

2024

Inversor inteligente

FUTURED - PLATAFORMA
ESPAÑOLA DE REDES
ELÉCTRICAS

FutuRed

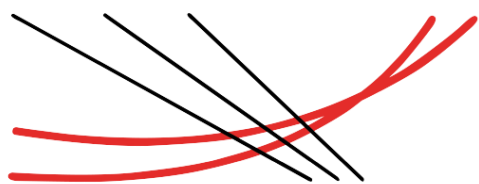


Tabla de contenido

Tabla de contenido	2
Abreviaciones.....	5
Resumen ejecutivo	6
1 Introducción y contexto.....	7
1.1 Introducción.....	8
1.2 Efectos de la generación distribuida sobre la red	8
2 Situación española	10
2.1 Normativa	11
2.1.1 Reglamento de conexión	11
2.1.2 Reglamento europeo 2016/631	11
2.1.3 Real Decreto 647/2020.....	13
2.1.4 Orden TED/749/2020	13
2.2 Evolución fotovoltaica	14
2.2.1 Red de UFD	14
2.2.2 Red de i-DE	15
2.2.3 Red de e-distribución.....	15
2.2.4 Red de Cuerva.....	16
2.2.1 Evolución	16
2.3 Caso de estudio	17
2.3.1 Caso de uso Cuerva.....	17
3 Identificación de soluciones	20
3.1 Situación internacional.....	21
3.1.1 Austria.....	21
3.1.2 EE.UU./California	22
3.1.3 Australia	22
3.2 Soluciones tecnológicas.....	25
3.2.1 Soluciones técnicas desde el operador de distribución	25
3.2.2 Soluciones de flexibilidad de terceros.....	26
3.2.3 Soluciones técnicas desde el generador	26
3.2.3.1 Ejemplo inversor inteligente.	26
3.2.3.2 Ajuste potencia reactiva (regulación de potencia reactiva).....	27
3.2.3.3 Ajuste potencia activa (Regulación potencia activa).....	28
Conclusiones	31
Documentos de Referencia	32

Listado de participantes

Grupo redactor

Participante	Organización
Fernando García	Futured
Aleix Señis	Schneider Electric
Angel Silos	Schneider Electric
Pablo Lopez	Cuerva
Juan Manuel Galán	UFD
Rubén Iranzo	e-distribución
Iñaki Sanchez	I-DE

Grupo revisor:

Participante	Organización
Juan Pablo González	Instituto Tecnológico de la Energía / FutuRed

Abreviaciones

Acrónimo	Descripción
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i>
BT	Baja Tensión
CNMC	Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
CT	Centro de Transformación
DERMS	<i>Distributed Energy Resources Management System</i>
DSO	<i>Distribution System Operator</i>
EG	<i>Embedded Generator</i>
FRT	<i>Fault Ride-Through</i>
GRT	<i>Gestor de Red de Transporte</i>
HV	<i>High Voltage</i>
HVRT	<i>High Voltage Ride-Through</i>
IES	<i>Inverter Energy System</i>
LV	<i>Low Voltage</i>
LVRT	<i>Low Voltage Ride-Through</i>
MGE	Módulos de Generación de Electricidad
MIT	<i>Massachusetts Institute of Technology</i>
MPE	Módulo de Parque Eléctrico
MV	<i>Medium Voltage</i>
OLTC	<i>On-Load Tap Changer</i>
PNIEC	Plan Nacional Integrado de Energía y Clima
PV	<i>Photovoltaic</i>
SGD	<i>Secure Gateway Device</i>
SS	<i>Substations</i>
TC	<i>Transformation Centers</i>

Resumen ejecutivo

Este estudio presenta las conclusiones obtenidas por el grupo de trabajo de FutuRed de Electrónica de Potencia sobre el análisis del rápido despliegue en España de instalaciones de generación renovable, especialmente las fotovoltaicas de pequeña potencia (hasta 15 kW). Estas instalaciones pueden realizarse sin necesidad de solicitar permisos de acceso y conexión, ni análisis de su repercusión en la red de distribución, lo que ya está ocasionando puntualmente problemas de calidad de suministro.

Tras pasar revista a la normativa existente a nivel nacional para la conexión a red de las unidades de generación, se presentan los datos de varias empresas distribuidoras donde se puede ver el rápido aumento de este tipo de generación en los últimos años, así como se detalla un caso de estudio donde se muestran algunos de los efectos detectados.

A continuación, se analiza la situación normativa de otros países, como Austria, Australia y California (EE.UU.) respecto a los requisitos que se exigen a estas instalaciones. En todos ellos se establecen requisitos de conexión para que los generadores aporten estabilidad a la red, mediante, por ejemplo, controles de tensión - potencia.

Las posibles soluciones para resolver este problema son diversas, y probablemente se requiera utilizar una combinación de varias para lograrlo de manera efectiva y eficiente. Se pueden clasificar en tres categorías:

- Soluciones desde el operador de distribución, como el refuerzo y expansión de la red, su reconfiguración, uso de tomadores de carga dinámicos,
- Soluciones de flexibilidad aportadas por terceros conectados a la red (cargas flexibles, sistemas de almacenamiento, generadores, ...) a través de su participación en mercados de flexibilidad.
- Soluciones desde el generador, como la utilización de inversores inteligentes.

Se muestra como estos inversores inteligentes son capaces de colaborar efectivamente en la gestión de la red de distribución, gracias a su capacidad para operar bajo diferentes modos de control. Estos permiten regular el flujo de potencias activa y reactiva, permitiendo dar soporte a la frecuencia del sistema y proporcionar estabilidad a la tensión.

1 Introducción y contexto

1.1 Introducción

La transición energética en la que estamos inmersos supone una evolución del sistema eléctrico con cambios importantes en todos los niveles de la cadena de valor. Si bien los objetivos de la transición están definidos tanto en el ámbito europeo (objetivos 2030 de la Comisión [1]) como en el español (PNIEC [2]), el conseguirla de forma efectiva y eficiente es un reto en sí mismo, dada la mayor complejidad que requiere este nuevo sistema.

Los cambios necesarios afectan a la forma en que gestionamos, generamos y consumimos la energía, con nuevos actores y una mayor interrelación de los distintos sectores (eléctrico, transporte, gasista, etc.).

La tecnología es la que nos va a posibilitar no sólo el lograr los objetivos, sino el hacerlo de una forma eficiente.

Una parte importante de la transformación, más bien una revolución, es la que ocurre en las redes de media y baja tensión, las más cercanas al cliente. Esta parte de la distribución eléctrica ha sido tradicionalmente la menos monitorizada y automatizada, debido a su capilaridad. Sin embargo, es donde se están dando grandes cambios, con la introducción progresiva del vehículo eléctrico, de la generación fotovoltaica, el desarrollo de las comunidades energéticas, etc. En esta zona de la distribución se multiplican el número de actores, lo cual hace más compleja su gestión conjunta.

El cambio de una generación centralizada a una generación descentralizada y renovable (variable) necesita de nuevas soluciones y normativas.

Parte de las soluciones vienen de la generación de mercados de congestiones, bien a nivel de sistema como a nivel de distribución. En ellos se tratan de compensar las congestiones mediante acciones coordinadas de las capacidades de los propios clientes (consumidores,

generadores, acumuladores) con acciones económicas y técnicas.

Otras soluciones vienen vía regulación de las características que los clientes deben cumplir para conectarse a la red. Así, el Reglamento Europeo 2016/631 define los códigos de conexión de red de los módulos de generación de electricidad (MGE). En dicho reglamento se tipifican e identifican los requisitos de conexión de los distintos MGE en función de la potencia, siendo la más baja la categoría tipo A, para potencias superiores a 800 W e inferiores o iguales a 1 MW. En este segmento se establecen unas restricciones muy básicas dentro de la regulación potencia-frecuencia.

Es decir, que para una amplia porción de la red en media y baja tensión (donde se está dando una parte importante de la transformación), no existen criterios técnicos flexibles de conexión que garanticen la estabilidad del sistema de distribución, a la vez que permitan la máxima penetración de renovables en la red.

En este documento se analizarán soluciones que en otros países se están adoptando para proponer, finalmente una solución en el caso de nuestro país.

1.2 Efectos de la generación distribuida sobre la red

La introducción de generación distribuida, en particular la fotovoltaica, en la red de media y baja tensión, donde tradicionalmente sólo existía consumo, afecta a diferentes parámetros de la red; en particular, a las pérdidas técnicas y a las inversiones en la red.

En el trabajo realizado por el MIT *The Future of Solar Energy* [3], se pueden ver los efectos en

Load	L1	80% residential, 15% commercial and 5% industrial
	L2	15% residential, 80% commercial and 5% industrial
Network Design	E1	European
	E2	United States
Storage	S1	No storage
	S2	Storage factor = 0.2
	S3	Storage factor = 1

Tabla 1 – Escenarios analizados en [3]

los costes de red de la penetración de fotovoltaica. En el estudio se plantean varios escenarios según el tipo de cargas en la zona a estudiar, el tipo de red y si hay almacenamiento presente (ver Tabla 1. También se consideran escenarios de baja y alta densidad de población.

Los resultados pueden verse en las siguientes gráficas. La Ilustración 1 muestra la evolución del coste total (pérdidas + inversión en red) con la progresiva penetración de generación fotovoltaica, la cual se mide como la ratio de generación total anual entre consumo total anual (*PV Energy Share*).

De forma desagregada (ver Ilustración 33), los costes son mayores en las líneas de media tensión en zonas de baja densidad de población, mientras que los costes son mayores en baja tensión, en zonas de alta densidad de población.

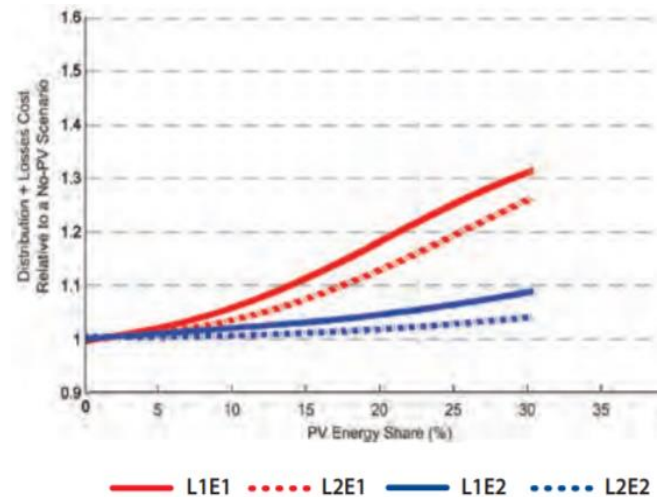


Ilustración 1- Costes de distribución y pérdidas vs. penetración de generación PV. Fuente: [3]

También se analizan los efectos en las pérdidas técnicas (Ilustración 2), en las que se ve que el coste baja inicialmente, pero empieza a subir cuando la penetración de fotovoltaica supera el 25%.

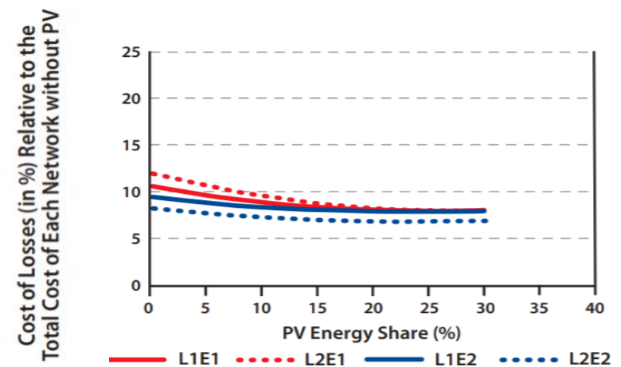


Ilustración 2- Coste de las pérdidas vs. penetración de generación PV. Fuente: [3]

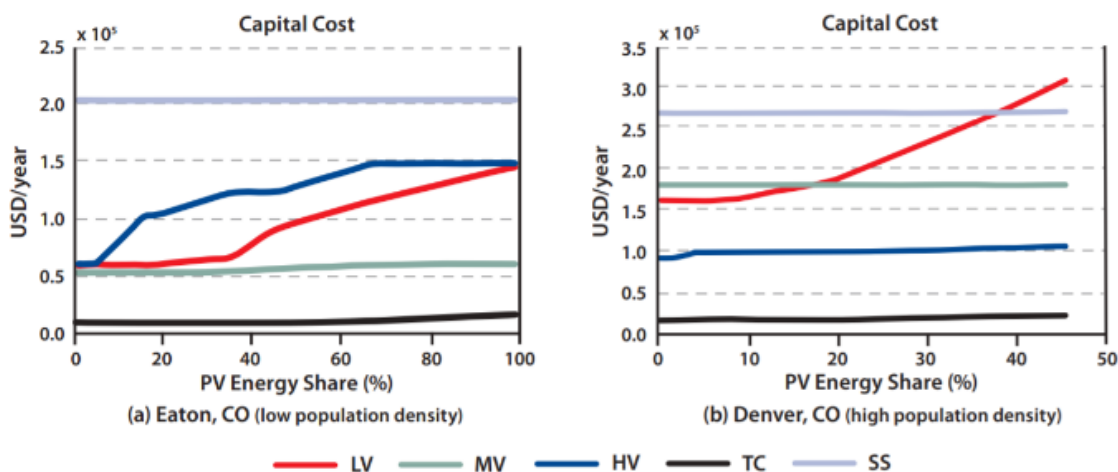


Ilustración 3 – Inversiones requeridas en redes, centros de transformación (TC) y subestaciones (SS) vs. penetración de generación PV. Fuente: [3]

2 Situación española



2.1 Normativa

2.1.1 Reglamento de conexión

En la Resolución de 20 de mayo de 2021, de la CNMC [4] se establecen las especificaciones de detalle para la determinación de la capacidad de acceso de generación a la red de transporte y a las redes de distribución. En el punto 3.3 se indican las condiciones para evaluar la capacidad de acceso:

3.3.1 Capacidad de acceso en condiciones de disponibilidad total

3.3.2 Capacidad de acceso en condiciones de indisponibilidad en redes malladas con apoyo efectivo (N-1)

3.3.3 Capacidad de acceso en condiciones de conexión/desconexión

- Variación de tensión en punto de conexión +/- 2,5% en redes de 36 kV y más, y +/-3% en redes inferiores a 36 kV.
- Variaciones de tensión por desconexión simultánea de generadores conectados a la misma barra o barras acopladas de +/-4% para redes de 36 kV y más, y +/-5,5% en redes de menos de 36 kV

3.3.4 Capacidad de acceso por potencia de cortocircuito para MPE.

3.3.5 Capacidad de acceso por potencia máxima a inyectar en un punto. En redes de menos de 36 kV, la potencia máxima de inyección por el total de generación no debe superar el 70% de la capacidad térmica de la línea en cabecera. Para tensiones iguales o superiores a 36kV se sigue el 3.3.2.

Para el estudio de la capacidad se indica en el punto 3.2 como establecer el escenario, qué contempla, las instalaciones de generación previamente conectadas, la planificación de la red (inversión en la red estudiada) y el patrón de funcionamiento, a partir de la demanda valle (o 55% de la demanda máxima).

Adicionalmente, una parte de la generación no necesita pedir permiso para conectarse a la red, según el Artículo 17 del RD 1183/2020 [5]:

Artículo 17. Exenciones a la obtención de los permisos de acceso y de conexión.

1. De acuerdo con lo establecido en la disposición adicional segunda del Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, estarán exentas de obtener permisos de acceso y de conexión:

a) Las instalaciones de generación de los consumidores acogidos a la modalidad de autoconsumo sin excedentes.

b) En las modalidades de autoconsumo con excedentes, las instalaciones de producción de potencia igual o inferior a 15 kW, que se ubiquen en suelo urbanizado que cuente con las dotaciones y servicios requeridos por la legislación urbanística.

2. Adicionalmente, estarán exentos de la obtención de permisos de acceso y de conexión los consumidores que cumplan los requisitos establecidos en el artículo 25.1 del Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre.

Ilustración 4 – Exenciones para permisos de acceso y conexión. Fuente: [5]

2.1.2 Reglamento europeo 2016/631

El 14 de abril de 2016 se publica por la Comisión Europea el reglamento 2016/631 [6], que establece el código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red (llamados módulos de generación de electricidad, MGE).

Se establece una clasificación de los MGE en función de la tensión y potencia de conexión, con los siguientes límites máximos (zona síncrona de Europa continental):

Tipo	Tensión	Umbral máximo de capacidad
Tipo A	< 110 kV	≥ 0,8 kW
Tipo B	< 110 kV	1 MW
Tipo C	< 110 kV	50 MW
Tipo D	< 110 kV	75 MW
	≥ 110 kV	-

Tabla 2 – Clasificación de generadores, según [6]

Cada gestor de red de transporte (GRT) puede establecer un umbral de capacidad máxima diferente para los tipos B, C y D, pero no mayor que el de la Tabla 2. Según el tipo se requiere una serie de funciones más exigente a medida que el cliente es de una tipología superior, y que se detallan en la Tabla 3:

REQUISITO			
Artículo [1]	Definición del Requisito	Tipo MGE	Subapartado de la Norma Técnica
13.2	Modo regulación potencia-frecuencia limitado-sobrefrecuencia (MRPFL-O)	≥A	5.1
15.2.(a) y (b)	Capacidad de control y el rango de control de la potencia activa en remoto	≥C	5.5
15.2.e	Control de potencia-frecuencia	≥C	5.4
15.2.d	Modo regulación potencia-frecuencia (MRPF)	≥C	5.3
15.2.c	Modo regulación potencia-frecuencia limitado-subfrecuencia (MRPFL-U)	≥C	5.2
21.2	Emulación de inercia durante variaciones de frecuencia muy rápidas*	≥C	5.6
17.3	Recuperación de la potencia activa después de una falta	≥B	5.11
14.3	Capacidad para soportar huecos de tensión de los generadores síncronos conectados por debajo de 110 kV	≥B	5.11
16.3	Capacidad para soportar huecos de tensión de los generadores síncronos conectados por encima de 110 kV	D	5.11
20.3	Recuperación de la potencia activa después de una falta	≥B	5.11
14.3	Capacidad para soportar huecos de tensión de los MPE conectados por debajo de 110 kV	≥B	5.11
16.3	Capacidad para soportar huecos de tensión de los MPE conectados por encima de 110 kV	D	5.11
15.5.a	Arranque autónomo*	≥C	5.12
15.5.b	Capacidad de participar en el funcionamiento en isla*	≥C	5.13
15.5.c	Capacidad de resincronización rápida	≥C	5.14
18.2.b	Capacidad de potencia reactiva a la capacidad máxima	≥B	5.7
18.2.c	Capacidad de potencia reactiva por debajo de la capacidad máxima	≥B	5.7
19.2	Control de amortiguamiento de oscilaciones de potencia	D****	5.9
20.2.b y 20.2.c	Inyección rápida de corriente de falta en el punto de conexión en caso de faltas (trifásicas) simétricas	≥B	5.11
21.3. b	Capacidad de potencia reactiva a la capacidad máxima	≥B	5.7
21.3.c	Capacidad de potencia reactiva por debajo de la capacidad máxima	≥B	5.7
21.3.d	Modos de control de la potencia reactiva	≥B	5.8
21.3.f	Control de amortiguamiento de oscilaciones	≥C	5.10

Tabla 3 – Requisitos para los generadores, según [6]

2.1.3 Real Decreto 647/2020

El citado reglamento se transpone a la regulación nacional por el Real Decreto 647/2020 [7], en el que se clasifican los módulos de generación según la siguiente tabla:

Tipo	Tensión	Capacidad ¹
Tipo A	< 110 kV	$\geq 0,8$ kW y ≤ 100 kW
Tipo B	< 110 kV	> 100 kW y ≤ 5 MW
Tipo C	< 110 kV	> 5 MW y ≤ 50 MW
Tipo D	< 110 kV	> 50 MW
	≥ 110 kV	-

Tabla 4-. Clasificación de generadores según [7]

Como se puede ver en la Tabla 3, para los clientes de menos de 0,8 kW no hay requisitos, y para los que están entre 0,8 kW y 100 kW sólo se contempla la limitación por sobre- frecuencia.

En general los requisitos tienen un enfoque sistema y hay aspectos no considerados como el de estabilidad de tensiones, muy importantes cuando se consideran los niveles de distribución eléctrica

2.1.4 Orden TED/749/2020

Por último, esta Orden [8] establece los requisitos técnicos para la conexión a la red de las instalaciones de generación de electricidad (Reglamento (UE) 2016/631), de las instalaciones de demanda (Reglamento (UE) 2016/1388), de los sistemas de alta tensión en corriente continua y de los módulos de parque eléctrico conectados en corriente continua (Reglamento (UE) 2016/1447).

Para los generadores se establecen requisitos de frecuencia para todas las categorías (A a D), requisitos de desconexión para las categorías B y C, en función de la tensión (ver Tabla 5), de gestión de la reactiva y de robustez (soporte de huecos) para los B C y D.

Umbral de tensión	Tiempo de desconexión
< 0,85 pu	1,5 segundos
1,10-1,15 pu	1 segundo
> 1,15 pu	0,2 segundos

Tabla 5-Requisitos de desconexión para MGEs de tipos B y C, según [8]

¹ Los umbrales de capacidad pueden variar según el gestor de red de transporte (GRT), estando unificados según la Tabla 4 para España.

2.2 Evolución fotovoltaica

En esta sección se realiza un estudio de la evolución de la entrada de fotovoltaica en la red de **baja tensión** española y se avanza una cierta estimación de la evolución futura, comparándola con los objetivos del PNIEC.

Para ello se ha tomado en cuenta la potencia instalada en las redes de UFD, I-DE, e-distribución y distribuidoras del Grupo Cuerva, desde inicio de la década pasada hasta el cierre del año 2023. Se han segmentado los datos para instalaciones de **más de 15 kW y de menor o igual potencia a 15kW**, donde no se requiere la solicitud de permisos de acceso y conexión a la distribuidora para instalaciones ubicadas en suelo urbanizado y, por lo tanto, no se tiene en cuenta la capacidad disponible. Se puede ver que en este segundo segmento se está dando un rápido crecimiento del número de instalaciones y de la potencia instalada. Este hecho se observa en todas las distribuidoras analizadas.

2.2.1 Red de UFD

Las instalaciones fotovoltaicas de potencia inferior o igual a 15 kW sumaron, a cierre de 2023 una potencia instalada de 178 MW, lo que supuso un crecimiento de 117% respecto al año previo y este un 246% respecto al 2021.

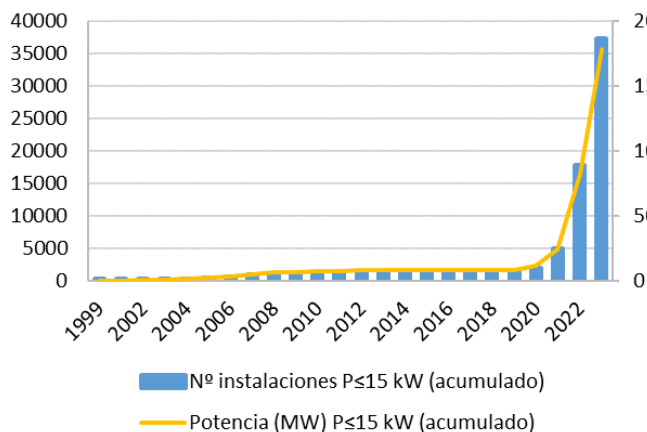


Ilustración 5- Número (izda.) y MW (der.) de instalaciones fotovoltaicas de hasta 15 kW en la red BT de UFD

Estas instalaciones se dan sobre todo en redes semiurbanas y urbanas.

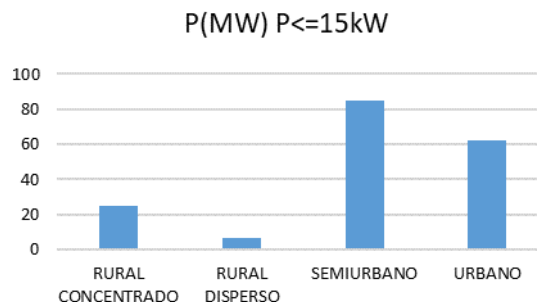


Ilustración 6- Distribución de la potencia fotovoltaica instalada en generadores de hasta 15 kW en la red BT de UFD

Para generadores de más de 15 kW se aprecia un incremento no tan pronunciado.

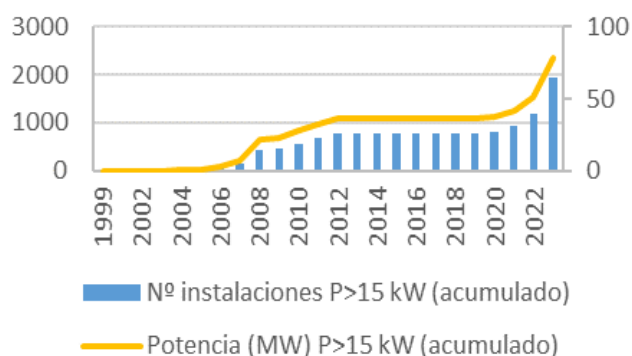


Ilustración 7- Número (izda.) y MW (der.) de instalaciones fotovoltaicas de más de 15 kW en la red BT de UFD.

2.2.2 Red de i-DE

En la red de i-DE se observa una situación similar, cerrando el año 2023 con 537,37 MW, un 157% más que el año previo y, a su vez, un 105% más que en 2020.

Las gráficas correspondientes se muestran en Ilustración 8 e Ilustración 9:

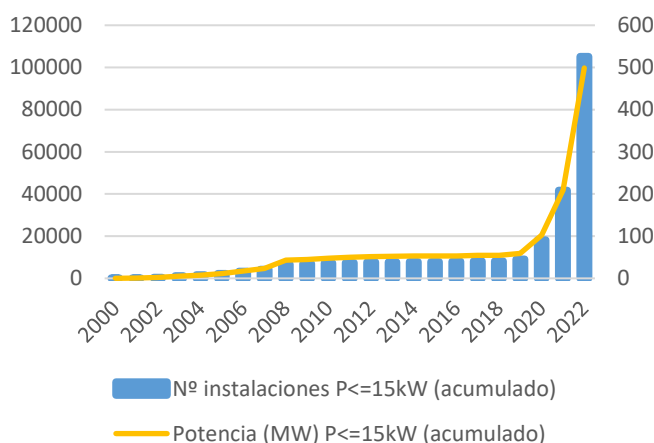


Ilustración 8- Número (izda.) y MW (der.) de instalaciones fotovoltaicas de hasta 15 kW en la red BT de i-DE

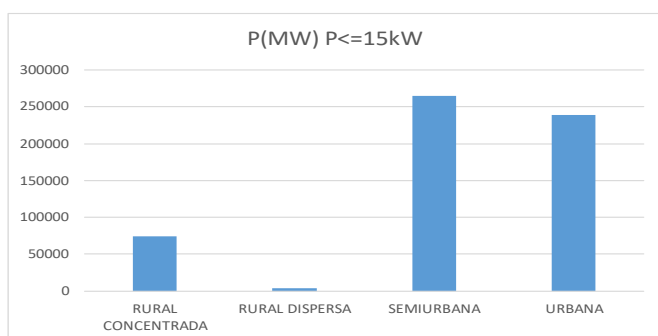
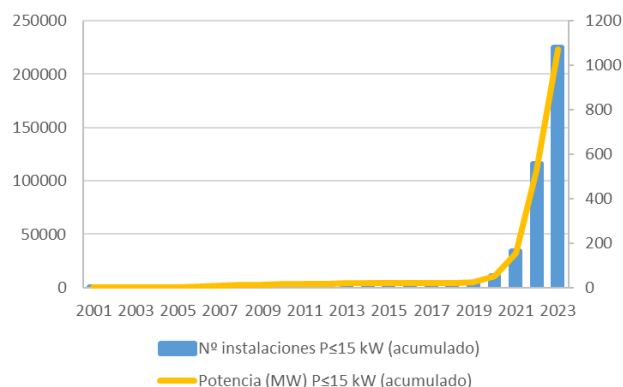


Ilustración 9- Distribución de la potencia fotovoltaica instalada en generadores de hasta 15 kW en la red BT de i-DE

2.2.3 Red de e-distribución

e-distribución cerró 2023 con un total de 1071 MW en instalaciones de potencia menor o igual a 15 kW, lo que supone un crecimiento de un 103% respecto a 2022 y, a su vez, un 241% respecto a 2021.

Las gráficas correspondientes se muestran en ¡Error! No se encuentra el origen de la



referencia., ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia. e ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.:

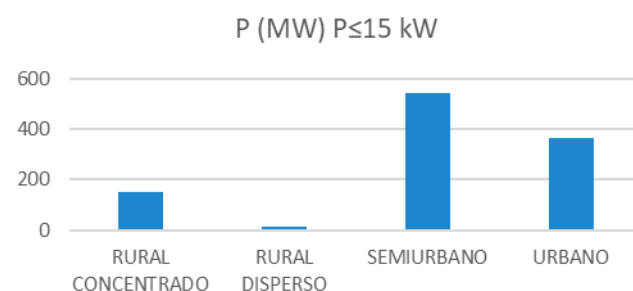


Ilustración 10- Número (izda.) y MW (der.) de instalaciones fotovoltaicas en la red BT de e-distribución

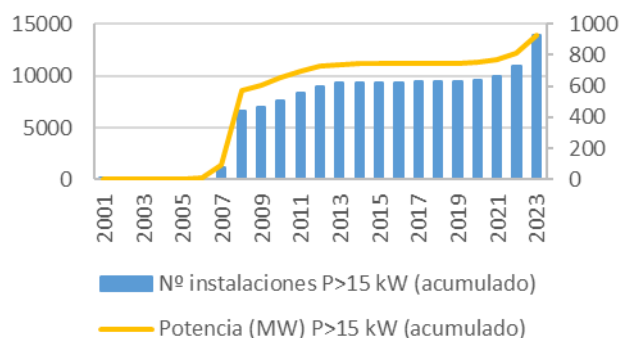


Ilustración 12- Número (izda.) y MW (der.) de instalaciones fotovoltaicas de más de 15 kW en la red BT de e-distribución

2.2.4 Red de Cuerva

Similar comportamiento se ve en la evolución de la red de Cuerva, con incrementos de 101% en 2023 y 218% en 2022 respecto a los años previos (ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**):

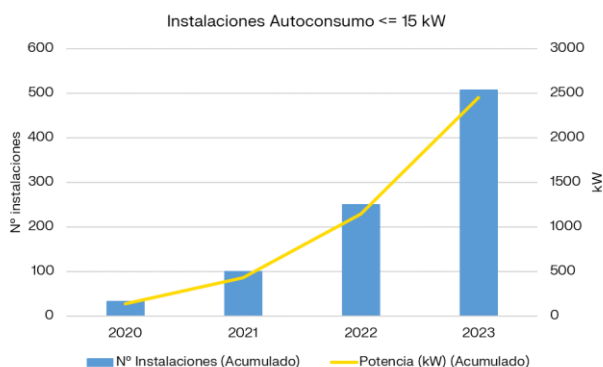


Ilustración 13- Número y potencia de instalaciones fotovoltaicas de hasta 15 kW en la red BT de Cuerva

En el caso de Cuerva, también se aprecia un incremento en las instalaciones de más de 15 kW (ver Ilustración 14):

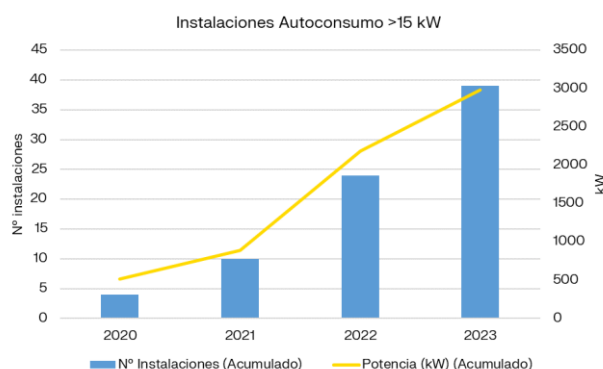


Ilustración 14 - Número y potencia de instalaciones fotovoltaicas de más de 15 kW en la red BT de Cuerva

2.2.1 Evolución

Si bien el ritmo de instalación en este 2024 se ha visto reducido por el final de ciertas ayudas y la moderación de los precios de la energía, la generación distribuida sin duda seguirá aumentando. El impacto en la red será mayor cuanto más generación distribuida se instale y la red se está y seguirá adaptando según

distintas soluciones (capítulo 3), algunas que se aplican actualmente y otras que se podrán poner en marcha en el futuro.

Un trabajo de detalle de previsión a 2030 no se ha podido realizar dentro del alcance del grupo de trabajo, pero es de gran interés para poder dimensionar correctamente la afección actual y futura de la red de distribución, así como estudios técnico-económicos de cada solución. De esta forma se podrá determinar:

- Combinación óptima de soluciones
- Margen temporal de incentivos para la adopción de las mismas.

2.3 Caso de estudio

En la experiencia de las distribuidoras españolas, se están detectando problemas puntuales a los que se les está dando solución mediante refuerzos de red o reorganización de la misma.

2.3.1 Caso de uso Cuerva

En la red de distribución de Cuerva, hay municipios donde la penetración de fotovoltaica doméstica ha experimentado un gran aumento en los últimos años.

Un ejemplo es el municipio de Escúzar, donde existen más de 60 instalaciones de autoconsumo sobre un total de alrededor de 450 puntos de suministro, lo que supone que más del 13% de usuarios tienen desplegado este tipo de instalación en sus viviendas. Al ser estas instalaciones menores de 15 kW, no requieren de permisos de acceso y conexión adicionales.

Sin embargo, esta penetración de recursos distribuidos, sobre todo generación fotovoltaica, está provocando numerosos problemas de calidad de suministro en la red de baja tensión. La distribuidora es consciente de ello gracias a la inversión realizada en digitalización de la red y plataformas de datos para recoger los datos volcados por los distintos sensores y transformarlos en información mediante algoritmos y distintos aplicativos.

Un ejemplo de ello es la red de baja tensión del siguiente centro de transformación perteneciente al municipio de Escúzar, la cual tiene las siguientes características:

- Potencia de transformador: 400 kVA
- Nº de puntos de suministro: 275
- Nº de instalaciones fotovoltaicas: 20
- Potencia total de las mismas: 50 kW

Las instalaciones fotovoltaicas domésticas están repartidas en tres de las seis líneas de baja tensión con las que cuenta el centro, siendo la

LBT04 la que tiene mayor penetración con cerca de 30 kW:

Línea y fase	Potencia autoconsumo (W)
LBT01	9017
R	8506
T	511
LBT04	28980
R	11463
S	9179
T	8338
LBT06	15356
R	3000
RST	6000
S	4209
T	2147

Tabla 6 – Potencia fotovoltaica en CT de Escúzar

Y, por otro lado, cuenta con la siguiente digitalización:

- 100% de contadores inteligentes tele gestionados
- Supervisor avanzado de baja tensión, con medida de alta resolución por fase y línea del cuadro de baja tensión.
- Supervisor avanzado de media tensión, con medida de alta resolución en el lado de alta tensión del transformador
- *Feeder Mapping* del 100% de los puntos de suministro
- Gemelo digital de la red de baja tensión

El histograma de la Ilustración 15 muestra que la tensión de suministro es correcta a nivel de cuadro de baja tensión, gracias a la información que proporciona el supervisor avanzado de BT. Como se observa, es bastante estable a lo largo de todo el año, oscilando entre 400 y 420 V, y nunca superando el límite de sobretensión del 7%, que correspondería a 428 V.

Sin embargo, la información que proveen los contadores tele-gestionados gracias a los eventos de calidad de suministro que guardan en

Histograma de tensión media en el lado de BT del trafo

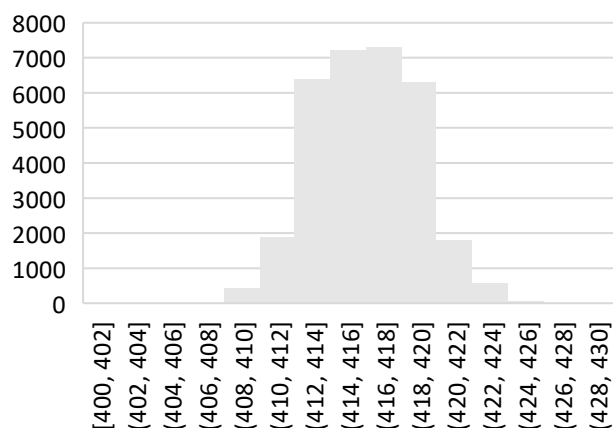


Ilustración 15- Tensión media en el lado BT del CT de Escúzar analizado

memoria (en el caso particular de la especificación PRIME corresponde con el informe S09) muestran numerosos eventos de sobretensión, coincidiendo todos en horas solares. La Ilustración 16 muestra la evolución temporal de estos a lo largo de 2022. Como se puede ver, hay horas donde más de 120 contadores, de manera simultánea, registran evento de sobretensión en hora solar, provocado principalmente por la

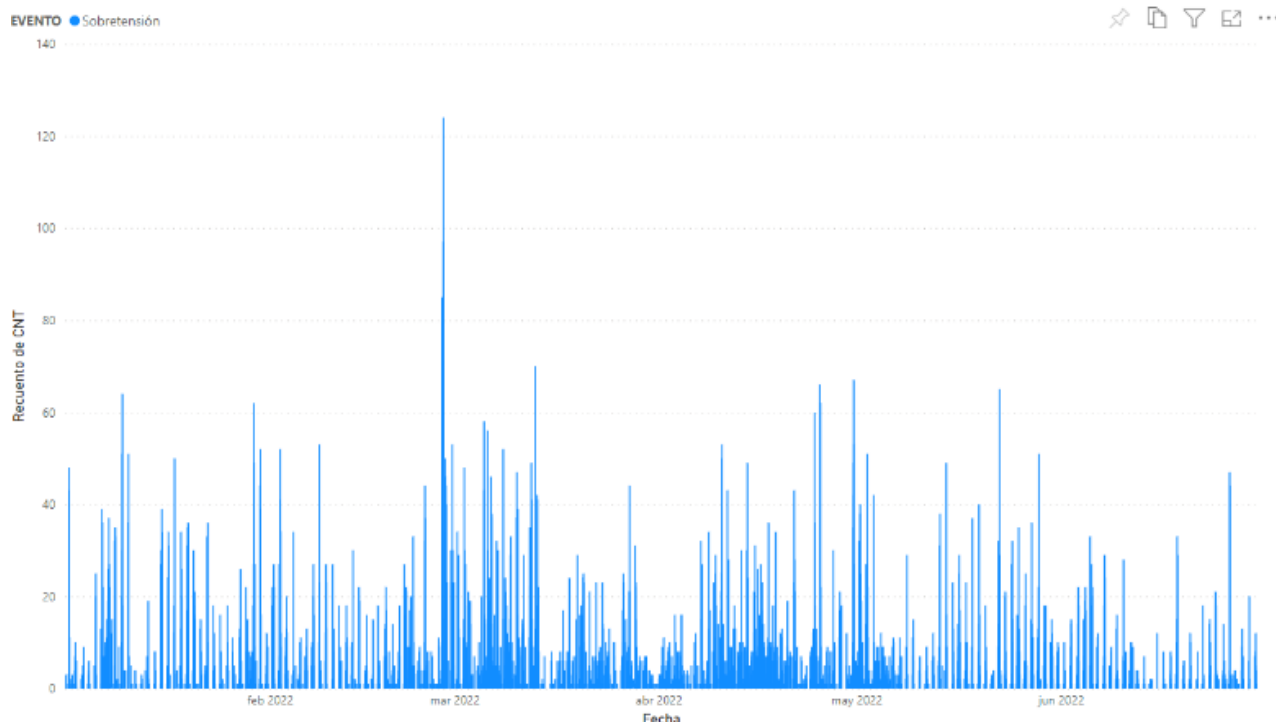


Ilustración 16 – Eventos de sobretensión registrados por los contadores

generación renovable distribuida en la red de baja tensión y el vertido de dichas generaciones a la red de distribución. Dicho vertido puede apreciarse en la medida de los contadores (ver Ilustración 17), donde llega a picos de cerca de 30 kW en horas solares, momentos en los que disminuye la energía que circula a través del centro de transformación:

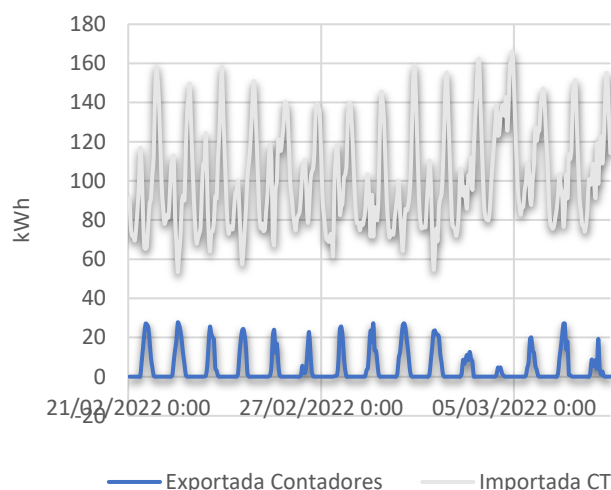


Ilustración 17 – Energía vertida a la red y energía importada del CT analizado

Por tanto, la penetración de recursos renovables distribuidos en la red de baja tensión, especialmente fotovoltaica doméstica, está provocando ya problemas de calidad de suministro, sobre todo en cuanto a tensión, y las soluciones tradicionales (como modificar el TAP del transformador, aumento de sección de cable de distintos puntos de la red,...) no son válidas para solucionar este tipo de problemas.

La inversión por parte del distribuidor en digitalizar la red, sobre todo la baja tensión, es esencial para mejorar la visibilidad de la misma y saber qué está ocurriendo en todo momento. No sólo es necesario invertir en dispositivos de medida de alta resolución, sino también en plataformas y herramientas digitales que sean capaces de tratar los datos y convertirlos en información para la toma de decisiones.

3 Identificación de soluciones

3.1 Situación internacional

En la implantación de fotovoltaica distribuida hay diferentes velocidades dependiendo de las características energéticas y los incentivos para su desarrollo.

Adicionalmente los efectos de este tipo de generación también dependen de la tipología de red y del *mix* existente de generación.

A continuación, se citan ejemplos de países con regulaciones específicas en el ámbito del documento.

3.1.1 Austria

En Austria están publicadas las “Normas técnicas y organizativas para operadores y usuarios de redes” (*Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen - TOR*) [9], cuya versión 1.1 es del 12/12/2019. En ellas se especifican los criterios para la conexión y operación de plantas de generación de energía **tipo A** (según definición del reglamento 2016/631) y los microgeneradores², con **capacidad < 250 kW³** y **voltaje < 110 kV**.

Adicionalmente a requisitos relacionados con la frecuencia, se establece un capítulo (5.3) con requisitos relacionados con el mantenimiento de la tensión estática, tanto con la potencia reactiva (Ilustración 19) como con la activa (Ilustración 18). Estos requisitos se aplican a los generadores de más de 250 kW.

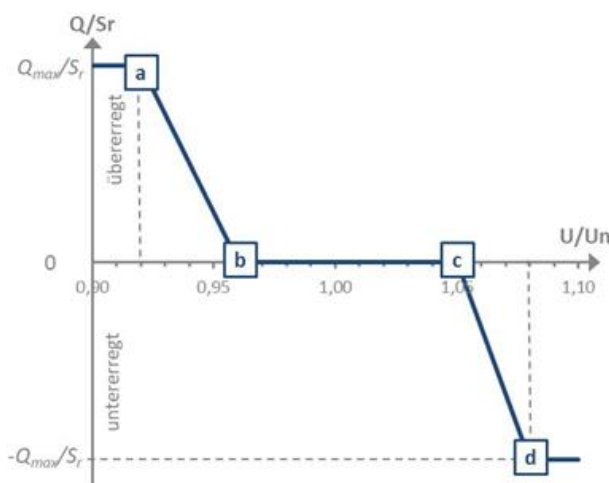


Ilustración 19 – Control $Q(U)$ en la red de baja tensión de Austria

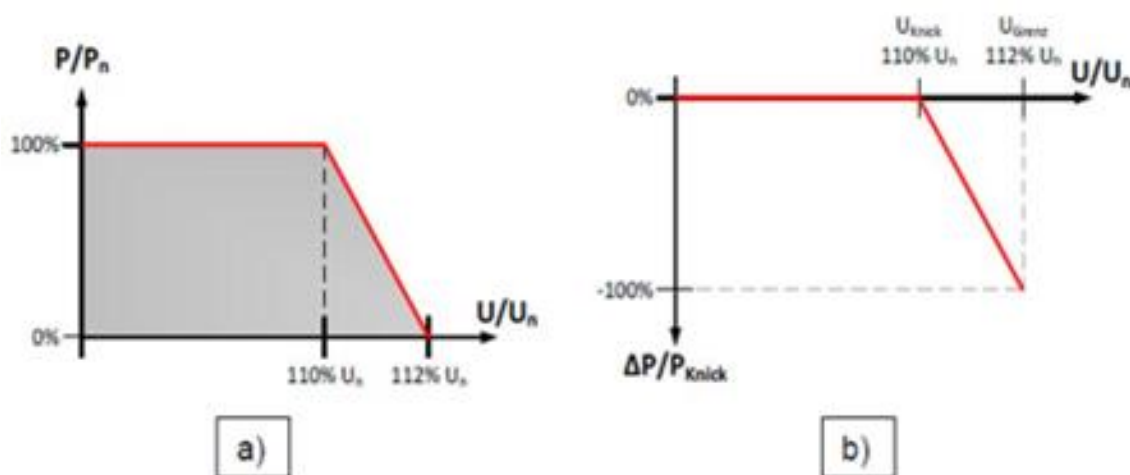


Ilustración 18 – Configuración estándar del control $P(U)$ en Austria

² Microgeneradores son los de capacidad de conexión <0,8kW, por debajo de los tipo A

³ En Austria el límite de los MGE tipo B es de 250 kW.

3.1.2 EE.UU./California

En California, la conexión de generación en la red de distribución se rige por la regla 21 [10]. En esta regla se describen los requisitos para la interconexión, operación y medida de los generadores. Los principios son los de seguridad, requisitos técnicos basados en rendimiento, neutralidad tecnológica e identificación de tiempo de revisión y costes potenciales.

En el apartado *Prevention of interference* se incluye desde febrero de 2019 un control potencia-tensión (ver Ilustración 21). Desde junio 2020, además se debe poder comunicar información con la distribuidora, según norma *IEEE Standard 1547 for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces*

3.1.3 Australia

Australia comparte con Nueva Zelanda la norma de conexión de la generación distribuida: AS/NZS 4777 *Grid connection of energy systems via inverters*. Los requisitos que deben cumplir los inversores figuran en la parte 2 de la norma, que se ha actualizado en 2020. Esta norma (y otras necesarias) se traslada a los estándares de las compañías distribuidoras (publicados a finales de 2021), como son Horizon Power [11], Western Power [12] o Energex/Ergon [13].

En dichas normas se diferencia entre distintos tipos de generadores EG (*Embedded Generation*): los básicos (hasta 1 kV por fase), los de baja tensión (resto de baja tensión) y los de media tensión (ver Tabla 7).

En las especificaciones (incluso para los básicos) se identifican dos controles dentro de calidad de potencia (*power quality*), derivados de la norma AS/NZS 4777.2. Los controles son Q(U) y P(U), como se muestran en la Ilustración 22 y en la Ilustración 20.

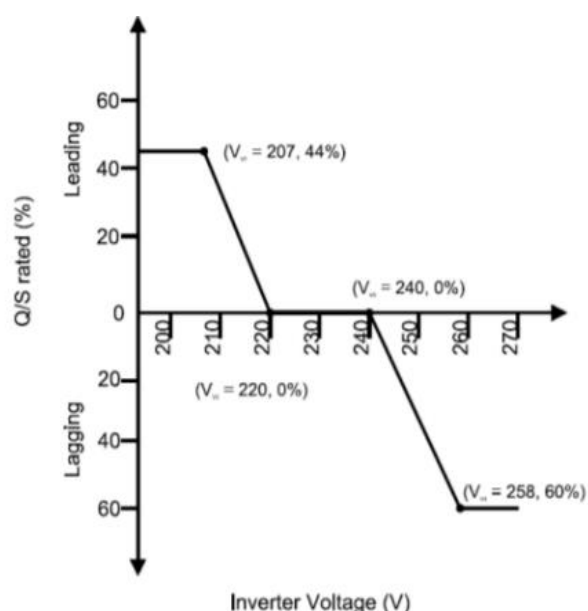


Ilustración 20 – Control Q(U) en Australia y Nueva Zelanda

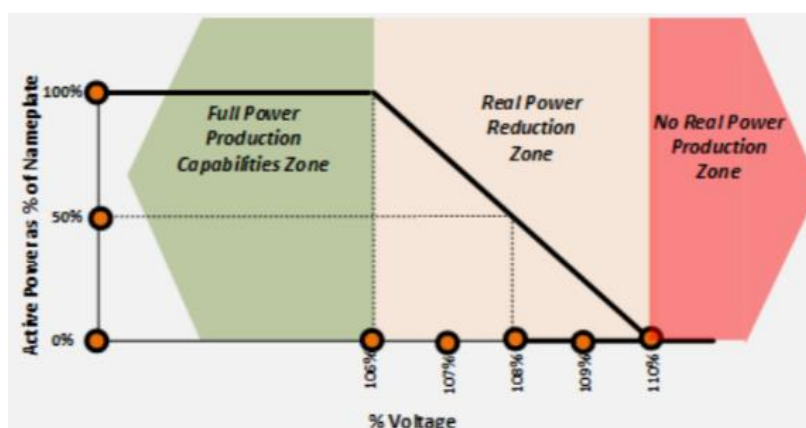


Ilustración 21- Control P(U) para California

Connection Type	Connection Voltage	Technology Type	Capacity ⁽¹⁾
Basic EG Connection	Up to 1 kV	Inverter Energy Systems without BESS	≤ 15 kVA 3Ø ≤ 5kVA 1Ø
		Inverter Energy Systems DC Coupled with BESS	≤ 15 kVA 3Ø ≤ 5kVA 1Ø
		Inverter Energy Systems AC Coupled with BESS	≤ 30 kVA 3 Ø (15 kVA IES and 15 kVA BESS) ≤ 10 kVA 1Ø (5 kVA IES and 5 kVA BESS)
LV EG connection	Up to 1 KV	All LV EG not covered by “this document”	≤ 1 MVA
HV EG Connection	> 1 kV	All EG	≤ 5 MVA

Tabla 7 – Clasificación de generadores según normativa de Australia y Nueva Zelanda

Los generadores básicos tienen que estar preparados (*DERMS-Enabled*) para conectarse al centro de control de la distribuidora, y estar conectados si la distribuidora lo requiere (*DERMS-Connected*). Los generadores superiores (LV EG y MV EG) tienen que estar por defecto conectados.

Para la conexión, la compañía distribuidora provee un equipo (SGD, *Secure Gateway Device*) al cliente para realizar la conexión segura. Se muestran a continuación un posible

esquema de instalación (Ilustración 24) y una foto de una instalación (Ilustración 23).

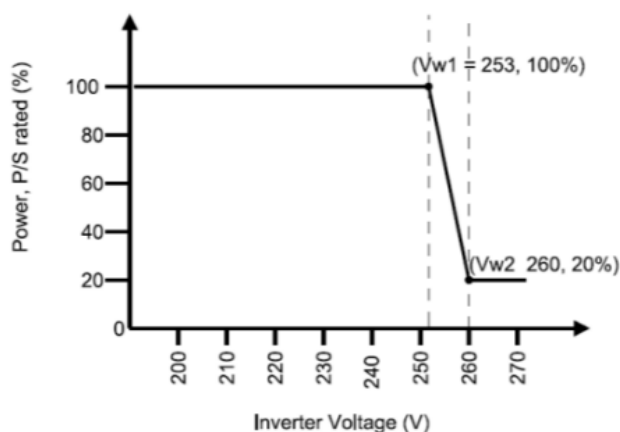
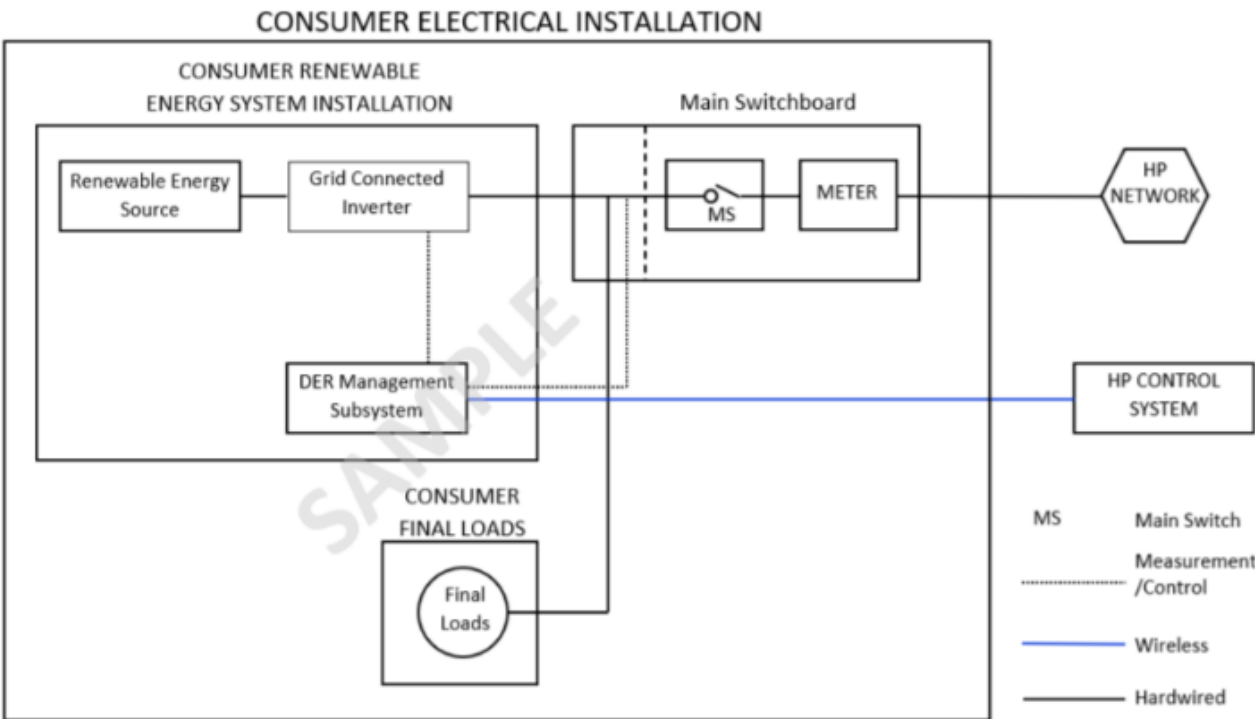


Ilustración 22 – Control P(U) en Australia y Nueva Zelanda

SCHEDULE 2. SYSTEM DIAGRAM

*****SAMPLE ONLY*****



NOTE: Indicative layout only. To be read in conjunction with AS/NZS 3000, AS/NZS 4777.1 and WASIR

Ilustración 24 – Ejemplo de esquema de instalación según normativa de Australia y Nueva Zelanda.

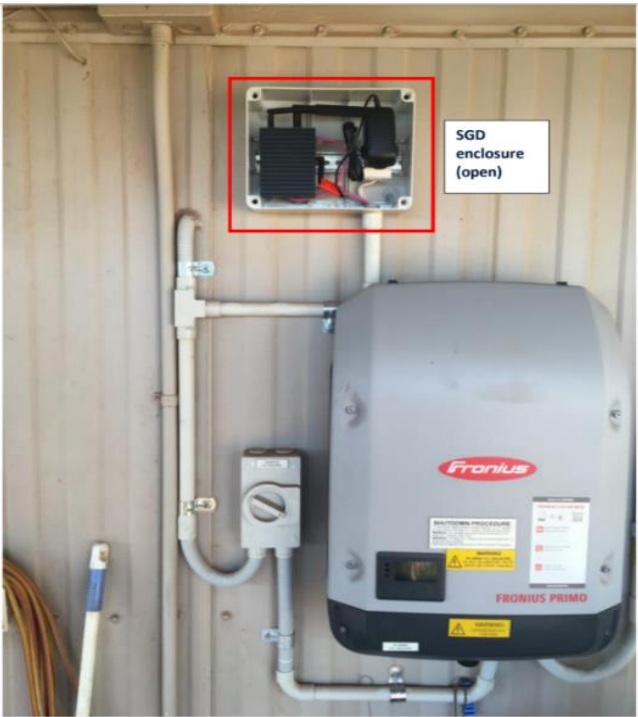


Ilustración 23 – Instalación fotovoltaica, mostrando el SGD

3.2 Soluciones tecnológicas

Existen distintas soluciones para poder integrar cantidades crecientes de generación fotovoltaica en la red de baja tensión, sin afectar a la calidad del suministro.

Ante una nueva demanda de generación en un punto concreto de la red, el operador de distribución calcula si la red, en el punto solicitado, tiene capacidad suficiente o son necesarias medidas adicionales para permitir la conexión, según se explicó en el apartado 2.1 “Normativa” del capítulo 2 “Situación española” previamente en este documento.

A continuación, se van a mostrar distintas soluciones para incrementar la capacidad, real o efectiva, de la red para alojar más renovables. Dichas soluciones se pueden clasificar en tres grandes grupos:

- Soluciones técnicas a nivel de operador de distribución
- Soluciones de flexibilidad de clientes de red
- Soluciones técnicas a nivel de generador

Las soluciones finales que se adoptarán serán una combinación de las mismas, dependiendo de la situación de la red y clientes, de la tecnología y de la regulación/normativa sobre el sector. Incluso para una situación dada, podrán coexistir varias soluciones, como por ejemplo

las basadas en mercado y las soluciones técnicas a nivel de generador.

3.2.1 Soluciones técnicas desde el operador de distribución

Las herramientas básicas de un operador para solucionar los problemas de capacidad o de limitación de tensión son las de reconfiguración de la red, refuerzo y expansión de la red. En la Tabla 9 se pueden ver las distintas medidas desde el punto de vista de la distribución.

Con una orientación hacia la flexibilidad, en el documento “Flexibilidad en redes de

Measures	
1	Classic grid expansion
1.1	Replacing local distribution transformers
1.2	Segmenting local grid
1.3	Laying parallel cables
1.4	Increasing conductor cross-section
2	Intelligent equipment
2.1	Voltage regulator
2.2	Voltage-regulated distribution transformers
3	Grid optimization
3.1	Individual tap changing of distribution transformers
3.2	Wide-area control
3.3	Reactive power feed-in
3.4	Changing grid topology
4	Grid operation and planning
4.1	Grid monitoring
4.2	Feed-in management
4.3	Improved grid planning

Tabla 9 – Medidas para la integración de sistemas fotovoltaicos desde el DSO. Fuente: [16]

		Reconfiguraciones dinámicas	Flexible Power Link	OLTC	Dynamic Line Rating
Servicio	Congestiones	Si	Si	Si	Si
	Control de tensiones	Si	Si	Si	Si(*)
	Operación en isla	Si(*)	Si(*)	Si(*)	Si(*)
	Restitución de servicio	Si(*)	Si(*)	Si(*)	Si(*)
	Balance	Si(*)	No	No	No
	Inercia	No	No	No	No

Tabla 8 – Capacidades de los recursos internos del DSO para proveer flexibilidad [14]

distribución eléctrica” [14] publicado por FutuRed, se pueden ver estos recursos por parte del distribuidor en la Tabla 8.

Las distribuidoras españolas ya están adoptando algunas de estas soluciones, por ejemplo, introduciendo los tomadores de carga dinámicos en los transformadores de media a baja tensión.

Estos mecanismos tienen como ventaja su efectividad para ampliar la capacidad de la red y del control sobre la misma, y como desventaja el coste de inversión.

3.2.2 Soluciones de flexibilidad de terceros

Según el documento producido por FutuRed “Flexibilidad en Redes de Distribución Eléctrica” [14] existen fuentes de flexibilidad en los recursos conectados a la red, como indica la Tabla 10.

La activación de estos recursos se suele realizar mediante mecanismos de mercado en los que se establece un precio por tal flexibilidad.

Estos mecanismos buscan la mayor eficiencia económica, si bien pueden conllevar dificultades de falta de competencia por su carácter local, y de firmeza en la ejecución de cambios de potencia.

3.2.3 Soluciones técnicas desde el generador

En este apartado se sitúan los inversores inteligentes, capaces de ayudar a la estabilidad de la red donde inyectan la energía.

Las funcionalidades que se suelen introducir en estos inversores son las de soporte a la frecuencia del sistema y a la estabilidad de tensiones. Para dar respuesta a la estabilidad de tensiones, los inversores implementan funciones de tensión potencia, en las que se reduce la potencia de generación si la tensión local supera un cierto límite. Las consignas pueden ser puramente locales (punto de conexión) o coordinadas a nivel zonal, para lo cual los inversores necesitan una conexión con los centros de operación de las distribuidoras.

La ventaja de estas soluciones radica en su eficacia y bajo coste de implementación, teniendo como desventaja la producción de vertidos.

A continuación, se cita un ejemplo de cómo funcionan estos inversores para dar soporte a la red.

3.2.3.1 Ejemplo inversor inteligente

Los inversores solares (*string*) CL-30 y CL-50 de Schneider-Electric cumplen los requisitos de las correspondientes normas IEC y sus principales funciones de control son las siguientes [15]:

		Baterías	Solar PV	Eólica	Bombas de calor	Vehículos Eléctricos	Otras cargas flexibles	Sector coupling
Servicio	Congestiones	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
	Control de tensiones	Sí	Sí	Sí	No	Sí	Sí	Sí(*)
	Operación en isla	Sí	Sí(*)	Sí(*)	Sí(*)	Sí(*)	Sí(*)	Sí
	Restitución del servicio	Sí	Sí(*)	Sí(*)	No	Sí(*)	No	Sí
	Balance	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
	Inercia	Sí	Sí(*)	Sí(*)	No	Sí(*)	No	Sí(*)

Tabla 10 – Capacidades de recursos de terceros para proveer flexibilidad [14]

- Mediante el control de la potencia reactiva, se puede ajustar:
 - FP (Factor de potencia fijo),
 - Q(t) (Relación de potencia reactiva fija),
 - Q(U) (Regulación de tensión y potencia reactiva),
 - Q(P) (Regulación de potencia activa y reactiva),
- Mediante el control de la potencia activa, se puede conseguir la función de despacho y de regulación de respuesta de la potencia activa.
- En el estado FRT, el inversor puede responder rápidamente a los cambios de la red eléctrica y apoyarla.

Parameter	Unit	Value			
		CL 30	CL 33	CL 50	CL 50 (for Australia)
Pn	kW	29.9	33	50	50
Pmax	kW	29.9	36.3	55	50
Smax	kVA	29.9	36.3	55	50

Tabla 11- Principales parámetros de los inversores Schneider

3.2.3.2 Ajuste potencia reactiva (regulación de potencia reactiva)

FP (Factor de potencia fijo)

El rango de ajuste del factor de potencia es de -0,8 y +0,8, y la curva de ajuste en el modo FP

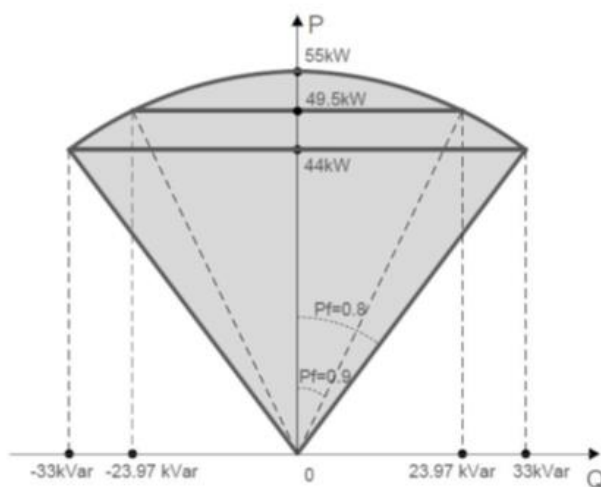


Ilustración 25- Diagrama P-Q del inversor CL50 de Schneider (en modo FP)

se muestra en la Ilustración 25. La zona sombreada muestra la capacidad P-Q del inversor en este modo.

La potencia activa máxima de salida del CL-50 es de 55 kW. La potencia aparente máxima de salida es de 55 kVA. La potencia reactiva máxima de salida es de ± 33 kVar (cuando el factor de potencia es de $\pm 0,8$).

Modo Q(t)

En el modo Q(t), la potencia reactiva del inversor es fijada y esta es función de la relación de potencia reactiva suministrada.

Por ejemplo, la potencia reactiva máxima en el CL-33 es de $0,6 S_{max}$ (siendo $S_{max} = 1,1 * P_n = 36,3$ kVA). A su vez, está condicionada por el parámetro "Límite de potencia reactiva" ajustado (valor de la relación de potencia reactiva). Si se ajusta al 40 %, la salida de potencia reactiva es $(0,6 S_{max}) * 40\% = (0,6 * 36,3) * 40\% = 8,71$ kVar.

El rango de ajuste de la relación de potencia reactiva es de 0-100% o 0-100%, lo que corresponde a los rangos de regulación de potencia reactiva inductiva y capacitiva respectivamente, y la precisión del ajuste es del 0,1%. La Ilustración 26 muestra la curva de ajuste en

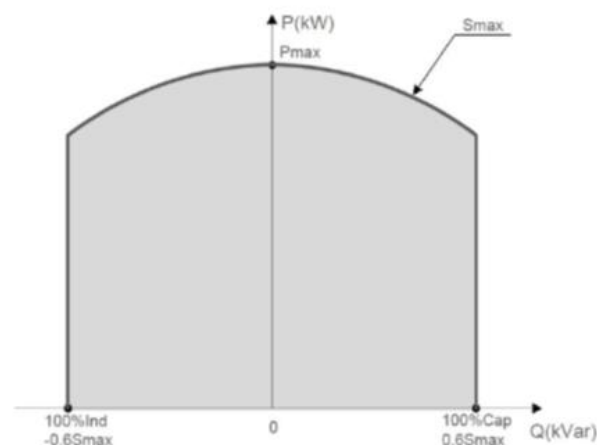


Ilustración 26 Diagrama P-Q (en modo Q(t))

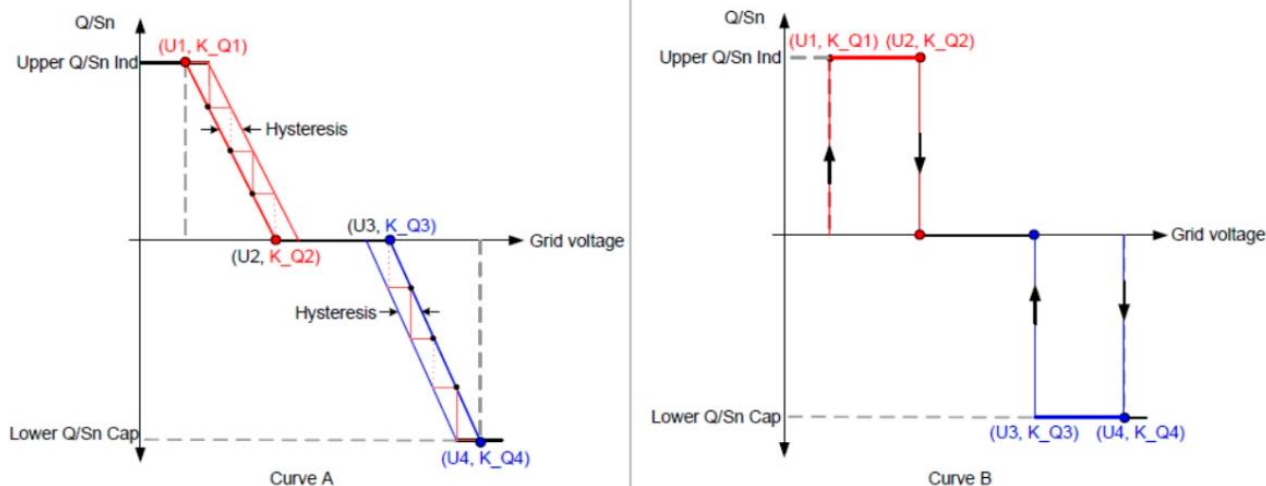


Ilustración 27 – Curvas parametrizables en el modo Q(U)

el modo Q(t). El área sombreada de la figura muestra la capacidad P-Q del inversor en modo Q(t).

Modo Q(U)

En el modo Q(U), la potencia reactiva de salida del inversor es función de la tensión de red, parametrizable según las curvas de la Ilustración 27:

Modo Q(P)

En el modo Q(P), la potencia reactiva de salida del inversor es función de la potencia activa de

salida del inversor, parametrizable según las curvas de la Ilustración 28:

3.2.3.3 Ajuste potencia activa (Regulación potencia activa)

Modo reducción/aumento potencia para sobre/sub frecuencia

En el modo de regulación potencia-frecuencia, el equipo regula la potencia activa en función de la frecuencia de red (ver Ilustración 29 e Ilustración 30).

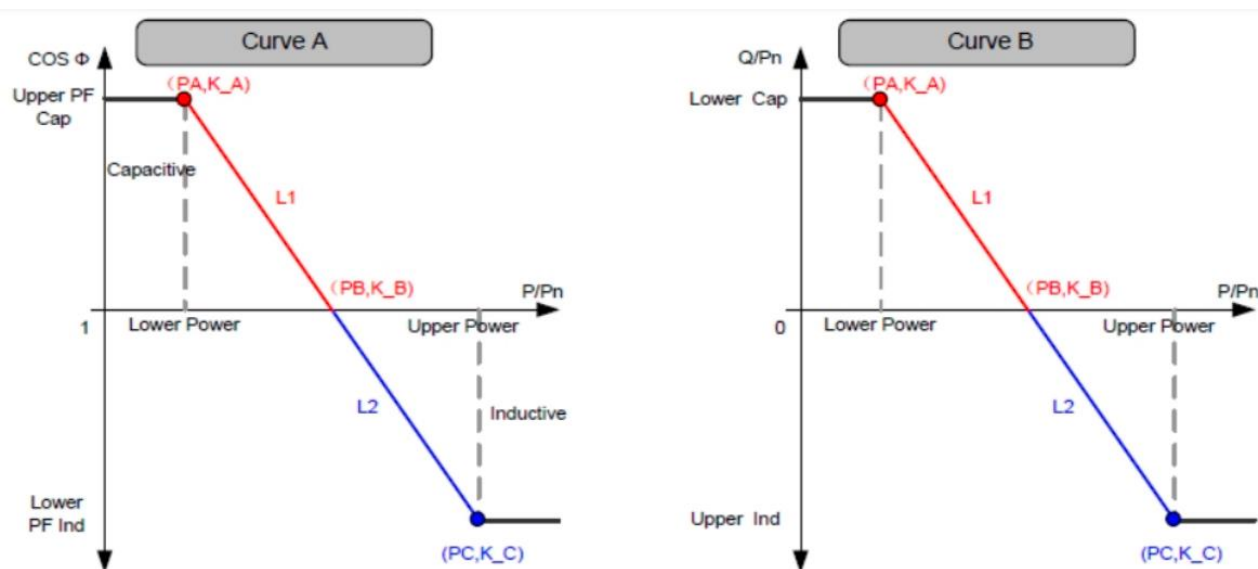


Ilustración 28 – Curvas parametrizables en el modo Q(P)

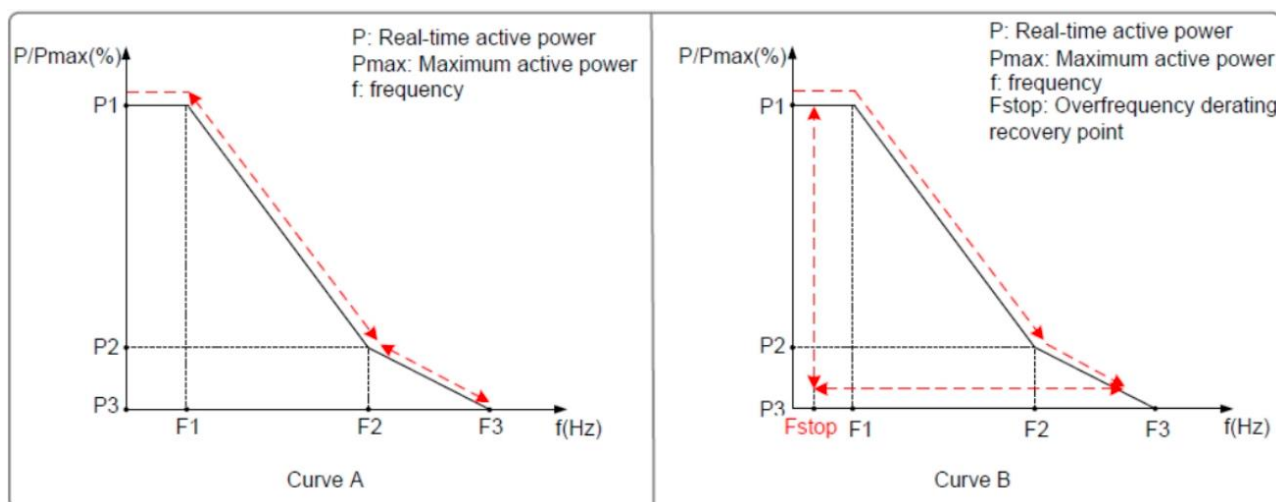


Ilustración 30 – Curva de reducción de potencia para sobrefrecuencia

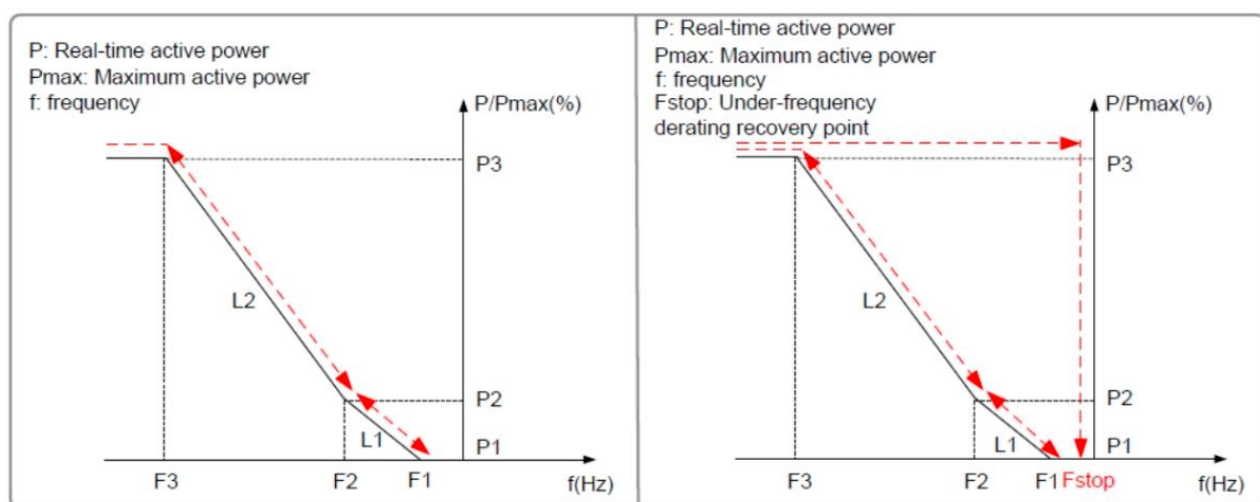


Ilustración 29 - Curva de aumento de potencia para subfrecuencia

Curva A de la Ilustración 30: la potencia activa del inversor cambia con la frecuencia en tiempo real después de que se produzca una sobre frecuencia.

Curva B de la Ilustración 30: después de que se produce la sobrefrecuencia, la potencia activa del inversor no se recupera hasta que la frecuencia alcanza el punto de recuperación de reducción por sobre frecuencia F_{stop} .

Modo voltio-vatio

Análogamente a los modos de regulación potencia-frecuencia, el modo Volt-Watt hace una regulación de la potencia activa en función de la tensión de red.

Parámetros de protección (control de potencia FRT)

En este bloque de funcionalidades se configuran los siguientes parámetros de protección:

- (10 min) Protección contra sobretensiones (característica dependiente del país/tipo de red)
- Protección contra el desequilibrio de la red. Estas configuraciones se utilizan para configurar la amplitud y el tiempo de espera (tiempo de protección) para que el inversor se recupere automáticamente cuando la desviación de la amplitud cae dentro del rango permitido.

- Detección de isla pasiva (característica dependiente del país/tipo de red)
- LVRT y HVRT (*low and high voltage ride through*). Cuando las faltas -de diferentes tipos- o perturbaciones en el sistema eléctrico causan una caída de voltaje en terminales del inversor fotovoltaico, este aún puede seguir funcionando sin desconectarse de la red dentro del rango específico de caída de voltaje e intervalo de tiempo.
- Protección red anormal. Estas son las configuraciones de disparo por niveles de frecuencia y voltaje anormales específicas del país.
- Detección de red antes de la conexión. Esta configuración se utiliza para que el inversor se vuelva a conectar después de la recuperación de la red. Tiene una configuración de voltaje de reconexión, frecuencia, tiempo y gradiente de potencia.

Conclusiones

La transición energética busca la descarbonización mediante la generación renovable. En España los objetivos de descarbonización figuran en el PNIEC en el que se establecen importantes objetivos de renovables para 2030, objetivos que se han incrementado en las sucesivas ediciones.

El carácter capilar de la fotovoltaica, la reducción de costes de la tecnología y su promoción para instalación próxima al consumo (autoconsumo) está provocando un rápido crecimiento de la misma.

Además de incentivos económico, la promoción se da también con la exención de obtención de permisos de acceso y conexión (evaluación de la capacidad de la red) para instalaciones de potencia no superior a 15kW, y exención de requisitos particulares de operación.

Este crecimiento sin especial control introduce retos de capacidad y calidad de suministro en la red de baja tensión. Si bien ya se empiezan a detectar problemas de calidad puntuales, se espera un crecimiento importante de tales problemas con el incremento de este tipo de generación.

Existen diversas alternativas para aumentar la capacidad de la red y permitir una mayor penetración de generación. Las compañías eléctricas cuentan con técnicas de gestión dinámica de la configuración de la red, los tomadores de carga dinámicos, inversión en red, etc. Hacia el futuro, se están diseñando mecanismos para poder incrementar la capacidad efectiva mediante el aprovechamiento de la flexibilidad de terceros (clientes conectados a la red), mecanismos que se basarán en mercados (mercados locales de flexibilidad).

Un tercer grupo de mecanismos que aseguren la calidad del suministro en la red de baja tensión tiene que ver con los inversores inteligentes, que tienen capacidad de apoyo a dicha red, mediante controles como los de potencia-tensión y que ya están siendo utilizado en países con mayor penetración de generación fotovoltaica como son Australia, EE.UU. (California). Dichos países tienen requisitos específicos para que este tipo de generación colabore en la distribución, que van desde un control tensión-potencia a nivel de punto de conexión a un control centralizado mediante consignas de generación.

Se trata de soluciones dinámicas que limitan en momentos pico la generación para mantener la operación de la red dentro de los límites y evitar sobreinversiones en activos físicos de red.

La solución a los retos que plantea este crecimiento de generación renovable no es única, sino que será una combinación de varias de las indicadas previamente. Es necesario profundizar en qué combinación es la óptima a partir de su estudio de detalle tanto técnico como económico junto con una estimación de la evolución futura de dicho tipo de generación y su efecto en la red.

Documentos de Referencia

- [1] Comisión Europea, «Climate Action,» [En línea]. Available: https://climate.ec.europa.eu/eu-action/climate-strategies-targets/2030-climate-energy-framework_es. [Último acceso: 15 mayo 2023].
- [2] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030,» 2020. [En línea]. Available: https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/planes-estrategias/plan-nacional-integrado-energia-clima/plannacionalintegradodeenergiayclima2021-2030_tcm30-546623.pdf. [Último acceso: 15 mayo 2023].
- [3] Massachusetts Institute of Technology, «The future of solar energy,» 2015. [En línea]. Available: <https://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2015/05/MITEI-The-Future-of-Solar-Energy.pdf>. [Último acceso: 8 mayo 2023].
- [4] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, «Resolución de 20 de mayo de 2021, por la que se establecen las especificaciones de detalle para la determinación de la capacidad de acceso de generación a la red de transporte y a las redes de distribución,» *Boletín Oficial del Estado*, p. 67770 a 67786, 2 junio 2021.
- [5] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica,» *Boletín Oficial del Estado*, 29 diciembre 2020.
- [6] Comisión Europea, «Reglamento 2016/631 de la Comisión, de 14 de abril de 2016, que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red,» *DOUE*, pp. 1-68, 27 abril 2016.
- [7] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas,» *Boletín Oficial del Estado*, p. 48722 a 48757, 8 julio 2020.

- [8] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «Orden TED/749/2020, de 16 de julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión.,» *Boletín Oficial del Estado*, p. 62406 a 62458, 18 2020.
- [9] Energie-Control GmbH, «Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen - TOR,» [En línea]. Available: <https://www.e-control.at/bereich-recht/tor>. [Último acceso: 15 mayo 2023].
- [10] Public Utilities Commission of California, «Rule 21 Interconnection,» [En línea]. Available: <https://www.cpuc.ca.gov/Rule21/>. [Último acceso: 10 Mayo 2023].
- [11] Horizon Power, «Manuals, standards & metering,» [En línea]. Available: <https://www.horizonpower.com.au/contractors--installers/manuals--standards/>. [Último acceso: 10 5 2023].
- [12] Western Power, «Manuals, guides & standards,» [En línea]. Available: <https://www.westernpower.com.au/industry/manuals-guides-standards/>. [Último acceso: 10 mayo 2023].
- [13] Ergon Energy, «Connection standard,» [En línea]. Available: <https://www.ergon.com.au/network/contractors-and-industry/solar-pv-installers/connection-standard>. [Último acceso: 10 mayo 2023].
- [14] FutuRed, «Flexibilidad en redes de distribución eléctrica,» 31 marzo 2021. [En línea]. Available: <https://www.futured.es/documento/documento-futured-flexibilidad-en-redes-de-distribucion-electrica/>. [Último acceso: 10 mayo 2023].
- [15] Schneider Electric, Inversor CL 30, CL 33 y CL 50 - Guía del propietario (990-91392-002), 2020.
- [16] B. Bayer, P. Matschoss, H. Thomas y A. Marian, «The German experience with integrating photovoltaic systems into the low-voltage grids,» *Renewable Energy*, vol. 119, 2018.

