



Revisión de las Normas Técnicas de Conexión y Operación de Centrales Renovables en la República Dominicana



Cofinanciado por
la Unión Europea



Fomentado por:



en virtud de una decisión
del Bundestag alemán

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

Domicilios de la Sociedad
Bonn y Eschborn, Alemania

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

Dag-Hammarskjöld-Weg 1 – 5
65760 Eschborn, Alemania
T +49 61 96 79-0
F +49 61 96 79-11 15
E info@giz.de
I www.giz.de

Denominación del proyecto
Proyecto Transición Energética (PTE)
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
T +1809 541-1430
I www.transicionenergetica.do

Responsable
Clemens Findeisen, Director Proyecto Transición Energética, GIZ

Autores
Peter-Philipp Schierhorn, Energynautics GmbH
Nis Martensen, Ph.D, Energynautics GmbH

Financiado por
Unión Europea, Cooperación Alemana, TAPSEC, CARICOM

Ejecutado por
Ministerio de Energía y Minas, Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH
en el marco del Proyecto Transición Energética.

Diseño/diagramación
DIAMOND media GmbH, Neunkirchen-Seelscheid, Alemania

Fotografías/fuentes:
Adobe Stock, iStock, shutterstock

Material cartográfico
Las representaciones cartográficas tienen carácter netamente informativo y no han sido validadas por fuentes del derecho internacional público en lo que respecta a la determinación de fronteras y territorios. La GIZ no garantiza la actualidad, exactitud o integridad del material cartográfico puesto a disposición. No se asume responsabilidad alguna por cualquier perjuicio surgido directa o indirectamente de su uso.

Por encargo de:
Ministerio Federal de Economía y Protección del Clima
Stresemannstraße 34 – 37
10115 Berlin
T +49 (0)30 18 305-0
F +49 (0)30 18 305-4375

Santo Domingo, 2023

**Revisión de las Normas Técnicas de
Conexión y Operación de Centrales
Renovables en la República Dominicana**



CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN	9
1.1 Documentos y objetivos	9
1.2 Alcance y Aplicabilidad	10
1.2.1 Documentos revisados	10
1.2.2 Estructura de los documentos del Código de Red Dominicana	12
1.2.3 Aplicabilidad retroactiva	12
1.3 Estado de la integración de la ERV y aplicabilidad de los requisitos	13
2. CONTROL DE FRECUENCIA	14
2.1 Rangos de operación de frecuencia	14
2.1.1 Experiencia internacional	14
2.1.2 Disposiciones vigentes en los documentos analizados en la República Dominicana	16
2.1.3 Comentarios y recomendaciones para la República Dominicana	16
2.2 Respuesta a las desviaciones de frecuencia (MRPFL-O, MRPFL-U)	17
2.2.1 Experiencia internacional	17
2.2.2 Disposiciones vigentes en los documentos analizados en la República Dominicana	19
2.2.3 Comentarios y recomendaciones para la República Dominicana	19
2.3 Requerimientos específicos para las unidades generadoras que participan en los servicios de regulación de frecuencias	20
2.3.1 Experiencia internacional	20
2.3.2 Disposiciones vigentes en los documentos analizados en la República Dominicana	20
2.3.3 Comentarios y recomendaciones para la República Dominicana	23
2.4 Requerimientos de control de frecuencia avanzados para ERV	23
2.4.1 Experiencia internacional	23
2.4.2 Disposiciones vigentes en los documentos analizados en la República Dominicana	24
2.4.3 Comentarios y recomendaciones para la República Dominicana	24
2.5 Adquisición y despacho de reservas	25
2.5.1 Experiencia internacional	25
2.5.2 Disposiciones vigentes en los documentos analizados en la República Dominicana	26
3. CONTROL DE VOLTAJE	28
3.1 Rangos de operación de voltaje	28
3.1.1 Experiencia internacional	28
3.1.2 Disposiciones vigentes en los documentos analizados en la República Dominicana	29
3.1.3 Comentarios y recomendaciones para la República Dominicana	30
3.2 Rangos de potencia reactiva	30
3.2.1 Experiencia internacional	30
3.2.2 Disposiciones vigentes en los documentos analizados en la República Dominicana	34
3.2.3 Comentarios y recomendaciones para la República Dominicana	35
3.3 Modos de control de la potencia reactiva	35
3.3.1 Experiencia internacional	35
3.3.2 Disposiciones vigentes en los documentos analizados en la República Dominicana	37
3.3.3 Comentarios y recomendaciones para la República Dominicana	38

4. COMPORTAMIENTO EN CASO DE FALLAS	39
4.1 Huecos de tensión (LVRT)	39
4.1.1 Experiencia internacional	39
4.1.2 Disposiciones vigentes en los documentos analizados en la República Dominicana	44
5. CAPACIDAD DE CONTROL ERV Y PREVISIONES	46
5.1 Monitoreo y capacidad de control	46
5.1.1 Experiencia internacional	46
5.1.2 Disposiciones vigentes en los documentos analizados en la República Dominicana	48
5.1.3 Comentarios y recomendaciones para la República Dominicana	51
5.2 Programación y previsión	51
5.2.1 Experiencia internacional	51
5.2.3 Comentarios y recomendaciones para la República Dominicana	54
5.3 Reducción de potencia y límites de penetración de ERV	55
5.3.1 Experiencia internacional	55
5.3.2 Disposiciones vigentes en los documentos analizados en la República Dominicana	55
5.3.3 Comentarios y recomendaciones para la República Dominicana	57
5.4 Límites de rampa	57
5.4.1 Experiencia internacional	57
5.4.2 Disposiciones vigentes en los documentos analizados en la República Dominicana	58
5.4.3 Comentarios y recomendaciones para la República Dominicana	58
6. PROCESO DE CONEXIÓN	59
6.1 Solicitud, oferta de conexión, proceso de conexión	59
6.1.1 Experiencia internacional	59
6.1.2 Disposiciones vigentes en los documentos analizados en la República Dominicana	62
6.1.3 Comentarios y recomendaciones para la República Dominicana	63
6.2 Definición del punto de conexión y costo de conexión	63
6.2.1 Experiencia internacional	63
6.2.2 Disposiciones vigentes en los documentos analizados en la República Dominicana	64
6.2.3 Comentarios y recomendaciones para la República Dominicana	66
7. MECANISMO DE CONFORMIDAD	67
7.1 Pruebas de puesta en servicio	68
7.1.1 Experiencia internacional	68
7.1.2 Disposiciones vigentes en los documentos analizados en la República Dominicana	69
7.1.3 Comentarios y recomendaciones para la República Dominicana	72
7.2 Pruebas tipo	72
7.2.1 Experiencia internacional	72
7.2.2 Disposiciones vigentes en los documentos analizados en la República Dominicana	73
7.2.3 Recomendaciones para la República Dominicana	73
7.3 Modelos de simulación	73
7.3.1 Experiencia internacional	73
7.3.2 Disposiciones vigentes en los documentos analizados en la República Dominicana	74
7.3.3 Recomendaciones para la República Dominicana	75

7.4 Repetición de pruebas y evaluación a posteriori	75
7.4.1 Experiencia internacional	75
7.4.2 Disposiciones vigentes en los documentos analizados en la República Dominicana	77
7.4.3 Recomendaciones para la República Dominicana	77
8. RESUMEN DE RECOMENDACIONES	78
9. REFERENCIAS	82

Figura

Ilustración 1: El requerimiento MRPFL-0 de los requerimientos para generadores de los Códigos de Red de la UE.	18
Ilustración 2: Requerimiento MRPFL-U de los requerimientos de generadores de los Códigos de Red de la UE.	18
Ilustración 3: Requerimiento del código de red danés para la capacidad de control de frecuencia de las grandes centrales eólicas.	24
Ilustración 4: Representación en cuatro cuadrantes del requerimiento de funcionamiento en el rango de $\cos \varphi$ = rango de 0,90 para generadores > 13,8 kVA del código de red alemán de baja tensión.	30
Ilustración 5: Requerimiento ($\cos \varphi = 0,95$ para generadores < 13,8 kVA) y capacidad real de un inversor fotovoltaico moderno.	31
Ilustración 6: Curvas de capacidad de un generador síncrono pequeño con diferentes tensiones, como las analizadas por Energynautics.	32
Ilustración 7: Rangos de potencia reactiva de conformidad con el código de red alemán de 110 kV.	33
Ilustración 8: Marcos operacionales de potencia reactiva versus voltaje en el punto de conexión asignado a los generadores de conformidad con el código de red alemán de 110 kV, correspondiente a la Ilustración 7.	33
Ilustración 9: Ejemplo de la característica Q(P) del código de red alemán de 110 kV, usando los marcos operacionales verdes de la Ilustración 7 como límite operacional.	36
Ilustración 10: Característica Q(U) del código de red alemán de 110 kV.	36
Ilustración 11: Característica $\cos \varphi$ (U) (ejemplo).	37
Ilustración 12: Requerimiento LVRT y terminología de los Códigos de Red de la UE.	41
Ilustración 13: Curva LVRT para generadores síncronos del código alemán de 110 kV.	42
Ilustración 14: Curva LVRT para generadores basados en inversores del código alemán de 110 kV.	42
Ilustración 15: Un marco operacional más simple, pero más largo de LVRT del código de red de Irlanda, aplicable a las plantas de energía eólica.	43
Ilustración 16: Dos características Q(U) diferentes para la recuperación dinámica de fallas como se da en los códigos de red alemanes a partir de 10 kV.	44
Ilustración 17: Resultados de una prueba de puesta en servicio de una central eólica irlandesa, que muestra la señal de consigna (verde), la potencia de salida (azul) y la potencia de salida teóricamente disponible transmitida por la central al operador.	47
Ilustración 18: Datos del CECRE durante una tormenta en 2009.	52
Ilustración 19: La turbina de viento con una velocidad de desconexión (azul) y velocidad de conexión alta (verde), a diferencia de una rampa de viento escalonada (amarillo).	58
Ilustración 20: Diferentes tipos de certificados de conformidad y la vía para obtenerlos.	68
Ilustración 21: Flujograma de monitoreo, pruebas e investigación del código de red Irlandés.	76

Tabla

Tabla 1: Documentos adicionales analizados.	10
Tabla 2: Fases de integración de la ERV y relevancia de los requisitos para los generadores según la IEA.	13
Tabla 3: Rangos de frecuencia para centrales de generación conectadas a 110 kV y más, de conformidad con los Códigos de Red de la UE.	15
Tabla 4: Contenido de los documentos evaluados de la República Dominicana relacionados con los rangos de operación de frecuencias.	16
Tabla 5: Contenido de los documentos evaluados de la República Dominicana relacionados con la respuesta #a las desviaciones de frecuencia.	19
Tabla 6: Contenido de los documentos evaluados de la República Dominicana relacionados con los requerimientos específicos en los servicios de regulación de frecuencias.	21
Tabla 7: Contenido de los documentos evaluados de la República Dominicana relacionados con la adquisición y el despacho de reservas.	26
Tabla 8: Rangos de voltaje para centrales de generación conectadas a 110 kV y más, de conformidad con los Códigos de Red de la UE.	29
Tabla 9: Contenido de los documentos evaluados de la República Dominicana relacionados con los rangos operativos de voltaje.	29
Tabla 10: Contenido de los documentos evaluados de la República Dominicana relacionados con los rangos de potencia reactiva y compensaciones.	34
Tabla 11: Contenido de los documentos evaluados de la República Dominicana relacionados con los rangos de potencia reactiva y modos de control.	38
Tabla 12: Contenido de los documentos evaluados de la República Dominicana relacionados con los huecos de tensión.	44
Tabla 13: Contenido de los documentos evaluados de la República Dominicana relacionados con el monitoreo y capacidad de control.	48
Tabla 14: Contenido de los documentos evaluados de la República Dominicana relacionados con la programación y la previsión.	53
Tabla 15: Contenido de los documentos evaluados de la República Dominicana relacionados con los límites de penetración de ERV.	56
Tabla 16: Proceso de conexión a la red alemana de 110 kV.	61
Tabla 17: Contenido de los documentos evaluados de la República Dominicana relacionados con la solicitud, oferta de conexión y proceso de conexión.	62
Tabla 18: Contenido de los documentos evaluados de la República Dominicana relacionados con la definición del punto de conexión y los costos de conexión.	65
Tabla 19: Contenido de los documentos evaluados de la República Dominicana relacionados con las pruebas de puesta en servicio.	70
Tabla 20: Disposición INGERE para aerogeneradore	73
Tabla 21: Disposición INGERE para la interconexión	74
Tabla 22: Disposición Ley sobre Incentivos a Fuentes Renovables para las inspecciones	77
Tabla 23: Resumen de recomendaciones	79



1. INTRODUCCIÓN

1.1 Documentos y objetivos

Los siguientes principales documentos han sido revisados en este informe:

- La Ley General de Electricidad (número 125-01 de 2001, modificada en 2007) y su Reglamento de Aplicación, en lo sucesivo denominada Ley General de Electricidad;
- Ley número 57-07 Sobre Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y sus Regímenes Especiales (2007), en lo sucesivo denominada **Ley sobre incentivo a las FRE**;
- Procedimiento complementario para la integración y operación de las centrales de generación de régimen especial en el SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI) de 2011, en lo sucesivo denominado **Reglamento complementario INGERE**;
- Código de Conexión (Resolución SIE-060-2015 y SIE-028-2004), en lo sucesivo denominado **Código de Conexión**;
- Reglamento Autorización Puesta en Servicio de Obras Eléctricas (Resolución SIE-061-2015), en lo sucesivo denominado **Reglamento de Puesta en Servicio**.

Entre los documentos adicionales consultados para complementar el análisis figuran:

Tabla 1: Documentos adicionales analizados.

Referencia del documento	Título/Descripción breve
Borrador Dec. Mod. RLGE-CNE-SIE- FINAL 19.11.18	Propuesta de modificación del Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad (RALGE)
SIE-030-2014-MEM	Procedimiento para el servicio de regulación primaria de frecuencia en el SENI
OC-GO-14-EMTEA1905-190528-V0	Estudio máxima transferencia entre áreas SENI 2019-2022
OC-GO-14-AEDAC1810-181031-V0	Actualización esquema automático de carga (EDAC) con la incorporación de disparo de escalón por derivada de frecuencia
SIE-098-2019-MEM	Procedimiento para la operación del control automático de generación (AGC) del SENI
OC-GO-14-CISRSF1603-160323-V0	Coordinación Integral del Servicio RSF en Unidades Generadores del SENI
OC-GO-14-CISRSF1609-160316-V0	Resultados Coordinación Integral del Servicio RSF en Unidades Generadores del SENI
OC-GG-14-COCVERCRT1310-131028-V0	Consideraciones Operativas y Comerciales para la Valorización de la Energía Reactiva y Compensación por Regulación de Tensión
SIE-018-2013 -MEM	Modificación mecanismo de compensación por desviaciones del programa diario operación mercado eléctrico mayorista
SIE-041-2013-MEM	Modificación mecanismo de compensación por desviaciones del programa diario operación mercado eléctrico mayorista
OC-2019-000806	Propuesta de modificación de la Resolución SIE-041-2013-MEM
SIE-039-2013-MEM	Instrucciones para manejo de restricciones operativas en el SENI
Otros documentos analizados	SIE-E-CSIE-SI-2014-0078; DECRETO NO 646_11; CNE-AD-0012-20110001; Acta de Reunión del consejo de coordinación 18-2019
Documentos mencionados, pero no analizados	Otros documentos mencionados por los interesados en la ronda de consultas, pero que no se recibieron, fueron: OC-51-2019; OC-GO-14-AEDAC1911-191114-V0;

El objetivo del presente informe es realizar un análisis de las deficiencias de estos documentos, en comparación con ejemplos internacionales pertinentes. A partir de esta comparación, se generarán recomendaciones de alto nivel para futuras revisiones, que servirán de base para el debate con GIZ y con el operador del sistema.

Estos documentos rigen las conexiones de las instalaciones de ER a la Red de Transmisión de la República Dominicana. El análisis de estos documentos se centrará en los requerimientos técnicos de los generadores y los mecanismos de conformidad a alto nivel. Estos se analizarán en las secciones 2 a 7, en las que se describirá la experiencia internacional y se comparará con los requerimientos actuales de la República Dominicana, lo que dará lugar a recomendaciones iniciales y temas de debate con las partes involucradas. En la sección 8, se ofrece un resumen de todas las recomendaciones proporcionadas en este análisis.

1.2 Alcance y Aplicabilidad

1.2.1 Documentos revisados

Ley General de Electricidad (número 125-01) y su Reglamento de Aplicación.

La Ley General de Electricidad fue publicada en el año 2001 y modificada por la Ley 186-07 del año 2007. El documento evaluado está compuesto por la Ley 125-01 y el reglamento para su aplicación publicado en el año 2002. Este documento incluye los requerimientos para la generación, transmisión y distribución de electricidad, también relacionados con la comercialización de esta, y se aplica a todas las personas jurídicas que “intervienen en la producción, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, así como en la operación y mantenimiento de instalaciones, equipos y artefactos eléctricos, ya sea en el SENI

o en Sistemas Aislados”. “Asimismo, se sujetarán a la Ley y a este Reglamento los Clientes o Usuarios Regulados y No Regulados”. Por lo tanto, los requerimientos son aplicables a todas las unidades generadoras conectadas en todos los niveles de tensión, a menos que se especifique lo contrario en esta ley o en los demás documentos.

En este documento se describen los actores y sus roles dentro del subsector eléctrico de la República Dominicana. Además, incluye los requerimientos para el funcionamiento del SENI (sistema de regulación de frecuencia y voltaje, así como requerimientos de control, criterios para el esquema de rechazo de carga y calendario para el Programa Diario de Operación, entre otros) y las transacciones económicas del mercado mayorista. Este análisis se centrará solamente en los requerimientos de transmisión y, por lo tanto, no se revisarán los requerimientos de distribución.

Ley número 57-07 sobre Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y sus Regímenes Especiales

La Ley 57-07 fue aprobada por el Congreso Nacional y promulgada por el Poder Ejecutivo en el año 2007. El documento evaluado, que posee una estructura similar a la Ley General de Electricidad, está compuesto por la Ley 57-07 seguido del Reglamento para su Aplicación promulgado en el año 2008. El objetivo principal de esta Ley y su aplicación es incentivar y regular el desarrollo y la inversión en proyectos que aprovechen cualquier fuente de energía renovable. Esta ley se aplica a cualquier generador de energía renovable hasta la capacidad instalada definida en el ARTÍCULO 5 (que incluye plantas eólicas que no superen los 50 MW y plantas solares fotovoltaicas de cualquier tamaño). Por lo tanto, los requerimientos se aplican a todos los niveles de voltaje, a menos que se especifique lo contrario.

En el documento se enumera la documentación que debe presentarse en relación con la conformidad del diseño de las plantas eólicas/solares, las obligaciones de los generadores de energía renovable (incluida la de permanecer conectados al sistema durante las caídas de voltaje), el límite de penetración establecido por el SIE y motivado por los riesgos estáticos y dinámicos de la red. Asimismo, se establece un despacho prioritario de las plantas de energía renovable; se define que los generadores de régimen especial pueden (pero no están obligados a) prestar servicios de reserva de frecuencia primaria y secundaria; se esbozan los requerimientos de control de voltaje por tipo de generador y en función del nivel

de tensión (definido para las plantas eólicas y las plantas solares fotovoltaicas para baja y alta tensión), entre otros.

Procedimiento complementario para Instalaciones de Generación de Régimen Especial (INGERE)

Este documento fue emitido por la CNE mediante la Resolución CNE-AD-0012-2011 de fecha 31 de agosto del 2011. En este documento, se recogen los procedimientos complementarios y los requerimientos técnicos para la integración y operación de las Instalaciones de Generación de Régimen Especial (INGERE) en el SENI interconectado. Las centrales de generación de régimen especial se definen como instalaciones de generación de electricidad interconectadas tanto al sistema de transmisión como de distribución y cuyos medios de generación, así como sus excedentes de potencia provienen de fuentes no convencionales. Estos pueden clasificarse en INGERE gestionables o INGERE no-gestionables. Los requerimientos de este documento se aplican a centrales de generación de hasta 5 MW. Este documento incluye los requerimientos técnicos para la conexión y la operación (documentación técnica necesaria que debe presentarse, valores de voltaje en el punto de interconexión, requerimientos de control de la potencia activa y reactiva, requerimientos de transferencia de datos de la INGERE, entre otros).

Código de Conexión (Resolución SIE-060-2015 y SIE-028-2004)

La última versión del código de conexión data de 2015. En este documento se describen las condiciones normales de operación, los requerimientos del equipo de la unidad generadora (incluidas las pruebas operacionales que se realizarán), los requerimientos de protección, los estudios necesarios y los pasos previos a la conexión, el programa/proceso de energización y los plazos y los requerimientos de comunicación (incluida la lista de señales SCADA del anexo 2). Es aplicable al nivel SENI y por lo tanto a todos los niveles de tensión e instalaciones de generación, a menos que se especifique lo contrario para un requerimiento específico.

Reglamento Aplicación puesta en servicio (Resolución SIE-061-2015)

El Código de puesta en servicio se actualizó por última vez en 2015. En él se describe el proceso de solicitud y obtención de autorización para la puesta en servicio de obras eléctricas (incluidas las centrales de generación) conectadas al SENI. Recoge

el proceso, los plazos y los responsables de las tareas del proceso de puesta en servicio, incluyendo los documentos a presentar. Asimismo, se muestra un flujograma del proceso de autorización de puesta en servicio de una obra eléctrica.

1.2.2 Estructura de los documentos del Código de Red Dominicana

Dentro de esta tarea, se hizo evidente que la estructura del documento regulatorio del sistema eléctrico dominicano es relativamente compleja, mientras que no existe un código de red dedicado. Los requisitos para la interacción entre los interesados en el sistema de energía, en particular entre el OC, la SIE y los PEI, están dispersos en un gran número de documentos, algunos de los cuales se enmiendan o incluso se contradicen entre sí. Se recomienda encarecidamente elaborar un código de red específico que facilite la comunicación y elimine esta barrera actual al interés de los inversores.

1.2.3 Aplicabilidad retroactiva

La aplicabilidad retroactiva de los requisitos del código de la red no es estrictamente una cuestión que deba abordarse en el propio código de la red, sino una cuestión de aplicabilidad y poder legal del código. Puede tener consecuencias jurídicas de gran alcance, pero no obstante debe abordarse desde el principio y de manera clara y concisa.

Las buenas prácticas internacionales sobre la aplicabilidad temporal de los códigos de red, tanto para las redes de transmisión como de distribución, son las siguientes:

- Las instalaciones conectadas a la red deben cumplir con el código de red vigente en la fecha de conexión.
- Cuando entra en vigor un nuevo código de red, las unidades que cumplen con las versiones anteriores del código de red no deben ser reequipadas para cumplir con el nuevo código.
- En caso de que en una instalación existente se produjeran cambios o renovaciones importantes, es posible que se les exija que cumplan con los requerimientos de los códigos de red actualizados. Debido a que muchos códigos internacionales de red no definen claramente lo que es un “cambio o renovación importante”, este aspecto puede dar lugar a controversias jurídicas, como ya ha sucedido en varios países europeos. Por

lo tanto, se recomienda definir claramente las condiciones en las que se debe mejorar una instalación.

- Si las unidades tienen que ser renovadas para cumplir con los nuevos requerimientos más allá de cambios o renovaciones importantes, el costo debe ser sufragado por el operador de la red o por el gobierno, ya que el costo de no establecer los requerimientos adecuados del código de red no debería imponerse, en un primer lugar, a los clientes o centrales de generación.

La aplicabilidad retroactiva de los nuevos requerimientos del código de red puede ser una barrera importante para la implicación de Productor(es) de Energía Independiente (PEI). El riesgo de tener que mejorar una instalación, especialmente una unidad generadora, a un costo potencialmente elevado, disuade a posibles inversores debido a la menor seguridad de planificación financiera.

En la actualidad, los documentos de la República Dominicana analizados indican que las instalaciones deben cumplir con el código de red actual sin excepción. Los artículos 17 y 67 del Reglamento de Aplicación de la Ley 57-07 establecen que los productores de energía eléctrica son responsables del mantenimiento del proyecto durante su vida útil y adoptar normas de seguridad y reglamentos técnicos, lo que, según la SIE, se interpreta como un requisito para actualizar las instalaciones de acuerdo con los nuevos requisitos.

Por las razones mencionadas, esto puede ser una barrera para futuras inversiones en capacidad de generación y también puede conducir a extensas disputas legales con los operadores de las instalaciones existentes. Por lo tanto, sobre la base de las buenas prácticas internacionales descritas en esta sección, las recomendaciones para la República Dominicana son:

- Recomendar a las instalaciones existentes que cumplan con los requerimientos del código de red actualizado en caso de cambios o renovaciones importantes de la instalación. Se recomienda definir claramente las condiciones en las que se debe renovar una instalación. También es importante que el OC lleve un registro de la versión del código de red con la que cumple cada unidad. Esta información debería incluirse en la base de datos del operador de la red.
- Con cada actualización de los requerimientos, se debe consultar a los operadores de las centrales de generación qué nuevos requerimientos pueden cumplir sin costo de inversión

adicional (actualización de las consignas y los marcos operacionales, por ejemplo) y se les debe exigir que lo hagan siempre que sea posible.

- Si el GRT considera que es necesario que las unidades se actualicen para cumplir con los nuevos requerimientos, más allá de los cambios o renovaciones importantes, el costo debe ser asumido por el operador de la red o el gobierno, en lugar de ser impuesto a los clientes o centrales de generación.

1.3 Estado de la integración de la ERV y aplicabilidad de los requisitos

La Agencia Internacional de la Energía (IEA, International Energy Agency) define seis fases diferentes de integración de la ERV, cuatro de las cuales son actualmente pertinentes, como se indica en la Tabla 2. En particular, las fases no están vinculadas a la proporción total de ERV o a la penetración instantánea, sino al impacto general del sistema de energía. Los sistemas de

eléctricos sincrónicamente independientes (tales como sistemas insulares no interconectados mediante conexiones de corriente alterna a otros sistemas) transitan estas fases más rápidamente. Esto puede observarse fácilmente por el hecho de que Alemania (sistema con alta demanda de energía y bien interconectado) acaba de pasar de la fase 2 a la fase 3 con más del 40 % de la contribución anual de energía renovable, mientras que Irlanda (sistema de energía insular más pequeño) ya estaba en la fase 4 cuando alcanzó el 25 % de la contribución anual de energía eólica.

El sistema dominicano se encuentra actualmente en la fase 2, en la que la ERV es perceptible para el operador del sistema y debe ser contabilizada en la operación diaria. Sin embargo, al igual que Irlanda, la República Dominicana es un sistema eléctrico insular y cabe esperar que la transición sea bastante rápida. Por consiguiente, todos los requisitos técnicos presentados en este informe son pertinentes. El enfoque de la acción rápida debe centrarse en los requerimientos de la fase 2 y siguientes, que ya deben estar ahí y si no introducirse lo antes posible.

Tabla 2: Fases de integración de la ERV y relevancia de los requisitos para los generadores según la IEA.

Característica ERV		VRE no es relevante a nivel de sistema	VRE perceptible para el operador del sistema	La flexibilidad se vuelve relevante	La estabilidad se vuelve relevante
Fase	Siempre	Fase 1	Fase 2	Fase 3	Fase 4
Requisitos técnicos	<ul style="list-style-type: none"> • Calidad de la energía • Rango de frecuencia y voltaje • Visibilidad y control de los grandes generadores • Sistemas de comunicación para grandes generadores 	<ul style="list-style-type: none"> • Reducción de la potencia activa en eventos de sobre-frecuencia • potencia reactiva • LVRT en unidades grandes 	<ul style="list-style-type: none"> • LVRT en unidades más pequeñas (distribuidas) • Sistemas de comunicación • Previsión y datos del VRE 	<ul style="list-style-type: none"> • Control de frecuencia/potencia activa • Modo de operación de salida reducida para la provisión de reserva 	<ul style="list-style-type: none"> • Integración de la ERV en el esquema de control de frecuencia y voltaje • Inercia/FFR • Control autónomo de frecuencia y voltaje de ERV

2. CONTROL DE FRECUENCIA



2.1 Rangos de operación de frecuencia

2.1.1 Experiencia internacional

Las centrales de generación en un sistema de energía deben mostrar un comportamiento definido durante el funcionamiento normal, así como durante los acontecimientos en el sistema que conduzcan a una violación del rango de frecuencias normales. Los requerimientos pueden diferir según el tipo y el tamaño del generador, en función de las capacidades de este y del nivel de voltaje del punto de conexión, pero deben ser uniformes, siempre que sea posible, para evitar que aumente la dependencia de la estabilidad del sistema de la situación de despacho. Estos requerimientos deben definirse claramente en un código de red

para garantizar la idoneidad de todas las centrales de generación y la transparencia para todas las partes involucradas.

Los códigos de red suelen especificar una serie de rangos de frecuencia diferentes para centrales de generación. Las centrales de generación deben ser capaces de mantener un funcionamiento ilimitado dentro de un rango definido en torno a la frecuencia nominal (60 Hz en la mayor parte de América, 50 Hz en Europa). Si el parámetro se sale de este rango de operación normal, las unidades no pueden desconectarse inmediatamente, y deben mantener su operación durante un tiempo mínimo especificado.

Los Códigos de Red de la UE especifican diferentes rangos para las centrales de generación, dependiendo del área síncrona a la

que está conectada la central de generación (véase Tabla 3), que han sido incluidos en los respectivos códigos de red nacionales. Algunos países también han introducido requerimientos para que las centrales de generación soporten una ratio de variación de frecuencia (RoCoF, por sus siglas en inglés) determinada:

- En Irlanda se exige que los generadores permanezcan en línea de manera permanente con ROCOF de 0,5 Hz/s; y con una ROCOF de 1 Hz/s en una ventana de balanceo de 500 ms como mínimo [1];
- En Alemania, las centrales de generación conectadas al sistema de transmisión deben ser capaces de soportar una ROCOF de 2 Hz/s durante 0,5 s; o una ROCOF de frecuencia de 1,5 Hz/s durante 1s; o una ROCOF de 1,25 Hz/s durante 2 s [2].

Los requerimientos de ROCOF dependen, en gran medida, de las características del sistema y del uso potencial de los relés de ROCOF para el deslastre de la carga (esta última es la razón por la que Irlanda tiene requerimientos de ROCOF menos estrictos a pesar de que en la práctica los valores de ROCOF del sistema son más elevados).

Tabla 3: Rangos de frecuencia para centrales de generación conectadas a 110 kV y más, de conformidad con los Códigos de Red de la UE.

Synchronous area	Frequency range	Time period for operation
Continental Europe	47,5 Hz-48,5 Hz	To be specified by each TSO, but not less than 30 minutes
	48,5 Hz-49,0 Hz	To be specified by each TSO, but not less than the period for 47,5 Hz-48,5 Hz
	49,0 Hz-51,0 Hz	Unlimited
	51,0 Hz-51,5 Hz	30 minutes
Nordic	47,5 Hz-48,5 Hz	30 minutes
	48,5 Hz-49,0 Hz	30 minutes
	49,0 Hz-51,0 Hz	To be specified by each TSO, but not less than 30 minutes
	51,0 Hz-51,5 Hz	Unlimited
Great Britain	47,0 Hz-47,5 Hz	20 seconds
	47,5 Hz-48,5 Hz	90 minutes
	48,5 Hz-49,0 Hz	To be specified by each TSO, but not less than 90 minutes
	49,0 Hz-51,0 Hz	Unlimited
	51,0 Hz-51,5 Hz	90 minutes
	51,5 Hz-52,0 Hz	15 minutes
Ireland and Northern Ireland	47,5 Hz-48,5 Hz	90 minutes
	48,5 Hz-49,0 Hz	To be specified by each TSO, but not less than 90 minutes
	49,0 Hz-51,0 Hz	Unlimited
	51,0 Hz-51,5 Hz	90 minutes
Baltic	47,5 Hz-48,5 Hz	To be specified by each TSO, but not less than 30 minutes
	48,5 Hz-49,0 Hz	To be specified by each TSO, but not less than the period for 47,5 Hz-48,5 Hz
	49,0 Hz-51,0 Hz	Unlimited
	51,0 Hz-51,5 Hz	To be specified by each TSO, but not less than 30 minutes

2.1.2 Disposiciones vigentes en los documentos analizados en la República Dominicana

Se buscaron los requerimientos relacionados con los rangos de operación de frecuencia en los documentos de la República Dominicana enumerados en la Sección 1.1. La Tabla 4 indica las secciones extraídas (y traducidas) pertinentes, utilizadas como base para el presente análisis de deficiencias. Las recomendaciones específicas relacionadas con estos extractos se encuentran en la Sección 2.1.3.

2.1.3 Comentarios y recomendaciones para la República Dominicana

Según la práctica común, se pide a todos los generadores de la República Dominicana que soporten los transitorios dentro de un margen de +3 Hz y -2 Hz y que tengan la posibilidad de desconectarse del sistema si la frecuencia permanece a 63 Hz durante más de 15 segundos. Este requisito es algo poco claro, ya que no especifica por cuánto tiempo deben soportar ciertas desviaciones de frecuencia antes de la desconexión. El requisito tampoco se modifica significativamente en el borrador de la actualización de la RALGE. Se recomienda encarecidamente introducir una gama de funcionamiento de frecuencia adecuada con unos tiempos mínimos de funcionamiento específicos. En la actualidad, no existe un requerimiento de RoCoF, pero

Tabla 4: Contenido de los documentos evaluados de la República Dominicana relacionados con los rangos de operación de frecuencias.

Fuente	Extractos de documentos seleccionados
Procedimiento complementario para INGERE	<p>ARTÍCULO 18: REQUERIMIENTOS DE FRECUENCIA. Todas las INGERE que se interconecten al SENI, deberán soportar fluctuaciones de frecuencia del +3 Hz y -2 Hz conforme a lo establecido en Art. 150 del RLGE.</p> <p>ARTÍCULO 20: El Agente propietario de la Instalación de Generación de Régimen Especial, deberá adoptar las medidas de diseño y/o control necesarias para que la instalación se mantenga acoplada al SENI sin sufrir desconexión por causa de las variaciones en la frecuencia, dentro de los límites establecidos en el ARTÍCULO 18 de este Procedimiento.</p> <p>Párrafo I: Si las fluctuaciones de frecuencia se mantienen en el tiempo, deberán considerarse los límites de ajustes de desconexión automática de estas instalaciones por las condiciones de frecuencia definidas en el Art. 221 del RLGE o mediante estudios especializados realizados por el OC.</p>
Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad	<p>ARTÍCULO 150. - La frecuencia nominal en los sistemas eléctricos de corriente alterna, en los que se efectúen suministros de servicio público, será 60 Hz. Las condiciones técnicas para regular la frecuencia en dichos sistemas deberán ser tales que la frecuencia del sistema eléctrico permanezca dentro del rango de:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) 59.85 a 60.15 Hz durante el 99.0 % del tiempo b) 59.75 a 60.25 Hz durante el 99.8 % del tiempo <p>ARTÍCULO 221. - Incluye:</p> <ul style="list-style-type: none"> c) La desconexión de unidades es instantánea sólo para frecuencias superiores al nivel máximo, el cual es fijado por el OC, de acuerdo a la información técnica proporcionada por los Agentes del MEM; actualmente el nivel máximo de frecuencia transitoria para el sistema es de 63 Hz; d) Si la frecuencia permanece por más de quince (15) segundos en el nivel máximo, pueden desconectarse unidades; e) Las etapas del esquema de rechazo, la carga rechazada en cada etapa, la duración de las etapas, etc., derivan de estudios especializados que realiza el OC; f) La frecuencia debe estabilizarse dentro de los márgenes previstos;

recomendamos la introducción de dicho requerimiento. Los valores deben basarse en la experiencia de los GRT dominicanos. El OC ha realizado un estudio (“OC-GO-14-AEDAC1810-181031-V0”) acerca de la actualización del esquema de descarga automática de carga considerando el RoCoF. En el informe, se muestra el nadir de frecuencia para diferentes escenarios de disparo de las plantas de generación. Como resultado del estudio, se determinó un esquema de desconexión automático de la carga que consta de siete etapas, de los cuales: uno se activaría por la derivada de la frecuencia (-2.0 Hz/s) más la frecuencia absoluta (59.2 Hz), mientras que las seis etapas restantes funcionarán sólo en función de la frecuencia absoluta (59.2 Hz, 59.1 Hz, 59.0 Hz, 58.9 Hz, 58.8 Hz y 58.7 Hz). En base a estos valores, se debería exigir a los generadores que atraviesen eventos de RoCoF de corto plazo de al menos 2 Hz/s. Esta es una RoCoF más alta que la que se requiere actualmente de los generadores en el sistema aproximadamente comparable de Irlanda. Sin embargo, los límites irlandeses de RoCoF se ven afectados por el hecho de que muchos generadores y alimentadores de carga utilizan relés de RoCoF como protección contra las islas, lo que probablemente no sea el caso en la República Dominicana. Actualmente Irlanda está tratando de limitar la RoCoF a un máximo de 4 Hz/s en el futuro, después de que los relés de RoCoF se hayan vuelto a parametrizar, lo que podría ser un buen precedente también para el sistema dominicano. Los sistemas insulares más pequeños, como Bonaire, experimentan regularmente valores de RoCoF a corto plazo superiores a 10 Hz/s durante eventos de contingencia, y los generadores que se instalan adecuadamente pueden hacer frente también a eso.

La respuesta necesaria a las distintas desviaciones de frecuencia se analizará en la Sección 2.2.

2.2 Respuesta a las desviaciones de frecuencia (MRPFL-O, MRPFL-U)

2.2.1 Experiencia internacional

Además de no desconectarse inmediatamente con las desviaciones de frecuencia, todas las centrales de generación deberían reaccionar de una forma determinada a los eventos de frecuencia para ayudar a estabilizar la frecuencia. La potencia de salida deberá aumentarse en los casos de subfrecuencia y disminuirse en los de sobrefrecuencia. Este requerimiento se incluye en la mayoría de los códigos de red internacionales. Para estabilizar la frecuencia dentro del rango operativo normal no solo se requiere una reserva operativa adicional, sino medidas de emergencia para los casos en los que la frecuencia se salga del rango normal. Por lo tanto, los requerimientos se suelen aplicar a todas las centrales de generación, independientemente de que se contraten para reservas o participen en los mercados de reservas.

Los Códigos de Red de la UE requieren que todas las instalaciones generadoras que estén bajo su responsabilidad (esto excluye parcialmente a las centrales de generación conectadas a los niveles inferiores de la red de distribución) proporcionen un modo regulación potencia-frecuencia limitado-sobrefrecuencia (MRPFL-O). Esto significa que, partiendo de una frecuencia umbral (que en Europa se sitúa entre $50,2$ y $50,5$ Hz, según la zona síncrona, y representa el umbral superior del rango operativo normal), la unidad deberá reducir su potencia a medida que aumenta la frecuencia. El GRT puede exigir un estatismo de frecuencia (droop) de entre el 2 y el 12 %, y las unidades deben ser capaces de funcionar de forma estable con una potencia de salida reducida hasta que se alcance el límite exterior del marco operativo (normalmente $51,5$ o $52,0$ Hz) (véase Ilustración 1).

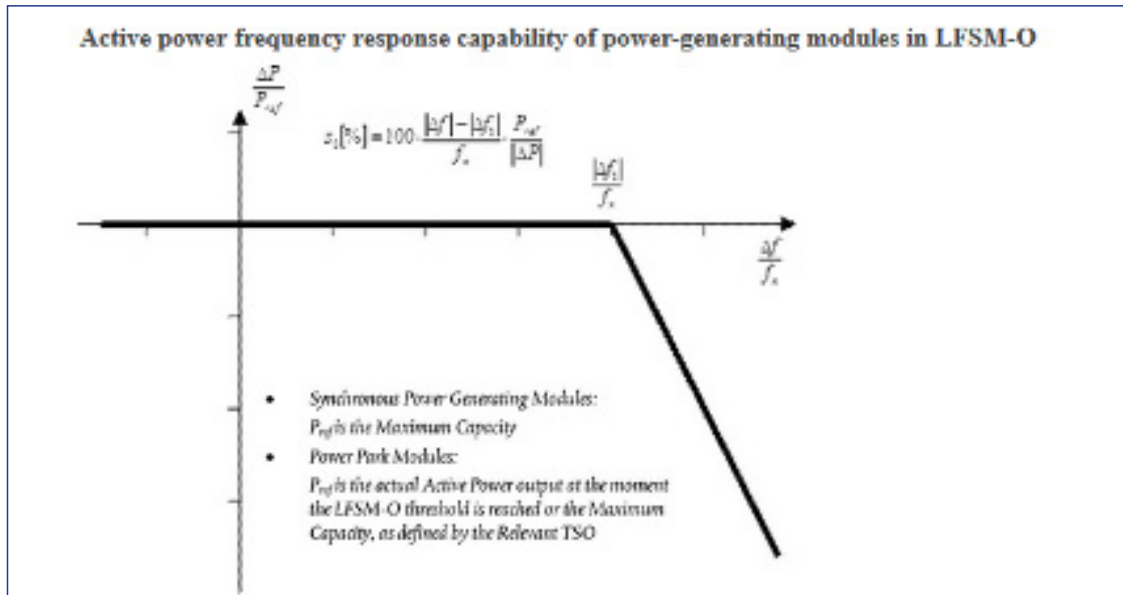


Ilustración 1: El requerimiento MRPFL-0 de los requerimientos para generadores de los Códigos de Red de la UE.

Pueden aplicarse requerimientos similares para la subfrecuencia (Ilustración 2), pero como se indica en la ilustración, estos se aplican a generadores que funcionan por debajo de su potencia

de salida máxima (unidades convencionales despachadas por debajo del máximo y generadores de energía renovable variable (ERV) que funcionan en modo restringido).

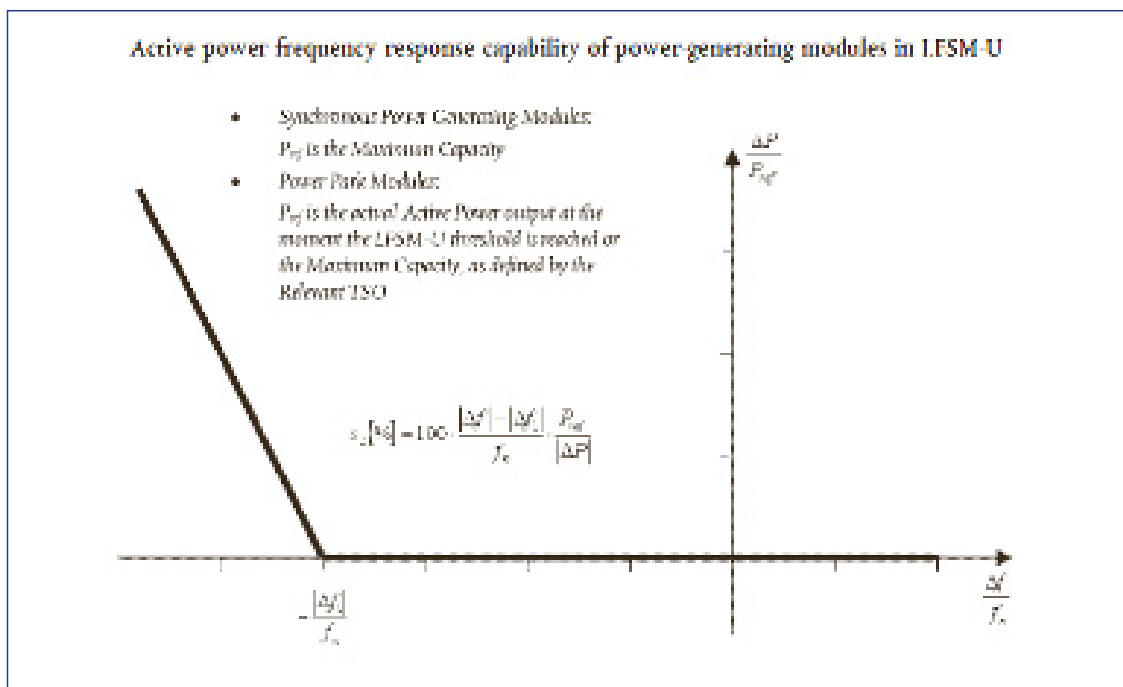


Ilustración 2: Requerimiento MRPFL-U de los requerimientos de generadores de los Códigos de Red de la UE.

Optimizados por la reglamentación de los Códigos de Red de la UE, los códigos de red de todos los países de la UE incluyen requerimientos de MRPFL.

Tabla 5: Contenido de los documentos evaluados de la República Dominicana relacionados con la respuesta a las desviaciones de frecuencia.

Fuente	Extractos de documentos seleccionados
Código de Conexión	La sección CC5.2 del código de conexión especifica que todas las unidades generadoras deben tener: un regulador de velocidad (que les permita participar en el control de frecuencia del SENI dentro del rango de 58 a 63Hz), un regulador automático de voltaje para controlar el voltaje en bornes de la unidad dentro del rango de + -10% de su valor nominal para cualquier punto de su curva de capacidad, además de tener un GPS para sincronización de tiempo.
Reglamento de la Ley sobre Incentivos a Fuentes Renovables	<p>ARTÍCULO 123. - Regulación de Frecuencia. Los generadores de Régimen Especial podrán prestar servicios de reserva primaria y secundaria y recibirán por ello la misma retribución que la generación de Régimen Ordinario. Esta retribución nunca será en desmérito de las primas a que tiene derecho por la Ley No. 57-07.</p> <p>PÁRRAFO I: Los generadores de Régimen Especial no están obligados a participar en la regulación de frecuencia. Para los pagos entre agentes, se modificará la fórmula de reparto, de manera que sea pagada por el Régimen Ordinario proporcional al monto global de energía de Régimen Ordinario.</p>

2.2.2 Disposiciones vigentes en los documentos analizados en la República Dominicana

Los documentos del código de red de la República Dominicana no contienen requerimientos para la respuesta de los generadores con valores de frecuencia anormales. El Código de Conexión determina, sin embargo, que todos los generadores deben estar equipados con un regulador de velocidad (véase Tabla 5), lo que permitiría la implementación del MRPFL. Sin embargo, las centrales de generación ERV están exentas de la regulación de frecuencia que contempla la Ley número 57-07 sobre incentivo al desarrollo de Fuentes Renovables de Energía (Tabla 5), por lo que no está claro si están obligados a tener un regulador de frecuencia en virtud de la regulación actual.

2.2.3 Comentarios y recomendaciones para la República Dominicana

En la actualidad, no se incluyen los requerimientos de MRPFL-O/U. Se recomienda encarecidamente exigir el MRPFL-O a todas las unidades generadoras, así como la capacidad de MRPFL-U a las unidades conectadas al nivel de transmisión y que funcionen por debajo de su potencia de salida máxima disponible (como se exige en Alemania para las unidades conectadas a niveles de voltaje de 110 kV y superiores).

Por lo tanto, las recomendaciones son:

- Exigir MRPFL-O para todas las unidades generadoras es una buena práctica internacional recomendada;
- Se puede exigir el MRPFL-U a centrales de generación de ERV (INGERE no gestionable) conectadas a niveles de tensión más altos si estas operan por debajo del máximo (funcionando en modo restringido).

No se trata específicamente de un requisito para participar en la regulación primaria o secundaria, sino de una medida de salvaguarda adicional. Garantiza que todas las unidades, sin excepción, reaccionen a las grandes desviaciones de frecuencia, independientemente de que hayan sido despachadas para la provisión de reservas o no. Los umbrales exactos de reacción deben establecerse en función de las características del sistema eléctrico dominicano. En los sistemas europeos, el umbral es la frecuencia a la que se puede suponer que las reservas de giro regular se han activado completamente.

La modificación del RALGE que se está revisando actualmente establece que la capacidad de regulación de la frecuencia es obligatoria para todas las instalaciones de generación, pero no establece requisitos técnicos claros. Sin embargo, una unidad capaz de suministro de reservas primarias y secundarias tendrá en todos los casos el equipo técnico necesario para el funcionamiento de los MRPFL.

2.3 Requerimientos específicos para las unidades generadoras que participan en los servicios de regulación de frecuencias

2.3.1 Experiencia internacional

Para las unidades convencionales que superan un cierto tamaño, la mayoría de los códigos de red requieren una capacidad de reserva primaria en forma de un regulador de velocidad capaz de ciertos ajustes del estatismo, junto con una velocidad de rampa mínima definida a través de un rango de potencia definido. Asimismo, a menudo se requiere la conexión de las unidades al SCADA y al sistema AGC utilizado para activar las reservas secundarias, de manera similar. [1] [2] [3]

Para participar en el mercado de reservas secundarias, en la mayoría de los países europeos, las unidades tienen que someterse a un procedimiento de precalificación en el que se comprueba y certifica la capacidad de prestar el servicio adecuadamente. En el caso de los sistemas más pequeños y/o integrados verticalmente, puede ser conveniente exigir una capacidad de reserva secundaria de ciertas clases de generadores para garantizar que siempre haya disponibles suficientes generadores con dicha capacidad.

Como ejemplo notable, Alemania requiere que todas las unidades convencionales con una capacidad instalada superior a los 100 MW [2] cumplan con los siguientes requerimientos:

- Ser capaz de proporcionar $\pm 2\%$ de su producción nominal como reserva primaria;
- Ser capaz de activar al menos esta capacidad, o la capacidad que ha ofrecido en el mercado de reserva primaria, con una velocidad de rampa constante de 30 s a una desviación de frecuencia de $\pm 0,2$ Hz;
- Ser capaz de activar menos capacidad con una menor desviación de frecuencia y con la misma velocidad de rampa;
- Ser capaz de medir la frecuencia con una precisión de ± 10 mHz;
- Ser capaz de implementar una banda muerta inferior a ± 10 mHz;
- Ser capaz de ajustar la velocidad de rampa, la banda muerta y la estática, dentro de los requerimientos previos, de acuerdo con la especificación del GRT.

Para las reservas secundarias, no hay requerimientos técnicos directos. Las unidades pueden operar sin poder prestar esos servicios, pero para participar en los mercados de reservas secundarias, las unidades deben someterse a un procedimiento de precalificación para verificar sus capacidades.

Los requerimientos de precalificación para la reserva secundaria son los siguientes:

- La unidad debe ser capaz de proporcionar una rampa de al menos el 2 % de la potencia nominal por minuto;
- La cantidad máxima de reserva secundaria que una unidad puede ofrecer en el mercado es la capacidad que puede ser activada cinco minutos después de haber recibido una señal del operador con una precisión del $\pm 10\%$ del valor señalado;
- Las unidades deben estar en línea (rodando) para proporcionar reserva secundaria, las unidades hidroeléctricas que puedan demostrar que pueden proporcionar una reserva secundaria desde el modo no operativo y aplicar una velocidad de rampa mínima del 2 % de la producción nominal por segundo pueden estar exentas de esta regla.

Toda provisión de reserva se evalúa posteriormente, y las unidades que no se hayan activado serán sancionadas. En otros países europeos existen requerimientos y procedimientos similares, armonizados con los Códigos de Red de la UE.

2.3.2 Disposiciones vigentes en los documentos analizados en la República Dominicana

En la República Dominicana se exige que las centrales de generación sean capaces de proporcionar una reserva primaria con requerimientos técnicos detallados. Las centrales de generación de ERV están exentas de este requerimiento. No se dan requisitos técnicos detallados para la reserva secundaria, sino que la Ley General de Electricidad define que los requisitos técnicos para llevar a cabo la regulación de frecuencia secundaria son todos los solicitados para la regulación de frecuencia primaria más los requisitos adicionales especificados por el OC. Los requerimientos aplicables figuran en la Tabla 6.

Tabla 6: Contenido de los documentos evaluados de la República Dominicana relacionados con los requerimientos específicos en los servicios de regulación de frecuencias.

Fuente	Extractos de documentos seleccionados
Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad	<p>ARTÍCULO 203. - Regulación Primaria de Frecuencia. La Regulación Primaria de Frecuencia es obligatoria y deberá ser realizada por todas las Empresas de Generación, a menos que exista algún acuerdo en contrario entre las Empresas de Generación, previamente aprobado por la SIE, la cual lo notificará por escrito al OC y al CCE.</p> <p>Párrafo. - Se fija como margen para Regulación Primaria de Frecuencia el tres por ciento (3%) de la generación. Si este valor no fuere suficiente para mantener la frecuencia dentro de los márgenes establecidos, el OC podrá subir este porcentaje, pero en ningún caso podrá ser superior al cinco por ciento (5%) de la generación.</p> <p>Artículo 1, Numeral 127, y 128.- Definición de regulación de reservas primarias y secundarias. Esto incluye que la regulación primaria de frecuencia tendrá un tiempo de respuesta inferior a 30 segundos, mientras que la regulación secundaria de frecuencia (acción manual o automática sobre los variadores de carga de una o más máquinas) tendrá un tiempo de respuesta de varios minutos.</p> <p>ARTÍCULO 390.: Define los requerimientos técnicos para que el generador califique para proporcionar regulación primaria de frecuencia (RPF) y qué información debe proporcionar el generador al solicitar este servicio. Algunos de los requerimientos mínimos del generador para proporcionar RPF son:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Estatismo permanente entre el 0 y 6 %. b) Banda muerta inferior al 0.1% (0.06 Hz). c) Capacidad de regulación mínima del de más o menos cinco por ciento ($\pm 5\%$) dentro de todo su rango de generación. d) Rango de frecuencia admisible de operación de la unidad, sin límite de tiempo, entre 59 y 61 Hz. e) La variación de la carga de la central debe ser sostenible al menos durante los siguientes 30 segundos. f) Contar con un enlace en tiempo real con el CCE. g) Disponer en sus bornes de generación de un sistema de medición y registro automático de potencia y frecuencia que registrará continuamente su participación en la Regulación Primaria de Frecuencia. <p>ARTÍCULO 392 - Requisitos Técnicos para RSF. Los requisitos técnicos para realizar RSF son todos los solicitados para RPF más aquellos requisitos adicionales que especifique el OC.</p>
Código de Conexión	<p>La sección CC5.2 del código de conexión especifica que todas las unidades generadoras deben tener: un regulador de velocidad (que les permita participar en el control de frecuencia del SENI dentro del rango de 58 a 63Hz), un regulador automático de voltaje para controlar el voltaje en bornes de la unidad dentro del rango de $\pm 10\%$ de su valor nominal para cualquier punto de su curva de capacidad, además de tener un GPS para sincronización de tiempo.</p>
Procedimiento complementario para INGERE	<p>ARTÍCULO 16: CONTROL DE LA POTENCIA ACTIVA. La Instalación de Generación de Régimen Especial gestionables, mantendrá la potencia activa programada constante mientras el recurso primario lo permita excluyendo los incrementos/decrementos sobre la misma ordenados por el control potencia-frecuencia independientemente de que el modo de funcionamiento sea a consigna de tensión, de potencia reactiva o de factor de potencia.</p>

<p>Reglamento de la Ley sobre Incentivos a Fuentes Renovables</p>	<p>ARTÍCULO 123. – Regulación de Frecuencia. Los generadores de Régimen Especial podrán prestar servicios de reserva primaria y secundaria y recibirán por ello la misma retribución que la generación de Régimen Ordinario. Esta retribución nunca será en desmérito de las primas a que tiene derecho por la Ley No. 57-07.</p> <p>PÁRRAFO I: Los generadores de Régimen Especial no están obligados a participar en la regulación de frecuencia. Para los pagos entre agentes, se modificará la fórmula de reparto, de manera que sea pagada por el Régimen Ordinario proporcional al monto global de energía de Régimen Ordinario.</p> <p>PÁRRAFO II: Las ampliaciones del porcentaje de reserva para regulación de frecuencia, en razón a la generación no gestionable, deberán ser solicitadas por el OC a la SIE. La SIE estudiará la propuesta y la someterá a la CNE, quien podrá rechazarla o aceptarla.</p>
<p>RESOLUCION SIE-030-2014-MEM.</p>	<p>Esta resolución establece que:</p> <ul style="list-style-type: none"> • La regulación de frecuencia primaria de las unidades de generación debe ser ejecutada automáticamente a través del regulador de velocidad de cada unidad. • La regulación primaria de frecuencia (RPF) es obligatoria y debe ser realizada por todas las empresas generadoras (ya sea a través de sus propias plantas o mediante contratos con otros generadores). • El OC está obligado a asignar a cada central de generación que esté programada para operar en el SENI un margen de por lo menos el 3% de su potencia disponible, sin exceder el margen permitido de cada central. • El OC es responsable (tal como lo establece el Art. 389 del RLGE) de verificar si las centrales eléctricas cumplen con los requisitos para participar en el RPF y calificar a las centrales como elegibles para la provisión del RPF. Los pasos y responsables en el proceso de calificación se muestran en la resolución. <p>El OC es responsable de verificar la calidad del servicio de RPF prestado por las centrales, tanto en tiempo real como a posteriori. Los registros en tiempo real deben contener mediciones instantáneas de potencia y frecuencia en períodos de 1 segundo o menos. Durante el “período de transición” estos pueden ser de 10 segundos o menos. (El período de transición es el que transcurre antes de que la resolución entre en vigor y el momento en que concluya el proyecto de SCADA que los TSO estaban llevando a cabo).</p> <p>En la verificación en tiempo real, el OC seleccionará una muestra representativa de las unidades que prestan el servicio y evaluará la coherencia del comportamiento de la planta mediante gráficos del registro de potencia frente a la frecuencia (comprobando si la planta aumenta su velocidad y potencia cuando la frecuencia se reduce y viceversa). Cuando se identifica una unidad con una respuesta no satisfactoria, el OC la notificará inmediatamente para que pueda hacer las correcciones necesarias. Mientras la unidad hace las correcciones, el OC asignará el servicio de RPF a otra unidad como se describe en la Sección 2 de esta resolución.</p> <p>En la verificación ex-post: el OC analizará diariamente el comportamiento de las unidades que prestaron el servicio RPF el día anterior; el OC analizará mensualmente la participación de las unidades que se comprometieron a prestar el servicio; el OC solicitará al generador sus gráficos de potencia frente a frecuencia y frecuencia frente a tiempo en un período de tiempo determinado; en caso de que la unidad no proporcione los gráficos dentro de los 5 días siguientes a la solicitud, se considerará que no ha cumplido satisfactoriamente los requisitos para participar en la prestación del servicio RPF. El OC deberá preparar un informe mensual sobre la evaluación de la prestación del servicio de RPF.</p>
<p>Código de Conexión</p>	<p>La sección CC5.2 del código de conexión especifica que todas las unidades generadoras deben tener: un regulador de velocidad (que les permita participar en el control de frecuencia del SENI dentro del rango de 58 a 63Hz), un regulador automático de voltaje para controlar el voltaje en bornes de la unidad dentro del rango de + -10% de su valor nominal para cualquier punto de su curva de capacidad, además de tener un GPS para sincronización de tiempo.</p>

2.3.3 Comentarios y recomendaciones para la República Dominicana

Como se especifica en el ARTÍCULO 203 del Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad, la Regulación Primaria de Frecuencia es obligatoria y debe ser llevada a cabo por todas las Empresas de Generación, a menos que exista algún acuerdo contrario entre las Empresas de Generación. Tal es el caso de las INGERE, como se ha visto en la sección anterior (Sección 2.2), ya que se les permite participar en la regulación de la frecuencia, aunque no están obligadas a hacerlo. Esto significa que la capacidad de reserva primaria es de hecho obligatoria para las unidades convencionales, mientras que las ERV están exentas. Esto está en consonancia con la práctica internacional actual, aunque actualmente se incluyen requerimientos más avanzados en varios códigos internacionales (véase Sección 2.4). Los requerimientos técnicos para la capacidad de reserva primaria son detallados y están bien definidos, por lo que no hay más requerimientos en relación con esta cuestión.

En cuanto a la verificación del desempeño de la reserva primaria, las autoridades otorgadas al OC en la Resolución SIE-030-2014-MEM son suficientes y están en consonancia con las buenas prácticas internacionales. Sin embargo, carecen de un requisito técnico correspondiente para los generadores. Se recomienda exigir que cada generador capaz de proporcionar reserva primaria instale un registrador de fallas que, con una desviación de frecuencia, registre el evento y la respuesta de la unidad con una resolución suficiente para verificar con precisión la entrega de la reserva primaria.

Se menciona la reserva secundaria, la participación no es obligatoria, pero no se dan requerimientos técnicos para los generadores que participan. De ahí las siguientes recomendaciones:

- Definir un tiempo de activación límite para el servicio de regulación de frecuencias secundarias después de recibir un orden del operador del sistema;
- Definir la precisión de la respuesta del generador (comparada con el valor señalado), según el ejemplo alemán;
- Definir los requerimientos para las capacidades de la velocidad de rampa.

El OC ha realizado estudios sobre la mejora de la respuesta secundaria en la República Dominicana (informes sobre la Coordinación Integral del Servicio RSF en Unidades Generadores del SENI no. OC-GO-14-CISRSF1603-160323-VO y Resultados Coordinación Integral del Servicio RSF en Unidades Generadores del SENI no. OC-GO-14-CISRSF1609-160316-VO) en los últimos años e identificó una serie de actualizaciones necesarias, como la introducción de un sistema de AGC y requisitos más detallados para las unidades de reserva secundaria. Esto último se refleja en la propuesta de actualización de la RALGE, que ya tiene aplicadas las recomendaciones antes mencionadas, mientras que entretanto se ha introducido un sistema de AGC.

2.4 Requerimientos de control de frecuencia avanzados para ERV

2.4.1 Experiencia internacional

Los requerimientos de control de frecuencia total para los generadores de ERV son todavía algo poco comunes, pero se han introducido en algunos países con una cuota elevada de energía eólica como Dinamarca. El requerimiento que se muestra en la Ilustración 3 es aplicable a las centrales eólicas danesas con una capacidad instalada superior a 25 MW y requiere lo siguiente:

- Capacidad de funcionamiento controlado por delta (funcionamiento a un valor definido de MW por debajo de la potencia disponible, lo que hace que la central eólica esté disponible para rampas de ascenso rápidas);
- Capacidad de recibir a distancia una serie de ajustes del estadismo para diferentes rangos de frecuencia;
- Capacidad de recibir consignas de potencia activa a distancia (lo que implica una posible participación en el suministro de reservas primarias y secundarias).

Esto son simplemente requisitos para que las plantas de energía eólica tengan esas capacidades técnicas. El control de frecuencia total de las plantas de energía eólica no se utiliza (todavía) a gran escala en Dinamarca, pero será posible con las nuevas instalaciones (a partir de 2015) una vez que surja la necesidad de hacerlo. Recientemente se han llevado a cabo pruebas con plantas de energía eólica en el mar.

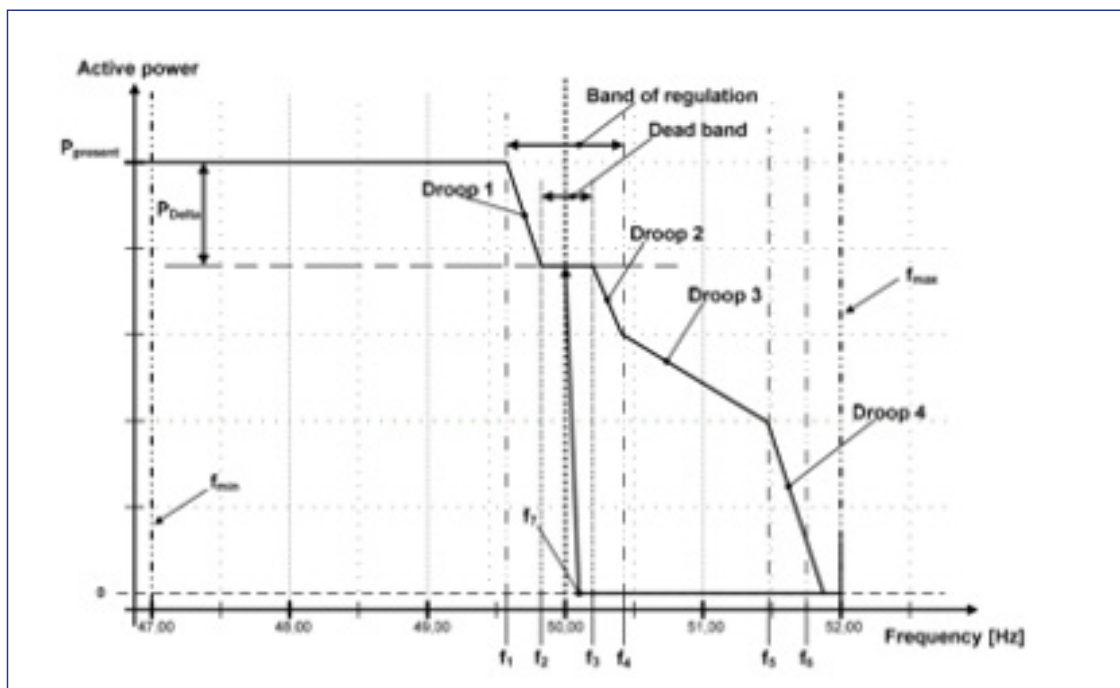


Ilustración 3: Requerimiento del código de red danés para la capacidad de control de frecuencia de las grandes centrales eólicas, que combinan una capacidad plena de reserva primaria (estatismo 1 y estatismo 2) con dos etapas diferentes de MRPFL-0 (estatismo 3 y estatismo 4), lo que implica que también debe ser posible el control por delta. Las frecuencias y los ajustes del estatismo son elegidos por el operador de la red y transmitidos a distancia.

Algunos países, como Irlanda y Alemania, requieren la posibilidad de controlar a distancia la potencia activa de las instalaciones de ERV por encima de un cierto tamaño. Las unidades deben ser capaces de seguir las señales de consigna de potencia activa mientras transmiten su salida máxima teórica al operador. Esta capacidad podría utilizarse para proporcionar señales del AGC a las unidades, permitiéndoles así participar en las reservas secundarias, lo que actualmente no se hace en la operación real. [4][5]

2.4.2 Disposiciones vigentes en los documentos analizados en la República Dominicana

Estos requerimientos no se encontraron en los documentos analizados. Aunque el Código de Conexión establece que todas las unidades generadoras de más de 5 MW deben transmitir informaciones seleccionadas y el Reglamento complementario de las INGERES establece que las ERV también deben ser capaces de suministrar datos al CCE (véase Sección 5.1), no se menciona que las unidades de ERV también deban seguir las consignas

recibidas. No hay requerimientos para la capacidad de reserva primaria o secundaria de ERV.

2.4.3 Comentarios y recomendaciones para la República Dominicana

Se recomienda exigir la capacidad de control de la potencia activa de las plantas de energía renovable que superen un determinado tamaño (el tamaño se definirá específicamente para la República Dominicana, en función del tamaño y las características del sistema).

Debería discutirse la capacidad de reserva de las centrales eólicas y fotovoltaicas, ya que éstas pueden resultar muy útiles si el porcentaje de ERV del sistema es elevado. El ARTÍCULO 118 del Reglamento de Aplicación de la Ley de Incentivos para la ER ya establece que las plantas renovables deben tener prioridad en el despacho tanto de energía activa como de servicios auxiliares. Esto puede ser obviamente muy ventajoso durante los tiempos de alta penetración de la ERV, ya que reduce la necesidad del

despacho forzado de las fuentes convencionales. Sin embargo, es necesario exigir que los generadores de ERV sean capaces de proporcionar una reserva primaria y secundaria en primer lugar. Si se va a adoptar esta estrategia, se recomiendan encarecidamente requisitos como los del ejemplo dado de Dinamarca.

El proyecto de modificación de la RALGE que se está examinando actualmente también tiene por objeto exigir capacidades de control de frecuencia total a todos los generadores de más de 10 MW, lo que estaría en consonancia con los requisitos daneses.

2.5 Adquisición y despacho de reservas

2.5.1 Experiencia internacional

El despacho de reservas ya sea determinado por un mercado de reservas (como en los sistemas eléctricos desagregados) o por decisión del despachador central (en sistema integrados verticalmente), es principalmente una cuestión económica, dado que

se dispone de suficientes generadores capaces. Las centrales de generación que proporcionan reservas positivas tienen que ser despachadas por debajo de su potencia de salida máxima, ya sea produciendo menos energía y perdiendo ingresos (desagregadas) y requiriendo que esa generación sea proporcionada por otra unidad más costosa (tanto desagregada como integrada verticalmente). Las unidades que proporcionan reservas negativas tienen que funcionar con un margen por encima de su potencia de salida mínima, lo que supone una capacidad de funcionamiento que puede desplazar a otras unidades más baratas (especialmente ERV). Por lo tanto, hay un costo de las reservas operativas que debe tenerse en cuenta al encontrar el despacho de menor costo. En el sistema desagregado europeo, las reservas se adquieren a través de los mercados de reserva en los que pueden participar los generadores precalificados. Los mercados de reserva pueden ser diarios, semanales o, en raras ocasiones, intradía, con productos de reserva (el tiempo durante el cual se presta el servicio) que van de una hora a una semana. Para un sistema integrado verticalmente, las reservas son simplemente una restricción adicional en el problema de la optimización que proporciona el despacho de menor costo. [6]

2.5.2 Disposiciones vigentes en los documentos analizados en la República Dominicana

Tabla 7: Contenido de los documentos evaluados de la República Dominicana relacionados con la adquisición y el despacho de reservas.

Fuente	Extractos de documentos seleccionados
<p>Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad</p>	<p>ARTÍCULO 396: Habilitación de unidades generadoras para RSF.</p> <p>a) Para la habilitación de una o más unidades, a fin de participar en la RPF/RSF del sistema, el OC deberá verificar el cumplimiento de los requerimientos técnicos e información establecidos para realizar la RPF/RSF, establecida en el presente procedimiento.</p> <p>b) De cumplir todos los requerimientos técnicos y haber suministrado la información, el OC deberá notificar al Agente del MEM solicitante que su máquina se encuentra habilitada para participar en la RPF/RSF.</p> <p>c) La habilitación de una maquina entra en vigor a partir de la siguiente programación semanal.</p> <p>d) De no existir solicitudes para realizar la RPF/RSF, el OC calificará a las centrales para realizar esta función sobre la base de la información técnica disponible.</p> <p>e) El Agente del MEM deberá notificar al OC cualquier cambio que desee</p> <p>ARTÍCULO 399. – Determinación de la Reserva Rotante. El OC deberá elaborar la programación del despacho de la Reserva Rotante considerando las máquinas de regulación disponibles. Esta programación considerará una Reserva Rotante para RPF de tres por ciento (3%) a cinco por ciento (5 %) de la demanda estimada en el programa de operación. Asimismo, se deberá contemplar una Reserva Rotante para RSF de tres por ciento (3%) a cinco por ciento (5 %) de la demanda estimada en el programa de operación. La Reserva Rotante establecida para RPF y RSF deberá ser programada para cada intervalo horario, expresada en MW.</p> <p>El porcentaje de reserva para RPF y RSF en los programas de operación en ningún caso podrá superar un cinco por ciento (5%) para RPF y un cinco por ciento (5%) para RSF.</p> <p>En caso de haber separación del Sistema en subsistemas temporalmente aislados, la Reserva Rotante deberá calcularse y programarse separadamente para cada subsistema aislado.</p> <p>En caso de haberse agotado la Reserva Rotante disponible de la lista de méritos, el OC o el CCE, según corresponda, podrá asignar Reserva Rotante a otros generadores no previstos inicialmente en la programación.</p> <p>ARTÍCULO 400. – Selección de las Unidades Para Reserva Rotante. Generalmente todas las unidades pueden regular la frecuencia sea primaria o secundaria del Sistema, sin embargo, no todas ellas pueden mantener la frecuencia en los rangos requeridos por las normas. Solamente algunas máquinas pueden aportar reserva para regular la frecuencia del sistema, en consecuencia, es necesario elaborar una lista de méritos y establecer la forma de asignación con las unidades que reúnan las condiciones descritas en el presente procedimiento y con cargo a ser verificadas mediante pruebas coordinadas por el OC.</p> <p>ARTÍCULO 395. – La habilitación de una máquina o conjunto de máquinas para participar en la RPF significa un compromiso del Agente del MEM de aportar la reserva cada vez que el OC la considere en la programación semanal o diaria y en tiempo real le sea solicitado por el CCE.</p> <p>ARTÍCULO 397. – Igual que el anterior, pero para RSF.</p>

	<p>ARTÍCULO 401. - Lista de Méritos de las Unidades de Generación.</p> <p>El OC contará con una lista de méritos incluyendo a las centrales hidroeléctricas y térmicas con las características de los reguladores de velocidad, así como el gradiente de toma de carga, los costos variables totales, etc.</p> <p>El OC seleccionará y tomará decisiones para la asignación de la Reserva Rotante total del Sistema; proceso que se hará en función a los datos, según lo indicado en el presente procedimiento.</p> <p>El OC ordenará una lista de Méritos para RPF de las centrales calificadas para participar en la Regulación de Frecuencia. El orden de mérito se constituirá en función del indicador (ver fórmula en la página 221).</p> <p>El rango de potencia para regulación asignado a las máquinas será como máximo igual al solicitado por el Agente del MEM generador. La asignación de las máquinas para la RSF será realizada por el OC en función de los costos variables de operación de las unidades y los parámetros de regulación de frecuencia, de modo de minimizar el costo de la RSF.</p> <p>En caso de no contar con suficientes unidades despachadas para regular frecuencia, el OC podrá disponer la entrada en operación de unidades más caras para realizar la regulación de frecuencia. Los propietarios de estas unidades deberán ser compensados en sus costos operativos de acuerdo con la diferencia entre su costo variable de producción y el costo marginal de energía en la barra de inyección de la unidad.</p>
RESOLUCION SIE-030-2014-MEM	<p>En esta resolución se describe el procedimiento para la prestación del servicio de regulación primaria de frecuencia. Define que el OC tiene la obligación de asignar para cada unidad generadora (que está programada para operar en el SENI) un margen de RPF de al menos el 3% de su potencia disponible sin exceder el margen permitido de cada planta.</p> <p>Cuando el OC prepare el programa de despacho y asigne el margen de RPF a cada planta, en caso de que una planta no pueda cumplir con el margen asignado, el OC asignará el margen faltante a otras plantas, siguiendo el procedimiento descrito en esta resolución.</p>

Comentarios y recomendaciones para la República Dominicana

La regulación de despacho y la adquisición de reservas están definidas claramente y no representan un obstáculo para el desarrollo ulterior del sistema. Sin embargo, con el aumento del porcentaje de ERV, las fluctuaciones de ERV pueden afectar a la cantidad de reservas necesarias. Limitando las reservas a un máximo del 5 % de la carga (como se muestra en la Ley General de Electricidad), se limita potencialmente la penetración de ERV. Sin embargo, en el Resolución SIE-030-2014-MEM, el

límite del 5 % ya no se menciona, y el OC puede solicitar un aumento de la capacidad de reserva permitida por la SIE. Se recomienda encarecidamente elaborar un método más detallado para evaluar la demanda de reservas. El número del 5 % debe ser eliminado de la regulación, ya que incurrirá en discusiones cada vez que se cambie el valor. La demanda de reserva debería estar vinculada a una metodología transparente. El proyecto de actualización de la RALGE especifica en realidad dos métodos diferentes, el probabilístico (basado en la contingencia) y el determinístico. Este último podría actualizarse para incluir la alimentación prevista de la ERV.



3. CONTROL DE VOLTAJE

3.1 Rangos de operación de voltaje

3.1.1 Experiencia internacional

Al igual que para los rangos de operación de la frecuencia, las centrales de generación en un sistema de energía deben mostrar un comportamiento definido durante el funcionamiento normal, así como durante los acontecimientos en el sistema que conduzcan a una violación del rango de voltaje normal. Los requerimientos pueden diferir según el tipo y el tamaño del generador, en función de las capacidades de este y del nivel de voltaje del punto de conexión, pero deben ser uniformes, siempre que sea posible, para evitar que aumente la dependencia de la estabilidad del sistema de la situación de despacho. Estos requerimientos deben definirse claramente en un código de red para garantizar la idoneidad de todas las centrales de generación y la transparencia para todas las partes involucradas.

Los códigos de red suelen especificar una serie de rangos de voltaje diferentes para centrales de generación. Los generadores deben ser capaces de mantener una operación ilimitada con un voltaje dentro de un cierto rango alrededor de 1.0 p.u. Si el parámetro se sale de este rango de operación normal, las unidades no pueden desconectarse inmediatamente, y deben mantener su operación durante un tiempo mínimo especificado. Fuera de esta ventana de operación limitada, se declara una falla del sistema y se aplican los requerimientos de protección y comportamiento ante fallas (véase Sección 4).

Los Códigos de Red de la UE especifican diferentes rangos para las centrales de generación, dependiendo del área síncrona a la que está conectada la central de generación (véase Tabla 8).

Tabla 8: Rangos de voltaje para centrales de generación conectadas a 110 kV y más, de conformidad con los Códigos de Red de la UE.

Synchronous area	Voltage range	Time period for operation
Continental Europe	0,82 pu-0,90 pu	90 minutes
	0,90 pu-1,118 pu	Unlimited
	1,118 pu-1,15 pu	To be specified by each TSO, but not less than 20 minutes and not more than 60 minutes
Nordic	0,90 pu-1,05 pu	Unlimited
	1,05 pu-1,10 pu	60 minutes
Great Britain	0,90 pu-1,10 pu	Unlimited
Ireland and Northern Ireland	0,90 pu-1,118 pu	Unlimited
Baltic	0,85 pu-0,90 pu	30 minutes
	0,90 pu-1,118 pu	Unlimited
	1,118 pu-1,15 pu	20 minutes

The table shows the minimum time periods during which a power-generating module must be capable of operating for voltages deviating from the reference 1 pu value at the connection point without disconnecting from the network, where the voltage base for pu values is from 110 kV to 300 kV.

3.1.2 Disposiciones vigentes en los documentos analizados en la República Dominicana

para los generadores, sino solo requerimientos generales para los rangos de voltaje en los embarrados. La Tabla 9 muestra las secciones extraídas (y traducidas) pertinentes.

Los documentos del código de red de la República Dominicana no especifican explícitamente un rango operativo de voltaje

Tabla 9: Contenido de los documentos evaluados de la República Dominicana relacionados con los rangos operativos de voltaje.

Fuente	Extractos de documentos seleccionados
Procedimiento complementario para INGERE	<p>ARTÍCULO 15: REQUERIMIENTOS DE VOLTAJE DE OPERACIÓN. Los valores de tensión en el punto de interconexión con el SENI estarán contemplados en el Programa Diario de Operación (PDO) o su reprogramación realizados por el OC el cual indicará las consignas de referencias de tensión en diferentes periodos del día.</p> <p>Párrafo I: El sistema de control de tensión de la INGERE debe permitir el ajuste de la tensión en el punto de conexión con el SENI en correspondencia al valor de referencia establecido por el OC.</p>
Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad	<p>ARTÍCULO 149. - La operación del SENI deberá mantener niveles de tensión resultantes, en las distintas subestaciones, dentro de un rango de más o menos cinco por ciento ($\pm 5\%$) en torno a la tensión nominal. Las variaciones de la tensión en la Red de Distribución deberán estar dentro de un rango de más o menos siete punto cinco por ciento ($\pm 7.5\%$) de la tensión nominal en zonas urbanas y de más o menos diez por ciento ($\pm 10\%$) en zonas rurales, salvo Caso Fortuito o Fuerza Mayor. Las tensiones nominales de las instalaciones, es decir, aquellas con las que se designa el sistema y a las que se refieren algunas de sus características de operación, serán aquellas aprobadas por la SIE en virtud de lo dispuesto en el ARTÍCULO anterior de este Reglamento.</p>
Código de Conexión	<p>Sección CC4.1: En estado de operación normal (N, número de elementos del sistema) y ante contingencias simples (N-1, falla un elemento del sistema) al agente, de acuerdo con la naturaleza de su actividad contribuirá a mantener el voltaje dentro de los rangos de variación máximos permitidos serán los siguientes:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Barras de 69kV, 138kV o mayor: $\pm 5\%$ 2. Barras de los Generadores: $\pm 5\%$ 3. Barras de distribución: $\pm 7.5\%$ (zonas urbanas); $\pm 10\%$ (zonas rurales)

3.1.3 Comentarios y recomendaciones para la República Dominicana

Se recomienda introducir un requerimiento de rango de voltaje especial para los generadores. Actualmente se asume que los generadores deben permanecer en línea dentro de los límites dados para la red, sin embargo, esto no se indica explícitamente. Los rangos recogidos en los códigos de red internacionales son normalmente más amplios que los que se dan durante el funcionamiento normal para prevenir que, en caso de un subvoltaje o sobrevoltaje leve, caiga toda la generación. El borrador de actualización de la RALGE tampoco contiene todavía esos requisitos específicos para los generadores.

3.2 Rangos de potencia reactiva

3.2.1 Experiencia internacional

Es una buena práctica común exigir la capacidad de proporcionar potencia reactiva para el soporte de voltaje de todos los

generadores conectados a la red de transmisión y a la red de distribución de media tensión. El rango de potencia reactiva requerido no informa sobre el uso real de la potencia reactiva de las unidades generadoras, esta es simplemente una condición previa para conectarse. El operador de la red puede entonces, por lo general, decidir qué comportamiento de la potencia reactiva se requiere de cada generador (véase Sección 3.3). Al exigir la capacidad de suministro de potencia reactiva, el operador de la red tiene la opción de utilizarla en caso de que surja un problema en la red en un momento posterior que requiera su uso.

Hay dos tipos de rangos de potencia reactiva que pueden ser requeridos por los códigos de red. El primero, más simple, es un requerimiento para alcanzar un cierto rango de factor de potencia como se muestra en la Ilustración 4. En la mayoría de los casos el factor de potencia oscila entre $\cos\phi = 0,95$ inductivo y $\cos\phi = 0,95$ capacitivo, o $\cos\phi = 0,90$ respectivamente. La mayoría de los inversores para generadores fotovoltaicos y eólicos en el mercado pueden cumplir esos requerimientos, aunque es técnicamente posible que tanto los generadores basados en inversores como los síncronos vayan más allá (véase Ilustración 5

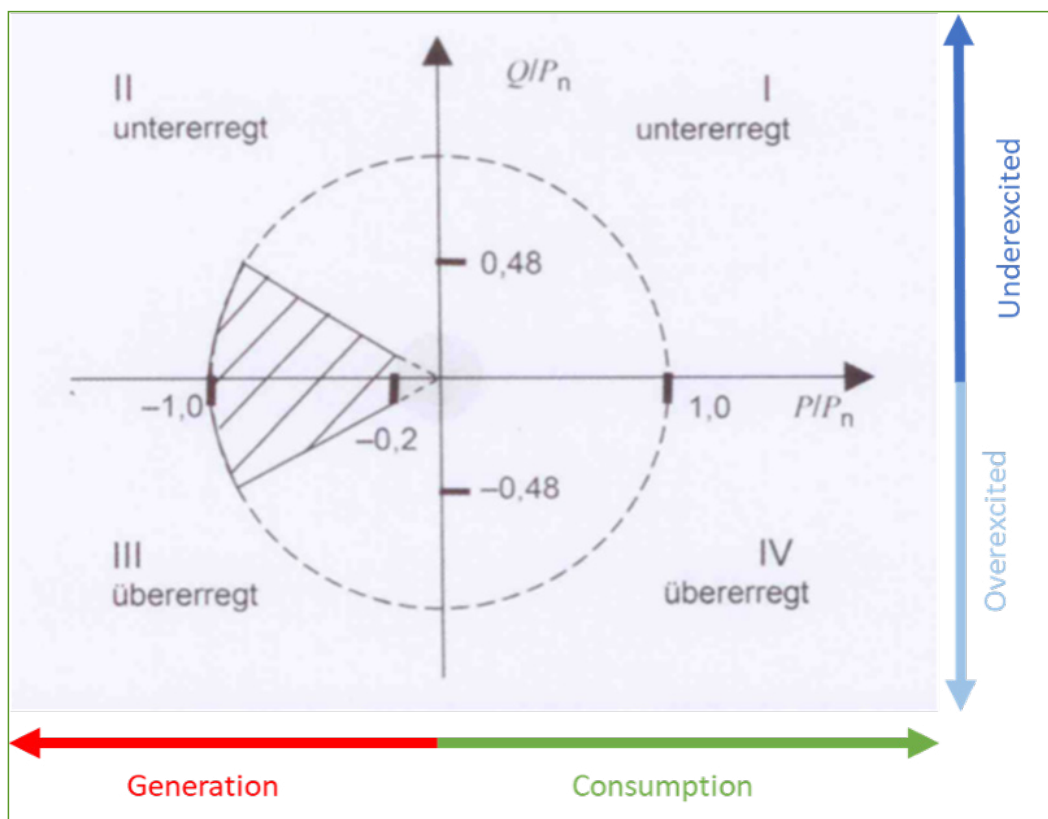


Ilustración 4: Representación en cuatro cuadrantes del requerimiento de funcionamiento en el rango de $\cos\phi =$ rango de 0,90 para generadores $> 13,8$ kVA del código de red alemán de baja tensión. (Se utiliza la convención de signos pasivos, por lo que la generación es negativa) [7]

y Ilustración 6). En muchos códigos de red (Alemania, Irlanda, Gran Bretaña) las unidades no están obligadas a proporcionar ninguna potencia reactiva cuando operan por debajo del 10 o el 20 % de su potencia activa nominal.

La limitación de los requerimientos de potencia reactiva a un determinado rango de factores de potencia es una simplificación común y se utiliza principalmente en los códigos de red de distribución o en los códigos de red aplicables a pequeños generadores. Es posible establecer requerimientos más estrictos, ya que las curvas de capacidad real de la potencia reactiva en la mayoría de los generadores no se limitan a un determinado

factor de potencia. La Ilustración 5 muestra el ejemplo de un inversor fotovoltaico moderno, en el que la corriente reactiva está limitada principalmente por el límite de corriente del inversor y los controles del software.

Los generadores síncronos están limitados por el ángulo del rotor para un funcionamiento inductivo y por las limitaciones térmicas de los bobinados para un funcionamiento capacitivo, como se muestra en la Ilustración 6, con el rango operativo P/Q también normalmente mucho mayor que un rango de $\cos\phi = 0,9$. (Los gráficos de varios operadores de redes muestran diferentes convenciones de signos, como se explica en las leyendas)

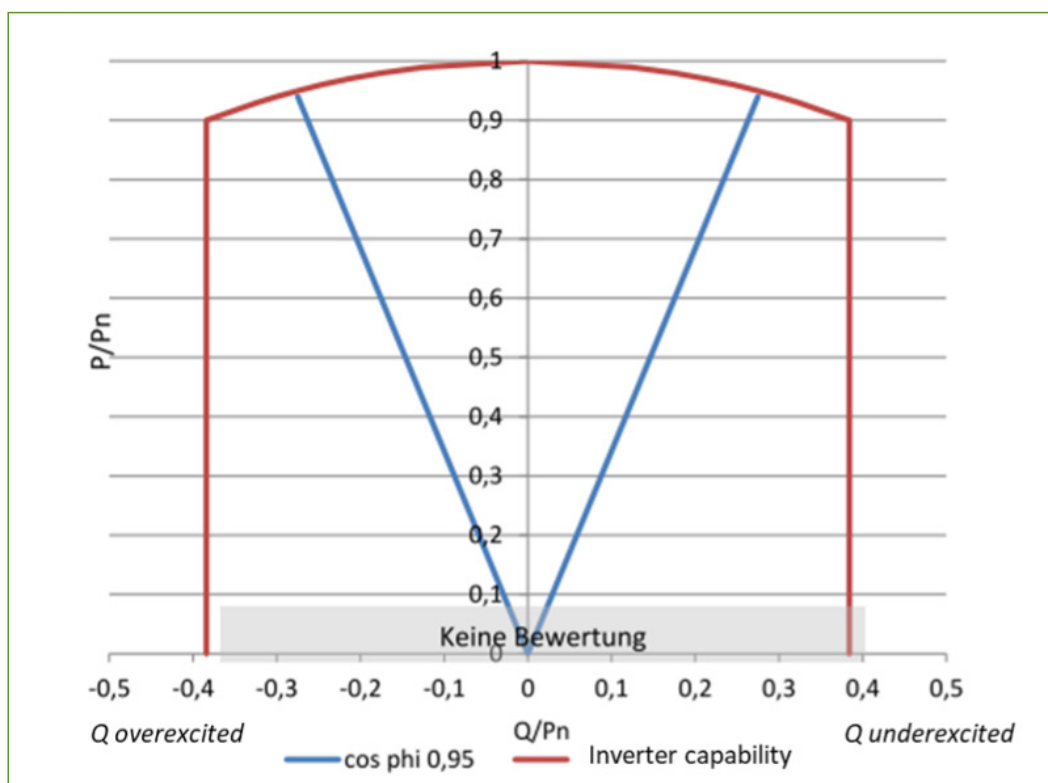


Ilustración 5: Requerimiento ($\cos\phi = 0,95$ para generadores $< 13,8$ kVA) y capacidad real de un inversor fotovoltaico moderno. No se aplican requerimientos para la zona gris (potencia activa inferior al 10 %). Cifra tomada de una publicación del Foro para la Operación de Redes de la Asociación alemana VDE. Convención de signos inconsistente (la generación es positiva, pero el funcionamiento capacitivo es negativo). [8]

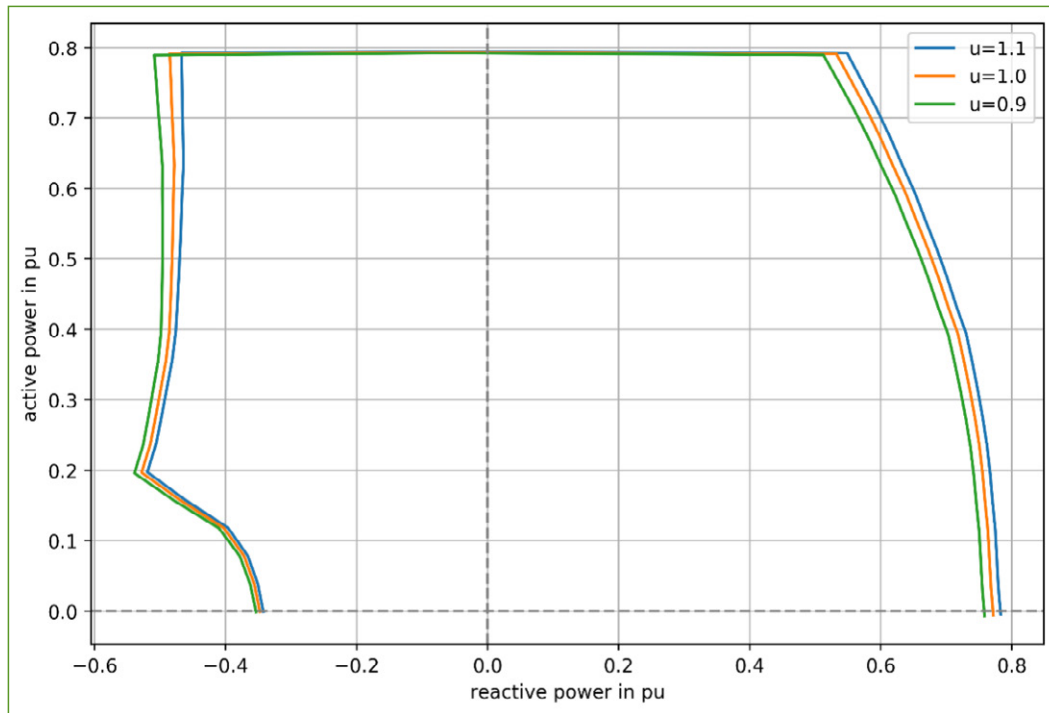


Ilustración 6: Curvas de capacidad de un generador síncrono pequeño con diferentes tensiones, como las analizadas por Energynautics. El funcionamiento inductivo (mitad izquierda) está limitado por el ángulo del rotor, el funcionamiento capacitivo (mitad derecha) está limitado por las limitaciones térmicas de los bobinados del estator, del rotor y del excitador. Convención de signos activa (la generación/funcionamiento capacitivo es positivo).

Especialmente para los códigos de red aplicables a los generadores conectados a la red de alta tensión (subtransmisión, transmisión y algunas partes de la red de distribución), los requerimientos suelen ser más detallados y se asemejan más a las curvas de capacidad reales de los generadores, como se puede ver en la Ilustración 7. Este gráfico del código alemán de alta tensión (aplicable a 110 kV, subtransmisión, pero designado como parte de la red de distribución en Alemania) se combina con la

Ilustración 8, donde la capacidad de la potencia reactiva está relacionada con el voltaje en el punto de conexión. El operador de la red puede asignar uno de los tres marcos operacionales dados a cada generador basándose en las condiciones locales de la red en el momento de la conexión. También existen requerimientos similares en el código de transmisión alemán y en varios códigos de red europeos.

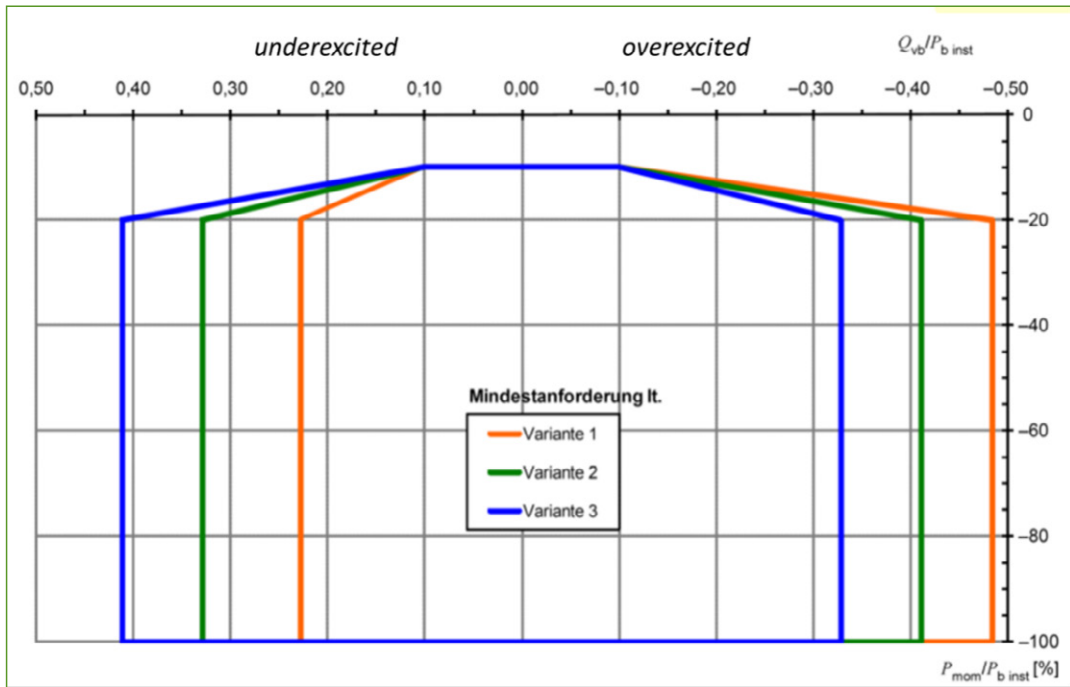


Ilustración 7: Rangos de potencia reactiva de conformidad con el código de red alemán de 110 kV. El operador puede asignar uno de los tres marcos operacionales a un generador basándose en las condiciones de la red local. Convención de signos pasiva (la generación/funcionamiento capacitivo es negativo). [9]

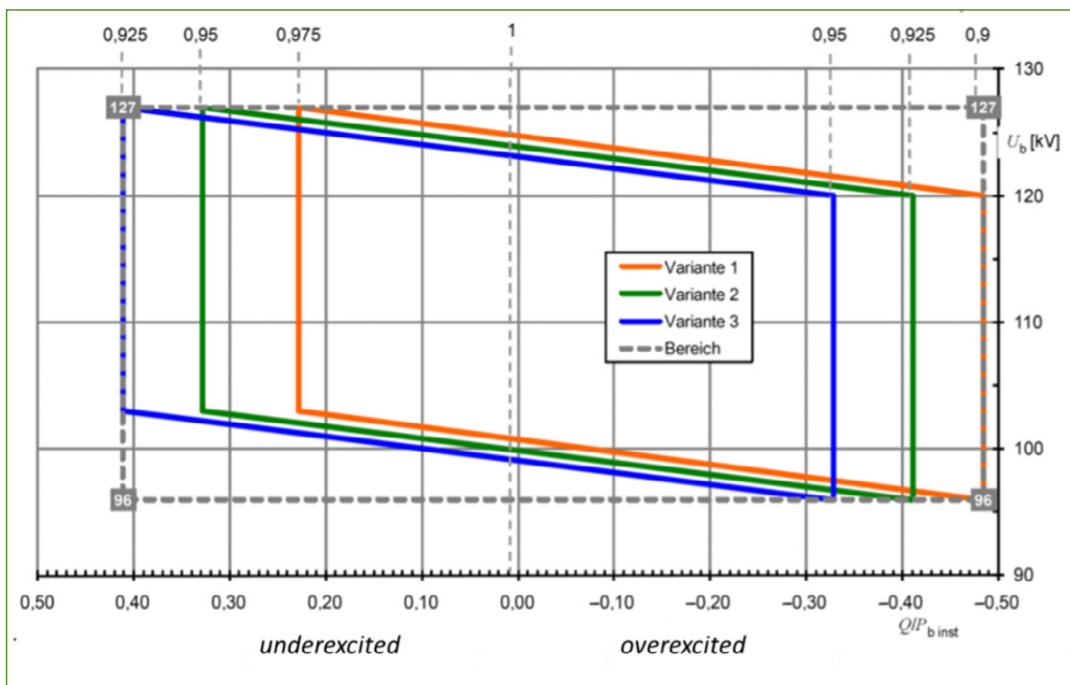


Ilustración 8: Marcos operacionales de potencia reactiva versus voltaje en el punto de conexión asignado a los generadores de conformidad con el código de red alemán de 110 kV, correspondiente a la Ilustración 7. Aplicable a los generadores que operan por encima del 20 % de su potencia de salida activa nominal. Convención de signos pasiva (la generación/funcionamiento capacitivo es negativo). [9]

3.2.2 Disposiciones vigentes en los documentos analizados en la República Dominicana

reactiva. Comentarios y recomendaciones al respecto se encuentran en la Sección 3.2.3.

La Tabla 10 incluye recomendaciones de documentos de la República Dominicana relacionados con los rangos de potencia

Tabla 10: Contenido de los documentos evaluados de la República Dominicana relacionados con los rangos de potencia reactiva y compensaciones.

Fuente	Extractos de documentos seleccionados
Reglamento para la aplicación de la Ley General de Electricidad	<p>ARTÍCULO 232. - ARTÍCULO 232.- Todos los Agentes del MEM están obligados a proveer los equipos necesarios para la supervisión de los niveles de tensión en sus respectivas instalaciones. Los niveles de tensión en las Barras de los Sistemas de Generación, Transmisión y Distribución son regulados directamente por sus titulares, quienes están obligados a mantener los valores de tensión de Barras y Factor de Potencia establecidos por este Reglamento. Los Agentes del MEM operadores de sistemas de generación están obligados a generar y entregar la potencia reactiva inductiva o capacitiva solicitada por el CCE, hasta los límites de capacidad de sus equipos, para mantener los niveles de tensión de Barra adecuados.</p> <p>ARTÍCULO 204. - Regulación de Tensión. Cada Empresa de Generación estará obligada a cumplir con los siguientes mandatos:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Entregar en forma permanente, hasta el noventa por ciento (90%) del límite de potencia reactiva, inductiva o capacitiva, en cualquier punto de operación que esté dentro de las características técnicas de la máquina, dadas por la curva de capacidad para la máxima capacidad de refrigeración. b) Entregar en forma transitoria, el cien por ciento (100%) de la capacidad arriba mencionada durante veinte (20) minutos continuos, con intervalos de cuarenta (40) minutos. c) Mantener la tensión en Barras que le solicite el OC. <p>Párrafo. - La Empresa de Transmisión deberá poner a disposición del SENI todo el equipamiento para el control de tensión y suministro de potencia reactiva, incluyendo compensadores sincrónicos y estáticos y la reserva necesaria.</p>
Procedimiento complementario para INGERE	<p>ARTÍCULO 17: CONTROL DE LA POTENCIA REACTIVA.</p> <p>Las INGERE no-gestionables, deben tener capacidad de ajustar el factor de potencia en el punto de interconexión a los valores establecidos en el ARTÍCULO 124 del RALIERRE.</p>
Reglamento de la Ley sobre Incentivos a las Fuentes Renovables de Energía.	<p>ARTÍCULO 124.- Control de Tensiones. Los generadores en Régimen Especial tendrán obligaciones diferenciadas en función de la tecnología que empleen¹.</p> <p>1. Eólica:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Conectada a red de baja tensión o red aislada: Las instalaciones conectadas deberán tener un factor de potencia lo más próximo posible a la unidad ($\geq 0,98$). No les será exigida la modificación de su factor de potencia ni será retribuida. La compañía distribuidora y el titular podrán pactar factores de potencia distintos, en el contrato técnico de conexión. b. Derogado por Decreto número 646-11 de fecha 21 de octubre de 2011. <p>2. Fotovoltaica:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Derogado por Decreto número 646-11 de fecha 21 de octubre de 2011. b. Conectados a red de alta tensión: El factor de potencia que ETED-CCE puede solicitar a las instalaciones fotovoltaicas no podrá bajar de 0,95. Los pagos por energía reactiva suministrada tendrán que ser acordados por los Generadores con la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED), y el Centro de Control de Energía (CCE). Cada unidad reactiva será retribuida a 6,00 US\$/MWh.

¹ La CNE ha indicado que: hay un error en el Reglamento de la 57-07. Los epígrafes b de los numerales 1 y 2 del Art. 124 fueron derogados mediante el Decreto 646-2011 de fecha 21 de octubre de 2011. A consecuencia de esto lo establecido en el Art. 232 del Reglamento para la aplicación de la ley 125-01 suplementa a dichos requerimientos.

3.2.3 Comentarios y recomendaciones para la República Dominicana

Como se indica en la Tabla 10, en la República Dominicana, “Los Agentes del MEM operadores de sistemas de generación están obligados a generar y entregar la potencia reactiva inductiva o capacitiva solicitada por el CCE, hasta los límites de capacidad de sus equipos, para mantener los niveles de tensión de barra adecuados». Esto no supone un problema para los generadores síncronos que siempre pueden proporcionar potencia reactiva. Sin embargo, permitiría a los PEI de energía fotovoltaica y eólica instalar equipos (antiguos) que no son capaces de proporcionar potencia reactiva.

Los requerimientos específicos de potencia reactiva para ERV no están claramente especificados y han sido parcialmente derogados. El borrador de la modificación de RALGE requiere que el generador de ERV participe en el control del voltaje, pero no especifica un rango de potencia reactiva requerido, sino que se refiere a la curva de capacidad, permitiendo que se instalen unidades con un rango de potencia reactiva muy pequeño.

Se recomienda encarecidamente introducir un rango mínimo de potencia reactiva que cada generador debe ser capaz de proporcionar, preferiblemente en forma de un rango $Q(P)$ como se indica en la Ilustración 7. Este requerimiento debería aplicarse tanto a la generación síncrona como a la basada en inversores.

3.3 Modos de control de la potencia reactiva

3.3.1 Experiencia internacional

Los rangos de potencia reactiva descritos en la sección anterior requieren que los generadores sean capaces de proporcionar una cierta cantidad de potencia reactiva en función de la potencia activa de salida y el voltaje en el punto de conexión. Esto en sí mismo no requiere un requerimiento adicional que determine los modos de control de la potencia reactiva. Hay cuatro modos de control principales:

- Contribución de potencia reactiva fija (ya sea fija $\cos\phi$ o fija Q , esto incluye consignas de potencia reactiva por control remoto);
- Contribución de la potencia reactiva dependiente del voltaje ($\cos\phi(U)$ o $Q(U)$), como se muestra en la Ilustración 10 e Ilustración 11;
- Contribución de la potencia reactiva dependiente de la potencia de salida activa ($\cos\phi(P)$ o $Q(P)$) como se muestra en la Ilustración 9;
- Control de voltaje activo en el que los controles del generador (regulador automático de voltaje (AVR)) intentan llevar el voltaje de vuelta a un valor nominal o a una banda muerta, hasta que se alcanza el límite operacional.

Estos también se mencionan en los Códigos de Red de la UE, pero la aplicación se deja a los operadores individuales de la red. La práctica común es exigir que los generadores sean capaces de implementar más de un modo, o todos los modos de control. El operador de la red decidirá entonces cuáles se utilizan en función de las condiciones locales de la red, y a menudo también puede cambiar el modo de control según sea necesario, ya sea manualmente o por control remoto. Para los enfoques basados en características ($\cos\phi(U)$, $Q(U)$, $\cos\phi(P)$ y $Q(P)$), el operador de la red también elegirá la característica utilizada.

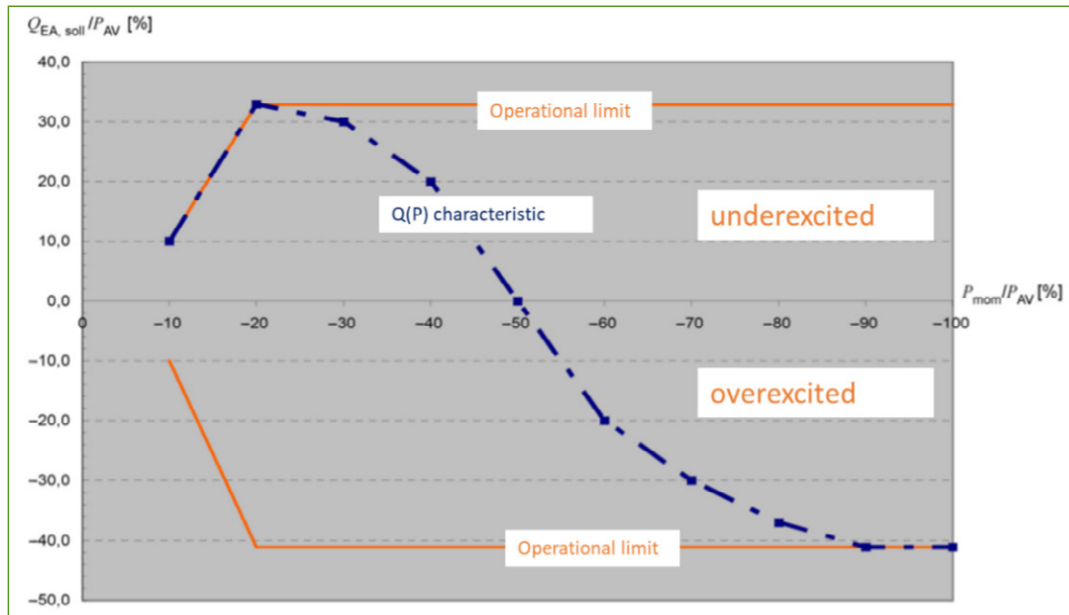


Ilustración 9: Ejemplo de la característica Q(P) del código de red alemán de 110 kV, usando los marcos operacionales verdes de la Ilustración 7 como límite operacional. Convención de signos pasiva (funcionamiento capacitivo negativo). [9]

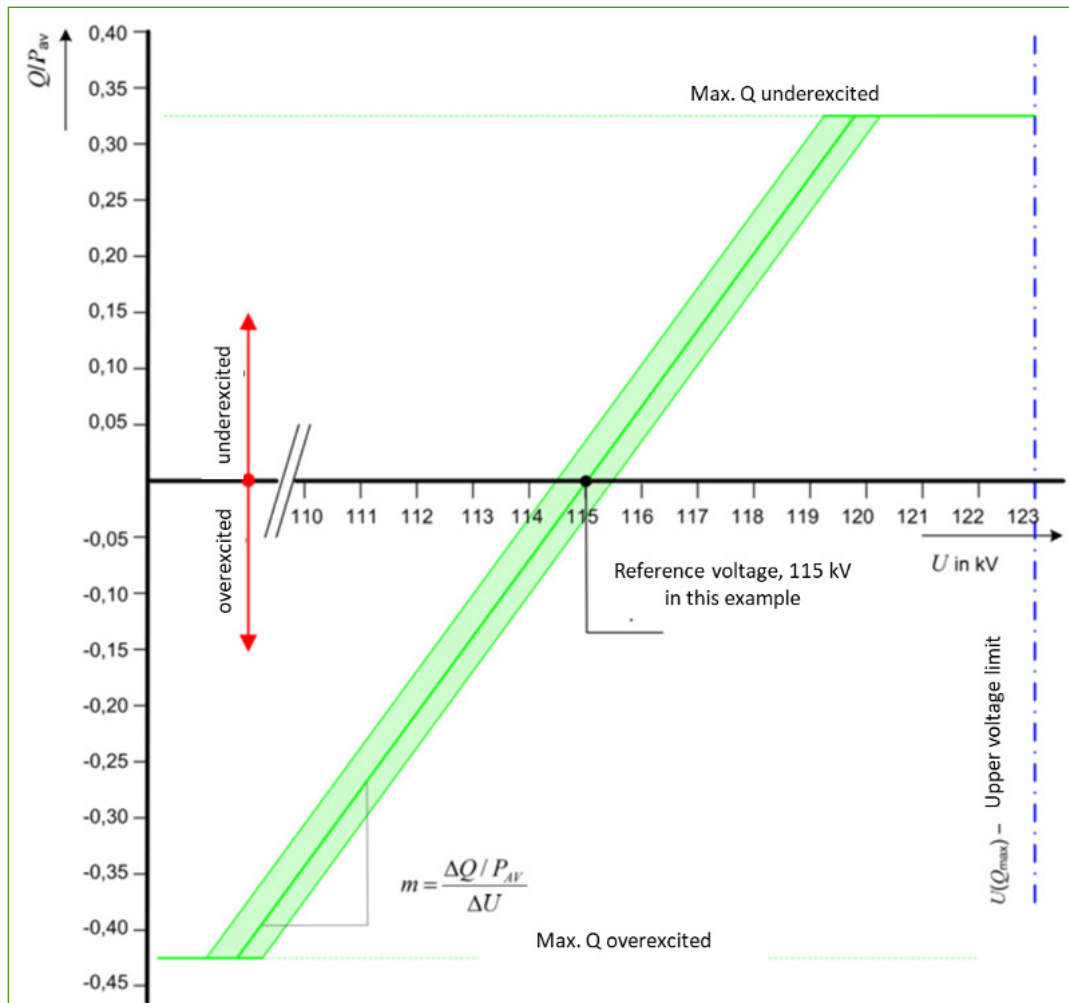


Ilustración 10: Característica Q(U) del código de red alemán de 110 kV. Convención de signos pasiva (funcionamiento capacitivo negativo). [9]

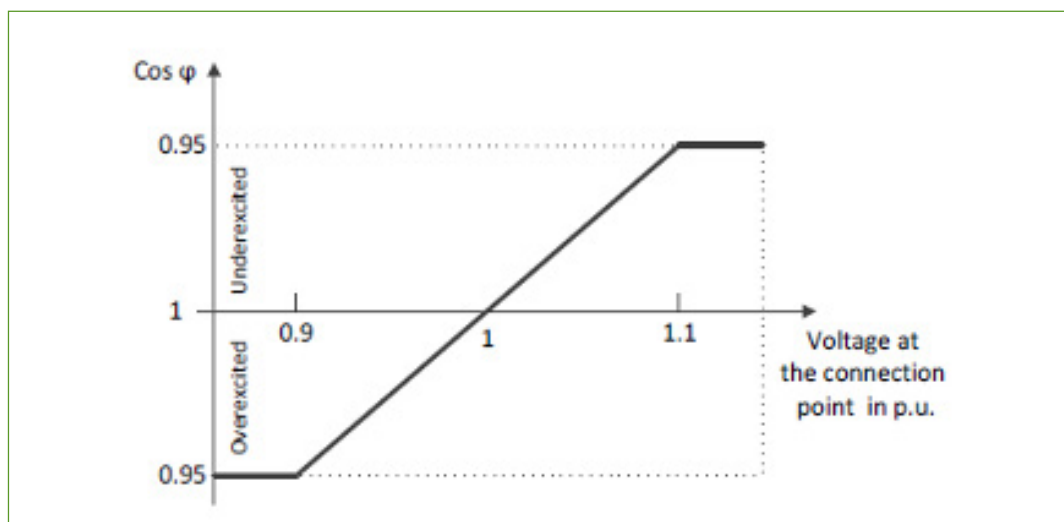


Ilustración 11: Característica $\text{Cos } \varphi (U)$ (ejemplo). Convención de signos pasiva (funcionamiento capacitivo negativo).

3.3.2 Disposiciones vigentes en los documentos analizados en la República Dominicana

Los requerimientos de control de voltaje válidos para todos los generadores conectados al SENI de los documentos de la República Dominicana analizados se muestran en la Tabla 11. Los aspectos comerciales del suministro de energía reactiva, que también forman parte de los documentos examinados, no suelen ser una cuestión de

código de red y, por lo tanto, no se abordan en lo que sigue.

Tabla 11: Contenido de los documentos evaluados de la República Dominicana relacionados con los rangos de potencia reactiva y modos de control.

Fuente	Extractos de documentos seleccionados
Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad	<p>ARTÍCULO 151. - Las Empresas Eléctricas de Transmisión y de Distribución, participantes en el SENI, serán responsables por el control del flujo de energía reactiva en los puntos de intercambio.</p> <p>Párrafo. - Los generadores requeridos al despacho por razones económicas, de seguridad y de regulación de tensión están obligados a participar en el control de tensión, por medio de la generación o absorción de potencia reactiva según se especifica a continuación:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Entregar en forma permanente, hasta el noventa por ciento (90%) del límite de potencia reactiva, inductiva o capacitiva, en cualquier punto de operación que esté dentro de las características técnicas de la máquina, dadas por la curva de capacidad. b) Entregar en forma transitoria, el cien por ciento (100%) de la capacidad arriba mencionada durante 20 minutos continuos, con intervalos de 40 minutos. c) Establecer los taps (intercambiadores de tensión) de los transformadores en las posiciones que el OC solicite. d) Mantener la tensión en Barras que el OC solicite.
SIE-E-CSIE-SI-2014-0078	Este documento de comunicación de la SIE al OC de 2014 establece que las instrucciones de voltaje y los valores de energía reactiva listados en el programa de operación emitido por el OC son obligatorios para todos los agentes del MEM.
OC-GG-14-COCVERCART1310-131028-V0	Informe del OC sobre la simulación de un período de 1 mes para verificar la propuesta de reglamento sobre los aspectos técnicos y comerciales de la regulación del voltaje y la provisión de energía reactiva en el sistema eléctrico de la República Dominicana. Este estudio preparado por el OC-SENI tenía por objeto verificar el impacto operacional de la aplicación del reglamento y definir los criterios operacionales básicos que se debían considerar para asegurar el objetivo del reglamento. Se definieron los nodos piloto donde se controlarían los voltajes del SENI. Cada nodo piloto tiene asignado un grupo de generadores que se encargará de mantener la tensión de consigna establecida para ese nodo. Para definir las tensiones en los nodos piloto de la zona de influencia de cada generador, se realizaron estudios de criterio n-1 en los programas de operación de las plantas generadoras del SENI, para que el disparo intempestivo de la planta no sobrecargue los sistemas de excitación de las demás plantas del SENI.

3.3.3 Comentarios y recomendaciones para la República Dominicana

Los documentos de la República Dominicana requieren actualmente la instalación del AVR para el control de $Q(U)$, así como la implementación de consignas de potencia reactiva. No está claro si estos requerimientos son aplicables a todos los generadores, incluidos los de ERV. Si ese es el caso, los requerimientos serían suficientes. Se recomienda introducir la capacidad adicional de introducir características $Q(P)$, pero no es crucial.

En el borrador de actualización de la RALGE, los requisitos básicos no se modifican de forma significativa, pero se exige explícitamente a la ERV que participe en el control de la tensión, lo cual es suficiente a este respecto. Como se ha mencionado en la sección anterior, se requiere la adición de un rango mínimo obligatorio de potencia reactiva para utilizar plenamente esta capacidad.

4. COMPORTAMIENTO EN CASO DE FALLAS



4.1 Huecos de tensión (LVRT)

4.1.1 Experiencia internacional

EL LVRT o hueco de tensión describe la capacidad de un generador de permanecer en línea y no desconectarse durante caídas de voltaje de duración limitada, en un marco operacional típico de LVRT como el que se muestra en la Ilustración 12. La necesidad de este requerimiento se introdujo por primera vez en Alemania, cuando uno de los GRT observó que una falla en la

red de transmisión en el norte de Alemania podría provocar el disparo de varios GW de generación de viento, incluso si la falla fuera subsanada por los mecanismos de protección. Las turbinas eólicas en ese momento no estaban equipadas con ninguna protección contra los huecos de tensión y producirían un disparo inmediato en cuanto la tensión estuviera fuera del rango operativo normal. Técnicamente, los huecos de tensión son menos problemáticos para las unidades fotovoltaicas, porque, gracias a que su fuente de energía está basada en el silicio, se puede forzar una salida cero inmediata (en el caso de huecos de tensión cero),²

² Esto no significa que todos los inversores fotovoltaicos puedan proporcionar intrínsecamente LVRT, pero las soluciones técnicas suelen ser más fáciles y baratas que en las turbinas eólicas u otras maquinarias rotativas.

mientras que las turbinas de viento y otras máquinas rotativas, en este caso, tienen que quemar el exceso de energía cinética. Las turbinas eólicas y los inversores fotovoltaicos que se encuentran hoy en día en el mercado suelen ofrecer esta capacidad, pero es posible que las unidades más antiguas no puedan cumplir con los requerimientos de LVRT.³

Los parámetros de una curva de huecos de tensión se determinan en base a los datos operacionales del GRT, incluyendo los tiempos típicos de subsanación de fallas y los tiempos de recuperación de tensión para los diferentes tipos de fallas. Especialmente para los generadores distribuidos, a menudo no es necesario pasar por la tensión cero (véase igualmente la Ilustración 12). Si se produce una falla muy cerca de los terminales del generador es permisible, o incluso aconsejable, una desconexión. El propósito principal del LVRT es evitar una desconexión generalizada de los generadores debido a una falla en la red de transmisión, en cuyo caso la caída de tensión afectaría a una gran área. En este caso, los generadores conectados a la red de distribución dispondrán principalmente de una tensión remanente en el rango de 5 - 30 % (como se describe en los Códigos de Red de la UE), lo que supone que los generadores tienen que poder soportar tales condiciones durante un cierto período de tiempo determinado. Los valores exactos siempre tienen que calcularse en base a las condiciones locales.

Se permite establecer diferentes marcos operacionales de LVRT para los generadores síncronos y los basados en inversores. Si bien la idea original era que los generadores de ERV cumplieran

con los mismos estándares que las unidades síncronas, que, debido a las características inherentes de la máquina síncrona, generalmente tienen pocos problemas para afrontar fallas, ha resultado que los generadores de inversores pueden en realidad cumplir con requerimientos más estrictos de LVRT, si se configuran de manera adecuada. El comportamiento LVRT de un generador con inversor puede ser parametrizado, mientras que el comportamiento de una máquina síncrona es físicamente inherente y depende principalmente de los parámetros de la máquina y de los ajustes de protección. Esto da como resultado diferentes marcos operacionales de LVRT, tal y como muestran la Ilustración 13 e Ilustración 14 en algunos códigos de red. [2] Los ejemplos incluyen un requerimiento de hueco de tensión cero (ZRVT), ya que se aplican a los generadores conectados a 110 kV que pueden experimentar realmente tales condiciones, así como un requerimiento de hueco de tensión alto (HRVT) de hasta 1,30 p.u., limitado en el tiempo. Además, los códigos de la red alemán contienen requerimientos que deben cumplirse consecutivamente en caso de fallas múltiples. Cabe señalar que los requerimientos suelen aplicarse en el punto de conexión de una instalación a la red. En el caso de centrales eólicas más grandes, toda la instalación en su conjunto tiene que cumplir estos requerimientos y no solo las turbinas en particular. El requerimiento de hueco de tensión cero (ZRVT) no se aplica a cada turbina de viento, sino al punto de conexión. Debido a los transformadores y cables de las instalaciones, los propios generadores mantienen algo de tensión restante incluso con un hueco de tensión cero en el punto de conexión.

³ Los generadores de inducción acoplados directamente a la red son intrínsecamente incapaces de proporcionar LVRT, a menos que estén equipados con equipos adicionales como baterías de condensadores. Los generadores de inducción doblemente alimentados (DFIG) más antiguos tampoco pueden proporcionar LVRT.

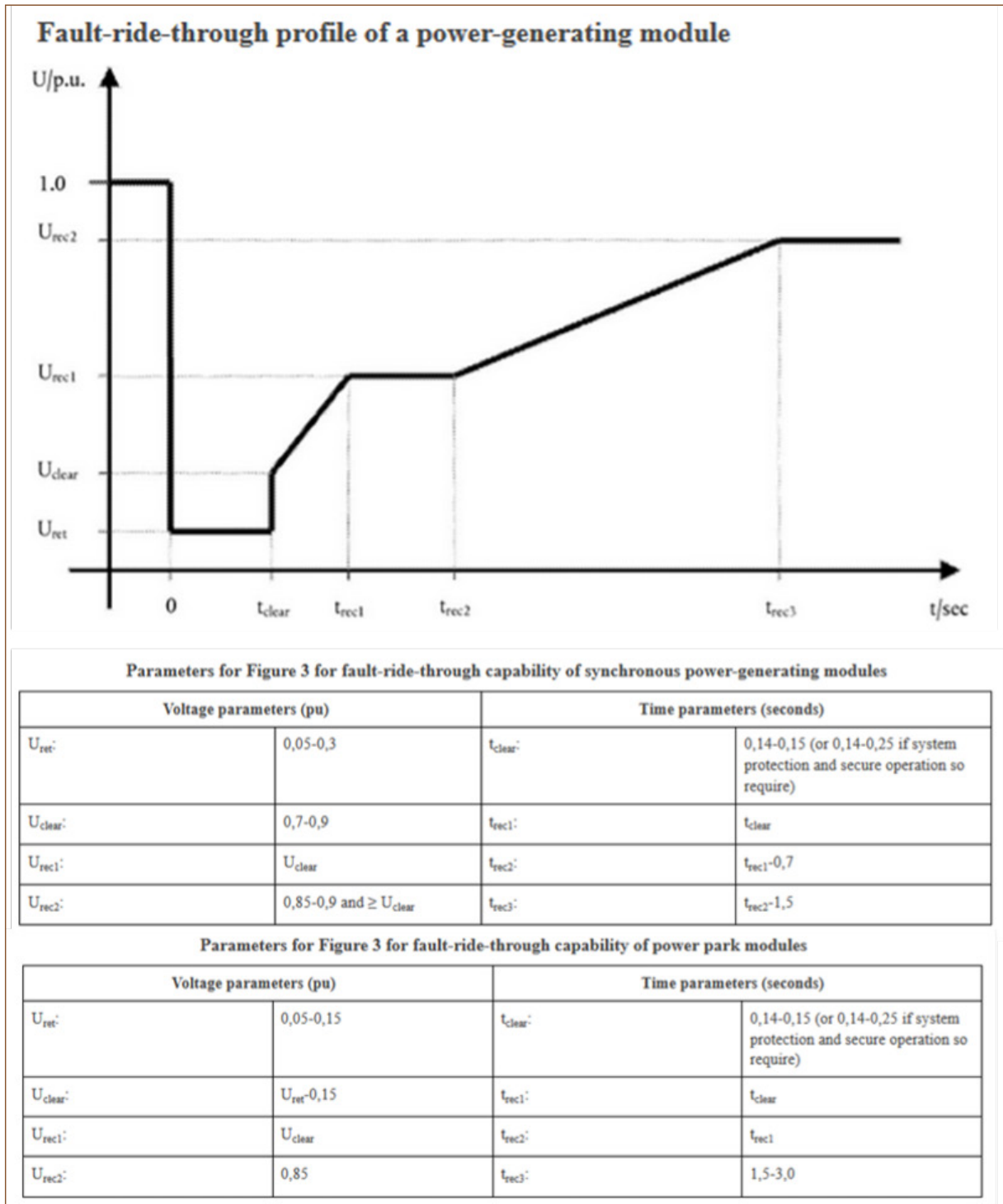


Ilustración 12: Requerimiento LVRT y terminología de los Códigos de Red de la UE.

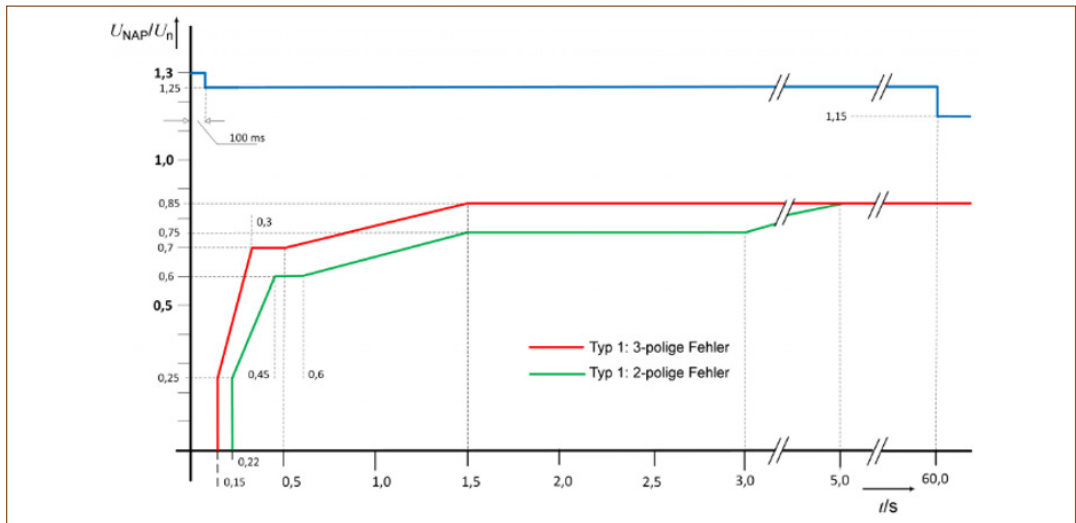


Ilustración 13: Curva LVRT para generadores síncronos del código alemán de 110 kV. [2]

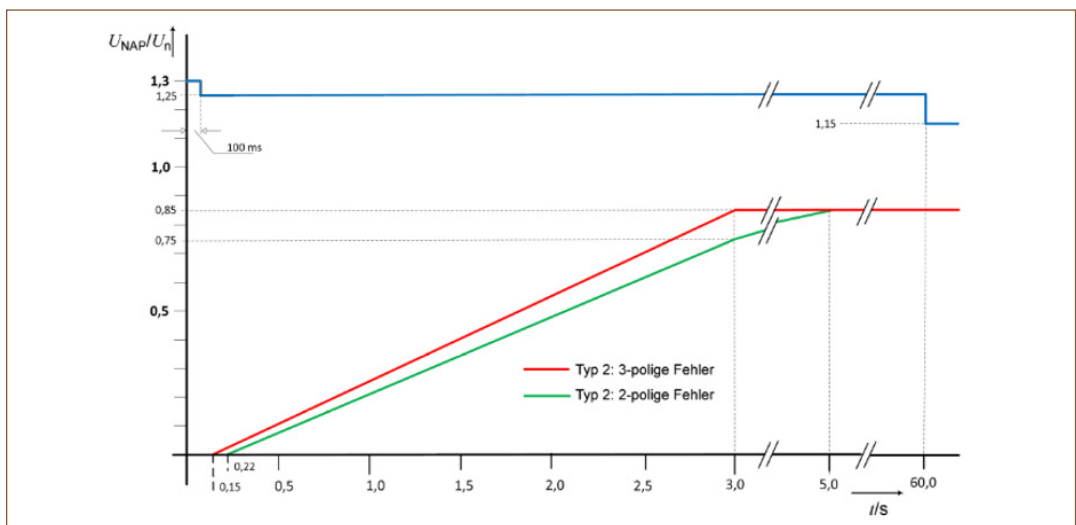


Ilustración 14: Curva LVRT para generadores basados en inversores del código alemán de 110 kV. [2]

Un ejemplo de una curva LVRT más simple, no a cero, aplicable a todos los generadores del sistema por igual, se incluye en la Ilustración 15, que muestra los requerimientos del actual código de red de Irlanda. [1] Especialmente para sistemas insulares pequeños como Irlanda (y República Dominicana) con una alta proporción de generación eólica, los requerimientos LVRT son cruciales.

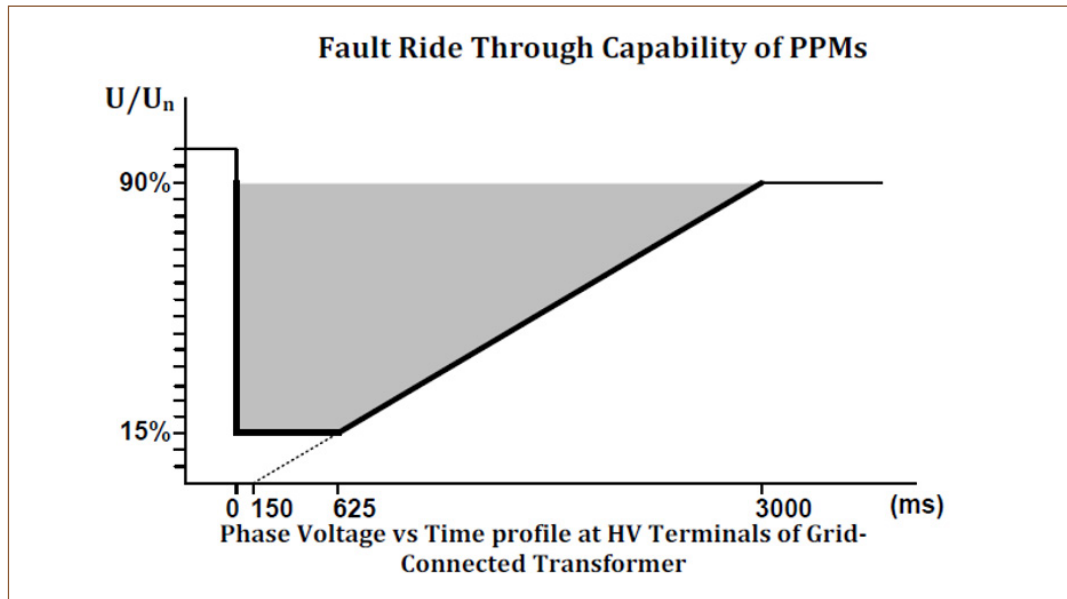


Ilustración 15: Un marco operacional más simple, pero más largo de LVRT del código de red de Irlanda, aplicable a las plantas de energía eólica. [1]

Mientras que los generadores síncronos, en una caída de voltaje, proporcionarán automáticamente una corriente de salida cada vez más reactiva que se aproxima a la corriente de cortocircuito a medida que el voltaje se acerca a cero, los generadores con inversores no harán nada por sí mismos y necesitan controles parametrizados para proporcionar ciertos servicios. Durante un hueco de tensión, hay una serie de características que pueden ser necesarias:

- La unidad no se desconecta, pero no transmite corriente a la falla (aplicado principalmente a unidades FV más pequeñas en la red de distribución [10]);
- La unidad transmite la corriente a la falla, con prioridad en la corriente activa (soporte de frecuencia dinámica);
- La unidad transmite corriente a la falla, con prioridad en la corriente reactiva (soporte de voltaje dinámico).

Los requerimientos deben basarse en las condiciones locales. Si bien puede ser preferible no tener ninguna contribución de corriente de falla (o una contribución limitada) de los generadores distribuidos a niveles de voltaje más bajos para evitar la interferencia con la protección de la red, el apoyo dinámico de frecuencia o de voltaje suele ser necesario a niveles de tensión más altos, dependiendo de las características del sistema de energía. Para los sistemas grandes e interconectados, la corriente reactiva suele ser prioritaria, como se muestra en el requerimiento alemán de la

Ilustración 16. Si se detecta una falla, la unidad debe cambiar a una caída de corriente-voltaje reactiva más o menos agresiva según lo requiera el operador de la red, reduciendo la corriente activa si fuera necesario. La alimentación de la corriente reactiva aumentará el voltaje en el punto de conexión. De esta manera, se contiene la dispersión espacial de la caída de voltaje si todas las unidades afectadas muestran este comportamiento, a costa de perder una cantidad considerable de potencia activa durante un corto período antes de que la falla se subsane. Para los grandes sistemas con una alta inercia y, por tanto, RoCoF baja, esto es tolerable, y los efectos de un colapso generalizado del voltaje que se evita de este modo son una amenaza en potencia mayor que una breve derivación de frecuencia. Para este caso, se deben especificar claramente las condiciones en las que se activa y desactiva el modo de estatismo de la corriente reactiva (definición de la falla).

En los sistemas más pequeños con una baja inercia, tal comportamiento puede ser en realidad contraproducente, ya que la caída del voltaje está contenida artificialmente, pero mientras tanto, la frecuencia puede colapsar más allá de la recuperación. En sistemas pequeños, se verá afectado un mayor porcentaje de la capacidad total de generación y la RoCoF también es mayor en caso de desequilibrios. Por esta razón, los operadores de la red en los sistemas insulares como Irlanda darán prioridad a la corriente activa durante el hueco de tensión. [5]

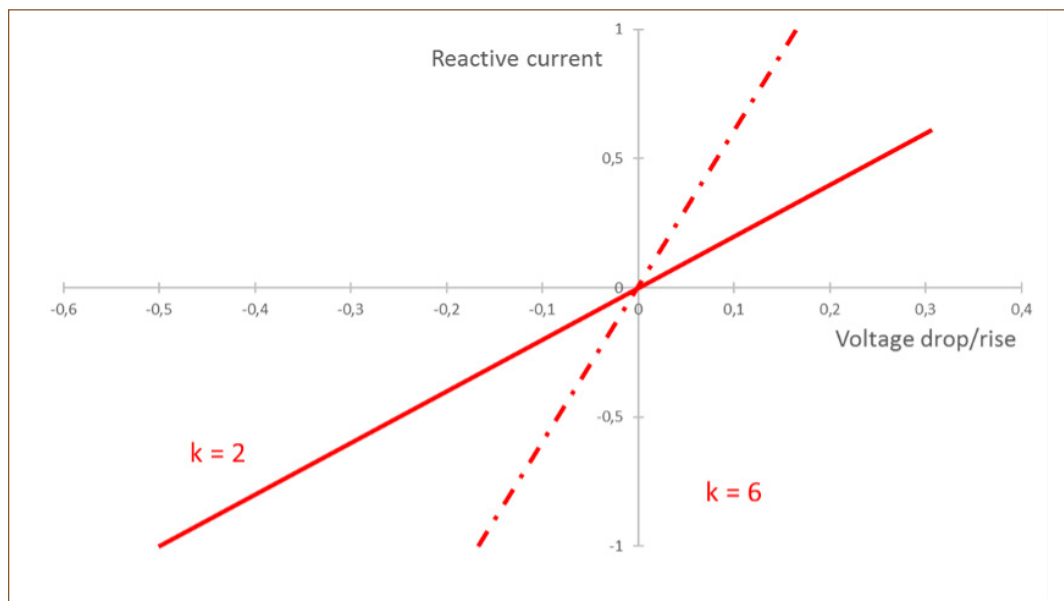


Ilustración 16: Dos características Q(U) diferentes para la recuperación dinámica de fallas como se da en los códigos de red alemanes a partir de 10 kV.

4.1.2 Disposiciones vigentes en los documentos analizados en la República Dominicana

Los requerimientos de comportamiento durante las perturbaciones de voltaje se describen para las unidades ER en las secciones que se muestran en la Tabla 12. Las recomendaciones al respecto se encuentran en la Sección 4.1.3.

4.1.3 Comentarios y recomendaciones para la República Dominicana

Como se muestra en la Tabla 12, aunque el ARTÍCULO 22 del Reglamento del INGERE Complementario solo especifica que las centrales eólicas deben cumplir con la Ley sobre Incentivos a Fuentes Renovables para contar con la capacidad de soportar huecos de tensión, la Ley de Incentivos de Fuentes Renovables

Tabla 12: Contenido de los documentos evaluados de la República Dominicana relacionados con los huecos de tensión.

Fuente	Extractos de documentos seleccionados
Procedimiento complementario para INGERE	<p>ARTÍCULO 22: Las INGERE deberán tener la capacidad de soportar fallas transitorias externas y en el punto de interconexión, sin desconectarse del SENI, debido a cualquier perturbación en la tensión, producida por cortocircuitos trifásicos, bifásicos a tierra o monofásica o ante cualquier causa de otra naturaleza.</p> <p>Párrafo I: En el caso de las INGERE que utilicen la energía eólica como fuente exclusiva de energía primaria, deberán contar con los equipos con la capacidad de soportar huecos de tensión, acogién-dose a una de las tres normativas indicadas en el Art. 70 del RAILIERRE.</p> <p>Párrafo II: Adicionalmente a los requerimientos establecidos en el Art.39 del RAILIERRE para la solicitud de Concesión Definitiva, el promotor de una INGERE de energía eólica deberá depositar en la CNE una copia del certificado, emitido por el fabricante o la entidad de certificación acreditada, el cual se confirme que todos los aerogeneradores cumplen con las condiciones técnicas adecuadas para continuar operando ante huecos de tensión, dentro de los límites establecidos por una de las tres normativas indicadas en el Art.70 del RAILIERRE.</p>
Reglamento de la Ley sobre Incentivos a Fuentes Renovables	<p>ARTÍCULO 70. - Los productores de régimen especial están obligados a garantizar que sus instalaciones permanezcan operando interconectadas al SENI, aun en condiciones de huecos de tensión, con base en las normativas ELTRA (Dinamarca) o E.ON (Alemania) o FERC (Estados Unidos de América).</p>

determina que todas las INGERE deben cumplir con una de las prácticas internacionales mencionadas, es decir, con las regulaciones de ELTRA (Dinamarca), E.ON (Alemania) o FERC (Estados Unidos de América). Por lo tanto, las principales recomendaciones relativas a los huecos de tensión basadas en los requerimientos actuales son:

- Exigir la capacidad de soportar huecos de tensión a todas las INGERE en las Regulaciones Complementarias de INGERE, eliminando la especificación de “plantas de energía eólica”. Los requerimientos de huecos de tensión deben aplicarse a todas las instalaciones de generación.
- Actualizar la exigencia de cumplir con las entidades internacionales a las que se refiere el ARTÍCULO 22, ya que éstas están obsoletas. Éstas se deben actualizar para hacer referencia a las mejores prácticas internacionales más recientes o, preferiblemente, debe elaborarse un requerimiento de LVRT específicamente para el sistema de la República Dominicana. Esto se debe a que Los parámetros de una curva del LVRT se determinan en base a los datos operacionales del GRT, incluyendo los tiempos típicos de subsanación de fallas y los tiempos de recuperación de tensión para los diferentes tipos de fallas.



5. CAPACIDAD DE CONTROL ERV Y PREVISIONES

Durante las primeras etapas de la integración de la ERV (en la década de los noventa en algunos Estados europeos, pero también hoy en día en muchos países que acaban de iniciar el desarrollo), se suele considerar que la ERV es una carga negativa estocástica que simplemente contribuye a las fluctuaciones de la carga neta, que de todos modos está presente y cubierta por las reservas. Esto es cierto para niveles de penetración de ERV muy bajos, pero el aumento del porcentaje de ERV inevitablemente lleva a problemas de equilibrio. La capacidad de control y la previsión de la alimentación de ERV ha ganado importancia para el funcionamiento seguro y económico del sistema de energía, lo que ha supuesto la especificación de los requerimientos correspondientes en la mayoría de los códigos de red. Éstos suelen exigir que los generadores sean controlables a distancia o manualmente (por llamada telefónica o por radio) y a veces

también requieren previsiones de los propios generadores (aunque en algunos países la previsión de ERV también la realiza el operador de la red o un tercero en su nombre).

5.1 Monitoreo y capacidad de control

5.1.1 Experiencia internacional

Los requerimientos de monitoreo y control de los generadores de ERV están más avanzados en los países que ya tienen un alto porcentaje de ERV en el sistema. Los requerimientos más coherentes se presentan en el código de red de Irlanda y se presentan a continuación. Irlanda funciona como un sistema insular con conexiones HVDC limitadas al sistema británico y por lo tanto

no puede depender de los países vecinos para el equilibrio. La capacidad de control de la producción de ERV, que puede alcanzar niveles de penetración instantánea de hasta el 65 % de la carga,⁴ es por lo tanto de gran importancia. Como Irlanda no tiene recursos fotovoltaicos importantes debido a su clima marítimo, con frecuentes nubes, solo se exigen requerimientos para las centrales de energía eólica. También pueden aplicarse a la energía fotovoltaica si es necesario, siendo algunos requerimientos más fáciles de cumplir para las plantas fotovoltaicas.

Se exige que las centrales eólicas irlandesas tengan la capacidad de recibir señales de consigna de potencia activa y reactiva a través del sistema SCADA y que las apliquen con una precisión definida. Al mismo tiempo, la producción potencial tiene que ser transmitida de vuelta al GRT, para que el centro de despacho sepa cuánta energía eólica está disponible realmente. También se determina la precisión necesaria de esta señal. El rendimiento de la central y su sistema de monitoreo se comprueba durante la puesta en servicio bajo la supervisión del GRT y es un requerimiento previo para la operación comercial de la central.

La experiencia operacional revela que la medición precisa de la producción potencial en una central eólica que funciona en modo restringido es en realidad bastante compleja. Esta supuso una de las fallas más comunes en las pruebas de puesta en servicio después de que se introdujera el requerimiento (véase la Ilustración 17). Esto se debe al impacto de una central eólica en funcionamiento sobre los movimientos de aire en su entorno. Se necesitan múltiples estaciones de medición fuera de la planta para evaluar correctamente la velocidad y dirección del viento y, por lo tanto, las posibles producciones en todo momento. A pesar de estos problemas iniciales, el requerimiento demostró ser exitoso al proporcionar al GRT un mayor control sobre su cartera de generadores, permitiendo, en última instancia, una mayor participación de la energía eólica en el sistema. [11][5]

Los requerimientos para la conexión al SCADA y la capacidad de control remoto - o al menos la capacidad de los generadores para conectarse a dicho sistema - también se incluyen en la mayoría de los demás países de la UE. Estos pueden ser adaptados para los generadores más pequeños. En Alemania, por



Ilustración 17: Resultados de una prueba de puesta en servicio de una central eólica irlandesa, que muestra la señal de consigna (verde), la potencia de salida (azul) y la potencia de salida teóricamente disponible transmitida por la central al operador. La prueba de la izquierda se ha superado positivamente, mientras que la de la derecha no, ya que la señal de energía disponible sigue a la potencia de salida de energía. [11]

³ Actualmente se limita a ese valor por motivos de estabilidad, pero el GRT Eirgrid planea aumentar el límite a partir de 2020. En el pasado se ha incrementado del 30 %.

ejemplo, las unidades fotovoltaicas con una capacidad instalada inferior a 30 kWp no tienen que ser controladas a distancia para su conexión. Sin embargo, solo las unidades controlables a distancia (que en el caso de las unidades pequeñas pueden ser tan simple como una señal de encendido/apagado a distancia) tienen acceso al mercado preferentes de la energía fotovoltaica, que son cada vez más rentables en comparación con otras tarifas de alimentación.⁵

5.1.2 Disposiciones vigentes en los documentos analizados en la República Dominicana

La Tabla 13 reúne la información que se encuentra en los documentos relativos a los requerimientos de monitoreo y capacidad de control para centrales de ER. Las recomendaciones y comentarios al respecto se encuentran en la Sección 5.1.3.

Tabla 13: Contenido de los documentos evaluados de la República Dominicana relacionados con el monitoreo y capacidad de control.

Fuente	Extractos de documentos seleccionados
Procedimiento complementario para INGERE	<p>ARTÍCULO 23: Toda Instalación de Generación de Régimen Especial, conectada al sistema de Transmisión y/o al sistema de Distribución, deberá contar con los sistemas de comunicación adecuados para transmitir la información requerida por el Sistema de Control Supervisor y Adquisición de Datos (SCADA) del CCE conforme a las especificaciones establecidas en el Código de Conexión.</p> <p>Párrafo I: La Instalación deberá estar capacitada para enviar al CCE, la medida correspondiente a la diferencia entre la potencia activa producible conforme al recurso de energía primaria y la potencia activa producida conforme a la consigna recibida del Centro de Control de la INGERE.</p> <p>ARTÍCULO 24: Además de las señales establecidas en el anexo A2.2 del Código de Conexión, las INGERE atendiendo a la tecnología que se trate, deberán ser capaces de suministrar los siguientes datos:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Instalaciones Eólicas: <ol style="list-style-type: none"> a. Velocidad del viento (intensidad y dirección). b. Referencia del Sistema de Regulación de Voltaje. c. Mediciones de potencia activa, reactiva, factor de potencia y voltaje del punto de interconexión al SENI. d. Temperatura ambiente 2. Instalaciones Solares: <ol style="list-style-type: none"> a. Voltaje DC y Corriente DC a la entrada del inversor. b. Voltaje de fase, potencia total a la salida del inversor. c. Radiación solar en el plano de los módulos. d. Irradiancia efectiva. e. Potencia reactiva total a la salida del inversor y voltaje del punto de interconexión al SENI. f. Factor de potencia en el punto de interconexión al SENI. g. Temperatura ambiente. h. Temperatura de operación de los módulos en arreglo arquitectónico.

⁵ En Alemania, la razón principal por la que las unidades fotovoltaicas deben ser controladas a distancia es para facilitar la participación en el mercado. El acceso del operador a la red para la reducción o la redistribución solo es importante a niveles de tensión más altos (a partir de 10 kV).

<p>Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad</p>	<p>ARTÍCULO 296. - Deberán registrarse las siguientes magnitudes en cada Punto de Conexión:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Energía activa entrante y saliente. b) Energía reactiva entrante y saliente, c) Sumatoria de voltajes integrados en el tiempo para las tres fases. En caso de que el medidor utilizado tenga otra forma de almacenar los eventos de caída de tensión en cualquiera de las fases, no será necesario registrar esta sumatoria. <p>El Capítulo V describe, entre otros, la precisión requerida para el equipo de medición.</p>
<p>Reglamento de la Ley sobre Incentivos a Fuentes Renovables</p>	<p>Se indica en el ARTÍCULO 64 que las instalaciones de VRE deben cumplir con la ley 125-01 con respecto a los dispositivos de medición. El ARTÍCULO 39 enumera los estándares que las turbinas eólicas deben cumplir:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. IEC 61400-1 (2007-03): Requerimientos de diseño (Design requirements). b. IEC 61400-2 (2006-03): Requerimientos de diseño para aerogeneradores pequeños (Design requirements for small wind turbines). c. IEC 61400-11 (2006-11) Ed. 2,1 Técnicas de medición de ruido acústico (Acoustic noise measurement techniques). d. IEC 61400-12 y IEC 61400-12-1 (2005-12) : Medición de rendimiento de la potencia que producen las turbinas eólicas (Power performance measurements of electricity producing wind turbines). e. IEC 61400-21 (2001-12): Medición y evaluación de características de calidad en potencia para aerogeneradores conectados a la red (Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines). f. IEC/TS 61400-13 (2001-06): Medidas de cargas mecánicas (Measurement of mechanical loads). g. IEC/TS 61400-23 (2001-04): Pruebas estructurales a escala completa de palas del rotor (Full-scale structural testing of rotor blades). h. EN 50308:2004: Turbinas eólicas - Medidas de protección - Requerimientos para el diseño, operación y mantenimiento (Wind turbines - Protective measures - Requirements for design, operation and maintenance). i. IEC 61400-25-1 (2006-12): Comunicaciones para el seguimiento y control de plantas de energía eólica - Descripción general de los principios y modelos (Communications for monitoring and control of wind power plants - Overall description of principles and models). j. IEC 61400-25-3 (2006-12): Turbinas eólicas - Parte 25-3: Comunicaciones para la vigilancia y el control de las plantas de energía eólica - Modelos de intercambio de información (Communications for monitoring and control of wind power plants - Information exchange models). k. IEC 61400-25-5 (2006-12): Comunicaciones para el seguimiento y el control de plantas de energía eólica - Pruebas de conformidad (Communications for monitoring and control of wind power plants - Conformance testing). l. IEC 61400-SER (2007-03): Sistema de generación de aerogeneradores (Wind turbine generator systems).

Código de Conexión	<p>Las señales que se enviarán al sistema SCADA se describen en el código de conexión (Sección CC10). Los aspectos principales son:</p> <ul style="list-style-type: none">• Los centros de control propiedad de los agentes deben de contar con los equipos GPS para sincronización de sus relojes;• Los aparatos de medición deben tener una clase de precisión mínima de 1,0 (uno) para transformadores de corriente y voltaje, transductores de voltaje y potencia activa, así como para transductores de corriente y potencia reactiva. Los transductores de frecuencia deben asegurar un error inferior a 0,01 Hz. El error de codificación de las mediciones analógicas convertidas a digitales no debe superar el 0,1%. Cada ciclo de transmisión al CCE no debe exceder los 10 segundos, con datos de antigüedad no mayor de 20 segundos. <p>CC11: Sistemas de comunicación.</p> <p>CC11.1.1. Energía:</p> <ol style="list-style-type: none">1. enlace bidireccional para la transmisión de datos correspondientes al SCADA;2. Enlace telefónico directo (LCD) para establecer comunicaciones vocales operativas entre el CCE y los centros operativos de los respectivos agentes; <p>CC11.1.4. - Todos los enlaces de comunicación deben cumplir con las normas UIT-T, UIT-R e IEC.</p> <p>CC11.2.1. - Los enlaces de datos deben tener una tasa de error inferior a 10⁻⁷. Su ancho de banda debe ser tal que la tasa de ocupación sea inferior al 50%;</p> <p>Página 42: Para unidades generadoras de más de 5 MW (anexo A2.2), las señales del sistema SCADA deben ser enviadas por cada unidad. Para unidades con capacidad instalada bruta menor de 5 MW, las señales pueden enviarse por grupos de unidades siempre que la potencia de cada grupo sea inferior a 15 MW.</p> <p>Especificaciones de las señales SCADA del estado de la planta para las plantas generadoras: Para aquellas unidades generadoras habilitadas para el Control Automático de Generación, individualmente o por planta, se requerirán las siguientes señales adicionales:</p> <ol style="list-style-type: none">(i) indicaciones de límite máximo y mínimo del controlador de velocidad (potencia activa)(ii) Local / remoto para permisivo de los pulsos o valores de consigna de potencia activa <p>Para aquellas Unidades Generadoras que participen en la Regulación Automática de Voltaje (AVR), individualmente o por planta, por voltaje o potencia reactiva, se requerirán las siguientes señales adicionales:</p> <ol style="list-style-type: none">(i) Local / remoto para permisivo de los pulsos o valores de consigna de voltaje o potencia reactiva.(ii) Participación de unidad en AVR (activado / desactivado) <p>Señales de comando SCADA: Comando para enviar valores de consigna de potencia activa para Generadores que participen en AGC.</p>
--------------------	--

5.1.3 Comentarios y recomendaciones para la República Dominicana

La producción potencial de las INGERE ya se debe enviar al CCE (como se enumera en el ARTÍCULO 23 del Procedimiento complementario para INGERE), así como de conformidad con el Anexo A2.2 del Código de Conexión. Sin embargo, no está claro, si el requerimiento de tener la capacidad de recibir señales de consigna de potencia activa a través del sistema SCADA, también se aplica a las INGEREs. Las regulaciones del Procedimiento complementario para INGERE se aplican a centrales de generación de hasta 5 MW.

En el Código de Conexión (Anexo A2.2), todas las unidades de generación de más de 5 MW deben enviar al sistema SCADA del CCE señales que incluyan señales de estado que indiquen si el estado de la unidad está actualmente en modo de control local o en modo de control remoto para permisivo de los valores de consigna de potencia activa (para generadores que participen en AGC (control de generación automática) y/o permitiendo recibir valores de consigna de potencia reactiva/voltaje (para unidades con AVR activado).

Las recomendaciones relativas al monitoreo y capacidad de control de las unidades de ER incluyen:

- Solicitar la capacidad de INGEREs grandes (por encima de un tamaño a ser determinado, sin embargo más pequeño que el límite de 5 MW del Código de Conexión) para ser controlable a distancia (recibir consignas).
- En el ARTÍCULO 39 del Reglamento de la Ley de Incentivos de Fuentes Renovables, se enumeran los documentos que deben presentarse, así como las normas que deben cumplirse, para los parques eólicos que soliciten la conexión. Estos están desactualizados (los más recientes datan de 2012) y se recomienda actualizarlos. Además, para la generación de energía solar fotovoltaica, no se enumeran las normas específicas, sino que se menciona de manera general “cumplir con las normas con las normas nacionales e internacionales”. Por consiguiente, se recomienda enumerar las normas que deben cumplirse.

El borrador de la actualización de RALGE incluye requisitos más específicos de SCADA para todas las unidades conectadas a la transmisión, así como la conexión AGC. Esto está en línea con las buenas prácticas internacionales.

5.2 Programación y previsión

5.2.1 Experiencia internacional

Los mecanismos de previsión y programación están en vigor en todos los países que gestionan sus sistemas con un elevado porcentaje de generación de ERV. El mecanismo de previsión más sencillo, especialmente para la generación de energía fotovoltaica, sería mirar por la ventana y determinar la probabilidad de nubes y, por lo tanto, una menor producción de energía fotovoltaica sobre la base de la experiencia. Sin embargo, en la mayoría de los casos, la previsión está más avanzada. En la mayoría de los casos, la previsión no es una cuestión de código de red, por lo que se encuentran pocos requerimientos relativos a las previsiones reales de los propios generadores. No obstante, los mecanismos de previsión son cruciales para la integración de mayores porcentajes de ERV, independientemente de los responsables de estas. A continuación, se enumeran algunas experiencias de España, Alemania y Dinamarca.

España

Las plantas de ERV son responsables de la gestión de sus servicios de previsión de recursos. Basándose en la previsión, estiman la generación disponible y presentan las ofertas de energía por hora en los diferentes mercados diarios. En el caso de que se produzcan desequilibrios entre la generación acordada en los mercados y la generación realmente generada, los códigos de red españoles establecen un sistema de sanciones. Estas sanciones por desequilibrio son, desde el punto de vista de la asignación de costos, un mecanismo para recuperar el costo de equilibrar las reservas. Desde el punto de vista de la eficiencia, las sanciones son, entre otras cosas, un incentivo para mejorar los sistemas de previsión.

El GRT español cuenta con un Centro de Control de Energías Renovables (CECRE) para la monitorización de las energías renovables. Las centrales eléctricas con una capacidad instalada superior a 5 MW están obligadas a proporcionar datos operativos cada 12 segundos. En caso de contingencia, las plantas de ERV deben adaptar su operación a las consignas establecidas por la CECRE en un plazo máximo de 15 minutos. Esta alta capacidad de control junto con los sistemas de previsión permite al GRT integrar eficientemente las ERV.

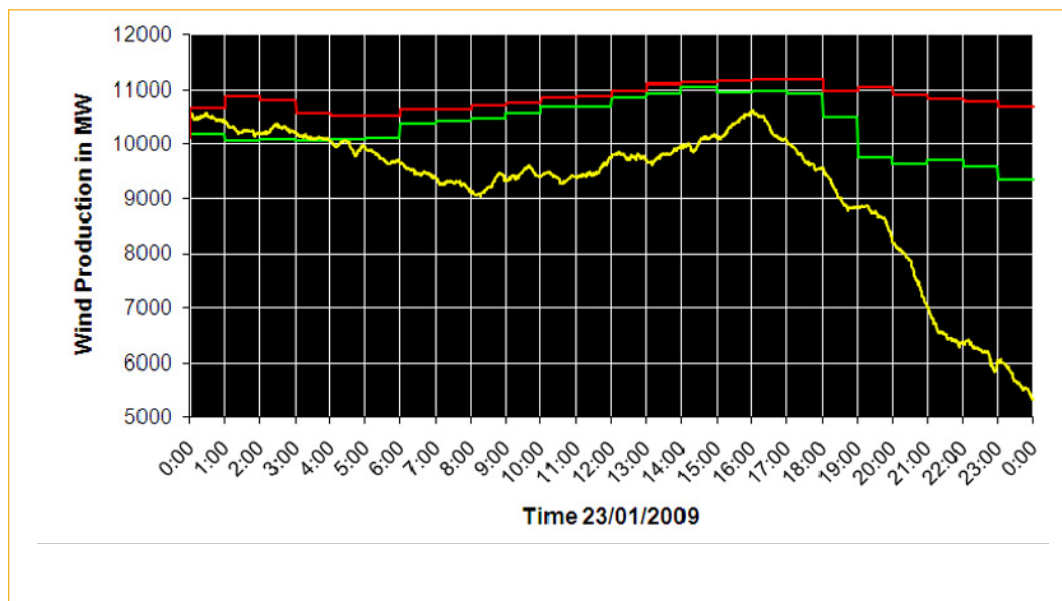


Ilustración 18: Datos del CECRE durante una tormenta en 2009. Energía eólica vendida en el mercado (rojo), previsión de SIPRÉOLICO (verde) y producción eólica real (amarillo) divergente a causa de la desconexión de las centrales eólicas por el viento.

Alemania

Los desequilibrios de las ERV son sancionados en Alemania. Sin embargo, las obligaciones de equilibrio recaen en diferentes actores dependiendo del esquema de incentivos bajo el cual operan.

En el caso de las nuevas plantas de ERV, solo se dispone de tarifas de alimentación de preferentes. Estas plantas venden su energía en los mercados y reciben un incentivo adicional por participar en él. Son responsables de sus desequilibrios, lo que se traduce en la necesidad de garantizar la calidad de sus previsiones.

Las plantas de ERV ya instaladas que operan desde hace menos de 20 años, venden su energía a los GRT. Los GRT son responsables, en última instancia, de los desequilibrios y, por lo tanto, de la gestión del sistema de previsión.

Dinamarca

Desde 2003, Dinamarca sanciona los desequilibrios en la generación de viento. Los responsables del equilibrio de producción (PBR, por sus siglas en inglés) venden electricidad a Nord Pool Spot en nombre de los proveedores de electricidad y los propietarios de las plantas. Ellos son responsables financieros de los desequilibrios entre la generación esperada y la real. La

agregación de numerosos activos da a estos actores la capacidad de reequilibrar sus propios desequilibrios.

El GRT danés ha desarrollado un sistema de gestión y previsión que incluye estimaciones reales de la alimentación de generación eólica en la red. El GRT exige de todas las plantas la generación de datos con una resolución de 5 minutos. Esto permite determinar y adaptar, entre otros, los requerimientos de reserva.

5.2.2 Disposiciones vigentes en los documentos analizados en la República Dominicana

Los requerimientos de programación y previsión de ERV contenidos en los documentos de la República Dominicana evaluados se resumen en la Tabla 14, así como la descripción del proceso de programación de todos los generadores. Las recomendaciones al respecto se encuentran en la Sección 5.2.3.

Tabla 14: Contenido de los documentos evaluados de la República Dominicana relacionados con la programación y la previsión.

Fuente	Extractos de documentos seleccionados
Procedimiento complementario para INGERE	<p>ARTÍCULO 31: PROGRAMACIÓN DE LAS INGERE NO GESTIONABLES. Las INGERE no-gestionables conectadas tanto al sistema de Transmisión como al sistema de Distribución, entregarán al OC, en la oportunidad que este lo requiera, la siguiente información, según el tipo de Instalación que corresponda, para ser consideradas en la Programación de la Operación Diaria (PDO), en las reprogramaciones y durante la Operación en Tiempo Real realizada por el CCE:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Instalaciones Eólicas: Curva característica de la potencia neta horaria a despachar por el parque, en función de la velocidad y dirección del viento pronosticado con técnicas empleadas de predicción. b. Instalaciones Solares: Curva característica de la potencia neta horaria a despachar por el parque (fotovoltaico o solartérmico), en función de la irradiación efectiva pronosticada con técnicas empleadas de predicción o en función de la temperatura de operación. <p>ARTÍCULO 32: Con la finalidad de que el OC pueda programar la reserva requerida en el PDO, el Agente de la INGERE no-gestionable, diariamente actualizará sus previsiones y las remitirá al OC, en el plazo establecido en el Art. 208 del RLGE. En función de estas previsiones, estas instalaciones serán incluidas en el PDO que realiza el OC.</p> <p>ARTÍCULO 33: Las INGERE no-gestionables dispondrán de un sistema de predicción que permita calcular el valor de la potencia neta de la INGERE hasta un horizonte de dos (2) días.</p> <p>ARTÍCULO 34: Para la modelación del recurso primario renovable, utilizarán aplicaciones basadas en modelos de predicción numérica del clima con un horizonte de veinticuatro (24) horas o el modelo de pronósticos para prevenir el recurso que proponga en su momento el OC. Estos modelos deben incorporar esquemas de parametrización de los procesos físicos, desarrollados por organismos nacionales e internacionales reconocidas.</p>

Reglamento para la Aplicación
de la Ley General de Electricidad

ARTÍCULO 208. – El Programa Diario de Operación comprenderá las 24 horas del día, entre las 0:00 y las 24:00 horas y se realizará según el calendario que se establece a continuación:

- a) Hasta las 10:00 horas del día anterior, los Agentes del MEM podrán actualizar las informaciones establecidas en la base de datos diaria. Con estas informaciones y la información relevante de la base de datos del sistema, el OC preparará el borrador de Programa Diario correspondiente al día siguiente.
- b) El OC deberá enviar dicho borrador de Programa de Operación Diario a los Agentes del MEM y a la SIE, a más tardar a las 14:00 horas del día anterior. Hasta las 16:00 horas de ese mismo día, los Agentes del MEM podrán enviar sus observaciones a la dirección del OC que las analizará y tomará las decisiones de lugar, las cuales incluirá en el Programa Diario de Operación definitivo que deberá enviar a los Agentes del MEM y a la SIE, a más tardar hasta las 18:00 horas del día anterior al día del programa.
- c) En caso de que un Agente del MEM no quedase conforme con la decisión adoptada por el OC, podrá presentar su discrepancia, a más tardar a las 18:00 horas del día subsiguiente, ante el Consejo de Coordinación del OC, el cual la considerará y emitirá las resoluciones de lugar.
- d) En caso de que el OC no pudiese enviar la programación en la fecha y horario indicados, tiene la obligación de notificarlo oportunamente a los Agentes del MEM y a la SIE (salvo para períodos de retraso inferiores a 30 minutos). En tal caso, los Agentes del MEM tendrán el mismo tiempo de retraso adicional para realizar sus observaciones.

SECCION IV.XII. DIFERENCIA ENTRE LA DEMANDA REAL Y PROGRAMADA

ARTÍCULO 237. – Cuando la demanda real es mayor que la programada, el CCE, bajo la coordinación del OC dispondrá incrementar, preferentemente, la generación de las unidades de menor costo variable, incluyendo las centrales hidroeléctricas.

ARTÍCULO 238. – Cuando la demanda real sea menor que la programada, el CCE dispondrá disminuir, preferentemente, la generación de las unidades de mayor costo variable. Se exceptúan las unidades que operan por restricción del sistema.

ARTÍCULO 239. – En ambos casos y dependiendo de la diferencia entre la demanda real y la programada, el CCE requerirá inmediatamente al OC la reprogramación de la operación del sistema para las horas restantes del día.

5.2.3 Comentarios y recomendaciones para la República Dominicana

La recomendación principal es introducir un requerimiento de actualización cada hora de las previsiones de ERV. Estas se pueden requerir de los PEI, ya que las previsiones con una hora de anticipación pueden ser razonablemente exactas para sitios concretos. Se recomienda establecer un sistema de sanciones de los desequilibrios entre la generación prevista y la real para las INGERE no gestionables, con el fin de fomentar una mayor calidad de su previsión.

Las previsiones de ERV para el día siguiente pueden seguir siendo adquiridas por los PEI, pero también pueden ser realizadas por el GRT o el centro de despacho mismo. Las previsiones

específicas tecnológicas para todo el país suelen ser mucho más precisas en el ámbito de la generación diaria y permiten una mejor y más eficiente programación de la generación diaria. Como indicaron los interesados en el sistema de energía, actualmente se está elaborando un sistema de previsión en el marco de un encargo de consultoría independiente.

En lo que respecta a la programación, se recomienda mantener la programación con un día de antelación, pero introducir un procedimiento claro para las actualizaciones de la programación intradía en pasos de tiempo de una hora o 15 minutos para poder reaccionar con mayor precisión a las fluctuaciones de la alimentación de ERV. Esto también disminuirá la cantidad de reserva rotativa necesaria para tener en cuenta las fluctuaciones de la ERV.

5.3 Reducción de potencia y límites de penetración de ERV

5.3.1 Experiencia internacional

En cierto momento, puede ser necesario reducir la generación de ER por diversas razones, ya sea debido a la baja demanda, las limitaciones de estabilidad o la congestión de la red. Debe regularse claramente en qué casos el operador de la red puede restringir la generación de ER, especialmente si los generadores en cuestión están sujetos a una tarifa de alimentación (FIT) o a un contrato de adquisición de energía eléctrica (PPA) de compra obligatoria. Los ejemplos internacionales más importantes son:

- En Alemania, la generación renovable puede ser restringida por el GRT en cualquier momento. Sin embargo, los generadores deben ser compensados por la reducción de potencia, a menos que la razón de la reducción sea la estabilidad del sistema o la congestión de la red.
- Irlanda tiene requerimientos similares, pero con normas más detalladas sobre las limitaciones operacionales y la estabilidad. Estas incluyen:
 - Una lista de unidades convencionales imprescindibles que se actualiza cada mes;
 - Un límite de penetración no síncrona del sistema (SNSP, por sus siglas en inglés) basado en estudios de sistemas dinámicos, actualmente fijado en un 70 %, actualizado y aumentado cada año;⁶
 - Un nivel mínimo de inercia en operación de inercia de 23000 MWs (actualmente), que se puede actualizar y disminuir cada año.⁷

Se recomienda que se investiguen normas similares a las vigentes en Irlanda para el sistema dominicano, ya que el tamaño, la topología y el objetivo del porcentaje de ER de los dos países son muy similares. Especialmente la evaluación del límite de penetración no síncrona del sistema y el nivel mínimo de inercia en operación precisan un alto grado de modelado y simulación dinámicas, lo que a su vez exige a) una cierta cantidad de personal y esfuerzo asignados a esta tarea por el operador del sistema y b) unos requerimientos de los modelos dinámicos como se explica en la Sección 7.3.

Estas normas y la regulación de los pagos (o la falta de ellos) por energía restringida no son estrictamente una cuestión de código de red, sino que están sujetas a las leyes generales de electricidad y energía renovable en la mayoría de los países. Sin embargo, el código de red debe garantizar que los generadores sean técnicamente capaces de ser restringidos a petición del operador de la red.

5.3.2 Disposiciones vigentes en los documentos analizados en la República Dominicana

La Tabla 15 resume el contenido de los documentos de la República Dominicana relacionados con la reducción de potencia y los límites de penetración. Las recomendaciones al respecto se encuentran en la Sección 5.3.3.

⁶ <http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/SNSP-Formula-External-Publication.pdf>

⁷ <http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/DS3-Programme-Transition-Plan-Q4-2018-Q4-2020-Final.pdf>

Tabla 15: Contenido de los documentos evaluados de la República Dominicana relacionados con los límites de penetración de ERV.

Fuente	Extractos de documentos seleccionados
<p>Reglamento de Aplicación de la Ley sobre Incentivos a Fuentes Renovables</p>	<p>ARTÍCULO 118: Las energías renovables, no sólo son despachadas porque tienen el derecho a inyectar su energía a la red. Deberán ser tenidas en cuenta en el despacho para planificar la operación del régimen ordinario. Serán por tanto programadas.</p> <p>PÁRRAFO III: En el caso que por motivos de demanda o riesgo del sistema se hubiera de limitar su producción, se deberá establecer un mecanismo de priorización. La priorización de la programación de renovables será la siguiente:</p> <ol style="list-style-type: none"> a. Fotovoltaica b. Solar Termoeléctrica sin acumulación c. Eólica d. Hidráulica fluyente de régimen especial e. Hidráulica fluyente de régimen ordinario f. Solar termoeléctrica con acumulación g. Combustión de biomasa h. Hidráulica con embalse de régimen especial i. Hidráulica con embalse de régimen ordinario j. Térmicas <p>ARTÍCULO 117. - Limitación de la producción. La SIE deberá establecer límites de penetración de potencia no gestionable en función de la situación de consumo-generación, límites motivados por riesgos estáticos y dinámicos de red, mediante estudios de simulación. El procedimiento de establecimiento de estos límites será reglamentado por un procedimiento de operación de OC-CCE.</p>
<p>Procedimiento complementario para INGERE</p>	<p>ARTÍCULO 29: Adicionalmente a las especificaciones técnicas establecidas en el punto CC8.3 del Código de Conexión, se entregará al OC la información siguiente:</p> <ol style="list-style-type: none"> a. Todos los datos sobre funcionamiento, características físicas, mecánicas, eléctricas de potencia y control. Utilizando esta información, el promotor de una Instalación de Generación de Régimen Especial creará y validará la base de datos para los estudios de análisis en estado estable y análisis dinámicos u otros requeridos por el OC. b. Los modelos dinámicos y diagrama de bloques de los diferentes componentes de la INGERE, aprobados por los proveedores. Estos modelos deben ser compatibles con el programa simulación DlgSILENT utilizado por el OC. c. Los estudios eléctricos indicados en los artículos 26, 27 y 28 de este Procedimiento u otros estudios que el OC considere pertinente, para su análisis y aprobación. <p>ARTÍCULO 36: El CCE podrá limitar el derecho de inyección de las INGERE no-gestionables, cuando sea necesario atender situaciones de seguridad, calidad y continuidad del suministro eléctrico para corregir la condición presentada, y se haya actuado, en primer término, sobre la generación de régimen ordinario.</p> <p>ARTÍCULO 37: La SIE, definirá el límite máximo de penetración de la INGERE no-gestionable, conforme a lo establecido en el ARTÍCULO 117 del RAILIERRE que garantice la calidad y seguridad del SENI a partir de estudios especializados. Este límite no será rígido, sino que podrá incrementarse considerando los resultados de los estudios del comportamiento del SENI tanto en régimen permanente como en régimen transitorio.</p>
<p>RESOLUCION SIE-039-2013-MEM</p>	<p>La resolución proporciona instrucciones generales sobre cómo manejar la restricción operacional en el SENI. Esto incluye la optimización de la aplicación de los criterios N-1 en una base horaria para los niveles de 138 kV y 345 kV, así como el uso de un esquema de disparo de generación automática. Esta resolución establece además que el OC y el CCE deben trabajar coordinadamente para determinar las posibles formas de manejar las restricciones operacionales en el SENI y determinar para cada caso la solución de menor costo que garantice la seguridad del sistema.</p>

OC-GO-14-EMTE1905-190528-V0	<p>En este Estudio de Transferencia Máxima entre Áreas, se determina la máxima capacidad de generación que puede ser transportada desde las diferentes áreas del SENI utilizando los límites de carga de la línea y aplicando el criterio N-1 el límite de transferencia entre cuatro áreas principales del SENI a corto y mediano plazo (año 2022). El objetivo es evaluar la transferencia máxima de los enlaces entre áreas y los enlaces dentro de un área, así como determinar la máxima capacidad de generación adicional por área que puede instalarse limitada por los límites de carga de los elementos.</p> <p>Entre las conclusiones del estudio se incluye que, en los diferentes enlaces de área, para garantizar la seguridad del sistema teniendo en cuenta la topología de la red de transmisión existente, cuando se desconecta un enlace, se restringe la generación de esta área mediante un Sistema de Desconexión de Generación Automática instalado en los parques eólicos. Para los escenarios analizados considerando la expansión de la red de transmisión, las áreas del SENI no tenían restricciones y podían evacuar toda la generación.</p>
-----------------------------	--

5.3.3 Comentarios y recomendaciones para la República Dominicana

La aplicación de los límites de penetración de la ERV y su posible reducción ya están previstos en los documentos del código. Se ha establecido un esquema de disparo de generación automática a través del cual se puede restringir la energía eólica si se pone en peligro la estabilidad del sistema o la seguridad continua. No está claro si la reducción es remunerada. Aunque no es un tema que se trate típicamente en el código de la red, se recomienda modificar la regulación comercial para establecer claramente cuándo se permite la restricción de la ERV y cuándo y si será remunerada.

El ejemplo irlandés puede utilizarse en relación con las acciones que permiten avanzar hacia mayores porcentajes de ERV (y por lo tanto aumentar el límite de penetración de ERV vigente), entre ellas:

- Exigir modelos dinámicos computarizados detallados de grandes generadores de ERV para simular el comportamiento transitorio durante las fallas con alta alimentación de ERV (como se requiere en el Art. 29 de las regulaciones del INGERE Complementario);
- Exigir que todos los generadores permanezcan conectados durante ROCOF elevados;
- Exigir limitaciones configurables de las velocidades de rampa para ERV (requiere capacidad para controlar la velocidad de rampa de su potencia de salida activa en un rango de 1-100 % de su capacidad nominal por minuto).

5.4 Límites de rampa

5.4.1 Experiencia internacional

Las rampas de ERV pueden suponer un reto importante para el funcionamiento del sistema de energía con altos porcentajes de ERV. Sin un almacenamiento adicional de baterías, no se pueden controlar las caídas causadas por la disminución de la disponibilidad de energía primaria. Las centrales FV centralizadas especialmente grandes que proporcionan un porcentaje considerable de la generación en el sistema desde un solo lugar pueden ser problemáticas. El movimiento de las nubes puede inducir fluctuaciones muy altas de potencia de salida que pueden estar más allá de las capacidades de control de frecuencia del sistema. La única manera de evitar una fuerte caída de potencia sería el monitoreo constante de los movimientos de las nubes y una reducción controlada de la potencia de salida antes de que se produzca la caída de la irradiación. La solución más fácil es determinar algún grado de distribución de las plantas fotovoltaicas.

Las unidades eólicas son menos problemáticas a este respecto, ya que la producción suele variar menos rápidamente. Además, las turbinas eólicas se desconectan cuando el viento alcanza una velocidad determinada para evitar daños. Un frente de tormenta en movimiento puede, por lo tanto, provocar rápidamente una caída de toda la energía eólica en una región. Esto puede ser mitigado con una parada controlada antes del evento, o implementando ajustes de velocidad de desconexión escalonada o una opción de rampa escalonada como se indica en la Ilustración 19.

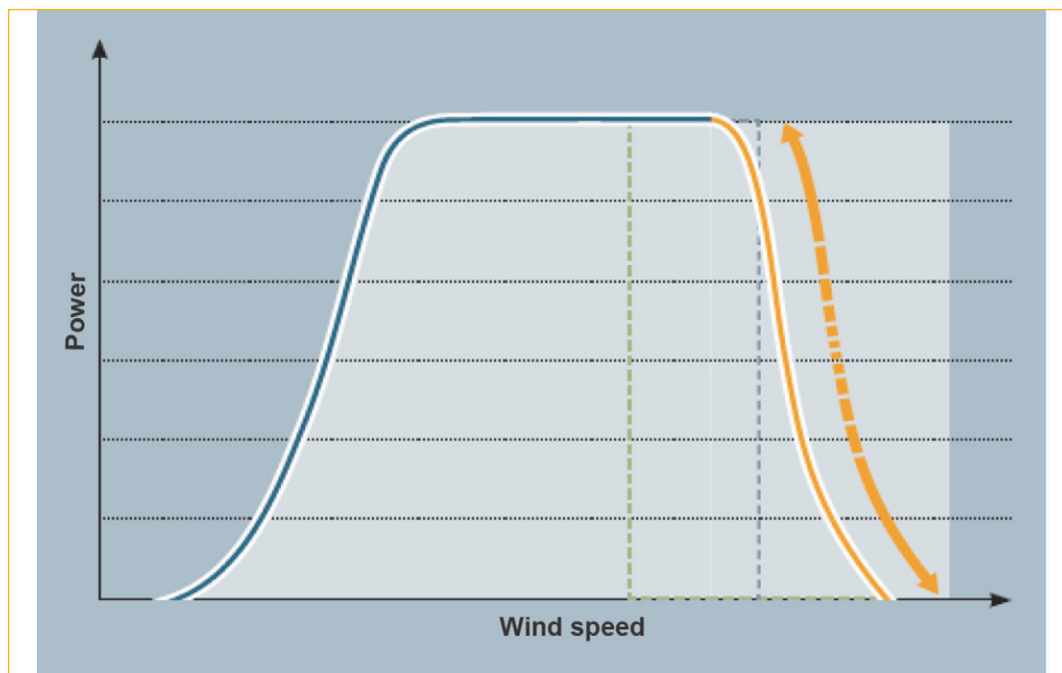


Ilustración 19: La turbina de viento con una velocidad de desconexión (azul) y velocidad de conexión alta (verde), a diferencia de una rampa de viento escalonada (amarillo).⁸

La rampa de todas las unidades (incluidas las ERV) durante la puesta en marcha o los cambios de consigna se regula en la mayoría de los códigos de red con una velocidad de rampa máxima y mínima.

5.4.2 Disposiciones vigentes en los documentos analizados en la República Dominicana

Actualmente no se aplican restricciones a la tasa de rampa. El hecho de que los estudios de arranque y parada de las centrales eólicas se mencionen en el ARTÍCULO 27 del Reglamento Complementario del INGERE indica que el OC y la SIE son conscientes de la cuestión, sin embargo.

5.4.3 Comentarios y recomendaciones para la República Dominicana

Las principales recomendaciones relativas al control de rampa son:

- Introducir los requerimientos de velocidad de rampa para la puesta en marcha y los cambios de consigna para todas las unidades;
- Exigir que las plantas de energía eólica compartan datos sobre su velocidad de desconexión con el operador del sistema;
- Se recomienda exigir que las plantas de energía eólica tengan una rampa de viento escalonada (como se ejemplifica en la Ilustración 19).

⁸ Fuente: Siemens, www.energy.siemens.com/br/pool/hq/power-generation/renewables/wind-power/Flyer-WindPower.pdf



6. PROCESO DE CONEXIÓN

6.1 Solicitud, oferta de conexión, proceso de conexión

6.1.1 Experiencia internacional

Con un número cada vez mayor de productores de energía independientes que solicitan la conexión y posteriormente se conectan a la red, un proceso de solicitud y conexión bien definido en el código de red puede reducir en gran medida el esfuerzo administrativo necesario. Sobre todo, si lo comparamos con las negociaciones bilaterales abiertas para cada conexión que pueden agotar rápidamente los recursos de personal de los GRT/GRD. Una definición clara del proceso también proporciona transparencia y puede ayudar a evitar cuestiones jurídicas en caso de desacuerdos

entre las partes. Los principales componentes del proceso son los siguientes:

- Especificaciones claras sobre las condiciones en las que un posible PEI puede solicitar la conexión a la red y el acceso al mercado o a las remuneraciones pagadas por el único comprador (empresa de servicios públicos) en el caso de integración vertical;
- Plantillas y horarios de la solicitud;
- Condiciones en las que el operador de la red o la empresa de servicios públicos debe o puede conceder o rechazar la solicitud de conexión (incluidos los posibles estudios de impacto de la red);

- Definición clara de un punto de conexión y condiciones en las que cualquiera de las partes puede elegir otros puntos de conexión (incluidos los posibles estudios de impacto de la red);
- Especificaciones sobre qué documentos y qué datos debe entregar cada parte durante la planificación, construcción, puesta en servicio y conexión de una unidad generadora;
- Plantillas y calendarios para el proceso de planificación, construcción, puesta en servicio y conexión;
- Definiciones de las pruebas de puesta en servicio y conformidad, incluidos los derechos y responsabilidades de todas las partes implicadas;
- Asignación de costos y procedimientos para el cálculo de los costos de todas las fases.

En la solicitud de conexión a la red se diferencian dos procedimientos legales diferentes:

- En primer lugar, el PEI en potencia necesita obtener un permiso para la generación (ya sea para participar en el mercado o para vender energía a la empresa de servicios públicos). Esto no es un código de red, sino un procedimiento de legislación energética. En algunos países europeos que ofrecen incentivos para la generación de energía renovable, si un PEI cumple una serie de criterios (generación renovable, cierto rango de potencia de salida, en algunos casos también la instalación de la unidad en una zona prioritaria asignada en el marco del plan de objetivos de energía renovable del país), puede simplemente solicitar incentivos para la energía renovable, como primas de mercado o una tarifa de alimentación (FIT), y se les concede el permiso automáticamente. En el caso de la generación no renovable, esto puede implicar negociaciones multilaterales más complejas en las que participen organismos gubernamentales, el regulador y el operador de la red/empresa de servicios públicos.
- Una vez concedido el permiso, el PEI debe entonces solicitar la conexión a la red al operador de la red. En la mayoría de los casos, el operador no puede rechazar la conexión a la red por razones no técnicas. En Alemania, por ejemplo, no se puede rechazar la conexión a la red para los generadores de ER, solo se puede retrasar su conexión en caso de que primero tenga que reforzarse la red.

El proceso estándar de conexión y aplicación para la conexión de un generador a la media tensión (10 - 30 kV) y a la alta tensión (110 kV) especificada en el código de red alemán se recoge en la Tabla 16. Actualmente se está desarrollando un proceso similar para la conexión a la red de transmisión (220 y 380 kV). En el caso de las grandes centrales eléctricas convencionales, se aplican otras regulaciones de la Ley alemana de Energía, ya que éstas

Tabla 16: Proceso de conexión a la red alemana de 110 kV. El proceso de conexión de media tensión (10/20 kV) es muy similar, los tiempos de media tensión (MV) se incluyen entre paréntesis, en caso de ser diferentes. (R = responsable, C = cliente, GRD= Gestores de red de distribución).[9] [12]

	Tiempo	Acción	R	Documentos
Solicitud y planificación	t1 = 0	Solicitud para la conexión a la red	C	Solicitud, especificaciones básicas del generador.
	t1 + 8 semanas	Planificación aproximada completada, punto de conexión definido, oferta de conexión con estimación de costos	GRD	
	t2 = 0	Aceptación de la oferta de conexión por parte del cliente, presentación de la hoja técnica del generador	C	Especificaciones actualizadas del generador
	t2 + 4 semanas (2 semanas)	Especificación de los ajustes de control y protección por el DSO	GRD	Hoja de especificaciones
Preparación para la construcción	tBB - 12 semanas (8/6 semanas)	Presentación de certificados de componentes, unidades y plantas para la conformidad con el código de red, presentación de planos de construcción	C	Certificados, planos de construcción
	tBB - 6 semanas (2 semanas)	Confirmación del punto de conexión final, devolución de los planos de construcción revisados	GRD	Planos de construcción
	tBB = 0	Inicio de la construcción	C	Notificación
	t2 + 4 semanas (2 semanas)	Especificación de los ajustes de control y protección por el DSO	GRD	Hoja de especificaciones
Preparación para la puesta en servicio	tIBN - 12 semanas (tBB - 2 semanas)	Presentación del boceto de contrato (convencional) o de los documentos de la Ley alemana de Energías Renovables (renovable)	GRD	Boceto de contrato
	tIBN - 2 semanas	Presentación del programa final de puesta en servicio y pruebas	C	Programa de puesta en servicio
	tIBN - 1 semana (5 días)	Puesta en servicio del equipo de medición	GRD	
	tIBN - 1 semana	Firma del contrato final y/o aprobación de las tarifas de alimentación según la Ley alemana de energía renovables	C	Contratos
	tIBN - 2 días	Prueba del equipo de comunicación / datalink	GRD	
	tIBN = 0	Puesta en servicio de la conexión a la red	GRD	
Puesta en servicio	tEZE	Puesta en servicio de la primera unidad generadora	C	Protocolo de puesta en servicio
	tEZA	Puesta en servicio de la instalación completa	C	Protocolo de puesta en servicio
	tEZA + 2 meses 0 tEZE + 10 meses	Declaración de conformidad del código de red con todos los certificados finales	C	Documentos de conformidad

también están sujetas a una planificación nacional de recursos y capacidades en la que participan los organismos gubernamentales y el regulador, lo que requiere negociaciones multilaterales. Para ello se establecen ciertos plazos (hasta 52 semanas) dentro de los cuales se deben tramitar las solicitudes e iniciar las negociaciones.

Tabla 17: Contenido de los documentos evaluados de la República Dominicana relacionados con la solicitud, oferta de conexión y proceso de conexión.

Fuente	Extractos de documentos seleccionados
Código de Conexión	<p>La sección CC8 del Código de Conexión describe los documentos técnicos que se deben enviar antes de la conexión, así como los plazos. Los temas principales son:</p> <p>CC8.1.1. - Las solicitudes de conexión deben enviarse al SIE al menos 60 días antes de la fecha de puesta en servicio. La SIE dispondrá de un plazo máximo de 45 días para efectuar dicha verificación. Vencido este plazo sin que la SIE emita su pronunciamiento, se considerará que las obras cumplen con los requerimientos necesarios para entrar en operación.</p> <p>CC8.2.1. - Al solicitar su conexión al SENI, los agentes deberán presentar a la SIE, al OC y a los agentes involucrados en el punto de conexión, según corresponda, la:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Plano de ubicación del punto de conexión 2. Esquema unifilar y descripción de las instalaciones de vinculación con el SENI 3. Esquema y descripción de las instalaciones a vincular. 4. Cronograma de trabajos 5. Estudios eléctricos de operación. 6. Documentación requerida en el Capítulo V del Título IX del Reglamento para la aplicación de la Ley General de Electricidad, en particular lo establecido en su ARTÍCULO 337. <p>CC8.3.5. - El OC podrá omitir el requerimiento de determinados estudios para las centrales generadoras de potencia inferior a 10 MW.</p>
Reglamento de Puesta en Servicio	<p>ARTÍCULO 7: El proceso general y los plazos para solicitar la autorización para la puesta en servicio de obra eléctrica se describen en las páginas 23-24 (incluidos los plazos). El proceso tiene 4 trámites:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Trámite A: Trámite inicial antes OC de "requerimientos básicos del código de conexión del SENI para la obra eléctrica". 2) Trámite B: Trámite inicial ante la SIE de "solicitud de autorización puesta en servicio de obra eléctrica". 3) Trámite C: Trámite final ante OC de "Cumplimiento del código de conexión del SENI para la obra eléctrica". 4) Trámite D: Trámite final ante la SIE de "autorización de puesta en servicio para la obra eléctrica". <p>Un flujograma de este proceso se muestra en el Anexo 5.</p> <p>El Anexo 1 contiene los requerimientos para obras de generación.</p>

<p>Procedimiento complementario para INGERE</p>	<p>ARTÍCULO 10: DOCUMENTACIÓN TÉCNICA. Adicionalmente a los requerimientos técnicos establecidos en el Código de Conexión, el promotor de una Instalación de Generación de Régimen Especial debe entregar simultáneamente a la SIE, al Organismo Coordinador y a los Agentes involucrados en el punto de conexión, la siguiente información:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Prueba de aislamiento de los equipos que serán conectados (seccionadores, TI, TT, transformador(es) de potencia, interruptor(es) de potencia) en la subestación. b. En caso de que la Instalación de Generación de Régimen Especial este compuesta por inversores y/o convertidores de frecuencias PWM (Pulse Width Module) se debe entregar: Protocolo de pruebas, certificados o antecedentes similares sobre características eléctricas (armónicos, flickers, etc.) así como sus rangos de operación, sistemas de control y protecciones. c. Voltaje de circuito abierto Voc corriente de corto circuito Icc, potencia óptima y corriente óptima, coeficientes de temperaturas para Voc y Icc (sólo aplica para instalaciones con dispositivos fotovoltaicos). <p>PÁRRAFO I: El Organismo Coordinador podrá omitir el requerimiento de determinados datos que estime necesarios, para las INGERE cuyas centrales sean de potencia nominal inferior a 5 MW y que se interconectarán al sistema de Transmisión. En el caso de que se interconecten al sistema de Distribución este requerimiento no podrá ser omitido.</p>
---	---

6.1.2 Disposiciones vigentes en los documentos analizados en la República Dominicana

Los requerimientos relacionados con el proceso de conexión en la República Dominicana se resumen en la Tabla 17. Las recomendaciones al respecto se encuentran en la Sección 6.1.3.

6.1.3 Comentarios y recomendaciones para la República Dominicana

No hay comentarios por el momento, salvo que el flujograma del Anexo 5 del “Reglamento de Puesta en Servicio de Obras Eléctricas (Resolución SIE-061-2015)” es de difícil lectura (debido a que el documento disponible es un documento escaneado). Por lo tanto, se recomienda publicar también la versión pdf del archivo en línea.

6.2 Definición del punto de conexión y costo de conexión

6.2.1 Experiencia internacional

La oferta de conexión del operador de la red incluye la asignación de un punto de conexión de la red, así como una tasa de conexión a la red. La práctica internacional sobre el punto de conexión es desigual, sin embargo, el enfoque alemán ha demostrado ser bastante práctico y se aplica en varios países.

Los códigos de red europeos suelen incluir una definición de la parte que asume los costos de los estudios necesarios para encontrar el punto de conexión óptimo. La buena práctica es permitir que el operador de la red realice estos estudios, en cualquier caso, pero solo se le permitirá facturarlos al solicitante / PEI si su

capacidad instalada supera un nivel determinado establecido. Bajo este enfoque, el punto de conexión por defecto es el punto de acceso a la red más cercano geográficamente al nivel de voltaje apropiado. Igualmente, se especifica para qué tipo de generación y fuente se deben conectar los generadores y a qué nivel de voltaje. El operador de la red tiene cierto margen de juicio, ya que por encima de un cierto tamaño, el operador puede solicitar la conexión a un nivel de voltaje más alto, y por encima de un valor (más alto), el PEI no puede solicitar la conexión a un nivel de voltaje más bajo (debe conectarse al nivel de voltaje más alto).

La mayoría de los países aplican una tarifa de conexión “limitada” (shallow connection cost charging), lo que significa que el PEI asume el costo directo de la conexión a la red, mientras que los costos relativos al refuerzo y extensión de la red son pagados por el operador de la red o se incorporan a las tarifas de la red eléctrica y son pagados por los clientes/ y/o generadores. El enfoque “ampliado” de la facturación del costo de conexión (deep connection cost charging) en los que el PEI también asume costos relacionados con el refuerzo de la red tiene dos problemas principales:

- En el caso de los grandes generadores en una red mallada, puede resultar difícil determinar qué refuerzo de la red es causado por qué generador.
- Los generadores no pagan ningún costo de refuerzo de la red hasta que se alcance la capacidad de alojamiento de un alimentador. Si otro PEI quiere conectarse al mismo alimentador, tendrá que pagar el costo total del refuerzo. La mayor capacidad de alojamiento será en la mayoría de los casos superior a la que requiere ese PEI en particular (construcción de un nuevo circuito, transformador, etc. de tamaño normalizado), lo que

permite a los PEI que solicitan la conexión más tarde conectarse sin tener que pagar por ello.

Sin embargo, el costo total de la conexión, incluidos los refuerzos, puede afectar a la elección del punto de conexión, incluso si se aplica una tarifa de conexión limitada. En Alemania, se puede modificar el punto de conexión después de haber seleccionado el punto de acceso geográfico más cercano inicial, pero la parte que solicita el cambio debe asumir los costos. Esto suele ocurrir en los siguientes casos:

- El costo total de la conexión (incluidos los refuerzos) es menor si el generador se conecta en un punto diferente. En este caso, el operador de la red puede reasignar el punto de conexión. El generador asume el costo de la conexión al punto inicial, todos los demás costos los asume el operador de la red. Para el operador de la red puede resultar más barato asumir estos costos, aunque tenga que compensar al PEI por un mayor costo de conexión, si de esta manera se puede evitar refuerzos más costosos.
- El PEI solicita un punto de conexión diferente o pide al operador de la red que se conecte al punto inicial a pesar de que un punto de menor costo esté disponible. Este se puede dar, cuando el PEI planea una expansión de la capacidad en el futuro y prefiere que se refuerce la red para ello. En este caso, el PEI asumiría la diferencia de costos.

En algunos países se adopta un enfoque estricto de menor costo, es decir, el primer caso mencionado es el habitual. Si alguna de las partes puede probar que el costo de conexión total es menor

Tabla 18: Contenido de los documentos evaluados de la República Dominicana relacionados con la definición del punto de conexión y los costos de conexión.

Fuente	Extractos de documentos seleccionados
Ley General de Electricidad	<p>ARTÍCULO 11. - En sistemas eléctricos interconectados cuya demanda máxima de potencia sea superior a la definida en los Reglamentos y que incluyan suministro a empresas distribuidoras, las empresas eléctricas, los autoprodutores y los cogeneradores podrán efectuar sólo una de las actividades de generación, transmisión o distribución. Las empresas eléctricas, los autoprodutores y los cogeneradores podrán instalar los tramos de líneas que le permitan conectar sus unidades y entregar toda su energía disponible al sistema eléctrico interconectado. Estos tramos de líneas serán operados por la empresa de transmisión; estos tramos podrán ser incorporados como parte de sus propiedades una vez sean adquiridos mediante negociaciones con quienes los hayan construido.</p> <p>ARTÍCULO 41. - Párrafo III-. Si una empresa de generación decidiera instalarse en una zona geográfica donde no existan facilidades de interconexión con el sistema eléctrico nacional, podrá obtener una concesión especial para instalar la línea de interconexión, siempre que la empresa de transmisión no asuma las inversiones correspondientes. En este caso se pondrá de acuerdo en la forma en que la empresa de transmisión reembolsará los costos incurridos por la empresa de generación.</p> <p>ARTÍCULO 9. (del reglamento para la aplicación de la ley)- Las Empresas Eléctricas, los Autoprodutores y los Cogeneradores podrán instalar los tramos de líneas que le permitan conectar sus unidades y entregar toda su energía disponible al SENI, previa obtención de la concesión especial establecida en el ARTÍCULO 11 de la Ley, cuyo procedimiento se establece en el presente Reglamento. Estos activos serán traspasados a la ETED mediante acuerdo entre las partes mediante un procedimiento similar al establecido para los financiamientos reembolsables, establecido en el Capítulo III de la Ley. La operación y mantenimiento de los tramos de líneas corresponderá a la ETED.</p> <p>ARTÍCULO 61. (del reglamento para la aplicación de la ley)- En los casos en que una Empresa de Generación decidiera instalarse en una zona geográfica donde no existan facilidades de interconexión con el SENI, podrá obtener una concesión especial para instalar la línea de interconexión, siempre que la Empresa de Transmisión no se encuentre en disposición de asumir las inversiones correspondientes. A tales fines el Peticionario deberá incluir en el expediente de solicitud una certificación de la Empresa de Transmisión en ese sentido, así como de que el Peticionario ha realizado las negociaciones pertinentes con la Empresa de Transmisión para instalar la línea de interconexión y de que el proyecto cumple con las normas técnicas y de calidad vigentes.</p> <p>ARTÍCULO 82. - Los propietarios u operadores de líneas eléctricas que tengan concesión o permiso estarán obligados a permitir a terceros el uso de sus instalaciones, necesarias para el paso de electricidad, tales como líneas aéreas o subterráneas, subestaciones y obras anexas. Quienes deseen hacer uso de estas servidumbres, salvo en los casos a que se refieren los Artículos 83 y siguientes de este capítulo, estarán obligados a observar las reglas siguientes:</p> <ol style="list-style-type: none"> a) Si las instalaciones y obras complementarias que deseen utilizarse tuvieren capacidad suficiente para soportar este uso adicional, el interesado en imponer este permiso deberá indemnizar, a través de un peaje a su propietario por la anualidad de sus costos de inversión y los costos de operación y mantenimiento, incluyendo las pérdidas de energía eléctrica, a prorrata de la potencia de punta total transitada por todos aquellos que utilicen dichas instalaciones y obras; b) Si no existiese capacidad suficiente, el interesado podrá aumentar la capacidad de las instalaciones, a su costo y según normas aprobadas por el dueño de éstas o, en caso de desacuerdo por La Superintendencia, la que verificará que la calidad de servicio del sistema ampliado es adecuada, debiendo siempre indemnizar al propietario, a través de un peaje. El peaje considerará la anualidad de los costos de inversión de la línea primitiva, en la proporción de la capacidad de ella utilizada por el interesado, y además, los gastos de operación y mantenimiento de la línea ampliada, a prorrata, de la potencia transitada en esta última por todos aquellos que la utilicen; c) Todo otro perjuicio que se produjere en la instalación existente con motivo de la constitución de la servidumbre de paso será a cargo del interesado.

Reglamento de la Ley sobre Incentivos a Fuentes Renovables	ARTÍCULO 39: enumera qué documentos deben presentar los proyectos de energía eólica para la Solicitud de la Concesión Definitiva y la Inclusión en el Registro de Instalaciones de Producción en Régimen Especial. Esto incluye: el “Estudio de evacuación de la energía eléctrica producida” que incluye “Definición del punto de conexión y su disponibilidad para absorber la energía producida”. Lo mismo se requiere para las instalaciones solares fotovoltaicas (página 95).
--	--

en otro punto diferente, se tendrá que seleccionar el punto de conexión más económico. En cualquier caso, es importante definir un punto de conexión inicial por defecto como base para la negociación.

Los códigos de red europeos suelen incluir una definición de la parte que asume los costos de los estudios necesarios para encontrar el punto de conexión óptimo. Las buenas prácticas permiten que el operador de la red realice estos estudios, en cualquier caso, pero solo se le permitirá facturarlos al solicitante / PEI si su capacidad instalada supera un nivel determinado establecido.

Considerando las tarifas/cuotas de conexión, casi todos los países se han distanciado del enfoque “ampliado” de la facturación del costo de conexión, donde el generador tiene que pagar todos los refuerzos necesarios de la red a favor de tarifas de conexión “limitadas” (shallow connection cost charging), enfoque por el cual, el

PEI asume el costo de la conexión a la red. Los refuerzos se pagan con las tarifas impuestas a los clientes (y en algunos países también a los generadores) por kWh utilizado (generado).

6.2.2 Disposiciones vigentes en los documentos analizados en la República Dominicana

Los requerimientos relativos a la definición del punto de conexión y los costos asociados en la República Dominicana se resumen en la Tabla 18. Las recomendaciones al respecto se encuentran en la Sección 6.2.3.

6.2.3 Comentarios y recomendaciones para la República Dominicana

Respecto a la definición del punto de conexión cabe decir que los códigos de red europeos suelen incluir una definición de la parte que asume los costos de los estudios necesarios para encontrar el punto de conexión óptimo. La buena práctica es permitir que el operador de la red realice estos estudios, en cualquier caso, pero solo se le permitirá facturarlos al solicitante / PEI si su capacidad instalada supera un nivel determinado establecido. En el caso de la República Dominicana, el solicitante define el punto de conexión como parte del “Estudio de evacuación de la energía eléctrica producida” (como se establece en la Ley de Incentivos a Fuentes Renovables). El solicitante también debe asumir los costos de los estudios.

En cuanto a los cargos de conexión, las regulaciones de la República Dominicana son algo dispersas y difíciles de entender. El enfoque parece basarse en negociaciones bilaterales con los solicitantes de la PEI, pero también en vínculos con varios documentos de reglamentación comercial.

Se recomienda consolidar la información en un solo lugar, como una nueva directiva comercial o un anexo al código de red, y especificar normas claras sobre qué parte tiene que pagar por qué y cuándo.

7. MECANISMO DE CONFORMIDAD

El operador de la red debe garantizar que los generadores cumplen con el código de red. Es necesario desarrollar mecanismos de aplicación de la ley para garantizar que se cumplen los requerimientos establecidos. Hay diferentes maneras de asegurar la conformidad de una central eléctrica o de una sola unidad generadora, ya sea mediante declaraciones, certificaciones o pruebas reales.

Probar la conformidad de una central eléctrica después de su construcción suele ser fácil y factible en el caso de requerimientos aplicables durante el funcionamiento normal, como el control de la potencia activa y reactiva, la reacción a las señales de control remoto a través de SCADA, etc., pero el comportamiento en caso de fallas es difícil de probar, especialmente en el caso de las instalaciones más grandes.

La conformidad en el caso de los requerimientos de comportamiento en caso de fallas se puede evaluar de las siguientes maneras:

- Es posible realizar las pruebas de fallas en generadores individuales en el laboratorio, al menos para turbinas eólicas, inversores fotovoltaicos y generadores síncronos de menor tamaño. Estas pueden ser realizadas por la mayoría de los fabricantes.
- Las propiedades de los grandes generadores síncronos son suficientemente conocidas y el comportamiento en caso de fallas puede ser calculado con suficiente precisión.
- Basándose en las mediciones y las propiedades conocidas de los generadores, se pueden elaborar modelos de simulación de generadores individuales. Los modelos verificados pueden

integrarse para formar un modelo de una central eléctrica que puede utilizarse para la evaluación de la conformidad.

- El comportamiento en caso de fallas real puede ser evaluado posteriormente, en caso de una falla real en la red, y los generadores no conformes pueden ser identificados y sancionados.

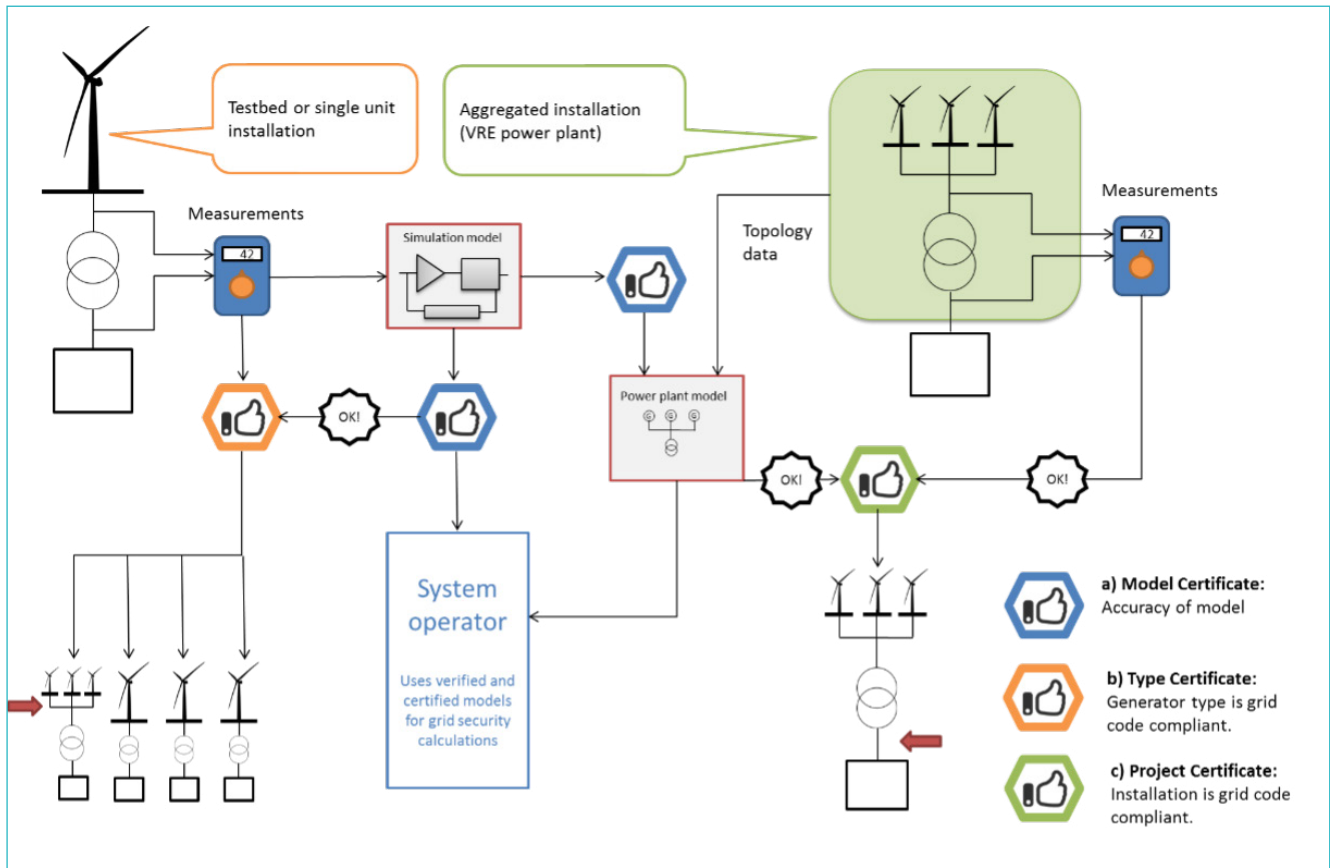


Ilustración 20: Diferentes tipos de certificados de conformidad y la vía para obtenerlos. (Fuente: Energynautics)

7.1 Pruebas de puesta en servicio

7.1.1 Experiencia internacional

En cualquier caso, es necesario realizar pruebas de puesta en servicio de todas las instalaciones nuevas para garantizar la funcionalidad adecuada de todo el equipo instalado. Las pruebas de puesta en servicio suelen ser responsabilidad del propietario u operador de la unidad de generación, pero muchos códigos de red especifican qué pruebas de puesta en servicio se deben

realizar. Si los datos se ponen a disposición del operador de la red, o en el caso de que el personal del operador de la red supervise las pruebas, se puede evaluar la conformidad del código de red para una serie de funciones basándose en los resultados de las pruebas.

A modo de ejemplo, el código de red Eirgrid (aplicable a la red de transmisión irlandesa) especifica que las pruebas de puesta en servicio y las pruebas del código de red (conformidad) deben ser realizadas por el propietario de una unidad de generación

de cualquier tipo con una capacidad instalada superior a 5 MW, durante la etapa final de puesta en servicio de la unidad. Las unidades más pequeñas pueden declarar su conformidad presentando una simple declaración de conformidad. Las pruebas deben realizarse según las especificaciones de Eirgrid, y el propietario debe solicitarlas al GRT. Las pruebas del código de red realizadas por el GRT o bajo la supervisión del GRT también comprueban el control de la potencia activa y su precisión, así como otros parámetros del código de red. Estas pruebas normalmente incluyen:

- Capacidad de responder a las consignas de potencia activa;
- El gradiente de potencia (velocidad de rampa) en la reacción a las señales de despacho debe limitarse a la velocidad requerida por el código de red,
- Puesta en marcha y apagado dentro de un cierto tiempo a partir de la señal del SCADA;
- Pruebas de respuesta en frecuencia similares a las exigidas por Fingidor (véase más adelante), especialmente las que se refieren a la activación de los regímenes y al cambio entre los diferentes regímenes;
- Capacidad de control de la potencia reactiva y el voltaje;
- Pruebas de puesta en marcha y apagado en caso de emergencia (si se requiere de la unidad);
- Prueba de capacidad que confirme que la instalación puede realmente generar su capacidad de potencia activa nominal y registrada. [11]

El GRT finlandés Fingid también ha emitido especificaciones bastante detalladas sobre pruebas de puesta en servicio que se deben realizar y documentar para probar la conformidad con el código de red. Estas son obligatorias para todos los generadores de más de 10 MW, en los que la conformidad también se puede probar mediante un informe de prueba tipo. [13] Las pruebas se llevan a cabo después de la construcción de la instalación de generación de energía e incluyen:

- Pruebas de puesta en marcha y apagado a nivel de potencia mínima y máxima para demostrar el impacto del voltaje en el punto de conexión;
- Funcionamiento a una potencia de salida mínima estable durante al menos 15 minutos;
- Prueba de la capacidad de potencia reactiva en forma de barridos a través del rango de potencia reactiva a diferentes niveles de potencia de salida activa;
- Prueba del control de la potencia reactiva mediante la

conmutación de las consignas y la ejecución de un factor de potencia constante en diferentes niveles de potencia de salida activa;

- Prueba de la capacidad de control del voltaje mediante el ajuste a distancia de diferentes consignas al controlador de voltaje y observando la reacción del control del voltaje al conectar los transformadores de aguas arriba;
- Prueba de la capacidad de control de la potencia activa mediante la observación de la reacción de la planta en las diferentes consignas de potencia de salida activa proporcionadas por las señales del SCADA;
- Pruebas de rampas y paradas provocadas por vientos fuertes (esto puede aplazarse hasta que se produzca una situación de vientos fuertes, pero el operador de la planta debe vigilar la planta llegado el momento y presentar pruebas de que la unidad ha reaccionado de la manera especificada después de que se haya producido la situación por primera vez);
- Prueba de los modos de control de la frecuencia mediante a) el funcionamiento de la unidad en el modo sensible a la frecuencia completa sin una banda muerta y la observación de sus reacciones a las desviaciones de frecuencia habituales y b) el establecimiento de una consigna de frecuencia de desplazamiento y la observación de la reacción de la unidad.

Las pruebas de calidad de la energía están sujetas a acuerdos individuales, en realidad, bastarán los certificados de conformidad de la unidad según las normas internacionales aplicables. Además, las pruebas de cortocircuito y de huecos de tensión (LVRT) suelen ser costosas y complejas de realizar in situ, ya que para ello hay que provocar un cortocircuito en la red. Por lo tanto, el comportamiento en caso de fallas se evalúa generalmente por medio de pruebas tipo y modelos de simulación desarrollados a partir de los resultados de las pruebas tipo. Sin embargo, en la mayoría de los países, el operador de la red está autorizado a realizar esas pruebas si fuera necesario.

7.1.2 Disposiciones vigentes en los documentos analizados en la República Dominicana

Los requerimientos relacionados con las pruebas de puesta en servicio en la República Dominicana se resumen en la Tabla 19. Todos los requisitos sólo se aplican a las centrales térmicas. Las recomendaciones al respecto se encuentran en la Sección 7.1.3.

Tabla 19: Contenido de los documentos evaluados de la República Dominicana relacionados con las pruebas de puesta en servicio.

Fuente	Extractos de documentos seleccionados
Reglamento de Puesta en Servicio	<p>ARTÍCULO 6, SECCION 6.2. – Tipos de proyectos: Los proyectos de nuevas instalaciones eléctricas son aquellos que se desarrollaron de acuerdo con la norma legal vigente y tienen el “contrato de concesión definitiva” otorgado por el poder ejecutivo O en de un Sistema interconectado con demanda inferior a 2MW, tiene la “Autorización para instalación de la obra eléctrica” otorgada por la SIE.</p> <p>ARTÍCULO 35: Realización de pruebas operativas a la obra eléctrica:</p> <p>Para obras de generación:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Pruebas de verificación de restricciones operativas de las unidades de generación. Mediante las cuales el OC deberá certificar los valores de los siguientes parámetros: <ol style="list-style-type: none"> (i) Tiempo de arranque (ii) Potencia mínima técnica de la unidad de generación (iii) Tiempo de carga (iv) Tiempo de descarga (v) Tiempo de parada (vi) Tiempo mínimo entre parada y arranque (vii) Tiempo de sincronización (viii) Tiempo de potencia mínima técnica 2. Pruebas de regulación de frecuencia. Mediante las cuales el OC deberá certificar: <ol style="list-style-type: none"> (a) Que la unidad de generación está habilitada para regular frecuencia, y que por tanto cumple con lo establecido en el RLGE y con los procedimientos establecidos por la SIE al respecto; o (b) Excepcionalmente: Que la unidad de generación no fue sometida a dichas pruebas ya que no prestará el servicio de regulación de frecuencia, según acuerdo previo aprobado por la SIE, conforme lo prescrito por el ARTÍCULO 203 de la RLGE; 3. Pruebas de regulación de tensión. Mediante las cuales el OC deberá certificar que la obra de generación objeto de la solicitud cumple con los requerimientos normativos para regular tensión establecidos por el RLGE y por Resolución de la SIE; 4. Requerimientos del Código de conexión del SENI sobre controles y protección. El OC mediante esta verificación deberá certificar que las instalaciones del petionario cumplen con los requerimientos establecidos en el acápite CC6 del código de conexión del SENI, en lo que respecta a controles y protección; 5. Pruebas de verificación del sistema SCADA. El OC mediante esta verificación deberá certificar que el sistema SCADA instalado en la obra eléctrica cumple con lo establecido en el acápite CC10 del código de conexión del SENI.

Código de Conexión	<p>La sección CC9 del Código de conexión describe el proceso de energización y los requerimientos. Los puntos principales son:</p> <p>CC9.1.1. - El agente responsable de un punto de conexión deberá presentar a los agentes involucrados en el punto de conexión un programa de energización con una anticipación no inferior a 30 días de su inicio.</p> <p>CC9.2.1. - Requerimientos ineludibles:</p> <p>a) haber presentado la documentación detallada en los puntos CCS.2 y haber obtenido su aprobación por parte de la SIE.</p> <p>b) haber presentado al OC la información técnica requerida en el punto CCS.4; poseer firmado y haber presentado al OC un acuerdo de responsabilidad operativa, con los agentes involucrados, según corresponda, en los términos del punto CC3.1.</p> <p>c) Tener instalados los equipos de medición comercial y contar con la habilitación comercial por parte del OC. Tener instalados los equipos de medición comercial en conformidad a lo establecido en el Capítulo V del Título IX del Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (...)</p> <p>d) Haber instalado y tener en operación los equipos del sistema de operación en tiempo real, cumpliendo con lo establecido en el punto CC7.</p> <p>e) Poseer todas las autorizaciones gubernamentales necesarias para la construcción y operación de las instalaciones.</p> <p>CC9.3. - Inspección: una vez cumplidos los requerimientos anteriormente, el OC y los agentes involucrados efectuarán la inspección del punto de conexión y participarán en los ensayos a efectuar por el agente responsable, en la medida en que lo considere necesario. Si los resultados de la inspección y ensayos fueran satisfactorios, se autorizará y se firmará un acta en la cual se dejará constancia de lo realizado. Si de la inspección o ensayos se concluyera que las instalaciones no cumplen con los requisitos especificados, el agente responsable deberá efectuar las correcciones necesarias y requerir nuevamente los ensayos.</p>
Reglamento para la aplicación de la Ley General de Electricidad	<p>Pruebas para máquinas que han solicitado participar en la regulación de frecuencia:</p> <p>ARTÍCULO 398. - Pruebas.</p> <p>a) Cuando el OC lo disponga, a fin de determinar el comportamiento y la respuesta ante variaciones bruscas de frecuencia de las unidades de generación cuya calificación como máquina de regulación se haya solicitado, se realizaran pruebas de campo con un consultor especializado y en calidad de observador, personal del OC.</p> <p>b) Asimismo se efectuarán pruebas si a juicio del OC existen razones para considerar que la Empresa de Regulación de Frecuencia ha experimentado alguna modificación importante.</p> <p>c) Las pruebas se pondrán en conocimiento de la SIE.</p> <p>d) Para la selección del consultor el OC dispondrá de una relación de consultores calificados.</p> <p>e) El costo del consultor será asumido por el Agente del MEM que solicitó que su unidad sea evaluada como de regulación o el Agente del MEM con unidades de regulación habilitadas.</p> <p>f) Concluida la prueba, el consultor debe determinar, mediante los cálculos respectivos el comportamiento y la respuesta ante variaciones súbitas de frecuencia en un lapso de cero (0) a diez (10) segundos de la unidad de generación y comprobar que la variación de carga de la unidad debe ser sostenible durante los siguientes treinta (30) segundos en base a la capacidad de generación.</p> <p>g) El informe final de una prueba será suscrito por el consultor y será presentado al OC para su análisis y aprobación. En caso de presentarse observaciones las mismas deberán ser resueltas por el consultor. El consultor tiene un plazo máximo de quince (15) días calendario después de la prueba para presentar en forma oficial al OC el informe final. El OC tiene un plazo de siete (7) días calendario para observaciones y el consultor cinco (5) días calendario para levantarlas. El informe final, así como todos los cálculos sustentatorios de detalle serán presentados por el consultor en forma escrita y en medio magnético, lo cual estará a disposición de cualquier Agente del MEM.</p> <p>h) El OC conocerá a los Agentes del MEM el resultado final de las pruebas.</p>

7.1.3 Comentarios y recomendaciones para la República Dominicana

Las pruebas de puesta en servicio que se exigen en los documentos de la República Dominicana se ajustan en general a la práctica internacional, pero desafortunadamente sólo son aplicables a las unidades térmicas. Las pruebas de puesta en servicio son responsabilidad del propietario u operador de la unidad de generación y los documentos de la República Dominicana especifican qué pruebas de puesta en servicio se deben realizar. En el ARTÍCULO 35 del reglamento para la puesta en servicio, se enumeran las pruebas operativas que deben realizar las plantas de generación. Basándose en los resultados de las pruebas, el OC certificará la conformidad de los requerimientos de la planta. El OC inspeccionará el punto de conexión y participará en las pruebas que realice el agente, según se considere necesario. Se recomienda ampliar los requisitos a todos los tipos de generadores, en la medida en que no estén cubiertos por las disposiciones sobre ensayos de tipo y simulación que se describen en las secciones siguientes.

La autorización de puesta en servicio (que incluye la superación de las pruebas de puesta en servicio de los generadores) parece ser aplicable a las unidades de generación de más de 2 MW (esto debe verificarse con las partes interesadas). Si no existe tal límite de 2 MW, se recomienda establecer un límite por debajo del cual (por ejemplo, para unidades más pequeñas) debería ser suficiente con la presentación de una declaración de conformidad (véase el código irlandés).

7.2 Pruebas tipo

7.2.1 Experiencia internacional

Las pruebas tipo se refieren a la comprobación de una instalación única de un determinado tipo de generador en el laboratorio (instalación de banco de pruebas) o en el campo con un procedimiento específico para demostrar la conformidad con el código de red de este tipo de generador. Se pueden exigir pruebas tipo a los fabricantes de generadores fabricados en serie, como pequeñas plantas de cogeneración, turbinas eólicas e inversores fotovoltaicos. Si el fabricante ha probado la unidad y un tercero acreditado (o el propio operador de la red) ha validado los resultados, el tipo de generador se considera conforme y puede ser aprobado por el operador de la red para su instalación sin pruebas de conformidad adicionales.

El operador de la red también puede realizar pruebas tipo y emitir certificados tipo, si prueba en detalle la primera instalación de un tipo de generador en la red y luego aprueba el tipo para una instalación posterior. En el caso de las instalaciones compuestas de múltiples generadores, como las plantas de energía eólica o las unidades fotovoltaicas a escala de servicios públicos, también se puede suponer que, si todas las unidades cumplen con el código de red, también lo hace toda la instalación. Sin embargo, una instalación compuesta por unidades que no cumplen ciertos requerimientos y otros equipos como transformadores, cables y bancos de condensadores puede ser conforme con los requerimientos en el punto de conexión en su conjunto. Ejemplos de ello son el uso de un transformador de regulación en carga y condensadores e inductores conmutables para el control del voltaje para una instalación de unidades que no pueden proporcionar el control del voltaje por sí mismas, o la instalación de un STATCOM en una central eólica para adaptar la capacidad del LVRT a unidades más antiguas.

El código de red danés permite realizar varias verificaciones de conformidad mediante pruebas tipo. Para plantas eólicas y FV, estas pruebas tienen que incluir la calidad de la energía, la capacidad de soportar huecos de tensión (FRT) y la capacidad de potencia reactiva. [14] [15] En el caso de las centrales térmicas, se pueden realizar aún más verificaciones utilizando pruebas tipo, que ofrecen muchas ventajas económicas para las centrales de cogeneración, muy extendidas en Dinamarca. [16] Las siguientes pruebas de conformidad pueden llevarse a cabo mediante pruebas tipo:

- Condiciones normales de funcionamiento (desviaciones de frecuencia y voltaje)
- Condiciones anormales de funcionamiento (saltos de fase y gradientes de frecuencia transitorios)
- Capacidad de soportar huecos de tensión
 - Tolerancias de caída de tensión (permanecer conectado y operativo)
 - Soporte de tensión durante las caídas de tensión (soporte de corriente reactiva)
 - Caídas de tensión recurrentes en la red pública de suministro eléctrico
- Respuesta de frecuencia (MRPFL-U y MRPFL-O)
- Requerimientos de control de la potencia reactiva
- Sistema de excitación

Dependiendo del tamaño de la planta eléctrica, no todas estas pruebas son obligatorias.

El código de red alemán permite pruebas tipo y, en el caso de productos similares, también la transferencia de resultados de un tipo de producto probado a una gama de productos sin

mediciones adicionales. Esto se logra mediante la validación del modelo y la transferencia del modelo validado a la gama de productos dentro de unos límites determinados. El modelo de simulación puede entonces ser verificado respecto a la conformidad con el código de red, especialmente en el caso de los requerimientos de la capacidad de soportar los huecos de tensión.

Tabla 20: Disposición INGERE para aerogeneradores

Fuente	Extractos de documentos seleccionados
Procedimiento complementario para INGERE	<p>ARTÍCULO 22: Párrafo II: Adicionalmente a los requerimientos establecidos en el Art.39 del RAILIERRE para la solicitud de Concesión Definitiva, el promotor de una INGERE de energía eólica deberá depositar en la CNE una copia del certificado, emitido por el fabricante o la entidad de certificación acreditada, el cual se confirme que todos los aerogeneradores cumplen con las condiciones técnicas adecuadas para continuar operando ante huecos de tensión, dentro de los límites establecidos por una de las tres normativas indicadas en el Art.70 del RAILIERRE.</p>

7.2.2 Disposiciones vigentes en los documentos analizados en la República Dominicana

7.2.3 Recomendaciones para la República Dominicana

Los documentos proporcionados para la conexión a la red de la República Dominicana no especifican por el momento las pruebas tipo. Sin embargo, la conformidad de las turbinas eólicas para la capacidad de soportar los huecos de tensión está relacionada con criterios de conformidad de Dinamarca y Alemania o con el código de red de los Estados Unidos. Dinamarca y Alemania permiten las pruebas tipo. Se recomienda permitir las pruebas tipo para todo tipo de generación, ya sea a través de la prueba y validación en la República Dominicana o a través de la conformidad con otros códigos de red.

- Agregar pruebas tipo y/o procedimientos para pruebas individuales
- Agregar pruebas tipo para unidades de generación más pequeñas con la posibilidad de extenderse a parte de la gama de productos
- Procedimientos individuales para plantas de energía de mayor tamaño con
 - Estudio preliminar con el modelo aprobado por el fabricante requerido para la solicitud del proyecto
 - Mediciones in situ después de la conexión
 - Estudio final con modelo validado

7.3 Modelos de simulación

7.3.1 Experiencia internacional

Los modelos de simulación se pueden desarrollar a partir de los resultados de pruebas de tipo y/o pruebas de conformidad del fabricante o de terceros. Estos modelos pueden ser necesarios durante las diversas etapas del proceso de solicitud y conexión con diversos niveles de detalle para los siguientes fines:

- Durante el proceso de solicitud pueden requerirse modelos generales menos detallados (a menudo modelos estándar del Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica (IEEE)) de una instalación planificada para que el operador de la red pueda utilizarlos en los estudios de impacto de la red necesarios para determinar el punto de conexión;
- Se pueden solicitar modelos más detallados tan pronto como el solicitante haya determinado qué modelo de generador se utilizará para comprobar los resultados y realizar estudios de impacto de la red para la planificación de esta por parte del operador de la red.

En Irlanda, todos los modelos tienen que ser validados. Esta validación se lleva a cabo a través de pruebas pertinentes antes o después de la puesta en marcha in situ o en el laboratorio. Si no se ha demostrado la validez del modelo o de partes de este antes de su puesta en marcha, se pueden realizar las pruebas pertinentes restantes más adelante. Las pruebas y mediciones necesarias

se acordarán con el GRT. Si estas pruebas no muestran un comportamiento correspondiente al modelo, el modelo deberá ser revisado. El código de red de Irlanda da indicaciones claras sobre las capacidades, la documentación, el mantenimiento y la confiabilidad de los modelos de simulación, lo que facilita cumplir claramente con los requerimientos sin temor a dar demasiada o muy poca información sobre el producto. [1]

Dinamarca ha introducido una descripción detallada de los requerimientos del modelo de simulación según la introducción de los Requerimientos europeos para Generadores. [17] Esto incluye capacidades y detalles mínimos, documentación y verificación del modelo de simulación, dependiendo del estudio para el que se supone que se utilice el modelo. Las capacidades del modelo incluyen condiciones estáticas y cortocircuitos, RMS, simulaciones de cortes transitorios electromagnéticos (solo generación no síncrona) y armónicos (solo generación no síncrona) y, por lo tanto, permiten realizar una gama de estudios extremadamente amplia. Todos los modelos tienen que ser validados utilizando procedimientos específicos o mediante la aprobación del GRT.

Reino Unido tiene requerimientos menos detallados de los modelos, dan más importancia a la representación precisa del rendimiento global de cada tipo de unidad dentro del parque eléctrico, lo cual es relevante para las simulaciones de la capacidad de soportar huecos de tensión (FRT). No es necesario que el modelo esté en un formato de uso práctico (por ejemplo, PowerFactory), pero sí que incluya parámetros, descripciones y diagramas de bloques de funciones de transferencia. Sin embargo, se requiere que el modelo sea validado, pero sin una directriz clara sobre los procedimientos de validación específicos.[3]

Los modelos validados pueden ser usados para pruebas de conformidad, especialmente para el comportamiento en caso de cortocircuitos y fallas, como se hace en Alemania. Esto suele requerir la certificación del modelo basado en pruebas tipo realizadas por un tercero acreditado.

7.3.2 Disposiciones vigentes en los documentos analizados en la República Dominicana

Tabla 21: Disposición INGERE para la interconexión

Fuente	Extractos de documentos seleccionados
Procedimiento complementario para INGERE	<p>ARTÍCULO 25: Antes de su interconexión al SENI, el Agente de la INGERE deberá presentar los estudios donde se evalúen las condiciones operativas, la calidad y estabilidad del SENI con la entrada en operación de la nueva INGERE. Estos estudios son adicionales a los requeridos en los artículos 39, 40, 41 y 42 del Reglamento para la Aplicación de la Ley 57-07.</p> <p>SECCIÓN II. SIMULACIÓN Y ANÁLISIS.</p> <p>La sección contiene:</p> <p>ARTÍCULO 26: ANÁLISIS EN ESTADO ESTACIONARIO</p> <p>ARTÍCULO 27: ANÁLISIS EN ESTADO TRANSITORIO Y ESTABILIDAD.</p> <p>ARTÍCULO 28: ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO.</p> <p>SECCIÓN III. REQUERIMIENTOS DE MODELADO Y VALIDACIÓN</p> <p>ARTÍCULO 29: Adicionalmente a las especificaciones técnicas establecidas en el punto CC8.3 del Código de Conexión, se entregará al OC la información siguiente:</p> <ol style="list-style-type: none"> Todos los datos sobre funcionamiento, características físicas, mecánicas, eléctricas de potencia y control. Utilizando esta información, el promotor de una Instalación de Generación de Régimen Especial creará y validará la base de datos para los estudios de análisis en estado estable y análisis dinámicos u otros requeridos por el OC. Los modelos dinámicos y diagrama de bloques de los diferentes componentes de la INGERE, aprobados por los proveedores. Estos modelos deben ser compatibles con el programa simulación DlgSILENT utilizado por el OC. Los estudios eléctricos indicados en los artículos 26, 27 y 28 de este Procedimiento u otros estudios que el OC considere pertinente, para su análisis y aprobación.

7.3.3 Recomendaciones para la República Dominicana

La mayoría de las conformidades se verifican en la República Dominicana mediante simulaciones, pero los modelos no se validan, solo se aprueban por el proveedor. Por consiguiente, se recomienda ampliar las especificaciones del modelo y el procedimiento de validación para poder confiar en las simulaciones:

- Especificar las capacidades del modelo, por ejemplo, los valores cuadráticos medios (RMS, por sus siglas en inglés) asimétricos PosSeq.
- Añadir un procedimiento de validación específico para los modelos (por ejemplo, basado en procedimientos establecidos como el IEC 61400-27-2 alemán)
- Solicitar que las organizaciones autorizadas confirmen la validez del modelo (Alemania, Dinamarca) o el GRT (Irlanda, Dinamarca)
- Solicitar documentación modelo para poder realizar sus propios estudios
- Exigir actualizaciones del modelo, por ejemplo, anualmente
- Garantizar la confidencialidad de los modelos

7.4 Repetición de pruebas y evaluación a posteriori

7.4.1 Experiencia internacional

La mayoría de los códigos de red autorizan al operador de la red repetir las pruebas de conformidad durante la vida útil del generador para garantizar un cumplimiento continuo.

El GRD/GRT está autorizado, pero no obligado, a desconectar inmediatamente cualquier unidad que no cumpla con algún requerimiento del código de red. Eso incluye la incapacidad probada de superar un hueco de tensión (evaluación a posteriori) incluso si el modelo de simulación es compatible.

Las evaluaciones a posteriori de los datos operacionales también pueden ser utilizadas por el operador de la red para verificar la conformidad durante la operación real si no se dispone de capacidad para realizar pruebas de conformidad más amplias. Si existe la amenaza económica de una desconexión inmediata, en caso de una instalación no conforme, los propietarios de los generadores tendrán una motivación para instalar equipos conformes. Esta práctica conlleva el peligro inherente de tener generadores no conformes conectados a la red durante mucho tiempo antes de que ocurra realmente algo que demuestre su falta de conformidad, posiblemente un acontecimiento en el que esta falta de conformidad comprometa la seguridad del sistema. Sin embargo, las evaluaciones a posteriori (y la base jurídica de la desconexión sobre esta base) pueden utilizarse como medida intermedia inmediata antes de poder establecer mecanismos de conformidad más avanzados.

Irlanda utiliza un extenso esquema que se muestra en la Ilustración 21 para evaluar la conformidad continua de las centrales eléctricas con el código de red irlandés. Se basa en mediciones y análisis automatizados continuos (monitoreo de la calidad de la energía, instrucción de despacho, regulación de la frecuencia, suministro de potencia reactiva, etc.), pruebas (instrucciones de despacho, servicios auxiliares, etc.) e investigaciones. El incumplimiento desencadena un proceso para resolver el problema, pero el GRT se reserva el derecho de desconectar la planta eléctrica.

7.4.2 Disposiciones vigentes en los documentos analizados en la República Dominicana

Tabla 22: Disposición Ley sobre Incentivos a Fuentes Renovables para las inspecciones

Fuente	Extractos de documentos seleccionados
Reglamento de la Ley sobre Incentivos a Fuentes Renovables	<p>ARTÍCULO 72. - Inspecciones anuales. Las instalaciones de energías renovables de generación de electricidad serán revisadas por los servicios técnicos de la CNE, de la SIE y de la SEMARENA, anualmente o cuando una de estas instituciones lo requieran, a efectos de comprobar, tanto el cumplimiento de la reglamentación eléctrica vigente como el cumplimiento de los compromisos empresariales, medioambientales y energéticos adquiridos.</p> <p>ARTÍCULO 67. - Son obligaciones de los productores de energía sujetos al Régimen Especial:</p> <p>i. Facilitar las inspecciones técnicas individual o colectivamente, que a sus instalaciones disponga CNE, SEIC, SIE y OC.</p>

7.4.3 Recomendaciones para la República Dominicana

Ninguno de los procedimientos describe una evaluación a posteriori basada en mediciones. Este tipo de evaluación permitiría analizar la conformidad del código de red, identificando posibles problemas. Se supone que el OC evalúa el rendimiento de la unidad durante la operación, sin embargo, debe quedar claro que el OC puede y debe probar repetidamente las unidades. Los productores de energía renovable ya están obligados a permitir que la CNE, la SEIC, la SIE y el OC accedan a sus instalaciones para realizar inspecciones técnicas.

Además, el proceso de conexión depende en gran medida de los informes de simulación. Si hay que hacer cambios en la configuración de control de la planta eléctrica existente, estas deben someterse a las pruebas correspondientes. Por lo tanto, se recomienda:

- Revisar las mediciones de
 - Instrucciones de despacho
 - Mediciones de fallas (voltaje, frecuencia)
 - Calidad de la potencia
- Revisar las actualizaciones del modelo y conformidad



8. RESUMEN DE RECOMENDACIONES

Tabla 23: Resumen de recomendaciones

Tema	Elemento	Recomendación	Puntos de discusión
Control de frecuencia	Rango de operación	Especificar rangos de operación ilimitados y limitados en el tiempo, como ilimitados entre 58.5 y 61.5 Hz y 60 o 90 minutos entre 57 y 58.5 Hz y 61.5 y 63 Hz. Los valores que se discutirán con el GRT tienen que basarse en las características del sistema. Introducir el requerimiento de RoCoF.	Parámetros para el rango de operación y experiencias pasadas con los requerimientos actuales (GRT)
	Repuesta a las desviaciones de frecuencia	Introducir requerimientos MRPFL para todas las unidades, el MRPFL -U solo debe ser cumplido por las ERV si ya está restringido y por las unidades convencionales que operan por debajo de la producción máxima. Umbrales y ajustes del estatismo tienen que ser discutidas con el GRT.	Umbrales y ajustes del estatismo, experiencia previa con el comportamiento de la unidad en eventos de frecuencia anormal (GRT)
	Reservas operativas	Definir requerimientos técnicos detallados para la reserva secundaria.	Ya está incluido en el borrador de modificación de RALGE.
	Verificación de la prestación de la reserva	Introducir el requisito de los registradores de fallas en las unidades que proporcionan las reservas.	
	Requerimientos avanzados para ERV	Requerimientos en consonancia con las prácticas actuales. Al aumentar los porcentajes de ERV, se deben discutir requerimientos más avanzados como el control de frecuencia total de ERV y la introducción de la respuesta de frecuencia rápida.	Debate general sobre la futura participación de ERV en el control de frecuencia (GRT)
	Despacho de reserva/adquisición	Especificar rangos de operación ilimitados y limitados en el tiempo, como ilimitados entre 58.5 y 61.5 Hz y 60 o 90 minutos entre 57 y 58.5 Hz y 61.5 y 63 Hz. Los valores que se discutirán con el GRT tienen que basarse en las características del sistema. Introducir el requerimiento de RoCoF.	Parámetros para el rango de operación y experiencias pasadas con los requerimientos actuales (GRT)

Control de voltaje	Rango de operación	Especificar rangos de operación ilimitados y limitados en el tiempo, como ilimitados entre 0,95 y 1,05 p.u., y 60 minutos entre 0,85 y 0,95 p.u. Y 20 minutos entre 1,05 y 1,15 p.u. Los valores que se discutirán con el GRT tienen que basarse en las características del sistema.	Requerimientos de rango de voltaje para los generadores, ajustes de protección de subvoltaje y sobrevoltaje aplicados actualmente en los generadores existentes (GRT)
	Rango de potencia reactiva	Especificar el rango mínimo de potencia reactiva requerida para todos los generadores, prefiriendo un marco operacional Q ante un marco operacional cos phi.	Medidas actuales del control del voltaje (GRT)
	Control de la potencia reactiva	Generalmente en consonancia con los requerimientos internacionales. Se puede añadir Q(P), pero no es estrictamente necesario.	Medidas actuales del control del voltaje (GRT)
Comportamiento en caso de fallas	LVRT	Introducir LVRT y los requerimientos de soporte de voltaje reactivo sintonizados con el sistema dominicano. Las características tienen que ser discutidas con el GRT.	Tiempo de solución de fallas en el sistema, experiencia previa con el LVRT actualmente aplicado, conformidad (GRT)
Capacidad de control/previsiones	Monitoreo/capacidad de control	Ampliar el requerimiento de consigna a todos los generadores. Actualizar la lista de normas.	Aclarar los requerimientos exactos del SCADA y el control de consigna (GRT)
	Programación/previsión	Exigir actualizaciones del pronóstico de ERV intradía. Desarrollar un sistema de sanciones para las desviaciones de la previsión intradía y/o incentivar las previsiones de buena calidad. La previsión para un solo lugar con un día de antelación solo se utilizará como estimación. Desarrollar un sistema de previsión para todo el país en el GRT para el pronóstico del día siguiente y del intradía.	Debate general sobre las responsabilidades de previsión y equilibrio (GRT, regulador)
	Reducción de potencia/límites de penetración de ERV	Especificar el cálculo del límite de penetración. Revisión regular y cálculos transparentes. Exigir modelos dinámicos para todos los generadores.	Los límites aplicados actualmente tienen que ser aclarados y justificados (GRT, regulador)
	Límites de rampa	Introducir velocidades de rampa para la puesta en marcha y los cambios de consigna para todos los generadores. Se recomienda una rampa de bajada escalonada en caso de sobrevelocidad de las plantas de energía eólica. Las centrales eólicas deben especificar sus velocidades de desconexión en todos los casos para que el operador del sistema pueda elegir reducir las de forma controlada antes de que llegue un frente de tormenta.	Experiencia en eventos de rampas, flexibilidad de las centrales de generación que operan actualmente (GRT)

Proceso de conexión	Solicitud/ conexión	Generalmente en consonancia con los requerimientos internacionales. Los flujogramas son difíciles de leer, se recomienda su revisión editorial.	
	Punto de conexión	Definir el enfoque de menor costo para el punto de conexión. Trasladar los estudios de impacto al GRT. Implementar una tarifa de conexión limitada (shallow connection) y recuperar el costo a través de todos los consumidores y/o PEI a través de las tarifas de la red.	Debate general (reguladores, responsables de la formulación de políticas)
Conformidad	Pruebas de puesta en servicio	Los requisitos están bien, pero deben aplicarse también a las ERV.	
	Pruebas tipo	Incluir disposiciones relativas a pruebas tipo para el comportamiento en caso de fallas cuando se introduzca un requerimiento de LVRT.	Debate general (GRT, reguladores)
	Modelos de simulación	Especificar el tipo de modelo (RMS, EMT, simétrico/ asimétrico, etc.), introducir el procedimiento de validación (puede adaptarse de países más grandes o de normas internacionales)	Uso actualizado de modelos (GRT)
	Repetición de pruebas/ evaluación a posteriori	Introducir la autorización para realizar pruebas periódicas y evaluaciones a posteriori de conformidad.	Debate general (GRT, reguladores)

9. REFERENCIAS



- [1] EirGrid, “EirGrid Grid Code, version 8,” Comm. Regul. Util., no. July, pp. 1–349, 2019.
- [2] VDE, “VDE-AR-N 4130: Technical requirements for the connection and operation of customer installations to the extra high voltage network,” Berlin, Germany, 2018.
- [3] National Grid, “The Grid Code, Issue 5, Revision 21,” London, UK, 2017.
- [4] VDN - Verband der Netzbetreiber e.V., “TransmissionCode 2007: Network and System Rules of the German Transmission System Operators.” 2007.
- [5] Eirgrid Plc, “EirGrid Grid Code,” Dublin, 2015.
- [6] ENTSO-E WGAS, “Survey on Ancillary Services Procurement, Balancing Market Design 2016,” Brussels, 2017.
- [7] VDE, “VDE-AR-N 4105 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz.” pp. 1–68, 2011.
- [8] VDE, “Blindleistungsmanagement in Verteilungsnetzen,” no. November, 2014.

-
- [9] VDE/FNN, "VDE AR-N 4120:2015-01 - Technische Bedingungen für den Anschluss und Betrieb von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz (TAB Hochspannung)." 2015.
- [10] VDE, "Vde-ar-n 4105," vol. 100, 2017.
- [11] K. O'Keeffe, C. MacManus, and O. Goulding, "Grid Code Compliance Testing," Dublin / Belfast, 2012.
- [12] VDE, "Vde-Ar-N 4110," no. 1100419, pp. 1–231, 2017.
- [13] Fingrid, "Specifications for the Operational Performance of Power Generating Facilities - VJV2013," 2013.
- [14] Energinet.dk, "Technical regulation 3.2.2 for PV power plants above 11 kW," pp. 1–108, 2016.
- [15] Energinet.dk, "Technical regulation 3.2.5 for wind power plants above 11 kW," pp. 1–108, 2016.
- [16] Energinet.dk, "Technical Regulation 3.2.3 for thermal plants above 11 kW," Copenhagen, DK, 2017.
- [17] EU Commission, "EU Network Codes for Electricity." EU Commission / ENTSO-E, Brussels, 2018.



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