE falta toda consideración de las energías renovables variables y, por lo tanto, el proceso, tal como se define en el RALGE no es aplicable si se añaden las energías renovables.

Las energías renovables variables son consideradas por el RALIERRE. Aquí se define esencialmente que hay una prioridad de despacho de las energías renovables sobre las unidades térmicas. Esta prioridad de despacho también se refiere a las prioridades entre las diferentes tecnologías renovables.

De acuerdo con la resolución OC-34-2016, operadores de plantas de ERV están obligados a proporcionar pronósticos del viento y solares al OC. Sin embargo, no se puede encontrar en los reglamentos (RALGE y RALIERRE) cómo se consideran los pronósticos de energía renovable (en particular la eólica y la fotovoltaica, pero también las centrales hidroeléctricas filo de agua) para el despacho de grandes unidades de generación hidroeléctricas y térmicas.

Esto requeriría un proceso de planificación operativa integrado, que incluya todas las tecnologías, las tecnologías de generación no renovables y renovables, como se muestra a continuación en la Figura 8.

Figura 8: Proceso de planificación operacional sin (azul) y con (verde) energías renovables variables.



En esta figura, el proceso azul de la izquierda muestra el proceso vigente según el RALGE. En el lado derecho (en verde), se visualizan las modificaciones para este proceso para incluir las energías renovables variables.

La principal diferencia es que hay una previsión de carga Residual (o previsión de demanda residual) en lugar de sólo prever la demanda. La carga residual es igual a la Demanda - (Generación eólica + Generación fotovoltaica). Incluso las centrales hidroeléctricas filo de agua sin almacenamiento pueden ser consideradas para el pronóstico de carga residual.

Basándose en la Carga Residual, se puede ejecutar el despacho de grandes centrales hidroeléctricas (con embalse) y centrales térmicas.

Inclusión de un proceso de planificación operacional a corto plazo

Según la normativa vigente, el proceso de planificación operacional del día siguiente es el proceso con el plazo de ejecución más corto. Solo en caso de situaciones excepcionales (por ejemplo, imprevistos o grandes errores de pronósticos de la demanda), el plan operacional para el día siguiente se actualizará durante el día de la operación.

Aparentemente, la programación de día en adelante actualmente se actualiza por lo menos tres veces al día de tal forma que se consideren los cambios de demanda, energía renovable variable, y disponibilidad de plantas convencionales de forma adecuada.

Sin embargo, con el aumento de la inclusión de las energías renovables variables, incluso cuando se consideren de manera apropiada las energías renovables variables utilizando el pronós-

tico de la carga residual en lugar de la previsión de la demanda (véase más arriba), el error de pronóstico de la carga residual para el día siguiente será considerablemente mayor que el error de pronóstico de la demanda e incrementará en lo sucesivo. Esto dará lugar a situaciones más frecuentes, en las que el proceso de planificación operativa del día siguiente deberá actualizarse (tal vez incluso diariamente).

Por lo tanto, se recomienda introducir un proceso formal de planificación operacional a corto plazo con un tiempo de espera de, por ejemplo, una hora (o incluso menos, dependiendo de los tiempos de puesta en marcha de las unidades térmicas de arranque rápido existentes en el sistema de la República Dominicana). Con la ayuda de un proceso de planificación operacional a corto plazo, la diferencia de los pronósticos del día siguiente y de la hora siguiente se compensará con el proceso de planificación operacional a corto plazo. Por supuesto, ese proceso a corto plazo requiere un nivel muy alto de automatización y debe estar respaldado por instrumentos y modelos adecuados.

Actualmente, las energías renovables están exentas del esquema de compensaciones por desvíos de la disponibilidad declarada de día en adelante (SIE-018-2013). Esto significa que el costo del balance a corto plazo de las desviaciones del pronóstico de día en adelante de las energías renovables actualmente es socializado (pagado indirectamente por los consumidores) y que no hay un esquema de incentivos que compense a los operadores de energías renovables a proveer pronósticos de día en adelante precisos.

En esencia, existen dos maneras de manejar el balance de los errores en el pronóstico de día en adelante de las energías renovables:

- Introducir un mercado intradiario con un muy corto tiempo de despacho y permitir a los operadores de energías renovables realizar el balance de los errores del pronóstico de día en adelante mediante la compra o venta de energía en el mercado intradiario (el pronóstico y balance está dentro de la responsabilidad de los operadores de planta).
- Tratar a las energías renovables como una “carga negativa” y el operador de sistema es responsable del pronóstico y balance de estas (el pronóstico y balance está dentro de la responsabilidad del operador de sistema).

La primera opción (mercado intradiario) es muy popular en Europa. Esta opción asegura que los operadores de energías reno-

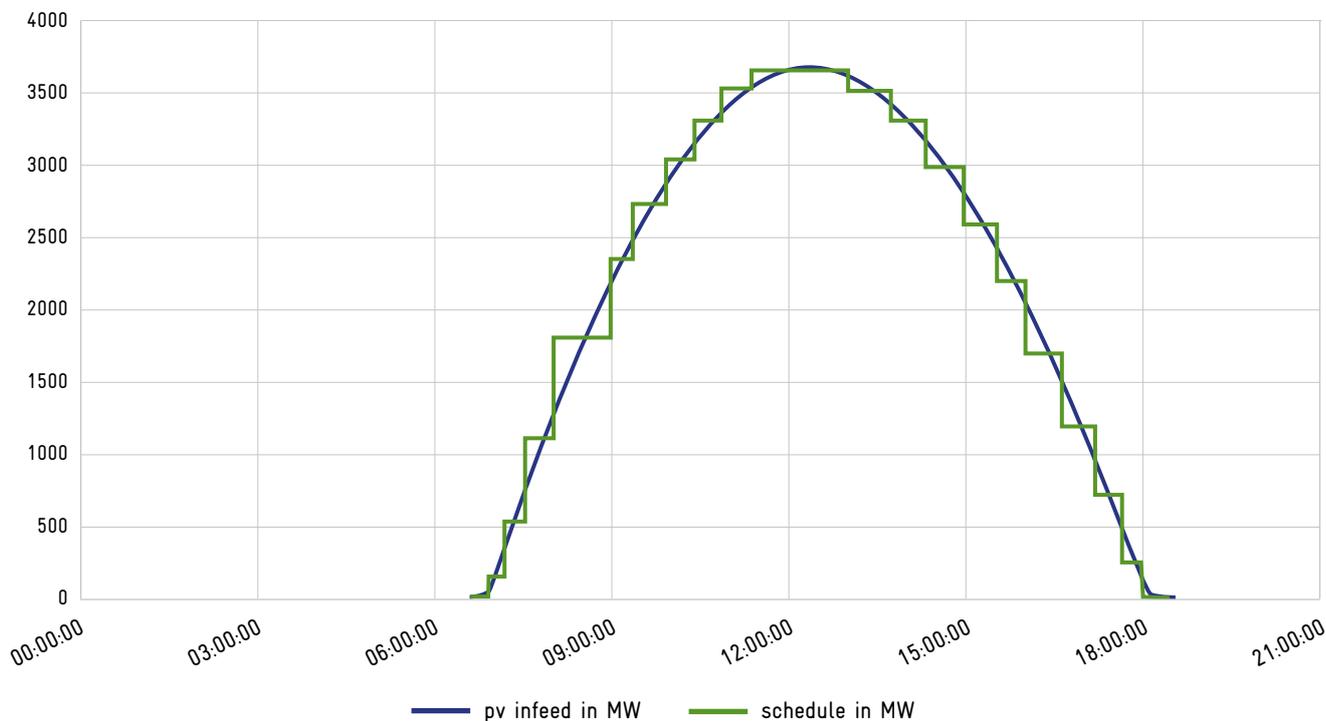
vables realicen pronósticos de día en adelante precisos. Inexactitudes en los pronósticos de día en adelante son compensadas por el mercado intradiario, en Alemania hoy en día la energía puede ser negociada con un tiempo de espera de hasta 5 minutos. Solo en casos en los que los operadores de planta son incapaces de compensar los errores en el pronóstico de día en adelante usando el mercado de tiempo real, el operador de sistema debe compensar el desbalance introducido utilizando reserva operativa. Debido a que el operador de sistema realiza cobros a los operadores de planta por la utilización de la reserva operativa (en proporción a su contribución al desbalance en general) y la energía en el mercado de tiempo real es más barata que la reserva operativa, existe un incentivo al realizar el balance de los errores en el pronóstico de día en adelante mediante el mercado de tiempo real en lugar de utilizar la reserva operativa.

La segunda opción delega completamente la responsabilidad del balance hacia el operador de sistema. En este caso el operador de sistema debe ejecutar el pronóstico de día en adelante de las energías renovables y realizar el balance de los errores de pronóstico mediante actualizaciones durante el día de la programación de la generación de día en adelante.

Técnicamente, ambas opciones son similares. Sin embargo, la primera opción asigna una responsabilidad a los operadores de plantas de energías renovables. La complejidad de operar una planta eólica o solar incrementa significativamente si el pronóstico y el balance deben ejecutarse por los operadores de planta. En Alemania, la responsabilidad es asignada a un “Grupo Responsable de Balance”, el cual maneja varias plantas generadoras y de demanda. Por supuesto, existen costos de administración que deben ser considerados en el esquema de remuneración de las energías renovables.

La segunda opción, en la que el pronóstico y el balance son responsabilidad completamente del operador de sistema, funciona mejor en un mercado más centralizado y disminuye la carga de los operadores de plantas de energías renovables. La única responsabilidad de los operadores de planta en lo que respecta al pronóstico y el balance es la de proveer información lo más acertada posible acerca de las características de la turbina o del módulo fotovoltaico, características internas de la planta solar eólica, etc., de forma que el operador de sistema (o alguna entidad que otorgue este servicio) sea capaz de realizar pronósticos acertados.

Figura 9: Generación de energía fotovoltaica y promedio horario durante un día (sin nubes).



Una tercera opción, que existe en algunos países, pero que no se recomienda, es que los operadores de plantas de energías renovables sean responsables de los pronósticos de día en adelante, pero no del balance intradiario. Esta opción usualmente resulta en pronósticos inexactos, debates acerca de la exactitud de los pronósticos esperados, y penalizaciones por pronósticos inexactos.

Intervalo más corto de despacho

Especialmente con una mayor incorporación de la energía fotovoltaica, las variaciones de la carga residual dentro de un intervalo de despacho de una hora aumentarán debido a las continuas variaciones de la producción de energía fotovoltaica. Incluso durante un día soleado, hay una considerable desviación entre la producción real de energía fotovoltaica y el promedio horario, que está sujeta al pronóstico y al plan de generación del día siguiente.

Como se muestra en las Figura 9 y Figura 10, incluso durante un día soleado, cuando la estimación de generación fotovoltaica para el día siguiente es bastante exacta, hay una considerable desviación entre la generación fotovoltaica instantánea y su promedio horario. Esta desviación es totalmente predecible, pero

debe ser compensada por la reserva operativa si es más rápida que un intervalo de despacho.

Al disminuir la duración de un intervalo de despacho a la mitad, el error también se reducirá a la mitad, como muestra una comparación entre la Figura 11 y .

Por lo tanto, una reducción del intervalo de despacho de, por ejemplo, 1 hora a 15 minutos, ya sea para el proceso diario (y un proceso a corto plazo) o sólo para el proceso a corto plazo, puede reducir la cantidad de reserva operativa al incorporar mayores capacidades de FV en el sistema. En el caso de la generación eólica, hay un efecto similar, pero como la variación continua del viento no es determinante como en el caso de la fotovoltaica, sino más bien ruidosa, el beneficio de la reducción del intervalo de despacho es menor en el caso del viento que en el de la fotovoltaica.

Asignación de servicios de control de frecuencias

La participación de las ERV en los servicios de control de frecuencias sólo debe contemplarse para situaciones en las que las centrales hidroeléctricas y térmicas sincronizadas no sean suficientes para prestar esos servicios. Aunque el RALIERRE define

Figura 10: Desviación de la generación de energía fotovoltaica de la media horaria durante un día, intervalo de despacho 1 hora.

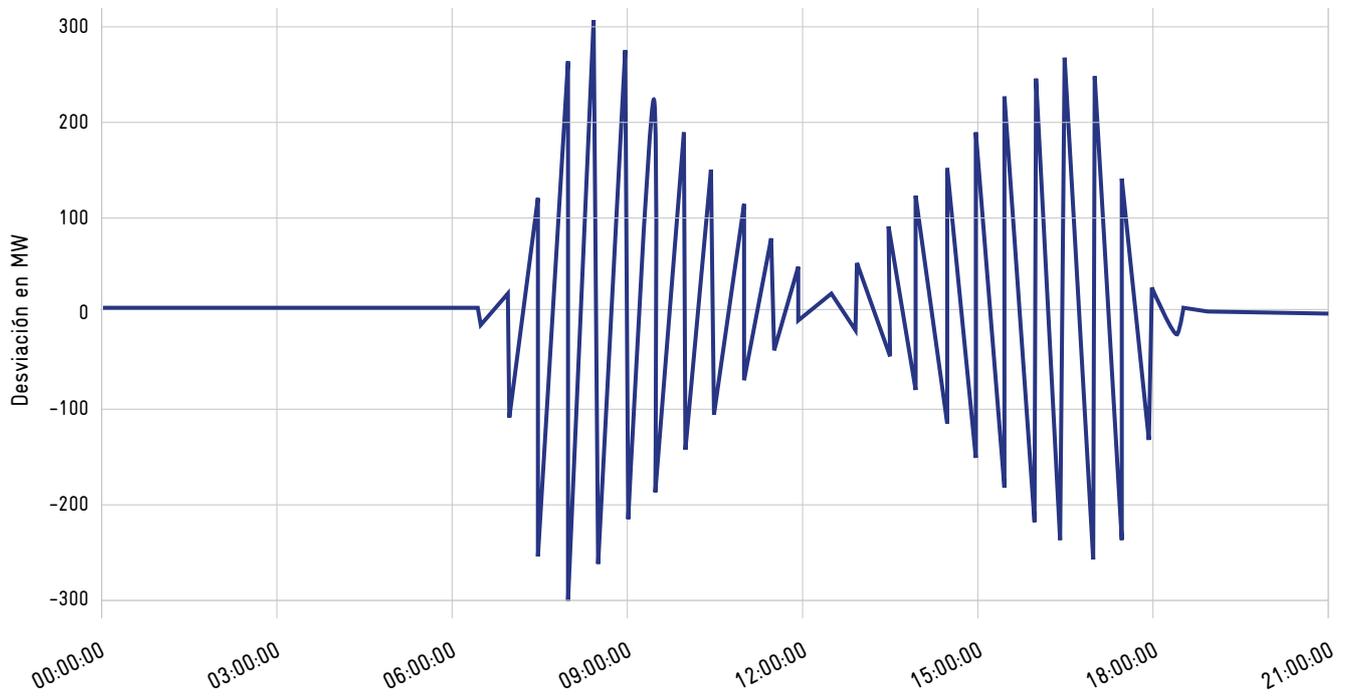
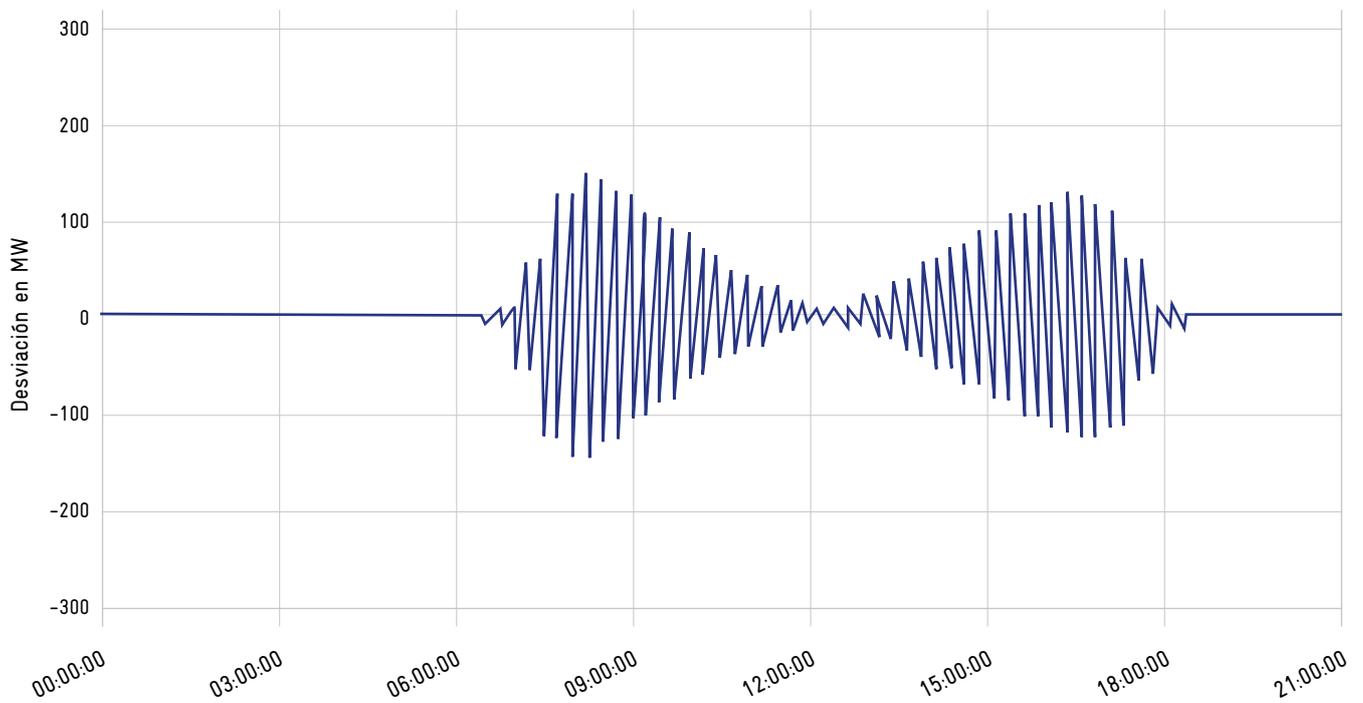


Figura 11: Desviación de la generación de energía fotovoltaica del promedio horario durante un día, intervalo de despacho de 30 min.



una prioridad para las energías renovables, incluido el uso de servicios complementarios de las energías renovables, se deduce que esto sólo se aplica a las grandes centrales hidroeléctricas y no a las energías renovables variables (eólica, fotovoltaica, centrales hidroeléctricas filo de agua) porque es mucho más caro utilizar la reserva de potencia activa de las energías renovables variables que la de las centrales térmicas o las grandes centrales hidroeléctricas (con embalse).

Se recomienda más bien dar prioridad a las grandes centrales hidroeléctricas e incorporar todas las demás energías renovables en el habitual plan de asignación y esquema de remuneración por la prestación de servicios complementarios, con la garantía de que las centrales térmicas se utilizarán en primer lugar para el control de la reserva de frecuencia porque su costo variable de la energía es el más alto y, por lo tanto, su costo (que es esencialmente igual al costo de la energía no suministrada menos el costo variable de la energía) es el más bajo.

6.3.1 Recomendaciones específicas relativas a las energías renovables (RALIERRE)

- Se recomienda que en el reglamento se establezcan claramente los plazos de tiempo para que las plantas de energía renovable informen de los incidentes, así como los canales de comunicación, ya que ello ayuda a evitar ambigüedades.
- Es aconsejable definir los plazos de tiempo de respuesta previstas para que la ERV alimente las señales de reducción de potencia, así como si deben activarse a distancia desde el CCE o a través de sus centros de control locales.
- Los requerimientos de control de voltaje durante la operación, según el artículo 15 del PCIOCGRE, parecen referirse a la generación convencional basada en la planta síncrona. Se aconseja que estos requisitos se amplíen para se reflejen los diferentes modos de operación de las actuales ERV.

7. Cálculo del costo marginal de la energía de corto plazo

7.1 Normativa actual - Resumen

El procedimiento para calcular el costo marginal de la energía a corto plazo se describe en los artículos 248/RALGE y siguientes, y en el „Manual de Procedimientos de la Gerencia Comercial“.

Esencialmente, la remuneración de la energía activa se basa en un concepto de costo marginal que incluye la consideración de las pérdidas (factores nodales/sensibilidad a las pérdidas).

Los factores de pérdidas se calculan con referencia al „Nodo de Referencia“, que es, en condiciones normales, la barra colectora PALAMARA 138 kV. En caso de envío de una unidad térmica por razones de seguridad del sistema o por control de la potencia reactiva („redespacho“), el costo variable de esta unidad no se

considera para el cálculo del precio marginal (artículo 253/RALGE).

En el caso de una separación del sistema, ya sea una división topológica o debido a congestiones de la red, se calculan precios marginales individuales para cada zona por separado. El procedimiento correspondiente se describe en el apartado 4.3 del „Manual de Procedimientos de la Gerencia Comercial“.

La remuneración basada en el costo marginal de energía a corto plazo aplica a todos los usuarios del sistema. Las plantas de energías renovables (‘‘régimen especial’’) reciben pago en base al costo marginal de energía a corto plazo más una prima.



7.2 Comentarios y recomendaciones

El cálculo del costo marginal a corto plazo incluye los aspectos más relevantes de un esquema de precios marginales locales, que son:

- Consideración de las pérdidas.
- Consideración de las congestiones de la red y de los precios marginales locales en el caso de las congestiones de la red.

Sin embargo, aunque la consideración de las contingencias parece ser equivalente a un esquema habitual de precios por zonas o nodales, se describe en la normativa como un „caso especial“ y no está claro qué tipo de modelo o programa informático se utiliza para calcular los precios marginales por zona en el caso de las congestiones en la red.



8. Capacidad firme equivalente

8.1 Normativa vigente - Resumen

La contribución de cada unidad a la capacidad firme equivalente se evalúa sobre la base de la disponibilidad promedio de cada unidad durante las horas de carga máxima. Los detalles se definen en el artículo 269/RALGE, artículo 416/RALGE y siguientes, y en el „Procedimiento de cálculo de la Disponibilidad para la determinación de la Potencia Firme“ del „Manual de Procedimientos de la Gerencia Comercial“.

La metodología definida en el artículo 269/RALGE aplica para unidades térmicas e hidráulicas.

La capacidad firme equivalente de las energías renovables variables generalmente se asume que es cero (artículo 122/RALIERRE). La capacidad firme equivalente de las energías renovables despachables se calcula (y valida) según los mismos procedimientos que las de las unidades térmicas.



8.2 Comentarios y recomendaciones

La normativa vigente supone en general que no hay contribución de las energías renovables variables a la capacidad firme equivalente de un sistema. Sin embargo, es posible asignar un denominado crédito de capacidad a las energías renovables variables sobre la base de supuestos probabilísticos.

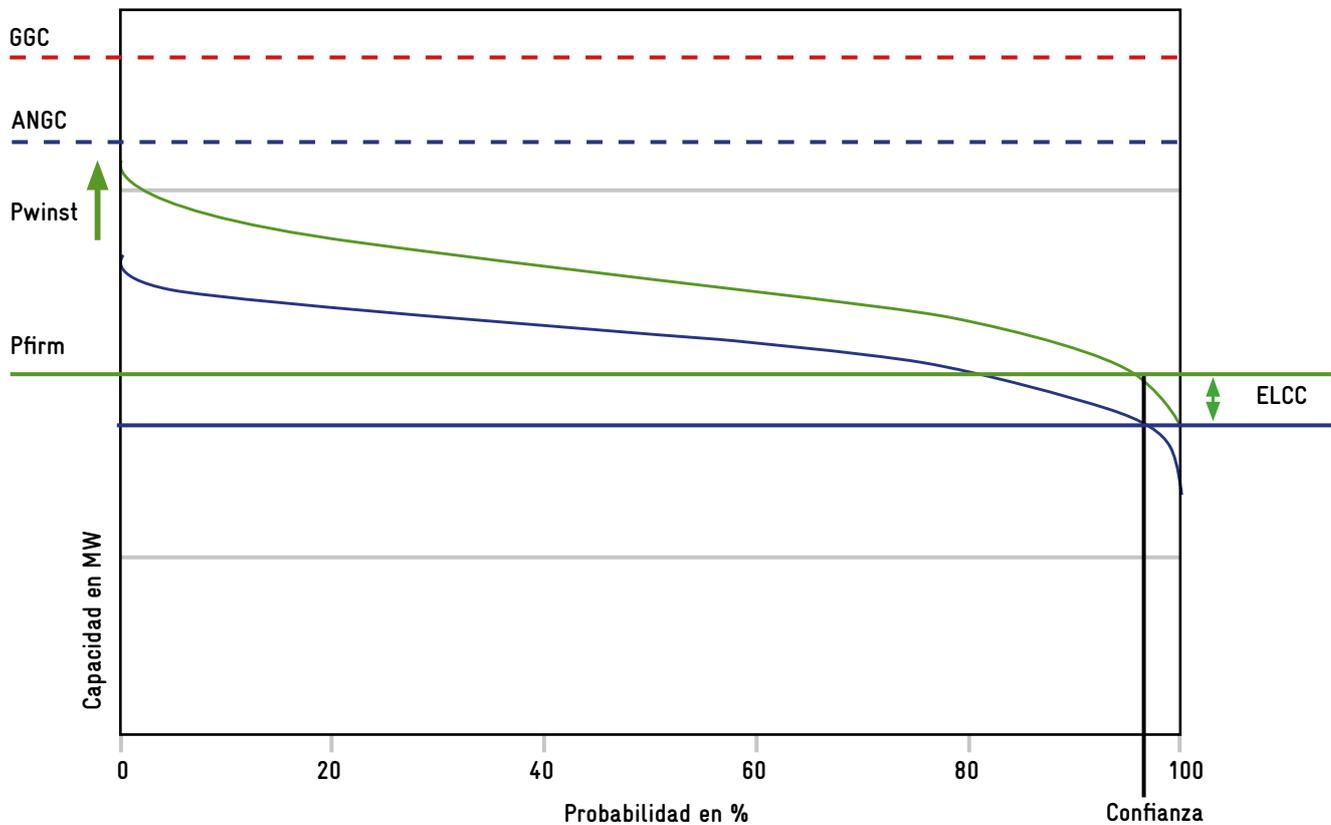
El crédito de capacidad de las energías renovables variables se calcula generalmente sobre la base de un apropiado coeficiente de confiabilidad, que se utiliza para la evaluación de la adecuación de la generación de un sistema. Hay varios índices de confiabilidad y los más conocidos son:

- Probabilidad de pérdida de carga de un sistema (LOLP, por sus siglas en inglés).
- Pérdida de carga esperada (LOLE, por sus siglas en inglés).
- Energía no suministrada (ENS).

Basándose en cualquiera de los índices de confiabilidad anteriores, es posible calcular la Capacidad de Transporte de Carga Equivalente (ELCC, por sus siglas en inglés).

La definición de ELCC se ilustra a continuación en la Figura 12

Figura 12: Definición de ELCC basada en LOLP en condiciones de carga máxima.



La curva azul de la Figura 12 muestra la curva de probabilidad acumulada de todas las unidades convencionales de un sistema (durante las horas de carga máxima). La capacidad firme equivalente que pueden asegurar las unidades convencionales de este sistema a un nivel de confianza determinado (por ejemplo, 99%) es igual a la potencia disponible (durante las horas de carga máxima) a este nivel de confianza (línea azul horizontal de la Figura 12).

Al incorporar las energías renovables variables a este sistema, la potencia disponible al nivel de confianza establecido aumentará porque es muy poco probable que haya una generación cero de ERV durante las horas de baja disponibilidad de los generadores convencionales. Por lo tanto, la curva de disponibilidad acumulada de la generación convencional y la ERV (curva verde en la Figura 12) es mayor que la curva de disponibilidad considerando sólo las unidades convencionales.

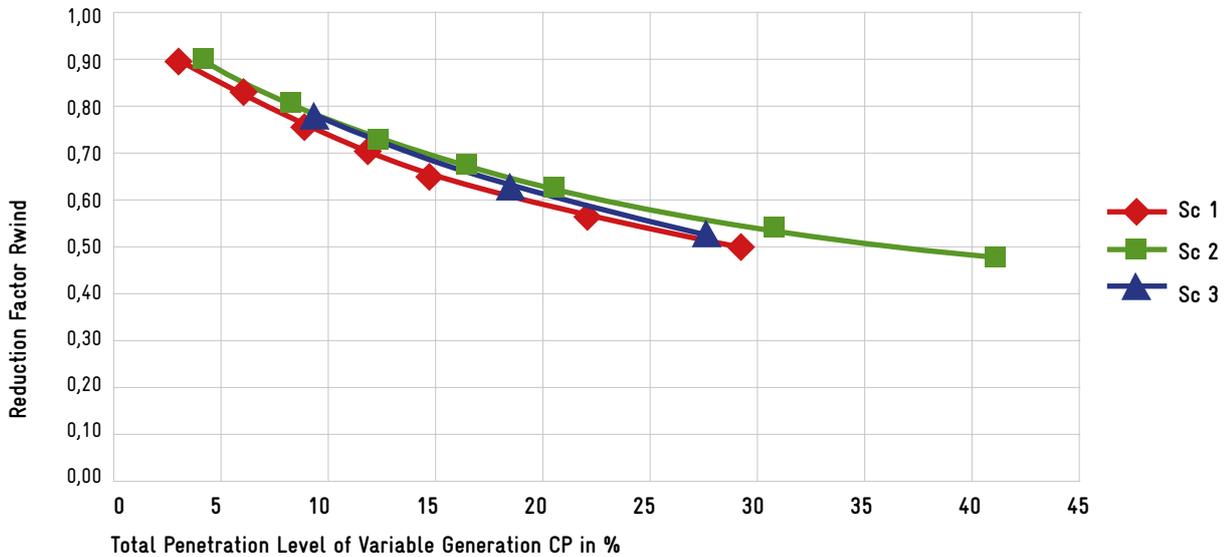
La potencia adicional que puede suministrarse al nivel de confianza establecido debido a la contribución de las ERV se denomina ELCC (Capacidad de transporte de Carga Equivalente). El crédito de capacidad (en %) se define por la relación entre el ELCC y la capacidad instalada de ERV ($CC = ELCC / P_{inst}$).

El crédito de capacidad de la ERV depende de varios aspectos, que son:

FV:

- Correlación estacional entre la luz solar y la carga.
- Correlación diurna entre luz solar y la carga.
- Diversidad de instalaciones fotovoltaicas.
- Nivel de penetración de la energía fotovoltaica (y otras tecnologías de ERV).

Figura 13: Factor de reducción a nivel de todo el sistema en función del nivel de penetración para México (ver [3]).

**Viento:**

- Promedio de generación de viento en el sitio.
- Correlación estacional entre la generación de viento y la carga.
- Correlación diurna entre la generación de viento y la carga.
- Diversidad de instalaciones eólicas.
- Nivel de penetración del viento (y otras tecnologías de ERV).

En muchos países, las horas de mayor carga ocurren al final de la tarde, durante las horas en que no hay sol. En estos casos, el crédito de capacidad de la energía fotovoltaica puede suponerse que es cero. Sin embargo, siempre es posible atribuir un crédito de capacidad a la generación eólica.

Los estudios sobre el crédito de capacidad de la generación eólica en diferentes países (por ejemplo [2], [3]) han demostrado que la contribución de un parque eólico individual a la Capacidad de Carga Equivalente de todos los parques eólicos de un sistema puede expresarse mediante la siguiente fórmula:

$$ELCC_i = R(cp)P_{avPLi}$$

Donde:

- $ELCC_i$: Aporte de la Planta de ERV "i" a la capacidad firme equivalente (de todas las ERV).
- P_{avPLi} : Producción media de la planta de energía ERV "i" durante las horas de carga máxima.
- $R(cp)$: Factor de reducción, que está en función del nivel de penetración cp y que considera aspectos de todo el sistema, como la diversidad de las instalaciones de ERV y el nivel de penetración de eólica (y la FV, si la FV tiene una contribución al ELCC).
- cp : El nivel de penetración de la ERV (o sólo eólica, si la energía fotovoltaica no tiene contribución al ELCC) y se define por la relación entre la capacidad instalada de ERV y la capacidad instalada de generación convencional (despachable: $P_{instERV}/P_{instconv}$).

El factor de reducción en todo el sistema $R(cp)$ debe calcularse mediante estudios probabilísticos en los que se consideren todas las centrales eléctricas convencionales de un sistema y las centrales de energía renovable existentes (y planificadas).

Como muestran las curvas de la Figura 13 para los estudios de escenarios del sistema mexicano, que se han llevado a cabo en el 2010, el factor de reducción R se aproxima a un valor de uno

para niveles de penetración cercanos a cero. Esto significa que, para niveles de penetración muy pequeños, la contribución de las renovables variables a la capacidad firme equivalente de un sistema puede calcularse según la misma metodología que para las unidades despachables, considerando su disponibilidad promedio durante las horas pico.

Sin embargo, con el aumento de los niveles de penetración de la ERV, el factor de reducción R también está disminuyendo. La forma real de la función $R(cp)$ depende de diferentes características del sistema, como la distancia entre las instalaciones eólicas, la correlación entre el viento y la carga, etc.

El procedimiento general para considerar la contribución de las eólicas (y de las fotovoltaicas si las horas punta no se producen al final de la tarde) es el siguiente:

- Calcular el factor de reducción $R(cp)$ sobre la base de un estudio probabilístico de crédito de capacidad (para un período de tiempo de, por ejemplo, 5 años basado en escenarios de planificación).

- Evaluar la producción promedio durante las horas de carga máxima en base a las mediciones.
- Añadir la contribución ELCC de cada parque eólico a la capacidad firme equivalente del sistema.

Cabe señalar que, con estas definiciones, la contribución de los parques eólicos existentes a la capacidad firme equivalente del sistema disminuye cuando se añaden al sistema proyectos adicionales de ERV.

Si este efecto no es deseado, se puede aplicar un método alternativo, que se basa en el “crédito de capacidad incremental”. El procedimiento sería básicamente el mismo pero la definición del factor de reducción R sería diferente.



9. Requisitos de ERV en cuanto a la presentación de información

En esta sección se examinan los aspectos pertinentes de la normativa vigente en la República Dominicana en relación con los requisitos de información aplicables a los proyectos de ERV. Este capítulo se divide en dos subsecciones dedicadas a los requisitos de información de los proyectos y a los datos de los pronósticos. Se presentan comentarios y recomendaciones para actualizar la reglamentación vigente y los procedimientos del OC.

9.1 Datos requeridos del Proyecto

9.1.1 Resumen de la normativa vigente

La sección 8 del reglamento de conexión (CC.8) define un conjunto de requisitos de „datos de planificación“ y „datos técnicos del proyecto“ que se aplican principalmente a la planta síncrona convencional, sin mención específica a los proyectos de ERV o de almacenamiento. En el anexo 1 figura una lista de los datos de equipos solicitados para los proyectos basados en la planta síncrona convencional.

Con respecto a la documentación técnica que deben presentar los promotores de INGERE a la SIE, OC y terceras partes en

el Punto de Conexión, el artículo 10 del PCIOCGRE dicta que las ERV basadas en convertidores PWM deben presentar certificados de pruebas de las características eléctricas, incluidos los armónicos y el parpadeo, así como otras características de operación y sistemas de control y protección. También se menciona explícitamente los requisitos de información para los sistemas fotovoltaicos, entre los que se incluyen: voltaje de circuito abierto, contribución a la corriente de cortocircuito, potencia y corrientes óptimas, y coeficientes de temperatura.

De acuerdo con el artículo 247 del RALGE, es obligación del OC determinar la información requerida que deben presentar los diferentes agentes del MEM para mantener la base de datos y los modelos del SENI, que se utilizan para los estudios de planificación operativa a corto, medio y largo plazo.

El procedimiento operativo del OC „Procedimiento para la gestión de los parámetros del SENI“ establece el proceso de actualización de la base de datos, el modelo y los diagramas del sistema.

En cuanto a los requisitos del modelo, el artículo 29 del PCIOCGRE exige que los desarrolladores de INGERE, además de los requerimientos de datos establecidos en la sección 8 del Reglamento de conexión, proporcionen los modelos dinámicos y los diagramas de bloques de control pertinentes en el software de simulación utilizado por el OC.

9.1.2 Comentarios sobre la normativa vigente

La sección 8 del Reglamento de Conexión no considera ningún aspecto específico relacionado con las tecnologías modernas de generación de energía renovable o las tecnologías de almacenamiento. Esta sección debe ser revisada, ya que cubre principalmente los aspectos técnicos de la generación síncrona convencional.

El artículo 10 del PCIOCGRE no menciona la necesidad de los certificados de los fabricantes para ninguno de los aspectos técnicos más relevantes de la ERV, como, por ejemplo: desempeño ante sobretensiones y huecos de tensión, operación bajo variaciones de frecuencia, inyección de corriente reactiva durante las fallas, recuperación de la potencia activa, curvas de capacidad en función del voltaje, etc. Además, en este artículo sólo se mencionan los datos específicos del proyecto para la energía fotovoltaica y no para los parques eólicos.

No hay una clara diferencia entre los datos de planificación (datos preliminares) y los datos reales del proyecto (como construido) en el procedimiento del OC para el manejo de los parámetros del sistema. Además, no existe un procedimiento para la aceptación y pruebas de modelos dinámicos de terceros (de los fabricantes).

9.1.3 Recomendaciones para actualizar la normativa vigente

Con respecto a los requisitos de datos del proyecto, se recomienda que se revise la sección 8 del Reglamento de Conexión para abarcar aspectos de todos los tipos de generación, y de hecho se refiere a las subsecciones del anexo 1, en las que en diferentes subsecciones se establecen los „datos de planificación“ y los „datos técnicos del proyecto“ en función de la tecnología de generación. Esto sólo debería incluir los datos que son pertinentes para los operadores del sistema.

En cuanto a la recopilación de datos del proyecto, se recomienda que el anexo 1 del Reglamento de Conexión se amplíe para incluir formularios de datos que se relacionen específicamente con los proyectos de ERV. Esto podría incluso evolucionar en un documento separado, o en una sección de un código de red, que, en los códigos de red más desarrollados, por ejemplo, el Código de Red del Reino Unido, se conoce como „Código de Registro de Datos“. De esta manera, es posible armonizar los aspectos de los datos de los proyectos incluidos en el PCIOCGRE, y también atender a los aspectos de las centrales eólicas que no se mencionan en el artículo 10, como las curvas de velocidad del viento/potencia, las velocidades de entrada y salida del viento, etc.

Es importante prever que los datos del proyecto se entreguen por etapas y se actualicen a lo largo de las fases de desarrollo del proyecto. Se trata de un enfoque flexible que refleja realmente la evolución natural y los posibles cambios que experimentan los proyectos de generación durante sus etapas de diseño y desarrollo. Se aconseja que esta disposición se haga a nivel del Reglamento de Conexión, y en el procedimiento del OC „Procedimiento para la gestión de los parámetros del SENI“.

Se recomienda que se exija que los modelos dinámicos de terceros/fabricantes sean aprobados/validados por el fabricante del equipo y que se presenten adecuadamente con la documentación técnica. Además, en caso de que se presenten modelos tipo „caja negra“, los fabricantes/desarrolladores deberían ser responsables de resolver los posibles problemas de integración de los modelos.

Es aconsejable que el OC modifique sus procedimientos para incluir un procedimiento de aceptación y pruebas de los modelos desarrollados por terceros/fabricantes.

9.2 Datos de Pronósticos

Según el artículo 33 del PCIOCGRE, la ERV tendrá un sistema de pronósticos que permita el cálculo de la potencia a aportar con un horizonte de pronóstico de hasta 2 días. Los responsables de ERV están autorizados a utilizar los datos meteorológicos públicos de fuentes nacionales e internacionales, como datos de entrada para sus sistemas de pronósticos.

En el capítulo V del título IV del RALGE se establecen los derechos y obligaciones de las empresas concesionarias, y dentro de él se establece que las empresas de generación deben presentar planes de inversión y planes de acción de emergencia para la temporada ciclónica. Sin embargo, no se hace mención explícita a los requisitos para la ERV, en particular para aspectos como el pronóstico de producción de energía, así como la necesidad de informar sobre el mantenimiento anual, el calendario de interrupciones planificadas y los planes de paradas de emergencia por alta velocidad del viento.

Según el párrafo IV, artículo 15, capítulo IV del RALIERRE, el CCE como parte de sus actividades de despacho solicitará a los agentes de las plantas de energía renovable su disponibilidad de energía con „horizontes adecuados“ para el despacho en tiempo real y la gestión técnica del sistema.

9.2.1 Comentarios sobre la normativa vigente

El artículo 33 del PCIOCRE no especifica si el requisito es aplicable a las ERV relativamente grandes conectadas a la transmisión o a „todas“ las ERV. No se indica la periodicidad del pronóstico, la precisión y el propósito esperado. Además, no hay ninguna disposición que permita abordar los casos en que la precisión del pronóstico no cumpla los requisitos mínimos o las posibles sanciones. Este artículo parece eximir a las plantas ERV de tener una estación meteorológica local.

La presentación de los datos de pronósticos y del plan de mantenimiento anual no está claramente establecida como una obligación para las plantas ERV dentro de la regulación vigente.

Los procedimientos del OC en general no incluyen el pronóstico de ERV como parte de sus datos de entrada. Además, la carga residual del sistema no se menciona dentro de los procedimientos operativos normalizados.

No existe un requisito específico para la actualización del pronóstico a corto plazo durante la operación para los agentes de ERV.

9.2.2 Recomendaciones para actualizar la normativa vigente

Se recomienda que las necesidades de pronósticos se definan claramente en cuanto al tamaño de la planta ERV, periodicidad del pronóstico, precisión y propósito. Además, es aconsejable que los emplazamientos de ERV relativamente grandes tengan una estación meteorológica local y que presenten estos datos al Centro de Control, para que se utilicen como insumo para el pronóstico centralizado de energía renovable. Esto es particularmente importante cuando el nivel de penetración de la generación renovable variable llega a ser significativo, ya que minimiza la incertidumbre en la operación y mejora la asignación de las reservas de frecuencia (reserva operativa).

Se recomienda que el OC desarrolle un procedimiento para el pronóstico de potencia y energía a partir de la ERV y la carga residual. Además, esta información debería incluirse como un insumo para los siguientes procedimientos del OC como parte de sus procedimientos operativos normalizados:

- Procedimiento para la planificación de la operación semanal.
- Procedimiento para la planificación de la operación diaria.
- Procedimiento para redespacho en la operación diaria.
- Procedimiento para las estadísticas e informes de operaciones.

Teniendo en cuenta que el pronóstico meteorológico es significativamente más preciso para los pronósticos de corto plazo, es beneficioso actualizar el pronóstico de la potencia de salida a partir de la energía renovable variable durante el día de operación, por ejemplo, en un ciclo de 15-30 minutos. Esta modificación debería tener en cuenta los ciclos del mercado eléctrico y las capacidades técnicas disponibles.



10. Conclusiones y recomendaciones

Este reporte proporciona comentarios y recomendaciones acerca de la legislación y procedimientos de la República Dominicana acerca de la integración y operación de energías renovables variables. Este documento principalmente trata acerca de los siguientes aspectos técnicos:

- Servicios auxiliares.
- Integración de tecnologías de almacenamiento.
- Proceso de conformidad al Código de Red.
- Planeación operativa.
- Cálculo de costo marginal de energía de corto plazo.
- Capacidad firme.
- Requerimientos respecto a la entrega de información de energías renovables.

El mercado eléctrico de la República Dominicana se basa en un mercado a corto plazo de día en adelante que opera de forma horaria. La remuneración se basa en costos marginales regionales, que son principalmente basados en pérdidas. No hay mercado intradiario en la República Dominicana. En ventanas de tiempo intradiarias, el operador de sistema actualiza la programación de generación basándose en pronósticos de demanda

actualizados y disponibilidad de centrales de generación. Para compensar los errores de pronóstico de demanda de día en adelante y disponibilidad de generación existe un sistema de compensación.

Existe una prioridad de despacho para las energías renovables. Solo en casos de restricciones en el sistema (por ejemplo, congestiones de red) es que se limitan las centrales de energías renovables.

Los servicios auxiliares son remunerados. Existen pagos por servicios de control de potencia reactiva y voltaje, control primario de frecuencia, y control secundario de frecuencia (AGC). Las centrales de energías renovables pueden participar en el control de frecuencia, pero no es obligatorio.

Este documento proporciona numerosas recomendaciones relacionadas con la regulación y con procedimientos. A continuación, se enuncian algunas recomendaciones principales que pudieran llevar a una mejor integración de energías renovables en el mercado eléctrico de la República Dominicana:

- Debe existir un documento en el que se establezcan un conjunto claro de condiciones para la conexión de centrales de energías renovables las cuales definirán las capacidades técnicas de dicha central. Este documento debería tratar únicamente capacidades técnicas y no reglas de operación. Reducir el intervalo de despacho de 1 hora a 15 minutos,
- El proceso de despacho intradiario debe ser definido de una forma más clara. Ya sea que se introduzca un mercado intradiario que permita a los usuarios (generadores y consumidores) realizar el balance de errores de pronóstico de día en adelante mediante un negocio intradiario de energía o a través de un proceso de despacho intradiario formal, que sea ejecutado por el operador de sistema.
- Una metodología para considerar la contribución de energías renovables a la capacidad firme del sistema de ser definida e introducida. El capítulo 8 proporciona una metodología para el cálculo de la capacidad firme equivalente de centrales de energías renovables variables.
- Los sistemas de almacenamiento (por ejemplo, sistema de baterías) pronto proporcionarán una opción económica para varios servicios auxiliares (control primario de frecuencia, control secundario de frecuencia, control de voltaje, balance de demanda) y debe ser cubierto por la regulación del mercado. El capítulo 4 de este reporte proporciona recomendaciones acerca de la integración del almacenamiento en el mercado eléctrico de la República Dominicana.

11. Referencias

- [1] Superintendencia de Electricidad, «Reglamento de Aplicación de la Ley 57-07,» Santo Domingo, República Dominicana.
- [2] M. Pöller, «Capacity Credit of Wind Generation in South Africa,» 2011.
- [3] M. Pöller, «Develop a Proposal of the Methodology for the Determination of the Capacity Credit for Electricity Generated by Renewable and Cogeneration Plants,» Mexico City, 2010.
- [4] Comisión Nacional de Energía , «Procedimiento Complementario para la Integración y Operación de las Centrales de Generación de Régimen Especial en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI),» Santo Domingo, República Dominicana, 2012.
- [5] Superintendencia de Electricidad, «Código de Conexión y Resolución SIE-060-2015-MEM,» Santo Domingo, República Dominicana, 2015.
- [6] Superintendencia de Electricidad, «Ley General de Electricidad No. 125-10 y su Reglamento de Aplicación,» Santo Domingo, República Dominicana, 2012.
- [7] AEMO, «Black System South Australia 28 September 2016,» 2017.
- [8] Organismo coordinador sistema eléctrico nacional interconectado República Dominicana, «Resolución No. OC-34-2016,» 2016.



Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Registered offices
Bonn and Eschborn

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

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

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