



Diseño de instalaciones eléctricas Prosumer.

Integrar fuentes locales de energía renovable, típicamente producción solar fotovoltaica (PV), en los sistemas de distribución eléctrica de los edificios y utilizarlas para alimentar las cargas del edificio es una forma de descarbonizar y aumentar la eficiencia energética. Cada vez es más común tanto en edificios nuevos como existentes. Sin embargo, el uso de fuentes locales para el autoconsumo plantea interrogantes y nuevos desafíos.

Durante las últimas décadas hasta la década de 2020, hemos visto cómo las instalaciones eléctricas pasaban de ser un puro consumidor abastecido por un único sistema de producción centralizado (a veces incluyendo un generador de respaldo) a arquitecturas más complejas. Este cambio se produjo en los edificios comerciales e industriales, y en los edificios residenciales, en particular.

El primer paso se produjo cuando los paneles fotovoltaicos comenzaron a cubrir los techos de casas y edificios comerciales e industriales, pero generalmente con una conexión dedicada para la producción fotovoltaica para alimentar la red de distribución (DN).

Las reglas de instalación como IEC 60364 han seguido esta tendencia, en particular con la parte 7-712 para fotovoltaica. (La primera edición de 7-712 se publicó en 2002, luego la Ed 2 en 2017). Consulte [el Capítulo P: Instalación fotovoltaica \(PV\)](#).

Entonces, estas fuentes renovables locales se conectan cada vez más dentro de la instalación privada para el autoconsumo en lugar de alimentar la red. Se puede complementar con un sistema de almacenamiento de energía de batería para fines de resiliencia o flexibilidad. Este cambio en la arquitectura del modo de alimentación fotovoltaica está directamente influenciado por las políticas regionales o nacionales para las tarifas de alimentación fotovoltaica: cuando el precio del kWh de la energía fotovoltaica pagado por las empresas de servicios públicos es inferior al kWh pagado por las cargas de los edificios, el autoconsumo se vuelve más relevante. Consulte el Capítulo P - [Fig. P2](#).

Este movimiento está transformando todas las instalaciones de consumo eléctrico heredadas en **Productor y Consumidor = Prosumidor**.

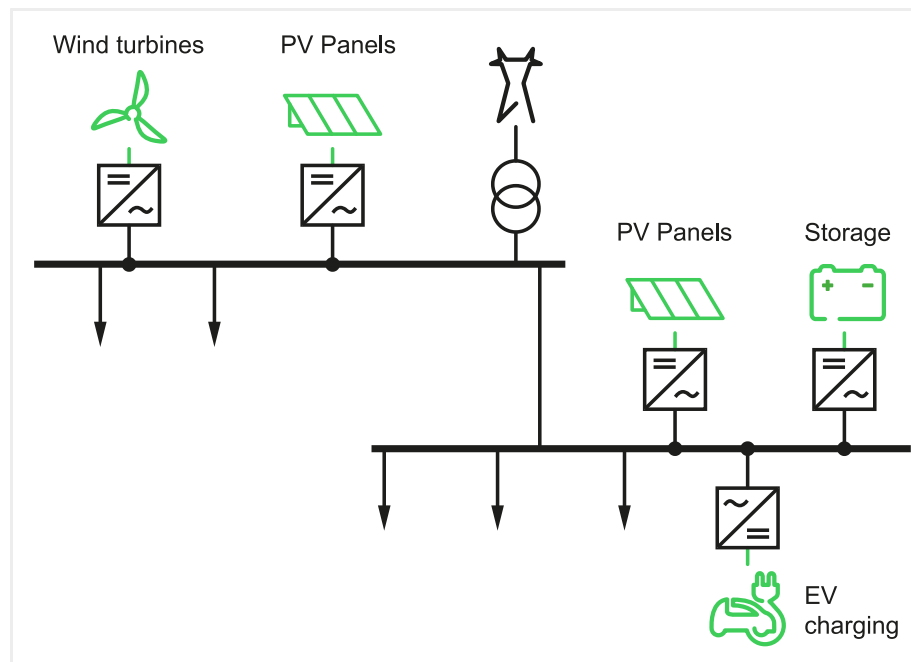


Fig. K37 – Ejemplo de instalación eléctrica Prosumer (PEI) que integra producción, almacenamiento y carga de energía eléctrica fotovoltaica (eólica) de consumo propio...

Esta instalación de Prosumer Electrical ahora está cubierta por IEC 60364-8-82 (edición 2022). Tenga en cuenta que la primera edición (2018) se denominó IEC 60364-8-2: esta denominación se modificó en la edición de 2022.

Nota : El vocabulario electrotécnico (serie IEC 60050) define:

- **prosumidor** (instalación eléctrica) como "usuario de la red que consume y produce energía eléctrica" [IEV 617-02-2]
- **microrred** como "grupo de cargas interconectadas y recursos energéticos distribuidos con límites eléctricos definidos que forman un sistema de energía eléctrica local en niveles de voltaje de distribución, que actúa como una única entidad controlable y es capaz de operar en modo isla o conectado a la red. Nota 1 a entrada: Esta definición cubre tanto las microrredes de distribución (de servicios públicos) como las microrredes de instalaciones (propiedad del cliente). [IEV 617-04-22]

En esta sección, al igual que en IEC 60364-8-82, utilizamos el término Prosumer, ya que no abordamos la microrred de distribución (servicio público). Tenga en cuenta que un Prosumer islable en modo isla puede denominarse microrred o nanorred.

Esta página se editó por última vez el 10 de noviembre de 2023 a las 14:56.



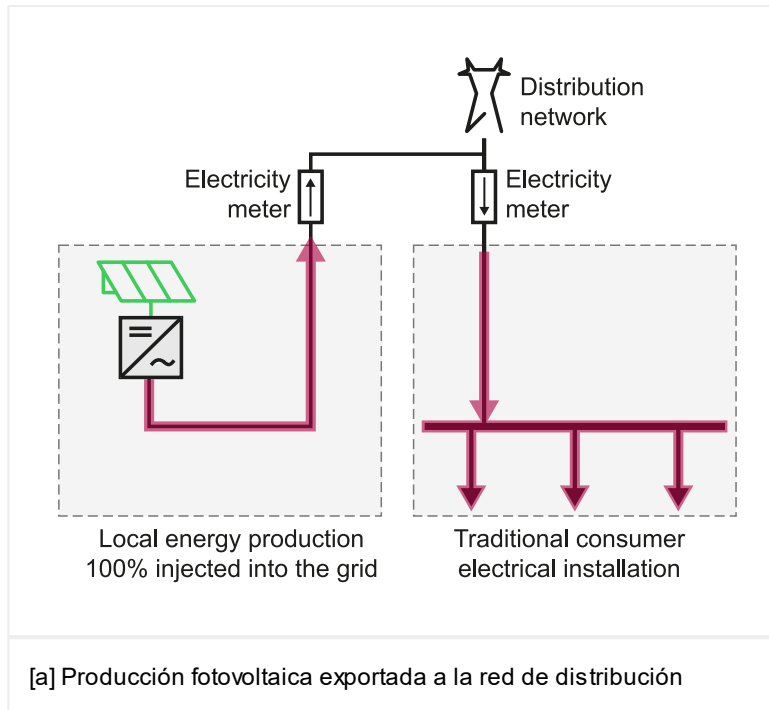
¿Qué significa autoconsumo?

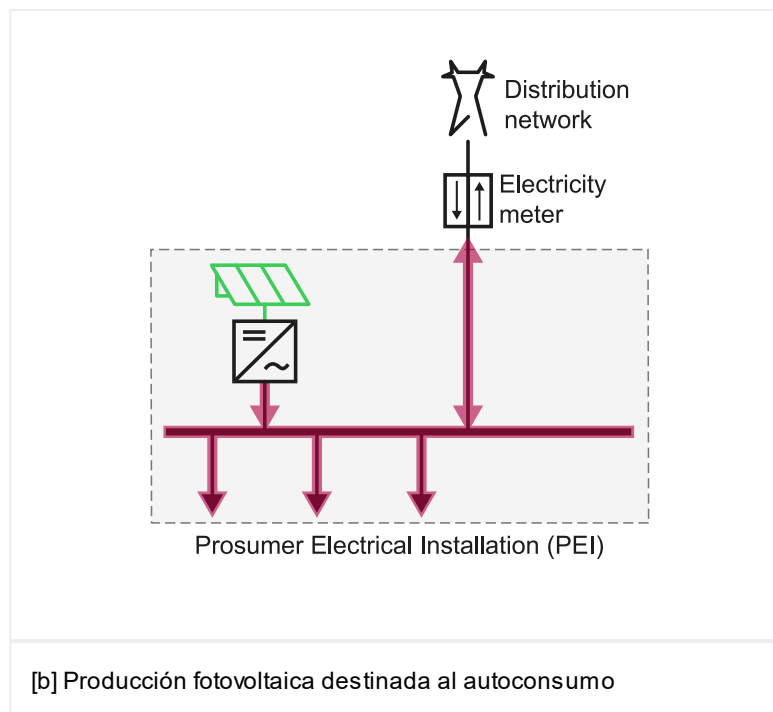
El autoconsumo de energías renovables locales como la energía solar es el modelo económico en el que el edificio utiliza la electricidad producida por las fuentes locales para sus propias necesidades eléctricas, actuando así a la vez como productor y consumidor, o prosumidor. El autoconsumo se está convirtiendo en la década de 2020 en el modelo económico preferido por varios motivos:

- El autoconsumo ofrece, o ofrecerá próximamente, mayores beneficios económicos y un mejor control de la factura energética
- El autoconsumo permite a los edificios consumir su propia energía descarbonizada
- El autoconsumo promete mayor independencia de la red y futuras variaciones de la tarifa eléctrica

¿Por qué el autoconsumo impacta en la instalación eléctrica del edificio?

Fig. K38 — Un sistema fotovoltaico puede conectarse directamente a la red de distribución eléctrica ([a]) o conectarse a la instalación eléctrica del edificio y utilizarse para autoconsumo ([b]).





AL EXPORTAR A LA RED DE DISTRIBUCIÓN, SU SISTEMA FOTOVOLTAICO Y SU INSTALACIÓN DEL EDIFICIO SON SEPARADOS E INDEPENDIENTES, ver **Fig. K38 - [a]**

Cuando la producción fotovoltaica se exporta íntegramente a la red de distribución, la instalación fotovoltaica se conecta a la red de distribución eléctrica sin ninguna conexión al sistema eléctrico del edificio, consulte la **Fig. K38 - [a]** (incluso si los puntos de conexión pueden ser eléctricamente muy cerca). Aunque forman parte de la misma infraestructura física, el sistema fotovoltaico y la instalación del edificio son dos unidades eléctricas independientes y autónomas. La energía fotovoltaica inyectada a la red de distribución y la energía consumida por el edificio se miden mediante dos contadores independientes. La instalación fotovoltaica requiere un mínimo de funciones de control, normalmente gestionadas por los inversores fotovoltaicos, y no tiene ningún impacto en el control del edificio. Las reglas de instalación fotovoltaica están establecidas por IEC 60364-7-712 y las reglas de conexión de la red de distribución.

CUANDO ES AUTOCONSUMO, SU INSTALACIÓN FV ES PARTE DE LA INSTALACIÓN DE SU EDIFICIO, ver **Fig. K38 - [b]**

En este segundo caso (ver **Fig. K38 - [b]**), la conexión de la instalación fotovoltaica a la instalación eléctrica del edificio se realiza hacia abajo en el contador de servicios públicos. La instalación fotovoltaica forma parte de la instalación del edificio, por lo que su tamaño, sistema de puesta a tierra y equipos de protección dependen de la instalación eléctrica del edificio. La integración de la instalación fotovoltaica también puede requerir modificaciones en el resto de partes de la instalación eléctrica del edificio.

CUANDO SE PUEDEN AÑADIR FUENTES ADICIONALES O EQUIPOS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA DE CONSUMO AUTOMÁTICO, ABRIENDO LA PUERTA AL FUNCIONAMIENTO EN ISLA, consulte la **Fig. K39** a continuación

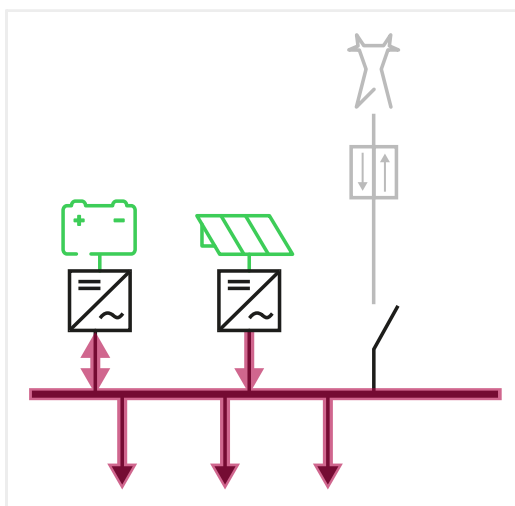


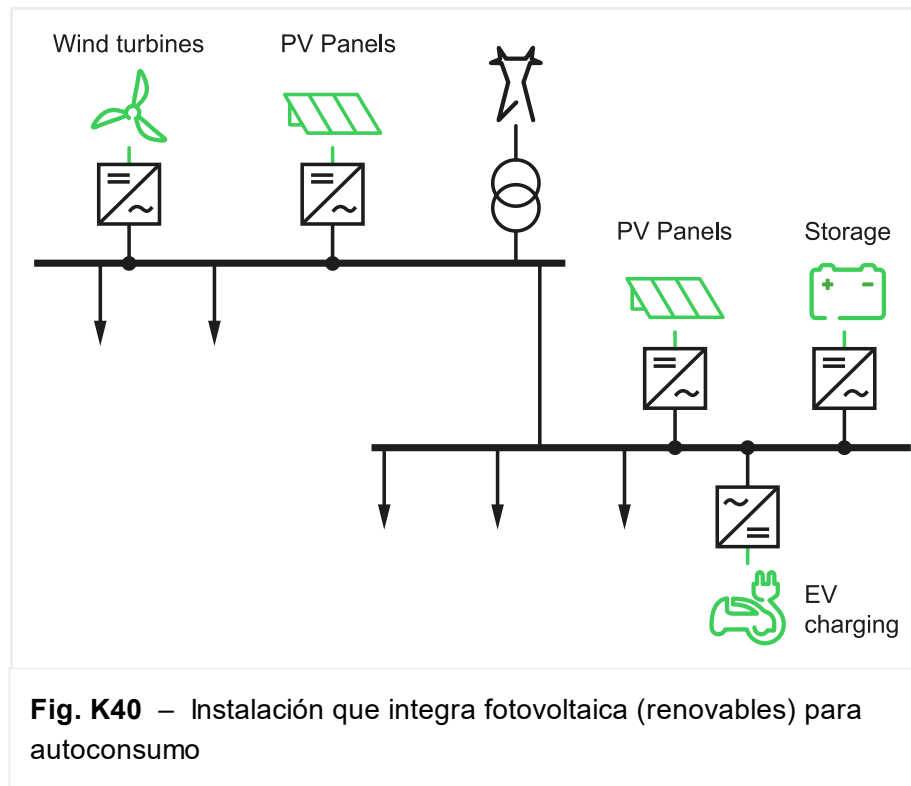
Fig. K39 – Producción fotovoltaica y almacenamiento de energía utilizados

para el autoconsumo en modo isla (= desconectado de la red de distribución)

¿Qué cambia a la hora de integrar la producción solar para el autoconsumo?

Hay tres cambios fundamentales que se producen cuando se opta por el autoconsumo de la energía solar producida por paneles fotovoltaicos:

- La instalación eléctrica ya no se alimenta de una única fuente, sino de dos o más fuentes que funcionan en paralelo a la red eléctrica.
- Cada fuente local producirá energía (o no, según las condiciones), lo que significa que la instalación tiene múltiples modos de funcionamiento, según combinaciones de fuentes de energía.
- Los paneles fotovoltaicos producen una salida de corriente continua (CC) y utilizan inversores de potencia para convertirla a CA.



En consecuencia, el autoconsumo fotovoltaico plantea importantes consideraciones técnicas a la hora de diseñar la instalación eléctrica del edificio, tales como:

- ¿Dónde conectar la producción fotovoltaica?
- ¿Cómo calcular los parámetros del sistema de la instalación?
- ¿Cómo dimensionar la instalación de un edificio con producción solar?
- ¿Cómo proteger el sistema eléctrico de un edificio con producción solar integrada?

- ¿Cómo gestionar el sistema fotovoltaico y las cargas del edificio?

La energía producida por fuentes locales (solar...) es la que suministra las cargas en paralelo a la red.

Durante el día, mientras la luz del sol y los paneles solares producen electricidad, la instalación eléctrica se alimenta tanto de la red como del sistema fotovoltaico. Estas dos fuentes operan en paralelo, sin transferencia de suministro de una fuente a la otra.

Para facilitar esto, los inversores convierten la electricidad CC producida por los paneles solares en electricidad CA. Los inversores fotovoltaicos sincronizan su potencia de salida con el voltaje y la frecuencia de la red para evitar desajustes y problemas de estabilidad.

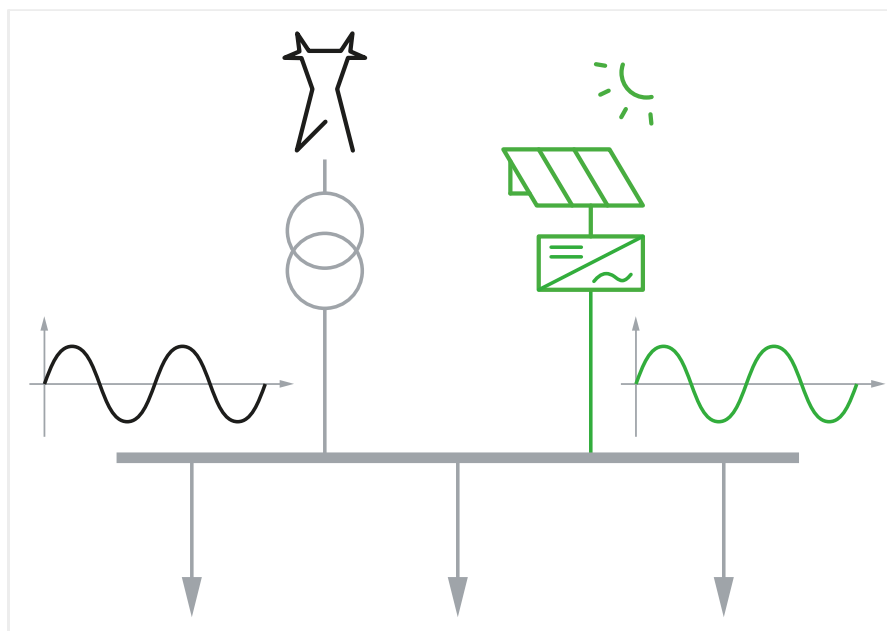


Fig. K41 : La salida fotovoltaica está sincronizada con el voltaje y la frecuencia de la red para evitar desajustes y problemas de estabilidad.

El autoconsumo de la energía local producida se produce de forma natural

El autoconsumo de la energía local producida no requiere ningún equipo específico para gestionar el flujo de electrones; esto ocurre de forma natural, la energía producida localmente va a las cargas, ya que la electricidad toma el camino de menor resistencia.

El camino hacia las cargas, formado por cables y barras colectoras, tiene una resistencia mucho menor que el camino hacia el transformador y la red. Por lo tanto, las cargas consumirán la producción local disponible y extraerán energía adicional de la red, según sea necesario.

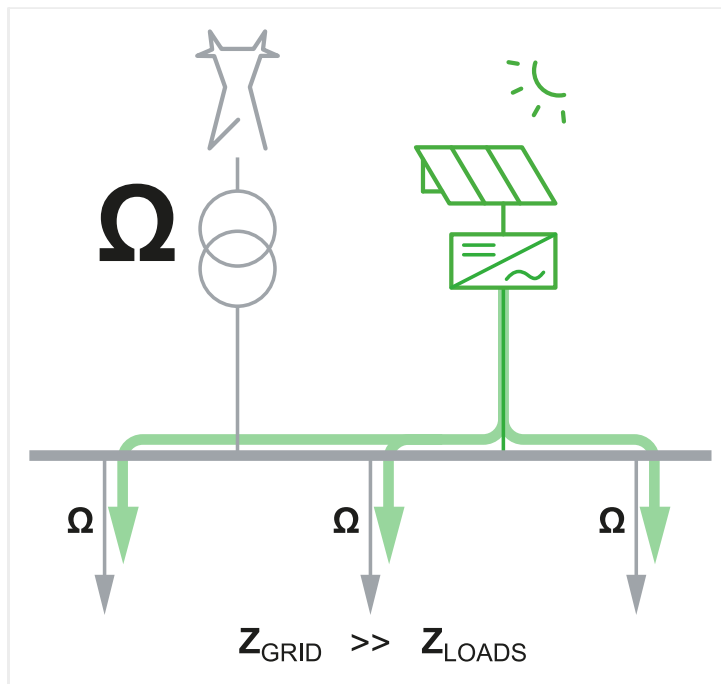


Fig. K42 – La energía producida localmente (como la solar) va a las cargas, ya que el camino hacia las cargas tiene una resistencia mucho menor que el camino hacia el transformador y la red.

Si la producción local supera el consumo de la carga (los fines de semana, por ejemplo), el exceso de electricidad irá naturalmente a la red. Dependiendo del operador de la red de distribución, la inyección de energía producida localmente en la red podría estar permitida o no, y debería gestionarse. Ver [Exceso de producción local: cómo gestionarlo](#).

Por la noche, los sistemas fotovoltaicos no producen, pero pueden consumir energía

Por la noche, los paneles solares no producen electricidad. Aunque los inversores fotovoltaicos estén en standby, pueden consumir un poco de energía eléctrica. Habitualmente, el consumo nocturno de los inversores fotovoltaicos es inferior a 1 vatio/hora.

Las pérdidas de energía en espera se pueden evitar desconectando el sistema fotovoltaico durante la noche. Sin embargo, esto rara vez se hace porque la desconexión requiere el uso de equipos adicionales y una operación de conmutación diaria.

General Specifications

Part numbers	PVSCL60E
Peak efficiency / Euro or CEC efficiency	98.7 % / 98.5 %
Power consumption at nighttime	< 1 W
Enclosure type protection class	IP 65
Weight	66 kg.
Inverter dimensions (H x W x D)	95.8 x 65.2 x 25.0 cm
Ambient air temperature for operation	-25°C to 60°C ²

Fig. K43 – Consumo de energía nocturno del inversor fotovoltaico – extracto de la especificación técnica

¿Cuál es la diferencia con un generador de respaldo clásico?

El uso de fuentes locales, como un generador de respaldo, es común en instalaciones eléctricas para servicios de seguridad, por ejemplo.

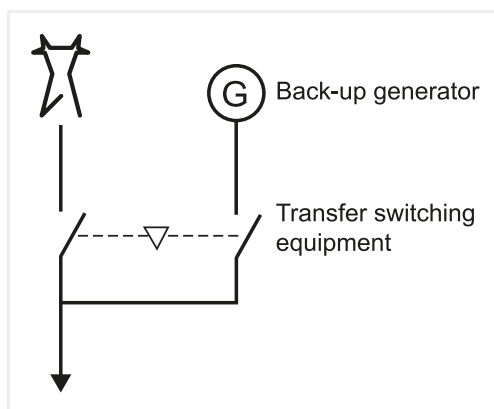


Fig. K44 – Ejemplo de instalación que integra un generador de respaldo

La principal diferencia de este tipo de instalación con un Prosumer es que dicha instalación no está destinada a producir energía localmente cuando está conectada a la red, por lo que sólo existen dos modos de funcionamiento:

- Conectado a la red sin producción local
- Desconectado de la red con producción local.

El tipo de conexión a tierra del sistema en modo desconectado se gestiona fácilmente; además, el generador de respaldo basado en un generador síncrono puede proporcionar sobrecorriente en caso de cortocircuito, incluida falla a tierra, lo que permite una fácil desconexión automática del suministro como medida de protección contra fallas de línea a tierra. . Las arquitecturas complejas con varios generadores que plantean problemas de estabilidad y control, y/o una transición cercana con la red de distribución, están restringidas a aplicaciones limitadas, como hospitales o centros de datos, donde el almacenamiento de energía fotovoltaica y de baterías es aplicable a cualquier tipo de edificio, incluidos locales residenciales.

Nota: Estas instalaciones están cubiertas por la norma IEC 60364-5-55.

Esta página se editó por última vez el 10 de noviembre de 2023 a las 16:04.



Tipos de instalación eléctrica Prosumer según IEC 60364-8-82

IEC 60364-8-82 (edición 2022) define la instalación eléctrica del prosumidor (PEI) como:

Instalación eléctrica de baja tensión conectada o no a una red de distribución capaz de operar:

- con fuentes de alimentación locales, y/o
- con unidades de almacenamiento locales,

y que monitorea y controla la energía de las fuentes conectadas entregándola a:

- equipo que usa corriente, y/o
- unidades de almacenamiento locales, y/o
- redes de distribución

IEC 60364-8-82 (edición 2022) define 3 tipos de instalación eléctrica Prosumer (PEI)

- PEI independiente
- PEI conectado a la red
- PEI islable

Nota: IEC 60364-8-82 es el nuevo número de norma desde su edición de 2022. La primera edición (2018) fue IEC 60364-8-2.

PEI independiente

Una PEI autónoma es una PEI que no está conectada permanentemente a una red de distribución (IEC 60364-8-82 2022 82.3.15).

No existen nuevos requisitos específicos para dicha instalación que existan desde hace mucho tiempo (por lo general, construir lejos de cualquier red de distribución en una zona remota como un refugio de montaña).

Para un PEI autónomo, el voltaje y la frecuencia se establecerán mediante una fuente formadora de red (por ejemplo, un generador giratorio o un convertidor formador de red).

PEI conectado a la red

Una PEI conectada a la red es una PEI destinada a funcionar únicamente cuando está conectada a una red de distribución (IEC 60364-8-82 2022 82.3.14).

Las medidas de protección contra descargas eléctricas en el interior de la instalación dependen de la conexión a la red de distribución. El funcionamiento y el control pueden ser bastante sencillos; sin embargo, un PEI conectado a la red necesita un Sistema de Gestión de Energía Eléctrica (EEMS) para garantizar el funcionamiento adecuado de la instalación y el logro de los objetivos de eficiencia energética (cuando una fuente renovable local, como la producción fotovoltaica, no funciona correctamente). , la instalación sigue siendo alimentada por la red de distribución: sin EEMS no se detecta la pérdida de la fuente renovable, lo que puede impactar en los objetivos de reducción de carbono).

La interacción con la red de distribución está determinada por códigos de red regionales, nacionales o locales.

En caso de pérdida de la red eléctrica o si la tensión, frecuencia u otros valores de calidad de la energía están fuera de sus tolerancias definidas por el operador de la Red de Distribución, ningún suministro eléctrico local permanecerá conectado a la red de distribución ni a la instalación. Aunque al principio esto pueda parecer contrario a la intuición, aborda un grave problema de seguridad. En caso de pérdida del suministro de servicios públicos, las instalaciones con generación local deben garantizar que no inyectan energía a la red para mantener seguros a los trabajadores de servicios públicos. Además, si la instalación de prosumer no está diseñada para funcionar desconectada, las medidas de protección contra descargas eléctricas dentro de la instalación pueden dejar de ser efectivas.

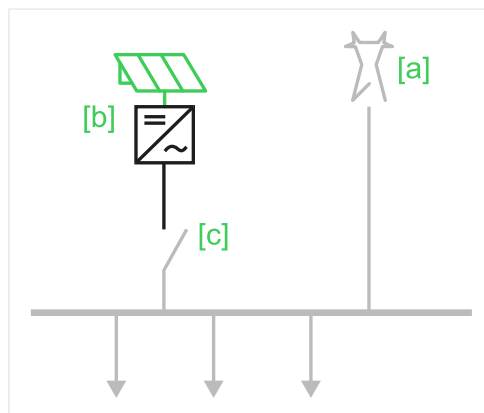


Fig. K45 – En caso de corte de la red [a], las fuentes locales [b] se desconectarán rápidamente [c]

PEI islable

Un PEI islable es un PEI destinado a funcionar ya sea conectado a una red de distribución o desconectado de la red de distribución: un PEI islable está en modo conectado o en modo isla intencional. (IEC 60364-8-82 2022 82.3.16)

Para PEI en modo isla, el voltaje y la frecuencia se establecerán mediante una fuente “formadora de red” (por ejemplo, un generador giratorio o un convertidor formador de red). Se pueden agregar otras fuentes de "seguimiento de la red" en paralelo

Las instalaciones fotovoltaicas no pueden garantizar el funcionamiento autónomo de la instalación eléctrica en modo aislado porque la energía solar producida es volátil, predecible pero no planificable y tiene capacidades de control limitadas. Para proporcionar un funcionamiento aislado, las instalaciones fotovoltaicas deben estar asociadas a otra fuente importante y estable, como un almacenamiento de energía o un generador.

El funcionamiento de una instalación eléctrica de este tipo, tanto en modo conectado a la red como en modo isla, es más complejo y requerirá un diseño de instalación eléctrica específico, un sistema de control adicional y un plan de protección eficaz para cada modo de funcionamiento. Consulte [Reglas de cálculo al integrar energía solar y almacenamiento](#) .

Dicho PEI se conectará a la red de distribución a través de un “Dispositivo de conmutación para aislamiento” (SDFI) como se describe en IEC 60364-8-82 82.6.3.4.3.

El modo isla puede comenzar

- automáticamente en caso de pérdida de red y/o
- intencionadamente a petición del operador del edificio

La apertura del SDFI iniciará el funcionamiento en isla, lo que significa que para el sistema de aire acondicionado:

- Cree un enlace local de neutro a tierra si es necesario.
- Cambie el modo de control de una fuente “formadora de red” para iniciar la regulación de voltaje y frecuencia.
- Gestionar cargas según la capacidad de producción y almacenamiento local.

Durante la operación en isla, el cierre de esta SDFI no será posible excepto cuando los voltajes del PEI y la Red de Distribución estén sincronizados.

El regreso al modo conectado a la red se puede realizar sin interrupción de energía con la sincronización del sistema de voltaje PEI aislado y el sistema de voltaje de la red de distribución o con un corte de energía (conmutación de fuentes locales, apertura del enlace neutro a tierra local, si lo hubiera, cerrando la SDFI, reiniciando el fuentes en modo de seguimiento de cuadrícula).

Volver al modo conectado a la red puede necesitar la autorización del Operador de la Red de Distribución en algunos casos.

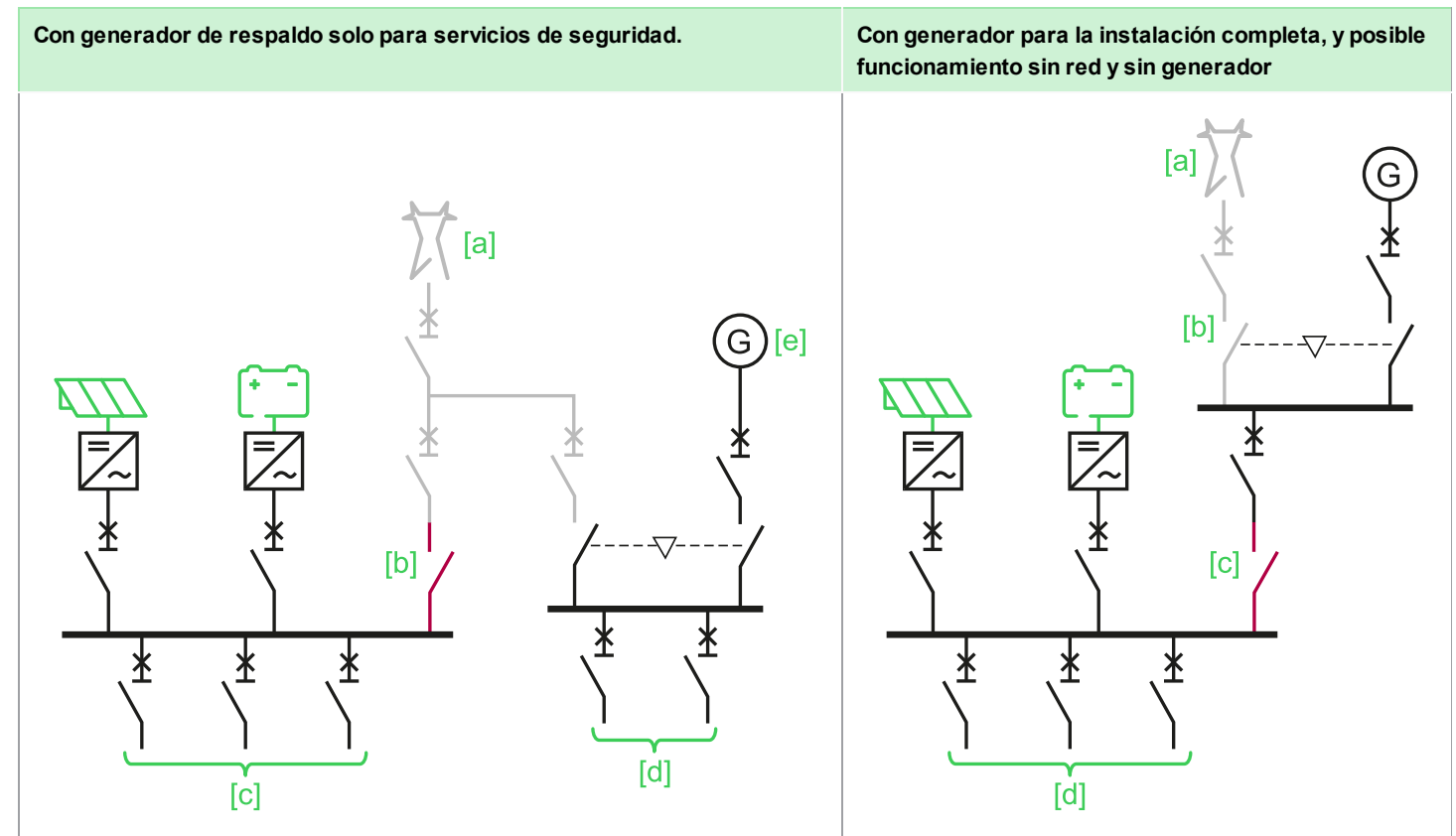
Fig. K46 – Ejemplos de arquitectura para PEI aislable

Con todas las cargas suministradas en modo isla	Con capacidad limitada en modo isla
[a] Red de distribución cortada [b] Dispositivo de conmutación para aislamiento (SDFI) [c] Cargas suministradas en modo isla	[a] Red de distribución cortada [b] Dispositivo de conmutación para aislamiento (SDFI) [c] Cargas suministradas en modo isla [d] Cargas no alimentadas en modo isla

Es posible que la PEI aislable deba combinarse con un [generador de respaldo](#) .

El funcionamiento de fuentes de convertidor electrónico de potencia, como fotovoltaica y batería, en paralelo con el generador, requiere una atención especial para la estabilidad del sistema.

Fig. K47 – Ejemplos de arquitectura para PEI islable combinada con un generador de respaldo



[a] Red de distribución cortada [b] Dispositivo de conmutación para aislamiento (SDFI) [c] Cargas suministradas en modo isla [d] Servicios de seguridad [e] Generador para servicios de seguridad	[a] Red de distribución cortada [b] Dispositivo de conmutación principal para aislamiento (SDFI) [c] SDFI secundario, para funcionamiento sin red y sin grupo electrógeno [d] Cargas suministradas en modo isla
--	--

Protección contra pérdida de red (o anti-isla)

La PEI conectada a la red y aislable deberá estar protegida contra la "pérdida de la red eléctrica": en caso de pérdida de la red eléctrica o si el voltaje, la frecuencia u otros valores de calidad de la energía están fuera de sus tolerancias según lo definido por el operador de la red de distribución, las fuentes locales se desconectarán de la red de distribución. La detección de dicha situación se especifica mediante un "código de red" regional, nacional o local.

La detección de dicha situación suele basarse en protecciones de subtensión y sobretensión de fase; y protecciones de baja y sobrefrecuencia. Opcionalmente se pueden requerir otras protecciones como: protección de tasa de cambio de frecuencia, protección de potencia inversa.

Las configuraciones generalmente están definidas por las especificaciones del operador de la Red de Distribución o las regulaciones locales. Estas configuraciones están definidas para cumplir con varios requisitos, en particular los requisitos "LVRT" y "FRT".

- El paso de bajo voltaje (LVRT) es la capacidad de las fuentes locales de permanecer conectadas durante un corto período de tiempo cuando la frecuencia está fuera de la tolerancia especificada.
- El paso de frecuencia (FRT) es la capacidad de las fuentes locales de permanecer conectadas durante un corto período de tiempo cuando la frecuencia está fuera de la tolerancia especificada.

Se debe garantizar en la medida de lo posible la selectividad de la pérdida de protecciones de red con protecciones contra cortocircuitos u otras perturbaciones previsibles como la caída de tensión en el interior de los PEI.

Esta protección de "pérdida de red" es denominada protección "anti-isla" por parte del operador de la red de distribución. La situación no deseada para el operador de la red de distribución es que una parte de su red de distribución sea energizada por un prosumidor durante un corte de red.

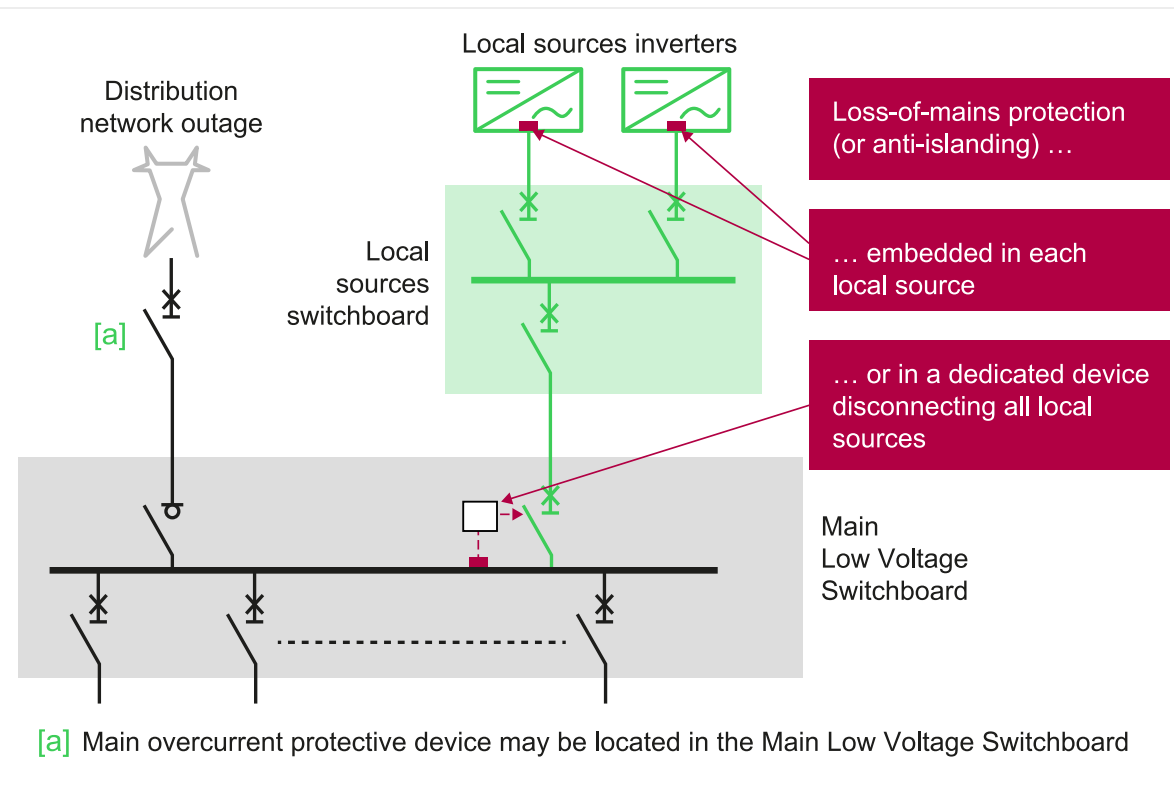
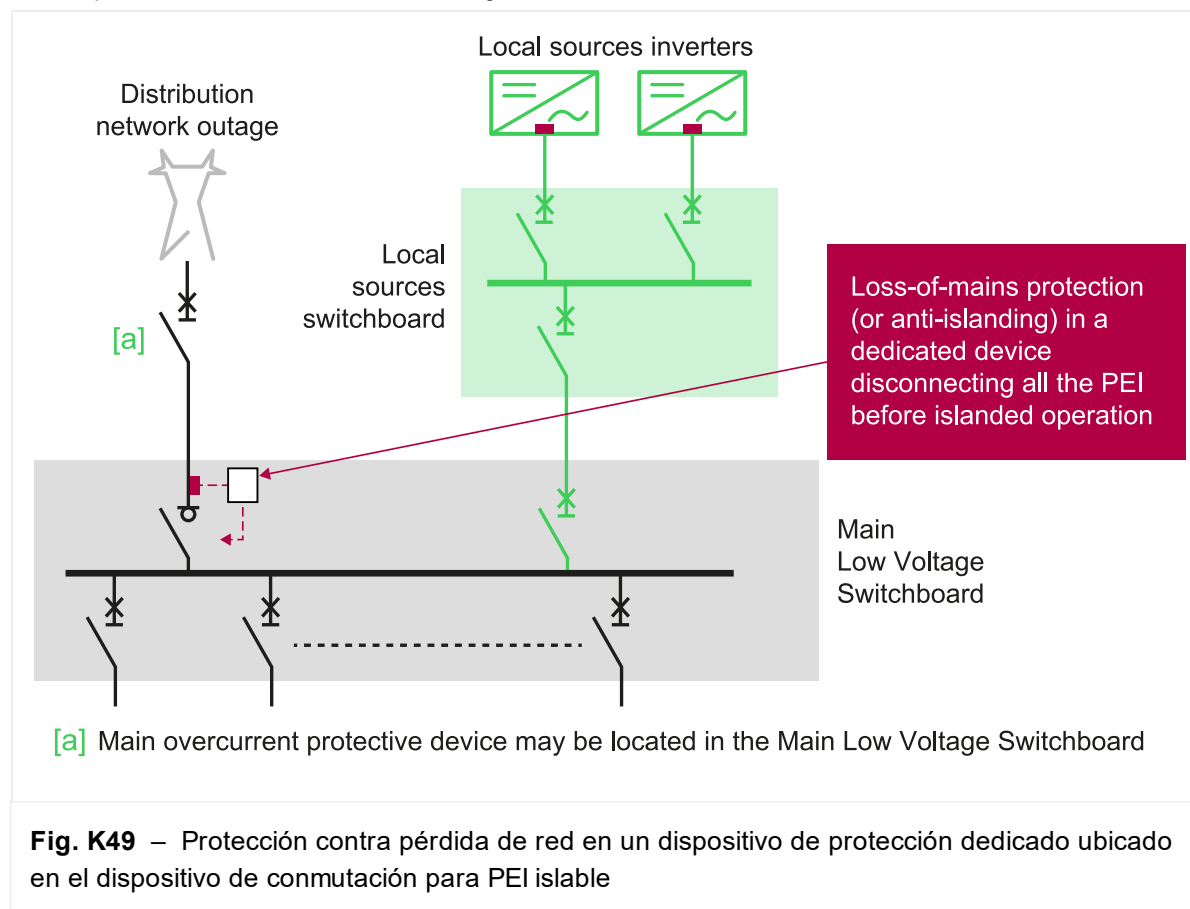


Fig. K48 – Protección contra pérdida de red: integrada en los inversores fotovoltaicos o en un dispositivo de protección dedicado ubicado en el alimentador del cuadro de distribución de fuentes locales para PEI conectado a la red



Algunas regulaciones nacionales (ver, por ejemplo, Suiza RR/IPE-NR 7 – CH 2020) exigen la redundancia de los medios de desconexión en caso de pérdida de red.

Esta redundancia se garantiza mediante: - dos dispositivos de conmutación en serie controlados por el relé de pérdida de red (o anti-isla) - un dispositivo de conmutación Y todas las fuentes locales controladas por el relé de pérdida de red (o anti-isla)

El relé de pérdida de red (o anti-islandning) y los dispositivos de conmutación relacionados deben controlarse independientemente de la alimentación principal para soportar los requisitos de funcionamiento de bajo voltaje. Por lo tanto, se requiere un suministro auxiliar dedicado con una capacidad de almacenamiento breve.

Esta página se editó por última vez el 10 de noviembre de 2023 a las 14:57.



Arquitecturas para la integración de fuentes locales.

Las fuentes locales se pueden conectar a la instalación eléctrica del edificio en diferentes lugares: al cuadro principal de baja tensión (BT), a un cuadro secundario de BT o aguas arriba del cuadro principal de BT.

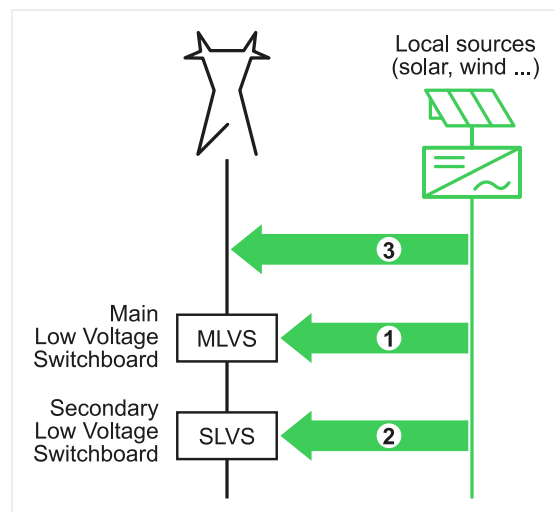


Fig. K50 – Opciones principales para conectar fuentes locales a una instalación eléctrica: (1) al cuadro de distribución de BT principal, (2) a un cuadro de distribución

Photovoltaic Self-Consumption: W

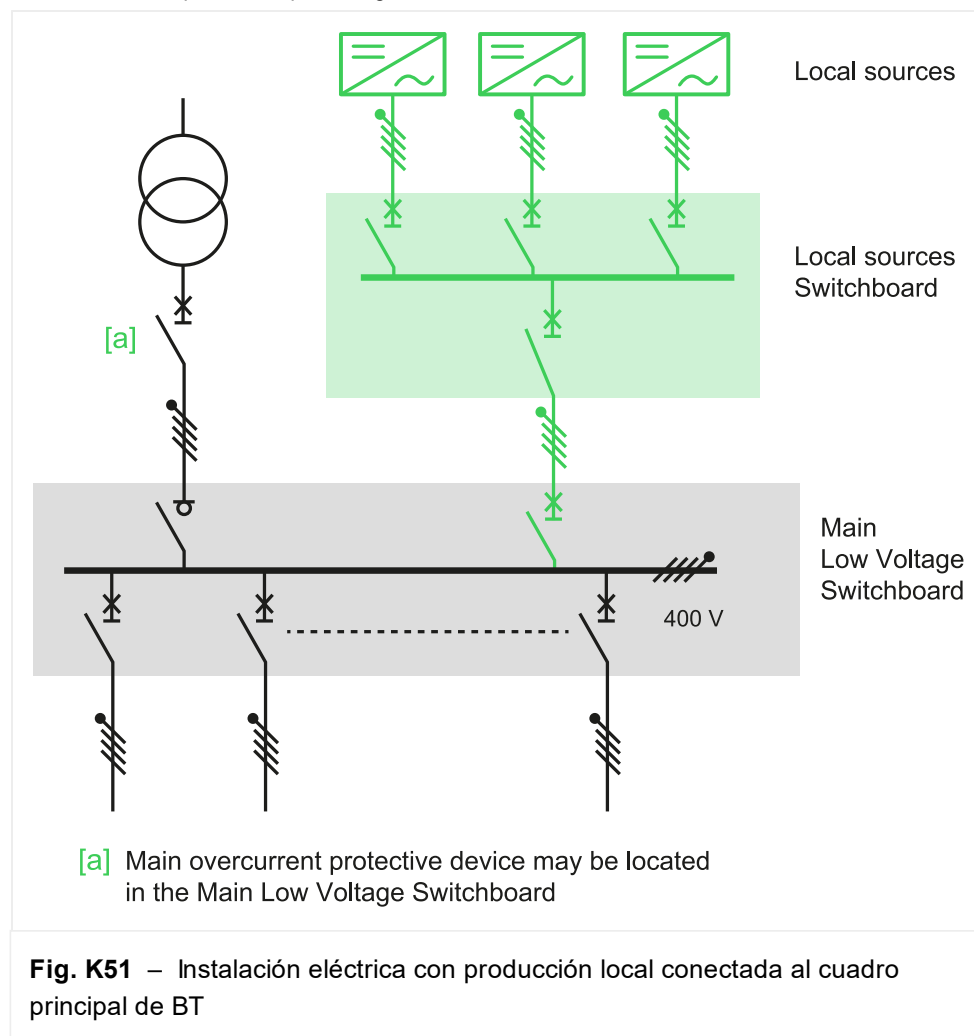


de BT secundario y (3) aguas arriba del cuadro de distribución de BT principal

Diseño recomendado: conectar al cuadro principal de BT

Una opción recomendada es conectar las fuentes locales al cuadro principal de baja tensión de la instalación eléctrica. Si la generación de energía local se logra mediante más de una fuente (generalmente varios inversores solares y un sistema de almacenamiento de energía), se recomienda que la salida de esos inversores se agrupe en un tablero de distribución dedicado (cuadro de distribución de fuentes locales), que luego se conecta al cuadro principal de BT en un único punto.

Esta arquitectura es sencilla y segura de mantener porque la producción local se puede desconectar en un único punto. Se recomienda tanto para edificios nuevos como existentes.



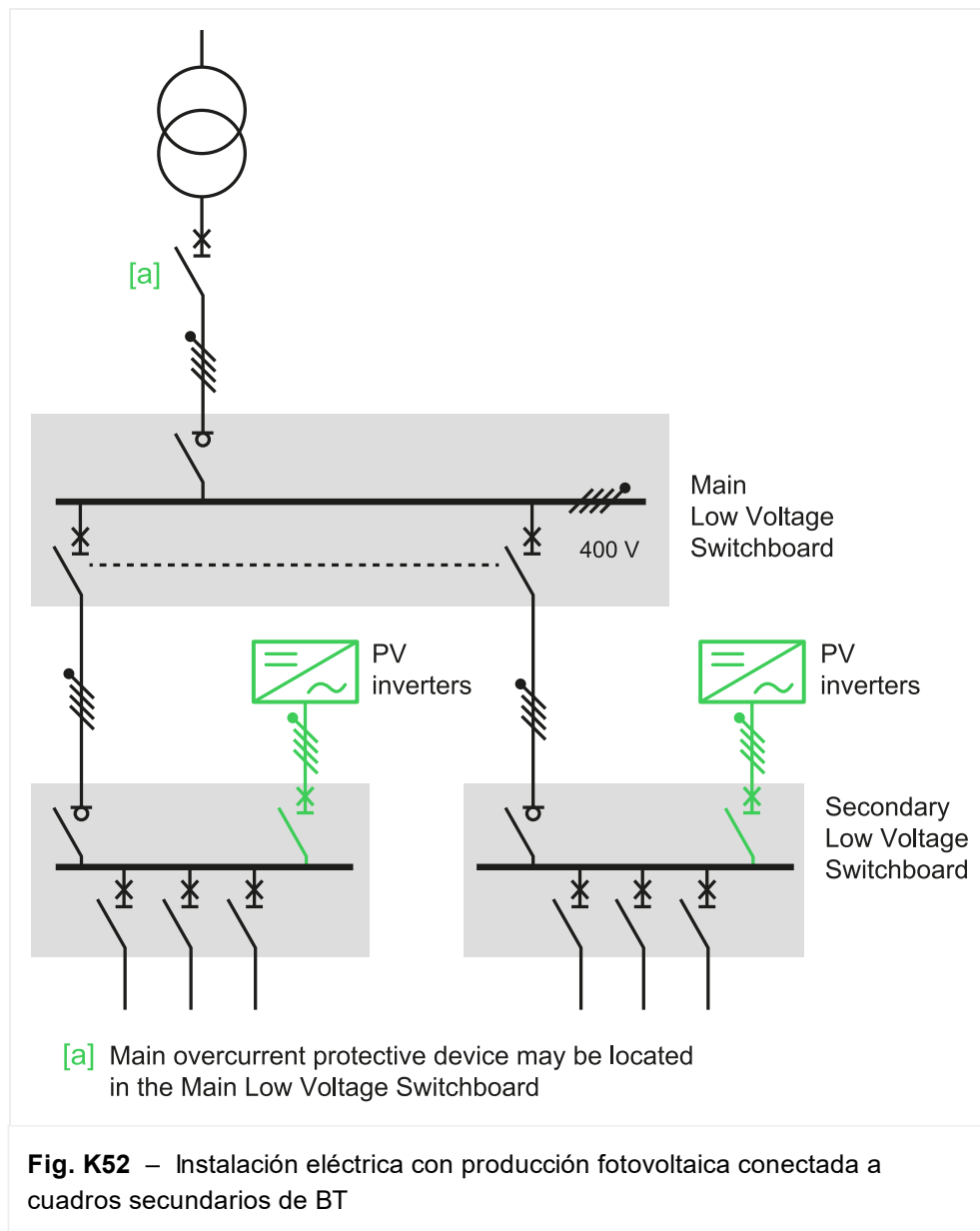
Para edificios existentes con producción fotovoltaica a pequeña escala en Prosumer conectado a la red

Conectar generadores fotovoltaicos al cuadro de distribución secundario de baja tensión más cercano es una arquitectura utilizada principalmente en edificios existentes donde la producción fotovoltaica es mucho menor que el consumo del edificio. Este enfoque se utiliza principalmente en edificios existentes de varias plantas, donde la producción fotovoltaica, normalmente en el tejado, está lejos del cuadro de distribución principal de BT, que suele estar a nivel del suelo. De

hecho, en tales situaciones, la longitud del cable entre el sistema fotovoltaico y el cuadro principal de BT puede ser considerable. Conectar el sistema fotovoltaico a un cuadro de distribución secundario de BT cercano puede minimizar la longitud del cable y facilitar la integración del sistema fotovoltaico.

Sin embargo, esta arquitectura presenta limitaciones importantes, que incluyen:

- Complejidad del diseño, gestión y mantenimiento de la instalación, especialmente si hay varias fuentes fotovoltaicas dispersas.
- Capacidad de actualización limitada, porque un aumento en la capacidad de producción del sistema fotovoltaico o la adición de otra producción o almacenamiento local puede requerir cambios significativos, como el cambio de tamaño de la infraestructura eléctrica existente.



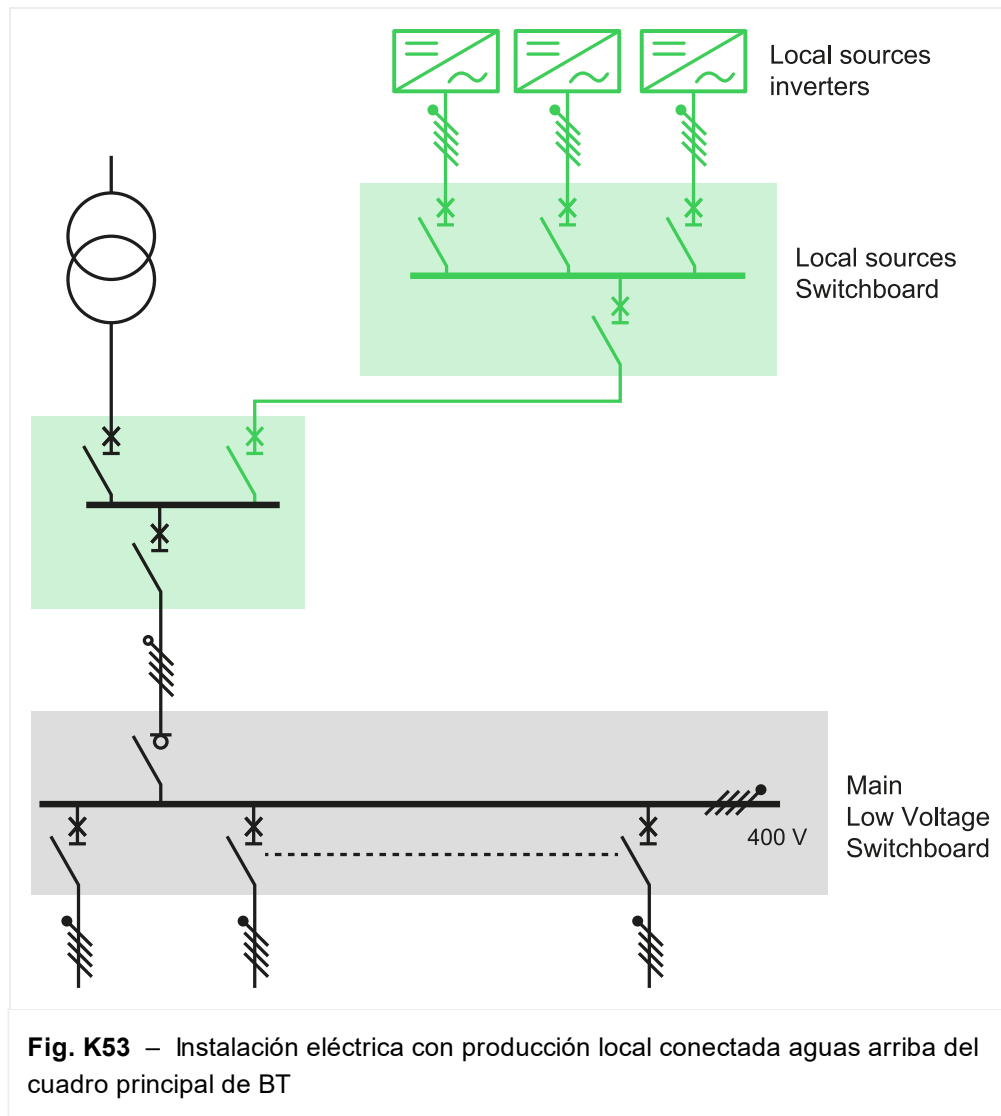
Esta arquitectura no se utilizará para la instalación de Prosumer en isla ya que la gestión del modo isla sería muy compleja.

Las fuentes locales, al menos las fuentes que forman la red, deben conectarse a la instalación eléctrica cerca del "Dispositivo de conmutación para aislamiento". Ver [PEI islable](#)

Para edificios existentes con producción local superior a la demanda.

Conectar las fuentes locales antes del cuadro principal de baja tensión es frecuentemente el método adoptado en los edificios existentes cuando la producción local añadida es mayor que el consumo del edificio. En este caso, conectar las fuentes locales a un tablero secundario o principal sobrecargaría la infraestructura eléctrica existente y requeriría su modificación, como reemplazo de cables, tableros y equipos de protección.

Realizar la conexión aguas arriba del cuadro principal proporciona una mejor opción porque no requiere ninguna modificación del cuadro principal de BT ni de otros componentes del sistema aguas abajo. Sin embargo, se calculará la corriente máxima de cortocircuito, incluidas las fuentes locales, y se comprobará la compatibilidad de la instalación existente con esta corriente máxima de cortocircuito.



Esta página se editó por última vez el 10 de noviembre de 2023 a las 16:05.



Reglas de cálculo al integrar energía solar y almacenamiento

Cuando la producción y el almacenamiento de electricidad solar se integran en los edificios, las instalaciones eléctricas evolucionan de una fuente única a una fuente múltiple, de la generación basada en generadores a la generación basada en inversores, y de un modo de funcionamiento único a múltiples modos de funcionamiento.

En consecuencia, la forma de calcular las instalaciones eléctricas también debe adaptarse para tener en cuenta algunos puntos complementarios, como se detalla a continuación.

Identificar todos los modos de funcionamiento.

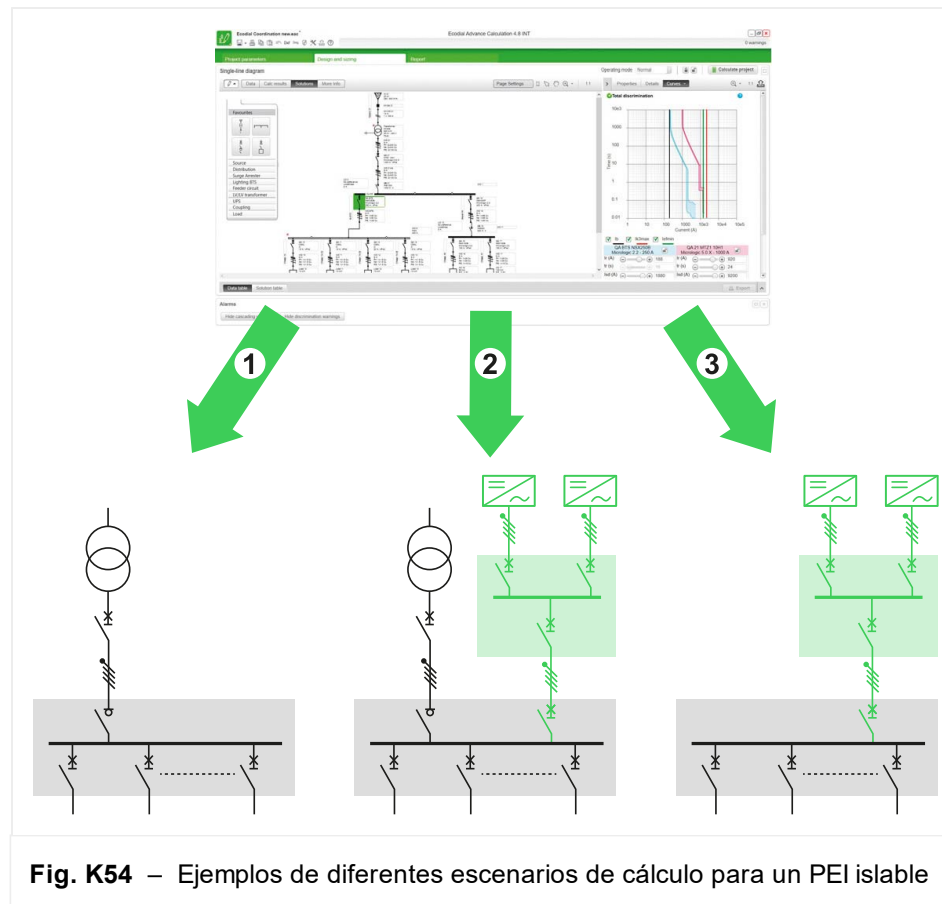
Una peculiaridad de las instalaciones con producción y almacenamiento solar es que cuentan con múltiples modos de funcionamiento. Esto significa que se producirán diferentes condiciones de funcionamiento dependiendo de las fuentes de energía disponibles y las cargas conectadas.

Normalmente, la integración de la producción solar conduce a al menos dos modos de funcionamiento. En el primer caso, durante las horas de producción solar, la instalación es alimentada por la red y el sistema fotovoltaico en paralelo. En cambio, cuando no hay producción fotovoltaica, por ejemplo durante la noche, la instalación se alimenta únicamente de la red.

Además, si el PEI es aislable, el cálculo también se realizará en modo isla. Ver [PEI aislable](#)

Photovoltaic Self-Consumption: Ho





Cuando se añade almacenamiento al sistema, el número de modos de funcionamiento aumenta aún más, y por dos motivos:

- existe un mayor número de combinaciones posibles de fuentes de energía que producen o no, y

- el almacenamiento debe considerarse tanto como fuente como como carga: cuando la batería se está cargando es una carga para la instalación eléctrica, pero cuando la batería se está descargando proporciona energía eléctrica a la instalación y se convierte en fuente.

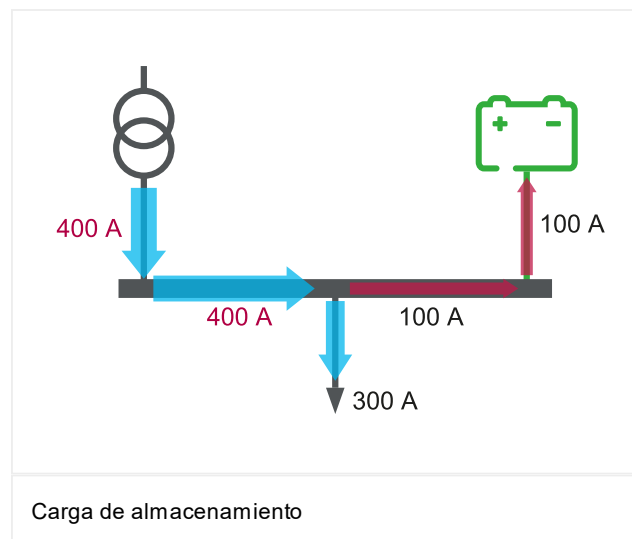
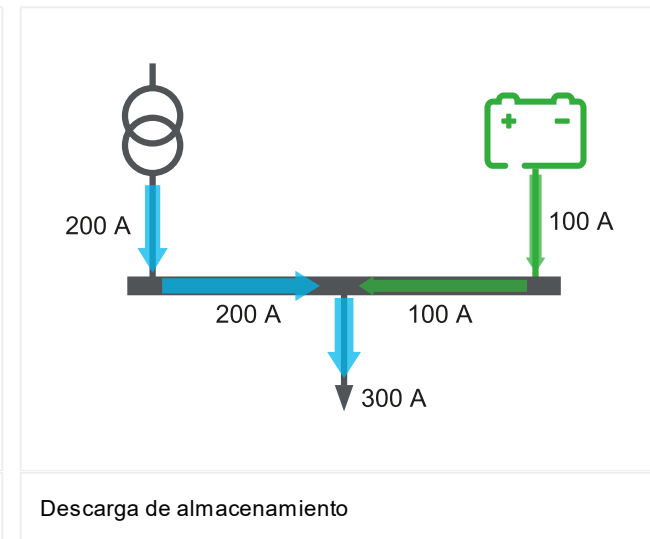
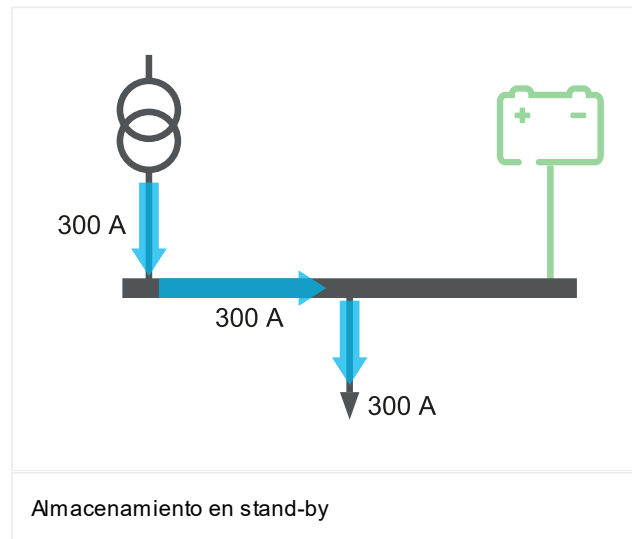
Calcular la instalación eléctrica para cada modo de funcionamiento.

En consecuencia, se debe realizar un cálculo para cada modo de funcionamiento, porque los cálculos pueden dar como resultado valores de potencia y corriente significativamente diferentes de un modo de funcionamiento a otro. Una vez realizado el cálculo para cada modo, se debe dimensionar el equipo considerando las peores restricciones. El plan de protección también debe configurarse para que sea válido cualquiera que sea el modo de funcionamiento.

A modo de ejemplo, una instalación sencilla con conexión a red y almacenamiento tiene al menos tres modos de funcionamiento:

- Suministrado únicamente por la red – cuando el almacenamiento de energía eléctrica está en espera
- Suministrado por la red con el almacenamiento de energía eléctrica como fuente (la batería se está descargando)
- Suministrado por la red con el almacenamiento de energía eléctrica como carga (la batería se está cargando)

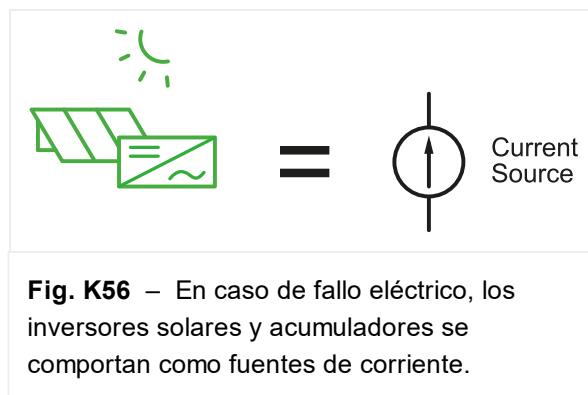
Fig. K55 – Ilustración de las diferencias significativas del valor actual entre los diferentes modos de funcionamiento. Ejemplo de instalación con integración de almacenamiento



Considere los inversores solares y de almacenamiento como fuentes actuales

Otra peculiaridad de las instalaciones con producción energética local es que los acumuladores y los inversores solares no tienen las mismas características y comportamientos que las fuentes tradicionales, como el suministro a red o los

generadores. Por ejemplo, en el caso de un cortocircuito, los inversores solares y de almacenamiento limitan su salida de corriente a un valor no mucho mayor que la corriente nominal y, por lo tanto, se comportan como fuentes de corriente constante.



En la práctica, esto significa que al calcular una instalación eléctrica por el método de la impedancia, los sistemas fotovoltaicos y de almacenamiento de energía eléctrica no se representan por impedancias del mismo modo que el resto de componentes de la instalación eléctrica.

Al realizar cálculos de corriente de cortocircuito, la contribución de cortocircuito de los inversores, proporcionada por el fabricante del inversor, puede simplemente sumarse a las otras corrientes de cortocircuito de la instalación.

Esta página se editó por última vez el 10 de noviembre de 2023 a las 16:05.

Dimensionamiento de instalación eléctrica con producción solar.

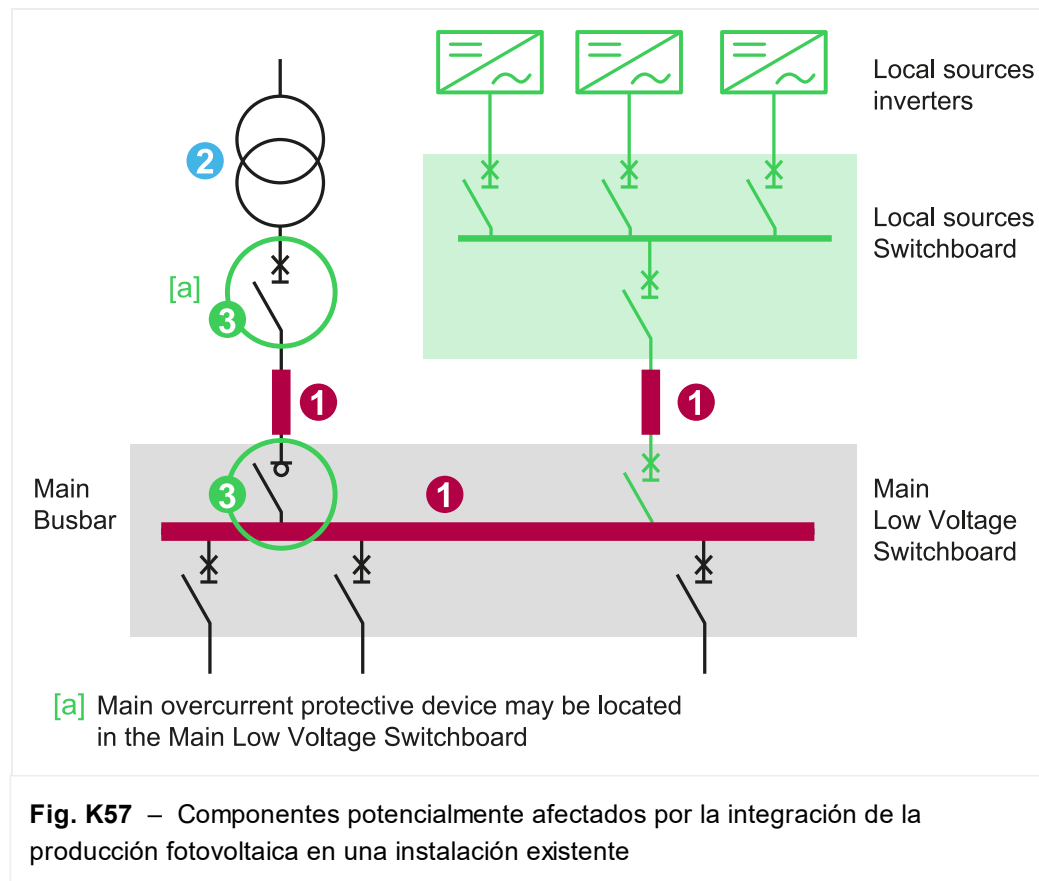
El dimensionamiento de todos los equipos de instalación eléctrica debe realizarse considerando todos [los modos de funcionamiento](#) y las limitaciones del peor de los casos.

Por ejemplo, como se muestra en la siguiente figura:

- **Los cables y barras colectoras** se dimensionan según la corriente de carga máxima (1),
- **Los transformadores** se dimensionan según el flujo de potencia máximo (2),
- **Los dispositivos de protección y conmutación** se seleccionan de acuerdo con la corriente de carga máxima y las corrientes de cortocircuito mínima y máxima (3).

Photovoltaic Self-Consumption: Im





Cuando la capacidad de producción fotovoltaica es inferior a la demanda de energía

Hay poco o ningún impacto en el dimensionamiento de la instalación eléctrica:

- el flujo de corriente a través de cables y barras colectoras no aumenta al agregar producción fotovoltaica,

- el flujo de potencia del transformador es menor debido al aporte del sistema fotovoltaico.

Cuando la capacidad de producción fotovoltaica supera la demanda de energía

Se debe tener en cuenta el impacto en el dimensionamiento de la instalación eléctrica, ya que los flujos de corriente y potencia en la instalación pueden ser mayores.

En **las construcciones nuevas**, las mayores limitaciones de potencia y flujo de corriente se consideran en la fase inicial de diseño, y la instalación se puede dimensionar en consecuencia.

Sin embargo, **para edificios existentes**, considere lo siguiente:

- La conexión del sistema fotovoltaico aguas [arriba al embarrado principal](#) evita la necesidad de cambios en el cuadro principal
- Utilizar un [sistema de control](#) para limitar la producción fotovoltaica puede evitar la necesidad de sustituir el transformador y su dispositivo de protección.

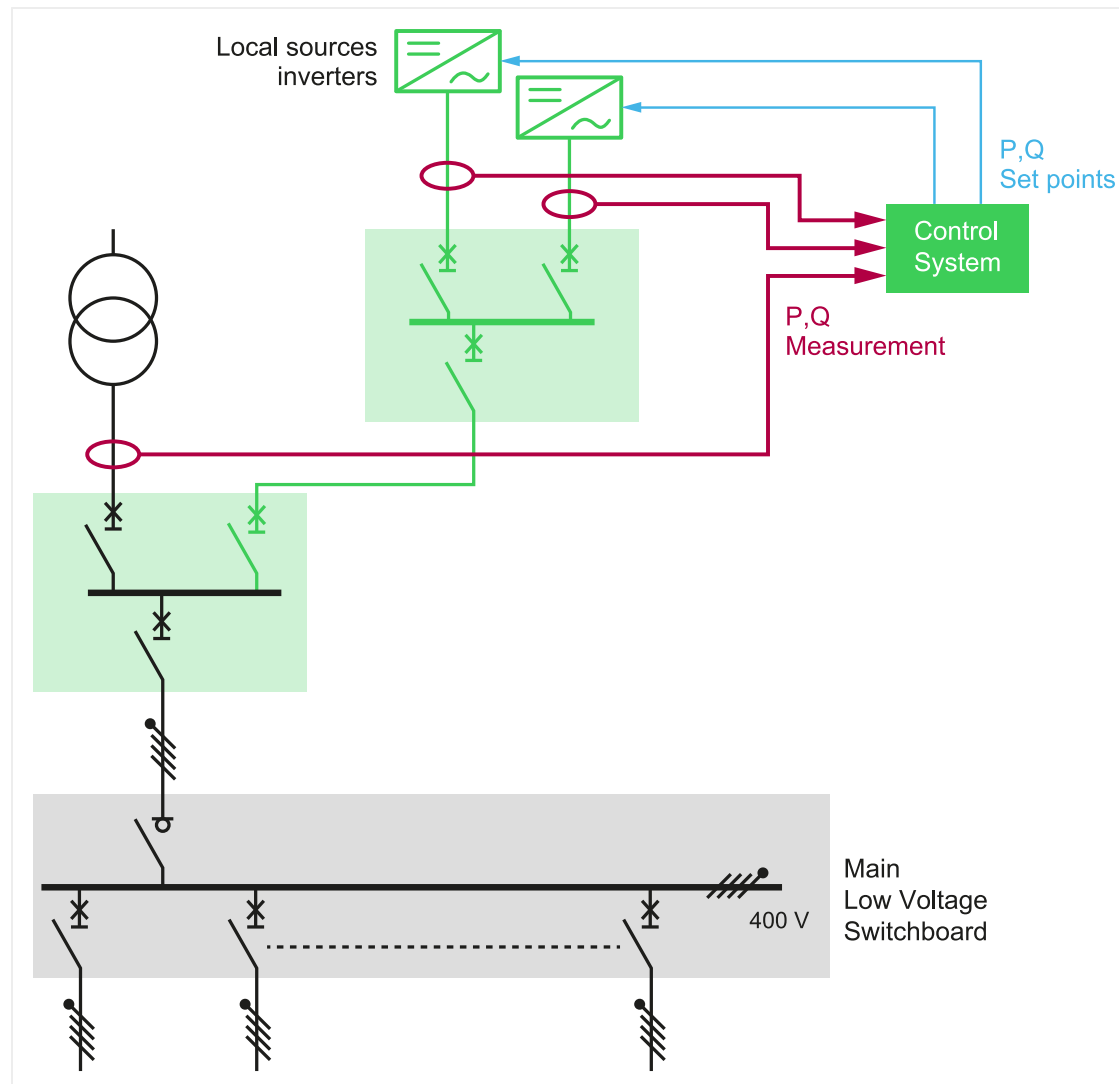


Fig. K58 – En edificios existentes: el uso de un sistema de control o la integración aguas arriba del cuadro principal de BT puede reducir el impacto en la infraestructura eléctrica existente

Esta página se editó por última vez el 10 de noviembre de 2023 a las 16:06.

Protección específica de instalaciones eléctricas de prosumidores.

Cuando en una instalación eléctrica se incluyen fuentes locales para autoconsumo, es necesario tener en cuenta algunos puntos específicos respecto a los dispositivos de protección, en particular los que se describen a continuación.

Protección contra descargas eléctricas en PEI aislables

Como se vio anteriormente, las medidas de protección contra descargas eléctricas dentro de una instalación conectada a la red dependen de la conexión a la red de distribución. Cuando se pretenda utilizar una instalación desconectada de la red (PEI aislable) se tomarán medidas adicionales para garantizar un funcionamiento seguro en este modo.

- Selección de un tipo de puesta a tierra del sistema para modo isla
- Adaptación y comprobación de la eficacia de la desconexión automática de la medida de protección del suministro, en particular con un nivel bajo de corriente de defecto a tierra en comparación con el funcionamiento conectado a la red.

IEC 60364-8-82 2022 introduce la posibilidad de introducir un dispositivo de conmutación en el enlace entre el neutro y la disposición de tierra: Dispositivo de conmutación para el conductor de referencia del sistema.

Nota : El conductor que conecta un sistema de alimentación de BT a tierra (normalmente el neutro en un sistema trifásico de CA) según el tipo de conexión a tierra del sistema no se describió específicamente en IEC 60364-1 y, de forma predeterminada, se considera PE o PEN. Este conductor ahora se define como "Conductor de referencia del sistema (SRC)" y se puede insertar un dispositivo de conmutación en él, lo que no es posible con un PE.

La tabla 1 de IEC 60364-8-82 describe el posible tipo de conexión a tierra del sistema para PEI no aislado galvánicamente.

Fig. K59 – Combinaciones de posibles tipos de puesta a tierra del sistema en modo conectado y modo isla para PEI y requisitos asociados para el dispositivo de conmutación de conductores de referencia del sistema (IEC 60364-8-82 Ed 2022, Tabla 1)

Tipo de puesta a tierra del sistema AC en modo conectado a la red	Tipo de puesta a tierra del sistema AC en modo isla	Modo isla posible S/N	Necesidad de un dispositivo de conmutación de conductores de referencia del sistema
TT	TT	Y	Y
	TN-S	Y	Y
	ÉL	Y	N - pero es necesario iniciar la supervisión del aislamiento o activar el punto neutro artificial
TN-S	TT	Y	Y
	TN-S	Y	Y - excepto si hay conexión de neutro a tierra en el lado de carga
	ÉL	Y	N - pero es necesario iniciar la supervisión del aislamiento o activar el punto neutro artificial
TN-CS	TT	norte	
	TN-S	Y	Y
	TN-CS	Y	N - pero se necesita electrodo de tierra local
	ÉL	norte	
TN-C	TT	norte	
	Tennessee	norte	
	ÉL	norte	
ÉL	TT	Y	Y
	TN-S	Y	Y
	ÉL	Y	norte

Esta tabla trata del sistema AC 3 líneas + neutro.

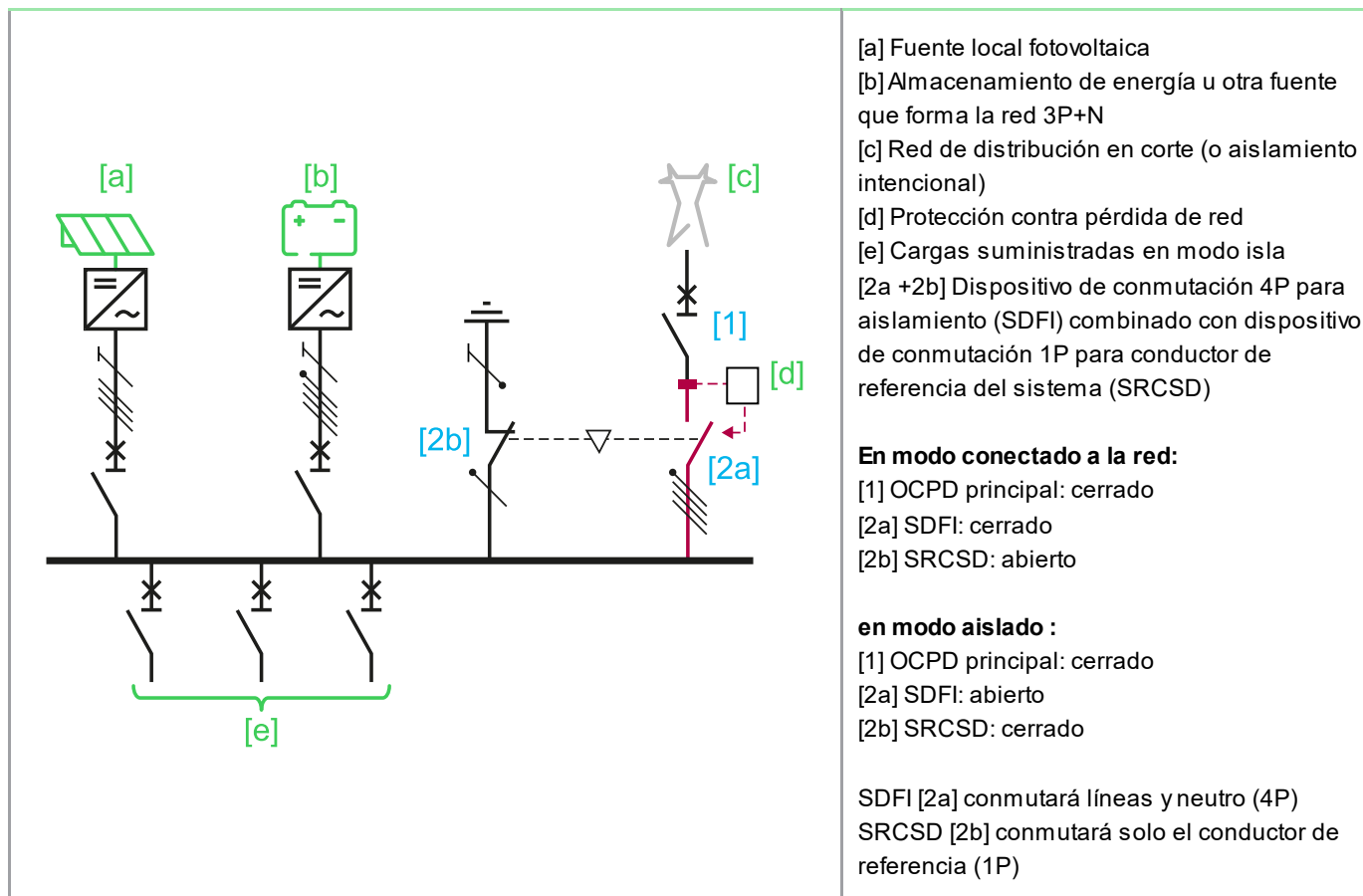
En los párrafos siguientes proporcionamos algunos ejemplos y orientación sobre diferentes formas de implementar PEI islable.

- Cuando el PEI aislable está conectado a una red de distribución de BT , hay menos flexibilidad ya que el tipo de puesta a tierra del sistema se define para el modo conectado a la red.
- Cuando el PEI aislable se conecta a la red de distribución a través de un transformador AT/BT propiedad del PEI , se puede implementar alguna de las soluciones más simples.

Protección por desconexión automática del suministro en PEI islaable sin separación galvánica de la Red de Distribución

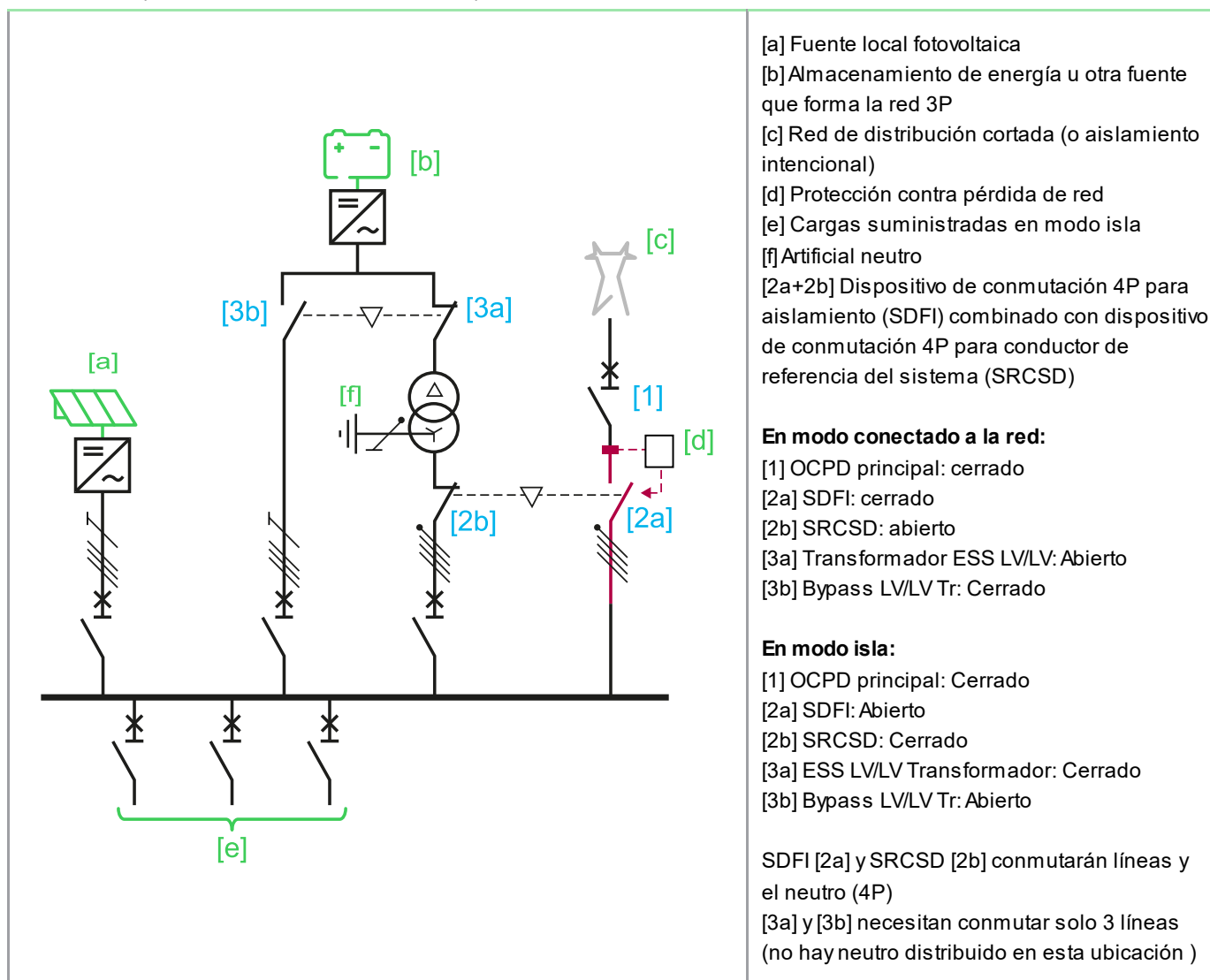
La forma más sencilla de crear un enlace local de neutro a tierra para el prosumidor suministrado por las empresas de servicios públicos de BT en TNS o TT es agregar una SDFI 3P+N (o P+N para instalación monofásica) combinada con un dispositivo de conmutación unipolar para el conductor de referencia del sistema. , como se muestra en la siguiente figura:

Fig. K60 – Ejemplo de red PEI TT o TN conectada, TN-S aislada con red local formando fuente 3P+N (capaz de suministrar cargas desequilibradas)



En alguna situación puede ser relevante utilizar un transformador BT/BT separado junto con una fuente trifásica sin neutro. Este transformador BT/BT se utiliza para crear un neutro local a tierra y manejar cargas desequilibradas.

Fig. K61 – Ejemplo de red PEI TT o TN conectada, TN-S aislada con fuente de formación de red local 3P y transformador BT/BT



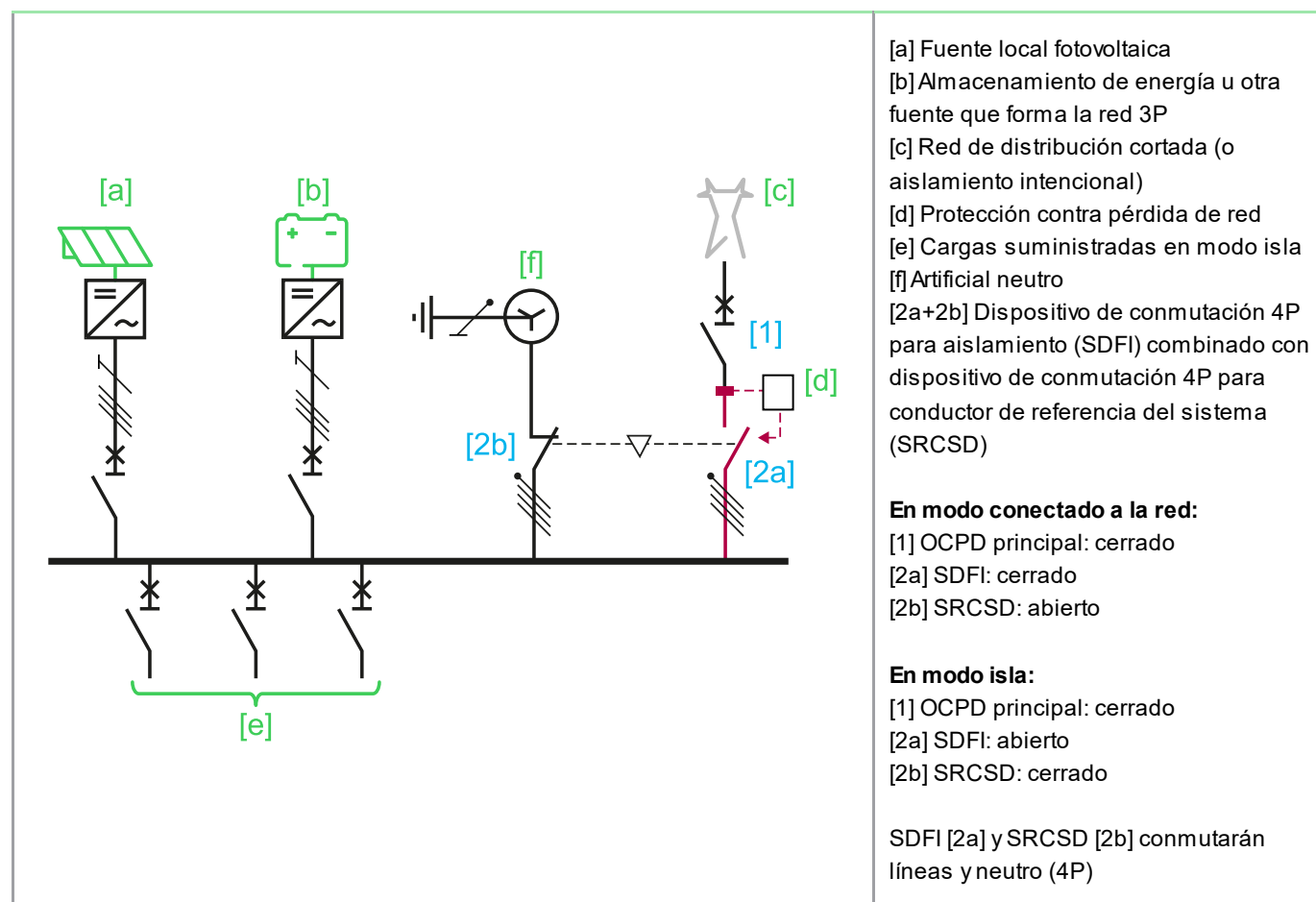
Ventajas :

- Conexión permanente de neutro a tierra a nivel del transformador BT/BT
- Equipo de conmutación de transferencia estándar 4P/4P y 3P/3P
- ESS sin transformación.
- Posibilidad de tener un transformador para varios ESS

- No hay interconexión neutral entre las fuentes locales y la red de distribución cuando está conectada a la red. Algunas regulaciones nacionales prohíben que la fuente 3P+N se conecte a la red de distribución de BT, consulte, por ejemplo, NFC 15-400.

Esta arquitectura puede incluso optimizarse mediante el uso de un punto neutro artificial en lugar de un transformador BT/BT:

Fig. K62 – Ejemplo de red PEI TT o TN conectada, IT aislada con red local formando fuente 3P y punto neutro artificial



Ventajas :

- Conexión permanente de neutro a tierra a nivel del punto neutro artificial
- Equipo de conmutación de transferencia estándar 4P/4P
- Trifásico puro sin ESS neutro
- La corriente de falla a tierra no depende del número de fuentes locales conectadas.
- No hay interconexión neutral entre las fuentes locales y la red de distribución cuando está conectada a la red. Algunas regulaciones nacionales prohíben que la fuente 3P+N se conecte a la red de distribución de BT, consulte, por ejemplo, NFC 15-400.

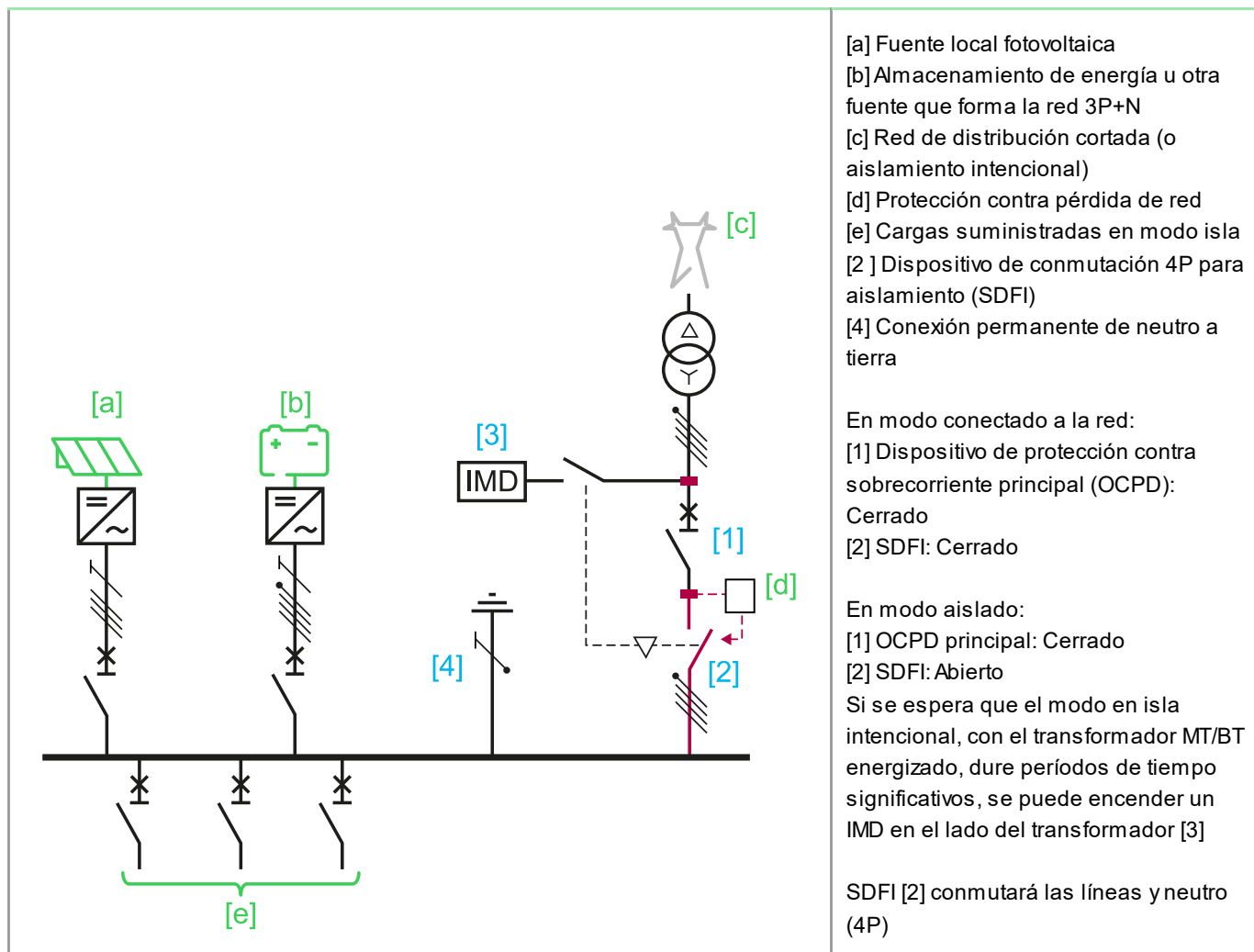
El punto neutro artificial garantizará el suministro de carga desequilibrada. Deberá tener el tamaño correspondiente.

Un sistema de este tipo según IEC 60364-4-41 es un sistema "IT", pero la medida de protección contra descargas eléctricas aún puede ser la desconexión en el primer fallo gracias a la protección RCD.

Protección por desconexión automática del suministro en PEI islaable con separación galvánica de la Red de Distribución

Cuando la instalación de Prosumer está conectada a la Red de Distribución a través de un transformador AT/BT, el punto neutro del transformador podrá estar puesto a tierra como en una instalación clásica. Se puede aplicar la solución descrita en [el párrafo anterior](#) , o bien realizar una única conexión permanente de Neutro a tierra a nivel del cuadro de distribución de la siguiente manera:

Fig. K63 – Ejemplo de red PEI TN conectada, TN aislada con red local formando fuente 3P+N (capaz de suministrar cargas desequilibradas)



Ventajas :

- Sencillez
- Punto único de conexión del sistema a tierra claramente identificado y fácil de comprobar
- No es necesario un dispositivo de conmutación para los conductores de referencia del sistema.
- No hay interconexión neutral entre las fuentes locales y la red de distribución cuando está conectada a la red. Algunas regulaciones nacionales prohíben que la fuente 3P+N se conecte a la red de distribución de BT, consulte, por ejemplo, NFC 15-400.

Retirarse :

- En modo isla, el devanado secundario del transformador MT/BT está en sistema "IT". Si se espera un modo de funcionamiento de este tipo con el transformador MT/BT energizado durante un período de tiempo significativo, se puede encender un IMD en el lado del transformador.

Ubicación de la protección contra sobrecorriente del sistema fotovoltaico.

Para eliminar averías eléctricas en la instalación fotovoltaica se debe colocar un dispositivo de protección contra sobrecorriente en el punto de conexión del sistema fotovoltaico a la instalación eléctrica del edificio. Es imprescindible incluir la protección contra sobrecorriente en este lugar exacto, para evitar que se dispare el disyuntor principal, en caso de falla en el alimentador fotovoltaico.

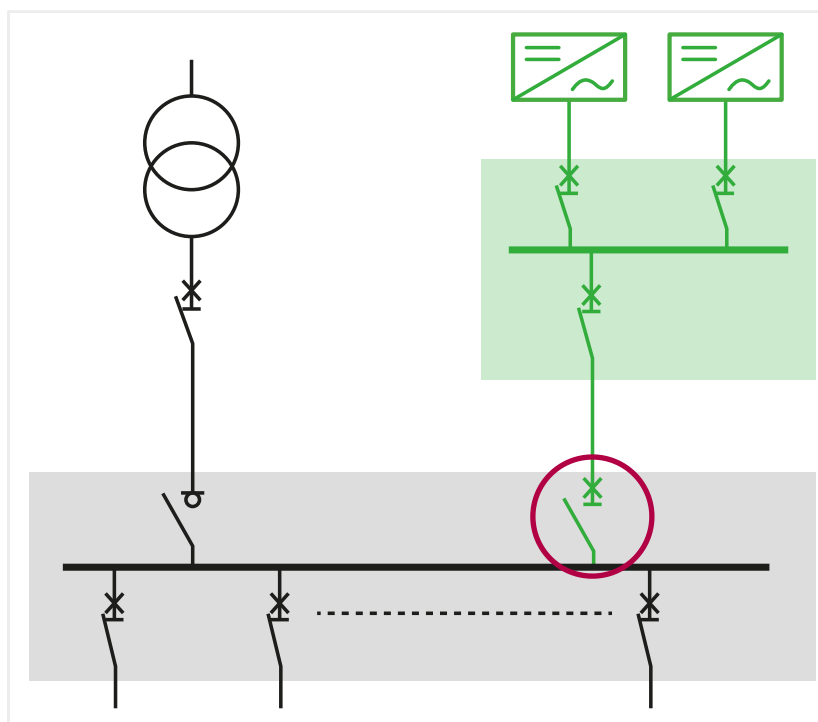


Fig. K64 – Se debe colocar un dispositivo de protección contra sobrecorriente en el punto de conexión del sistema fotovoltaico a la instalación eléctrica del edificio.

Para garantizar el correcto funcionamiento de la instalación eléctrica, esta protección contra sobrecorriente debe coordinarse con el disyuntor principal para garantizar la selectividad.

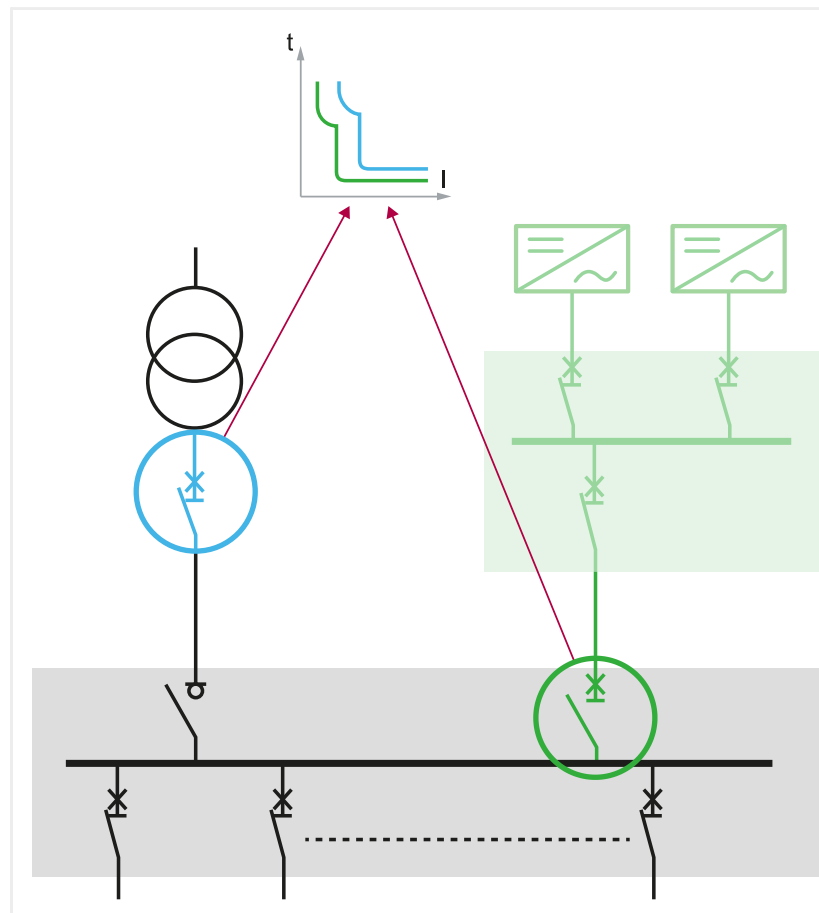


Fig. K65 – La protección contra sobrecorriente del tablero fotovoltaico debe coordinarse con el disyuntor principal

Esta selectividad puede no ser tan fácil de lograr, en particular cuando la capacidad de producción fotovoltaica es equivalente o superior a la potencia instalada del edificio. En este caso, el disyuntor de la entrada fotovoltaica tiene el mismo valor nominal o superior que el disyuntor principal. Por tanto, para garantizar la selectividad entre los dos interruptores, las posibles opciones incluyen:

- sobredimensionar el disyuntor principal
- dividir el sistema fotovoltaico en sistemas más pequeños, o
- considere la selectividad del tiempo, para aplicaciones superiores a 630 amperios

Aislamiento y conmutación del sistema de alimentación fotovoltaica.

Tal y como se describe en el párrafo anterior, se deberá ubicar un dispositivo de desconexión de CA en el cuadro de fuentes locales, para aislar el sistema fotovoltaico del resto de la instalación eléctrica durante el mantenimiento. Además, se debe prever una función de aislamiento de los inversores fotovoltaicos, mediante medios de desconexión, tanto en el lado AC como en el DC.

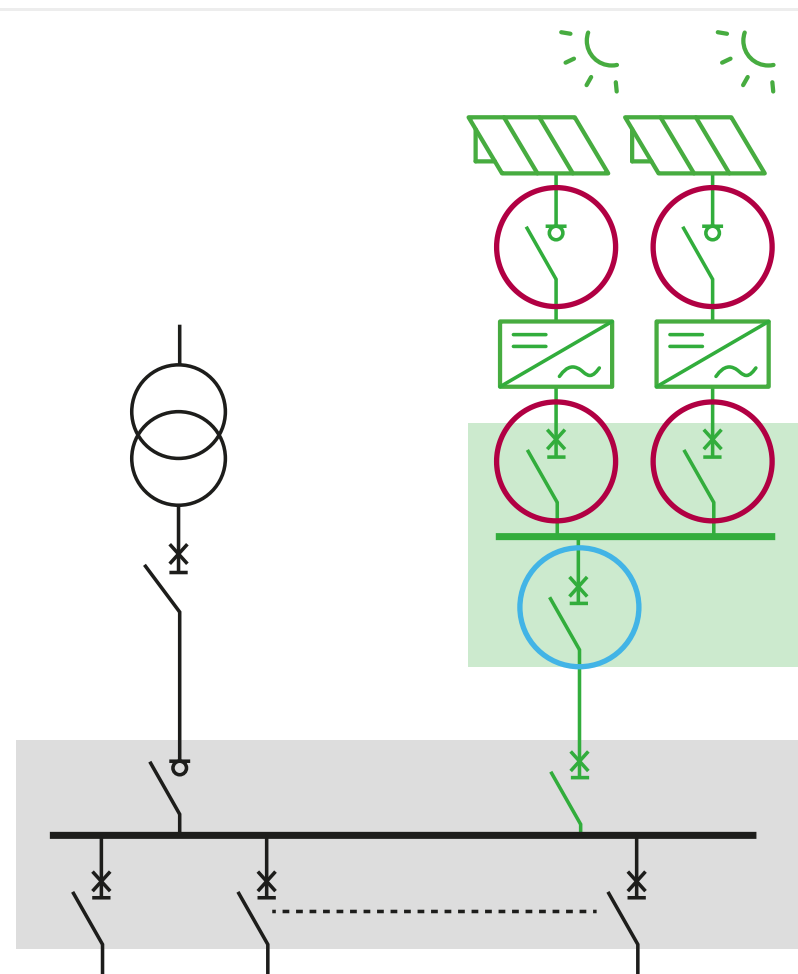


Fig. K66 – Se deben prever dispositivos de desconexión para los inversores fotovoltaicos tanto en el lado CC como en

el lado CA, así como para el cuadro de distribución fotovoltaico.

Ubicación de la protección contra sobrecorriente para el sistema de almacenamiento de energía.

Se aplican las mismas reglas al sistema de almacenamiento de energía (ESS) que al inversor solar. Además, se requiere un dispositivo de protección contra sobrecorriente entre las baterías y el inversor.

Aislamiento y conmutación para sistema de almacenamiento de energía.

Se aplican las mismas reglas al sistema de almacenamiento de energía (ESS) que al inversor solar.

Esta página se editó por última vez el 10 de noviembre de 2023 a las 16:06.



Calidad de la energía: impacto del autoconsumo solar

Los sistemas fotovoltaicos crean algunas perturbaciones limitadas en la instalación eléctrica, procedentes principalmente del funcionamiento de los inversores solares.

Esos son:

- [Armónicos](#)
- [Desequilibrar](#)
- [Corriente CC residual](#)

Los sistemas fotovoltaicos son un tipo de generadores basados en inversores. Consisten en paneles fotovoltaicos que generan energía de corriente continua (CC) y un inversor que transforma continuamente la energía de CC en energía de corriente alterna (CA). Ese inversor es el que permite conectar el sistema fotovoltaico a una instalación eléctrica de CA.

Debido a que el sistema fotovoltaico está compuesto por una fuente de CC y equipos electrónicos, puede ser el origen de algunos problemas de calidad de la energía, como la corriente CC residual y los armónicos. Su integración en la instalación eléctrica, si no se realiza correctamente, también puede ser causa de desequilibrio o degradación del factor de potencia.

Photovoltaic Self-Consumption: Ho



Armónicos

Los inversores solares generan armónicos, normalmente limitados a un nivel aceptable para la instalación eléctrica del edificio.

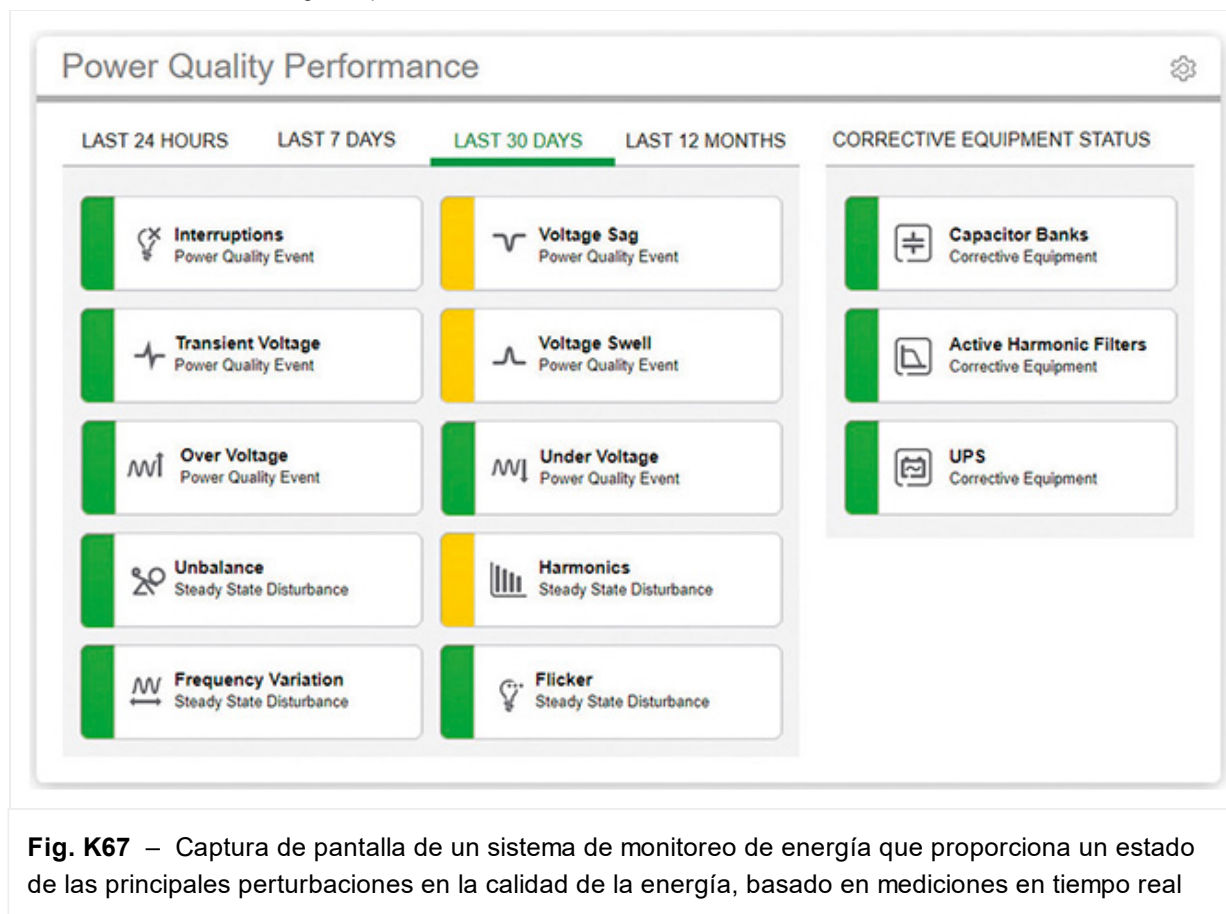
Como todos los demás equipos electrónicos, los inversores fotovoltaicos inyectan armónicos en la instalación eléctrica. Para convertir la energía CC producida por los paneles solares en energía CA controlada, los inversores fotovoltaicos utilizan conmutación por modulación de ancho de pulso. Este método permite el control de la magnitud y la frecuencia de la salida del inversor y elimina los armónicos de bajo orden. Por otro lado, genera armónicos de alta frecuencia.

Para limitar la inyección de estos armónicos, los inversores fotovoltaicos están equipados con filtros de modo que la distorsión armónica total (THD) de su salida suele limitarse a valores aceptables para la instalación.

Aun así, la THD global de la instalación eléctrica puede ser mayor, porque los armónicos inyectados por los inversores fotovoltaicos se combinan con los generados por las cargas.

Se recomienda la supervisión (y mitigación si es necesario) de los armónicos en la instalación.

Se recomienda medir el nivel global de armónicos en la instalación eléctrica. Si excede los límites aceptables, se pueden utilizar medidas de mitigación de armónicos como filtros activos o pasivos.



Desequilibrar

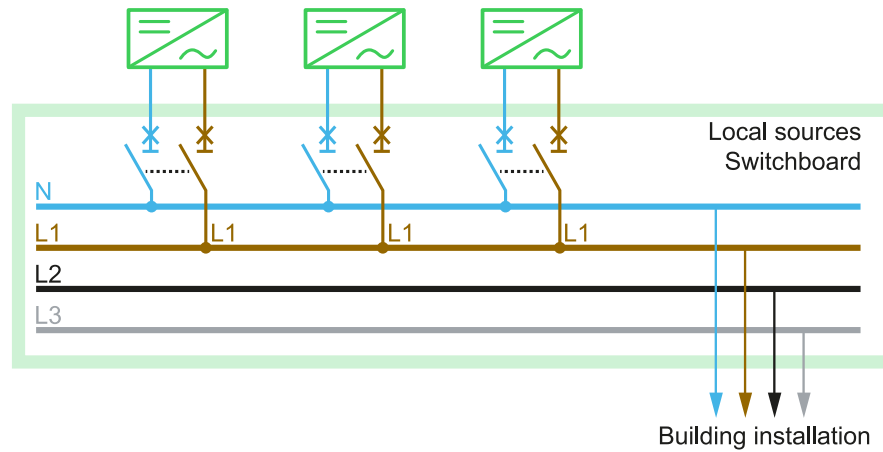
Los inversores fotovoltaicos monofásicos pueden generar desequilibrios si no están conectados de manera uniforme en las tres fases.

Se pueden generar desequilibrios si se conectan inversores fotovoltaicos monofásicos a una instalación eléctrica trifásica. Para evitar desequilibrios, se recomienda conectar los inversores fotovoltaicos de manera uniforme en las tres fases, como se muestra en el siguiente ejemplo.

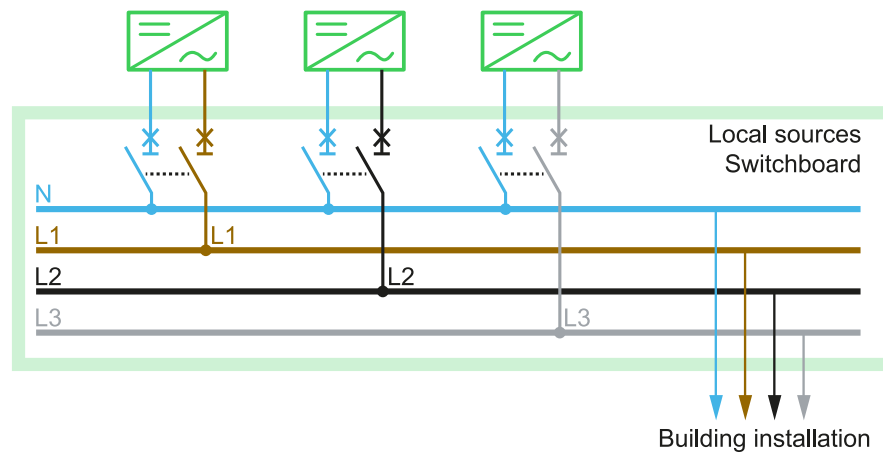
Fig. K68 – Conexión recomendada de inversores fotovoltaicos monofásicos en una instalación eléctrica trifásica para evitar desequilibrios



Local sources inverters



Local sources inverters



Corriente CC residual

Los inversores solares pueden generar corriente CC residual

Una posible alteración en la calidad de la energía debido a la producción fotovoltaica es la presencia de un componente de CC en el circuito de CA.

Los inversores fotovoltaicos pueden proporcionar una ruta de corriente a través de la cual la corriente residual CC puede pasar al lado CA de la instalación eléctrica. Esto depende de la tecnología del inversor en cuanto al aislamiento eléctrico:

- Los inversores con aislamiento entre el lado CC y el lado CA no inyectan corriente residual CC en el lado CA.
- Los inversores sin aislamiento pueden pasar corriente residual de CC al lado de CA, a menos que el fabricante tome medidas específicas para evitar este flujo.

La mayoría de los inversores fotovoltaicos disponibles en el mercado no tienen transformadores y, por lo tanto, no proporcionan aislamiento entre el lado de CC y el lado de CA. Por tanto, no es improbable la presencia de corrientes residuales CC en instalaciones con producción fotovoltaica.

Seleccione el dispositivo de corriente residual adecuado para aplicaciones fotovoltaicas

Se deben tomar medidas de protección adecuadas para evitar dañar el equipo y, lo que es más importante, evitar problemas de seguridad.

En particular, como establece la norma **IEC 60364-7-712**, **los dispositivos de corriente residual (RCD) instalados en el lado CA del sistema fotovoltaico deben ser del tipo B**, a menos que:

- hay un aislamiento entre el lado de CA y el de CC, o
- Las instrucciones del fabricante del inversor indican que no se requiere el tipo B.

Los RCD tipo B se utilizan en casos en los que la aplicación puede crear una corriente residual CC uniforme o contener frecuencias superiores a 50 Hz. Para obtener información general adicional sobre los tipos de RCD, consulte [Dispositivos de corriente residual \(RCD\)](#).

Fig. K69 – Ejemplos de RCD tipo B

Esta página se editó por última vez el 10 de noviembre de 2023 a las 16:08.



Factor de potencia: impacto del autoconsumo solar

La integración de la producción solar puede tener un impacto negativo en el factor de energía general

La integración de la producción solar puede tener un impacto negativo en el factor de potencia (PF) global de la instalación eléctrica y puede dar lugar a sanciones si no se toman medidas correctoras.

De hecho, debido a que el sistema solar produce y proporciona únicamente energía activa, se requiere menos energía activa de la red para la misma cantidad de energía reactiva. De este modo se reduce correspondientemente el factor de potencia en el punto de conexión a la red.

Para obtener más información sobre el impacto de la integración solar en el factor de potencia y ver un ejemplo práctico, vea "Cómo evitar penalizaciones por el factor de potencia debido a la producción fotovoltaica".

Photovoltaic Self-Consumption: Ho



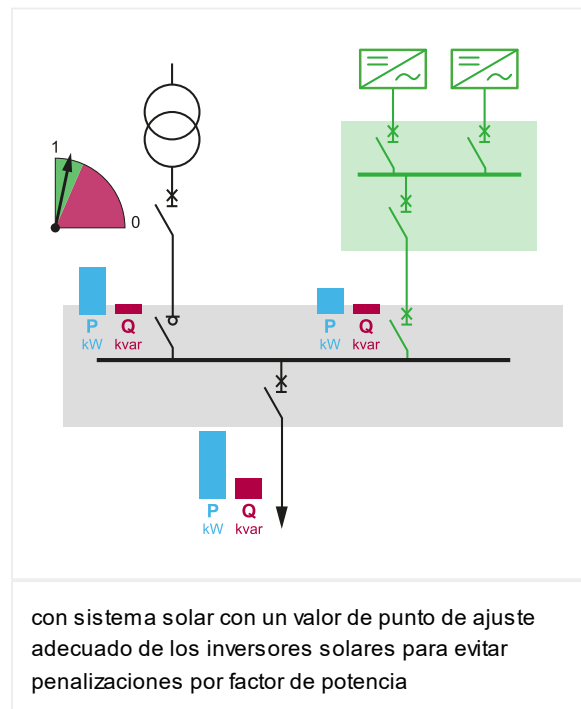
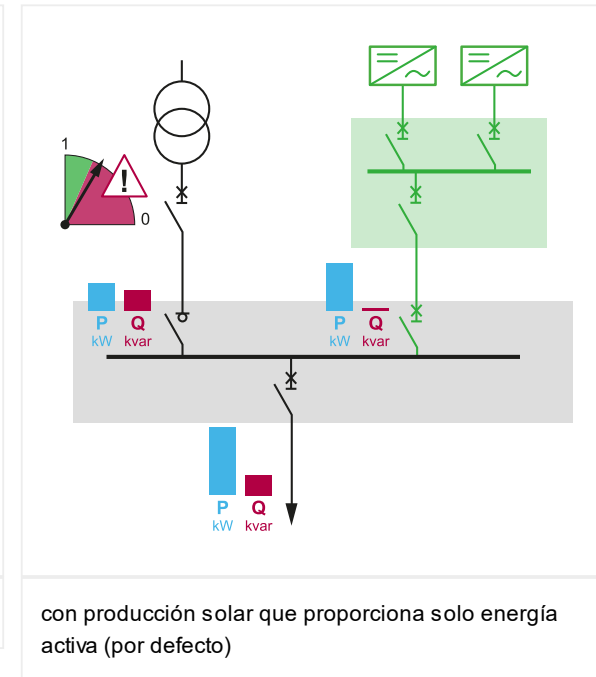
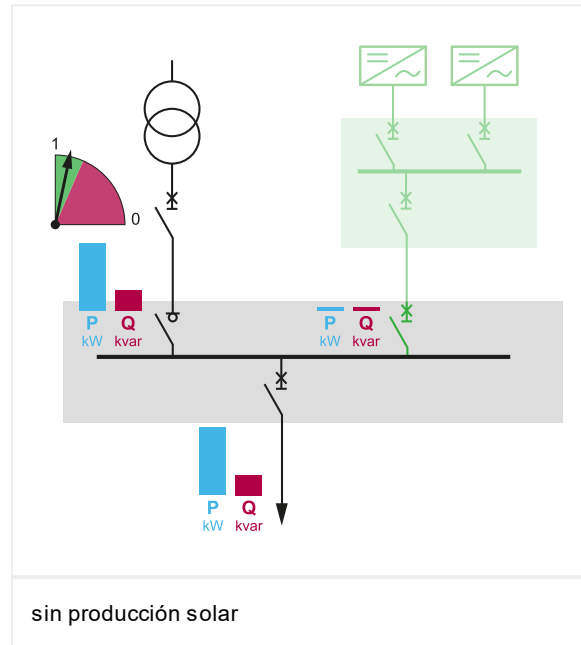
¿Cómo evitar la degradación del factor de potencia debido a la integración de la producción solar?

Existe una manera fácil de evitar penalizaciones por factor de potencia al integrar la producción solar que no requiere la instalación de equipos adicionales de corrección del factor de potencia.

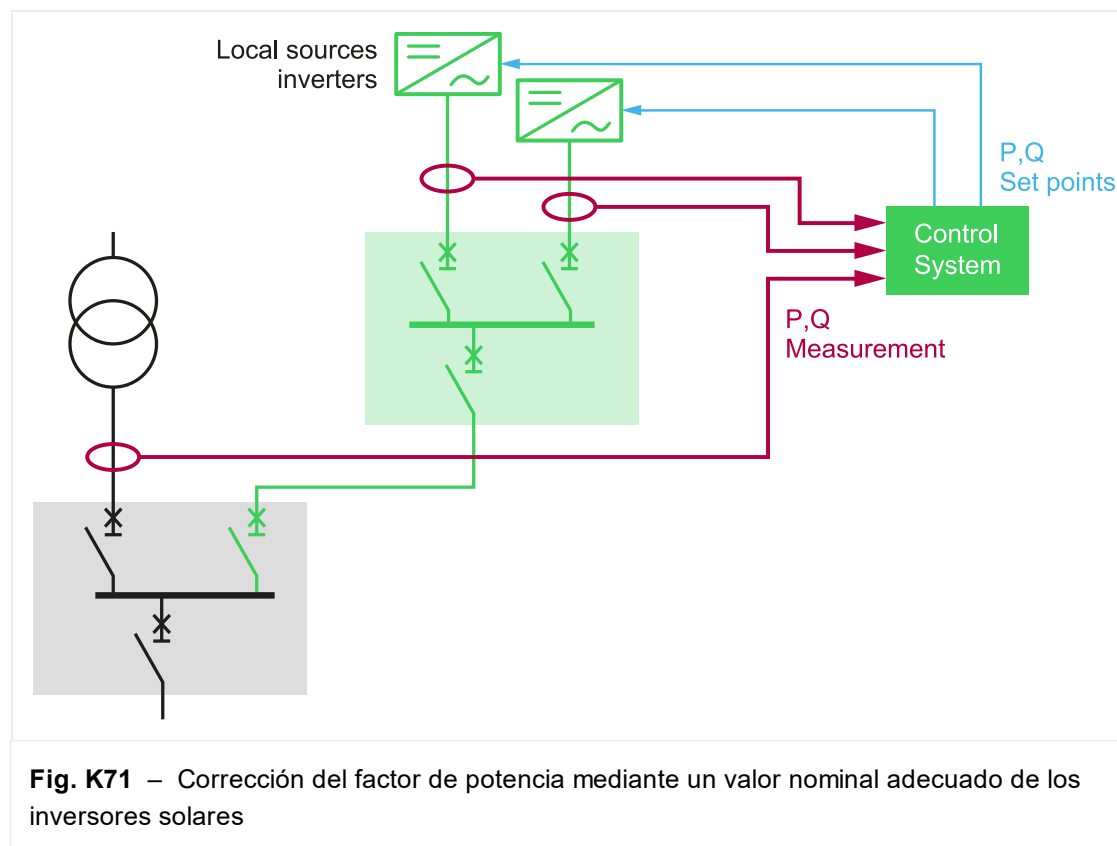
Al regular el punto de ajuste del inversor, los inversores solares pueden proporcionar no sólo potencia activa sino también algo de potencia reactiva. Por tanto, controlar el set point de los inversores para elegir el equilibrio adecuado de potencia activa/reactiva que inyectan en la instalación eléctrica, permite mejorar el factor de potencia global de la instalación eléctrica hasta el valor esperado.

Para ver un ejemplo práctico, mira " [Cómo evitar penalizaciones en el factor de potencia debido a la producción fotovoltaica](#) " .

Fig. K70 – Ejemplo de instalación eléctrica



La regulación del factor de potencia mediante inversores solares se puede implementar con medidas de potencia en la instalación fotovoltaica y en el punto de conexión a red, junto con un sistema de control que calcula y comunica el set point adecuado a los inversores.



Este método está muy bien adaptado en términos de compensación de la degradación del factor de potencia generada por el propio sistema fotovoltaico, y con alta precisión.

Sin embargo, no es eficiente compensar la degradación del factor de potencia debido a las cargas, por 2 razones:

- En primer lugar, porque la producción solar sólo está disponible durante el día,
- y en segundo lugar, porque los inversores están limitados en la energía reactiva que pueden proporcionar.

Esta página se editó por última vez el 10 de noviembre de 2023 a las 16:08.



Exceso de producción local: cómo gestionarlo

Si la producción local supera el consumo de carga (por ejemplo, los fines de semana), el exceso de electricidad se destina a la red, por lo que también es posible una compensación financiera. Sin embargo, si el contrato con el proveedor de energía no permite la inyección de electricidad a la red, la producción local debería restringirse en esos momentos, gestionada mediante el almacenamiento o trasladando las cargas al período de producción local.

Cuando la energía producida localmente excede el consumo de las cargas, existen varias opciones posibles para gestionar el exceso de energía:

- [Inyéctalo a la red.](#)
- [Limitar la producción local](#)
- [Almacenar el exceso de producción local para su uso posterior.](#)
- [Trasladar algunas cargas al período de producción local.](#)

Photovoltaic Self-Consumption: 4 V

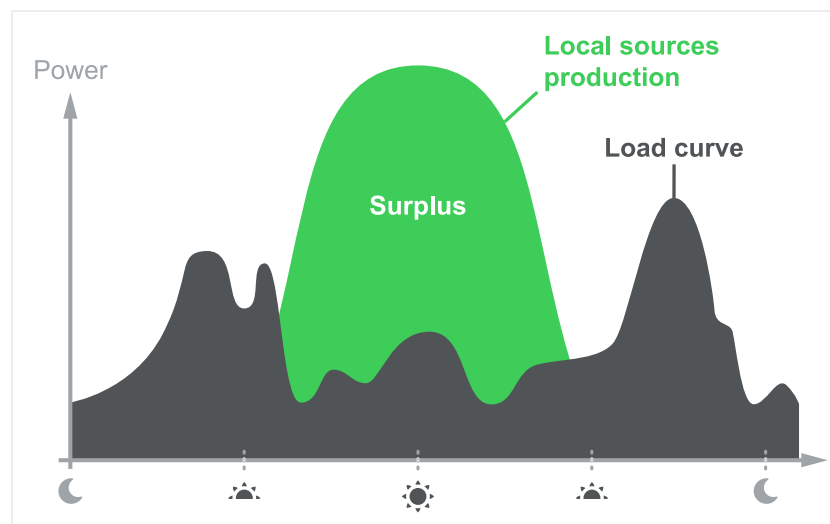


Fig. K72 – Producción de energía local (fotovoltaica, por ejemplo) versus consumo de energía

Inyectar el exceso de producción local a la red

La inyección a la red es una de las formas más sencillas de gestionar el exceso de producción local. Cuando la producción local es superior al consumo de las cargas, el exceso de energía irá naturalmente a la red.

Aunque sencilla, esta solución no suele ser la más rentable. La electricidad inyectada se compra a un precio inferior al precio mayorista o no se paga en absoluto.

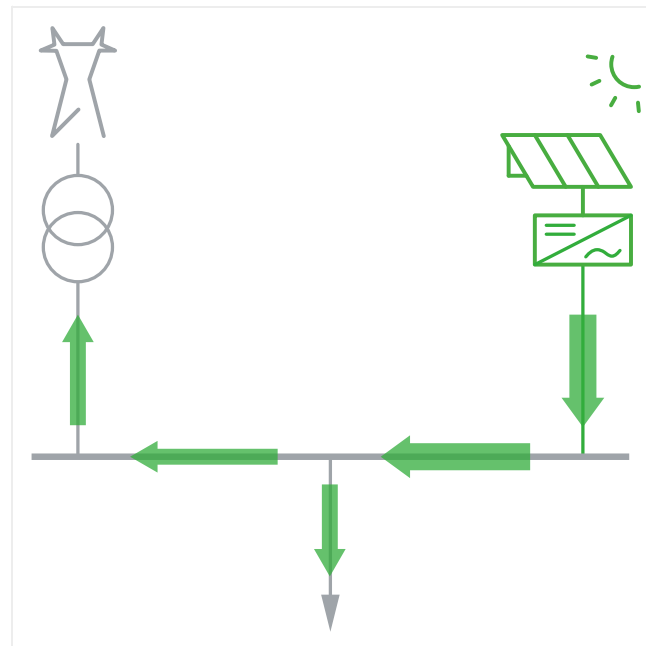


Fig. K73 – El exceso de producción local (fotovoltaica, por ejemplo) puede inyectarse a la red

Limitar la producción local

La limitación de la energía producida localmente se utiliza, en particular, cuando no se permite la inyección a la red. La limitación de potencia se realiza, por ejemplo, controlando los inversores fotovoltaicos para que reduzcan la referencia de tensión CC de los paneles solares, para reducir la salida de potencia fotovoltaica.

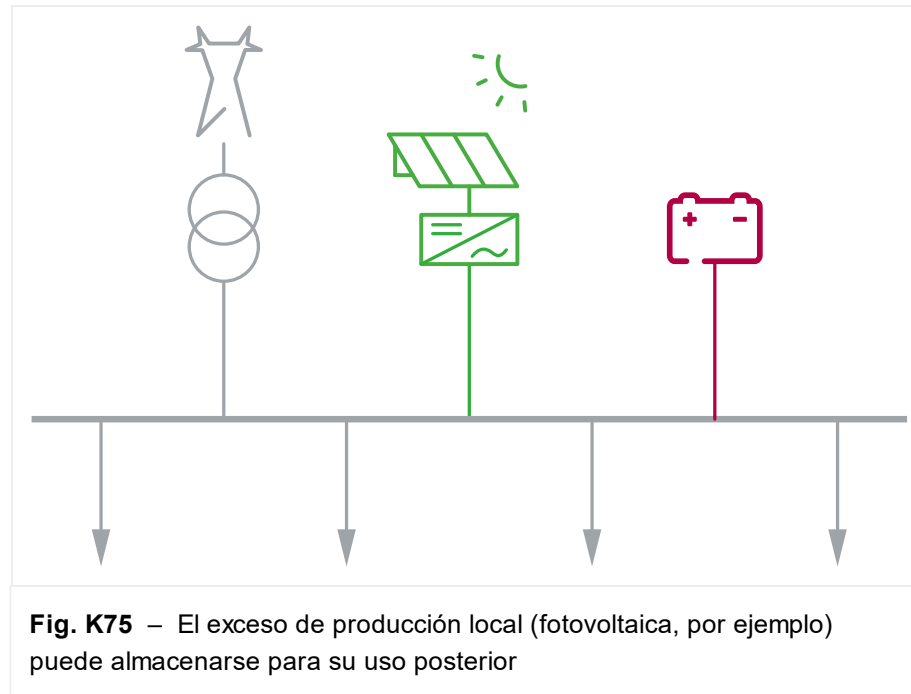


Fig. K74 – El exceso de producción local (fotovoltaica, por ejemplo) se puede evitar limitando la energía producida localmente

Almacenar el exceso de producción local para su uso posterior.

Los sistemas de almacenamiento ofrecen una solución muy eficaz: pueden almacenar el exceso de producción local y dejar esta energía disponible para su uso posterior. Hoy en día, sin embargo, esta opción es costosa y a menudo tiene un largo período de recuperación.

Para mejorar el retorno de la inversión, el almacenamiento se puede asociar con otros casos de uso, como proporcionar un suministro de energía de respaldo, mejorar la respuesta a la demanda y evitar el uso máximo de energía para reducir la potencia del contrato suscrito.



Trasladar algunas cargas al período de producción local.

La gestión de carga es una opción muy atractiva que consiste simplemente en hacer funcionar algunas cargas durante el período de producción local, en la medida de lo posible. Estas cargas deben ser flexibles y manejables a través de un sistema de control. Ejemplos de tales cargas incluyen la carga de vehículos eléctricos, el calentamiento de agua y, hasta cierto punto, HVAC (calefacción, ventilación y aire acondicionado).

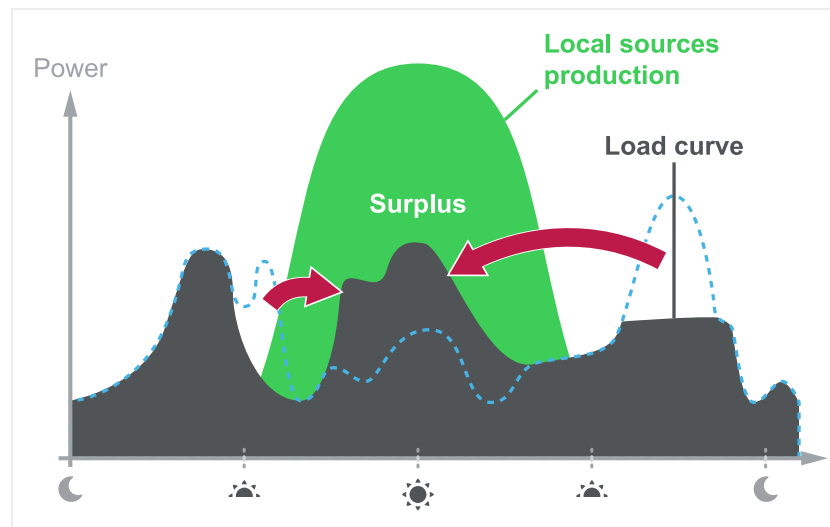


Fig. K76 – Cambie las cargas para consumir más durante los períodos de producción local, con el fin de maximizar el uso de la energía producida localmente

La estrategia de gestión de carga tiene ventajas obvias: es rentable, fácil de implementar y garantiza una rápida recuperación de la inversión. A diferencia del almacenamiento, no requiere la instalación de equipos adicionales y por tanto presenta una mayor rentabilidad.

Cuando una estrategia de transferencia de carga no es suficiente para absorber el exceso total de producción local, se puede utilizar en asociación con un sistema de almacenamiento. En ese caso, el cambio de carga ofrece el beneficio adicional de reducir el tamaño (y optimizar el uso) del sistema de almacenamiento.

Nota : El cambio de cargas de HVAC puede verse como un sistema de almacenamiento de energía... almacenamiento de agua fría/caliente... o incluso el edificio completo puede “almacenar” algo de frío o calor calentando (o enfriando) un poco más de lo necesario cuando es local. la producción de energía está disponible y la calefacción/refrigeración menos cuando no está disponible.

Esta página se editó por última vez el 10 de noviembre de 2023 a las 16:09.



Monitorización y control de instalaciones con producción solar

La integración de fuentes de energía renovables y almacenamiento en los edificios genera necesidades adicionales de control y monitorización, no sólo para asegurar un funcionamiento óptimo sino también para obtener un retorno de la inversión lo más rápido posible.

IEC 60364-8-82:2022 Cláusula 82.7 Control y Monitoreo requiere un sistema de gestión de energía eléctrica (EEMS) definido como: "un sistema de monitoreo, operación, control y gestión de los recursos energéticos y cargas de la instalación".

El EEMS puede ser un sistema dedicado o parte de un sistema integrado, como un sistema electrónico de viviendas y edificios (HBES) o un sistema de gestión de edificios (BMS o BACS) u otro sistema de gestión similar. Ver también [Paneles Inteligentes](#)

Photovoltaic Self-Consumption: Mc



Supervise para comprender su producción y uso de energía, detectar problemas tempranamente y tomar las medidas adecuadas.

Para comprender cómo se utiliza la energía eléctrica y cómo se puede optimizar, los propietarios deben:

- Realice un seguimiento de cómo las cargas consumen, almacenan o inyectan a la red la energía local producida (PV...).
- Seguir y analizar las tendencias de la producción local junto con el consumo de las cargas.
- Calcular los beneficios económicos relacionados con la reducción del consumo de energía de la red.

Un sistema de seguimiento también debería proporcionar funciones de gestión de activos. Esto debería incluir la evaluación del desempeño de los sistemas de producción locales, la detección de desviaciones o mal funcionamiento y la notificación inmediata sobre fallas.

Además, debido a que los inversores de fuentes locales pueden afectar la calidad de la energía de la instalación eléctrica, se recomienda medir y seguir las perturbaciones en la calidad de la energía, especialmente los armónicos y el desequilibrio.

Controle las fuentes y cargas locales según las limitaciones y los objetivos.

Cuando se integran fuentes locales, como un sistema fotovoltaico, en la instalación eléctrica de un edificio, a menudo se requieren funciones de control. Estas funciones dependerán principalmente de las fuentes locales disponibles, del contrato con el proveedor de energía local y del tipo de instalación: conectada a red, islable o aislada.

For example, for an installation with grid-connected PV production, the required control functions could include:

- [Limiting local production](#) in order to avoid injection of power to the grid
- [Managing power factor](#) at the point of grid connection to avoid penalties
- [Shifting loads to the period of local production](#) to maximize self-consumption
- Participating in demand response, especially when storage or generators are also part of the installation

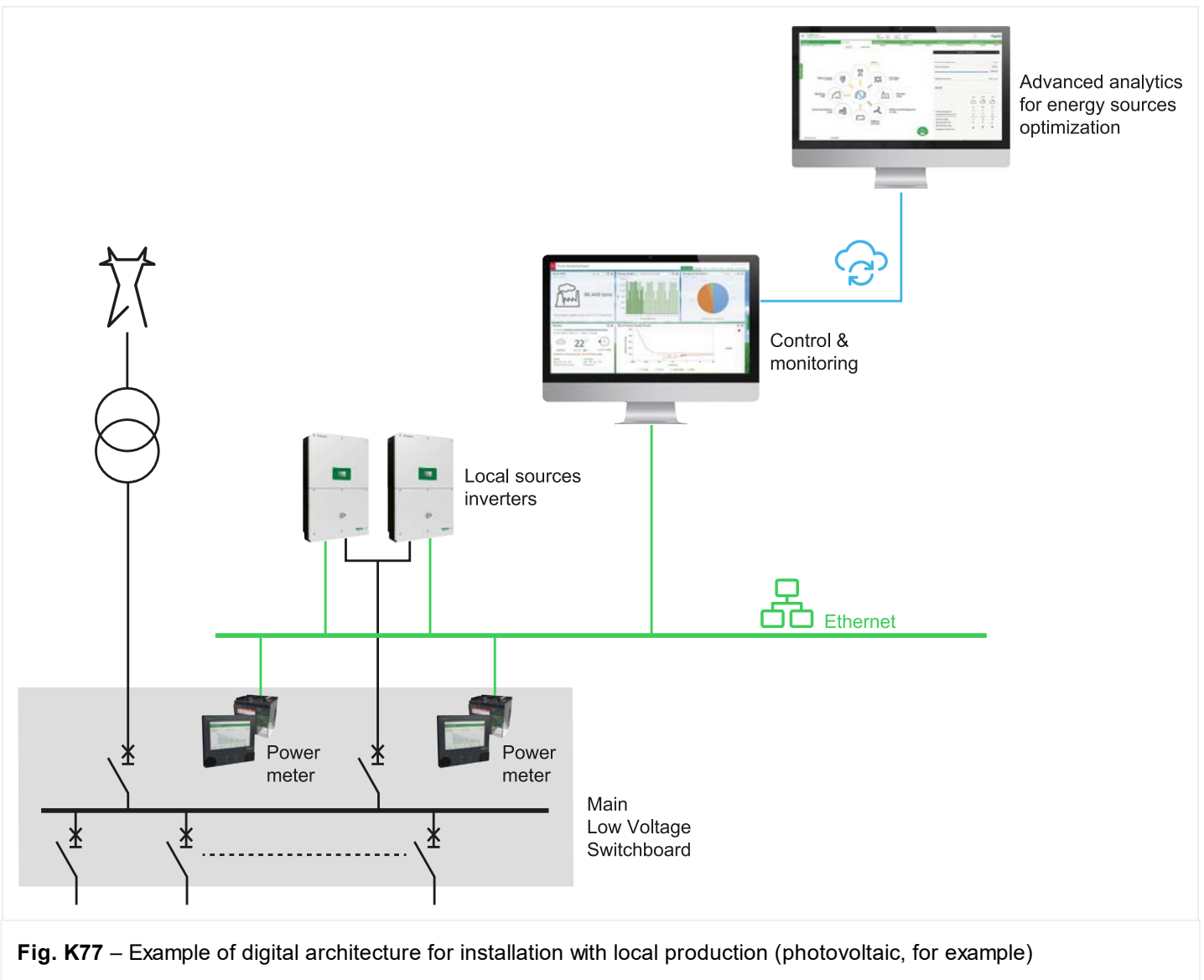
If we take the example of an islandable installation, additional control functions are required because the control system should ensure the transition from grid-connected mode to island mode and vice versa, as well as the balance between electrical consumption and local electrical energy production in island mode.

Use advanced analytics to optimize usage of local sources

Advanced cloud-based analytics enable further optimization of the usage of local electricity production, which generates additional economic savings. By considering complementary criteria such as changing electricity tariffs, weather forecasts, and expected consumption, advanced analytics provide the optimal system configuration. A set point for each local source is transmitted to the local control system to continuously implement this optimal configuration.

A digital architecture fulfills monitoring, control, and optimization functions

Now, let's review the digital architecture that can meet these requirements.



First, you need to collect input data, such as:

- Local production and inverter status, from the local sources inverters
- Power measurements, energy usage, and power quality data, from the power meters
- Information on weather conditions, such as temperature and irradiance, provided by sensors

This data is collected using communication networks. High-end power measurement devices and local source inverters are usually connected directly through Ethernet. For sensors and other devices, gateways may be needed.

For monitoring purposes only, the data acquisition frequency can be every 10 minutes on average. But when local control functions are required, the data should be collected more frequently.

The collected data is used by an on-premises control system to operate the electrical installation equipment effectively and efficiently. Algorithms and analytics can provide optimal set points for the local energy sources and controllable loads.

The collected data is also used by on-premises or cloud-based software for visualization, analysis, and reporting.

This page was last edited on 10 November 2023, at 16:09.