

Inversores Inteligentes para Generación Distribuida

VERSIÓN PÚBLICA



México, D.F., junio del 2022

El presente documento de la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH se realizó bajo el marco del “Apoyo a la Implementación de la Transición Energética en México” (TrEM) el cual se implementa por encargo del Ministerio Federal Alemán de Cooperación Económica y Desarrollo (BMZ). Las opiniones expresadas en este documento son de exclusiva responsabilidad de los autores y no necesariamente representan la opinión de la GIZ.

Publicado por:

Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Friedrich-Ebert-Allee 36 + 40
53113 Bonn, Deutschland
T +49 228 44 60-0
F +49 228 44 60-17 66

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

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

“Apoyo a la implementación de la transición energética en México”

Agencia de la GIZ en México
Torre Hemicor, PH
Av. Insurgentes Sur No. 826
Col. Del Valle
C.P. 03100, México D.F.
T +52 55 5536 2344
F + 52 55 5536 2344
E giz-mexiko@giz.de
www.giz.de/mexico

Versión

Junio 2022

Edición y Supervisión: Natalia Escobosa, Javier Salas.
Texto: PhD. Eckehard Tröster, Leonard Hülsman, Pablo Gambín, Alice Turnell
La GIZ es responsable del contenido de la presente publicación.

Por encargo del Ministerio Federal de Cooperación Económica y Desarrollo (BMZ) de Alemania

Contenido

1	RESUMEN EJECUTIVO	7
2	DEFINICIÓN DE INVERSORES INTELIGENTES	9
2.1	Introducción	9
2.2	Capacidades de inversores inteligentes.....	10
2.2.1	Alimentación continua de baja / alta frecuencia (LFRT / HFRT por sus siglas en inglés)	10
2.2.2	Alimentación continua de bajo / alto voltaje (LVRT / HVRT por sus siglas en inglés).....	11
2.2.3	Respuesta de frecuencia (Frecuencia-Watt)	12
2.2.4	Capacidad de potencia reactiva.....	14
2.2.5	Modos de control de potencia reactiva para respuesta de voltaje....	15
2.2.6	Modos de control de potencia activa para respuesta de voltaje	17
2.2.7	Limitaciones de la tasa de producción	17
2.2.8	Interfaz lógica para capacidades de comunicación	19
2.2.9	Resumen de las capacidades de los inversores inteligentes	21
2.3	Disponibilidad comercial de capacidades de inversor inteligente.....	23
2.3.1	Disponibilidad comercial	23
2.3.2	Comparación cualitativa de costo-beneficio de las capacidades de los inversores inteligentes.....	23
3	EXPERIENCIAS INTERNACIONALES.....	25
3.1	Hawái	25
3.1.1	Introducción.....	25
3.1.2	Hawái: descripción general del estado y del sector eléctrico	25
3.1.3	Generación distribuida	28
3.1.4	Definiciones, regulación y certificación de inversores inteligentes ...	29
3.1.5	Justificación para tener inversores inteligentes	30
3.1.6	Funciones y servicios proporcionados / cubiertos por inversores inteligentes	32
3.1.7	Programas e incentivos actuales para inversores inteligentes y generación distribuida	35
3.1.8	Resumen del estado de los inversores inteligentes para generación distribuida en Hawái	37
3.2	California	38
3.2.1	Introducción.....	38
3.2.2	California: descripción general del estado y del sector eléctrico	39
3.2.3	Generación distribuida	41
3.2.4	Definiciones, regulación y certificación de inversores inteligentes ...	43
3.2.5	Justificación para tener inversores inteligentes	44

3.2.6	Funciones y servicios proporcionados / cubiertos por inversores inteligentes	44
3.2.7	Programas e incentivos actuales para inversores inteligentes y generación distribuida	49
3.2.8	Resumen del estado del inversor inteligente para generación distribuida en California	49
3.3	Alemania	50
3.3.1	Introducción.....	50
3.3.2	Alemania: panorama del sector estatal y eléctrico	50
3.3.3	Generación distribuida	53
3.3.4	Definiciones, regulación y certificación de inversores inteligentes ...	54
3.3.5	Justificación para tener inversores inteligentes	55
3.3.6	Funciones y servicios proporcionados / cubiertos por inversores inteligentes	58
3.3.7	Incentivos y programas actuales para inversores inteligentes y generación distribuida	64
3.3.8	Resumen del estado del inversor inteligente para la generación distribuida en Alemania.....	65
3.4	Australia Meridional.....	66
3.4.1	Introducción.....	66
3.4.2	Australia Meridional: Estado y panorama del sector eléctrico	66
3.4.3	Generación distribuida	68
3.4.4	Definiciones, Regulación y Certificación de Inversores Inteligentes ..	69
3.4.5	Justificación para tener requisitos de inversores inteligentes	71
3.4.6	Funciones y servicios prestados / cubiertos por inversores e inversores inteligentes en Australia Meridional	71
3.4.7	Incentivos y programas actuales para inversores inteligentes y generación distribuida	75
3.4.8	Resumen del estado del inversor inteligente para la generación distribuida en Australia Meridional	77
3.5	Resumen de experiencias internacionales de inversores inteligentes	78
4	PANORAMA DE LA CAPACIDAD DEL INVERSOR EN MÉXICO.....	80
4.1	Panorama normativo con respecto a las capacidades del inversor.....	80
4.1.1	Manual de interconexión.....	81
4.1.2	RES/142/2017	81
4.1.3	RES/151/2016	83
4.2	Panorama regulatorio del proceso de certificación.....	86
4.3	Números de instalación para generación distribuida en México	86
4.4	Resultados de la encuesta a desarrolladores fotovoltaicos mexicanos.....	87
4.5	Resumen	90

5	RECOMENDACIONES PARA LAS CAPACIDADES DE INVERSORES INTELIGENTES EN MÉXICO.....	92
6	REFERENCIAS.....	95
7	ANEXO - REQUISITOS DE INVERSORES INTELIGENTES PARA LICITACIONES PARA GENERACIÓN SOLAR DISTRIBUIDA	101
7.1	Introducción	101
7.2	Entendiendo los requisitos sobre las capacidades de los inversores	101
7.3	Requisitos recomendados para incluir en licitaciones de techos fotovoltaicos	105
7.4	Configuración durante la instalación	105
7.5	Glosario	106

Abreviaturas (por sus siglas en inglés)

AC	Corriente alterna
AEMO	Operador del Mercado Energético Australiano
AER	Regulador de Energía Australiano
DC	Corriente continua
DER	Recursos energéticos distribuidos
DSO	Operador del sistema de distribución
FFR	Respuesta rápida de frecuencia
VDE	Asociación Alemana de Tecnologías Eléctricas, Electrónicas y de la Información (Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik)
GIZ	Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit
HFRT	Alimentación continua (<i>ride-through</i>) de alta frecuencia
HVRT	Alimentación continua de alto voltaje
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos
IES	Sistema de energía inversor
LFRT	Alimentación continua de baja frecuencia
LFSM-O	Modo sensible a frecuencia limitada para sobrefrecuencia
LFSM-U	Modo sensible a frecuencia limitada para subfrecuencia
LV	Bajo voltaje
LVRT	Alimentación continua de bajo voltaje
NEM	Mercado Nacional de Electricidad en Australia
PF	Factor de potencia
RoCoF	Tasa de cambio de frecuencia
STC	Certificados de tecnología a pequeña escala
PV	Fotovoltaico/a
SA	Australia Meridional
UL	Underwriters Laboratories
TSO	Operador del sistema de transmisión
VRE	Energía renovable variable
VPP	Plantas de energía virtuales

1 Resumen ejecutivo

El número de generadores distribuidos en sistemas de energía en todo el mundo ha aumentado drásticamente en las últimas dos décadas. La mayoría de las instalaciones a pequeña escala, a menudo conectadas a la red de bajo voltaje, provienen de pequeñas instalaciones fotovoltaicas (PV) montadas en el suelo o la azotea. En México, por ejemplo, las pequeñas instalaciones fotovoltaicas distribuidas superaron 1 GW en 2019 y se espera que se tripliquen en los próximos tres años.

Estas nuevas fuentes de generación distribuida, en particular fotovoltaica, se conectan a través de un inversor a la red eléctrica. Para garantizar que se instalen los equipos adecuados, se desarrollaron códigos de red y requisitos de interconexión para generadores distribuidos, asegurando que cumplan con ciertos requisitos técnicos. En el pasado, estos requisitos técnicos se centraban en las capacidades del inversor que salvaguardaban la seguridad del personal de instalación y abordaban los problemas de calidad de la energía. Sin embargo, con algunos sistemas de energía que experimentan niveles de penetración muy altos de generación distribuida, como los de California, Hawái, Alemania y Australia Meridional, el enfoque se ha desplazado hacia capacidades más avanzadas. Estas nuevas capacidades, a veces denominadas “inversores inteligentes”, pueden respaldar el funcionamiento del sistema de energía y evitar problemas que surgen cuando una parte importante de la generación proviene de la generación distribuida.

Este informe proporciona una descripción general de las nuevas capacidades clave de los inversores inteligentes que son esenciales para el funcionamiento del sistema de energía y deben implementarse lo antes posible en sistemas de energía con una participación significativa y creciente de generación distribuida, como es el caso de México. En el capítulo 3 se destacan las principales dificultades que han experimentado otros países para ilustrar la importancia de estas nuevas capacidades y urgencia para implementarlas.

Las capacidades de inversores inteligentes más importantes que faltan en México hasta ahora son:

- Alimentación continua (*ride-through*) de alta/baja frecuencia (LFRT/HFRT)
- Alimentación continua de alto/bajo voltaje (LVRT/HVRT)
- Respuesta en frecuencia (Frecuencia-Watt)
- Capacidad de potencia reactiva
- Respuesta de voltaje / control de potencia reactiva
- Respuesta de voltaje / control de potencia activa
- Limitaciones de la tasa de producción
- Interfaces de comunicación lógica para cambios de parámetros, valores nominales de potencia activa / reactiva y monitoreo de red / planta de energía

Los requisitos mexicanos actuales para inversores siguen principalmente el estándar IEEE 1547-2003, pero este estándar ya no es adecuado y no incluye ninguna de las nuevas

capacidades mencionadas anteriormente. Sin embargo, el estándar se actualizó a la versión IEEE 1547-2018 en 2018.

Por lo tanto, el informe recomienda adoptar el nuevo estándar IEEE 1547-2018 tan pronto como sea posible mediante la actualización de los requisitos actuales en México antes de que la seguridad del sistema se vea comprometida por la falta de requisitos de inversores y se deban emprender costosas campañas de modernización para actualizar los inversores instalados bajo la regulación actual. Se espera que los inversores certificados según el nuevo estándar IEEE 1547-2018 lleguen al mercado en 2021. Para el período de transición, se recomienda hacer cumplir los requisitos de inversores más estrictos únicamente aceptando inversores certificados por UL 1741 SA o haciendo cumplir la RES / 151/2016 en todos los generadores distribuidos para minimizar el tiempo de aplicación de la normativa mexicana actual que es inadecuada.

Por lo tanto, se sugiere el cronograma que se muestra en la Figura 1 para actualizar los requisitos del inversor en México, con las recomendaciones detalladas en el capítulo 6.

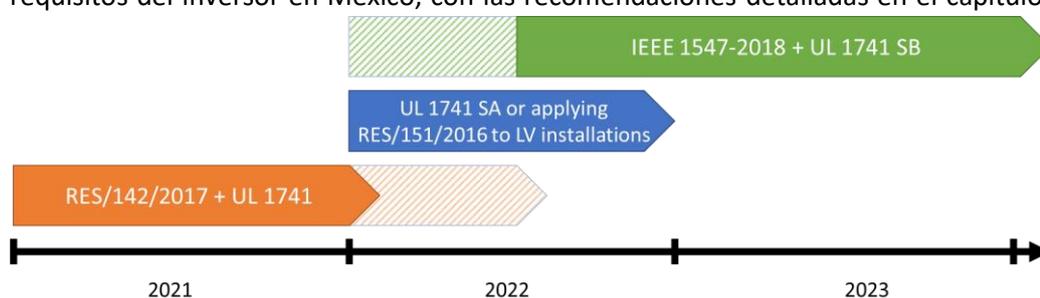


Figura 1: Cronograma recomendado para la adopción de nuevos requisitos para inversores inteligentes en México. Naranja: regulación y certificación actual; azul: posible período de transición; verde: nueva normativa. Las áreas sombreadas indican posibles márgenes con respecto a la línea de tiempo.

2 Definición de inversores inteligentes

2.1 Introducción

Los sistemas de energía en todo el mundo han sido alimentados tradicionalmente por generadores síncronos. Estas máquinas de generación han sido responsables por la provisión de servicios básicos del sistema como el control de voltaje o frecuencia. Además, aspectos como su respuesta inercial o contribución a las corrientes de falla han dado forma a la operación de los sistemas de energía y juegan un papel importante para garantizar un funcionamiento seguro y confiable de los sistemas.

En las últimas dos décadas, los Operadores de Sistemas de Transmisión (TSO por sus siglas en inglés) de todo el mundo han sido testigos de cómo la participación de la generación síncrona en línea disminuye como consecuencia de ser reemplazados por generadores distribuidos como los de la energía solar fotovoltaica (PV por sus siglas en inglés) o energía eólica, la mayoría de los cuales se conecta a través de inversores. Durante las primeras etapas de esta transformación, aunque la proporción de generación distribuida por inversores era todavía baja, los inversores solo eran necesarios para realizar la conversión CC-CA y mantener un factor de potencia (PF por sus siglas en inglés) constante. También se requirió que las grandes plantas conectadas a los sistemas de transmisión o subtransmisión proporcionaran sistemas de comunicación al TSO y con capacidad de control remoto para que su generación pudiera reducirse, evitando congestiones de la red.

Sin embargo, a medida que aumentó la tasa de generación por inversores, estas tecnologías también tenían que participar en diferentes servicios del sistema y así llenar el vacío dejado por la generación síncrona que reemplazaron. Por ejemplo, hoy en día es una buena práctica exigir que los inversores puedan regular el voltaje dentro de un amplio rango operativo y con diferentes modos de control.

Otra consecuencia conocida de la reducción de la generación síncrona es la reducción de la inercia y el posible deterioro de la respuesta de frecuencia del sistema como consecuencia. Asimismo, en cuanto a la potencia reactiva, cada vez son más los sistemas en los que los generadores de Energía Renovable Variable (VRE por sus siglas en inglés) participan en los servicios de control de frecuencia, lo que permite prevenir el mencionado deterioro y la falta de reservas de potencia activa. Otras prácticas comunes debido a motivaciones similares requieren que estas tecnologías no se desconecten durante fallas o incluso contribuyan dinámicamente con corriente reactiva para soportar el sistema durante fallas. [1]

Otro aspecto importante de la adopción de la generación por inversores es que las fuentes de generación no solo son plantas grandes o medianas conectadas al nivel de transmisión o subtransmisión como las de los generadores síncronos tradicionales, sino también plantas pequeñas conectadas a niveles de voltaje más bajos, denominadas como generación distribuida. Uno de los efectos notables de la generación distribuida en los sistemas de distribución es el de los flujos inversos de energía en momentos de alta generación local con poco consumo local. Esta situación puede provocar problemas de

voltaje y congestión de la red en situaciones de altísimos niveles de penetración. Para hacer frente a estos nuevos problemas, se han convertido en buenas prácticas comunes los requisitos adicionales para los inversores más allá de la conversión CC-CA como el soporte de voltaje, la limitación de potencia o las comunicaciones.

En este contexto, el concepto de Inversor Inteligente nació con el objetivo de definir las funciones y capacidades que deben tener los inversores inteligentes para permitir mayores cuotas de generación por inversores a diferentes niveles del sistema. Este concepto y sus principales características se describirán en las siguientes secciones.

2.2 Capacidades de inversores inteligentes

El siguiente capítulo enumera las capacidades de soporte de red más importantes de los inversores inteligentes y el propósito y los principios operativos de cada capacidad.

2.2.1 Alimentación continua de baja / alta frecuencia (LFRT / HFRT por sus siglas en inglés)

Los generadores en un sistema de energía deben mostrar un comportamiento definido durante el funcionamiento normal, así como durante eventos en el sistema que conducen a una violación del rango de frecuencia normal. Los requisitos pueden diferir según el tipo y tamaño del generador, según las capacidades del generador y el nivel de voltaje del punto de conexión, pero deben ser uniformes siempre que sea posible para evitar un aumento en la dependencia de la situación de despacho para la estabilidad del sistema. En particular, se debe evitar el disparo simultáneo de un gran número de generadores distribuidos en respuesta a oscilaciones de frecuencia, que pueden ser causadas por la falta de alimentación continua de la frecuencia del inversor y / o requisitos de ajuste de desconexión estrechos y homogéneos, ya que puede resultar en una gran pérdida de generación y un apagón posterior¹.

Por este motivo, los inversores inteligentes pueden funcionar en una amplia gama de frecuencias. Tanto para situaciones de subfrecuencia como de sobrefrecuencia, se pueden definir configuraciones de desconexión obligatoria y / desconexión opcional para inversores modernos, incluida la especificación de la hora en la que debe dispararse el generador.

La IEEE 1547-2018 define los rangos de configuraciones permitidas, así como las configuraciones predeterminadas para generadores distribuidos que se pueden consultar

.....

¹ Un ejemplo es el "problema de los 50,2 Hz" en Alemania. Los inversores fotovoltaicos debían desconectarse con un ajuste estrecho de 50,2 Hz, cuando la energía fotovoltaica distribuida ya contribuía en 2005 a más de 3 GW de capacidad instalada. La desconexión simultánea superaba con creces las reservas primarias y, por tanto, suponía una amenaza para la seguridad del sistema. Posteriormente, se adaptaron más de 180.000 inversores con un coste de 190 millones de euros (véase más información en el capítulo 3.3.5.1). El mismo problema se puso de manifiesto en Hawái: Se reequiparon 800.000 inversores. Sin embargo, gracias a la comunicación a distancia de la mayoría de los inversores, pudieron cambiarse con poco esfuerzo y costo en dos días.[9]

en Tabla 1. Se definen configuraciones de respuesta de generador distribuido similares a las de inversores de generadores distribuidos basados en Europa y en todo el mundo.

Tabla 1: Requisitos de alimentación continua de frecuencia para generadores distribuidos según IEEE 1547-2018, Tabla 19 [2]

Rango de frecuencias (Hz)	Modo operativo	Tiempo (s) mínimo(s) (criterios de diseño)
$f > 62.0$	Sin requisitos de alimentación continua para este rango	
$61.2 < f \leq 61.8$	Operación obligatoria	299
$58.8 < f \leq 61.2$	Operación continua	Infinito ^c
$57 < f \leq 58.8$	Operación obligatoria	299
$f < 57.0$	Sin requisitos de alimentación continua para este rango	

2.2.2 Alimentación continua de bajo / alto voltaje (LVRT / HVRT por sus siglas en inglés)

Alimentación continua de bajo voltaje (LVRT) y alimentación continua de alto voltaje (HVRT) describen la capacidad de un generador para permanecer en línea y no desconectarse durante caídas o sobrecargas de voltaje de duración limitada, con una envolvente típica de LVRT / HVRT que se muestra en la Figura 2.

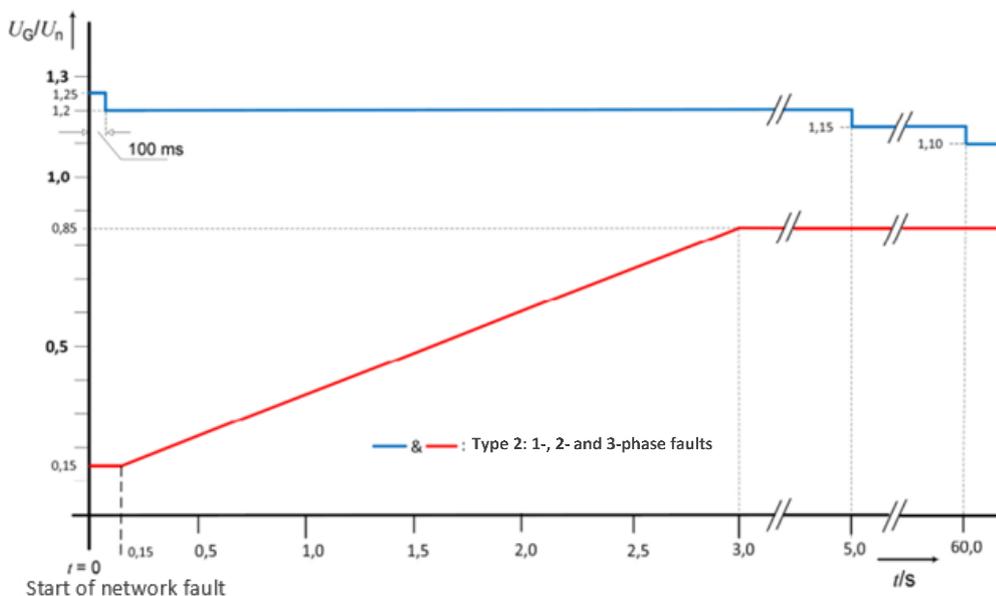


Figura 2: Envolvente de alimentación continua de bajo / alto voltaje (LVRT / HVRT) para generadores de bajo voltaje conectados en Alemania según la VDE AR-N 4105 [3]

El objetivo principal de LVRT y HVRT es evitar una desconexión generalizada de los generadores debido a una falla en la red de transmisión, en cuyo caso la oscilación de voltaje afectará a un área grande. En este caso, los generadores conectados a la red de distribución a menudo presentarán un voltaje restante en el rango del 5 al 30%. Por lo tanto, para evitar la pérdida repentina de una gran cantidad de generación, los inversores inteligentes son capaces y a menudo tienen que soportar tales condiciones durante un cierto período de tiempo. Por lo general, la protección de la red se activa en 150 ms o 160

ms y, por lo tanto, se requiere una capacidad menos estricta de los generadores distribuidos después de ese período de tiempo.

Técnicamente, LVRT y HVRT son menos desafiantes para las unidades fotovoltaicas, ya que la fuente de energía basada en silicio puede forzarse a parar producción inmediatamente (en el caso de voltaje cero),² mientras que las turbinas eólicas y otras máquinas rotativas tienen que quemar el exceso de energía cinética. Las turbinas eólicas y los inversores fotovoltaicos disponibles actualmente en el mercado suelen ofrecer esta capacidad de inversor inteligente, pero es posible que las unidades más antiguas no cumplan con los requisitos de LVRT.³

Durante un evento de subvoltaje, los inversores inteligentes también pueden soportar el voltaje al alimentar una corriente reactiva que aumenta el voltaje local. Si bien esta capacidad es posible, hasta ahora solo se aplica a los generadores basados en inversores conectados a niveles de voltaje más altos. En el caso de los generadores distribuidos conectados en bajo voltaje, el generador con inversor normalmente reducirá su producción de potencia activa y reactiva a cero en menos de 50 ms, para evitar también interferencias con la protección de la red de distribución. Sin embargo, para sistemas de energía más pequeños o sistemas aislados, puede ser buena idea contar con la contribución de corriente de falla de los inversores, con énfasis en la corriente activa o reactiva dependiendo de las condiciones del sistema que especifique el operador del sistema.

Está permitido configurar diferentes envolventes LVRT para generadores síncronos y basados en inversores. Si bien la idea original era llevar los generadores VRE al mismo estándar que las unidades síncronas, que generalmente no tienen problema para superar una falla debido a las características inherentes de la máquina síncrona, resultó que los generadores basados en inversores pueden cumplir con requisitos LVRT más desafiantes, si se configuran correctamente. El comportamiento LVRT de un inversor se puede parametrizar, mientras que el comportamiento de una máquina síncrona es físicamente inherente y depende principalmente de los parámetros de la máquina y los ajustes de protección.

2.2.3 Respuesta de frecuencia (Frecuencia-Watt)

Además de no desconectarse inmediatamente ante las desviaciones de frecuencia, los inversores pueden proporcionar una reacción definida a los eventos de frecuencia para ayudar a estabilizar la frecuencia. Este comportamiento también se denomina

.....

² Esto no significa que todos los inversores fotovoltaicos puedan proporcionar LVRT de forma inherente, pero las soluciones técnicas suelen ser más fáciles y económicas que en las turbinas eólicas u otras máquinas rotativas.

³ A diferencia de la generación basada en inversores, los generadores de inducción directamente acoplados a la red están intrínsecamente limitados para proporcionar LVRT. A menos que estén equipados con equipo adicional, como bancos de condensadores, los generadores de inducción acoplados a la red generalmente no son capaces de atravesar fallas con una caída de voltaje cercana a cero.

comúnmente respuesta de frecuencia-watt. La potencia de producción se puede reducir en eventos de sobrefrecuencia y, si la potencia adicional está libremente disponible⁴, aumentar en eventos de baja frecuencia. No presenta un medio adicional de reserva operativa, que estabiliza la frecuencia dentro del rango normal de funcionamiento, sino una medida de emergencia para los casos en los que la frecuencia sale del rango normal. Por lo tanto, la capacidad / requerimiento se aplica generalmente a todos los generadores, independientemente de si están contratados para reservas o participan en los mercados de reservas.

Típicamente, se aplica al inversor una curva de respuesta de frecuencia-watt como se muestra en la Figura 3. Comenzando en un umbral de frecuencia, la unidad debe reducir su potencia incrementando su frecuencia. Los umbrales y caídas los especifica el código de la red o el operador del sistema.

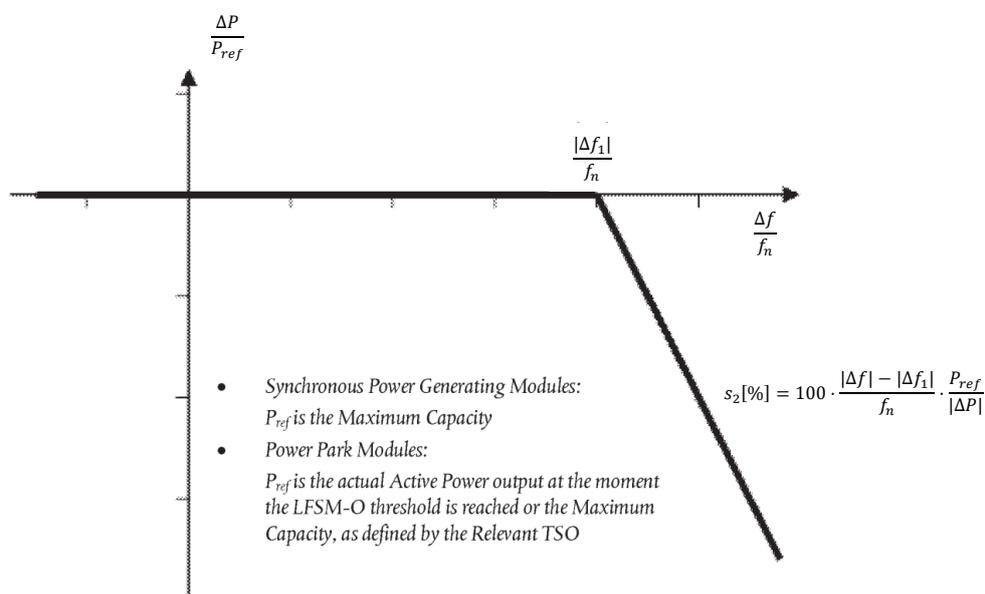


Figura 1: Respuesta a las desviaciones de sobrefrecuencia según la normativa de la UE [4]. La terminología utilizada en la regulación europea para la respuesta de frecuencia-watt en caso de una oscilación de sobrefrecuencia es "Modo sensible a frecuencia limitada para sobrefrecuencia" (LFSM-O por sus siglas en inglés)

Se pueden aplicar capacidades similares para subfrecuencia, pero como se indica en la Figura 4, esto se limita a los generadores que funcionan por debajo de su potencia máxima de producción. Esto está restringido a los generadores VRE que funcionan en modo restringido o baterías que actualmente no brindan una producción completa.

⁴ Este puede ser el caso si el generador basado en inversores está funcionando en modo de funcionamiento reducido o si se conecta una batería que puede proporcionar energía adicional.

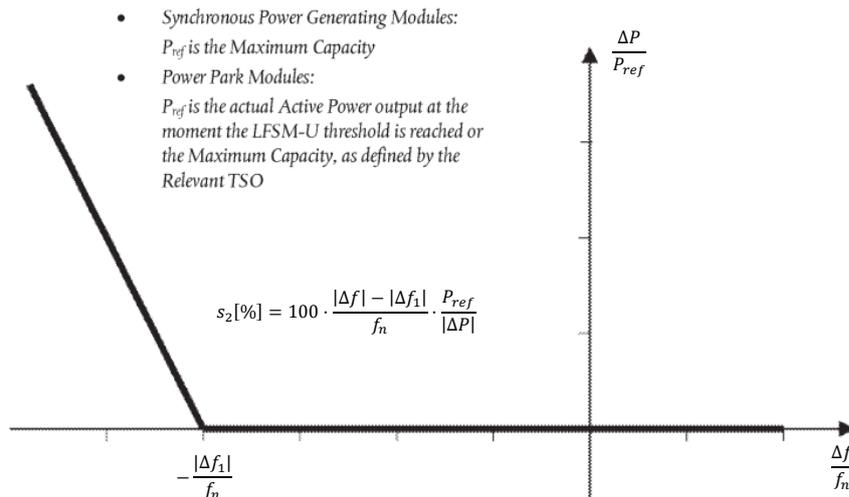


Figura 2: Respuesta a las desviaciones de subfrecuencia según la normativa de la UE [4]. La terminología utilizada en la regulación europea para la respuesta de frecuencia-watt en caso de una oscilación de subfrecuencia es “modo sensible a la frecuencia limitada para subfrecuencia” (LFSM-U)

2.2.4 Capacidad de potencia reactiva

La tecnología moderna de inversores puede proporcionar una amplia gama de potencia reactiva. La potencia reactiva se puede utilizar para soportar el voltaje local. Debido al mayor componente resistivo de las redes de distribución, la generación distribuida aumenta el voltaje local. A altos niveles de penetración, esto puede resultar en sobrevoltaje fuera de los límites regulados. En estos casos, el consumo de potencia reactiva puede reducir el aumento del voltaje inducido por la generación distribuida.

La potencia reactiva se puede utilizar libremente y tiene un costo adicional bajo o nulo para el propietario del generador distribuido. Solo durante la instalación, es posible que sea necesario sobredimensionar ligeramente el inversor para permitir el rango completo de potencia reactiva o reducir ligeramente la producción de potencia activa máxima. Se calculó que el aumento en el costo del inversor fue solo de un pequeño porcentaje [5].

A los generadores distribuidos en los sistemas de energía en todo el mundo comúnmente se les requiere proporcionar un factor de potencia de 0.9 o 0.95 adelantado / retrasado. La Figura 5, por ejemplo, muestra los requisitos de potencia reactiva para inversores de categoría B según IEEE 1547-2018.

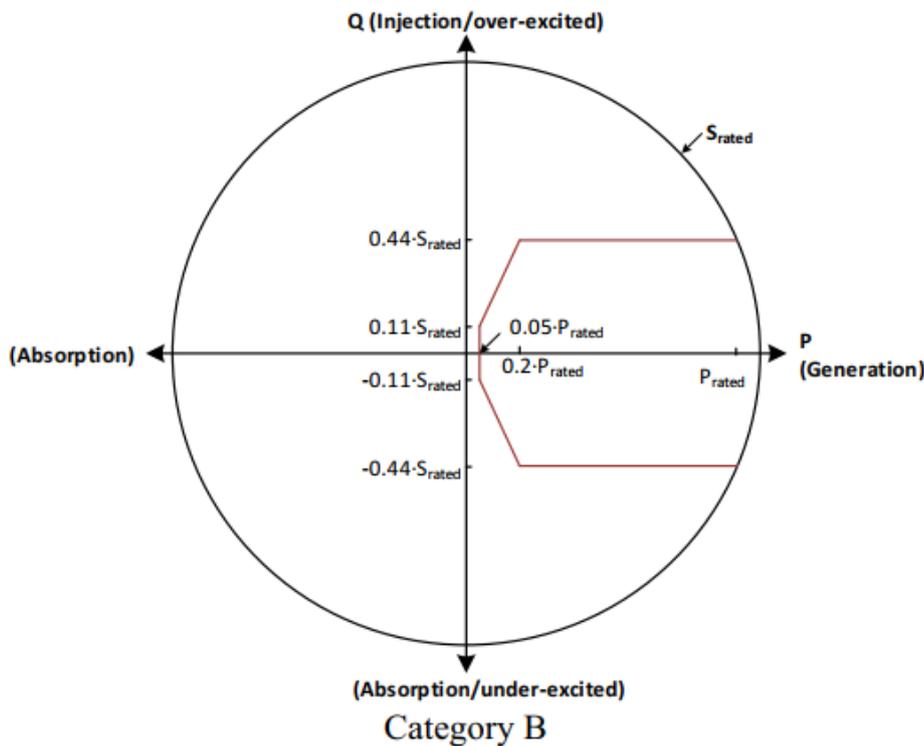


Figura 3: Requisito IEEE 1547-2018 en inversores de categoría B de generadores distribuidos. (Categoría B = inversores conectados en sistemas de distribución con altos niveles de penetración de DER agregados ovariaciones de voltaje frecuente)

Técnicamente, los inversores pueden incluso proporcionar o consumir potencia reactiva cuando la producción de potencia activa es cero, p. Ej. durante la noche en el caso de un generador fotovoltaico [6]. Esto puede requerir algunas actualizaciones de hardware para proporcionar potencia reactiva sin ninguna fuente de CC de la generación de VRE. De esta forma, puede funcionar de forma similar a un STATCOM. Esto se puede utilizar en redes de distribución donde son comunes los problemas graves de subvoltaje. Sin embargo, esta capacidad aún es poco común, ya que causa pérdidas de energía adicionales en la red de distribución e impacta la vida útil del inversor, por lo tanto, sería necesario implementar medidas de compensación para dicha operación o un mercado de potencia reactiva.

2.2.5 Modos de control de potencia reactiva para respuesta de voltaje

Para activar la potencia reactiva dentro de la capacidad de potencia reactiva aplicable, se implementan diferentes modos de control en inversores inteligentes. Normalmente, el operador del sistema de distribución decide durante la interconexión a la red qué modo de control predeterminado debe activarse.

Los siguientes modos de control de potencia reactiva suelen estar disponibles

- Modo de factor de potencia constante (CPF por sus siglas en inglés)
- Característica de potencia reactiva al voltaje (modo *volt-var*)
- Característica de potencia activa-reativa (modo *watt-var*)

Las Figura 6 y 7 ilustran los dos anteriores. Durante el modo volt-var, los inversores consumen energía reactiva durante los niveles de voltaje alto (reduciendo el voltaje local), mientras inyectan energía reactiva durante los niveles de voltaje bajo (aumentando el voltaje local). Durante el modo watt-var, los inversores comienzan a consumir potencia reactiva por encima de un umbral de producción de potencia activa definido (p. Ej., 50%) y consumen potencia reactiva máxima por encima de un umbral diferente (p. Ej., 90%). En este caso, el consumo de potencia reactiva es alto cuando el impacto en el voltaje es mayor debido a la potencia activa inyectada.

La producción de potencia reactiva total, a veces también conocida como consumo de energía reactiva, es normalmente más alta en el modo CPF y más baja en el modo volt-var. Normalmente, se desea mantener baja la producción de potencia reactiva para reducir las pérdidas de potencia, por lo tanto, si se desea soporte de potencia reactiva, el modo volt-var es a menudo el modo más comúnmente utilizado, pero puede variar para ciertas características del alimentador de distribución.

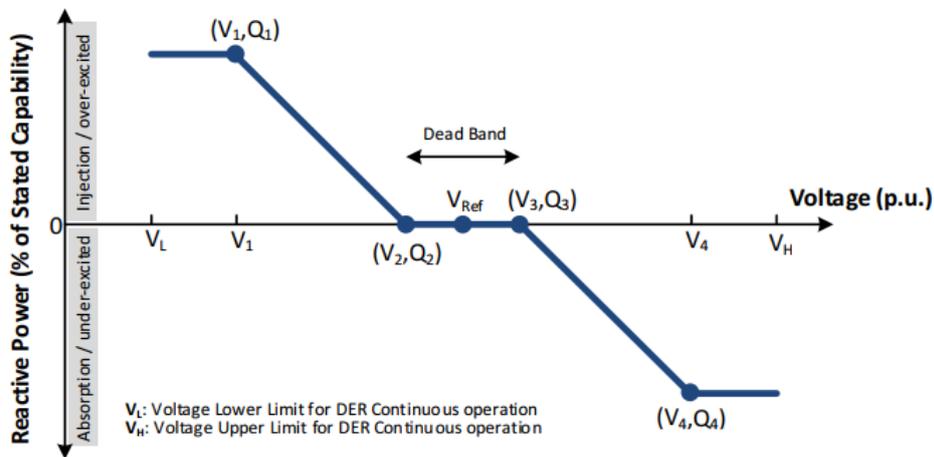


Figura 4: Característica de potencia reactiva al voltaje (modo volt-var) según IEEE 1547-2018 [2]

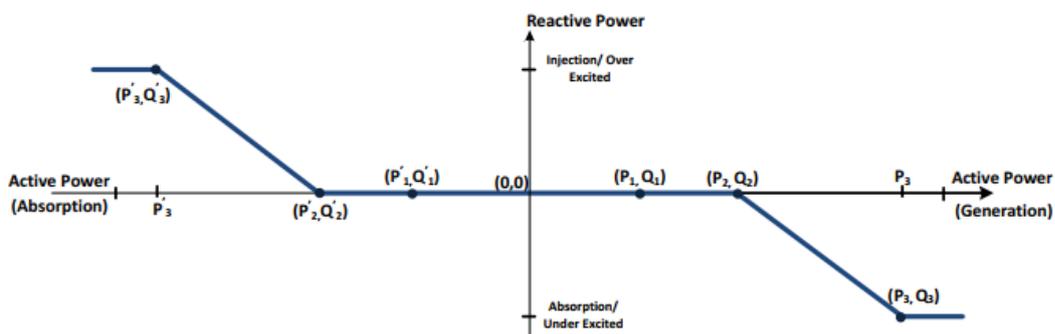


Figura 5: Característica de potencia activa-reactiva (modo watt-var) según IEEE 1547-2018 [2]

2.2.6 Modos de control de potencia activa para respuesta de voltaje

De manera similar a los modos de control de potencia reactiva, los inversores inteligentes también pueden reducir su producción de potencia activa en respuesta al voltaje medido localmente. La Figura 8 muestra un ejemplo. Normalmente, este modo de funcionamiento solo se aplica si el control de potencia reactiva ya se ha utilizado por completo, pero persiste un alto voltaje. Por lo tanto, V_1 en la Figura 8 es típicamente igual o mayor que V_4 en la Figura 6.

Este modo de funcionamiento reduce en determinadas situaciones la producción de potencia activa del generador distribuido. Por lo tanto, si bien es técnicamente factible, los ajustes de voltaje deben ser lo suficientemente altos como para no penalizar al propietario del generador distribuido. Sin embargo, los análisis en Australia Meridional, por ejemplo, han demostrado que la reducción esperada con ajustes de control según el código de red australiano es inferior al 2% para cualquiera de los alimentadores de distribución analizados [7].

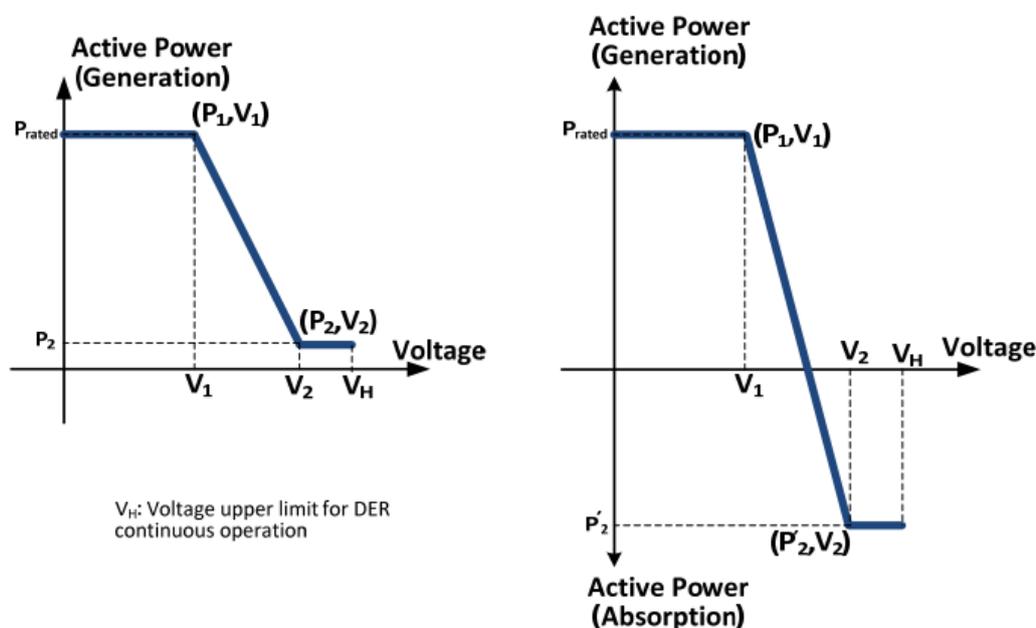


Figura 8: Característica de voltaje-potencia activa (modo voltio-watio) según IEEE 1547-2018 [2]. El lado izquierdo muestra una reducción de potencia activa para generadores, mientras que el lado derecho muestra también la posibilidad de absorción de potencia activa si esta opción está disponible, p. Ej. para un sistema generador-batería.

2.2.7 Limitaciones de la tasa de producción

2.2.7.1 Limitación de la tasa de producción para aumentar la potencia de producción

Se puede regular la velocidad con la que los inversores aumentan su potencia de salida. Por ejemplo, la versión 2018 del Suplemento A (SA) de UL1741, adoptado en la Regla 21 de California y la regla 14H de HECO de Hawái, llaman esta capacidad la tasa de producción de “arranque suave” y especifica el valor predeterminado para la tasa al 0.33%

de la potencia activa nominal de la capacidad total identificada por segundo. Esta tasa de producción se aplica al arrancar o después de una desconexión debido a una falla de la red o una señal de control del operador de la red. Sin embargo, esta capacidad no suele ser necesaria en la mayoría de las redes, por lo que está desactivada de forma predeterminada. Sin embargo, en redes críticas, p. Ej. redes aisladas más pequeñas, puede ser una capacidad importante para que la tasa de producción de energía sea limitada, lo que le da al operador más tiempo para reaccionar.

La Figura 9 muestra una ilustración.

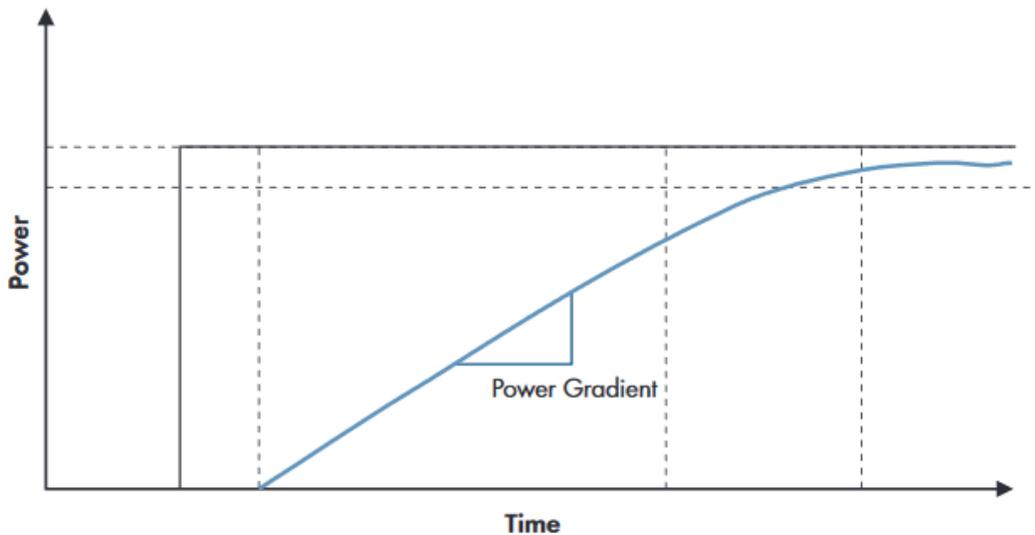


Figura 6: Ilustración de la tasa de producción de arranque suave, después de una falla en la red [8]

2.2.7.2 Limitación de la tasa de producción para disminuir la potencia de producción

En principio, también se puede definir una tasa de producción para disminuir la potencia de producción. Sin embargo, esta capacidad depende de la disponibilidad de recursos. Por lo tanto, solo se puede hacer cumplir en determinadas situaciones, p. Ej. si se envía un valor nominal de potencia activa más bajo al generador de VRE con suficiente disponibilidad solar o eólica, o si se acopla un almacenamiento suficientemente grande con el generador de VRE.

La Figura 10 muestra un ejemplo, donde esta capacidad ya se mostró en una gran planta de energía fotovoltaica en 2012.

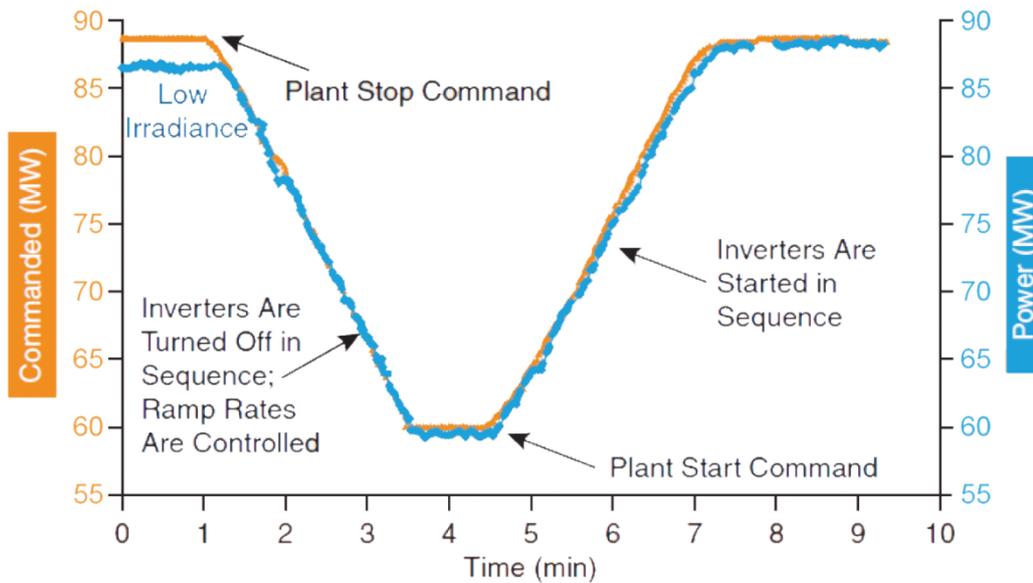


Figura 7: Tasa de producción controlada de la planta fotovoltaica Agua Caliente de 90 MW en Yuma, Arizona, EE. UU. El 13 de marzo de 2012

2.2.8 Interfaz lógica para capacidades de comunicación

Todos los modos y capacidades de funcionamiento anteriores se pueden especificar directamente en la configuración del inversor. Estos ajustes pueden establecerse durante la puesta en servicio o el operador del sistema puede cambiarlos manualmente en un momento posterior. Sin embargo, para permitir un control aún más flexible y cambiar la configuración a lo largo del tiempo a través del control remoto sin un trabajo de campo extenso, debe estar disponible una interfaz lógica en los inversores a la que se pueda establecer un enlace de comunicación con el operador del sistema.

Normalmente, el operador del sistema crea la red de comunicación o se basa en una red de comunicación existente, p.ej. comunicarse con el inversor a través de GSM, comunicación por línea eléctrica (PLC por sus siglas en inglés), ethernet u otros medios. El costo adicional de la red de comunicaciones debe equilibrarse con los beneficios adicionales de una mayor capacidad de control y capacidad de observación. Por lo tanto, en muchos sistemas solo se establece un enlace de comunicación con inversores por encima de cierto tamaño. El umbral depende de las características del sistema y se encuentra entre unos pocos kW y unos pocos cientos de kW. En algunos casos, como Hawái, que tiene un sistema mucho más pequeño, se requiere que cada inversor recién instalado tenga un enlace de comunicación. [9], [10]

En las siguientes secciones, se presentan las capacidades más importantes que se pueden proporcionar a través del enlace de comunicación.

2.2.8.1 Cambios de parámetros y configuración

A través del control remoto, el operador del sistema puede cambiar cualquiera de las capacidades y modos de operación descritos anteriormente. Esto permite que el operador

del sistema adapte los valores nominales a las necesidades del sistema a lo largo del tiempo. Por ejemplo, en algunos sistemas, valores nominales de frecuencia más amplios debieron especificarse retrospectivamente. Mientras que en Alemania esta modernización tuvo que hacerse principalmente de forma manual, lo que resultó en altos costos adicionales, en Hawái la mayoría de los inversores eran controlables a distancia (aunque no era obligatorio), lo que permitió una fácil actualización de la configuración del inversor.

Sin embargo, es importante especificar de antemano qué configuraciones y en qué grado deben ser controlables, de modo que las limitaciones de hardware o software no impidan la actualización de las configuraciones.

Los riesgos que presentan las actualizaciones de firmware en inversores inteligentes

Al igual que otros dispositivos modernos, el firmware juega un papel fundamental en los inversores inteligentes y, por lo tanto, está sujeto a mantenimiento, generalmente en forma de actualizaciones, durante su vida útil. Muchas de las características que permiten definir un inversor como inteligente dependen en gran medida del firmware y pueden ser modificadas y parametrizadas gracias a él. Por tanto, cualquier actualización del mismo puede afectarles potencialmente, no solo de forma positiva, como en el caso de una nueva parametrización exigida por el TSO, sino también de forma negativa, desactivando determinadas funciones necesarias, por ejemplo.

Para mitigar el riesgo de fallas y el incumplimiento de los requisitos como consecuencia de estas actualizaciones, es una buena práctica internacional que los TSO exijan a los fabricantes de inversores que notifiquen al TSO cualquier actualización del firmware del equipo que tenga alguna influencia sobre el funcionamiento del sistema de potencia. El TSO se reserva el derecho de autorizar su implementación o no después de evaluar la información proporcionada por el fabricante.

2.2.8.2 Valores nominales de potencia activa / reactiva

El enlace de comunicación también se puede utilizar para enviar activamente valores nominales de potencia activa o reactiva a los inversores. Esto se puede utilizar, por ejemplo, para reducir de forma variable la producción del generador VRE en situaciones de emergencia o para mejorar el funcionamiento del sistema de energía. La Figura 11 muestra un ejemplo de un parque de energía eólica a gran escala, pero la capacidad también está disponible para pequeños generadores. Sin embargo, se necesitan regulaciones claras para definir bajo qué circunstancias se pueden enviar valores nominales y cómo se compensa financieramente la energía restringida.

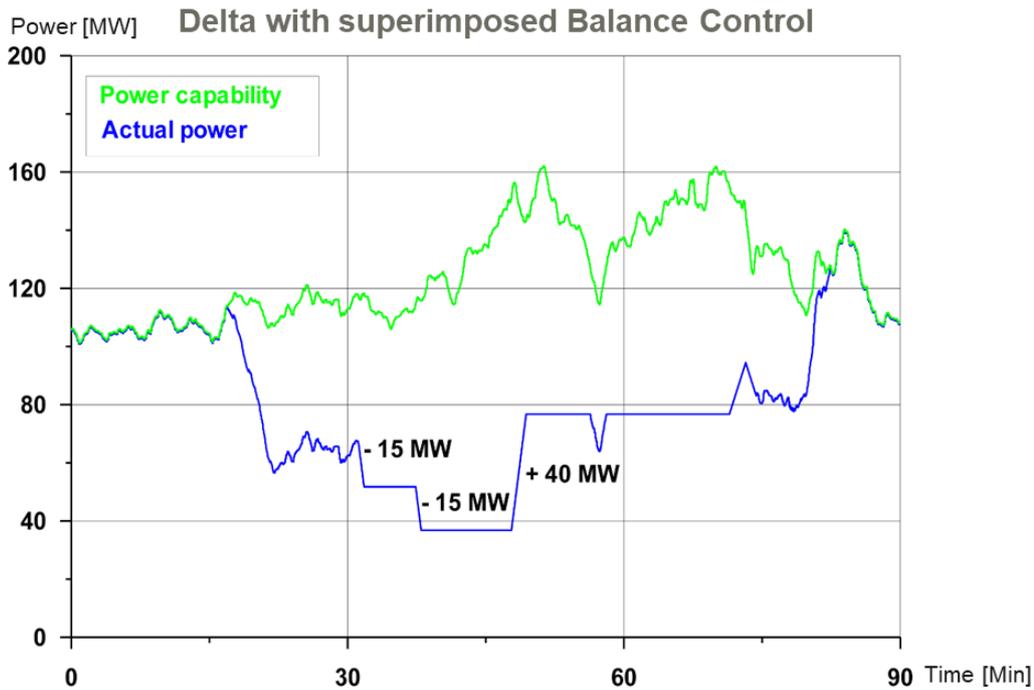


Figura 8: Prueba de control de potencia activa en la planta de energía eólica marina Horns Rev en Dinamarca. Esta capacidad también está disponible hoy en día para pequeños generadores distribuidos.

2.2.8.3 Monitoreo de redes y plantas eléctricas

Por último, el enlace de comunicación se puede utilizar para monitorear la red y la planta de energía. La primera se puede utilizar para investigar oscilaciones de voltaje no deseadas en la red de distribución, dando al operador una mayor visibilidad de la red de distribución a través de mediciones adicionales. La otra se puede utilizar para monitorear el comportamiento de la central de energía para cumplimiento.

2.2.9 Resumen de las capacidades de los inversores inteligentes

A continuación, se proporciona un resumen de los principales aspectos de las capacidades de los inversores inteligentes y sus beneficios e inconvenientes.

Tabla 2: Tabla resumen de las principales capacidades de los inversores inteligentes

Capacidades de los inversores inteligentes	Resumen	Responsable de definir la configuración predeterminada
Alimentación continua de alta/baja frecuencia (L/HFRT)	Capacidad de permanecer conectado al sistema a través de oscilaciones de frecuencia, evitando la pérdida de una gran cantidad de generación distribuida, que pondría en riesgo la seguridad del sistema.	ISO

Alimentación continua de alto/bajo voltaje (L/HVRT)	Capacidad de permanecer conectado al sistema a través de oscilaciones de voltaje (por ejemplo, cortocircuito de transmisión), evitando la pérdida de una gran cantidad de generación distribuida cercana, lo que pondría en riesgo la seguridad del sistema.	ISO
Respuesta de frecuencia (frecuencia-watt)	Capacidad para soportar la estabilidad de la frecuencia disminuyendo la producción de potencia en sobrefrecuencia o incrementando la potencia de salida en baja frecuencia. Este último solo está disponible en modo curtailment de PV o sistemas de batería.	ISO
Capacidad de potencia reactiva	Capacidad del inversor de proporcionar o consumir potencia reactiva dentro de un rango especificado, mitigando las oscilaciones de voltaje de estado estable en las redes de distribución	DSO
Modos de control de potencia reactiva	Se encuentran disponibles diferentes modos de control que definen la producción de potencia reactiva, lo que garantiza un comportamiento óptimo para el control de voltaje en estado estable	DSO
Factor de potencia constante	Requisito de proporcionar un factor de potencia constante dentro de la capacidad de potencia reactiva definida	DSO
Modo Volt / Var	Control de potencia reactiva en función del voltaje medido localmente, también llamado Q (U)	DSO
Modo Watt / Var	Control de potencia reactiva en función de la producción de potencia activa, también llamado Q (P)	DSO
Modos de control de potencia activa (voltios-watts)	Control de potencia activa en función del voltaje medido localmente, también llamado P (U)	DSO
Limitaciones de la tasa de producción	Tasa máxima para aumentar o disminuir la potencia de salida. Depende de la disponibilidad de la fuente de energía primaria.	ISO
Interfaz lógica para capacidades de comunicación	Capacidad del inversor para conectarse a una red de comunicación, para recibir valores nominales y cambios de parámetros, así como para proporcionar datos de la red y la planta de energía para monitoreo y	ISO/DSO

cumplimiento. Requiere infraestructura de red de comunicaciones.
--

2.3 Disponibilidad comercial de capacidades de inversor inteligente

2.3.1 Disponibilidad comercial

La mayoría de los fabricantes comerciales de inversores han implementado las capacidades de inversor inteligente descritas en el capítulo 2.2. Por ejemplo, dado que las capacidades de los inversores inteligentes fueron especificadas por la Norma 21 de California y la HECO 14H de Hawái, la mayoría de los fabricantes de inversores han obtenido la certificación para estas capacidades. Los procedimientos de prueba para demostrar el cumplimiento de ambas regulaciones se establecieron en la regulación de EE. UU. A través de UL 1741 SA en 2017.

Esto incluye a los fabricantes de inversores de América del Norte y Europa, p. Ej. SMA [11], Fronius [12], SolarEdge [13], así como los principales fabricantes de inversores chinos, p. Ej. Huawei [14], Sungrow [15] e incluso microinversores con capacidades inferiores a 1 kW, como Enphase [16]. Hawaiian Electric ha publicado una lista de inversores comerciales que cumplen con UL 1741 SA, que se puede consultar en [17].

2.3.2 Comparación cualitativa de costo-beneficio de las capacidades de los inversores inteligentes

La Tabla 3 muestra una comparación de costos de las capacidades del inversor inteligente mencionadas anteriormente. La tabla distingue entre la relación costo-beneficio de proporcionar la capacidad, es decir, implementar los cambios necesarios de hardware y software en el inversor, y la relación costo-beneficio de utilizar la capacidad. Como se puede apreciar, asegurarse de que la capacidad esté disponible es muy beneficioso en la mayoría de los casos, ya que solo requiere cambios menores en el hardware y el software y, por lo tanto, se puede implementar con un bajo costo adicional. Sin embargo, dependiendo de los requisitos del sistema, puede que no sea aconsejable aplicar algunas de las capacidades.

El recorrido de frecuencia y voltaje, y la respuesta a las desviaciones de frecuencia son esenciales para la confiabilidad del sistema de energía y ya deberían implementarse a niveles bajos de penetración de VRE. Por otro lado, los modos de control de potencia activa y las limitaciones de la tasa de producción pueden reducir ligeramente la producción de VRE, por lo tanto, solo deben usarse cuando sea necesario o en niveles de penetración de VRE más altos.

La capacidad de comunicación se puede implementar fácilmente en el inversor, sin embargo, para utilizar la capacidad, también se debe establecer una red o enlace de comunicación entre el operador del sistema y los inversores. El costo de esta infraestructura de comunicación generalmente lo paga el operador del sistema y debe abordar los riesgos de ataques cibernéticos y de privacidad. Por lo tanto, estos costos se

deben considerar junto con los beneficios adicionales de la supervisión y el control avanzado en tiempo real del inversor.

Proporcionar potencia reactiva es muy beneficioso y deben implementarse todos los modos de control de potencia reactiva. Con respecto a la utilización de potencia reactiva, el modo de factor de potencia constante aumenta innecesariamente el consumo de potencia reactiva. Por lo tanto, el modo watt / var y el modo volt / var se consideran modos de control más adecuados.

Tabla 3: Capacidades de inversor inteligente y su costo / beneficio indicativo para proporcionar la capacidad e implementar la capacidad: altamente positivo (++), positivo (+), neutral (0)

Capacidad de inversor inteligente	Costo / beneficio de la disponibilidad de capacidad	Costo / beneficio de la utilización de la capacidad
Alimentación continua de alta/baja frecuencia	++	++
Alimentación continua de alto/bajo voltaje	++	++
Respuesta de frecuencia	++	++
Capacidad de potencia reactiva	++	++
Modos de control de potencia reactiva	++	++
Factor de potencia constante	++	0
Modo Volt / Var	++	++
Modo Watt / Var	++	+
Modos de control de potencia activa	++	0
Limitaciones de la tasa de producción	+	0
Capacidad de comunicación	++	0

3 Experiencias internacionales

3.1 Hawái

3.1.1 Introducción

Varios aspectos relacionados con la integración renovable y los inversores inteligentes hacen de Hawái un buen ejemplo internacional. Como se describirá con más detalle en las secciones a continuación, Hawái experimenta altos niveles de penetración instantánea de generación por inversores en algunas de sus islas de tamaño mediano. La tecnología que más contribuye son las instalaciones solares fotovoltaicas a pequeña escala distribuidas en los alimentadores de distribución de las islas. Con el fin de integrar con éxito una proporción tan alta de generación distribuida, los requisitos hawaianos para inversores de generación distribuida se encuentran entre los más exigentes a nivel mundial y las regulaciones hawaianas en esta materia (Regla 14H [18]) han liderado el camino en la adopción de la funcionalidad de inversor inteligente en los EE. UU. (junto con la Regla 21 de California). Además, Hawái tiene una de las políticas de energía limpia más agresivas en los EE. UU. con un objetivo de generación 100% de energía renovable para 2045. Los reguladores hawaianos han aprendido de otras experiencias internacionales sobre costosas medidas de modernización y están exigiendo requisitos más estrictos para los inversores que, aunque no son necesarios hoy, se espera que sean relevantes en los próximos años para lograr objetivos de ER muy altos.

3.1.2 Hawái: descripción general del estado y del sector eléctrico

Hawái es un estado de los Estados Unidos de América ubicado en el Océano Pacífico. El estado abarca casi todo el archipiélago hawaiano, compuesto por 137 islas volcánicas que abarcan 1.500 millas. Las ocho islas principales, de noroeste a sureste, son Niihau, Kauai, Oahu, Molokai, Lanai, Kahoolawe, Maui y Hawái, que da nombre al estado. Hawái tiene más de 1,4 millones de habitantes, Oahu es la isla más poblada con casi 1 millón de habitantes.

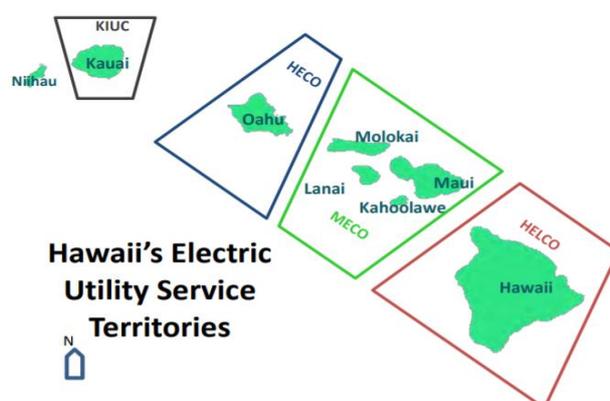


Figura 9: Mapa de la isla del archipiélago hawaiano que muestra donde se genera y consume la mayor parte de la electricidad [19]

La frecuencia del sistema eléctrico es de 60 Hz. Cada isla hawaiana tiene su propia red eléctrica independiente, sin interconexión entre ellas. El clima templado de Hawái contribuyó a que el estado se encontrara entre los cinco estados de EE. UU. con el uso total de energía y el consumo de energía per cápita más bajos. Los principales centros de generación y consumo de electricidad son las islas de Oahu, Maui, Hawái y Kauai en ese orden. La generación total de electricidad en 2018 ascendió a 9,5 TWh de los cuales más del 70% se generó en Oahu. Oahu también tiene el pico de demanda más alto con 1190 MW.

Mientras que menos del 1% de la electricidad en los EE. UU. es producida por petróleo, el 63,1% de la generación de electricidad de Hawái proviene del combustible en cuestión, a partir de 2018. Esto convierte a Hawái en el estado con los precios de electricidad más altos en los EE. UU. Esta fuerte dependencia del petróleo que se importa de fuera del archipiélago, además de los altos precios de la electricidad, ha incrementado la necesidad de un plan energético para reducir la producción de electricidad por petróleo.

A nivel estatal, alrededor del 22% de la electricidad anual en 2018 fue generada por ER. Sin embargo, este porcentaje es el doble en islas como Hawái o Kauai. Las islas de Maui y Hawái se encuentran entre los sistemas de islas de tamaño mediano con la mayor penetración instantánea de energía renovable del mundo, alcanzando recientemente niveles de alrededor del 80%. Debido a la abundancia de recursos solares y la disminución de los precios de la tecnología, la energía solar fotovoltaica se ha convertido en la principal tecnología de generación de energía renovable que cubre alrededor del 50% de la generación total de energía renovable. Otro aspecto que convierte a Hawái en un excelente ejemplo internacional con respecto a la integración de energías renovables en los sistemas insulares es el hecho de que la mayor parte de la generación solar proviene principalmente de la generación solar fotovoltaica a pequeña escala (alrededor del 80% de toda la generación solar fotovoltaica). La tabla 4 muestra información más detallada. [20] [21]

Tabla 4: Estadísticas del sector eléctrico hawaiano 2018

Sector eléctrico		HECO	MECO	HELCO	KIUC	Estado de Hawái
Isla		Oahu	Condado de Maui	Isla de Hawái	Kauai	
Producción de energía [MWh]		6,892,155	1,234,529	1,218,973	451,114	9,553,472
% producción de ER	Solar de gran escala:	2%	1.2%	0.4%	15%	2.4%
	Fotovoltaica solar a pequeña escala:	10%	13.4%	13.3%	11%	11.2%
	Eólica:	3%	23.2%	14%	0%	6.9%
	Biocombustible:	1%	0.1%	0%	0%	0.7%
	Biomasa:	0%	0%	0%	6.7%	0.3%
	Geotérmica:	0%	0%	10%	0%	1.3%
	Hidroeléctrica:	0%	0%	6%	10.3%	1.3%
	Perdida de energía:	6%	0%	0%	0%	4.3%
	Total:	22%	38%	44%	43.5 %	28.4%
Capacidad ER [MW]	Solar de gran escala:	172.5	66.9	60	44.6	344

Fotovoltaica solar a pequeña escala:	461	104	94	31.3	690.3
Eólica:	99	72	31	0	202
Biocombustible:	188	212.1 ⁵	0	0	400.1
Biomasa:	0	0	0	6.7	6.7
Geotérmica:	0	0	38	0	38
Hidroeléctrica:	0	0.5	16.6	10.3	27.4
Perdida de energía:	68.5	0	0	0	68.5
Total:	989	455.5	239.6	92.9	1,777
Capacidad total [MW]⁶	2,527	517.5	477.9	209.9	3,732.3
Pico del sistema [MW]	1,190	218	191	77	1,676
% Pico renovable	58 %	80 %	79%		

De cara al futuro, Hawái se compromete a seguir reduciendo sus emisiones y el estado tiene una de las políticas de energía limpia más agresivas de EE. UU. con un objetivo del 100% de generación de energía renovable para 2045.

La estructura del sector eléctrico de Hawái se muestra en la Figura 13. Los consumidores de electricidad de Hawái reciben servicios de servicios públicos integrados verticalmente, bajo la competencia de la Comisión de Servicios Públicos (PUC por sus siglas en inglés). Las dos principales empresas eléctricas son Hawaiian Electric Industries Inc. (HEI) y Kauai Island Utility Cooperative (KIUC). HEI es el mayor proveedor del estado y atiende a la mayoría de la población. HEI está compuesta por 3 empresas de servicios públicos: Hawaii Electric Light Company, Inc (HELCO) que atiende a la isla de Hawái, Hawaiian Electric Company, Inc (HECO), que atiende a la isla de Oahu, y Maui Electric Company, que atiende a las islas de Maui, Molokai y Lanai (consulte la Figura 12).

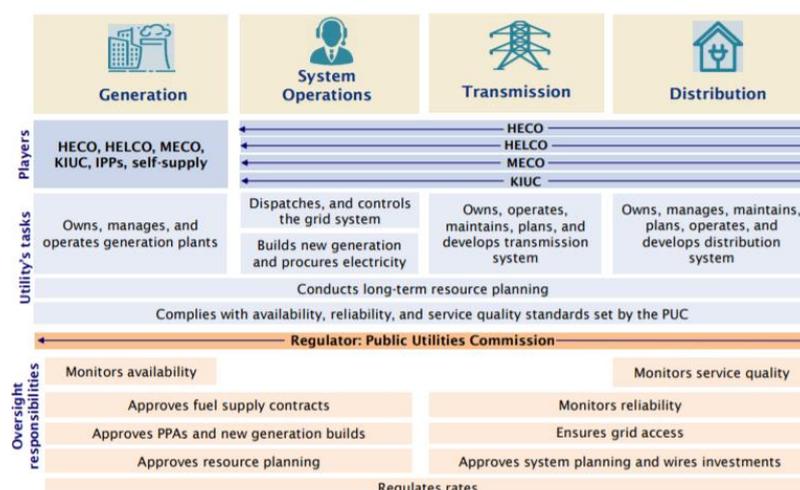


Figura 10: Estructura del sector eléctrico en Hawái [22].

⁵ La planta de energía de Ma'alaea en Maui es una planta de energía de 212 MW donde se usa biodiesel como combustible, aunque la planta todavía depende principalmente de diésel de petróleo como combustible.

⁶ Los valores de capacidad total incluyen tanto la generación renovable como la convencional.

3.1.3 Generación distribuida

Las definiciones disponibles para Generación Distribuida (DG por sus siglas en inglés) en las regulaciones de Hawái son:

- En el Plan de Interconexión de Generación Distribuida (DGIP por sus siglas en inglés) emitido por HEI, el término generación distribuida se define como un generador pequeño, típicamente de 10 MW o menos, que está ubicado en o cerca de la carga, y que está interconectado a la red de distribución. La DG puede servir como fuente de energía primaria o de respaldo y puede utilizar diversas tecnologías, incluidas turbinas de combustión, motores alternativos, celdas de combustible, generadores eólicos y energía fotovoltaica. La DGIP también incluye el término Recursos Energéticos Distribuidos (DER por sus siglas en inglés), cuyas definiciones son más amplias que la de DG, ya que también incluye los sistemas de almacenamiento [23].
- La definición incluida en la tarifa de las Compañías Eléctricas de Hawái para la interconexión de instalaciones de generación distribuida con la regulación del sistema de distribución de la compañía, también conocida como regla 14H, es menos detallada que la anterior: la instalación de DG es una instalación de generación ubicada en las instalaciones de un cliente que está interconectada con el Sistema de Distribución. [24]

La energía solar fotovoltaica a pequeña escala es la principal tecnología de generación de energía renovable en Hawái con más de 660 MW de capacidad instalada y contribuye a más del 10% de la generación eléctrica anual total en las islas principales. La información sobre las capacidades instaladas y la generación desagregada por sistema insular se puede encontrar en la Tabla 4.

Las empresas de servicios públicos hawaianos han lanzado varios programas de DG en la última década. Los programas de DG actuales de HEI distinguen entre los tres tipos de clientes de DG que se muestran en la Tabla 5. Todos los programas de DG actualmente en vigor en Hawái (que se muestran en la Tabla 5) requieren inversores avanzados

Tabla 5: Clientes de programas de energías renovables de HEI [25].

Cliente	Características
<p>Energía solar fotovoltaica privada en la azotea</p>	<p>Destinado a clientes residenciales y pequeñas empresas que desean reducir sus facturas mediante la instalación de sistemas solares que cumplan con los requisitos específicos del programa.</p> <p>Solo instalaciones iguales o inferiores a 100 kW.</p> <p>Cuatro programas existentes para este tipo de cliente. La participación en los programas está limitada a cierto volumen en MW. Las especificaciones, como la tasa de crédito o el límite del programa, dependen de la isla:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Autoabastecimiento por el cliente (CSS por sus siglas en inglés): Destinado solo para instalaciones solares privadas en azoteas que están diseñadas para no contribuir electricidad a la red. Los clientes no son compensados por ninguna contribución de energía. • Contribución a la red por el cliente (CGS por sus siglas en inglés): los participantes reciben un crédito aprobado por la PUC por la

	<p>electricidad inyectada a la red y se les cobra a tarifa minorista la electricidad que utilizan de la red.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Contribución a la red plus (CGS Plus por sus siglas en inglés): similar al CGS, pero los participantes también permiten que la empresa de servicios públicos monitoree de forma remota el rendimiento del sistema, el cumplimiento técnico y, si es necesario, el control de la estabilidad de la red. • Contribución inteligente: Los clientes con sistema renovable y sistema de almacenamiento de energía por batería tienen la opción de inyectar energía a la red a partir de las 4 p.m. - 9 a. M.
Energía renovable comunitaria	<p>Destinado a clientes que no pueden o eligen no instalar sistemas solares privados en la azotea ⁷ pero quieren recibir algunos de los beneficios de la electricidad renovable suscribiéndose a una instalación de energía renovable.</p> <p>El programa tiene cupo limitado.</p> <p>No solo DG, sino también proyectos a escala de servicios públicos. Los proyectos de menos de 250 kW tienen un proceso de interconexión simplificado.</p> <p>Tasa de crédito en función del tamaño del proyecto.</p>
Genera tu propio poder	<p>Destinado a grandes empresas y clientes comerciales que desean generar y consumir su propia electricidad sin limitaciones en el tamaño del sistema.</p>

3.1.4 Definiciones, regulación y certificación de inversores inteligentes

La tarifa de las empresas eléctricas hawaianas para la interconexión de instalaciones de generación distribuida con el reglamento del sistema de distribución de la empresa, conocida como Regla 14H [24], es el reglamento hawaiano que define los requisitos técnicos para DG, incluidos los inversores de DG. Junto con la Regla 21 de California, la Regla 14H ha sido pionera en la implementación funcional de los inversores inteligentes en EE. UU.

El término “inversores inteligentes” no se utiliza en la regulación hawaiana, sino el término que se utiliza es “inversores avanzados”, que se define en la regla 14H de la siguiente manera: [24]

- Un inversor avanzado es un inversor de una instalación de generación que realiza funciones que, cuando se activan, pueden contribuir de forma autónoma al soporte de la red al proporcionar: soporte dinámico de potencia reactiva / real, conducción de voltaje y frecuencia, controles de tasa de producción, sistemas de comunicación con capacidad para aceptar comandos y otras funciones.

La sección 4A (Requisitos operativos de la instalación de generación de inversores avanzados) de la Regla 14H define los requisitos actuales para los inversores inteligentes en Hawái. Toda aquella generación basada en inversores a los que se les concedió la aprobación de interconexión a partir del 1 de enero de 2016 deberá cumplir con los

⁷ Principalmente inquilinos y residentes de apartamentos, así como muchos pequeños clientes comerciales.

requisitos allí descritos. Los requisitos del inversor están destinados a ser coherentes con las normas ANSI / IEEE 1547-2003 y 1547a para interconectar recursos distribuidos con sistemas de energía eléctrica (IEEE 1547 incluida la enmienda 1547a).

Con respecto a la certificación de inversores avanzados, Hawái ahora está pasando de la documentación de requisitos de origen versión 1.1 (SRD v1.1) a la SRD v2.0. Actualmente, los inversores inteligentes pueden certificarse mediante ambos procedimientos:

- Opción 1: SRD v1.1: El requisito de certificación para el Estándar 1741 de Underwriters Laboratories, Suplemento A (“UL-1741 SA”). [26]
- Opción 2: SRD v2.0: El último requisito de certificación para IEEE 1547-2018, utilizando el protocolo de prueba 1547.1-2020 con SRD V2.0. [27]

Después del 30 de junio de 2021, solo se aceptará la certificación SRD 2.0 (Opción 2).

HEI publica una lista con los inversores comerciales calificados que cumplen con los requisitos establecidos por la Regla 14H y que están certificados según los requisitos de certificación vigentes. La lista se actualiza los días 1 y 15 de cada mes y se puede encontrar en línea en [17]. Los usuarios pueden decidir instalar equipos que no se encuentren en esta lista siempre que cumplan con los requisitos vigentes.

Se requiere un inversor avanzado para cualquiera de los programas actuales de DG mencionados en la sección 3.1.4.

3.1.5 Justificación para tener inversores inteligentes

Entre los principales desafíos actuales y pasados que enfrentan los sistemas de energía hawaianos para la integración de DG que justificaron los requisitos de inversores inteligentes se encuentran:

3.1.5.1 Alimentación continua de voltaje y frecuencia para evitar la desconexión de grandes porciones de generación distribuida en eventos de voltaje o frecuencia.

Depender en inversores que son capaces de atravesar una amplia gama de eventos de voltaje y frecuencia fue uno de los primeros pasos identificados por los operadores hawaianos para operar con éxito una red con altos niveles de energía fotovoltaica. La experiencia internacional como el caso de 50,2 Hz en Alemania muestra la importancia de planificar de antemano estos requisitos y configuraciones para evitar problemas futuros a medida que la capacidad de DG siga aumentando.

HEI tuvo que cambiar retroactivamente y ampliar la configuración de funcionamiento de frecuencia y voltaje de 800,000 inversores heredados, ya que estos inversores ya estaban contribuyendo a una gran parte de la capacidad y se habrían desconectado al mismo tiempo durante una oscilación mayor de frecuencia o voltaje. La capacidad de comunicación de los inversores heredados de uno de los fabricantes que domina el mercado en las islas permitió realizar el proceso de forma remota para la mayoría de los inversores que, de otro modo, habrían sido mucho más costosos.

3.1.5.2 Respuesta de frecuencia para contribuir al control de frecuencia en sistemas de potencia con respuesta inercial decreciente

El aumento de la generación basada en inversores en los sistemas de potencia desplaza a las máquinas síncronas convencionales reduciendo así la respuesta inercial y los proveedores de servicios de control de frecuencia. Esto puede contribuir a un deterioro de la estabilidad de frecuencia del sistema eléctrico. La DG conectada a la red a través de inversores puede proporcionar una respuesta de frecuencia, contribuyendo así a la estabilidad de los sistemas y mitigando el impacto de la generación basada en inversores en la respuesta inercial.

HECO ahora requiere que todos los inversores nuevos estén equipados con capacidad de respuesta de frecuencia o modo de frecuencia-watt, como se denomina en la regulación hawaiana.

3.1.5.3 Estrategias de control de potencia activa y reactiva para evitar problemas de voltaje en estado estable

A medida que comenzaron a producirse flujos de potencia inversos, se observó que la energía solar fotovoltaica que funcionaba con un factor de potencia de valor uno causaba problemas de sobrevoltaje en estado estable en algunos alimentadores de distribución. En Oahu, HECO inicialmente requería que todos los inversores solares fotovoltaicos fueran capaces de funcionar con los siguientes modos autónomos de control de potencia reactiva y activa: factor de potencia constante (CPF por sus siglas en inglés), volt-var (Q (U)) y volt-watt (P (U)). El valor nominal predeterminado para todos los inversores solares fotovoltaicos se estableció en un CPF igual a 0,95 subexcitación (absorción de var).

HECO junto con NREL llevaron a cabo análisis cuasi-dinámicos de series de tiempo de varios alimentadores de distribución hawaianos para evaluar diferentes modos de control de potencia reactiva y activa y su impacto en los voltajes de estado estacionario: CPF, Q (U) y P (U). También se investigó una combinación de estrategias de control Q (U) y P (U). Se descubrió que Q (U) en combinación con P (U) era la estrategia de control que conducía a la menor cantidad de violaciones de voltaje, acciones del cambiador de tomas y pérdidas de potencia. Además, se encontró que la reducción de PV debido a P (U) era cero o cercana a cero con solo unos pocos valores atípicos.

3.1.5.4 Desconexión rápida en caso de sobrevoltaje transitorio para evitar daños en el equipo

El sobrevoltaje transitorio (TOV por sus siglas en inglés) en el sistema de distribución puede ocurrir debido a varios eventos, como una pérdida repentina de carga (rechazo de carga) o una falla a tierra, y puede ser muy dañino para equipos como inversores o protecciones de sobrevoltaje. Por ejemplo, el sobrevoltaje de rechazo de carga (LROV) se convirtió en una preocupación para los operadores hawaianos, ya que se identificó como un posible factor limitante para la penetración de DG por encima del 120% de la carga diurna mínima de un alimentador de distribución (MDL). HECO y NREL colaboraron con los fabricantes de inversores para probar las respuestas de rechazo de carga de varios

inversores. Los estudios de modelado determinaron que los TOV con niveles de penetración de DG de hasta el 250% del MDL del alimentador de distribución eran aceptables si los inversores podían dispararse dentro de un ciclo si su voltaje terminal alcanzaba 1,20 p.u. Los requisitos de disparo TOV se agregaron a los requisitos de interconexión y HECO requirió que todos los inversores fueran probados para LROV antes de la interconexión.

3.1.6 Funciones y servicios proporcionados / cubiertos por inversores inteligentes

Esta sección proporciona una descripción general de las funciones de los inversores inteligentes en Hawái que se describen en la sección 4A de la Regla 14H.

3.1.6.1 Alimentación continua de baja / alta frecuencia

El inversor avanzado permanecerá conectado a la red cuando la frecuencia se mantenga dentro de los rangos representados en la columna "Frecuencia en el punto de interconexión" de la Tabla 6 durante los tiempos que se muestran en la columna "Alimentación continua hasta (s)" de la misma tabla.

Tabla 6: Alimentación continua y disparo de frecuencia para inversores inteligentes según la Regla 14H [24]

Región operativa	Frecuencia en el punto de interconexión	Modo operativo	Alimentación continua hasta (s)	Tiempo máximo predeterminado de disparo (s)
Sobrefrecuencia 2	$f > 64.0$	Operación permisiva	Ninguno	0.16
Sobrefrecuencia 1	$64.0 \geq f > 63.0$	Operación obligatoria (Frec-watt)	20	21
Operación continua	$63.0 \geq f > 60.0$	Operación continua (Frec-watt)	Indefinido	N/A
	$60.0 > f \geq 57.0$	Operación continua	Indefinido	N/A
Subfrecuencia 1	$57.0 > f \geq 56.0$	Operación obligatoria	20	21
Subfrecuencia 2	$56.0 > f$	Operación permisiva	Ninguno	0.16

3.1.6.2 Alimentación continua de bajo / alto voltaje

El inversor avanzado permanecerá conectado a la red cuando el voltaje se mantenga dentro de los rangos que se muestran en la columna "Voltaje en el punto de interconexión" de la Tabla 7 durante los tiempos que se muestran en la columna "Alimentación continua hasta (s)" de la misma tabla.

Tabla 7: Configuración de funcionamiento de voltaje para inversores inteligentes según la regla 14H [24]

Región operativa	Voltaje en el punto de interconexión	Modo operativo	Alimentación continua hasta (s)	Tiempo máximo predeterminado de disparo (s)
Sobrefrecuencia 2	$V > 120$	Dejar de energizar	N/A	0.16

Sobrefrecuencia 1	$120 \geq V > 110$	Operación obligatoria	0.92	1
Operación continua	$110 \geq V > 100$	Operación continua (voltio-watt)	N/A	N/A
	$100 > V \geq 88$	Operación continua	N/A	N/A
Subfrecuencia 1	$88 > V \geq 70$	Operación obligatoria	20	21
Subfrecuencia 2	$70 > V \geq 50$	Operación obligatoria	10-20	11-21
Subfrecuencia 3	$50 > V$	Cese momentáneo	N/A	2

3.1.6.3 Respuesta de frecuencia (frecuencia-watt)

Cuando se opera en este modo, el inversor avanzado debe adaptar su valor nominal de potencia activa para responder a los cambios en la frecuencia cuando hay una oscilación de frecuencia fuera de la banda muerta de ± 0.036 Hz. La modificación del valor nominal de potencia activa depende del valor p.u. de la potencia activa de preactivación "P_pre". El tiempo de respuesta preferido para este modo es de 0,5 s y, en cualquier caso, no debe superar los 3 s. La característica del modo frecuencia-watt se muestra en la Figura 14.

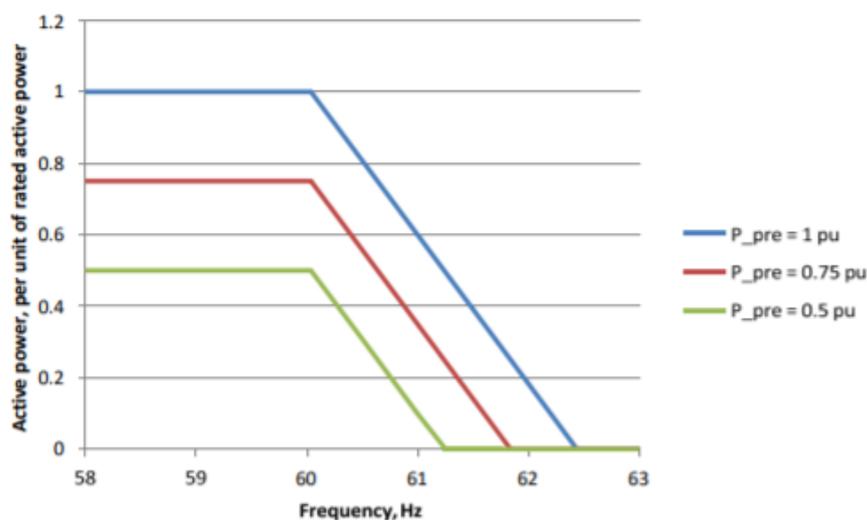


Figura 11: Característica de frecuencia-watt requerida para inversores inteligentes en la Regla 14H. [24]

3.1.6.4 Capacidad de potencia reactiva

Las instalaciones generadoras de más de 15 kW deben ser capaces de proporcionar un factor de potencia fijo de $1,0 \pm 0,15$ (0,85 retrasado a 0,85 adelantado) hasta el 20% de su potencia nominal. Se aplican disposiciones similares a las instalaciones de generación por debajo de 15 kW con un rango de $1,0 \pm 0,1$ (0,9 retrasado a 0,9 adelantado).

3.1.6.5 Modos de control de potencia reactiva

Los inversores inteligentes podrán proporcionar los siguientes modos de control dentro de su capacidad de potencia reactiva respectiva (consulte el capítulo anterior):

- Factor de potencia constante
- Volt-var

La característica volt-var se basará en el voltaje medido localmente con la característica predeterminada proporcionada en la Figura 15. El tiempo de respuesta para este modo es de 10 segundos. En caso de conflicto, el inversor avanzado priorizará la potencia reactiva sobre la potencia activa.

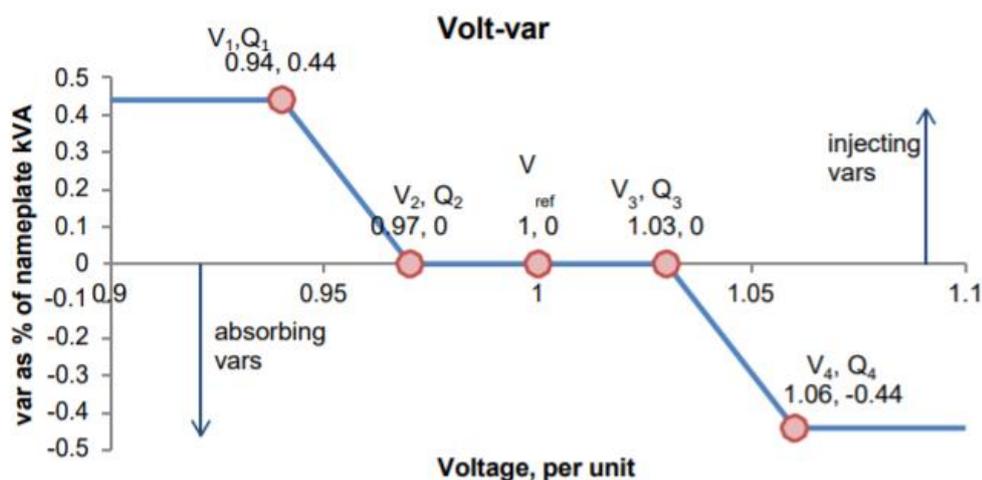


Figura 12: Característica volt-var requerida para inversores inteligentes en la Regla 14H. [24]

3.1.6.6 Modos de control de potencia activa (voltio-watio)

Al operar en este modo, el inversor avanzado controlará activamente su producción de potencia activa en función del voltaje que sigue una característica lineal voltio-watt. La característica predeterminada se muestra en la Figura 16. El tiempo de respuesta para este modo es de 10 segundos. En caso de conflicto, el inversor avanzado priorizará la potencia reactiva sobre la potencia activa.

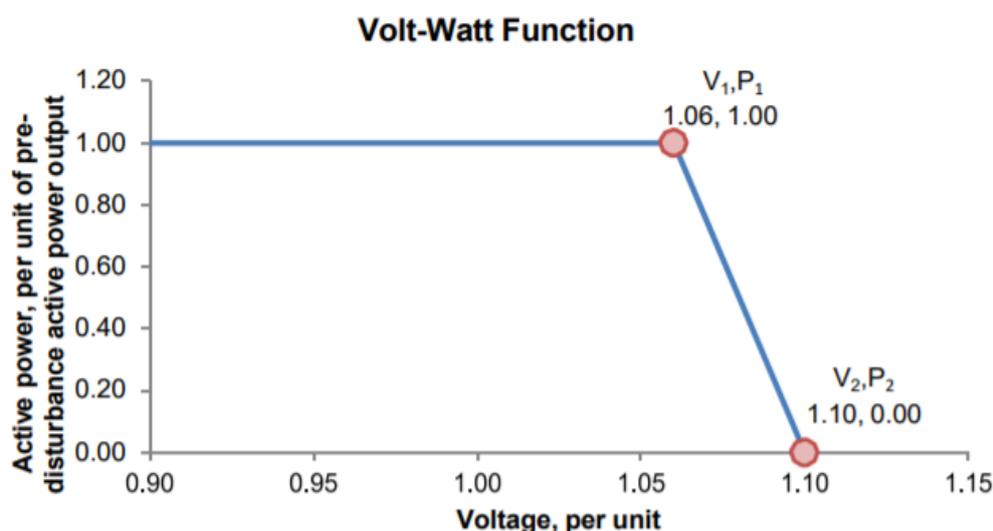


Figura 13: Característica de voltio-watio requerida para inversores inteligentes en la Regla 14H. [24]

3.1.6.7 Limitaciones de la tasa de producción

Se requiere que el inversor avanzado tenga controles de tasa de producción para al menos los dos modos siguientes: i) Modo de tasa de producción normal con una producción máxima limitada al 100% de la producción de corriente máxima; ii) Modo de tasa de producción de “arranque suave” que se activa al comenzar a inyectar energía a la red, luego de un período de inactividad. En este modo, el inversor podrá controlar su tasa de aumento de potencia por segundo y tiene un valor predeterminado del 0,33% de la corriente máxima por segundo.

3.1.6.8 Anti-isla

La instalación de generación, incluido el inversor avanzado, debe desconectarse automáticamente del sistema de distribución de la red pública después de la pérdida de una fuente de la red pública y permanecer desconectada hasta que el voltaje y la frecuencia se hayan estabilizado.

3.1.6.9 Interfaz lógica para reconexión / desconexión remota

El inversor avanzado deberá ser capaz de recibir un comando remoto directamente de la empresa de servicios públicos, o su (s) agente (s), para conectarse o desconectarse.

3.1.6.10 Interfaz lógica para control remoto y configuración

El inversor avanzado deberá ser capaz de recibir e implementar actualizaciones remotas, que incluyen, entre otros: ajustes avanzados del inversor o modificaciones de parámetros, activación y desactivación de varias funciones avanzadas del inversor, según lo requiera la empresa de servicios públicos o sus agentes. El inversor avanzado deberá poder informar la configuración actual.

3.1.7 Programas e incentivos actuales para inversores inteligentes y generación distribuida

No existen incentivos específicos para los inversores avanzados, pero son obligatorios para cada nueva instalación de DG.

Los costos elevados de la electricidad son el incentivo principal para la instalación de instalaciones fotovoltaicas solares distribuidas. Con un precio medio de la electricidad de 0,37 USD / kWh y un consumo de alrededor de 6180 kWh / año, un residente hawaiano promedio ahorra alrededor de 3500 USD / año con una instalación solar fotovoltaica media y tiene un tiempo de recuperación estimado de unos 6 años. En comparación con el resto de EE. UU., la energía solar fotovoltaica es un 238% más rentable en Hawái. Las instalaciones solares fotovoltaicas se benefician de los incentivos federales y estatales que se describen en el cuadro 8. [28]

Tabla 8: Incentivos fiscales para la generación de energía solar fotovoltaica en Hawái

Incentivos permanentes para la generación de energía solar fotovoltaica en Hawái	
Incentivos federales	Desgravación de impuestos del 30% de los costos del sistema solar fotovoltaico
Incentivos estatales	Desgravación de impuestos del 35% de los costos de los sistemas solares fotovoltaicos limitado a 5000 USD por sistema

Como se muestra en la Tabla 5, actualmente existen diferentes programas de DG en Hawái dependiendo del tipo de cliente. Los detalles del programa también varían según la isla donde se encuentra la instalación de DG. La Tabla 9 proporciona algunas de las especificaciones de dos de los programas existentes para clientes privados de energía solar fotovoltaica en tejados.

Tabla 9: Especificación de dos programas de GD para clientes privados de energía solar fotovoltaica en azoteas en Hawái [29]

Programas de GD		
Especificaciones	Contribución a la red plus (CGS Plus)	Contribución inteligente (Smart Export)
Descripción	Contribución a la red plus (CGS Plus) permite a los clientes instalar energía solar privada en la azotea u otras energías renovables que inyectan energía a la red eléctrica durante todo el día. CGS Plus también requiere el uso de equipos que permitan a la empresa de servicios públicos administrar la producción para mantener un funcionamiento seguro y confiable de la red.	Smart Export permite a los clientes instalar un sistema solar privado en la azotea u otro sistema renovable y un sistema de almacenamiento de energía de batería. Se espera que los clientes carguen el sistema de almacenamiento de la batería desde el sistema solar de la azotea u otro sistema renovable durante las horas del día (9 a.m. - 4 p.m.) y usen esa energía para alimentar su hogar por la noche.
Tasa de crédito	Oahu: 10.08 centavos / kWh Maui: 12,17 centavos / kWh Lanai (condado de Maui): 20.80 centavos / kWh Molokai (condado de Maui): 16,77 centavos / kWh Isla de Hawái: 10,55 centavos / kWh	(Las tasas de crédito solo aplican para la alimentación de generación en la red de 12 a.m. a 9 a.m. y de 4 p.m. a 12 a.m.) Oahu: 14,97 centavos / kWh Maui: 14,41 centavos / kWh * Lanai (condado de Maui): 20,79 centavos / kWh Molokai (condado de Maui): 16,64 centavos / kWh Isla de Hawái: 11,00 centavos / kWh
Tamaño máximo de instalación	100 kW	100 kW
Cupo máximo del programa	Oahu: 35 MW Condado de Maui: 7 MW Isla de Hawái: 12 MW	Oahu: 25 MW Condado de Maui 5MW Isla de Hawái: 10 MW
Inversor	Se requiere un inversor avanzado	Se requiere un inversor avanzado
Factura mínima	25 USD	25 USD

3.1.8 Resumen del estado de los inversores inteligentes para generación distribuida en Hawái

La Tabla 10 resume las lecciones aprendidas y el estado de los inversores inteligentes en Hawái.

Tabla 10: Resumen del estado del inversor inteligente para generación distribuida en Hawái

Asunto	Descripción
Nomenclatura para inversor inteligente	Inversores avanzados
Regulaciones para inversores inteligentes	<u>Regla 14H</u> : Requisitos de la sección 4A (Requisitos operativos de la instalación de generación de inversores avanzados)
Procedimientos para la certificación de inversores inteligentes	<p><u>Opción 1: SRD v1.1</u>: Estándar de Underwriters Laboratories 1741, Suplemento A ("UL 1741 SA") [8] (solo hasta julio de 2021)</p> <p><u>Opción 2: SRD v2.0</u>: El último requisito de certificación para IEEE 1547-2018, utilizando el protocolo de prueba 1547.1-2020 con SRD V2.0 y próximo (previsto: finales de 2020) UL 1741 Suplemento B ("UL 1741 SB"). [9]</p> <p>Lista de equipos inversores aprobados disponible en línea [17]</p>
Aplicabilidad	Obligatorio para todos los generadores conectados a la red de distribución
Incentivos para inversores inteligentes	No hay incentivos específicos dirigidos a inversores inteligentes, pero sí hay requisitos obligatorios. Los inversores inteligentes pueden beneficiarse de los incentivos fiscales como parte de las instalaciones solares fotovoltaicas.
Capacidades técnicas	<ul style="list-style-type: none"> • Alimentación continua de baja / alta frecuencia • Alimentación continua de bajo / alto voltaje • Frecuencia-volt • Capacidad de potencia reactiva • Modos de control de potencia reactiva (predeterminado: volt-var) • Voltio-watt (predeterminado: no activado) • Limitaciones de la tasa de rampa • Anti-isla • Interfaz lógica para reconexión / desconexión remota (solo para DG instaladas bajo el programa Contribución a la red plus) • Interfaz lógica para control remoto y configuración

3.2 California

3.2.1 Introducción

California ha sido uno de los primeros impulsores del crecimiento mundial de la energía renovable variable (VRE por sus siglas en inglés). Hoy en día, la VRE contribuye significativamente a la matriz de energía de California con un 13% de energía fotovoltaica y un 7% de energía eólica. En ocasiones, la VRE ha contribuido hasta un nivel instantáneo de penetración del 70% (consulte la Tabla 11). Junto con Hawái, California lideraba el camino en el desarrollo de capacidades de inversores inteligentes y ha acuñado el término Smart Meter. Las capacidades del inversor se han basado principalmente en los requisitos establecidos en la Regla 21 de California [30], que es similar en su estructura y requisitos a la Regla 14H de Hawái. Muchas de las prácticas definidas en California y Hawái se han adoptado desde entonces en estándares como IEEE 1547-2018. Con el crecimiento de VRE, California está actualmente en camino de alcanzar su objetivo de energía renovable del 60% (excluidas las grandes hidroeléctricas) para 2030 y tiene el objetivo adicional de alcanzar la descarbonización total en todos los sectores para 2045. En 2019, la cantidad de sistemas fotovoltaicos instalados en azoteas en el estado llegó a un millón. Por lo tanto, definir el comportamiento apropiado de un inversor siempre ha sido de gran importancia.

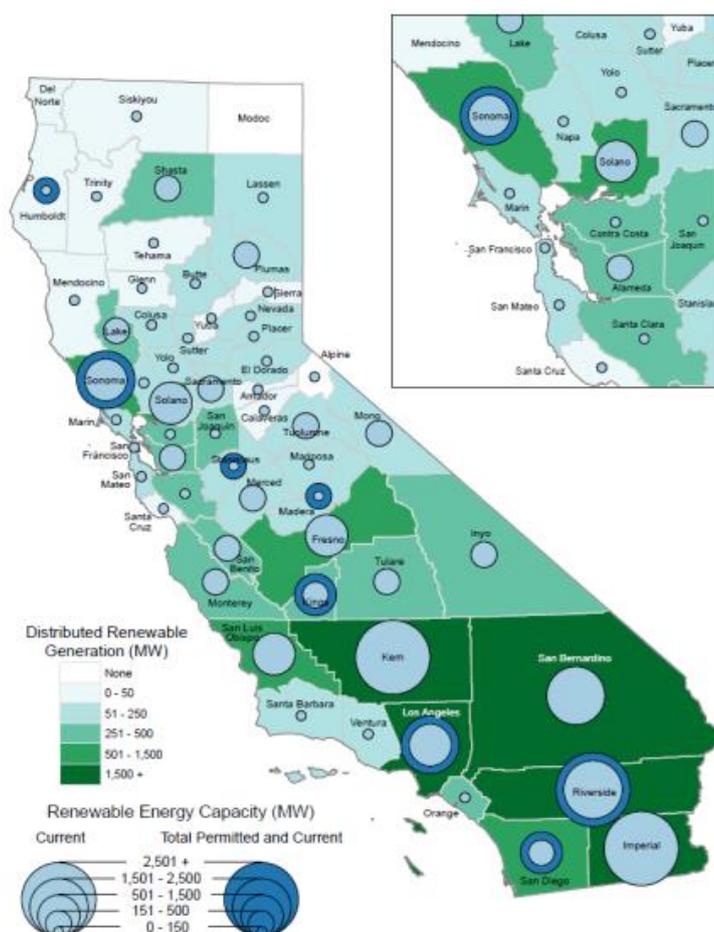


Figura 17: Mapa de capacidad de generación distribuida renovable instalada y permitida, a partir de 2020 [31]

3.2.2 California: descripción general del estado y del sector eléctrico

California es el estado más poblado de los EE. UU., con casi 40 millones de habitantes. La mayor parte de la electricidad en el estado proviene de gas natural (43%) y otra parte de la energía nuclear (8%) al año 2019⁸. El resto proviene casi en su totalidad de energía renovable (49%), como se muestra en la Tabla 11. El 28% de la electricidad en 2019 fue importada, con una participación decreciente en los últimos años debido a la creciente participación en la producción de energía renovable.

California está integrado dentro del Consejo de Coordinación de Electricidad Occidental (WECC) para compartir recursos y aumentar la confiabilidad. Esto demuestra ser particularmente importante durante los veranos calurosos, cuando las plantas de generación convencional a veces necesitan pararse debido a una capacidad de enfriamiento insuficiente.

Tabla 11: Estadísticas del sector eléctrico de California 2019 [32]

Sector eléctrico		Estado de California
Producción de energía [GWh]		200,475
% De producción de energía renovable	Solar de gran escala:	13.1%
	Fotovoltaica solar a pequeña escala:	1.1%
	Eólica:	6.8%
	Biocombustible:	2.9%
	Biomasa:	5.5%
	Geotérmica:	16.5%
	Hidroeléctrica:	2.7%
	Perdida de energía:	0.1%
	Total:	48.7%
Capacidad ER [MW]	Solar de gran escala:	11,278
	Fotovoltaica solar a pequeña escala:	1,249
	Eólica:	5,973
	Biocombustible:	1,308
	Biomasa:	2,731
	Geotérmica:	12,281
	Hidroeléctrica:	1,758
	Perdida de energía:	52
	Total:	36,628
Capacidad total [MW]⁹		79,845
Pico de carga del sistema [MW][33]		44,301
% Máximo de carga servida por VRE durante al menos 5 min.[34]		70.25%

⁸ <https://www.energy.ca.gov/data-reports/energy-almanac/california-electricity-data/2019-total-system-electric-generation>

⁹ Los valores de capacidad total incluyen tanto la generación renovable como la convencional.

Como se muestra en la Figura 18, la participación de las energías renovables ha aumentado significativamente en los últimos 10 a 15 años a través de aumentos en la energía eólica y solar (tanto a escala de servicios públicos como del consumidor)

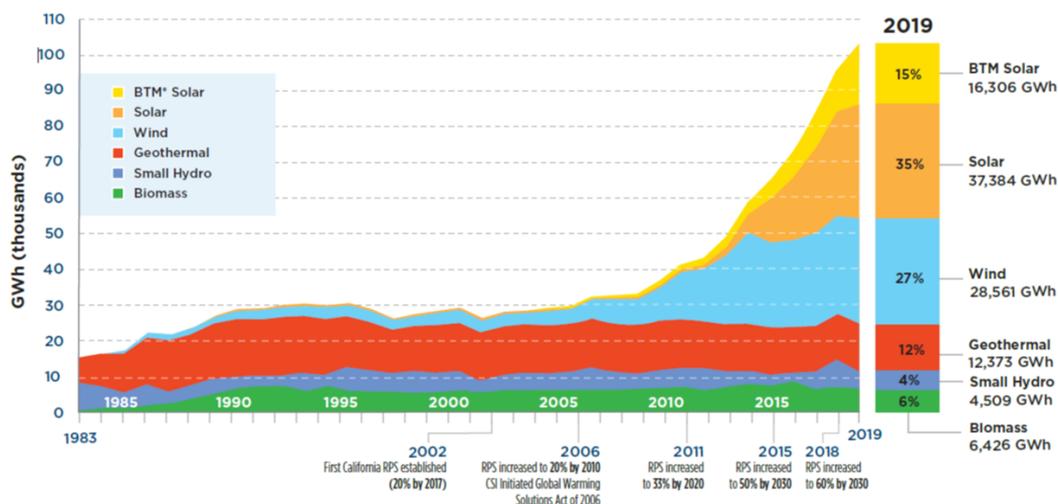


Figura 18: Generación renovable total de California, incluida la energía solar generada por el consumidor [31]

Como resultado de la desregulación del mercado de la electricidad a fines de la década de 1990 en los Estados Unidos, se establecieron Operadores de Sistemas Independientes (ISO por sus siglas en inglés), que no solo coordinan, controlan y monitorean el sistema de energía eléctrica, sino que también actúan como un mercado de energía mayorista [35]. En California, este es el ISO de California (CAISO por sus siglas en inglés). La red de distribución es mantenida por empresas de servicios públicos (POU por sus siglas en inglés) e inversionistas privados (IOU por sus siglas en inglés). Los tres IOU principales son Pacific Gas & Electric (PG&E), Southern California Edison (SCE) y San Diego Gas & Electric (SDG & E). La estructura del sector eléctrico de California se muestra en la Figura 19.

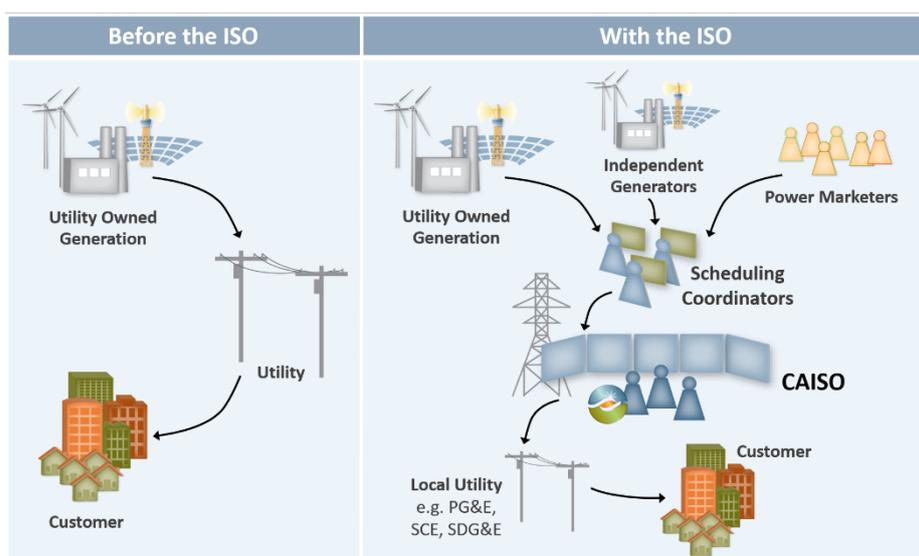


Figura 19: Estructura del sector eléctrico en California [35].

3.2.3 Generación distribuida

La generación distribuida (DG por sus siglas en inglés) en California se define en el Plan de trabajos de energía limpia del gobernador Brown como proyectos de hasta 20 MW, conectados en el sitio o cerca de la carga, que se pueden construir fácilmente sin construir líneas de transmisión y, por lo general, sin impactos ambientales significativos. [36].

Existen varios programas para impulsar la construcción de plantas de energía renovable, para una mejor integración del uso del suelo y la planificación de los servicios públicos. Ejemplos de estos son la tarifa de inversión (FIT por sus siglas en inglés), los programas de energía solar fotovoltaica (SPVP por sus siglas en inglés), el mecanismo de subasta de renovables (RAM por sus siglas en inglés), la tarifa de ajuste del mercado de energías renovables eléctricas (ReMAT por sus siglas en inglés), la tarifa verde / programa de energías renovables compartidas (GTSR por sus siglas en inglés), el Estándar de portafolio renovable (RPS por sus siglas en inglés), el Plan de conservación de energía renovable del desierto (DRECP por sus siglas en inglés) y la Asistencia de planificación de infraestructura de energía renovable (REIPA por sus siglas en inglés) [36], [37]. Los programas del lado del consumidor incluyen la Iniciativa Solar de California (CSI por sus siglas en inglés), el Proyecto de Ley Senatorial 1 (SB 1), los Programas de Servicios Públicos (POU por sus siglas en inglés), la Asociación de Nuevas Casas Solares (NSHP por sus siglas en inglés), el Programa de Incentivo de Autogeneración (SGIP por sus siglas en inglés), el Programa de Renovables Emergentes (ERP por sus siglas en inglés) y el Programa de Transferencia de Crédito de Facturas de Autogeneración de Energía Renovable (RES-BCT por sus siglas en inglés). Se detalla una selección de estos programas en la Tabla 12.

Tabla 12: Características del programa DG [37]

PROGRAMA	AÑO INICIADO	TECNOLOGÍAS ELEGIBLES	TAMAÑOS DE SISTEMA ELEGIBLES	OBJETIVO DEL PROGRAMA (MW)	TIPO DE CLIENTE	DE
Medición de energía neta	1995	Energía solar fotovoltaica, eólica, celdas de combustible	1 kW – 1 MW	Sin objetivo específico	Todo tipo de clientes IOU	
Programa de energías renovables emergentes	1998 (finalizó en 2012)	Eólica, celdas de combustible (incluida la energía solar fotovoltaica hasta 2007)	Hasta 30 kW	Sin objetivo específico	Todo tipo de clientes IOU	

Programa de incentivos para la autogeneración	2001	Eólica, celdas de combustible, microturbinas, turbinas de gas, motores de combustión interna, almacenamiento de energía avanzado, turbinas de reducción de presión, "bottoming cycles" (incluida fotovoltaica hasta 2007)	Hasta el 100% del consumo anual del cliente	Sin objetivo específico	Todo tipo de clientes IOU
CSI - Mercado general	2007	Solar fotovoltaica	1 kW – 1 MW	1.940 MW para 2016 (5% del presupuesto asignado a MASH y 5% asignado a SASH)	Todo tipo de clientes IOU
CSI - Energía solar asequible para viviendas multifamiliares	2007	Solar fotovoltaica	1 kW – 1 MW		Viviendas multifamiliares de bajos ingresos
CSI - Energía solar asequible para viviendas unifamiliares	2007	Solar fotovoltaica	1 kW – 1 MW		Viviendas unifamiliares de bajos ingresos
Asociación de nuevas casas solares	2007	Solar fotovoltaica	1 kW – 1 MW	360 MW para el 2016	Viviendas residenciales nuevas
SB 1 POU	2007	Solar fotovoltaica	1 kW – 1 MW	700 MW para el 2016	Todos los tipos de clientes de POU
Tarifa de inversión - AB 1969, SB 380, SB 32	2006-2009	Energía solar fotovoltaica, eólica, biomasa, biogás, hidroeléctrica pequeña	Hasta 3 MW	750 MW	Productores de energía independientes - mayoristas
Programas de energía solar fotovoltaica	2010	Solar fotovoltaica	Varía según la utilidad de 0,5 MW a 20 MW	776 MW	Productores de energía independientes y servicios públicos - mayoristas

Mecanismo de subasta renovable	2011	Energía solar fotovoltaica, eólica, biomasa, biogás, hidroeléctrica pequeña	3 – 20 MW	1,299 MW	Productores de energía independientes - mayoristas
---------------------------------------	------	---	-----------	----------	--

Los programas promovieron diversas tecnologías de DG, incluida la energía solar fotovoltaica, los generadores eólicos, las celdas de combustible, los almacenamientos de energía avanzados, así como las tecnologías convencionales, como los motores de combustión alimentados con combustibles fósiles, gas digestor, gas de vertedero o gas residual de yacimientos petrolíferos, si cumplieron los requisitos de aplicabilidad, funcionamiento y normas de emisión [38]. Estos pueden, pero no necesariamente necesitan, combinar tecnología de calor y energía.

3.2.4 Definiciones, regulación y certificación de inversores inteligentes

La Regla 21 de California establece las definiciones para interconectar las instalaciones de generación al sistema de distribución. En diciembre de 2014, la Comisión de Servicios Públicos de California (CPUC por sus siglas en inglés) adoptó las revisiones de la Regla 21 sobre los requisitos de inversores inteligentes que fueron desarrolladas y recomendadas por el Grupo de trabajo de inversores inteligentes [39]. Las normas se publican en los sitios web de las empresas de servicios públicos propiedad de los inversores [40]. Son similares en diseño y especificaciones a la Regla Hawaiana 14H.

La definición de inversor inteligente en California es idéntica a la definición en Hawái:

- Inversor inteligente: Inversor de una instalación generadora que realiza funciones que, cuando se activan, pueden contribuir de forma autónoma al soporte de la red durante las desviaciones de las condiciones del sistema de frecuencia y voltaje de funcionamiento normal al proporcionar: soporte de potencia dinámica reactiva / real, alimentación continua de voltaje y frecuencia, controles de la tasa de producción, sistemas de comunicación con capacidad de aceptar comandos externos y otras funciones.

La sección Hh (Diseño de instalaciones de generación de inversores inteligentes y requisitos operativos) en la Regla 21 define los requisitos actuales y se aplica a cualquier inversor que haya recibido una aprobación de interconexión después de septiembre de 2017. Los requisitos de certificación también son similares a los de Hawái, con la mayoría de los requisitos de prueba descritos en UL 1741, UL 1741SA e IEEE 1547.1. El Capítulo L (Criterios de certificación y prueba) de la Regla 21 describe los requisitos de certificación detalladamente, con una descripción general en la Tabla 13.

Además, California, al igual que Hawái, tiene su propia lista de inversores calificados que han sido certificados de acuerdo con los requisitos de la Regla 21. [41]

Tabla 13: Criterios de certificación y prueba de acuerdo con la Regla 21 (Inversor = instalación antes de septiembre de 2017, Inversor inteligente = instalación después de septiembre de 2017)

Type Test	Reference (1)	Inverter (6)	Smart Inverter (7)	Synchronous Generators	Induction Generators
Utility Interaction	UL 1741-39, 40	X	X	X	X
Utility Compatibility (Required testing to 1547 and 1547.1)	UL 1741-46	X	X	X	X
DC Isolation	IEEE 1541.1(8) – 5.6	X	X	-	-
Dielectric Voltage Withstand	IEEE 1547.1(8) – 5.5.3	X	X	X	X
Harmonic Distortion	IEEE 1547.1(8) – 5.11	X	X	X	X
DC Injection	IEEE 1547.1(8) – 5.6	X	X	-	-
Distribution Provider Voltage Variations	IEEE 1547.1 – 5.2	X	-	X	X
Distribution Provider Frequency Variations	IEEE 1547.1 – 5.3	X	-	X	X
Abnormal Tests	UL 1741 – 47				
Loss of Control Circuit	UL 1741 – 47.8	X	X	X	X
Short Circuit	UL 1741 – 47.3	X	X	X	X
Load Transfer	UL 1741 – 47.7	X	X	X	X
Surge Withstand Capability	L.3.e	X	X	X	X
Anti-Islanding (Traditional)	L.3.b	(2)	-	(2)	(2)
Non-Export	L.3.c	(3)	(3)	(3)	(3)
In-rush Current	L.3.d	-	-	-	(4)
Synchronization	L.3.f	(5)	(5)	X	(5)
Anti-Islanding (Smart Inverters)	UL 1741SA – SA8	-	X	-	-
Low and High Voltage Ride-through	UL 1741SA – SA9	-	X	-	-
Low and High Frequency Ride-through	UL 1741SA – SA10	-	X	-	-
Normal and Soft-Start Ramp Rate	UL 1741SA – SA11	-	X	-	-
Specified Power Factor	UL 1741SA – SA12	-	X	-	-
Volt/VAR Mode (Q(V))	UL 1741SA – SA13	-	X	-	-
Frequency-Watt (optional)	UL 1741SA – SA14	-	X	-	-
Volt-Watt (optional)	UL 1741SA – SA15	-	X	-	-
Markings and Instructions	UL 1741SA – SA6, SA16	-	X	-	-

3.2.5 Justificación para tener inversores inteligentes

La justificación para requerir capacidades de inversor inteligente se ha desarrollado por las mismas razones que en Hawái. Consulte el capítulo 3.1.5, que describe el ejemplo de Hawái.

3.2.6 Funciones y servicios proporcionados / cubiertos por inversores inteligentes

El siguiente capítulo describe los requisitos que deben cumplir los inversores inteligentes en California. Un inversor inteligente corresponde a cualquier inversor que se haya instalado después de septiembre de 2017 y, por lo tanto, debe cumplir con las funciones descritas. En algunos casos, los requisitos solo son obligatorios desde 2019 o 2020.

3.2.6.1 Alimentación continua de alta / baja frecuencia

La Tabla 14 especifica la configuración predeterminada de la alimentación continua de frecuencia para California, así como los rangos de ajuste. Son similares en a las especificaciones de Hawái, pero tienen una banda de frecuencia más estrecha, ya que el tamaño del sistema de WECC, al que pertenece California, es mucho más grande que el de las islas de Hawái.

Tabla 14: Alimentación continua y disparo de frecuencia para inversores inteligentes según California [30]

System Frequency Default settings	Minimum Range of Adjustability (Hz)	Ride-Through Until (s)	Ride-Through Operational Mode	Trip Time (s)
$f > 62$	62 - 64	No Ride Through	Not Applicable	0.16
$60.5 < f \leq 62$	60.1 - 62	299	Mandatory Operation	300
$58.5 \leq f \leq 60.5$	Not Applicable	Indefinite	Continuous Operation	Not Applicable
$57.0 \leq f < 58.5$	57 - 59.9	299	Mandatory Operation	300
$f < 57.0$	53 - 57	No Ride Through	Not Applicable	0.16

3.2.6.2 Alimentación continua de bajo / alto voltaje

La Tabla 15 muestra los ajustes de funcionamiento del voltaje. La configuración es casi idéntica a la de Hawái.

Tabla a: Configuración de funcionamiento de voltaje para inversores inteligentes en California [30]

Region	Voltage at Point of Common Coupling (% Nominal Voltage)	Ride-Through Until	Operating Mode	Maximum Trip Time
High Voltage 2 (HV2)	$V \geq 120$			0.16 sec.
High Voltage 1 (HV1)	$110 < V < 120$	12 sec.	Momentary Cessation	13 sec.
Near Nominal (NN)	$88 \leq V \leq 110$	Indefinite	Continuous Operation	Not Applicable
Low Voltage 1 (LV1)	$70 \leq V < 88$	20 sec.	Mandatory Operation	21 sec.
Low Voltage 2 (LV2)	$50 \leq V < 70$	10 sec.	Mandatory Operation	11 sec.
Low Voltage 3 (LV3)	$V < 50$	1 sec	Momentary Cessation	1.5 sec.

3.2.6.3 Respuesta de frecuencia (frecuencia-watt)

Este requisito se aplica a los inversores en California desde febrero de 2019.

Por encima de un ajuste de frecuencia de 60,036 Hz, la potencia activa se reduce en un 5% de la potencia del inversor por 0,1 Hz. Si el inversor es capaz de aumentar la potencia activa (por ejemplo, funcionando en modo reducido o con un sistema de batería conectado), el inversor aumentará su producción de potencia activa en un 5% de la potencia nominal del inversor por 0,1 Hz si la frecuencia cae por debajo de 59,964 Hz. El tiempo de respuesta de circuito abierto será de 5 segundos.

La Figura 20 muestra una descripción de la característica de frecuencia-watt.

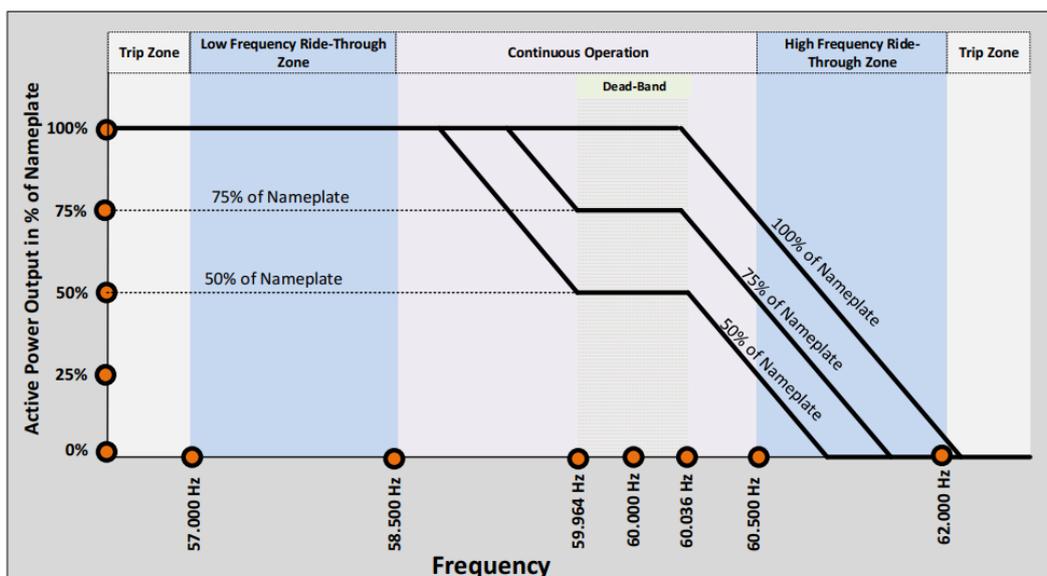


Figura 20: Característica de frecuencia-vatio requerida para inversores inteligentes en California [30]

3.2.6.4 Capacidad de potencia reactiva

Los inversores inteligentes de más de 15 kW deben ser capaces de proporcionar un factor de potencia fijo de $1,0 \pm 0,15$ (0,85 retrasado a 0,85 adelantado) hasta el 20% de su potencia nominal. Lo mismo se aplica a las instalaciones de generación por debajo de 15 kW con un rango de $1,0 \pm 0,1$ (0,9 retrasado a 0,9 adelantado).

3.2.6.5 Modos de control de potencia reactiva

Las instalaciones del generador deberán poder proporcionar los siguientes modos de control dentro de su respectiva capacidad de potencia reactiva (consulte el capítulo anterior):

- Factor de potencia constante
- Volt-var

La característica volt-var se basará en el voltaje medido localmente con la característica predeterminada proporcionada en la Figura 21. El tiempo de respuesta de circuito abierto se establecerá en 5 segundos. Se pueden definir configuraciones específicas de volt-var que se desvíen de las predeterminadas para plantas de generación de más de 100 kW o cuando la situación de la red lo requiera.

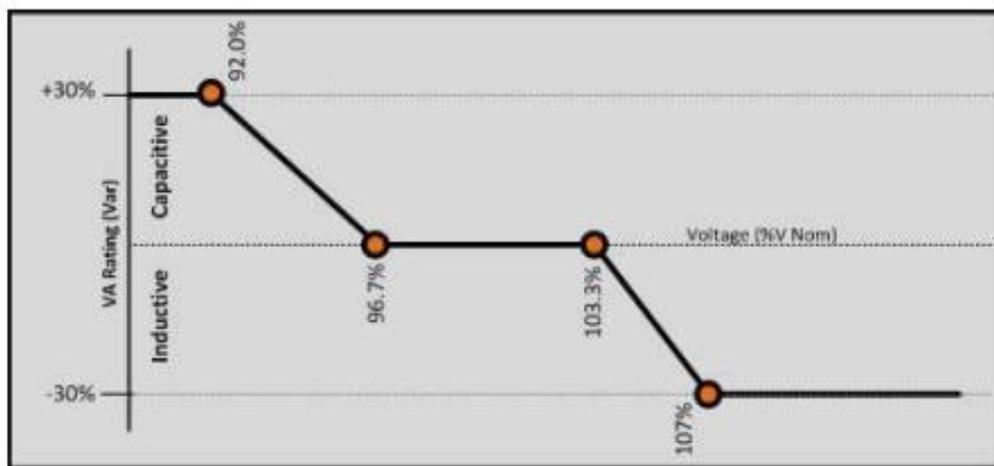


Figura 14: Característica volt-var requerida para inversores inteligentes en California [30]. Capacitivo significa inyección de potencia reactiva, inductivo significa absorción de potencia reactiva.

3.2.6.6 Modos de control de potencia activa (voltio-vatio)

Este requisito se aplica a los inversores en California desde febrero de 2019.

Por encima de un voltaje del 106%, la producción de potencia activa se reducirá gradualmente a una tasa del 25% de la potencia nominal activa por uno por ciento del voltaje nominal, como se muestra en la Figura 22.

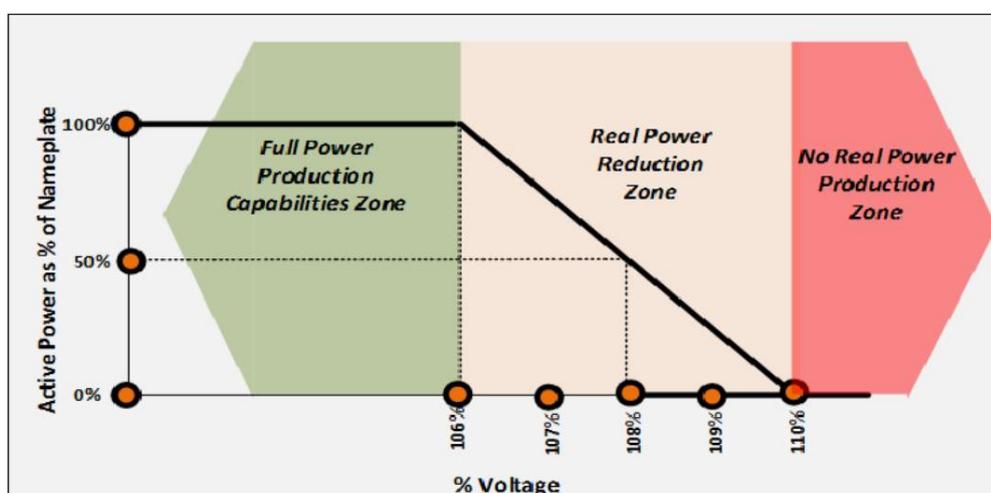


Figura 15: Característica de voltio-vatio requerida para inversores inteligentes en California

3.2.6.7 Limitaciones de la tasa de producción

Los siguientes modos deben implementarse en la configuración de control del inversor:

- Tasa de producción de “arranque suave”: al comenzar a inyectar energía a la red (después de un período de inactividad o desconexión), el inversor debe cambiar su producción de corriente a una tasa máxima del 2% de su producción de corriente máxima por segundo (con ajuste entre 1% a 100%).

- Tasa de producción normal: Para las transiciones entre los niveles de producción de energía, el inversor cambiará su producción de corriente a una tasa máxima del 100% de su producción de corriente máxima por segundo (con capacidad de ajuste entre 1% y 100%).

3.2.6.8 Anti-isla

Para evitar la formación de una isla no deseada, el inversor debe dejar de energizar el sistema de distribución en dos segundos, de acuerdo con IEEE 1547-4.2.1 e IEEE 1547-4.2.2.

3.2.6.9 Interfaz lógica para capacidades de comunicación

Este requisito se aplica a los inversores en California desde junio de 2020.

Requiere que el software de los inversores inteligentes pueda actualizarse de forma remota a través de comunicaciones, con especificaciones sobre los protocolos de comunicación aplicables, como TCP / IP y otros, como se especifica en la Regla 21. Esto asegura que los inversores puedan ser controlados de forma remota, incluso si un canal de comunicación al inversor se establece en una fecha posterior.

3.2.6.10 Capacidad de programación

Este requisito se aplica a los inversores en California desde junio de 2020.

Se requiere que los inversores inteligentes incorporen capacidades de programación con una capacidad de memoria de programación mínima de al menos 24 eventos. Cada evento consiste en las configuraciones específicas para las funciones del inversor especificadas en los capítulos anteriores, como los factores de potencia fijo, volt-var o volt-watt.

3.2.6.11 Monitoreo de redes y plantas eléctricas

Este requisito se aplica a los inversores en California desde junio de 2020.

Los inversores inteligentes deberán tener la capacidad de comunicar información de monitoreo sobre su producción de potencia activa y reactiva, voltaje y frecuencia medidos, estado de carga (para baterías) e información del estado operativo.

3.2.6.12 Interfaz lógica para control remoto

Este requisito se aplica a los inversores en California desde junio de 2020.

Los inversores inteligentes deberán tener la capacidad de aceptar controles operativos a través de comunicaciones, como desconexión / reconexión remota, límite de potencia activa a un porcentaje específico o valor de potencia activa, o configuraciones para una función de modo de control de potencia activa.

3.2.7 Programas e incentivos actuales para inversores inteligentes y generación distribuida

No hay incentivos específicos para inversores inteligentes en California.

El principal impulsor de la generación distribuida, en particular la generación fotovoltaica, es el Programa de medición de energía neta (NEM por sus siglas en inglés), que proporciona crédito financiero para la energía generada por el cliente que se devuelve a la red eléctrica. El NEM se ha sometido a múltiples revisiones para abordar las desventajas. Esto incluye, por ejemplo, la asignación de ciertos cargos al consumo total, no neto, (“cargos que no se pueden omitir”), tarifas de tiempo de uso (TOU por sus siglas en inglés), así como muchos otros cambios. Otros programas de generación distribuida se pueden consultar en la Tabla 12.

3.2.8 Resumen del estado del inversor inteligente para generación distribuida en California

La Tabla 16 resume las lecciones aprendidas y el estado de los inversores inteligentes en California.

Tabla 15: Resumen del estado del inversor inteligente para generación distribuida en California

Asunto	Descripción
Nomenclatura para inversor inteligente	Inversores inteligentes
Regulaciones para inversores inteligentes	<u>Regla 21</u> : en la sección Hh (Diseño de instalaciones de generación de inversores inteligentes y requisitos operativos)
Procedimientos para la certificación de inversores inteligentes	Estándar de Underwriters Laboratories 1741, Suplemento A (“UL 1741 SA”) con la sección Hh de la Regla 21 como documento de requisito de origen [30] La lista de equipos inversores aprobados está disponible en línea [41]
Aplicabilidad	Obligatorio para todos los generadores conectados a la red de distribución
Incentivos para inversores inteligentes	Sin incentivos específicos dirigidos a inversores inteligentes. Los inversores inteligentes pueden beneficiarse de los incentivos fiscales como parte de las instalaciones solares fotovoltaicas.
Capacidades técnicas	<ul style="list-style-type: none"> • Alimentación continua de baja / alta frecuencia • Alimentación continua bajo / alto voltaje • Frecuencia-Vatio • Capacidad de potencia reactiva • Modos de control de potencia reactiva (predeterminado: volt-var) • Volt-watt • Limitaciones de la tasa de producción • Anti-isla • Interfaz lógica para capacidades de comunicación • Capacidad de programación

- Monitoreo de redes y plantas eléctricas
- Interfaz lógica para control remoto

3.3 Alemania

3.3.1 Introducción

Alemania fue uno de los primeros países en comenzar a invertir en la generación de energía descentralizada a partir de energías renovables. El desarrollo de la energía eólica comenzó a fines de la década de 1980, mientras que la energía solar comenzó en la década de 2000. Para 2030, el objetivo del gobierno alemán es tener una participación de generación de energía renovable del 65% en la mezcla de energías eléctricas. A partir de 2019, el 8% de la producción de electricidad proviene de la energía fotovoltaica, de 1,7 millones de plantas de energía fotovoltaica, la mayoría de las cuales producen menos de 10 kW. Además, el 19% de la producción de electricidad provino de 21,000 plantas terrestres y el 5% de 1,500 plantas de energía eólica marina. El 90% de esta capacidad de energía renovable se instaló a nivel de la red de distribución.

Dado este gran número de plantas de generación renovable, es importante que las plantas basadas en inversores estén correctamente integradas en el sistema eléctrico. Además, a medida que esta planta reemplazaba cada vez más a las de la generación de energía convencional, los servicios del sistema que proporcionan llaman más atención. Por lo tanto, Alemania fue uno de los países pioneros en exigir muchas capacidades de los inversores a través de códigos de red e impulsar su desarrollo.

3.3.2 Alemania: panorama del sector estatal y eléctrico

Alemania es el país más poblado de Europa con 83 millones de habitantes. El sistema eléctrico alemán está bien interconectado dentro de la red continental europea. La producción bruta de electricidad ascendió a 519 GWh en 2019 y la carga varía típicamente entre 40 GW y 80 GW. Durante los últimos 15 a 20 años, las energías renovables, en particular la solar y la eólica, han experimentado tasas de crecimiento constantes (consulte la Figura 23) y, junto con la hidroelectricidad, ahora proporcionan el 43% de la generación de electricidad, como se muestra en la Tabla 17.

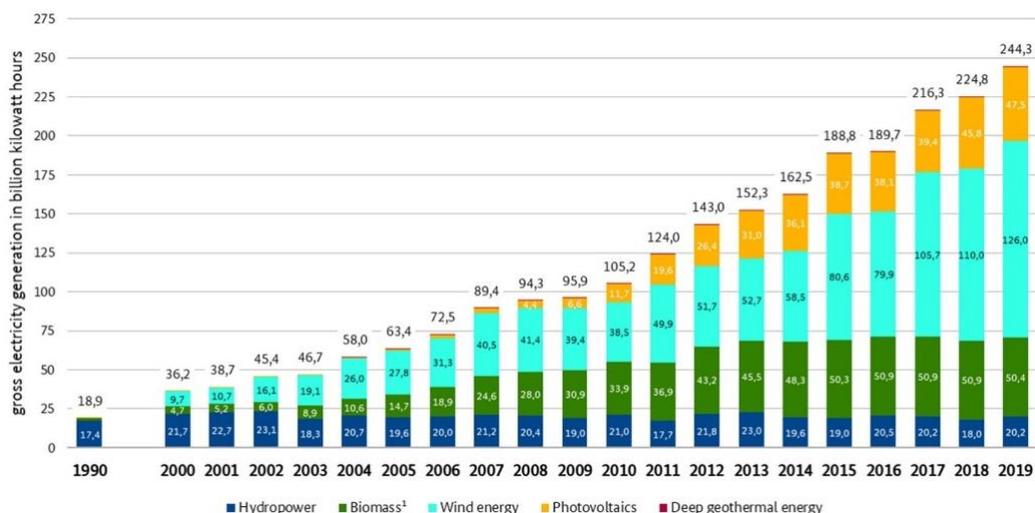


Figura 16: Desarrollo de la producción bruta de electricidad a partir de fuentes de energía renovable en Alemania [42]

Tabla 16: Estadísticas del sector eléctrico alemán 2019 [43]

Sector eléctrico		Alemania
Producción de energía [GWh]		519,155
% De producción de energía renovable	Solar fotovoltaica	8.1%
	Energía eólica marina	4.7%
	Energía eólica terrestre	19.2%
	Biomasa	7.9%
	Hidroeléctrica	3.1%
	Otros tipos de ER	0.3%
	Total:	43.1%
Capacidad de energía renovable [MW]	Solar fotovoltaica	45,299
	Energía eólica marina	6,393
	Energía eólica terrestre	52,792
	Biomasa	7,752
	Hidroeléctrica	5,281
	Otros tipos de ER	487
	Total:	118,004
Capacidad total [MW]¹⁰		222,381
Pico de carga del sistema [MW]		76,536
% Máx. De ERV en generación total durante 15 min.		71.84%

Se muestra en la Figura 24 la participación máxima de la energía renovable variable en la generación total de electricidad para el 8 de junio de 2019. Se puede ver que la generación

.....

¹⁰ Los valores de capacidad total incluyen la generación renovable y la convencional.

de energía renovable real (incluida la biomasa y la energía hidroeléctrica) incluso superó el consumo entre 12 y 18 horas, con el excedente de electricidad exportado a los países vecinos.

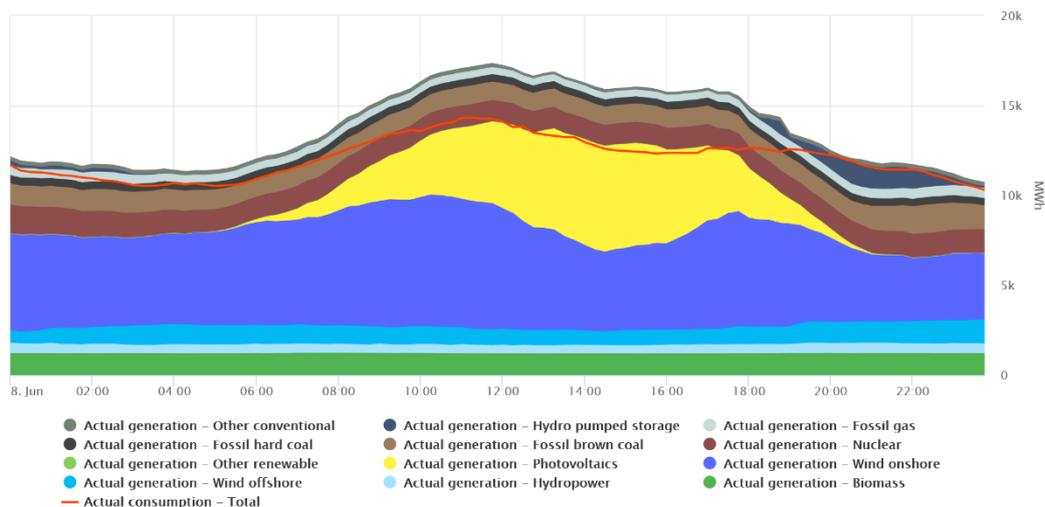


Figura 17: Generación y consumo real al 8 de junio de 2019 [44]

El sistema de transmisión en Alemania es propiedad y está operado por los cuatro operadores de sistemas de transmisión (TSO por sus siglas en inglés) que se muestran en la Figura 25. Aproximadamente 890 operadores de sistemas de distribución (DSO por sus siglas en inglés) poseen y operan la red de distribución, de los cuales aproximadamente 700 son operadores de redes de distribución de propiedad municipal. [45]

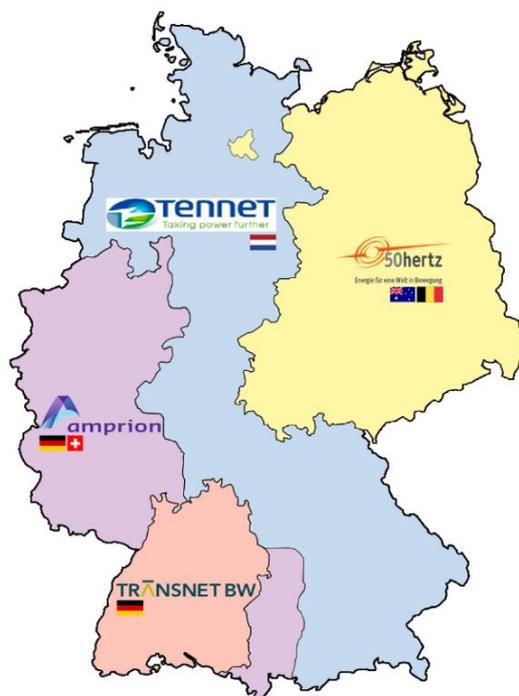


Figura 18: Operadores de sistemas de transmisión en Alemania [46]

3.3.3 Generación distribuida

Según la Ley de la Industria de la Energía (EnWG por sus siglas en inglés) §3 (11), una unidad de generación descentralizada es una unidad de generación conectada a la red de distribución, cerca del consumidor y la carga. Sin embargo, este término también se utiliza parcialmente en el contexto de grandes parques eólicos y plantas de generación descentralizadas conectadas a la red de transmisión. Por tanto, la generación distribuida (DG por sus siglas en inglés) se refiere en particular a los sistemas que alimentan una red de distribución, normalmente en una red de medio o bajo voltaje, o sirven para el autoabastecimiento, independientemente de que se utilice la energía fósil o la energía primaria regenerativa [47].

Diversas leyes y programas gubernamentales proporcionan incentivos para la construcción y operación de unidades de DG. Estos son, entre otros, la Ley del Impuesto a la Electricidad, que en ciertos casos proporciona desgravaciones fiscales para la electricidad generada a partir de la ER, la Ley Combinada de Calor y Energía (KWKG por sus siglas en inglés), que tiene como objetivo reducir las emisiones de dióxido de carbono y promover la electricidad de las plantas de cogeneración eficiente.

El instrumento e impulsor central para el desarrollo de la energía renovable es la Ley de Energía Renovable (EEG por sus siglas en inglés). Comenzó en 1991 (inicialmente llamado Ley de alimentación de electricidad) y se ha revisado varias veces, aproximadamente cada 3-4 años, con su última enmienda en vigor desde enero de 2021. La EEG define incentivos de energía renovable tanto para la generación distribuida de renovables como para los servicios públicos. La Figura 26 muestra el desarrollo de las tarifas de alimentación de energía fotovoltaica hasta 2019. Como se puede apreciar, las tarifas de alimentación de energía fotovoltaica para sistemas pequeños en azoteas (la línea azul) han sido menores que el precio de la electricidad doméstica (los puntos rojos) desde 2012, lo que incentiva autoconsumo por la diferencia en precio. Las licitaciones fotovoltaicas para plantas fotovoltaicas más grandes (por encima de 500 kW) se introdujeron en 2015, con subastas recientes de aproximadamente 5 ct € / kWh.

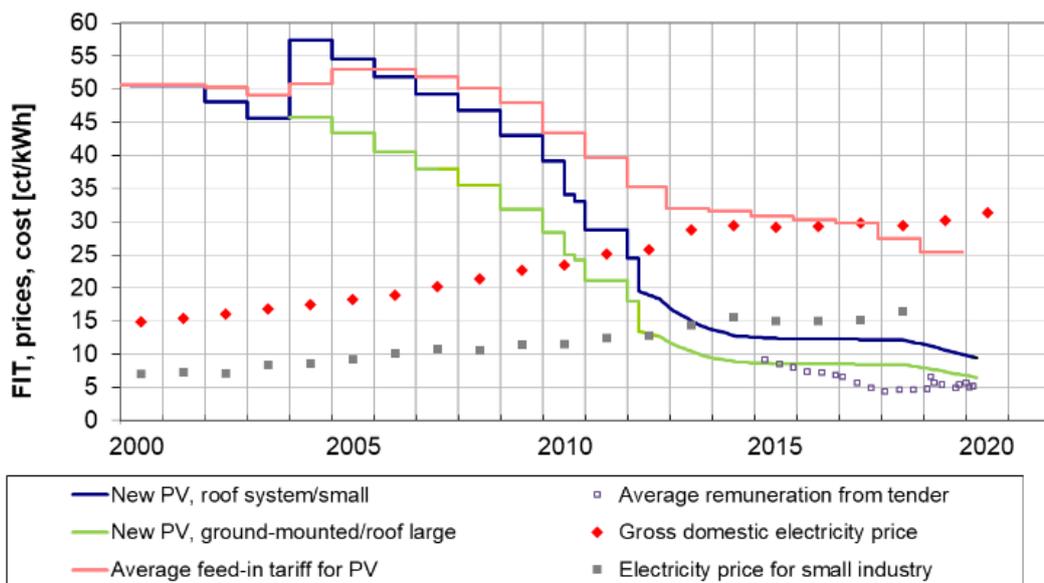


Figura 19: Tarifa de inversión para la energía fotovoltaica generada en función de la fecha de puesta en servicio, la remuneración media de las rondas de licitación de la Agencia Federal de Redes, los precios de la electricidad y la compensación media por la energía fotovoltaica [48]

3.3.4 Definiciones, regulación y certificación de inversores inteligentes

El término "inversor inteligente" no se utiliza en Alemania. En cambio, las capacidades del inversor se definen mediante varios documentos de código de red. Para cada nivel de voltaje, desde voltaje bajo hasta voltaje muy alto, existe un documento que especifica los requisitos técnicos para los generadores que están conectados al nivel de voltaje respectivo, como se ilustra en la Figura 27.

Renewable Energy Act – applicable to all generators	50Hertz	Transnet BW	Amprion	TenneT	220 kV, 380 kV Transmission Grid
	VDE-AR-N 4130				110 kV Subtransmission
	VDE-AR-N 4120				10–30 kV Distribution
	VDE-AR-N 4110				0.4 kV Distribution
VDE-AR-N 4105					

Figura 20: Aplicabilidad de los documentos del código de red alemán (requisitos técnicos para generadores conectados a la red de muy alto voltaje (4130), alto voltaje (4120), voltaje medio (4110) y bajo (4105))

Los primeros requisitos del generador se definieron en documentos de códigos de red en los noventa y desde entonces se han sometido a múltiples procesos de revisión, como se muestra en la Figura 28. La versión más reciente está alineada con los códigos de red europeos, que tienen como objetivo armonizar los códigos de red y los requisitos del generador en toda la Unión Europea.

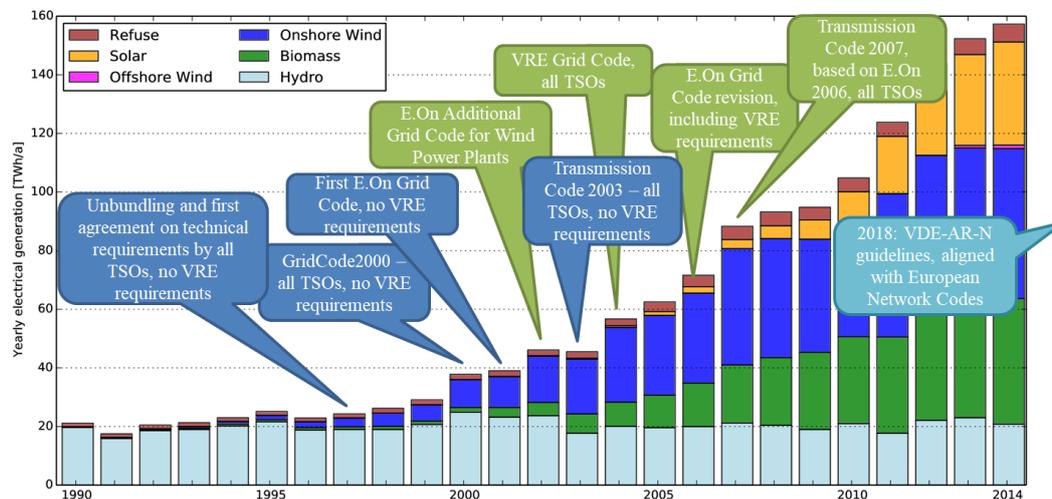


Figura 28: Generación de electricidad renovable y desarrollo de códigos de red en Alemania desde 1990, basado en [49]

La certificación se realiza a través de diferentes tipos de procedimientos de certificación. Estos incluyen: certificados de planta, certificados de unidad y certificados de componentes. Las plantas eléctricas de menos de 135 kW deben tener un certificado de unidad por un laboratorio de pruebas acreditado, según DIN EN ISO / IEC 17025. Las plantas eléctricas de 135 kW a 1 MW deben tener un certificado de planta simplificado según VDE-AR-N 4110. Las plantas eléctricas de más de 1 MW deben tener un certificado de planta de un organismo de certificación acreditado, de acuerdo con DIN EN ISO / IEC 17065. Los componentes adicionales como los controladores DG (por ejemplo, controlador de potencia reactiva, frecuencia-vatio, etc.) también deben estar certificados por un organismo de certificación acreditado.

3.3.5 Justificación para tener inversores inteligentes

3.3.5.1 Los problemas de 50,2 Hertz y 49,5 Hertz

Según los primeros requisitos del código de red de 1994 a 2005, los generadores fotovoltaicos debían desconectarse a niveles de frecuencia superiores a 50,2 Hz. Sin embargo, debido a las tarifas que incentivaron la inversión, la capacidad de generación fotovoltaica se elevó rápidamente por encima de los 10 GW. Esto resultó en la amenaza de un evento de sobrefrecuencia con una posterior desconexión de esta cantidad de generación fotovoltaica, lo que habría provocado un apagón del sistema, ya que las reservas primarias solo se diseñaron para cubrir 3 GW, es decir, la desconexión de las dos plantas de generación más grandes en la red continental europea. Los umbrales de frecuencia para la desconexión de estas plantas fotovoltaicas de bajo voltaje, así como otros tipos de generadores, se ilustran

en la Figura 29. Por lo tanto, en 2011 y 2012, se introdujeron nuevos requisitos con un rango de alimentación continua de frecuencia más amplio, así como una reducción gradual de potencia por encima de 50.2 Hz para las plantas de generación basadas en inversores, que se muestran en la figura 30. Las antiguas plantas de generación fotovoltaica tuvieron que modernizarse durante un costoso programa de modernización, con un coste estimado de 190 millones de euros [49].

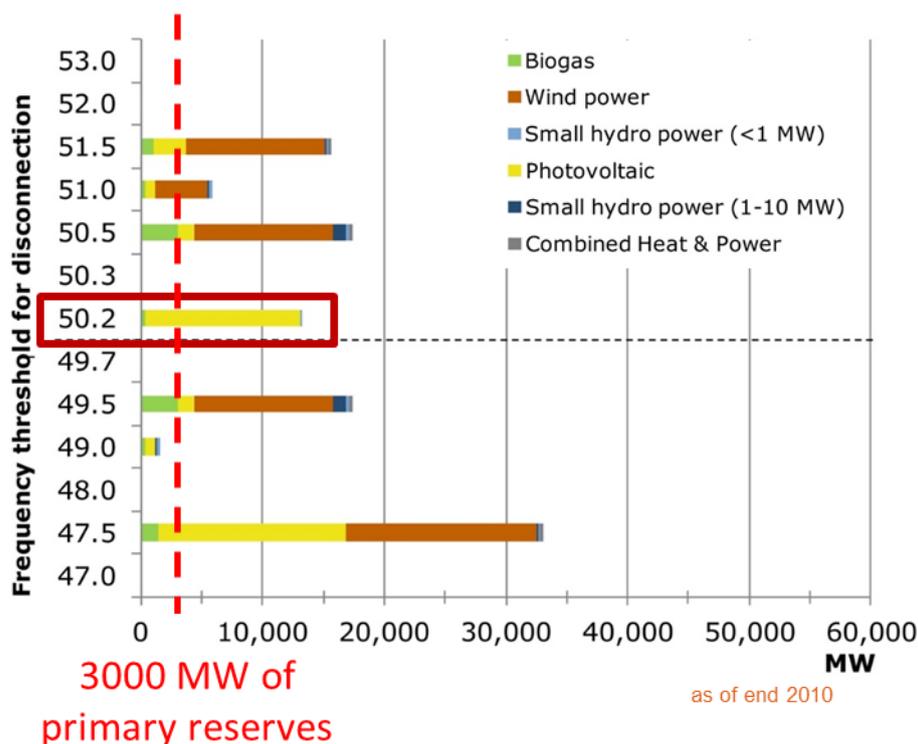


Figura 21: Umbrales de frecuencia para la desconexión de varios tipos de generadores distribuidos en el año 2010

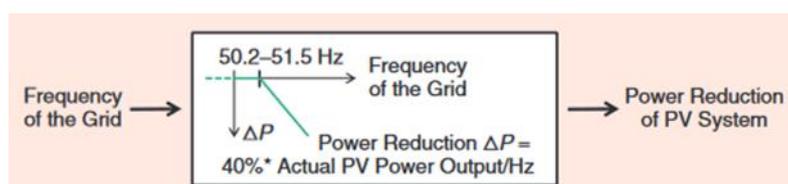


Figura 22: Característica de respuesta de frecuencia introducida en 2011 como una respuesta al problema de 50,2 Hz [50]

De manera similar, se programó una gran cantidad de generadores de medio voltaje conectados, particularmente plantas de energía eólica, para desconectarse en umbrales de baja frecuencia de 49,5 Hz (consulte la Figura 29). En 2006, durante una perturbación importante en la Europa continental, la frecuencia de la red cayó por debajo de este umbral, lo que provocó la desconexión de alrededor de 11 GW de capacidad de generación distribuida. Fue necesario un mayor corte de carga para evitar el colapso del sistema. Como consecuencia, en 2008 se modificó la configuración de funcionamiento por baja frecuencia,

lo que requirió que estos generadores se modernizaran para permanecer conectados durante eventos de baja frecuencia hasta 47,5 Hz. [49]

3.3.5.2 Riesgo potencial de una gran cantidad de desconexión de generación durante un cortocircuito en el nivel de transmisión

Los estudios de simulación en la década de 2000 concluyeron que un cortocircuito a nivel de transmisión podría provocar la pérdida potencial de una gran cantidad de generación de energía eólica en el norte de Alemania. En algunas regiones, prevaleció una alta concentración de energía eólica que se habría desconectado como resultado de la caída de voltaje inducida por el cortocircuito. La Figura 31 muestra el área afectada por esta caída de voltaje. Como consecuencia, se establecieron los requisitos de funcionamiento de bajo voltaje (consulte el capítulo 3.3.6.2), así como el requisito de proporcionar dinámicamente corriente reactiva durante todo el período de tiempo de la caída de voltaje (consulte el capítulo 3.3.6.4).

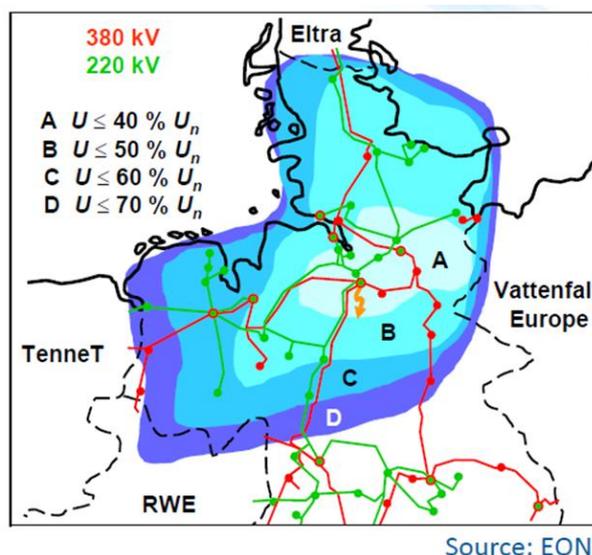


Figura 23: Caída de voltaje simulada por un cortocircuito a nivel de transmisión en el norte de Alemania

3.3.5.3 Aumento de voltaje en redes de distribución

Durante las condiciones de carga, el voltaje en las redes de distribución disminuye desde el último punto de control de voltaje (generalmente la subestación primaria) hasta el consumidor. Si se conecta una gran cantidad de generación distribuida y se produce un flujo de potencia inverso en el alimentador de distribución, el voltaje aumenta, como se ilustra en la Figura 32. Esto fue observado por los operadores de red en todos los países con altos niveles de penetración de DG. El consumo de energía reactiva del generador distribuido puede mitigar en parte el aumento de voltaje. Por lo tanto, se requería que los generadores distribuidos fueran capaces de operar dentro de un rango específico de potencia reactiva (típicamente especificado por factor de potencia adelantado / retardado). Se han implementado diferentes modos de control para reducir el consumo de energía reactiva

tanto como sea posible solo en los momentos en que realmente se necesita. Dichos modos de control se conocieron como modos volt-var y watt-var como se menciona en la sección 2.2.5.

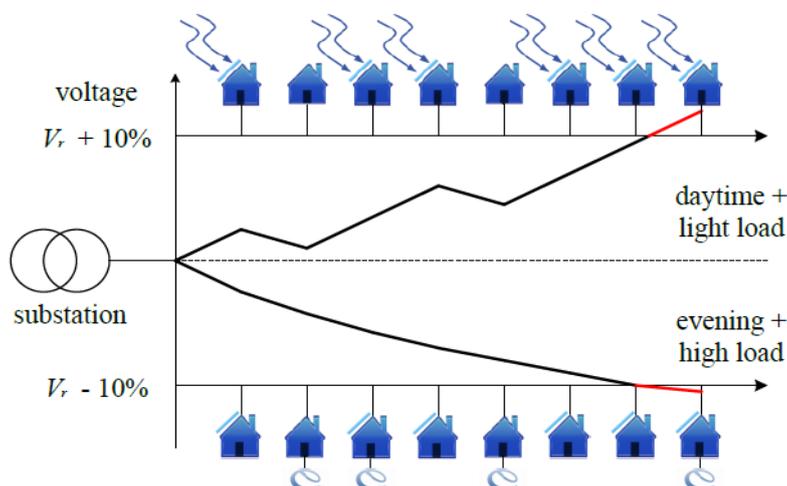


Figura 32: Ilustración del aumento de voltaje en la red de distribución debido a la generación distribuida como la energía fotovoltaica, que potencialmente supera los límites regulados (típicamente +/- 10% del voltaje nominal)

3.3.6 Funciones y servicios proporcionados / cubiertos por inversores inteligentes

Las siguientes secciones describen las capacidades y requisitos que deben cumplir los inversores que están conectados a la red de distribución. Los requisitos se definen en VDE-AR-N 4105 (generadores conectados a LV) [3] y VDE-AR-N 4110 (generadores conectados a medio voltaje) [51]. Muchos de los requisitos no solo se aplican a los generadores basados en inversores, sino también a otros tipos de generadores distribuidos. Los requisitos para los inversores en la red de alto y muy alto voltaje no se describen aquí, para limitar el enfoque de este análisis a la generación distribuida. En cualquier caso, se aplican requisitos más estrictos a los generadores con niveles de voltaje más altos.

3.3.6.1 Alimentación continua de baja / alta frecuencia

Los generadores conectados a la red de bajo voltaje deben permanecer conectados entre 47,5 Hz y 51,5 Hz, mientras que los generadores conectados a la red de medio voltaje deben permanecer conectados entre 47,5 Hz y 52,5 Hz.

3.3.6.2 Respuesta de frecuencia (frecuencia-vatio)

Todos los inversores deben reducir su potencia de producción por encima de un umbral de frecuencia de 50,2 Hz hasta que alcancen su frecuencia de desconexión (51,5 Hz para plantas conectadas a LV, 52,5 Hz para plantas conectadas a medio voltaje). Durante eventos de subfrecuencia, la planta de generación debe aumentar la producción de energía hasta su máxima capacidad técnica. Para los generadores basados en inversores, esto se aplica, por

ejemplo, si la planta de generación está funcionando en modo reducido o si el almacenamiento de batería está conectado.

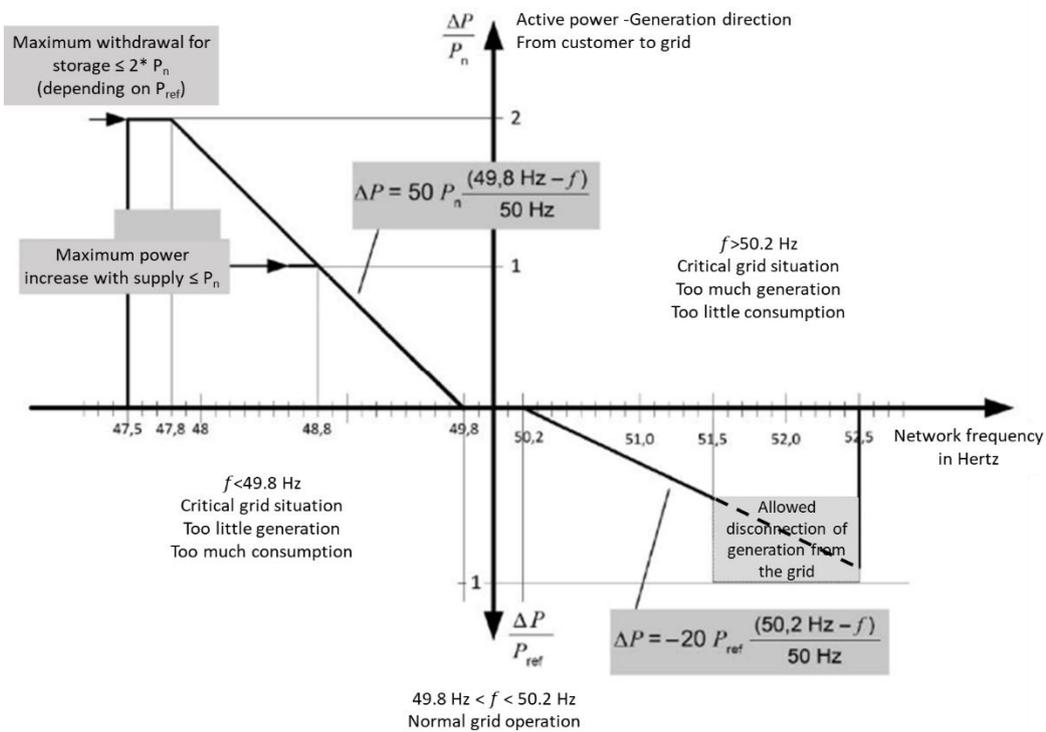


Figura 33: Configuración de caída de frecuencia para generadores conectados a bajo y medio voltaje durante sobrefrecuencia y subfrecuencia

3.3.6.3 Alimentación continua de bajo / alto voltaje

La Figura 34 muestra los requisitos de funcionamiento de bajo y alto voltaje. Los requisitos difieren solo ligeramente entre inversores conectados a bajo y medio voltaje.

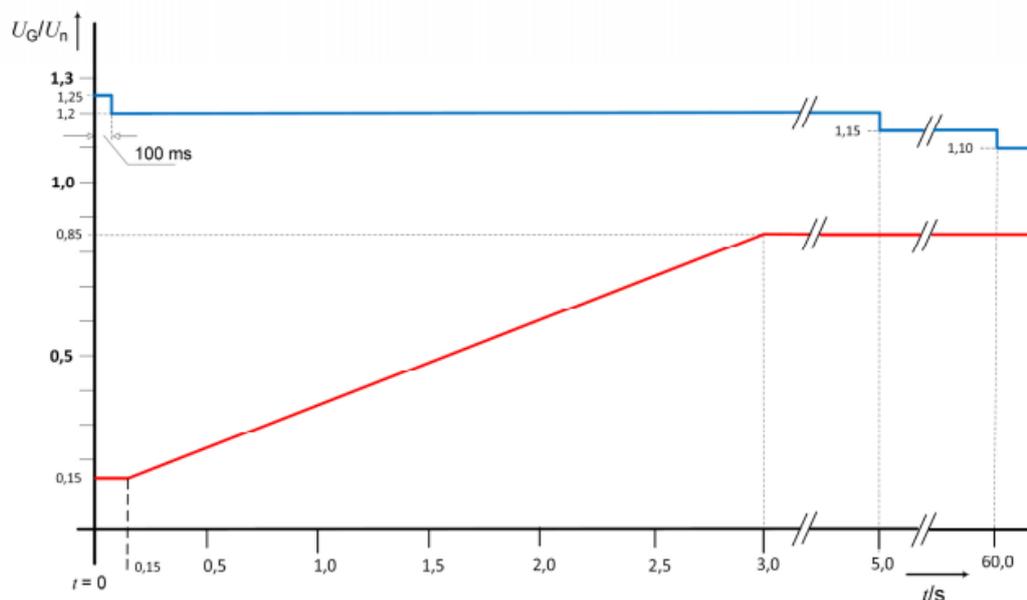


Figura 34: Requisitos de alimentación continua de bajo y alto voltaje para inversores de bajo voltaje conectados. El requisito de inversores conectados a MV parece casi idéntico.

3.3.6.4 Inyección de corriente reactiva durante la alimentación continua de bajo voltaje

Durante un evento de cortocircuito, el voltaje en la red eléctrica local cae hasta que se elimina el cortocircuito. Para soportar el voltaje durante esta caída, se requiere que los generadores conectados a media tensión proporcionen corriente reactiva durante la duración de la falla. La contribución de la corriente reactiva debe incrementarse dependiendo de la profundidad de la caída de voltaje. La caída de esta contribución se muestra en la Figura 35. El tiempo de respuesta es de 60 ms.

Los inversores conectados a bajo voltaje no deben proporcionar corriente reactiva, sino que deben limitar la producción de corriente activa y reactiva a cero en 60 ms.

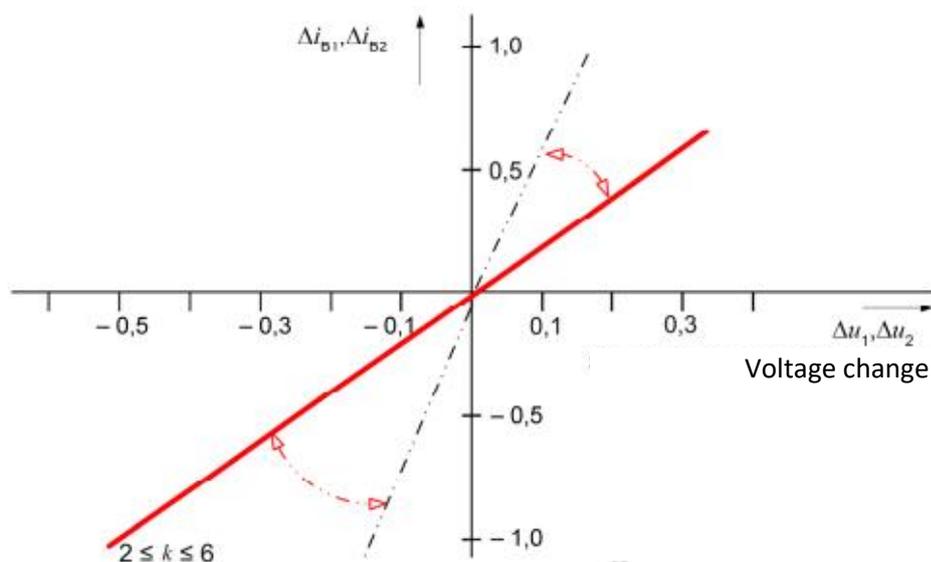


Figura 35: Contribución de corriente reactiva requerida para generadores conectados a medio voltaje. El operador del sistema puede especificar la caída "k".

3.3.6.5 Capacidad de potencia reactiva

Tanto los generadores conectados a bajo voltaje a los de medio voltaje deben proporcionar un factor de potencia de hasta 0,9 en avance y 0,9 en retraso, excepto si la producción de potencia activa es inferior al 10% (conectado a bajo voltaje) o al 5% (conectado a medio voltaje) de la producción nominal.

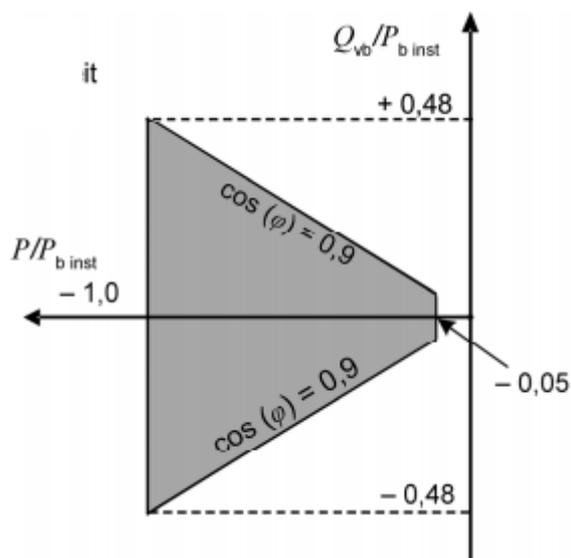


Figura 36: Capacidad de potencia reactiva para generadores conectados a medio voltaje. Los requisitos para los generadores conectados a bajo voltaje son casi idénticos.

3.3.6.6 Modos de control de potencia reactiva

Se requieren generadores conectados tanto de bajo voltaje como de medio voltaje para proporcionar tres tipos de modos de control de potencia reactiva:

- Factor de potencia constante
- Modo Volt-var (también llamado $Q(U)$)
- Modo Watt-var (también llamado $Q(P)$ o $\cos\phi(P)$)

La Figura 37 muestra la característica volt-var predeterminada para generadores conectados a bajo voltaje. La característica de los generadores conectados a medio voltaje debe ser ajustable en su ancho de banda muerta y caída. La Figura 38 muestra la característica watt-var y la Figura 39 el modo de valor nominal de potencia reactiva que solo se aplica a los generadores conectados a medio voltaje. Si el operador del sistema de distribución no proporciona ninguna especificación, se aplica un factor de potencia constante predeterminado de 1.

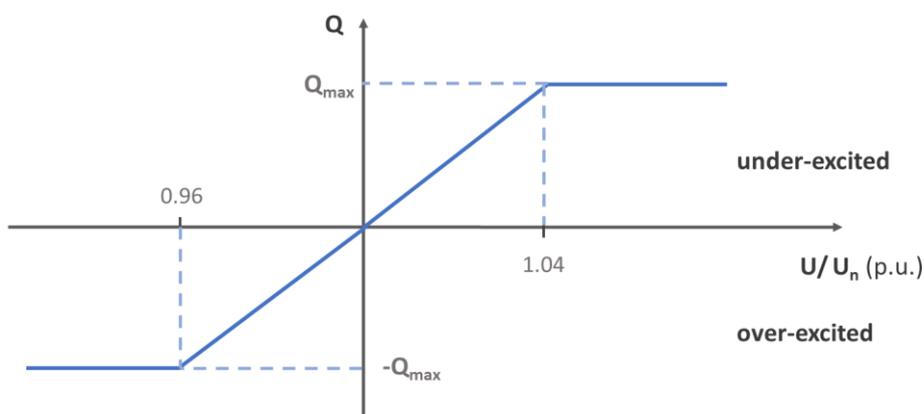


Figura 37: Característica de volt-var por defecto para generadores conectados a bajo voltaje

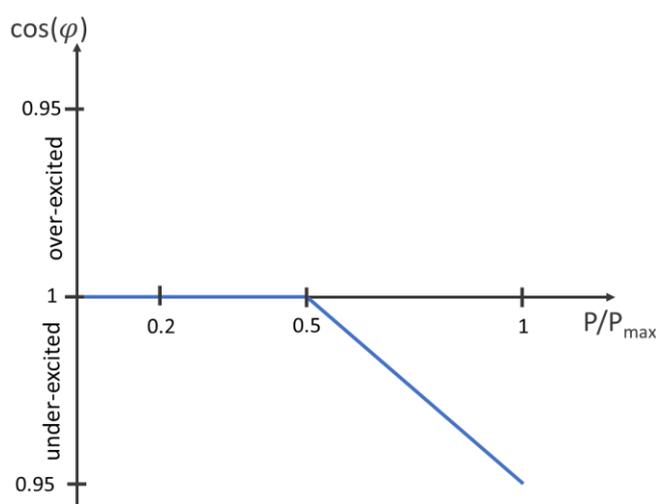


Figura 38: Característica de watt-var por defecto para generadores conectados a bajo y medio voltaje

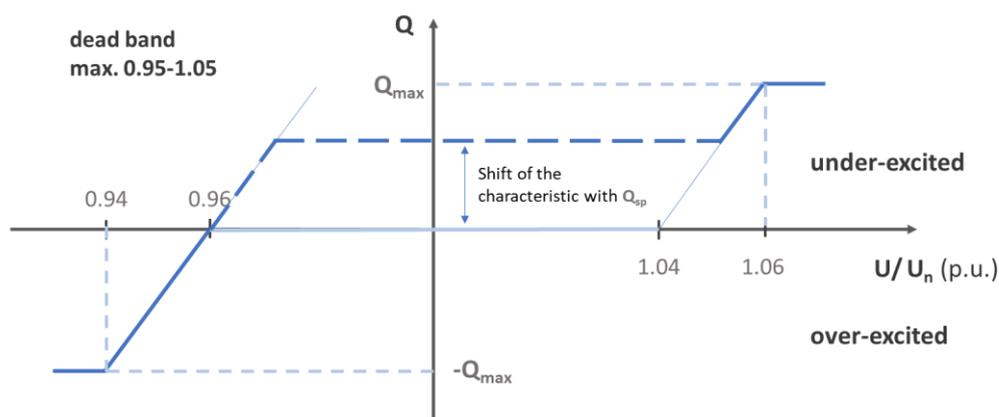


Figura 39: Característica del punto de ajuste de la potencia reactiva en combinación con el modo volt-var, sólo aplicable a los generadores conectados a la MV

3.3.6.7 Modos de control de la potencia activa (volt-watt)

La reducción de la potencia activa en función del voltaje no es necesaria, sino que se deja como opcional. La especificación puede ser elegida por el fabricante del equipo.

3.3.6.8 Limitaciones de la tasa de producción

En el caso de las especificaciones del valor nominal de la potencia activa (por ejemplo, durante el recorte a distancia, véase el capítulo 3.3.6.10), el generador debe ajustar su salida de potencia activa a un ritmo de 0,33 % a 0,66 % por segundo.

3.3.6.9 Anti-isla

La detección anti-isla es necesaria para los generadores conectados a LV. La planta de generación debe desconectarse antes de 2 segundos. Los generadores conectados a la MV pueden funcionar en modo insular si se acuerda con el operador del sistema.

3.3.6.10 Interfaz lógica para la reducción a distancia

Los generadores de más de 30 kW deben tener la capacidad de ser restringidos a distancia si están conectados a través de una red de comunicación establecida por el operador del sistema. Las situaciones en las que el operador del sistema puede reducir la central fotovoltaica se definen en el código de la red. Por ejemplo, para garantizar la seguridad del sistema o las medidas de mantenimiento. Se puede restringir un máximo del 3% de la producción anual de electricidad y los propietarios de la generación son compensados por la pérdida de producción de electricidad de acuerdo con su respectiva tarifa de alimentación.

3.3.6.11 Límite de tamaño del 70 % de los inversores fotovoltaicos

Aunque no es estrictamente una capacidad del inversor, este requisito normativo es una medida importante para aumentar la penetración de la energía fotovoltaica en las redes de distribución. Exige que las plantas fotovoltaicas con una capacidad de panel fotovoltaico inferior a 30 kW se conecten a través de un inversor que tenga como máximo el 70% de la capacidad del panel fotovoltaico. Por ejemplo, una planta fotovoltaica de 10 kW de pico podría tener como máximo un inversor de 7 kVA. Gracias a esta medida, sólo se reduce la generación de punta, lo que supone una pérdida de generación anual inferior al 3 %¹¹ en Alemania.

En lugar de cumplir esta norma, el cliente puede optar por instalar un equipo técnico para usar el control a distancia (vea el capítulo 3.3.6.10). Sin embargo, debido al menor costo, la mayoría de los clientes eligen reducir el tamaño del inversor.

3.3.7 **Incentivos y programas actuales para inversores inteligentes y generación distribuida**

No hay incentivos específicos para las capacidades de inversores inteligentes en Alemania. En su lugar, se definen en los códigos de red pertinentes y se definen a través de un proceso de múltiples partes interesadas con el fin de exigir de los inversores unas capacidades justas y justificadas.

Sin embargo, debido a un diseño insuficiente del código de red durante los primeros años de la generación de VRE, un gran número de plantas de generación tuvieron que ser readaptadas. El costo de estas readaptaciones fue pagado por el usuario de electricidad: la mitad a través de las tarifas de la red y la otra mitad a través del recargo por energía renovable sin afectar al propietario del generador de ninguna manera. [49]

La generación distribuida, como la energía solar fotovoltaica y eólica, se incentiva principalmente a través de tarifas de alimentación para sistemas a pequeña escala y a través de sistemas de subasta para plantas eléctricas más grandes. Las tarifas de alimentación están garantizadas por 20 años. Las plantas de generación de energía renovable tienen prioridad de despacho¹² y los operadores de la red están obligados a conectar los generadores distribuidos en su área de red. Los costos de conexión deben correr a cargo del solicitante únicamente hasta el punto más cercano (o más económico) de la red eléctrica. Los costos adicionales de expansión corren a cargo del operador de la red y se compensan a través de una asignación a nivel nacional en forma de gravámenes a la red en la tarifa eléctrica (régimen de tarifas de conexión poco profundas). [52]

Para el almacenamiento de baterías, existen varios programas de apoyo a la inversión por parte del banco de desarrollo gubernamental KfW, en particular para sistemas de baterías en combinación con sistemas solares fotovoltaicos en tejados. Estos programas consisten en

¹¹ Esta pérdida depende en gran medida de la ubicación en la que está instalada la planta solar fotovoltaica y de la orientación del panel.

¹² El operador de la red puede reducir hasta un 3 % de la generación anual

préstamos a bajo interés, así como bonos de reembolso, que se combinan con una reducción del tamaño del inversor hasta el 50 % de la capacidad del panel fotovoltaico (desde 70%, ver capítulo 3.3.6.11) con el fin de incentivar la carga compatible con la red durante el pico de generación fotovoltaica.

3.3.8 Resumen del estado del inversor inteligente para la generación distribuida en Alemania

La Tabla 17 resume las lecciones aprendidas y el estado de los inversores inteligentes en Alemania.

Tabla 17: Resumen las lecciones aprendidas y el estado de los inversores inteligentes en Alemania

Artículo	Descripción
Nomenclatura para Inversor Inteligente	Sin nomenclatura específica, solo denominados como "inversores"
Regulación para Inversor Inteligente	<p><u>VDE-AR-N 4105</u>: Generadores conectados a la red de distribución de baja voltaje-Requisitos técnicos para la conexión y el funcionamiento en paralelo con redes de distribución de bajo voltaje.</p> <p><u>VDE-AR-N 4110</u>: Requisitos técnicos para la conexión y operación de las instalaciones del cliente a la red de medio voltaje.</p> <p>Existe regulación adicional para los generadores conectados a la red de alto y extra alto voltaje, incluidos los requisitos del inversor (VDE-AR-N 4120, VDE-AR-N 4130).</p> <p><u>Adicional</u>: límite de dimensionamiento del 70% de los inversores fotovoltaicos menores de 30 kW. El límite se reduce hasta el 50% en combinación con el almacenamiento de baterías.</p>
Procedimientos para la certificación de Inversores Inteligentes	<p>Certificados de unidades por laboratorio de pruebas acreditado para unidades DG < 135 kW</p> <p>Certificados de planta por organismo de certificación acreditado para unidades DG > 135 kW</p>
Aplicabilidad	Obligatorio para todos los generadores conectados a la red de distribución (= Red de LV y MV)
Incentivos para inversores inteligentes	No hay incentivos específicos dirigidos a los nuevos inversores inteligentes. Se dieron incentivos para las medidas de readaptación, para lograr un comportamiento más inteligente de los inversores tradicionales.
Capacidades técnicas	<ul style="list-style-type: none"> • Alimentación continua de Baja / Alta Frecuencia • Frecuencia-Watt • Alimentación continua de Bajo / Alto Voltaje • Inyección de corriente reactiva durante la alimentación continua de baja voltaje (solo para inversores conectados a MV) • Capacidad de potencia reactiva • Modos de control de potencia reactiva (predeterminado: watt-var) • Anti-isla

- Interfaz lógica para reducción remota (para sistemas > 30 kW)

3.4 Australia Meridional

3.4.1 Introducción

Australia Meridional (SA, por sus siglas en inglés) es el estado líder en cuanto a integración de energías renovables y necesidades de inversores en Australia. Esto se debe a su rápido aumento en la adopción de la generación renovable (el más rápido dentro de los estados australianos), motivado por un objetivo de 100% de energía neta de fuentes renovables para 2030 y por los atractivos recursos eólicos y solares disponibles. SA ha pasado de no tener energía renovable en 2003 a aproximadamente 2000 MW de energía eólica y 1666 MW de generación solar fotovoltaica en la actualidad. Además, existen programas para agregar y explotar recursos energéticos distribuidos a través de plantas eléctricas virtuales. Tesla, con el apoyo del gobierno del sur de Australia, está ejecutando un programa para analizar y demostrar la viabilidad del uso de plantas eléctricas virtuales (VPPs, por sus siglas en inglés)¹³ para reducir los costos de energía de los hogares y proporcionar servicios de apoyo a la red.

En este contexto, los requisitos de inversores en SA continúan evolucionando para permitir mayores cuotas de generación renovable. Ya se necesitan algunas funcionalidades de soporte de red para la generación distribuida (como la capacidad de las funcionalidades volt-var y volt-watt), algunas se han añadido muy recientemente en 2020 (por ejemplo, la capacidad de transmisión de voltaje), otras se están analizando (por ejemplo, los servicios de respuesta de frecuencia, que se están probando en el marco de programas VPP y que se considerarán para su futura implementación).

3.4.2 Australia Meridional: Estado y panorama del sector eléctrico

Australia Meridional, ubicado en el área centro-sur de Australia, es el cuarto estado más grande de Australia por área (área total de 983,482 kilómetros cuadrados, la mitad del tamaño de México) y el quinto más grande en población, con más de 1.75 millones de personas. Más del 77% de los australianos del Sur viven en el área capital de Adelaida [53].

La frecuencia del sistema eléctrico en Australia Meridional es de 50 Hz. Para Australia Meridional, los últimos valores de demanda pico registrados fueron de 3.221 MW en el verano de 2019/20 y 2.512 MW en el invierno de 2020. Cuando la demanda supera la generación del estado, se pueden realizar importaciones desde los estados del este a través

¹³ Según la definición del programa de baterías domésticas del sur de Australia, una planta eléctrica virtual es una red de recursos distribuidos que funcionan juntos como una única planta eléctrica. Los recursos se pueden ubicar en diferentes vecindarios y controlar centralmente usando, por ejemplo, Wifi. Durante un evento VPP, el operador VPP puede elegir cargar o descargar parte de la electricidad en la batería del cliente.

de los interconectores Murraylink y Heywood. El sistema de transmisión es operado por ElectraNet, mientras que el sistema de distribución es operado por SA Power Networks. Los niveles de voltaje son de 275 kV, 132 kV, 66 kV, 33 kV, 11 kV y 415/240 V en sistemas de líneas aéreas o de 400/230 V para grandes empresas o sistemas de cables subterráneos.

El viento y el gas natural son las principales fuentes de generación en Australia Meridional. En el período comprendido entre agosto de 2019 y agosto de 2020, el gas natural tuvo una participación del 54% en la combinación energética, seguido por la eólica (41%), la solar (4%) y el restante 1% compartido entre la generación diésel y los sistemas de baterías. La combinación energética en función del tiempo puede verse en Figure 24, junto con los valores de energía generados para un día de muestra.

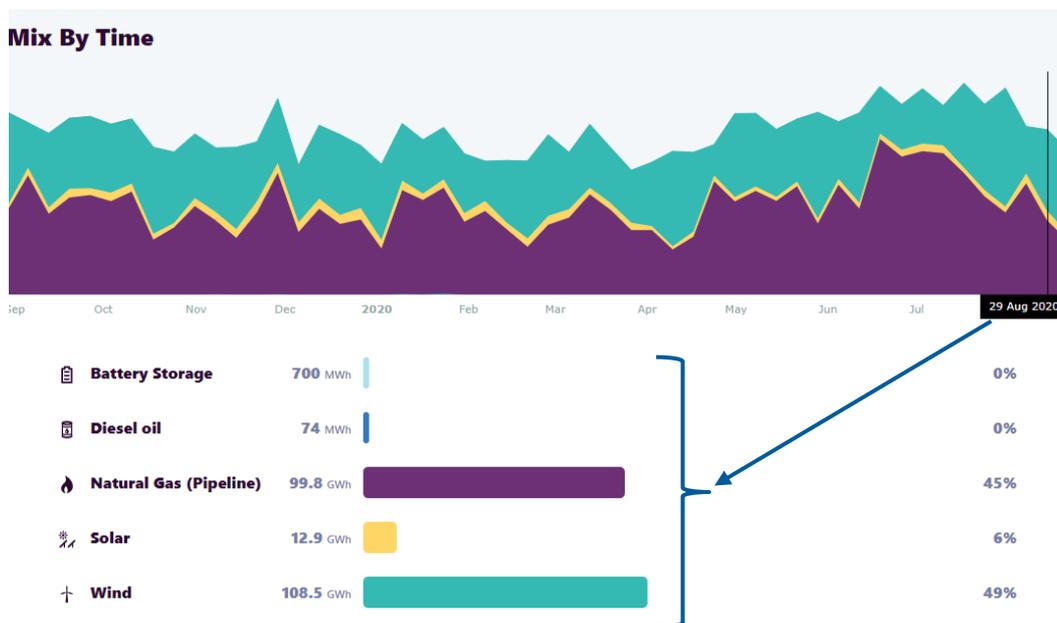


Figure 24: Combinación energética de Australia Meridional (arriba: combinación energética anual basada en el tiempo, abajo: combinación para un día específico). Fuente: [54]. Las acciones solares mostradas excluyen la energía fotovoltaica en la azotea.

Los objetivos del estado son alcanzar el 100% neto de energía procedente de fuentes renovables en 2030 y cero emisiones netas para 2050. Para apoyar este objetivo, Australia Meridional ha invertido en sistemas de almacenamiento de baterías domésticas y sistemas fotovoltaicos solares a través de tarifas de alimentación y subsidios a las inversiones (ver Sección 3.4.7). Además, en Australia Meridional se encuentra el mayor sistema de baterías de iones de litio del mundo (con un total de 150 MW/194 MWh) conectado al parque eólico de Hornsdale, que proporciona servicios de apoyo a la red, como servicios de apoyo a la estabilidad de la frecuencia y respaldo de energía.

Las capacidades de generación existentes y nuevas en Australia Meridional se muestran en la Tabla 18.

Tabla 18: Desarrollos existentes y de nueva generación por tecnología de generación de Australia Meridional Publicado por AEMO en julio 2020 [55] y complementado con información de energía solar fotovoltaica en el techo [55] y complementado con información de energía solar fotovoltaica en el techo [56].

Resumen del estado	Tecnologías de combustible de SA (MW)										Total
	CCGT	OCGT	Gas otro	Solar excl. techo	Solar techo	Aire	Agua	Biomasa	Almacenamiento De batería	Otro	
Existente	713	1,259	1,490	366	1,300	2,053	3	18	206	181	6,289
Retiro Anunciado	180		480								660
Modernización /Expansión		15									15
Comprometido		123				86			11		221
Propuesto		897	45	2,929		3,833	995		1,553		10,252

El sistema eléctrico de Australia Meridional pasó de una integración vertical de las funciones de generación, transmisión, distribución y venta al por menor a mercados competitivos para los sectores de generación y venta al por menor, y a monopolios naturales regulados para la transmisión y la distribución. La primera privatización de la electricidad ocurrió en 1999 y el Estado cuenta ahora con redes eléctricas de propiedad privada al 100%.

La generación de electricidad se vende a través del Mercado Nacional de Electricidad (NEM) gestionado por el Operador Independiente del Mercado de Energía Australiano (AEMO). La operación completa de NEM comenzó en 1998. El Regulador Australiano de Energía (AER) regula el mercado y las redes de electricidad al por mayor y al por menor. El cliente puede elegir el minorista de energía y el tipo de contrato¹⁴. Los costos verdes se incluyen en las tarifas eléctricas del cliente y corresponden a los costos asociados a los programas estatales de eficiencia energética y los esquemas de alimentación solar.

3.4.3 Generación distribuida

Los Recursos Energéticos distribuidos (DER) son definidos por AEMO como "dispositivos de propiedad del consumidor que, como unidades individuales, pueden generar o almacenar electricidad o tienen la 'inteligencia' para gestionar activamente la demanda de energía. Cuando se agregan y operan juntos a escala a través de microredes y plantas eléctricas virtuales (VPPs), estos dispositivos tienen un enorme potencial para intercambiar valor para el consumidor al contribuir a un suministro de energía confiable y seguro. Ejemplos de dispositivos DER incluyen: Unidades solares fotovoltaicas (PV) en la azotea, unidades de generación por viento, almacenamiento de baterías, granjas solares, sistemas de agua caliente, bombas de piscina y acondicionadores de aire, electrodomésticos inteligentes y

¹⁴ El gobierno australiano ofrece una herramienta en línea para comparar diferentes minoristas: <https://www.energymadeeasy.gov.au/>

medidores inteligentes”[57]. AEMO está trabajando en diferentes tareas destinadas a integrar de manera efectiva a través del Programa DER¹⁵.

En octubre de 2019, los DER -principalmente la fotovoltaica sobre tejado- representaban el 10 % de la generación de electricidad de Australia Meridional. Se instalaron sistemas fotovoltaicos en techos en aproximadamente el 34% de los hogares y los sistemas de baterías detrás del medidor alcanzaron los 34 MW [58]. Existen diferentes esquemas para incentivar la instalación de sistemas fotovoltaicos y de baterías, como se muestra en la Sección 3.4.7. Además, las demostraciones de VPP están en curso desde julio de 2019.

3.4.4 Definiciones, Regulación y Certificación de Inversores Inteligentes

Las normas técnicas que contienen requisitos que deben cumplir los generadores solares y otros generadores que desean conectarse al sistema de distribución en Australia Meridional no utilizan el término inversores inteligentes, sino que se refieren a los inversores en general. Los solicitantes se agrupan en tres categorías según el tamaño del inversor a conectar. Estos se muestran en la Tabla 19.

Tabla 19: Normas técnicas que deben cumplirse en función del tamaño del inversor en Australia Meridional.[59]

Tamaño del inversor	Normas técnicas que deben cumplirse	Los detalles requeridos bajo solicitud incluyen (pero no se limitan a)
Hasta 30kW, conectado a la red de bajo voltaje	TS129-Estándar técnico Limita el tamaño del inversor a conectar a la red de distribución a 10 kW para sistemas monofásicos y a 30 kW para sistemas trifásicos (límite de 10 kW por fase). En ambos casos, la inyección a la red está limitada a 5 kW por fase. Estos límites también se aplican a las instalaciones fotovoltaicas y de baterías que utilizan un inversor híbrido.	La marca y el modelo de todos los inversores; Información de la batería (si está instalada).
Más de 30 kW y hasta 200 kW	TS130-Estándar técnico	Igual que el anterior, así como: Información de conexión (incluida la información general del sistema, la capacidad de generación y exportación); Información de protección (incluyendo detalles anti-isla y ajustes de protección); Detalles de protección del inversor (incluida la información respecto a sobrevoltaje, subvoltaje y sobrefrecuencia);

¹⁵ Se puede encontrar más información en la página web del programa DER: <https://aemo.com.au/initiatives/major-programs/nem-distributed-energy-resources-der-program>

		Detalles de protección anti-isla de respaldo.
Inversor superior a 200 kW (así como todos los generadores giratorios)	<p>TS131-Estándar técnico. Especifica los requisitos para cualquier sistema de generador giratorio, así como para sistemas de inversores trifásicos de más de 200 kW que deseen conectarse a la red de distribución en Australia Meridional (esto incluye los sistemas de baterías).</p> <p>Los inversores y generadores de capacidad mayor o igual a 5 MW están obligados a seguir el proceso en las Normas Nacionales de Electricidad.</p>	<p>Igual que el anterior, así como:</p> <p>Detalles de los sistemas de generación (incluyendo diagrama de línea única, diagrama de disposición del sitio e información del transformador);</p> <p>Información sobre el almacenamiento de energía (tasa de carga y descarga).</p>

Las normas en la Tabla 19 especifican los requisitos aplicables a todos los inversores y los requisitos específicos aplicables a los inversores híbridos, cuando proceda. Los inversores híbridos se mencionan en el estándar para sistemas de inversores de hasta 30 kW (TS129) y se definen como "un inversor que puede administrar simultáneamente entradas de paneles fotovoltaicos y baterías y cargar baterías usando la CC de los paneles fotovoltaicos".

Todos los sistemas de energía por inversores (IES)¹⁶ debe cumplir con AS / NZS 4777 (Conexión a la red de sistemas de energía a través de inversores, Parte 1: Requisitos de instalación y Parte 2: Requisitos del Inversor) y tener un certificado de cumplimiento proporcionado por un laboratorio de pruebas autorizado. El Consejo de Energía Limpia mantiene una lista de módulos e inversores solares aprobados que cumplen con los requisitos australianos. [60] En la familia de estándares TS, se proporcionan listas de estándares adicionales a los que el sistema de conexión debe cumplir.

Los sistemas solares fotovoltaicos y de baterías deben ser instalados por un electricista con licencia, que cumplirá con todas las normas de seguridad australianas pertinentes y proporcionará al cliente un certificado electrónico de cumplimiento (eCoC). El sistema se conectará a la red a través de un medidor de importación/exportación, con los costos correspondientes que cubrirá el consumidor.

Para sistemas superiores a 30 kW, el solicitante de la conexión debe presentar un programa de puesta en marcha a SA Power Networks, después de lo cual este último puede asistir al sitio y presenciar la realización de pruebas de cumplimiento. El solicitante también debe desarrollar y presentar un programa de monitoreo de cumplimiento, que describa un método para demostrar el cumplimiento continuo de las regulaciones aplicables.

¹⁶ SA Power Networks define los Sistemas de Energía de Inversores como "Los sistemas que comprenden uno o más inversores junto con una o más fuentes de energía (que pueden incluir baterías para el almacenamiento de energía) y controles".

3.4.5 Justificación para tener requisitos de inversores inteligentes

Ya hoy en día, Australia Meridional experimenta niveles de penetración instantánea muy altos de generación eólica y solar (142% en relación con la demanda nativa), solo inferiores a los de Dinamarca, como se muestra en la Figure 25.

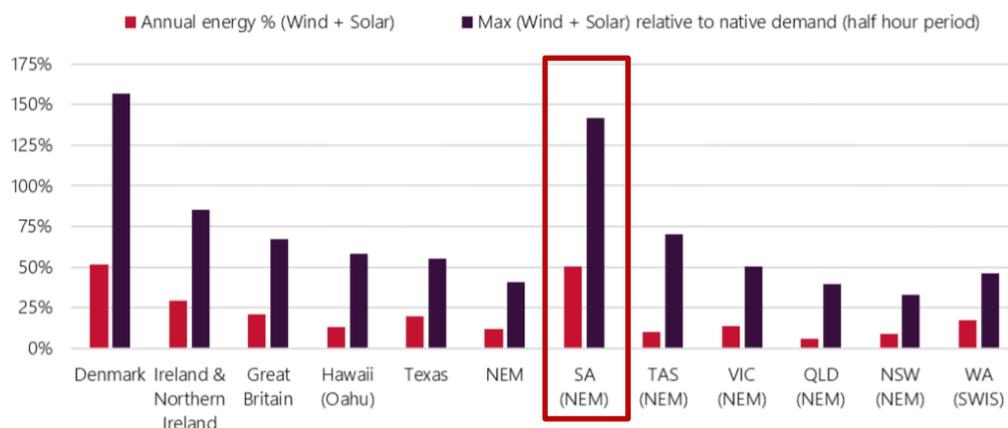


Figure 25: Grandes sistemas internacionales de energía que operan con una alta penetración instantánea de la energía eólica y solar y cómo se compara Australia con estos. SA significa Australia Meridional. [61]

En un contexto de aumento de las cuotas de generación renovable, los sistemas de almacenamiento de baterías proporcionan un medio para almacenar el exceso de generación de energía fotovoltaica distribuida, lo que permite su uso en momentos posteriores y facilita el cambio diario de carga y generación. Además, los sistemas de baterías pueden proporcionar servicios de soporte de red. Los servicios de Respuesta rápida en frecuencia (FFR por sus siglas en inglés) ya están en uso en los sistemas de baterías a escala de utilidad de Australia Meridional y los servicios de respuesta en frecuencia de DER se han demostrado en los ensayos de VPPs de AEMO.

La fuerte presencia de sistemas fotovoltaicos y de baterías en la azotea en los hogares de SA fue posible con capacidades de inversor más avanzadas que se requieren en los estándares técnicos de SA. Las necesidades se siguen analizando y actualizando a medida que aumentan las acciones de DER instaladas. Los requisitos aplicables actualmente en SA se resumen en la siguiente sección.

3.4.6 Funciones y servicios prestados / cubiertos por inversores e inversores inteligentes en Australia Meridional

Los estándares TS129, TS130 y TS131 establecen que los sistemas de energía de los inversores (IES) deben cumplir con la norma AS/NZS 4777. El cumplimiento de AS / NZS 4777 incluye, entre otras, las funciones mencionadas en esta sección.

3.4.6.1 Alimentación continua de Baja / Alta Frecuencia

El inversor debe desconectarse en caso de subfrecuencia (ajuste: 47 Hz con 1 segundo de retraso) y sobrefrecuencia (ajuste: 52 Hz con 0,2 segundos de retraso). No puede desconectarse a frecuencias dentro de estos umbrales.

3.4.6.2 Respuesta de frecuencia (Frecuencia-Watt)

Cuando la frecuencia supere los 50,25 Hz, el inversor reducirá la potencia de salida linealmente con un aumento de la frecuencia hasta que ésta alcance los 52 Hz.

3.4.6.3 Alimentación continua de Bajo / Alto Voltaje

Con respecto al sobrevoltaje, los inversores conectados a la red de bajo voltaje deben soportar 260 V durante 1 segundo y 265 V durante 0,2 segundos.

Con respecto al subvoltaje, en julio de 2020, el gobierno de Australia Meridional llevó a cabo una consulta sobre los "Nuevos Requisitos Propuestos Para Inversores Inteligentes de Baja Voltaje en Australia Meridional"¹⁷. Como parte de la nueva norma, que estaba en vigor desde septiembre de 2020, se requiere una nueva prueba de rendimiento para la alimentación continua de voltaje como condición previa para la conexión. El nuevo estándar requiere que los inversores demuestren que cumplen con los estándares de conducción mediante pruebas, de acuerdo con los estándares de prueba en AS/NZS4777.2 y cualquier estándar de prueba AEMO aplicable. El inversor debe demostrar suficientemente la capacidad de permanecer en funcionamiento continuo a través de una caída de voltaje de duración de 220 ms de 50 V¹⁸. Las nuevas normas propuestas están diseñadas para evitar dicha desconexión masiva de los inversores. Los inversores viejos han sido adquiridos por medio de derechos adquiridos.

3.4.6.4 Capacidad de potencia reactiva y modos de control de potencia reactiva/activa

Capacidad para los modos de respuesta volt-var y volt-watt como se muestra en la Tabla 20. El voltaje nominal máxima de referencia para el funcionamiento sostenido para variaciones de voltaje es de 258 V.

.....

¹⁷ La consulta fue motivada por los informes de AEMO sobre la desconexión de varios inversores de generación distribuida durante perturbaciones que provocaron breves bajas tensiones. Se dijo que las desconexiones eran probablemente debido a los ajustes para la desconexión inmediata del inversor cuando el voltaje está por debajo de un determinado ajuste. En [64], AEMO afirma que una falla grave cerca del área metropolitana de Adelaida podría conducir a la desconexión de hasta la mitad de la fotovoltaica distribuida en la región de Asia Meridional. La posible pérdida neta de energía fotovoltaica distribuida en SA se estima entre 100-300 MW y aumenta con la instalación de más energía fotovoltaica distribuida.

¹⁸ Puede obtener más información sobre los requisitos de las pruebas en: <https://aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/der/2020/vdrt-test-procedure.pdf>

Tabla 20: Configuración del modo de respuesta volt-var y volt-watt requerida en Asia Meridional.[62]

modo volt-var		modo volt-watt	
Voltaje (V)	var (%VA nominal)	Voltaje (V)	Potencia (% de la potencia nominal)
207 (default)	31% Factor de Potencia Adelantado (vars de abastecimiento, 2.4% / volt)	207 (default)	100 % (default)
220 (default)	0	220 (default)	100 % (default)
248	0	250 (default)	100 % (default)
253	44% rezagados (vars hundidos, 8.8 % / voltio)	265 (default)	20 % (default, 5.3 %/volt)

Los inversores deben controlar su producción de potencia reactiva (dentro de las capacidades del equipo), con el fin de mantener el voltaje del punto de conexión a un objetivo acordado u operar a un factor de potencia acordado para mantener las variaciones de voltaje dentro de los límites predefinidos. La salida de potencia reactiva debe controlarse dentro de un rango acordado. El sistema debe tener la capacidad de absorber o suministrar continuamente potencia reactiva para lograr un factor de potencia como se indica en las reglas de Servicio e instalación de SA Power Networks y se muestra en la Tabla 21.

Tabla 21: Rangos de potencia reactiva requeridos como se especifica en las reglas de Servicio e instalación de SA Power Networks. [63]

Voltaje de Alimentación	Demanda Máxima de Instalación Eléctrica					
	Hasta 100 kVA		100 kVA a 2 MVA		Superior a 2 MVA	
	Atraso Mínimo	Adelantado Mínimo	Atraso Mínimo	Adelantado Mínimo	Atraso Mínimo	Adelantado Mínimo
<6.6 kV	0.80	0.80	0.85	0.80	0.90	0.85
6.6 kV to 66 kV	0.80	0.80	0.85	0.85	0.90	0.90

Para los inversores de entre 30 kW y 200 kW, el TS130 especifica que, para mantener tensiones de red satisfactorias, los controladores del sistema de generación tendrán que funcionar con una tolerancia del 2 % del rango de generación de potencia reactiva máxima, lo que podría requerir fuentes adicionales de potencia reactiva. Los requisitos finales de potencia reactiva de funcionamiento se definirán mediante estudios e incluirán en el informe de ingeniería. Además, para las unidades de generación de más de 200 kW que requieren sistemas SCADA, la TS131 especifica que SA Power Networks tendrá la capacidad de emitir valores nominales del factor de potencia que deberá seguir la unidad de generación.

3.4.6.5 Anti-isla

Los sistemas de energía de los inversores (IES) deben contar con un dispositivo de protección de la red que cumpla con los requisitos de la norma IES 62116 para la protección activa contra el desvío. El tiempo de desconexión será de 2 segundos y el sistema deberá ser capaz de reconectarse automáticamente a la red una vez que el voltaje y la frecuencia hayan vuelto al rango normal de funcionamiento durante al menos un minuto.

Para sistemas con inversores superiores a 30 kW, se requiere un Índice de Cambio de Frecuencia (RoCoF).

3.4.6.6 Interfaz lógica para monitoreo y control remoto

Los sistemas de energía de los inversores (IES) que tienen una capacidad inferior a 200 kW no suelen estar obligados a tener un enlace de comunicación con el operador del sistema de distribución (DSO por sus siglas en inglés) para proporcionar supervisión y control SCADA. Sin embargo, esto será decidido por SA Power Networks en función de su evaluación de la conexión propuesta. IES con una capacidad superior a 200 kW deben tener capacidades de monitoreo y control remoto con los requisitos establecidos en TS131, que se muestran en la Tabla 22.

Tabla 22: TS131 requisitos de monitoreo y control remoto para la generación basada en inversores con una capacidad instalada superior a 200 kW.

Tamaño	Unidades No Exportadoras	Unidades Exportadoras
<1 MW	No aplica	Uso de la Unidad de Monitoreo de Red (si la exportación máxima es <200 kW), de lo contrario uso del sistema SCADA con telemetría y control básicos.
≥1 MW, <5 MW	No aplica	Sistema SCADA con telemetría y control básico.
≥5 MW	No aplica	Sistema SCADA con telemetría, control e inter-disyuntor.

3.4.6.7 Interfaz lógica para reconexión/desconexión remota para PVs distribuidos

En [64], AEMO ha identificado la necesidad de tener la posibilidad de reducir la PV distribuida (como último recurso, es decir, un mecanismo de back-stop) durante situaciones extremas del sistema¹⁹. Desde el 28 de Septiembre, 2020, se requiere que los PV tengan capacidades de desenergización remota del medidor inteligente²⁰, es decir, tener la capacidad de ser

¹⁹ La demanda operativa de Australia Meridional está disminuyendo debido al aumento de las cuotas de carga que se cubren con la generación distribuida, alcanzando tan solo 458 MW en noviembre de 2019 [64]. Cuando Australia Meridional funciona como una isla, existe la necesidad de que la demanda mínima coincida con la salida mínima de los generadores síncronos que proporcionan inercia del sistema, control de frecuencia y gestión de voltaje. AEMO estima que, en algunas condiciones, el umbral mínimo de demanda operativa requerido sería de alrededor de 550 MW a finales de 2020 (la demanda operativa mínima observada en noviembre de 2019, 458 MW, ya es inferior a este umbral estimado). Las situaciones de demanda mínima representan un riesgo para la seguridad del suministro del sistema y podrían requerir medidas adicionales.

²⁰ Los métodos que se pueden utilizar para lograr la desconexión y reconexión se describen en: https://www.energymining.sa.gov.au/__data/assets/pdf_file/0011/369470/Guideline_-_Deemed_Methodologies_for_Remote_Disconnection_and_Reconnection_of_Electricity_Generating_Plants.pdf.

desconectado y reconectado remotamente por un agente registrado en el Regulador Técnico [56]. Los inversores viejos han sido adquiridos por medio de derechos adquiridos.

Además, a partir de 2023, SA Power Networks tiene como objetivo implementar capacidades de exportación flexibles "inteligentes" ²¹ para las nuevas DER y medidas complementarias para los sistemas fotovoltaicos más antiguos, obtener una respuesta potencial de reducción de generación de 1 GW para 2024.

3.4.7 Incentivos y programas actuales para inversores inteligentes y generación distribuida

SA fue la primera jurisdicción en introducir esquemas de alimentación solar en Australia en 2008, en los que se proporcionaron incentivos financieros a los hogares por el exceso de generación. El Estado también es pionero en muchos otros incentivos. La Tabla 23 enumera los esquemas e incentivos relacionados con el almacenamiento de baterías y los sistemas fotovoltaicos solares actualmente disponibles en SA.

Tabla 23: Incentivos para sistemas solares fotovoltaicos y baterías en SA. Fuente: [65].

Esquema	Descripción	Cuantificación
Plan de energías renovables a pequeña escala	En este sistema, el Gobierno australiano subvenciona el coste de la compra de sistemas fotovoltaicos elegibles mediante certificados de tecnología a pequeña escala (STC por sus siglas en inglés).	Los STC se utilizan para representar la cantidad de electricidad que genera el sistema fotovoltaico a lo largo de su vida útil, lo que evita que la electricidad se extraiga de la red. El número de STC por sistema fotovoltaico comprado depende de la capacidad de generación del sistema. El propietario de PV puede crear e intercambiar el STC él mismo o asignar este derecho a un agente registrado a cambio de un descuento por adelantado en el costo del sistema (enfoque más común) o un pago en efectivo. El precio de un STC fluctúa diariamente en función de la oferta y la demanda de STC en el mercado. (Enlace para más información sobre STCs)
Pagos de alimentación solar	El minorista de electricidad puede ofrecer una tarifa de alimentación por el exceso de electricidad generada por el sistema fotovoltaico e inyectada en la red. Esta tarifa de alimentación minorista está disponible para todos los consumidores con un sistema solar fotovoltaico elegible. Para ser elegible, el cliente (hogares, pequeñas empresas, edificios comunitarios o iglesias)	Las tarifas de alimentación ofrecidas varían entre los diferentes minoristas. Una comparación se puede hacer en el sitio web del gobierno (enlace). Los ejemplos observados en el enlace variaron de 0 a 15 centavos / kWh exportados. Además de una tarifa de alimentación para minoristas, los sistemas más antiguos (conectados a la red antes de septiembre de

²¹ Las exportaciones flexibles se refieren a la gestión de alimentación, que proporciona AEMO y a los proveedores de servicios de red de distribución la capacidad de administrar activamente la energía fotovoltaica distribuida cuando sea necesario para mantener la seguridad del sistema.

	<p>debe tener un consumo inferior a 160 MWh por año, así como una producción máxima de 10 kVA para conexiones monofásicas o 30 kVA para conexiones trifásicas.</p> <p>Para los sistemas fotovoltaicos solares conectados antes de septiembre de 2011, el esquema de alimentación del distribuidor está disponible para los sistemas fotovoltaicos elegibles.</p>	<p>2011) están sujetos a un esquema tarifario diferente y aún podrían recibir una tarifa de alimentación para distribuidores. La tarifa de alimentación del distribuidor corresponde a 44 centavos adicionales / kWh y es válida hasta el 30 de junio de 2028 (si el sistema no se modificó). La tarifa de alimentación del distribuidor solo se aplica a los primeros 45 kWh que el sistema exporta cada día.</p> <p>Todos los pagos obtenidos se acreditan en la factura de electricidad.</p>
<p>Esquema de la Batería del Hogar</p>	<p>Todos los clientes conectados a la red en Australia Meridional tienen acceso a subsidios del gobierno estatal y préstamos a bajo interés (proporcionados por la Corporación Financiera de Energía Limpia) como apoyo financiero para los sistemas de baterías domésticas.</p> <p>Existen requisitos técnicos mínimos para las baterías, que incluyen la capacidad de conectarse a un VPP. Los hogares pueden elegir si su sistema de batería funciona como parte de un VPP.</p>	<p>Calculado en función de la capacidad kWh de la batería que se va a instalar. Los titulares de concesiones energéticas tienen derecho a una subvención más elevada para ayudar a los hogares de bajos ingresos a acceder al régimen.</p> <p>Valores válidos desde septiembre de 2020:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Concesión de energía Titular: 300 \$/kWh • Todos los demás hogares: \$200 / kWh • Subsidio máximo por instalación de batería: \$3000 <p>La subvención se está reduciendo gradualmente a medida que aumenta la aceptación del sistema.</p> <p>(Enlace al esquema info)</p>
<p>Unirse a una Planta Eléctrica Virtual</p>	<p>Tesla, con el apoyo del gobierno de la SA, está ejecutando un programa para analizar y demostrar la viabilidad del uso de VPPs para reducir los costos de energía de los hogares y proporcionar servicios de apoyo a la red. 1100 hogares participan con baterías y sistemas solares fotovoltaicos. Actualmente se están evaluando las fases de prueba.</p>	<p>Varios operadores de VPP están activos en SA y ofrecen una compensación por la participación en su VPP. Los incentivos ofrecidos pueden incluir sistemas solares y de baterías con descuento y planes de arrendamiento con opción a compra, pagos de recompensas, tarifas eléctricas bajas y créditos en las facturas de electricidad para cuando la batería se usa en un evento VPP. La compensación ofrecida puede depender de la marca de la batería. Por ejemplo, la "oferta de batería más pequeña" de Simply Energy puede proporcionar hasta \$1275 en créditos de acceso a la VPP, pagados hasta \$7 / mes durante 6 meses a cambio de unir su VPP con una batería.</p> <p>(Enlace a las ofertas de otros operadores de VPP)</p>

3.4.8 Resumen del estado del inversor inteligente para la generación distribuida en Australia Meridional

La Tabla 24 resume las lecciones aprendidas y el estado de los inversores inteligentes en Australia Meridional.

Tabla 24: Resumen del estado del Inversor Inteligente para la generación distribuida en Australia Meridional

Artículo	Descripción
Nomenclatura para Inversor Inteligente	Sin nomenclatura específica, solo denominados como "inversores"
Regulación para Inversor Inteligente	<p><u>TS129</u>: Norma técnica para la generación distribuida < 30 kW que está conectada a la red de baja voltaje</p> <p><u>TS130</u>: Norma técnica para generación distribuida entre 30 kW y 200 kW</p> <p><u>TS131</u>: Norma técnica para generación distribuida > 200 kW</p>
Procedimientos para la certificación de Inversores Inteligentes	<p>Conformidad según AS / NZS 4777 (Conexión a la red de sistemas de energía a través de inversores, Parte 1: Requisitos de instalación y Parte 2: Requisitos del Inversor)</p> <p>Certificado de conformidad proporcionado por un laboratorio de pruebas autorizado</p> <p>Lista de equipos de inversores homologados disponible en línea [60]</p>
Aplicabilidad	Obligatorio para todos los generadores conectados a la red de distribución (=generación integrada)
Incentivos para inversores inteligentes	No hay incentivos específicos dirigidos a los nuevos inversores inteligentes.
Capacidades técnicas	<ul style="list-style-type: none"> • Alimentación continua de Baja / Alta Frecuencia • Frecuencia-watt • Alimentación Continua de Bajo / Alto Voltaje (desde septiembre de 2020) • Capacidad de potencia reactiva • Modos de control de potencia reactiva (por defecto: volt-var) • Volt-watt • Anti-isla • Interfaz lógica para la supervisión y el control remotos (para sistemas >200 kW) • Interfaz lógica para reconexión/desconexión remota de PV distribuido (desde septiembre de 2020)

3.5 Resumen de experiencias internacionales de inversores inteligentes

La Tabla 25 proporciona un resumen de la regulación y las capacidades de los inversores inteligentes en los cuatro ejemplos internacionales analizados. Muestra que el término "inversor inteligente" solo se usa en California (y algunos otros estados de EE.UU.) y no es común en otros países. Como se puede ver, la mayoría de las capacidades del inversor se requieren a través de los códigos de red respectivos y, por lo general, no se otorgan incentivos para promover las capacidades del inversor inteligente. Algunas de las capacidades del inversor solo se aplican en algunas de las jurisdicciones, lo que indica que, en estos casos, la capacidad puede no ser estrictamente requerida o viene con inconvenientes o costos adicionales. Una comparación cualitativa entre las capacidades del inversor con respecto a sus costos y beneficios se mostró anteriormente en la Tabla 3.

Tabla 25: Comparación de país de la regulación y capacidades más importantes del inversor inteligente

Requisito	Hawái	California	Alemania	Australia Meridional
Nomenclatura	Inversores Avanzados	Inversores Inteligentes	Inversores	Inversores
Reglamento	Regla 14H [18]	Regla 21 [30]	VDE-AR-N 4105 & 4110 [3] [51]	TS129, TS130, TS131 [59]
Certificación	UL 1741 SA o UL 1741 SB (de próxima aparición), lista en línea: [17]	UL 1741 SA o UL 1741 SB (de próxima aparición), lista en línea: [41]	Por laboratorios de ensayo y organismos de certificación autorizados	AS / NZS 4777, laboratorio de pruebas autorizado, lista en línea: [60]
Incentivos dirigidos específicamente a inversores inteligentes	Ninguno	Ninguno	Ninguna (excepto las adaptaciones)	Ninguno
Aplicabilidad	Inversores conectados a la red de distribución	Inversores conectados a la red de distribución	Inversores conectados a la red de distribución (LV y MV)	Inversores ≤ 5 MW
Capacidades del inversor				
Alimentación continua de Baja / Alta Frecuencia	Requerido	Requerido	Requerido	Requerido
Respuesta de frecuencia (Frecuencia-Watt)	Requerido	Requerido	Requerido	Requerido
Alimentación continua de Bajo / Alto Voltaje	Requerido	Requerido	Requerido	Requerido
Inyección de corriente reactiva durante LVRT	-	-	Solo DG conectado a media voltaje	-
Capacidad de potencia reactiva	Requerido	Requerido	Requerido	Requerido

<i>Modos de control de potencia reactiva</i>	Requerido (default: volt-var)	Requerido (default: volt-var)	Requerido (default: watt-var)	Requerido (default: volt-var)
<i>Modos de control de potencia activa (volt-watt)</i>	Consentimiento mutuo	Requerido	-	Requerido
<i>Limitaciones de tasa de producción</i>	Requerido	Requerido	Requerido	-
<i>Anti-isla</i>	Requerido	Requerido	Requerido	Requerido
<i>Interfaz lógica para monitorización y control SCADA</i>	-	-	Solo MV DG	Requerido (above 200 kW)
<i>Interfaz lógica para reducción remota o desconexión</i>	Only for CGS Plus program DG	Requerido	Requerido (above 30 kW)	Requerido
<i>Interfaz lógica para la configuración remota</i>	Requerido	Requerido	-	-
<i>Interfaz lógica para la configuración remota</i>	-	-	Requerido	-

4 Panorama de la Capacidad del Inversor en México

4.1 Panorama normativo con respecto a las capacidades del inversor

Hay tres documentos principales que rigen el proceso de interconexión y los requisitos técnicos para los pequeños generadores que tienen una capacidad inferior a 500 kW y que están conectados a través de un inversor.

- **Manual de Interconexión** de Centrales de Generación con Capacidad menor a 0,5 MW [66]
- Resolución No. **RES/142/2017**: Resolución de la Comisión Reguladora de Energía por la que se emiten las Disposiciones Administrativas de carácter general, los modelos de contrato, la metodología de cálculo de la contraprestación y las especificaciones técnicas generales, aplicables a las centrales eléctricas de generación distribuida y generación limpia distribuida [67]
- Resolución No. **RES/151/2016**: Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía emite las Disposiciones Administrativas de Carácter General que contienen los Criterios de Eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, Seguridad y Sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red, conforme a lo dispuesto en el artículo 12, fracción XXXVII de la Ley de la Industria Eléctrica. Este documento se refiere además al "Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Interconexión de Centrales Eléctricas al Sistema Eléctrico Nacional" [68]

La siguiente sección enumera y analiza los requisitos técnicos relevantes para los inversores de los documentos reglamentarios respectivos. Según la información obtenida localmente, la Resolución 142/2017 y el Manual de Interconexión son particularmente los que se aplican en la práctica. Según los documentos oficiales, la resolución 151/2016 también se aplica a los generadores basados en inversores de menos de 500 kW, pero en la práctica esta regulación parece no aplicarse con respecto a los requisitos técnicos para los inversores. Además, existe un cierto nivel de contradicción entre ambos reglamentos, lo que hace que los requisitos sean poco claros, incluso si la RESOLUCIÓN 142/2017 debe reemplazar a otra regulación. Los detalles se examinan en los capítulos siguientes.

4.1.1 Manual de interconexión

El Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad menor a 0,5 MW [66] no establece ningún requisito técnico para los generadores distribuidos, sino que proporciona la información que las plantas de generación distribuida por debajo de 500 kW necesitan para cumplir con los requisitos generales establecidos en la resolución 142/2017.

Del manual de interconexión no queda totalmente claro si la Resolución 151/2016 (Código de red) no se aplica o solo se aplica a las plantas de generación distribuida que están conectadas a la red de media voltaje. En la práctica actual, al menos, parece que la RESOLUCIÓN 151/2016 no suele aplicarse.

4.1.2 RES/142/2017

La resolución RES/142/2017 [67] especifica, entre otras cosas, los requisitos técnicos operativos aplicables a los generadores distribuidos con una capacidad inferior a 500 kW, incluidos los generadores basados en inversores, como la generación fotovoltaica.

También se afirma que los requisitos del presente reglamento prevalecerán sobre los requisitos de cualquier otro reglamento en caso de conflicto.

La resolución 142/2017 especifica los requisitos generales de protección que son relevantes para la seguridad del personal, incluidas las especificaciones de los dispositivos de desconexión, la protección contra sobrecorriente y los requisitos de calidad de la energía. Sin embargo, las siguientes secciones solo investigarán los requisitos que son relevantes para el soporte de la red y que actualmente tienen un efecto perjudicial en el funcionamiento del sistema de energía.

4.1.2.1 Protección bajo / sobrefrecuencia

Los requisitos de protección de baja y sobrefrecuencia descritos en Tabla 26 aplican según la RES / 142 / 2017. Entre otras cosas, requieren que las centrales eléctricas se desconecten a frecuencias superiores a 61.2 Hz en 0.16 segundos.

Estos requisitos ya no están alineados con las buenas prácticas internacionales, ya que la rara ocurrencia de una alta sobrefrecuencia por encima de 61.2 Hz llevaría a la desconexión de todos los generadores distribuidos. Dado que los generadores distribuidos pueden en ciertos momentos proporcionar múltiples GW de potencia activa, esto correspondería a la pérdida total de esta generación. Por lo tanto, el evento de sobrefrecuencia inicial perdería una gran parte de la generación, y convertiría el evento en un evento de subfrecuencia que puede requerir un desprendimiento de carga generalizado o causar un apagón (ver capítulo 2.2.1).

Tabla 26: Tiempo de respuesta a frecuencias anormales en el punto de interconexión (RES/142/2017)

	Capacidad de la planta eléctrica	Rango de frecuencia (Hz)	Tiempo(s) mínimo(s) de operación	Tiempo máximo de desconexión
Planta eléctrica asíncrona	< 30 kW	$f > 61.2$	-	0.16
		$57.0 < f < 61.2$	Operación ilimitada	
		$f < 57.0$	-	0.16
	> 30 kW	$f > 62$	-	0.16
		$61.2 < f < 62$	-	300
		$58.8 < f < 61.2$	Operación ilimitada	
		$57.0 < f < 58.8$	30	300
	$f < 57.0$	-	0.16	
Planta eléctrica síncrona	< 30 kW	$f > 61.2$	-	0.16
		$58.8 < f < 61.2$	Operación ilimitada	
		$f < 58.8$	-	0.16
	> 30 kW	$f > 61.2$	-	0.16
		$58.8 < f < 61.2$	Operación ilimitada	
		$58.0 < f < 58.8$	-	15
		$f < 58.0$	-	0.16

4.1.2.2 Protección contra sub/ sobrevoltaje

Los requisitos de protección contra sobrevoltajes y subvoltajes descritos en la Tabla 27 aplicar según RES / 142 / 2017. Para las plantas eléctricas inferiores a ≤ 30 kW, estos representan los tiempos máximos dentro de los cuales la planta tendrá que desconectarse en caso de subvoltaje o sobrevoltaje. Para las plantas eléctricas > 30 kW, los tiempos de respuesta deben ser ajustables y los descritos en la Tabla 27 son los valores predefinidos a menos que el GRT indique lo contrario.

Los requisitos especificados ya no están alineados con las buenas prácticas internacionales, ya que una desviación de voltaje en una gran región, por ejemplo, causada por un fallo en la red de transmisión, puede provocar la desconexión generalizada de un gran número de generadores distribuidos. En su lugar, se deben definir tiempos mínimos de alimentación continua como parte de los requisitos de alimentación continua de bajo / alto voltaje (ver capítulo 2.2.2).

Tabla 27: Tiempos de respuesta a condiciones de voltaje anormales en el punto de interconexión para plantas eléctricas ≤ 30 kW (RES / 142 / 2017)

Rango del voltaje (% del voltaje bajo)	Hora (s) de apagado(1)
$V < 50$	0.16
$50 < V < 88$	2.00
$88 < V < 110$	Operación ilimitada
$110 < V < 120$	1.00
$V > 120$	0.16

4.1.2.3 Capacidad de potencia reactiva

La resolución 142/2017 establece que las plantas eléctricas deben permanecer dentro de un rango de factor de potencia de 0.95 atrasado y 0.95 factor de potencia adelantado. Esto no implica que las plantas eléctricas deban ser capaces de funcionar a la altura de estos factores de potencia. Los inversores de última generación pueden proporcionar un rango de potencia reactiva más amplio con una potencia activa más baja y, además, se pueden especificar modos de control de potencia reactiva. Estos no son requeridos bajo la regulación mexicana actual.

4.1.2.4 Reconexión

Después de una perturbación, la planta eléctrica no debe volver a conectarse hasta que el voltaje en el punto de interconexión esté dentro de los límites normales de funcionamiento y la frecuencia esté entre 59,3 Hz y 60,5 Hz. La reconexión debe tener un retraso de tiempo ajustable que se establece en un mínimo de 5 minutos después de que el voltaje y la frecuencia se hayan restablecido dentro de los límites de funcionamiento. Esto está alineado con las buenas prácticas internacionales.

4.1.2.5 Anti-isla

Se requiere la detección de anti-interferencias y, en este caso, la planta debe desconectarse de la red de distribución en un plazo de 0.5 segundos. Esto está alineado con las buenas prácticas internacionales.

4.1.3 RES/151/2016

La resolución RES/151/2016 (Código de Red)[68] especifica los requisitos técnicos para los generadores como parte del " Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Interconexión de Centrales Eléctricas al Sistema Eléctrico Nacional ".

El documento especifica todos los requisitos técnicos que se aplican a los diferentes tipos de generadores en términos de su tamaño (ver Tabla 28). A continuación, solo se discuten los requisitos técnicos relativos a los generadores de tipo A con un tamaño inferior a 500 kW.

Tabla 28: Clasificación de los generadores según su capacidad (RES/151/2016)

Área síncrona	Generadores de tipo A	Generadores de tipo B	Generadores de tipo C	Generadores de tipo D
Sistema Interconectado Nacional	$P < 500 \text{ kW}$	$500 \text{ kW} < P < 10 \text{ MW}$	$10 \text{ MW} < P < 30 \text{ MW}$	$P > 30 \text{ MW}$
Sistema de Baja California	$P < 500 \text{ kW}$	$500 \text{ kW} < P < 5 \text{ MW}$	$5 \text{ MW} < P < 20 \text{ MW}$	$P > 20 \text{ MW}$
Sistema de Baja California Sur	$P < 500 \text{ kW}$	$500 \text{ kW} < P < 3 \text{ MW}$	$3 \text{ MW} < P < 10 \text{ MW}$	$P > 10 \text{ MW}$
Sistema Interconectado Mulegé	$P < 500 \text{ kW}$	$500 \text{ kW} < P < 1 \text{ MW}$	$1 \text{ MW} < P < 3 \text{ MW}$	$P > 3 \text{ MW}$

Sin embargo, según la información obtenida localmente, esta resolución no se aplica actualmente a los generadores distribuidos, como la energía fotovoltaica. Por lo tanto, en la siguiente sección se discuten los requisitos técnicos de esta resolución con el fin de investigar su idoneidad para ser aplicados en la práctica.

4.1.3.1 Alimentación continua de Baja / Alta Frecuencia

Durante los eventos de baja y alta frecuencia, las plantas eléctricas de tipo A deben permanecer conectadas durante los tiempos mínimos especificados en la Tabla 29. Además, los generadores de tipo A basados en inversores no podrán desconectarse para un índice de cambio de frecuencia (RoCoF) inferior a 2 Hz/s. Estas especificaciones están alineadas con las buenas prácticas internacionales, ya que la planta eléctrica no se desconectaría inmediatamente durante un evento de alta y baja frecuencia. Además, los mismos requisitos de alimentación continua de baja y alta frecuencia se aplican a los generadores más grandes (de tipo B a tipo D). Por lo tanto, no hay desconexión de los generadores pequeños antes de cualquiera de los generadores más grandes.

Sin embargo, dado que la RES/142/2017 reemplaza cualquier otra regulación y especifica la protección de la sobrefrecuencia, las especificaciones de la RES/151/2016 son efectivamente obsoletas.

Tabla 29: Tiempos mínimos en los que una planta eléctrica debe operar a frecuencias diferentes del valor nominal, sin desconectarse de la red (RES / 151 / 2016)

Área síncrona	Rango de frecuencia	Tiempo mínimo de operación
Sistema Interconectado Nacional y Sistema de Baja California	61.8 Hz = f < 62.4 Hz	15 minutos
	61.2 Hz = f < 61.8 Hz	30 minutos
	58.8 Hz = f < 61.2 Hz	Ilimitado
	58.2 Hz = f < 58.8 Hz	30 minutos
	57.0 Hz = f < 58.2 Hz	15 minutos
Sistema Interconectado de Baja California Sur y Mulegé	61.8 Hz = f < 63.0 Hz	15 minutos
	61.2 Hz = f < 61.8 Hz	30 minutos
	58.8 Hz = f < 61.2 Hz	Ilimitado
	58.2 Hz = f < 58.8 Hz	30 minutos
	57.0 Hz = f < 58.2 Hz	15 minutos

4.1.3.2 Respuesta de frecuencia (frecuencia-watt)

La resolución RES/151/2016 especifica que los generadores de tipo A deben tener una caída de frecuencia entre el 3 % y el 8% para frecuencias superiores a 60.2 Hz. La reducción de potencia activa en respuesta a la sobrefrecuencia debe activarse en menos de 2 segundos.

Este requisito está en consonancia con las buenas prácticas internacionales, como se indica en el capítulo 2.2.3.

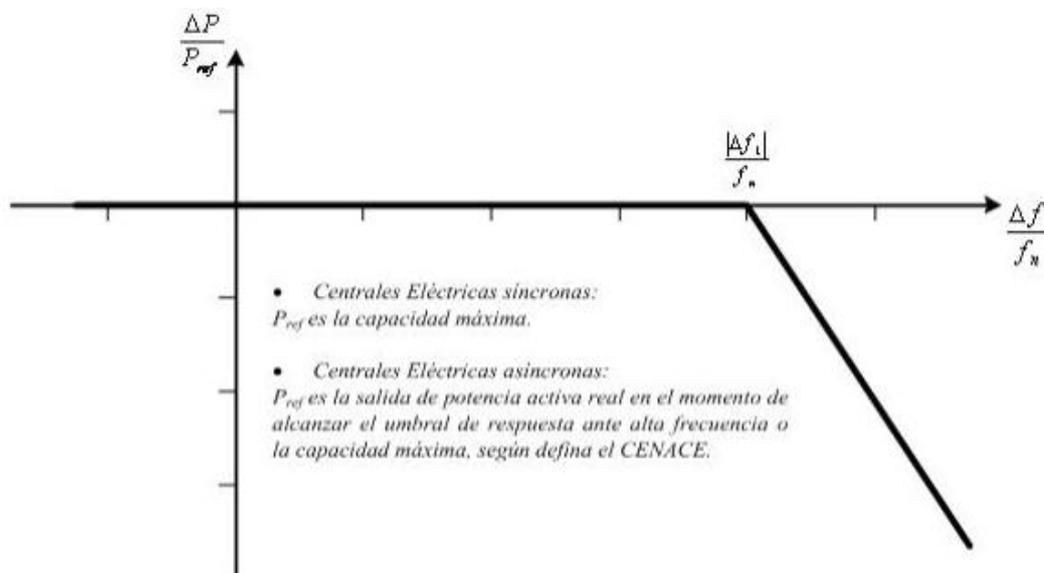


Figura 26: Respuesta de la potencia activa de la planta a alta frecuencia (RES/151/2016)

4.1.3.3 Interfaz lógica para desconexión y reconexión remotas

La planta eléctrica debe estar equipada con una interfaz lógica (puerto de entrada) que permita recibir instrucciones para detener la entrada de energía activa en menos de 5 segundos. Esta limitación prevalecerá mientras no haya confirmación de CENACE para reactivar la entrada de energía activa a la red.

Esto se ajusta en parte a las buenas prácticas internacionales y debe complementarse con la posibilidad de limitar la potencia de salida activa a un determinado valor porcentual (ver el capítulo 2.2.8.2).

4.1.3.4 Limitaciones de tasa de producción

Después de la desconexión, la planta eléctrica puede interconectarse automáticamente a la red en las siguientes condiciones:

- Frecuencia en el intervalo de 58.8 Hz a 60.2 Hz y voltaje en el intervalo de $\pm 10\%$ del valor nominal durante al menos 5 minutos, y
- Una rampa de aumento de potencia máxima permitida del 10 % de la capacidad nominal de la planta eléctrica por minuto.

Esto está alineado con las buenas prácticas internacionales y puede complementarse con limitaciones de tasa de producción ajustable (ver el capítulo 2.2.7).

4.1.3.5 Alimentación continua de Bajo / Alto Voltaje

Según la resolución RES / 151 / 2016, los generadores tipo A deben tener un funcionamiento ilimitado para voltajes entre 0.9 y 1.1 p. u. Los requisitos de paso a través

de bajo y alto voltaje solo se especifican para los generadores de tipo B a D y no se aplican a los generadores de tipo A.

Las buenas prácticas internacionales han demostrado que también deben especificarse requisitos de desplazamiento de bajo y alto voltaje para los pequeños generadores distribuidos. Por consiguiente, los requisitos aplicables a los generadores de los tipos B a D deben ampliarse a los generadores del tipo A.

Sin embargo, dado que la resolución RES/142/2017 sustituye a cualquier otra regulación y especifica la protección contra sobrevoltajes/subvoltajes, sería necesario especificar claramente qué regulación se aplica.

4.2 Panorama regulatorio del proceso de certificación

De acuerdo con el Manual de Interconexión y la resolución RES/142/2017, los inversores de generadores distribuidos deben estar certificados por la norma de Laboratorio US Underwriter UL 1741 (certificación de conformidad con IEEE 1547-2003) o por un laboratorio de pruebas mexicano. El laboratorio de pruebas mexicano verificará la conformidad con los requisitos del inversor según RES / 142 / 2017 que se resumen en la Tabla 30.

Tabla 30: Pruebas de tipo requeridas para ser certificadas a través de un laboratorio de pruebas mexicano

Tipo de prueba
Factor de potencia
Distorsión armónica
Inyección de corriente continua
Variación del voltaje de alimentación y la frecuencia
Retraso en la reconexión
Anti-isla
Sin exportación de energía (si corresponde)
Corriente de energización (si corresponde)
Capacidad de aislamiento contra sobretensiones
Sincronización

Además, las instalaciones de medio voltaje deben proporcionar un informe de conformidad ("Oficio resolutivo"), que es emitido por una unidad de inspección aprobada por la CRE. Las instalaciones de bajo voltaje con una capacidad inferior a 50 kW trifásica o inferior a 30 kW monofásica están exentas de esto.

4.3 Números de instalación para generación distribuida en México

Para resaltar la relevancia de las capacidades de los inversores inteligentes, se debe examinar más de cerca los números de instalación actuales y las proyecciones para la generación distribuida en México. A finales de 2019, se instaló en México una capacidad acumulada de 1,031 MW de generación distribuida. El 99.4% de esta capacidad instalada provenía de energía fotovoltaica. [69]

De acuerdo con Figura 27 de los actuales PRODESEN para 2020 a 2034 [69], se espera que estas cifras crezcan entre aproximadamente 3,000 y 4,000 MW hasta el 2024.

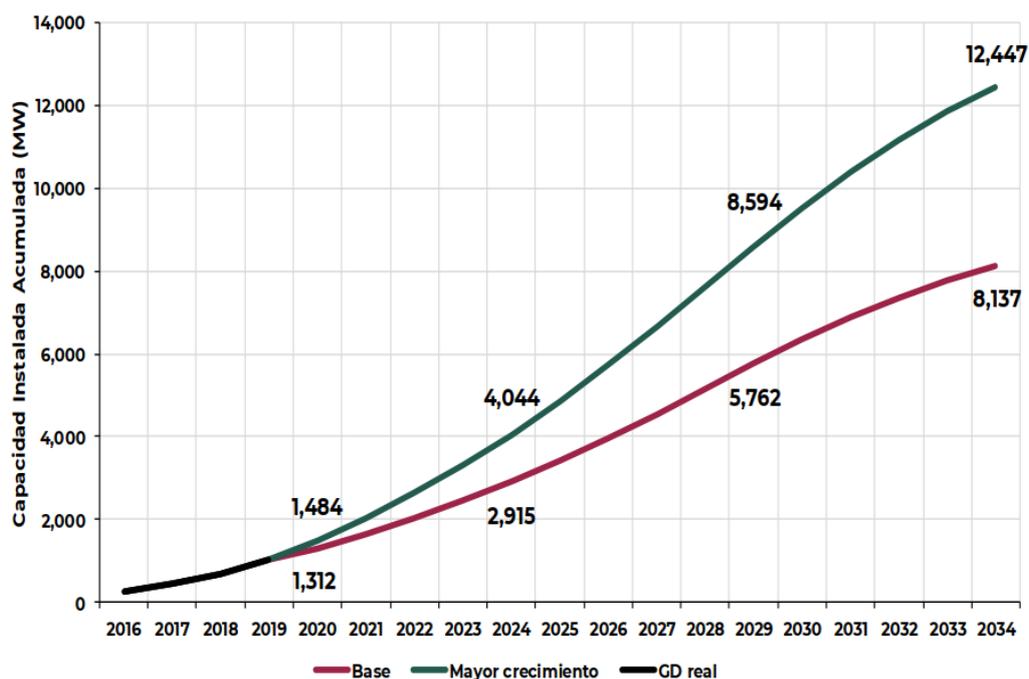


Figura 27: Evolución estimada de la capacidad instalada acumulada de Generación Distribuida 2016 - 2034 [69]

Esto es particularmente relevante para el tema de alimentación continua de alta frecuencia. Según los requisitos actuales, estos 3,000 a 4,000 MW de generación distribuida pueden desconectarse durante un evento de alta frecuencia de 61.2 Hz. Aunque es poco probable que ocurra, la pérdida repentina de esta cantidad de generación conducirá inadvertidamente a un apagón posterior o a un evento severo de desprendimiento de carga. Tales eventos se experimentaron en otros países como Alemania (ver capítulo 3.3.5.1).

Además, los eventos de caída de voltaje de amplia difusión debido a un cortocircuito de transmisión pueden conducir a la desconexión de grandes números de generación distribuida. Esto puede ser particularmente relevante para áreas con una concentración muy alta de generadores distribuidos basados en inversores, como algunas ciudades mexicanas. Por último, las nuevas capacidades de los inversores podrían apoyar en gran medida el funcionamiento del sistema de energía a través de la respuesta de frecuencia, el control de potencia reactiva y una mejor capacidad de control de la generación distribuida.

4.4 Resultados de la encuesta a desarrolladores fotovoltaicos mexicanos

En septiembre de 2020 se llevó a cabo una encuesta entre los desarrolladores fotovoltaicos mexicanos para recibir información adicional sobre el tema de los inversores inteligentes en México. La encuesta fue respondida por 36 desarrolladores. Si bien no es estadísticamente representativa, esta encuesta ofrece ideas importantes que se discuten a continuación.

La Figura 28 muestra las principales marcas de inversores que se están utilizando en México. Todas las marcas nombradas ya ofrecen inversores que cumplen con las capacidades de inversores inteligentes y se venden en California, Hawái, Alemania, Australia y otros países con dichos requisitos.

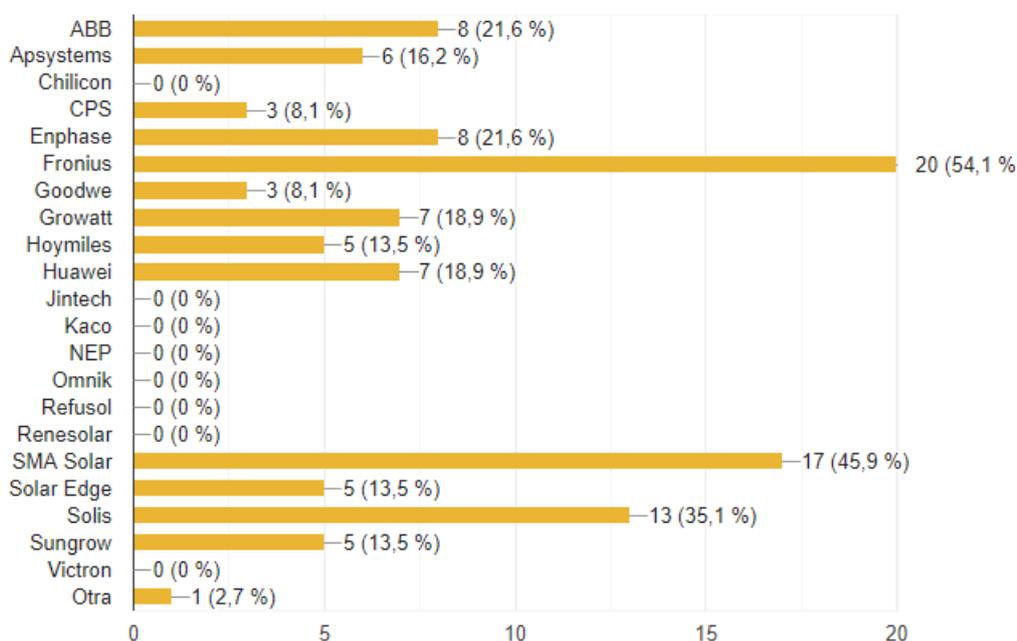


Figura 28: Respuestas de los desarrolladores fotovoltaicos mexicanos a la pregunta "¿Cuáles son las tres principales marcas de inversores que utiliza?"

Cuando se les pregunta qué capacidades de inversor los inversores actuales ya tienen, las siguientes respuestas en la Figura 29 fueron proporcionadas. Como se puede ver, la mayoría de las capacidades de los inversores inteligentes ya están disponibles en los inversores instalados en México. Solo el control remoto de potencia activa/reactiva y la capacidad de soportar caídas de voltaje y sobretensiones (es decir, alta/baja voltaje) se limitan hasta ahora a algunos de los inversores. Esto es razonable, ya que esas capacidades sólo se requerían en otros países en etapas posteriores en comparación con las demás capacidades.

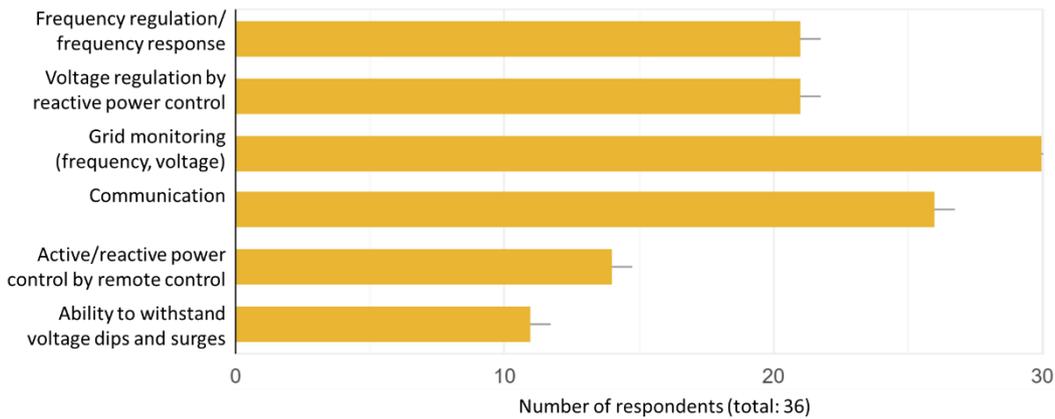


Figura 29: Respuestas de los desarrolladores fotovoltaicos mexicanos a la pregunta "Seleccione las capacidades de los inversores que está utilizando actualmente"

Por esta razón, los desarrolladores fotovoltaicos mexicanos también perciben que sería factible para ellos cumplir con requisitos más estrictos, como se muestra en la Figura 30 de abajo.

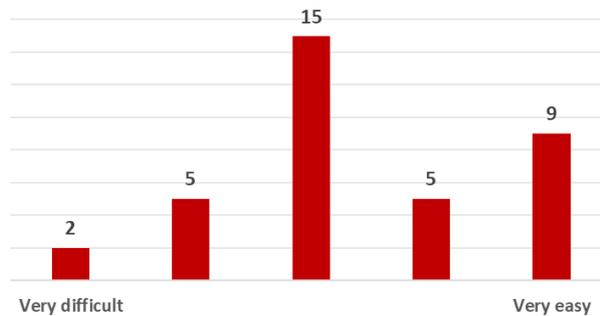


Figura 30: Respuestas de los desarrolladores fotovoltaicos mexicanos a la pregunta "¿Qué tan fácil sería cumplir con las capacidades de inversores inteligentes que se muestran en Figura 29?"

Por último, los inversores inteligentes generalmente no se consideran que tengan un impacto excesivamente negativo en el negocio de la instalación de sistemas fotovoltaicos, como lo demuestran las respuestas mixtas en la Figura 31.

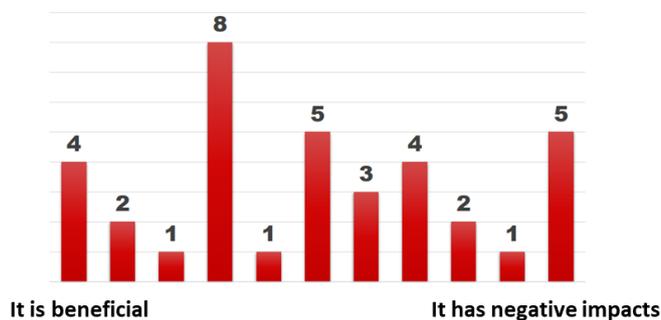


Figura 31: Respuestas de la encuesta de desarrolladores fotovoltaicos mexicanos a la pregunta "Con respecto al Acuerdo de Confiabilidad publicado por la Secretaría de Energía el pasado 15 de mayo, donde se solicitan inversores inteligentes para generación distribuida, ¿qué impactos prevé en su negocio?"

4.5 Resumen

La Tabla 31 muestra la visión general de los requisitos de los inversores mexicanos en comparación con los países analizados en el capítulo 3. Como se puede observar, la mayoría de las capacidades de los inversores no se requieren en México, pero casi todos los proveedores de inversores comúnmente utilizados en México ofrecen inversores que son capaces de las capacidades recomendadas. Otras capacidades del inversor son requeridas por la resolución RES/151/2016, que parece no ser aplicada para generadores distribuidos conectados a la red de bajo voltaje.

Como se destaca en el capítulo 4.3, el número de instalaciones para energía fotovoltaica distribuida en México ya ha superado 1 GW y se espera que se triplique en los próximos tres años. En esta etapa, ya han alcanzado niveles críticos que requieren ciertas capacidades para salvaguardar la confiabilidad del sistema de energía. Nuevos aumentos pueden eventualmente poner en peligro la seguridad del sistema. Además, muchas funcionalidades de soporte de red no se utilizan actualmente, pero están fácilmente disponibles, como se muestra en los resultados de la encuesta de desarrolladores de PV presentada en el capítulo 4.4.

Por lo tanto, sería muy recomendable especificar claramente qué reglamento se aplica a los generadores distribuidos y alinear los requisitos con las buenas prácticas internacionales. Los detalles de estas recomendaciones figuran en el capítulo 5.

Tabla 31: Comparación de las prácticas internacionales con la práctica mexicana sobre las capacidades requeridas del inversor

Requisito	Hawái	California	Alemania	Australia Meridional	México
Nomenclatura	Inversores Avanzados	Inversores Inteligentes	Inversores	Inversores	Inversores
Reglamento	Regla 14H [18]	Regla 21 [30]	VDE-AR-N 4105 & 4110 [3] [51]	TS129, TS130, TS131 [59]	Manual de interconexión RES/142/2017, RES/151/2016
Certificación	UL 1741 SA o UL 1741 SB, lista en línea [17]	UL 1741 SA (hasta el 30 de junio de 2021) o UL 1741 SB, lista en línea: [41]	Por laboratorios de ensayo y organismos de certificación autorizados	AS / NZS 4777, laboratorio de pruebas autorizado, lista en línea: [60]	UL 1741, laboratorios de ensayo mexicanos
Incentivos dirigidos específicamente a inversores inteligentes	Ninguno	Ninguno	Ninguno (excepto las readaptaciones)	Ninguno	Ninguno
Aplicabilidad	Inversores conectados a la red de distribución	Inversores conectados a la red de distribución	Inversores conectados a la red de distribución (LV y MV)	Inversores ≤ 5 MW	Inversores ≤ 500 kW
Capacidades del inversor					
Anti-isla	Requerido	Requerido	Requerido	Requerido	Requerido

Alimentación continua de Baja / Alta Frecuencia	Requerido	Requerido	Requerido	Requerido	Únicamente RES/151/2016 ²²
Frecuencia-Watt (respuesta de frecuencia)	Requerido	Requerido	Requerido	Requerido	Únicamente RES/151/2016
Alimentación continua de Bajo / Alto Voltaje	Requerido	Requerido	Requerido	Requerido	-
Inyección de corriente reactiva durante LVRT	-	-	Solo DG conectado a media voltaje	-	-
Capacidad de potencia reactiva	Requerido	Requerido	Requerido	Requerido	-
Modos de control de potencia reactiva (volt-var, watt-var, factor de potencia fijo)	Requerido (por defecto: volt-var)	Requerido (por defecto: volt-var)	Requerido (por defecto: watt-var)	Requerido (por defecto: volt-var)	-
Modo de control de potencia activa (volt-watt)	Consentimiento mutuo	Requerido	-	Requerido	-
Limitaciones de tasa de producción	Requerido	Requerido	Requerido	-	Únicamente RES/151/2016
Interfaz lógica para monitorización y control SCADA	-	-	Solo MV DG	Requerido (por encima de 200 kW)	-
Interfaz lógica para reducción o desconexión remota	Solo para el programa CGS Plus DG	Requerido	Requerido (por encima de 30 kW)	Requerido	Únicamente RES/151/2016
Interfaz lógica para la configuración remota	Requerido	Requerido	-	-	-
Límite de tamaño del inversor fotovoltaico del 70%.	-	-	Requerido (menos de 30 kW)	-	-

²² Sin embargo, las especificaciones son reemplazadas por los requisitos de protección de frecuencia en RES/142/2017

5 Recomendaciones para las Capacidades de Inversores Inteligentes en México

Las especificaciones de la regulación mexicana, en particular el Manual de Interconexión y la resolución RES/142/2017, siguen en su mayoría las especificaciones de la norma IEEE 1547-2003. Por lo tanto, también se acepta la certificación UL 1741, que prueba la conformidad con IEEE 1547-2003, y los laboratorios de pruebas mexicanos prueban los mismos requisitos que requiere IEEE 1547-2003. Algunas capacidades avanzadas pueden ser requeridas por la resolución RES / 151 / 2016, pero esta regulación, aunque poco clara, no parece aplicarse, al menos para la generación distribuida conectada a la red de baja voltaje.

Sin embargo, para reflejar la mayor capacidad de los inversores modernos y abordar las preocupaciones sobre la confiabilidad del sistema eléctrico señaladas en capítulos anteriores, las normas que rigen las características técnicas de los inversores deben actualizarse con carácter urgente.

Para continuar promoviendo la estandarización de los equipos de inversores en América del Norte, se recomienda que se sigan utilizando los estándares IEEE para los requisitos de inversores. El IEEE 1547-2003 se actualizó en 2018 para reflejar estos nuevos requisitos del inversor con el IEEE 1547-2018. Los requisitos de prueba se actualizaron posteriormente, con IEEE 1547.1-2020 (Procedimientos de Prueba de Conformidad para Equipos que Interconectan Recursos Energéticos Distribuidos con Sistemas de Energía Eléctrica e Interfaces Asociadas) publicados en 2020 y la certificación ahora está siendo proporcionada por UL 1741 Suplemento B (SB).

Por lo tanto, se proporcionan las siguientes recomendaciones con respecto a la adopción de capacidades de inversor inteligente, con una ilustración de la línea de tiempo proporcionada en la Figura 32:

- **Adoptar** actual **IEEE 1547-2018** especificación a **principios o mediados de 2022 a más tardar**, adaptado a los sistemas de interconexión mexicanos. Para cuestiones de certificación, esto implica permitir solo inversores que están certificados de acuerdo con **UL 1741 en combinación con UL 1741 SB** (y no simplemente UL 1741) o por **laboratorios de pruebas mexicanos** de acuerdo con **IEEE 1547.1-2020**.
- **Rechazar** inversores certificados según IEEE 1547-2003 a través de **UL 1741 hasta principios o mediados de 2022**.
- Considerar un período de transición **hasta finales de 2022** a **aceptar** inversores certificados según **UL 1741 en combinación con UL 1741 SA** para dar más tiempo a los fabricantes de inversores para obtener la certificación con UL 1741 SB. **Alternativamente** o, además, considere **los aspectos relevantes** requeridos de la resolución **RES/151/2016** para aplicarse a inversores conectados a la red de baja voltaje. Se debe proporcionar una guía que especifique qué ajustes se deben aplicar en la configuración del inversor.

- Considerar la introducción de una lista pública **de equipos de inversores** que **cumplir** estas nuevas regulaciones, similares a los ejemplos de California, Hawái y Australia. [17], [41], [60]
- **Inversores existentes** que se instalen hasta la entrada en vigor del nuevo reglamento **actualizado a los nuevos estándares** dependiendo de la facilidad de implementación. Siempre que esté disponible, posibilidades de configuración **remota** por los desarrolladores de PV (similar a lo hecho en Hawái, ver capítulo 3.1.5.1) debe utilizarse para actualizar los requisitos del inversor. Es posible que se requieran campañas manuales de actualización más costosas, dependiendo del nivel de configuración remota y si los estudios indican la necesidad de actualizar los inversores heredados.

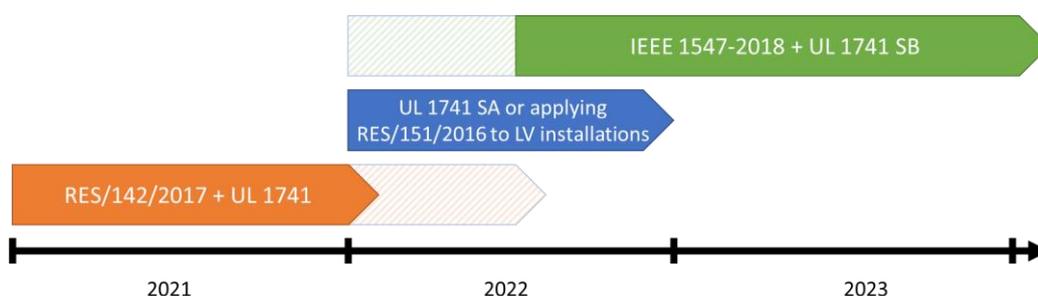


Figura 32: Cronograma recomendado para la adopción de nuevos requisitos para inversores inteligentes en México. Naranja: Regulación actual y certificación; azul: posible período de transición; verde: nuevas regulaciones. Las áreas sombreadas indican posibles márgenes con respecto a la línea de tiempo.

Las diferencias entre la regulación mexicana y las normas certificadas por UL 1741 y sus suplementos se destacan en la Tabla 32.

Tabla 32: Requisitos y certificación del inversor bajo la regulación mexicana actual, así como IEEE 1547-2003, reglas locales en California y Hawái e IEEE 1547-2018.

Requisitos del inversor	Regulación mexicana	IEEE 1547-2003	Regla 21 (California), Regla de 14H (Hawái)	
	UL 1741, Certificación mexicana	UL 1741	UL 1741 SA	UL 1741 SB
<i>Anti-isla</i>	Sí	Sí	Sí	Sí
<i>Alimentación continua de Baja / Alta Frecuencia</i>	-	-	Sí	Sí
<i>Respuesta de frecuencia (frecuencia-watt)</i>	No está claro	-	Sí	Sí
<i>Alimentación continua de Bajo / Alto Voltaje</i>	-	-	Sí	Sí
<i>Rango de capacidad de potencia reactiva</i>	-	-	Sí	Sí

Modos de control de potencia reactiva (volt-var, watt-var, factor de potencia fijo)	-	-	Sí	Sí
Modo de control de potencia activa (volt-watt)	-	-	Sí	Sí
Limitaciones de tasa de producción	No está claro	-	Sí	Sí
Anti-isla	Sí	Sí	Sí	Sí
Interfaz lógica para reducción o desconexión remota	No está claro	-	Sí	Sí
Interfaz lógica para la configuración remota	-	-	Sí	Sí

6 Referencias

- [1] IRENA, "Scaling Up Variable Renewable Power: The Role of Grid Codes," in 6th Solar Integration Workshop, 2016, pp. 1–106.
- [2] Institute of Electrical and Electronics Engineers, IEEE Std 1547-2018 - IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces. 2018.
- [3] VDE FNN, "VDE-AR-N 4105: Generators connected to the low-voltage distribution network - Technical requirements for the connection to and parallel operation with low-voltage distribution networks." VDE FNN, Berlin, Germany, 2018.
- [4] European Commission, "COMMISSION REGULATION (EU) 2016/631 of 14 April 2016 establishing a network code on requirements for grid connection of generators," vol. 2016, no. July 2009, pp. 10–54, 2016.
- [5] T. Stetz, J. von Appen, M. Braun, and G. Wirth, "Cost-optimal inverter sizing for ancillary services - field experience in Germany and future considerations," vol. 3, no. 1, pp. 3069–3074, 2011.
- [6] SMA, "Profitable Night Shift." [Online]. Disponible en: https://www.sma.de/fileadmin/Partner/SMA_Connect/WP_QATNIGHT.AEN132110W.pdf. [Visitado el: 09-Sep-2020].
- [7] A. Procopiou and K. Petrou, "Advanced Planning of PV-Rich Distribution Networks Deliverable 3: Traditional Solutions," no. February, pp. 1–95, 2020.
- [8] SMA, "Technical information for Sunny Tripower Core1-US. Grid Support Utility Interactive Inverters." [Online]. Disponible en: <https://files.sma.de/downloads/STP50-US-40-GridServices-TI-en-11.pdf>.
- [9] Sandia National Laboratories, "Changing Grid Codes Around the World," 2015. [Online]. Disponible en: <https://www.osti.gov/servlets/purl/1249284>. [Visitado el: 17-Sep-2020].
- [10] A. Hoke, "Smart Inverter Utility Experience in Hawaii," 2019. [Online]. Disponible en: <https://www.osti.gov/servlets/purl/1557415>.
- [11] Solar Power World, "SMA inverters achieve California Rule 21 compliance."
- [12] CSA Group, "Letter of Conformity for Grid Support Interactive Inverter." [Online]. Disponible en: https://www.fronius.com/~/downloads/Solar_Energy/Certificates/SE_CER_CSA_Conformity_Letter_for_Supplement_SA_Fronius_Primo_10.0-1_-_15.0-1_EN_US.pdf. [Visitado el: 15-Sep-2020].
- [13] SolarEdge, "Entire SolarEdge Inverter Line Now Disponible en With UL 1741 SA Certification." [Online]. Disponible en: <https://www.solaredge.com/us/entire->

- solaredge-inverter-line-Disponibile en-with-UL1741SA-certification. [Visitado el: 15-Sep-2020].
- [14] Underwriters Laboratories, "Certificate of compliance to Huawei Technologies Co. Ltd." [Online]. Disponible en: <https://solar.huawei.com/en-US/download?p=%2F%2Fmedia%2FSolar%2Fattachment%2Fpdf%2Fna%2Fservice%2Fresidential%2Fproduct%2Fcertification%2FUL1741SA-2Certificate.pdf>.
- [15] Sungrow, "Sungrow's Flagship 1500V Central Inverter is Now UL 1741-SA Certified." [Online]. Disponible en: <https://www.sungrowpower.com/el/node/158>. [Visitado el: 15-Sep-2015].
- [16] Underwriters Laboratories, "Certificate of compliance to Enphase Energy Inc." [Online]. Disponible en: https://enphase.com/sites/default/files/downloads/support/IQ7X_UL1741SA_Certificate.pdf. [Visitado el: 15-Sep-2020].
- [17] Hawaiian Electric Company, "Qualified grid support utility interactive inverters and controllers meeting mandatory functions specified in rule 14H." [Online]. Disponible en: https://www.hawaiianelectric.com/Documents/clean_energy_hawaii/list_of_advanced_legacy_equipment.pdf. [Visitado el: 17-Sep-2020].
- [18] Hawaiian Electric Company, "Hawaiian Rule No. 14," 2018. [Online]. Disponible en: https://www.hawaiianelectric.com/documents/billing_and_payment/rates/hawaiian_electric_rules/14.pdf. [Visitado el: 07-Sep-2020].
- [19] Hawaii State Energy Office, "Hawaii Energy Facts & Figures," 2019.
- [20] Kaua'i Island Utility Cooperative, "By the numbers KIUC 2018 ANNUAL REPORT." [Online]. Disponible en: <https://website.kiuc.coop/sites/kiuc/files/documents/annualreport/AnnualReport18.pdf>. [Visitado el: 07-Sep-2020].
- [21] Hawaiian Electric Industries, "Hawaiian Electric - 2018 Sustainability Report - Page 6-7." [Online]. Disponible en: <https://view.hawaiianelectric.com/2018-sustainability-report/page/6-7>. [Visitado el: 07-Sep-2020].
- [22] "Future Electricity Sector Ownership & Regulation in Hawaii," 2018.
- [23] Hawaii Electric Corporation, "Distributed Generation Interconnection Plan (DGIP)." [Online]. Disponible en: [https://files.hawaii.gov/puc/4_Book_1\(transmittal_ltr_DGIP_Attachments_A-1_to_A-5\).pdf](https://files.hawaii.gov/puc/4_Book_1(transmittal_ltr_DGIP_Attachments_A-1_to_A-5).pdf). [Visitado el: 07-Sep-2020].
- [24] "Service Connections and Facilities on Customer's Premises A. METER INSTALLATIONS AND MISCELLANEOUS SERVICE EQUIPMENT ON CUSTOMER'S PREMISES 1. Meter Installations," 1966.
- [25] "Customer Renewable Programs | Hawaiian Electric." [Online]. Disponible en:

<https://www.hawaiianelectric.com/products-and-services/customer-renewable-programs>. [Visitado el: 07-Sep-2020].

- [26] "II.A. Definitions HAWAIIAN ELECTRIC COMPANIES GRID SUPPORT UTILITY-INTERACTIVE INVERTER STANDARDS SOURCE REQUIREMENTS DOCUMENT FOR CERTIFICATION WITH UNDERWRITERS LABORATORIES 1741 SUPPLEMENT SA Part I-General," 2017.
- [27] Hawaiian Electric Company, "Hawaiian Electric IEEE 1547.1-2020 Standard Source Requirements Document Version 2.0," 2020.
- [28] M. M. Matsuura, "Hawaii Case Study: Solutions to Facilitate Successful RE Integration on the Distribution System," 2018. [Online]. Disponible en: <https://pronto-core-cdn.prontomarketing.com/581/wp-content/uploads/sites/2/2018/06/Mark-Matsuura-Photovoltaic-Distributed-Generation-Hawaii-Case-Study.pdf>. [Visitado el: 07-Sep-2020].
- [29] "Private Rooftop Solar | Hawaiian Electric." [Online]. Disponible en: <https://www.hawaiianelectric.com/products-and-services/customer-renewable-programs/private-rooftop-solar>. [Visitado el: 09-Sep-2020].
- [30] Southern California Edison, "Rule 21," no. 2987, pp. 1–192, 2017.
- [31] California Energy Commission, "Tracking Progress - Renewable Energy," 2020.
- [32] M. Nyberg, "California Electricity Data - Electric Generation Capacity and Energy," CEC-1304 Power Plant Owners Report, 2020. .
- [33] California ISO, "Peak Load History 1998 through 2010," 2020.
- [34] California ISO, "Monthly Renewables Performance Report - December 2019," 2019. [Online]. Disponible en: <http://www.caiso.com/Documents/MonthlyRenewablesPerformanceReport-Dec2019.html>.
- [35] R. Madrigal, "Welcome to the California ISO." 2015.
- [36] California Energy Commission, "Distributed Generation (DG) Screening Tool Final Report," 2018.
- [37] California Public Utilities Commission and Black & Veatch Holding Company, "Biennial Report on Impacts of Distributed Generation," 2013.
- [38] California Air Resources Board, "FINAL REGULATION ORDER - AMENDMENTS TO THE DISTRIBUTED GENERATION CERTIFICATION REGULATION." [Online]. Disponible en: <https://ww3.arb.ca.gov/regact/dg06/finalfro.pdf>.
- [39] CPUC, "Rule 21 Smart Inverter Working Group." [Online]. Disponible en: <https://www.energy.ca.gov/programs-and-topics/topics/energy-assessment/rule-21-smart-inverter-working-group>. [Visitado el: 06-Oct-2020].

- [40] CPUC, "Rule 21 Interconnection." [Online]. Disponible en: <https://www.cpuc.ca.gov/Rule21/>. [Visitado el: 06-Oct-2020].
- [41] CPUC, "Solar Equipment Lists." [Online]. Disponible en: <https://www.energy.ca.gov/programs-and-topics/topics/renewable-energy/solar-equipment-lists>. [Visitado el: 06-Oct-2020].
- [42] BMWi, "Development of renewable energy in Germany 2019," 2020. [Online]. Disponible en: <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Bilderstreifen/entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-im-jahr-englisch.html>.
- [43] Bundesnetzagentur, "SMARD - Download Market Data," 2020. [Online]. Disponible en: <https://www.smard.de/en/downloadcenter/download-market-data>.
- [44] Bundesnetzagentur, "SMARD - Market data visuals," 2020. [Online]. Disponible en: <https://www.smard.de/en/marktdaten>.
- [45] RAP, "Report on the German power system: Version 1.2," 2015.
- [46] J. P. Chaves-Ávila, R. A. C. van der Veen, and R. A. Hakvoort, "The interplay between imbalance pricing mechanisms and network congestions – Analysis of the German electricity market," *Util. Policy*, vol. 28, pp. 52–61, 2014.
- [47] Reiner Lemoine Institut gGmbH, "Vergleich und Optimierung von zentral und dezentral orientierten Ausbaupfaden zu einer Stromversorgung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland," 2013.
- [48] Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, "Recent facts about photovoltaics in Germany - June 2020," 2020.
- [49] T. Ackermann, N. Martensen, T. Brown, P.-P. Schierhorn, F. G. Boshell, and M. Ayuso, "Scaling up variable renewable power: The role of grid codes," 2016.
- [50] J. Von Appen, M. Braun, T. Stetz, K. Diwold, and D. Geibel, "Time in the sun: The challenge of high PV penetration in the German electric grid," *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 11, no. 2, pp. 55–64, 2013.
- [51] VDE FNN, "VDE-AR-N 4110 Technical requirements for the connection and operation of customer installations to the medium voltage network (TAR medium voltage)." VDE FNN, Berlin, Germany, 2018.
- [52] E. G. I. V. Etg, "VDE-Studie: Dezentrale Energieversorgung 2020 - Gesamttext," p. 193, 2007.
- [53] South Australia Government, "Living in South Australia." [Online]. Disponible en: https://www.sa.gov.au/topics/about-sa/living-in-sa?SQ_VARIATION_24942=0. [Visitado el: 15-Sep-2020].
- [54] Australian Energy Market Operator, "NEM data dashboard." [Online]. Disponible

- en: <https://www.aemo.com.au/energy-systems/electricity/national-electricity-market-nem/data-nem/data-dashboard-nem>. [Visitado el: 15-Sep-2020].
- [55] Australian Energy Market Operator, "Generation information." [Online]. Disponible en: <https://www.aemo.com.au/energy-systems/electricity/national-electricity-market-nem/nem-forecasting-and-planning/forecasting-and-planning-data/generation-information>. [Visitado el: 15-Sep-2020].
- [56] Department for Energy and Mining of South Australia, "Regulatory changes for smarter homes. Information for customers and owners." [Online]. Disponible en: https://www.energymining.sa.gov.au/energy_and_technical_regulation/energy_resources_and_supply/regulatory_changes_for_smarter_homes/information_for_customers_and_owners. [Visitado el: 29-Sep-2020].
- [57] Australian Energy Market Operator, "Distributed Energy Resources Program." [Online]. Disponible en: <https://aemo.com.au/initiatives/major-programs/nem-distributed-energy-resources-der-program>. [Visitado el: 16-Sep-2020].
- [58] AEMO, "South Australian Electricity Report," 2019.
- [59] SA Power Networks, "Connection of Solar & other generators." [Online]. Disponible en: <https://www.sapowernetworks.com.au/connections/solar-other-generators/>. [Visitado el: 16-Sep-2020].
- [60] Clean Energy Council Australia, "List of compliant inverters and power conversion equipment." [Online]. Disponible en: <https://www.cleanenergycouncil.org.au/industry/products/inverters>. [Visitado el: 06-Oct-2020].
- [61] AEMO, "Maintaining Power System Security with High Penetrations of Wind and Solar Generation," 2019.
- [62] SA Power Networks, "TS129 - Technical Standard," 2019.
- [63] SA Power Networks, "SERVICE & INSTALLATION RULES Manual No. 32," 2020.
- [64] AEMO, "Technical Report: Minimum operational demand thresholds in South Australia," 2020.
- [65] South Australia Government, "Solar photovoltaic systems and battery storage." [Online]. Disponible: <https://www.sa.gov.au/topics/energy-and-environment/energy-efficient-home-design/solar-photovoltaic-systems>. [Visitado el: 16-Sep-2020].
- [66] Comisión Reguladora de Energía, ACUERDO por el que se emite el Manual de Interconexión de Plantas de Generación con Capacidad menor a 0.5 MW. 2016.
- [67] Comisión Reguladora de Energía, RESOLUCIÓN DE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA POR LA QUE EXPIDE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL, LOS MODELOS DE CONTRATO, LA METODOLOGÍA DE

CÁLCULO DE CONTRAPRESTACIÓN Y LAS ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES, APLICABLES A LAS CEN. Mexico, 2017.

- [68] Comisión Reguladora de Energía, RESOLUCIÓN POR LA QUE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA EXPIDE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE CONTIENEN LOS CRITERIOS DE EFICIENCIA, CALIDAD, CONFIABILIDAD, CONTINUIDAD, SEGURIDAD Y SUSTENTABILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL. 2016.
- [69] Secretaría de Energía, “PRODESEN 2020 - 2034: Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Plantas Eléctricas (PIIRCE),” 2021.

7 Anexo - Requisitos de inversores inteligentes para licitaciones para generación solar distribuida

7.1 Introducción

Los sistemas fotovoltaicos de generación distribuida se conectan a la red de distribución a través de un inversor. Este documento recomienda, en base a buenas prácticas internacionales, los requisitos de los inversores que deberían solicitarse para asegurar la confiabilidad, estabilidad y seguridad del sistema eléctrico.

Estos requisitos son considerados críticos para el crecimiento de la capacidad fotovoltaica en México. Las lecciones aprendidas de varios países con una alta capacidad instalada fotovoltaica han mostrado que un desfase en la adopción de medidas más estrictas puede llevar a problemas críticos en seguridad y confiabilidad en el suministro de energía, con la potencial consecuencia de tener apagones en el sistema. Resolver estos problemas en un futuro puede significar medidas costosas de reacondicionamiento de inversores, como se ha observado en otros países.

Actualmente, en la regulación mexicana que concierne a la generación distribuida, existen regulaciones contradictorias con áreas ambiguas que en la práctica están causando un riesgo importante a la red. Se busca que este documento sirva para dar recomendaciones en licitaciones futura y así lograr una incorporación ordenada y acelerada de la energía solar distribuida a la red.

7.2 Entendiendo los requisitos sobre las capacidades de los inversores

Actualmente, los sistemas fotovoltaicos mexicanos deben cumplir con la resolución No. RES/142/2017, la cual cubre las siguientes características de los inversores:

Tabla 33: Requisitos actuales para inversores en México de acuerdo con RES/142/2017, tabla 5

Prueba tipo
Factor de potencia
Distorsión armónica
Inyección de corriente directa
Variación en la tensión y frecuencia del suministro
Reconexión con retardo
Anti isla
No exportación de energía (sí aplica)
Corriente Energización (sí aplica)
Capacidad del aislamiento contra sobretensiones
Sincronización

Estos requerimientos están en línea con la versión de 2003 del estándar IEEE 1547 (IEEE 1547-2003) y cualquier inversor que esté certificado a través del estándar de EEUU con certificación mediante UL 1741 es aceptado. No obstante, el IEEE 1547-2003 ya se considera **desactualizado** y supone un riesgo de seguridad para la operación de cualquier sistema eléctrico en donde se planea instalar una cantidad significativa de sistemas fotovoltaicos de pequeña escala.

Un resumen breve del Desarrollo del estándar IEEE 1547 y la certificación asociada se presenta en la Tabla 34. Debido al crecimiento significativo de sistemas fotovoltaicos de pequeña escala en California y Hawaii, estos estados desarrollaron su propia regulación sobre requisitos en inversores. Con la reciente publicación del IEEE 1547-2018 y la certificación mediante UL 1741 SB, la regulación de California y Hawaii será reemplazada por estos nuevos estándares.

Tabla 34: Breve resumen e historia de los requisitos para inversores principalmente en América del Norte

Periodo	Estándar aplicable	Procedimiento de prueba	Certificación	Estatus
2003 – 2016	IEEE 1547-2003	IEEE 1547.1-2005	UL 1741	Actualmente desactualizado. Sin embargo, aún presente en la regulación actual en México.
2016 – 2020	Rule 21 (California) y Rule 14H (Hawaii)	IEEE 1547.1-2005 y UL 1741 Supplement A	UL 1741 y UL 1741 Supplement A	Será reemplazado pronto por la IEEE 1547-2018 y Certificación UL 1741 Suplemento B (ver abajo)
2020 – en adelante	IEEE 1547-2018	IEEE 1547.1-2020	UL 1741 y UL 1741 Supplement B	Mejor práctica en la industria actualmente

Las regulaciones en California y Hawaii y el estándar IEEE 1547-2018 (así como la subsecuente certificación mediante UL 1741 SA y UL 1741 SB) introducen una serie de requisitos importantes para los inversores fotovoltaicos, incluyendo, entre otros:

- Requisitos de capacidad de soporte de voltaje y de frecuencia
- Requisitos de respuesta de frecuencia (modo Watt-frecuencia)
- Requisitos de control de potencia reactiva (Modo Volt-var, modo watt-var)

La Tabla 35 muestra una comparación completa entre los diferentes requisitos que aplican a la certificación mexicana actual, el estándar UL 1741, y los dos suplementos respectivos A y B.

Para ilustrar la importancia de estos nuevos requerimientos, se provee un ejemplo sólo en el tema de requisitos de capacidad de soporte de frecuencia. Una explicación detallada de los diferentes requisitos y experiencias de otros países se muestra en el reporte del proyecto con GIZ y pueden ser consultados a través de esta agencia.

Ejemplo en capacidad de soporte de frecuencia: Bajo la regulación mexicana actual, adaptada de la IEEE 1547-2003, se requiere que los inversores se desconecten arriba del umbral de frecuencia de 61.2 Hz. Aunque la ocurrencia de una desviación tan grande de frecuencia del valor nominal de 60 Hz es poco probable, las consecuencias pueden ser problemáticas. En un sistema relativamente pequeño como el de Baja California Sur, con una demanda pico de aproximadamente 550 MW, la instalación de un número significativo de sistemas fotovoltaicos puede contribuir rápidamente en un orden de 50-100 MW en términos de capacidad de generación. Durante un incremento de frecuencia por encima de 61.2 Hz y una desconexión total de esta cantidad de generación fotovoltaica, la desconexión de cargas o incluso un apagón pueden ser inminentes. Experiencias similares han sido documentadas en Europa, donde se requería que los inversores fotovoltaicos se desconectarán arriba de una frecuencia de 50.2 Hz (en un sistema de 50 Hz), lo que llevó en algunos casos a la desconexión de una gran cantidad de generación distribuida, requiriendo a su vez la desconexión forzada de cargas. En Alemania, el reacondicionamiento de la mayoría de los inversores de sistemas fotovoltaicos de pequeña escala le ha costado al gobierno alemán y a los operadores de la red aproximadamente 190 millones de euros, o alrededor de € 15 por kilowatt instalado de capacidad fotovoltaica.

Para combatir los problemas asociados con la IEEE 1547-2003 y los requisitos actuales de la regulación mexicana, idealmente debe seguirse el nuevo estándar IEEE 1547-2018, permitiendo sólo aquellos inversores que han sido certificados de acuerdo con UL 1741 SB. No se tiene un estimado de cuándo o si estas nuevas recomendaciones de interconexión se verán reflejadas en el código de red mexicano, pero esto llevará tiempo y conlleva riesgos importantes. Por ello, se recomienda incluir desde hoy requisitos y especificaciones más estrictos en licitaciones como ésta.

Finalmente, se debe mencionar que prácticamente no hay inconvenientes con la implementación de mayores exigencias a los inversores. La mayoría de las marcas comercialmente disponibles de inversores en México ya cumplen con estos requisitos (ver listas disponibles de equipos en la Tabla 36), sin importar su país de origen (incluyendo los inversores de bajo costo provenientes de China). Frecuentemente los inversores tienen una interfaz donde el código de red aplicable (i.e. Regla 21/California) puede ser seleccionado. Adicionalmente, no se esperan diferencias significativas de costo, dado que la mayoría de los nuevos requerimientos son implementados mediante actualizaciones de software y no requieren de equipo físico costoso.

Tabla 35: Características de los inversores bajo la regulación mexicana, UL 1741, UL 1741 SA and UL 1741 SB

Estándar de certificación	Explicación/información adicional	Certificación mexicana	UL 1741	UL 1741 SA	UL 1741 SB
<i>Operación en isla</i>	Desconexión automática durante una situación de operación en isla	Sí	Sí	Sí	Sí
<i>Requisitos de calidad de energía</i>	Incl. distorsión armónica, inyección de	Sí	Sí	Sí	Sí

	corriente directa, flicker, etc.				
Protección de frecuencia	Desconexión automática en desviaciones grandes de frecuencia	Sí	Sí	Sí	Sí
Protección de voltaje	Desconexión automática en desviaciones grandes de voltaje	Sí	Sí	Sí	Sí
Tasa de rampeo normal o suave	Limitación de tasa máxima de rampeo en el arranque, apagado o después de una perturbación	Sí	Sí	Sí	Sí
Capacidad de soportar de frecuencia alta/baja	Rangos mínimos de frecuencia sin desconexión del sistema fotovoltaico	-	-	Sí	Sí
Respuesta a la frecuencia (frecuencia-watt)	Reducción de potencia activa de salida durante sobrefrecuencia	-	-	Sí	Sí
Capacidad de soporta de voltaje alta/baja	Especifica el voltaje y la duración sin la desconexión del sistema después de una falla o alteración	-	-	Sí	Sí
Rango de capacidad de potencia reactiva	Define el rango de operación de potencia reactiva	-	-	Sí	Sí
Modo de control de potencia reactiva: Factor de potencia fijo	Establecer un factor de potencia fijo	Sí	Sí	Sí	Sí
Modo de control de potencia reactiva: Volt-var	Adaptar potencia reactiva de salida dependiendo del voltaje local	-	-	Sí	Sí
Modo de control de potencia reactiva: Watt-var	Adaptar potencia reactiva de salida dependiendo de la potencia activa de salida	-	-	Sí	Sí
Modo de control de potencia activa (volt-watt)	Reducir la potencia activa de salida de acuerdo al sobrevoltaje local	-	-	Sí	Sí
Interfaz lógica para vertimiento o desconexión remotos	Posibilidad de vertimiento si existe un enlace de comunicación	-	-	Sí	Sí
Interfaz lógica para configuración remota	Posibilidad para cambiar configuración si existe un enlace de comunicación	-	-	Sí	Sí

7.3 Requisitos recomendados para incluir en licitaciones de techos fotovoltaicos

Todos los sistemas fotovoltaicos deben cumplir con los requisitos generales del código de red mexicano (RES/151/2016). Estos incluyen requisitos sobre protección de los módulos fotovoltaicos y de los inversores. Sin embargo, para la licitación y de acuerdo a la situación actual se recomienda solicitar:

- Cumplimiento con la Regla 21 (California) o Regla 14H (Hawaii) y certificación por UL 1741 **Suplemento A**

Dado que la mayoría de los inversores obtendrán la nueva certificación UL 1741 Suplemento B hasta 2021 y 2022, y que los laboratorios mexicanos todavía no realizan pruebas para cumplimiento con IEEE 1547-2018, no deben ser requisito indispensable. Sin embargo, en cuanto estas situaciones cambien, se recomienda solicitar:

- Cumplimiento con IEEE 1547-2018 y certificación por UL 1741 **Suplemento B** o

El cumplimiento con UL 1741 Suplemento A o UL 1741 Suplemento B puede ser verificado mediante los certificados provistos por el fabricante del inversor. Adicionalmente, California y Hawaii tienen una lista de los inversores que cumplen con UL 1741 SA.

Tabla 36: Listas de equipos en cumplimiento con UL 1741 SA en California y Hawaii

California	https://www.energy.ca.gov/programs-and-topics/programs/solar-equipment-lists (sección: Grid Support Inverters)
Hawaii	https://www.hawaiianelectric.com/Documents/clean_energy_hawaii/list_of_advanced_legacy_equipment.pdf

Estos incluyen algunos tipos de inversores de diferentes fabricantes como ABB, Canadian Solar, Delta Electronics, Enphase, Fronius, Ginlong, Goodwe, GroWatt, Hoymiles, Huawei, Ingeteam, Jinko, LG, OutBack, Power Electronics, Schneider, SMA, SolarEdge, Sungrow, SunPower, Tesla, Yaskawa y muchas otras pequeñas empresas.

Se debe estresar que si los inversores cumplen con IEEE 1547-2003 y con la certificación por UL 1741 (**sin suplementos**) no deben ser aceptados, pues esto puede poner en riesgo al sistema eléctrico nacional.

7.4 Configuración durante la instalación

Los estándares IEEE 1547-2018 y la certificación UL 1741 SA / UL 1741 SB solo proveen la certificación de las características que pueden proveer los inversores. Las configuraciones y ajustes deben ser ajustadas para los respectivos sistemas. Por ello, los ajustes del inversor deberán ser especificados y son sujetos a discusión con CFE Distribución. Durante la instalación, estos ajustes deberían ser implementados por los instaladores del sistema fotovoltaico, mediante la interfaz del inversor.

Los ajustes por configurar incluyen aquellos presentados en la Tabla 35, que actualmente no se encuentran especificados en la regulación mexicana:

- Respuesta a condiciones anormales
 - Capacidad de soporte de frecuencia alta/baja
 - Respuesta a la frecuencia (Frequency-watt)
 - Capacidad de soporte de voltaje alto/bajo
 - Reconexión después de un evento
- Capacidad de potencia reactiva y requisitos de control de voltaje/potencia
 - Rango de capacidad de potencia reactiva
 - Modo de control de potencia reactiva
 - Modo de control de potencia activa

La mayoría de los ajustes pueden seguir los requisitos para los generadores tipo A y B en el “Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Interconexión de Centrales Eléctricas al Sistema Eléctrico Nacional” del Código de Red vigente.

7.5 Glosario

La siguiente sección provee un glosario breve sobre los diferentes requisitos y características de los inversores.

Operación en isla – Durante una falla en las redes de distribución, una sección específica de la red puede desconectarse. Un sistema fotovoltaico en esta sección puede continuar energizándola. Por ello, la función de protección de operación en isla detecta la situación de modo isla y desconecta el sistema.

Requisitos de calidad de la energía – Los sistemas fotovoltaicos necesitan cumplir con una serie de requisitos de calidad de la energía, incluyendo distorsión de armónicos, inyección de corriente directa, flicker, etc., ya que éstos pueden tener efectos negativos en el sistema eléctrico.

Protección de frecuencia– Se requiere que los sistemas fotovoltaicos se desconecten en desviaciones altas de frecuencia para proteger al sistema y a la planta. Sin embargo, no deben desconectarse muy temprano, por lo cual la capacidad de soporte de frecuencia alta/baja debe ser definida.

Protección de voltaje – Se requiere que los sistemas fotovoltaicos se desconecten en desviaciones altas de voltaje para proteger al sistema y a la planta. Sin embargo, no deben desconectarse muy temprano, por lo cual la capacidad de soporte de voltaje alta/baja debe ser definida.

Tasa de rampeo suave y normal – Cuando el sistema fotovoltaico empieza a energizarse, ya sea después de ser desconectado o de una alteración, esta característica limita la velocidad con la cual se incrementa la potencia activa de salida del sistema.

Capacidad de soporte de frecuencia alta/baja – Especifica el periodo de tiempo que el sistema fotovoltaico debe permanecer conectado a la red dependiendo de la desviación de frecuencia, para evitar la desconexión no intencionada de un gran número de sistemas.

Respuesta de frecuencia (frequency-watt) – Especifica la reducción de potencia active de salida en respuesta a una desviación de frecuencia para proveer de soporte a la red.

Capacidad de soporte de voltaje alto/bajo – Especifica el periodo de tiempo que el sistema fotovoltaico debe permanecer conectado a la red dependiendo de la desviación de voltaje, para evitar la desconexión no intencionada de un gran número de sistemas.

Rango de capacidad de potencia reactiva – Especifica el rango en el cual el sistema fotovoltaico debe ser ajustable con respecto a su potencia reactiva de salida.

Modos de control de potencia reactiva – Especifica el modo de control de potencia reactiva de los sistemas fotovoltaicos para proveer de soporte al voltaje de la red. Esto puede realizarse mediante un factor de potencia fijo, adaptando la potencia reactiva de salida dependiendo del voltaje local (volt-var) o adaptando la potencia reactiva de salida dependiendo de la potencia de salida del sistema (watt-var).

Modo de control de potencia active (volt-watt) – Especifica la reducción de potencia active de salida durante un sobrevoltaje para proveer de soporte a la red.

Interfaz lógica de vertimiento o desconexión remotos – Habilita al operador de la red a verter o desconectar el sistema fotovoltaico en caso de emergencia. La decisión para desplegar un sistema de comunicación con el sistema fotovoltaico corresponde al operador de la red.

Interfaz lógica para configuración remota – Habilita al operador de la red a cambiar remotamente la configuración del sistema fotovoltaico con respecto a las características antes mencionadas para mejorar la operación del sistema. La decisión para desplegar un sistema de comunicación con el sistema fotovoltaico corresponde al operador de la red.