



Capacidad de acogida fotovoltaica en redes de distribución dominicanas – Recolección de datos y modelación

Nivel de penetración fotovoltaica permisible en las redes de distribución dominicanas y medidas de mitigación

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

Publicado por:

Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Friedrich-Ebert-Allee 32 + 36
53113 Bonn • Alemania

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

Nombre del proyecto:

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

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

Responsable:

Clemens Findeisen, Director Proyecto Transición Energética, GIZ

Apoyado por:

GET.transform
www.get-transform.eu

Autor:

Leonard Hülsmann
Alice Turnell
Dr. Thomas Ackermann



energynautics
solutions for sustainable development

Diseño/diagramación:

DIAMOND media GmbH, Neunkirchen-Seelscheid, Alemania

Fotografías/fuentes:

AdobeStock, iStock, Shutterstock

Por encargo de:

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

La GIZ es responsable del contenido de la presente publicación.

Santo Domingo, 2020

Capacidad de acogida fotovoltaica en redes de distribución dominicanas – Recolección de datos y modelación



Nivel de penetración fotovoltaica permisible en las redes de distribución dominicanas y medidas de mitigación

CONTENIDO

LISTA DE TABLAS	5
LISTA DE FIGURAS	5
1. INTRODUCCIÓN	6
2. Datos de la red	7
2.1. Niveles de tensión y clasificación	7
2.2. Topología	8
2.2.1. Topología radial	8
2.2.2. Topología de anillo abiertod	9
2.2.3. Anillos cerrados y redes malladas	9
2.3. Elementos de la red	10
2.3.1. Tipos de línea y cable	10
2.3.2. Transformadores	11
2.3.3. Generadores	12
2.3.4. Compensación	12
2.3.5. Cambiar los estados	12
2.3.6. Protección	13
2.4. Diagramas y mapas	13
2.5. Importación de modelos de red	14
3. Datos de la operación	15
3.1. Datos de la operación medidos	15
3.1.1. Análisis de redes de media tensión / distribución primaria	16
3.1.2. Análisis de redes de distribución de baja tensión / secundaria	19
3.1.3. Datos de la generación	20
3.1.4. Datos del evento	20
3.2. Perfiles de carga y estimación de carga	20
3.2.1. Perfiles de carga estándar	20
3.2.2. Factores de coincidencia	21
3.2.3. Datos de medición registrados	22
3.3. Perfiles del generador	22
3.4. Datos meteorológicos	23
3.4.1. La irradiación solar	23
3.4.2. La velocidad y dirección del viento	23
3.4.3. La temperatura del aire	24
3.4.4. Contaminación del aire	24

LISTA DE TABLAS

Tabla 1:	Datos de línea y cable requeridos.	10
Tabla 2:	Línea y cable opcionales si los datos requeridos no están disponibles.	11
Tabla 3:	Datos técnicos de la placa del transformador.	11
Tabla 4:	Control de la tensión de los transformadores en los sistemas de distribución.	12
Tabla 5:	Para la modelización y simulación de la red.	16

LISTA DE FIGURAS

Figura 1:	Topología de la red radial.	8
Figura 2:	Distribución de tensión a lo largo de un alimentador radial, con y sin generación descentralizada.	9
Figura 3:	Red de distribución mallada (ejemplo)	10
Figura 4:	Con los dos interruptores acopladores marcados en rojo abiertos durante el funcionamiento normal. En caso de una interrupción de uno o más activos, la rama paralela podría ser alimentada cerrando uno o más de los interruptores.	13
Figura 5:	Mediciones necesarias (verde) y opcionales (rojo) para un análisis de la red de media tensión.	18
Figura 6:	Carga usado para clientes residenciales en Alemania para diferentes días de la semana y temporadas como ejemplo de un perfil de carga estándar.	21
Figura 7:	Disminución del factor de coincidencia al aumentar el número de clientes en las zonas rurales de Austria.	22
Figura 8:	Potencia de un KVS33 de Kenetech, una de las primeras turbinas eólicas de conversión completa en los años 90. Las turbinas eólicas modernas tienen una forma similar, pero a menudo con curvas más pronunciadas.	24



1. Introducción

Los estudios que deben realizarse para analizar el impacto de la generación fotovoltaica distribuida en la red de distribución requieren ciertas cantidades de datos e información sobre el área de la red pertinente y su funcionamiento. Es posible que una gran parte de los datos ya estén disponibles para el operador del sistema de distribución y, por lo tanto, pueden utilizarse fácilmente para los cálculos necesarios. Dependiendo de la capacidad técnica del operador y del progreso del desarrollo de la energía renovable en la zona, es posible que falten algunos datos. El presente documento sobre la recolección de datos tiene por objeto arrojar luz sobre los datos necesarios para un estudio de los efectos de la red de distribución, y sobre la forma en que las lagunas en los datos pueden solventarse mediante el uso de hipótesis válidas o mediante recolección de datos y mediciones adicionales.



2. Datos de la red

El operador del sistema de distribución debería disponer en gran medida de información detallada sobre la topología de la red y los activos existentes. Sin embargo, la experiencia demuestra que pueden existir lagunas en esos datos, ya que las redes de distribución tienden a ser estructuras crecientes que a menudo tienen décadas de antigüedad. Puede ser difícil obtener datos especialmente detallados a bajo nivel de tensión, y puede ser necesario hacer suposiciones basadas en topologías típicas. Algunos de los datos también pueden tener una importancia muy limitada para el operador de la red de distribución en la operación diaria y, por lo tanto, pueden no estar mano, pero son importantes a la hora de construir un modelo de simulación.

2.1. Niveles de tensión y clasificación

El punto de partida de cualquier estudio de impacto de redes es el análisis de las partes relevantes de la red, que se reduce a las siguientes preguntas:

- ¿Qué niveles de tensión se utilizan para la transmisión y distribución en el área respectiva?
- ¿Cómo se clasifican los niveles de tensión en redes de transmisión, subtransmisión y distribución?
- ¿Quién posee y opera cada parte de la red, y dónde están exactamente las líneas de división?

- ¿Qué terminología utilizan los operadores locales y otros interesados? (Ejemplo: “Transformador de media tensión” y “transformador de distribución” pueden significar cosas muy diferentes en los distintos países).

Esta información estará a disposición del operador del sistema de distribución, pero se debe prestar mucha atención a los detalles para establecer comunicaciones claras con todos los interesados y evitar confusiones más adelante durante el proyecto.

2.2. Topología

El enfoque del análisis y la simulación de la red de distribución está determinado por la topología de la red que puede esperarse en el área de la red pertinente.

2.2.1. Topología radial

Una topología radial consiste en uno o varios alimentadores que se ramifican en una subestación para suministrar carga o evacuar energía de la generación distribuida. Los alimentadores del mismo nivel de tensión no están conectados entre sí (véase Figura 1). Esta es la configuración más simple y común para las redes de distribución a nivel de media y baja tensión (< 100 kV). Al menos sin altas cuotas de generación distribuida, la protección de los alimentadores radiales es relativamente fácil. El flujo de carga es unidireccional, y las simples mediciones de corriente son suficientes para localizar una falla y desconectar el alimentador correspondiente. Sin embargo, con proporciones crecientes de generación distribuida, la detección de la falla puede resultar más difícil y por lo tanto debe ser investigada. Además, las redes radiales son propensas a violaciones del rango de tensión en la generación distribuida de alta carga o alta que las redes malladas (véase Figura 2).

Figura 1: Topología de la red radial.

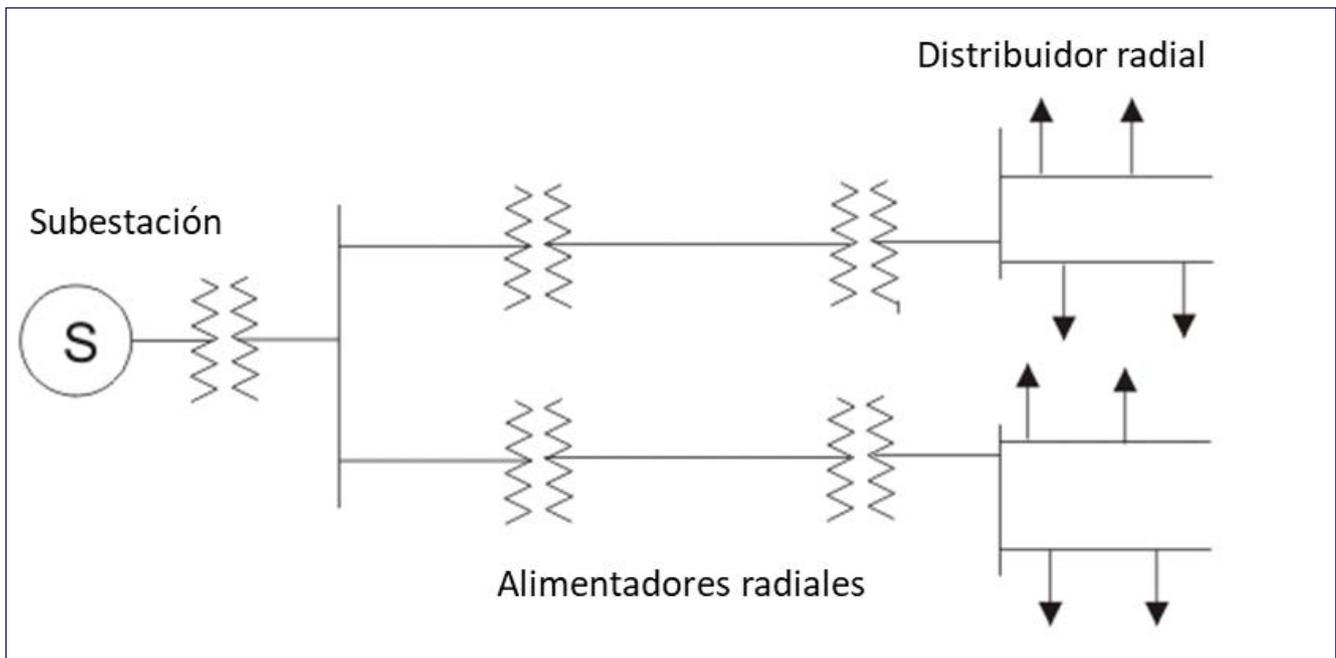
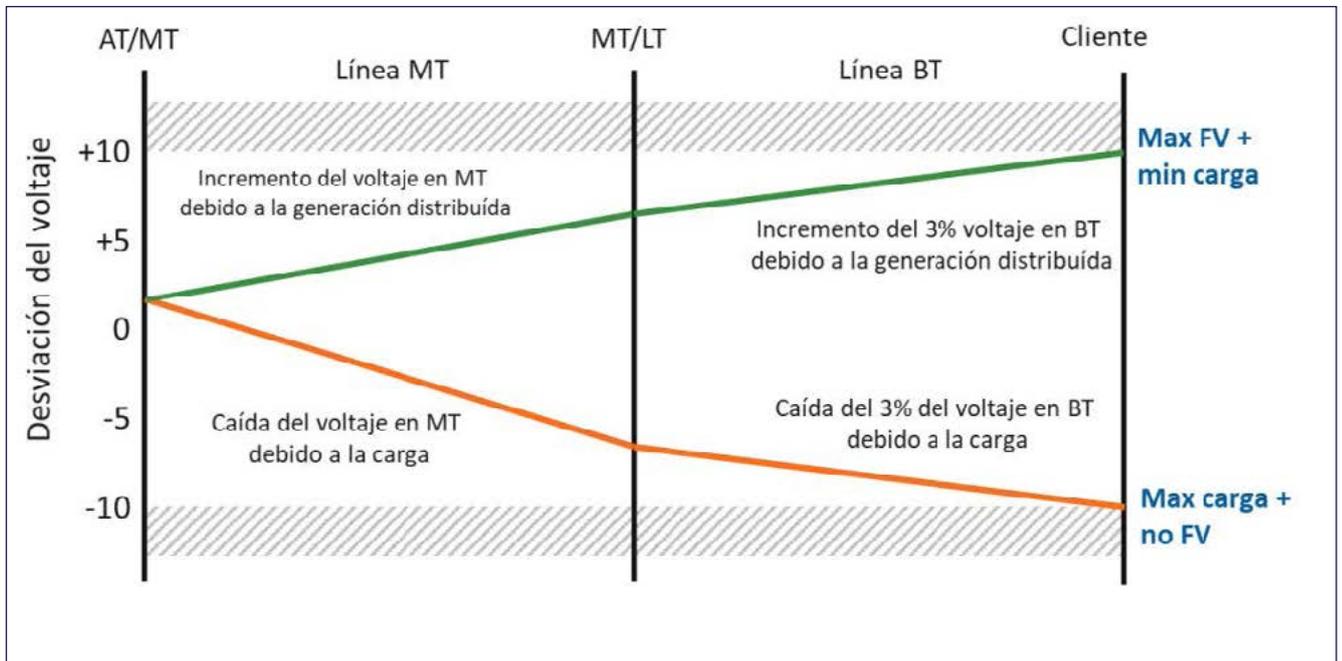


Figura 2: Distribución de tensión a lo largo de un alimentador radial, con y sin generación descentralizada.



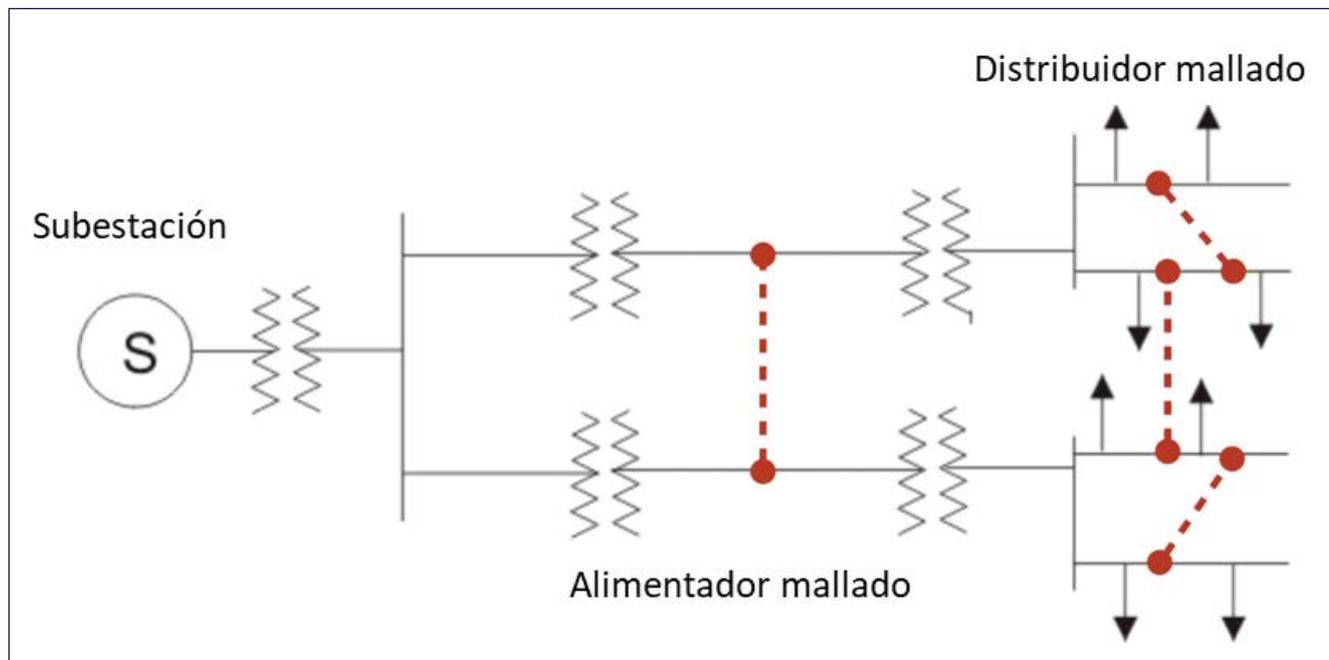
2.2.2. Topología de anillo abierto

La topología de anillo también se utiliza ampliamente en la red de distribución y es una extensión de la topología radial. Consiste en alimentadores radiales que se conectan por medio de interruptores en el extremo. Normalmente, esta conexión se deja abierta para facilitar la protección, pero proporciona redundancia en caso de fallo en uno de los alimentadores, ya que la parte cortada por el fallo puede ser suministrada desde el otro lado cerrando el interruptor. Los anillos abiertos son típicos de las redes de media tensión (distribución primaria), pero también se pueden encontrar en el nivel de baja tensión o en las redes de subtransmisión. Excepto por el grado adicional de redundancia, el comportamiento y los problemas esperados son los mismos que en las redes radiales.

2.2.3. Anillos cerrados y redes malladas

Las topologías de anillo cerrado no suelen utilizarse por sí solas, sino que pueden presentarse como partes de una red mallada (véase la Figura 3). Las redes malladas rara vez se utilizan en las redes de distribución, pero si es así, se utilizan en las zonas urbanas y pueden alimentarse del siguiente nivel de tensión más alto en varios puntos a la vez. Esto aumenta la redundancia y reduce la carga de los activos y las desviaciones de tensión, pero la protección en los casos de fallas es mucho más compleja. Por esta última razón, incluso las topologías malladas suelen estar desconectadas entre sí durante el funcionamiento normal, lo que da lugar a redes radiales que pueden conectarse entre sí si surge la necesidad. Si existen topologías malladas en la zona de la red que se va a investigar, hay que prestar especial atención a la obtención de datos sobre los estados de conmutación (sección 2.3.5) y la protección (sección 2.3.6).

Figura 3: Red de distribución mallada (ejemplo)



2.3. Elementos de la red

2.3.1. Tipos de línea y cable

El conocimiento de los tipos exactos de líneas y cables instalados en las partes pertinentes de la red es crucial para los cálculos y evaluaciones tanto técnicas como económicas.

El límite térmico (ampacidad) está determinada por el material y la sección transversal del conductor y la topología; en el caso de los cables, el tipo de aislamiento también influye, mientras que la ampacidad de las líneas aéreas suele estar limitada por la flecha máxima permitida del conductor, que a su vez depende directamente de la construcción y la topología de los postes o torres. Las impedancias de la línea y el cable tienen un impacto directo en las pérdidas y en la caída de tensión. En las redes malladas, el factor de distribución (PTDF), que es la sensibilidad de cada línea a un cambio espacial en el equilibrio carga/generación y, por tanto, el flujo de potencia en cada línea, está determinado por la impedancia de la línea.

Tabla 1: Datos de línea y cable requeridos.

Parámetro	Observaciones
Longitud	
Coordenadas	Al menos las coordenadas geográficas de inicio y final
Tensión nominal U_n [kV]	Parámetros esenciales. Se pueden calcular a partir de los parámetros de la Tabla 2.
Ampacidad I_r [kA]	
Corriente nominal de corta duración [kA]	
Número y selección de fases	
Resistencia R' [Ohm/km]	Estos datos son esenciales para el modelado, pero pueden no estar disponibles para el operador de la red. En este caso, puede calcularse a partir de los parámetros del Tabla 2 si se conoce el tipo de conductor y la topología de la línea aérea/cable.
Reactancia X' [Ohm/km]	
Capacidad C' [μ F/km]	
Conductividad G' [μ S/km]	

Tabla 2: Línea y cable opcionales si los datos requeridos no están disponibles.

Parámetro	Observaciones
Tipo de conductor	Sólo las líneas aéreas. Pueden ser usadas para calcular la ampacidad y la corriente de corta duración, de otra manera no es estrictamente necesario.
Máxima flecha del conductor permitida	
Max. Temperatura de operación [°C]	
Coefficiente de temperatura [1/°C]	
Tipo de cable	Parámetros esenciales. Se pueden calcular a partir de los parámetros de la Tabla 2.
Aislamiento	
Topología (aire o tierra)	
Número de circuitos en la torre	Sólo las líneas aéreas. Estrictamente necesario si no se dispone de datos de impedancia de línea, ya que puede calcularse a partir de estos parámetros
Número de cables de la Tierra en la torre	
La simetría de los conductores en la torre	
La distancia entre las torres	

2.3.2. Transformadores

En las redes malladas, las impedancias de los transformadores tienen un impacto significativo en la distribución de los flujos de carga y, por lo tanto, deben ser conocidas por el modelador. En las topologías radiales o de anillo, que se producen más comúnmente en las redes de distribución, no es así, sin embargo, la tensión y las pérdidas en un alimentador dependen directamente de los tipos de transformadores instalados.

Por lo general, los datos técnicos que figuran en la placa de identificación de cada transformador deberían proporcionar la información necesaria para crear un modelo de simulación suficientemente preciso (véase el Tabla 3).

Tabla 3: Datos técnicos de la placa del transformador.

Parámetro	Observaciones
Potencia aparente nominal S_r [MVA]	Para los transformadores de tres bobinas, los valores pueden variar para los tres lados tensión
Número de fases	Transformador trifásico o monofásico
Tensión primaria nominal U_{r-AT}	
Tensión secundario nominal U_{r-BT}	Los datos de los transformadores de tres bobinas también deben incluir la tensión nominal del terciario
Configuración general del bobinado	
Tensión de cortocircuito en el u_x [%]	Necesario para el cálculo de la caída de tensión sobre el transformador cargado
Fecha de puesta en marcha	Si no se dispone de datos, las hipótesis pueden basarse en el estado de la técnica en la fecha de puesta en servicio/fabricación de la unidad
Pérdidas de cobre P_{Cu} [kW]	
Corriente de vacío i_0 [%]	
Pérdidas en vacío P_0 [kW]	

Se debe prestar especial atención a los transformadores con cambio de tomas. La mayoría de los transformadores de un sistema eléctrico de potencia estarán equipados con cambiadores de tomas para ajustar la tensión en el lado secundario según el nivel de carga, excepto los transformadores de baja tensión, que a veces pueden tener una relación de transformación fija. Sin embargo, hay diferentes tipos de transformadores cambiadores de tomas que se utilizan normalmente.

Los transformadores con cambio de tomas en carga se utilizan principalmente en los niveles de alta y media tensión. La relación de transformación se puede ajustar durante la operación. Esto puede hacerse automáticamente (mediante el control de una computadora), lo que permite un control automático activo de la tensión. Una aplicación típica de ese tipo de transformador es los enlaces entre la transmisión y la red de distribución, mientras que los transformadores de media tensión dentro de la red de distribución se suelen controlar manualmente. Esto puede hacerse a distancia -lo que permite capacidades similares a las de un transformador de funcionamiento automático, aunque ligeramente más engorrosas- o in situ mediante conmutación.

Esto último a menudo se hace sólo por temporadas, dejando el transformador en una relación fija durante largos períodos de tiempo.

Los transformadores de cambio de tomas son carga necesitan ser descargados y apagados para modificar la relación transformación. Este tipo de transformador se utiliza normalmente en redes de media y baja tensión. La relación se establece típicamente a un valor que se considera apropiado para la aplicación específica y se deja ahí durante la vida de la unidad. Esto significa que los transformadores con cambio de tomas sin carga no proporcionan ningún medio de control de la tensión de operación.

Tabla 4: Control de la tensión de los transformadores en los sistemas de distribución.

Tipo de control de tensión del transformador	Aplicación típica
Cambio de tomas en carga, control automático de tensión	Aplicaciones AT/MT y MT/MT - la tensión puede ser controlado continuamente durante la operación
Cambio de tomas en carga, controlado a distancia	Aplicaciones de AT/MT y MT/MT - los puntos de ajuste de tensión pueden ser cambiados remotamente
Cambio de tomas en carga, controlado manualmente	Aplicaciones de MT/MT y MT/BT - los puntos de ajuste de tensión son típicamente cambiados sólo estacionalmente
Cambio del tomas sin carga	Aplicaciones MT/BT, la proporción se reajusta sólo en las revisiones, si es que se hace.
Relación de transformación fija	Aplicaciones MT/BT, poco frecuentes

Considerando esta multitud de posibilidades de funcionamiento del transformador, deben establecerse comunicaciones claras para identificar correctamente las unidades de la red. Especialmente en el caso de los transformadores con cambio de tomas en carga, también debe determinarse el régimen de funcionamiento utilizado; en el caso de los transformadores cuya relación de transformación no se modifica o sólo se modifica en raras ocasiones, deben establecerse los puntos de ajuste utilizados.

En caso de falta de datos sobre la carga medida, las capacidades de los transformadores son un buen indicador de los niveles

de carga que pueden esperarse, especialmente en el caso de los transformadores de baja tensión.

2.2.3. Generadores

Los datos sobre los generadores distribuidos existentes necesarios para la configuración de un modelo simple de simulación del flujo de carga deberían incluir al menos la potencia nominal (tanto la potencia unitaria como la potencia del inversor para la generación basada en el inversor), el posible rango de potencia reactiva y el régimen de control de la potencia reactiva (cosphi fijo, control volt-var, etc.) deberían ser conocidos. También son interesantes los patrones de generación explicados en la sección 3.1.3. Si no se dispone de datos medidos del generador, deben obtenerse la inclinación, el acimut y la eficiencia (FV) o las curvas de potencia (viento) (véase la sección 3.3.4).

Para estudios adicionales, también se debe proporcionar información sobre propiedades como la contribución de la corriente de falla, el comportamiento de paso de la falla, los rangos de operación para la tensión y la frecuencia. Si un código de red válido era aplicable en la fecha de puesta en servicio (o aprobación) de una unidad, esa información se encuentra en los requisitos del código de red.

2.2.4. Compensación

Los compensadores reactivos pueden utilizarse para un control adicional de la tensión en subestaciones con problemas conocidos de desviación de tensión. Este puede ser el caso de las redes de distribución con alimentadores largos y/o de alta carga. Si esos compensadores se instalan en la zona de la red correspondiente, deberán facilitarse datos sobre su tipo (L, C, RLC, electrónica de potencia, etc.), así como su potencia reactiva de salida y su régimen de conmutación o control de tensión.

2.2.5. Cambiar los estados

Con la redundancia que proporcionan los múltiples transformadores paralelos y los sistemas con múltiples embarrados, que suelen utilizarse al menos en las subestaciones que conectan la red de distribución con la red de transmisión o subtransmisión, el conocimiento de los estados de conmutación utilizados durante el funcionamiento normal cobra importancia. Por lo general, hay múltiples formas de suministrar la red de distribución, pero sólo una se utilizará durante el funcionamiento normal, mientras

que las demás opciones de conmutación sólo son pertinentes durante las fallas, las emergencias o las revisiones de los activos (véase la Figura 4 para un ejemplo). Lo mismo suele ocurrir con las topologías de red en anillo o malladas que funcionan con interruptores abiertos durante el funcionamiento normal, pero que pueden conectarse entre sí en determinadas situaciones. También deben establecerse los criterios que desencadenan las operaciones de conmutación para un análisis correcto.

2.2.6. Protección

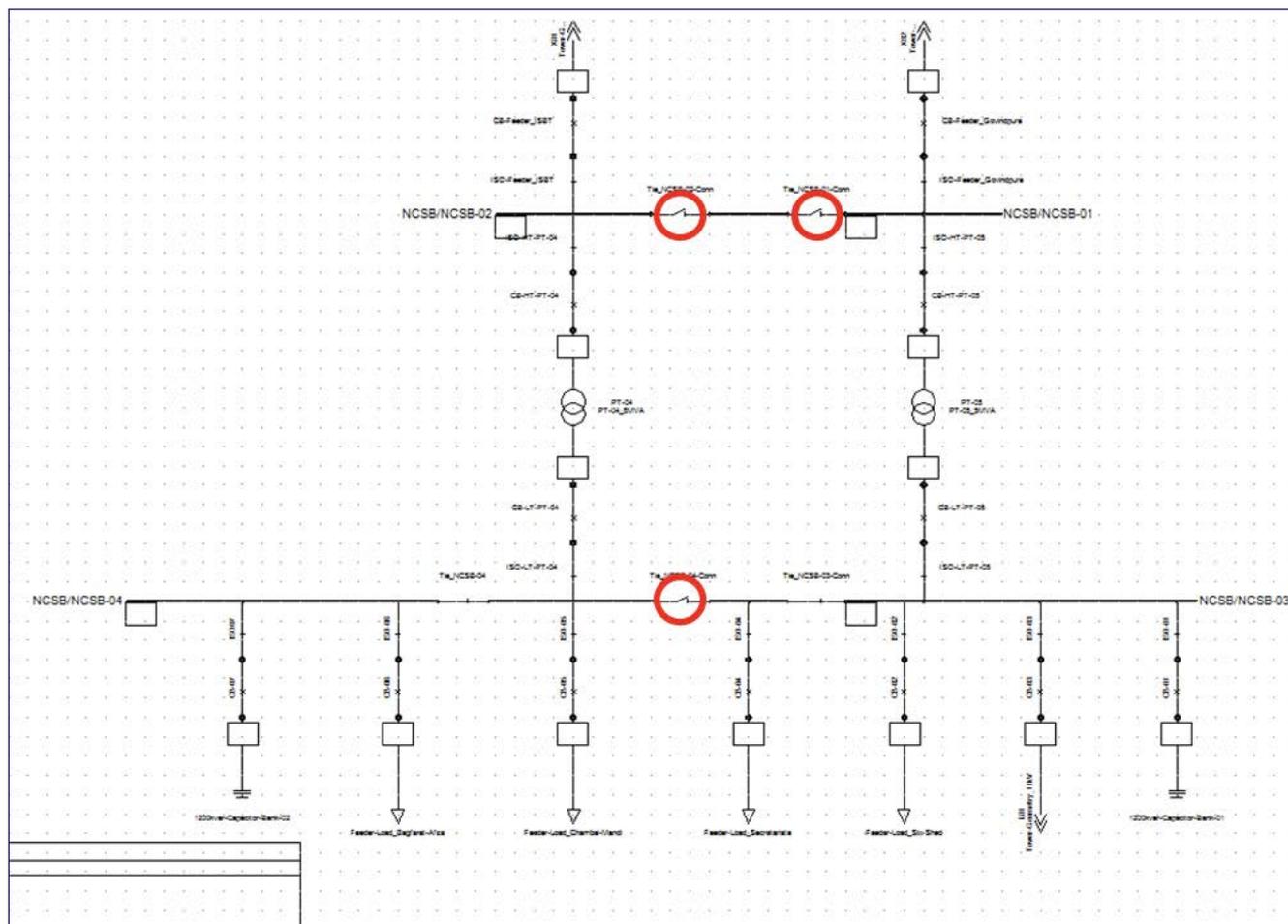
La mayoría de las redes de distribución se diseñaron teniendo en cuenta los flujos de energía unidireccionales, por lo tanto, como redes de carga solamente. Con la introducción de la generación distribuida, es posible que haya que actualizar los ajustes de protección de la red diseñados para esas redes. Por ejemplo, si se

produce un cortocircuito en un alimentador, la generación distribuida conectada entre la protección y la localización de la falla puede alimentar la energía en la falla y disminuir la corriente de cortocircuito medida por el dispositivo de protección instalado aguas arriba, lo que resulta en un retraso o incluso en una falla del dispositivo para desconectarse. El operador de la red debe proporcionar la protección instalada y los ajustes exactos para evaluar la adecuación del régimen de protección, identificar los posibles problemas que surjan y desarrollar soluciones.

2.4. Diagramas y mapas

Aunque esta información podría proporcionarse también en otras formas (hojas de Excel, modelos de simulación, etc.), los

Figura 4: Con los dos interruptores acopladores marcados en rojo abiertos durante el funcionamiento normal. En caso de una interrupción de uno o más activos, la rama paralela podría ser alimentada cerrando uno o más de los interruptores.



diagramas de las subestaciones, al menos de las subestaciones más grandes que suministran más de un alimentador, suelen ser esenciales para comprender la topología de la red, la conmutación y la protección. Esos diagramas deben ser proporcionados por el operador de la red, ya que incluso con las visitas in situ y las fotografías de la subestación, la topología exacta es difícil de establecer. Por la misma razón, el operador de la red normalmente podrá proporcionar esta información.

Los diagramas y mapas de la red y la zona de la red pueden no ser estrictamente necesarios para el análisis, pero facilitan la comprensión de la topología y sus peculiaridades. Puede tratarse de diagramas unifilares (single line diagram, SLD) de la zona de la red, de mapas que incluyan las topologías de líneas/cables, o simplemente de coordenadas geográficas de subestaciones, de modo que la topología de la red pueda recrearse utilizando instrumentos cartográficos como los sistemas SIG, Google Maps u OpenStreetMap.

2.5. Importación de modelos de red

Los modelos de red a veces pueden crearse automáticamente mediante la importación de otros formatos de datos. Algunas herramientas de software de cálculo de sistemas de potencia eléctrica permiten, por ejemplo, la importación de archivos tabulares (Excel o csv) o en formato de base de datos. En estos casos, los datos deben convertirse a un formato específico que sea legible por el software de cálculo del sistema de potencia eléctrica. Entre los ejemplos se incluye, por ejemplo, el formato de importación DGS para el software de cálculo de sistemas de potencia eléctrica DIGSILENT PowerFactory.

De manera óptima, todos los datos relacionados con la red se almacenan y mantienen actualizados en una única herramienta de software. Este puede ser, por ejemplo, el sistema de información geográfica (SIG) del operador del sistema de distribución. En este caso, cualquier modelo de red se basa directamente en una exportación reciente de datos del SIG o mediante el envío de una solicitud directa al programa informático del SIG. Si bien este método proporciona una versión siempre actualizada de los modelos de la red, tiene la salvedad de que necesita una base de datos SIG muy precisa que permita una importación sin problemas al software de cálculo del sistema de potencia eléctrica sin necesidad de buscar más problemas.



3. Datos de la operación

3.1. Datos de la operación medidos

Si se dispone de ellos, los datos de la operación medidos de la zona de la red pertinente facilitan enormemente la elaboración de modelos y mejoran la calidad de los mismos y de los resultados. En particular, pueden utilizarse para verificar los resultados de la simulación comparándolos con los datos de las mediciones. Entre los datos pertinentes figuran las mediciones de la tensión, la corriente y la potencia activa y reactiva en diferentes puntos de la red en diferentes resoluciones temporales (preferiblemente: cada hora o cada sub-hora) durante el funcionamiento normal, pero también los datos de eventos en la red como las interrupciones y los reinicios.

Las mediciones pueden estar disponibles como repositorios de los sistemas SCADA u otros mecanismos de monitoreo, o bien pueden adquirirse mediante una campaña de medición específica del proyecto utilizando unidades de medición PMU o dispositivos similares. Los datos necesarios y las disponibilidades típicas se especifican en el Tabla 5 y se explican con más detalle a continuación. Normalmente, en algún momento habrá que hacer simplificaciones y suposiciones, dependiendo del enfoque del análisis que se vaya a realizar.

Tabla 5: Para la modelización y simulación de la red.

Datos	Típicamente disponible	Requisitos adicionales
Tensión, AT	La tensión en todos los embarrados a través del sistema SCADA	Suficiente
Tensión, MT	La tensión en el lado secundario del transformador AT/MT	Suficiente para el modelado. Para la validación del modelo, pueden ser útiles las mediciones de otros lugares de la red (extremo del alimentador).
Tensión, BT	Ninguno	
Carga, AT	El flujo de energía a través del transformador AT/MT	Se puede disponer de mediciones de la potencia activa y reactiva, que pueden utilizarse para la validación del modelo
Carga, MT	Carga máxima en los transformadores de MT/BT	Las series de tiempo de carga del alimentador (energía activa) suelen estar disponibles para MT. Para las redes de BT, sólo la carga de pico puede estar disponible, si es que está disponible.
Relación de transformación fija		

3.1.1. Análisis de redes de media tensión / distribución primaria

Las redes de media tensión conectan las redes de transmisión o subtransmisión de alta tensión con el suministro de baja tensión para el cliente final, distribuyendo así la electricidad a nivel regional. Las redes de media tensión suelen utilizar tensiones entre 10 y 50 kV (hasta 4.16 kV o hasta 66 kV en algunos lugares), dependiendo del tamaño del área a cubrir. Las topologías radiales y de anillo abierto son dominantes, pero las redes malladas también pueden aparecer en las zonas urbanas.

Además de los datos detallados de topología y elementos descritos en la sección 1, se necesita una serie de datos operacionales para evaluar el impacto del aumento de las acciones de la energía fotovoltaica en una sección de la red de MT. Típicamente, un área seleccionada de la red se analiza en detalle, utilizando un modelo de simulación con redes de baja tensión y otras secciones de la red de MT conectadas a las áreas seleccionadas que están representadas por sus equivalentes de carga (ver Figura 5). A partir del punto de conexión a la red de alta tensión, se requieren los siguientes datos operacionales para la modelización de la red (marcados en verde en la Figura 5):

- Serie temporal de medidas de tensión en el lado secundario del transformador AT/MT. Típicamente, el transformador AT/MT es la última instancia de control de tensión. La tensión aquí es la tensión de suministro para toda la zona de

la red de distribución, y las mediciones en la vida real son necesarias para establecer el impacto de la carga de la red de distribución en la tensión y evaluar la adecuación del control de la tensión en este punto.

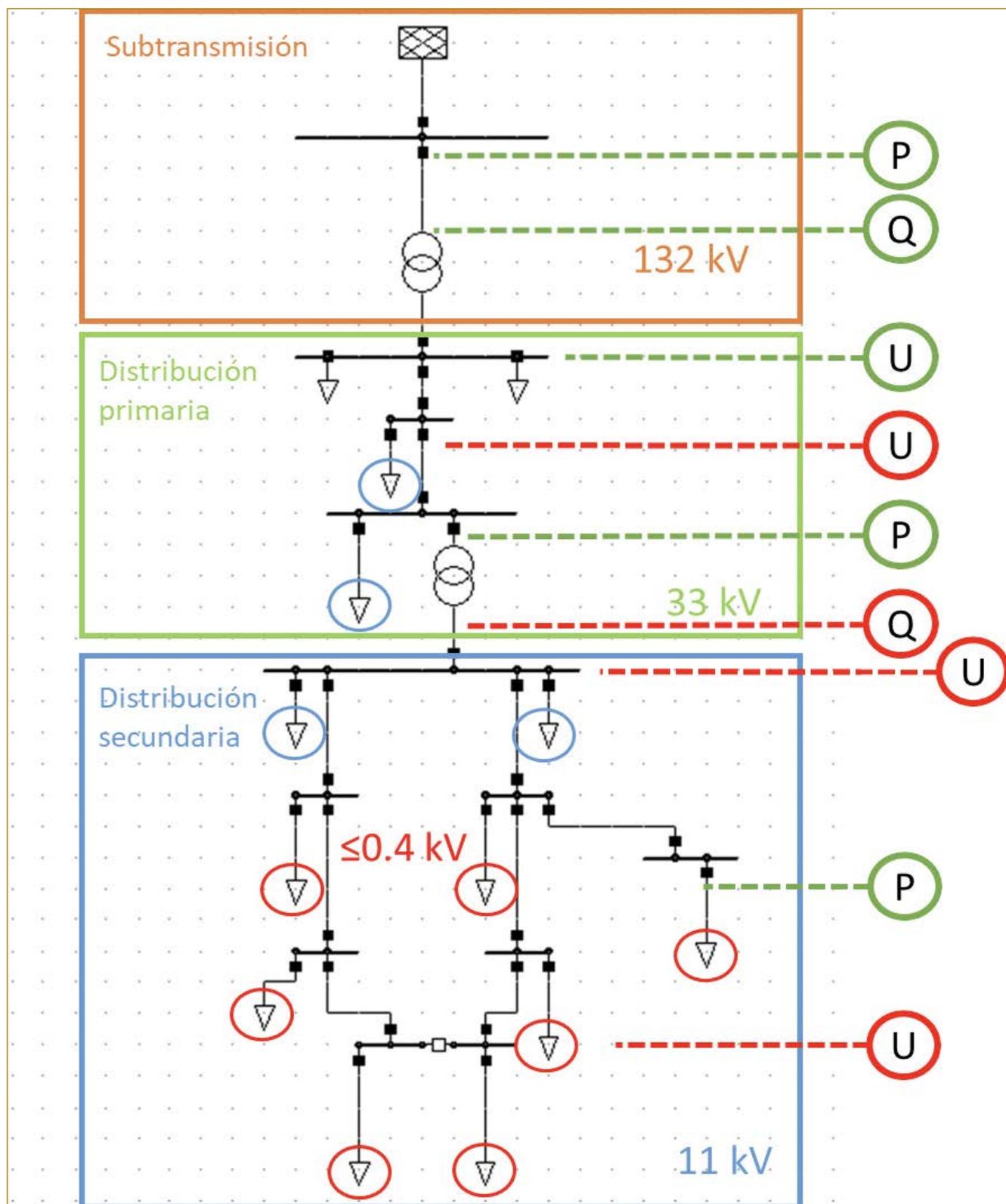
- Si existen medios adicionales de control activo de la tensión en la red - compensación de reactiva, u otros transformadores automáticos de cambio de tomas en carga - se necesitan series temporales de medición de la tensión en los puntos de conexión de los mismos, así como información detallada sobre los regímenes de funcionamiento (véase el apartado 2.3).
- Las series temporales de flujos de potencia activa y reactiva a través del transformador AT/MT, por la misma razón mencionada en los puntos anteriores.
- Series temporales de flujos de potencia activa y reactiva a través de los transformadores que conectan los niveles de tensión más bajos. Esto puede ser, como se muestra en la Figura 5, un nivel de media tensión más bajo, o directamente la red de baja tensión. En el primer caso, las mediciones suelen estar disponibles en los sistemas de monitoreo de los operadores de la red, mientras que en el segundo caso, a menudo no se dispone de datos detallados sobre la carga de baja tensión. En este caso, los datos deben ser aproximados utilizando datos de carga pico (si están disponibles), calificaciones de los transformadores y/o perfiles de carga estándar (véase la sección 3.2).

Con estos datos disponibles junto con la topología de la red y la información de los elementos de la red, es posible configurar un modelo de simulación del flujo de carga: los flujos y las tensiones de la red son el resultado de la tensión de suministro, los mecanismos de control de la tensión, la carga y las propiedades de la red. Suponiendo que no haya errores en los parámetros de cálculo, el modelo debería ofrecer ahora resultados razonablemente precisos.

Para verificar y validar los resultados, es útil, por supuesto, disponer de datos más detallados. Especialmente las mediciones de tensión en diferentes puntos de la red pueden ser beneficiosas, así como los flujos de energía activa y reactiva en las líneas y a través de transformadores de MT/MT o MT/BT. La relación costo-beneficio de llevar a cabo una campaña de medición por la única razón de recoger estos datos puede ser cuestionable, pero si una campaña ya está dentro del ámbito del proyecto, los siguientes puntos serán de interés:

- Series temporales de tensión a aguas abajo de la última instancia de control de tensión, para comprobar los resultados de tensión de las simulaciones. Como el extremo de un alimentador experimenta las mayores oscilaciones de tensión, es aconsejable medir la tensión allí.
- Series temporales de carga de una o más redes de baja tensión (lado de MT del transformador) o alimentadores individuales de baja tensión (lado de BT), si es posible con componente de potencia activa y reactiva.

Figura 5: Mediciones necesarias (verde) y opcionales (rojo) para un análisis de la red de media tensión.



3.1.2. Análisis de redes de distribución de baja tensión / secundaria

El análisis simulado de una red completa de MT con modelos detallados de todas las redes de BT adjuntas es normalmente demasiado complejo para el alcance de un estudio de red de distribución.¹ En la simulación de la red de MT, las redes de BT suelen representarse por sus equivalentes de carga. Si se dispone de datos medidos, bastan las series temporales de carga en el lado primario del transformador de MT/BT - si no se dispone de datos, esto sería objeto de una campaña de medición o de las aproximaciones descritas en la sección 3.2.

Las propiedades de las redes de baja tensión en sí mismas difieren de las de las redes de medio tensión en algunos puntos importantes. Las topologías de las redes pueden ser más diversas, ya que las redes de bajo tensión son a menudo topologías en crecimiento, y se pueden utilizar diferentes principios de planificación o expansión dependiendo del país, la región y la distribución de la carga. En muchos países europeos, los transformadores de MT/BT son bastante grandes, incluso en zonas rurales, y suministran a asentamientos o incluso pueblos enteros, con longitudes de línea de unos pocos cientos de metros, múltiples alimentadores paralelos de baja tensión y conexiones trifásicas para cada cliente. En los EE.UU. y América Central, las distancias cubiertas por las redes de media tensión son típicamente más largas debido a la menor densidad de población. Los transformadores de baja tensión son más pequeños y las longitudes de las líneas de baja tensión más cortas, a menudo con los clientes finales que se suministran con una sola fase.

Además, las redes de baja tensión pueden ser de topología radial, de anillo abierto o mallada. Las redes malladas se utilizan normalmente sólo en las zonas urbanas, pero también pueden ser alimentadas por la red MT en varios puntos a la vez. Esto aumenta la redundancia y reduce la carga de los elementos de red y las desviaciones de tensión, pero la protección en los casos de fallo es mucho más compleja. Por esta última razón, incluso las topologías malladas suelen estar desconectadas entre sí durante el funcionamiento normal, lo que da lugar a redes radiales que pueden conectarse entre sí si surge la necesidad.

En cualquier caso, ni las redes de MT ni las de BT tradicionalmente no tienen medios para controlar realmente el flujo de potencia (excepto para la eliminación de la carga, que debería reservarse para situaciones de emergencia). Hasta cierto punto, esto puede cambiar con la introducción de la generación o el almacenamiento descentralizados. Las redes de BT, sin embargo, no suelen tener la capacidad de controlar la tensión. Los transformadores de cambio de tomas en carga de MT/BT están disponibles comercialmente, pero actualmente suelen emplearse en zonas con una penetración fotovoltaica ya alta, donde ya se han realizado estudios de integración.

Teniendo en cuenta el papel del análisis de las redes de BT dentro de un estudio de redes de distribución, debe tomarse una decisión sobre si la simulación real y/o el análisis detallado de las redes de BT es realmente necesario y/o factible dentro del ámbito del estudio. En las redes urbanas o suburbanas con alta densidad de carga y longitudes de línea cortas, la sobrecarga de los activos será la principal preocupación para la integración de grandes partes de energía fotovoltaica, mientras que las desviaciones de tensión serán probablemente menos problemáticas. Sin embargo, los problemas de sobrecarga en las redes radiales cortas pueden abordarse normalmente sin simulaciones de red, basadas en la capacidad conocida de carga y generación de líneas, cables y transformadores.

En redes más rurales con baja carga, pero con una alimentación FV potencialmente alta (ejemplo principal: la Alemania rural con clientes agrícolas, muy baja carga diaria pero grandes espacios en los tejados que pueden ser utilizados para la FV), el comportamiento real de la tensión en la red en altas penetraciones FV y por lo tanto los flujos de potencia invertidos pueden llegar a ser más interesantes, hasta el punto de que puede ser necesario realizar simulaciones en la red. Especialmente las estrategias de control de la tensión en las redes de BT con más de un alimentador en paralelo alimentado por el mismo transformador y diferentes características de carga/FV pueden ser difíciles de evaluar sin simulaciones.

¹ Esos modelos existen, por ejemplo, en algunos operadores de redes de distribución alemanes y franceses, que los utilizan no sólo para la simulación, sino también para la planificación y el monitoreo. La relación costo-beneficio de establecer un modelo de ese tipo con el único propósito de un estudio de integración fotovoltaica es cuestionable.

3.1.3. Datos de la generación

Si ya existe alguna generación descentralizada en el área de la red en cuestión, los datos de generación deben ser adquiridos en la medida en que estén disponibles. Si el operador de la red no dispone de datos - lo que puede ser posible especialmente para la generación medida por la red, ya que sólo se mide la energía generada, pero no la potencia - pueden obtenerse datos aproximados de generación a partir de los datos meteorológicos de la zona, como se describe en la sección 3.4.

Los datos de generación -medidos o calculados- son, por supuesto, útiles para la modelización de la futura generación adicional, cuyo impacto debe ser estudiado. Sin embargo, los datos de la generación existente también se incluyen en las mediciones de la carga de alimentación descritas en las secciones 3.1.1 y 3.1.2, que en sentido estricto son mediciones de carga neta / carga residual. Para obtener los valores de la carga real, hay que restar de la carga los patrones de generación.

La generación conectada a la red de distribución puede incluir generalmente turbinas eólicas individuales o pequeños parques eólicos (red de MT), unidades pequeñas y micro CHP (red de MT y BT) y unidades fotovoltaicas montadas en el techo (redes de MT y BT). Los datos de generación medidos deben estar en pasos de tiempo de 15 minutos o menos, para evitar cortar los picos reales (interpolación lineal) o crear picos artificiales no realistas (interpolación por splines).

3.1.4. Datos del evento

La estabilidad, definida como la capacidad de un sistema para volver a funcionar en estado estable después de una perturbación, es una cuestión del sistema que no puede evaluarse sólo mediante el análisis de la red de distribución. Sin embargo, los datos históricos medidos (tensión y corriente/potencia) pueden ser útiles dentro de un estudio de la red de distribución para la evaluación de la adecuación de la protección y los regímenes de paso por falla, así como para la evaluación de las interrupciones y su impacto en la economía y la viabilidad de la generación distribuida.

3.2. Perfiles de carga y estimación de carga

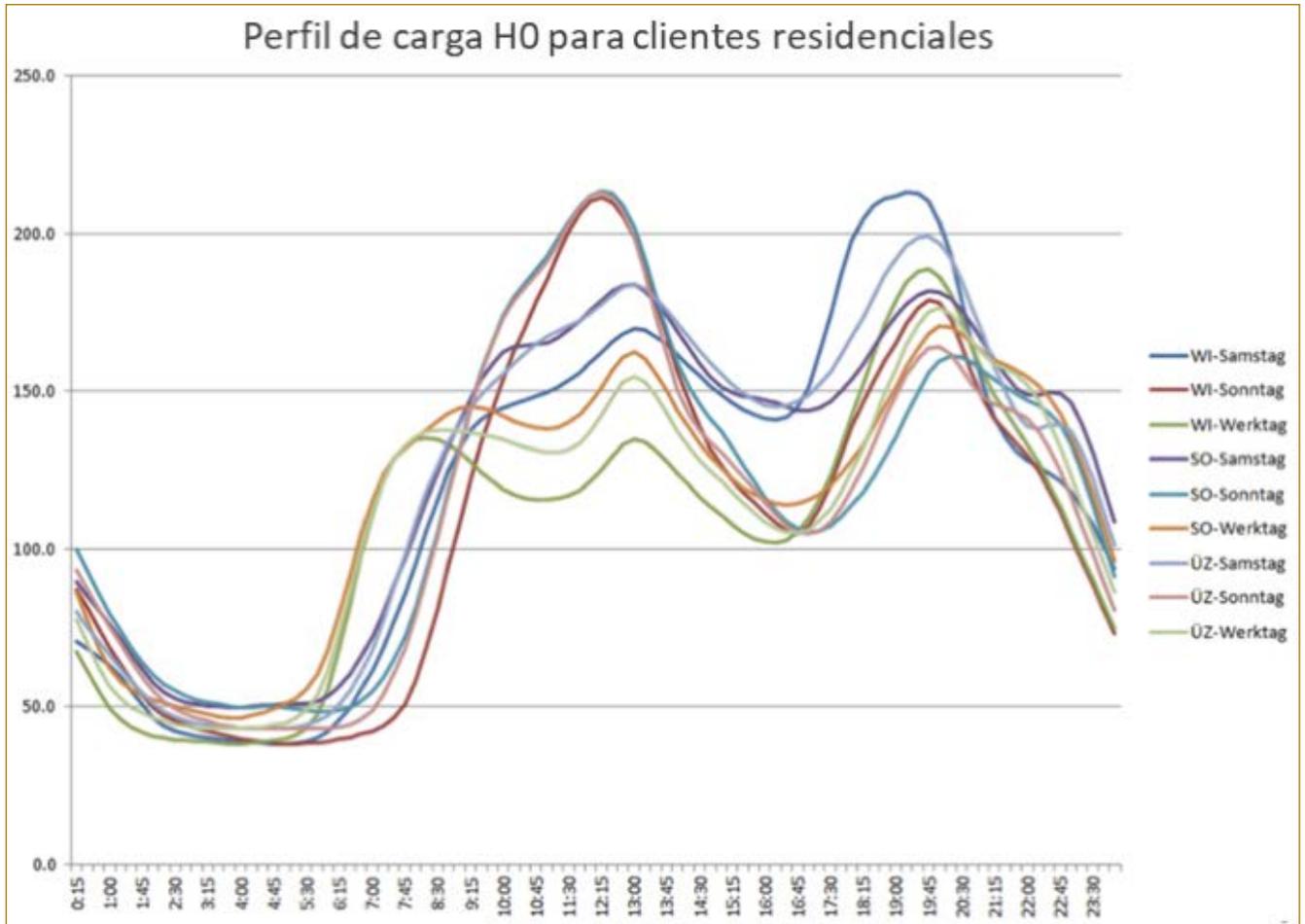
Como se describe en las secciones 3.1.1 y 3.1.2, puede haber lagunas en los datos de carga. Un problema común es que las series temporales de carga se miden para un alimentador de distribución a nivel de media tensión, pero falta información exacta sobre la carga de las subestaciones individuales conectadas al alimentador. A menudo, sólo se puede obtener la demanda máxima, o la capacidad del transformador. En este caso, los criterios de planificación y previsión de carga utilizados por el operador deben ser analizados junto con los datos disponibles y utilizados para crear una estimación razonable de la distribución de la carga. Estos datos pueden incluir

- Serie temporal de carga en algún punto (punto de conexión del alimentador);
- Datos de carga pico para otros puntos de la red;
- Capacidades nominales de los elementos de la red (especialmente los transformadores);
- Los tipos de clientes suministrados en cada área individual, a menudo basados en las tarifas (“60 % residencial, 30 % comercial, 10 % agrícola”);
- Los tipos de clientes según lo estimado de los mapas o los datos del SIG de la zona;
- Criterios de planificación de la red y de previsión de la carga utilizados por el operador.

3.2.1. Perfiles de carga estándar

Los perfiles de carga para las clases de clientes se desarrollan para el pronóstico de la demanda diaria de electricidad en pasos horarios o sub-hora sobre un área mayor, con el objetivo de equilibrar la carga y la generación y obtener suficiente energía en cada momento. Un ejemplo de perfiles de carga estándar con variación estacional utilizados por los operadores en Alemania son los BDEW H0 mostrados la Figura 6. Existen perfiles similares para grupos de clientes comerciales e industriales. Los perfiles de carga varían según el país, la región y el operador. Sin embargo, los perfiles de carga reales, especialmente de los hogares privados, son muy estocásticos y a menudo no se asemejan a un perfil de carga estándar. Sólo si se agrega un cierto número mayor de

Figura 6: Carga usada para clientes residenciales en Alemania para diferentes días de la semana y temporadas como ejemplo de un perfil de carga estándar.²



clientes utilizando los perfiles individuales, éstos suelen sumarse a algo similar al perfil de previsión.

3.2.2. Factores de coincidencia

El factor de coincidencia se define como la relación entre la carga máxima que se produce realmente y la carga máxima teórica, para un solo cliente, una zona de distribución o todo un sistema de eléctrico de potencia:

$$f_{\text{coincidencia}} = \frac{\sum_{i=1}^n \text{Carga}_i}{\sum_{i=1}^n \text{Max}(\text{Carga})_i}$$

Este factor se utiliza en el dimensionamiento de los elementos del sistema eléctrico de potencia y la capacidad de generación. Por ejemplo, un hogar privado puede tener conectados aparatos eléctricos de una carga máxima combinada de 18 kW, pero la experiencia demuestra que normalmente no se consumen más de 3 kW al mismo tiempo. Así pues, se asigna a los dispositivos del hogar un factor de coincidencia de $3/18 = 0.17$, y se dimensiona la conexión del hogar para 3 kW.

Lo mismo se aplica cuando se dimensiona una red de distribución: Cada hogar puede dibujar una carga máxima de 3 kW en algún momento, pero la posibilidad de que todos los hogares lo hagan al mismo tiempo disminuye con el número de hogares según la Figura 7 o una curva similar. Así pues, una red con 10

² Leyenda de arriba a abajo: Sábado, domingo y entre semana en invierno, sábado, domingo y entre semana en verano, sábado, domingo y entre semana en primavera y otoño.

clientes de 3 kW cada uno y un factor de coincidencia de 0.25 debe diseñarse para suministrar una carga máxima de 7.5 kW.

Los factores de coincidencia tanto a nivel de conexión como a nivel de sistema ya están incluidos en los perfiles de carga estándar.

Los factores de coincidencia también son útiles en la estimación del impacto de la carga de los vehículos eléctricos. Pueden utilizarse curvas similares que reflejen la simultaneidad decreciente, ya que los vehículos eléctricos no se cargarán todos al mismo tiempo. Esto puede utilizarse para la planificación futura de las redes de distribución con respecto al crecimiento de la carga de los vehículos eléctricos. Sin embargo, las tarifas por tiempo de uso, la carga inteligente y el autoconsumo con energía fotovoltaica pueden distorsionar esos factores de coincidencia.

3.2.3. Datos de medición registrados

En el caso de los clientes más grandes, como las industrias, el operador del sistema de distribución puede registrar y obtener regularmente datos de medición para comprobar los niveles máximos de demanda y el cumplimiento del factor de potencia. Si se registran de manera fiable y con una resolución temporal

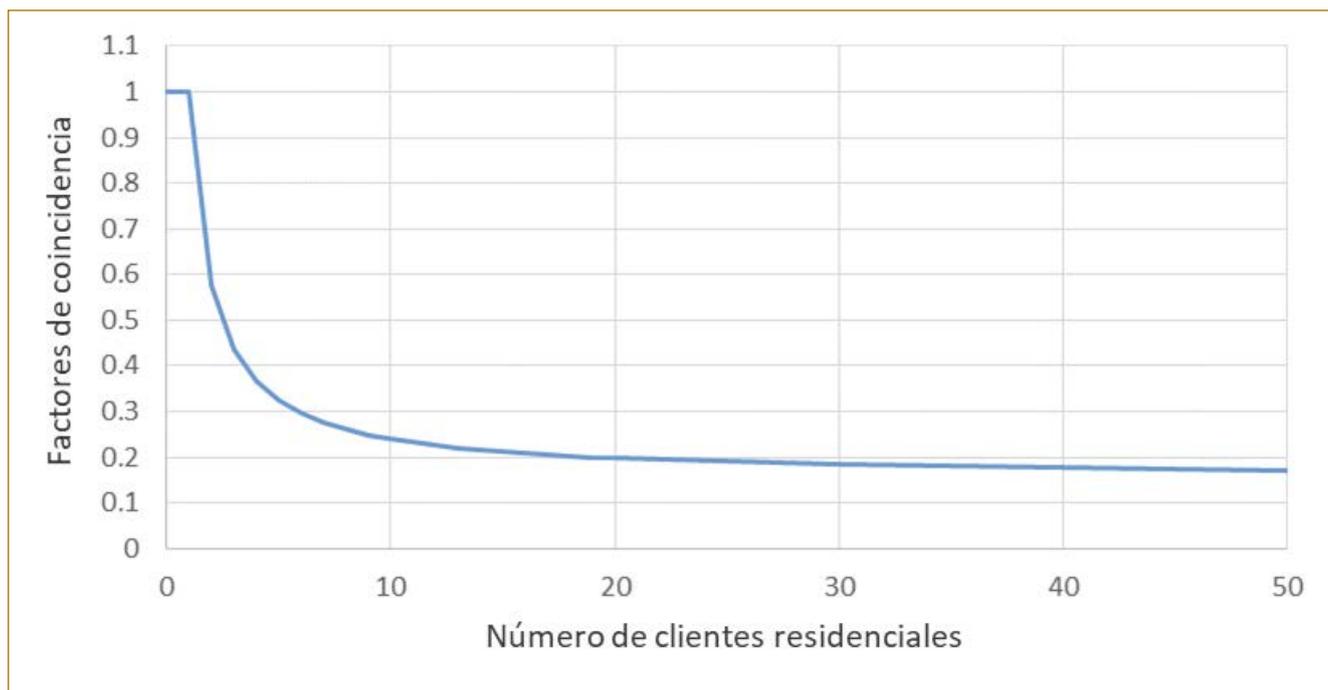
suficiente, estos perfiles pueden utilizarse directamente en las simulaciones de la red, utilizando el perfil de carga real del cliente.

3.3. Perfiles del generador

Con cierta capacidad de generación distribuida ya instalada en la zona de la red en cuestión y con los datos de generación disponibles, cabe suponer que la nueva generación experimentará pautas de generación muy similares. Por lo tanto, es beneficioso recopilar datos plurianuales sobre algunos tipos de generadores (como la energía solar fotovoltaica, las plantas de energía eólica, etc.). Los perfiles pueden utilizarse como perfil de referencia y escalarse en función de la capacidad de generación en una determinada zona de la red.

Cuantos más perfiles estén disponibles, más precisa será la evaluación que también abarcará las fluctuaciones a corto plazo y los efectos de la suavización geográfica a través de múltiples generadores.

Figura 7: Disminución del factor de coincidencia al aumentar el número de clientes en las zonas rurales de Austria.



3.4. Datos meteorológicos

Para aumentar aún más la precisión de los datos de los perfiles de los generadores, se podrán recoger datos meteorológicos adicionales a medida que se desarrolle la tecnología y dado que los futuros generadores pueden tener propiedades variables:

- El acimut y la inclinación de las unidades fotovoltaicas existentes pueden no ser óptimos, lo que hace que los patrones de generación diaria se desvíen del caso típico;
- Las unidades fotovoltaicas más nuevas pueden ser más eficientes, pero equipadas con convertidores más pequeños para la reducción de los picos, lo que conduce a un mayor rendimiento energético, pero a una menor potencia de pico en comparación con las unidades antiguas de tamaño similar;
- Las turbinas de viento modernas pueden mostrar curvas de potencia de viento completamente diferentes a las antiguas.

Por esta razón, es aconsejable recopilar y analizar los datos meteorológicos no sólo en caso de falta de datos del generador, sino en cualquier caso para eliminar las fuentes de error.

3.4.1. La irradiación solar

Los datos de irradiación solar (también denominada insola-ción) medidos por las estaciones meteorológicas se dan como Irradiancia Horizontal Global (GHI), que se define como la

cantidad de irradiancia terrestre que cae sobre una superficie horizontal a la superficie de la tierra. Se mide con una célula fotovoltaica de referencia o se calcula a partir de la irradiancia normal directa (DNI) y la irradiancia horizontal difusa (DHI):

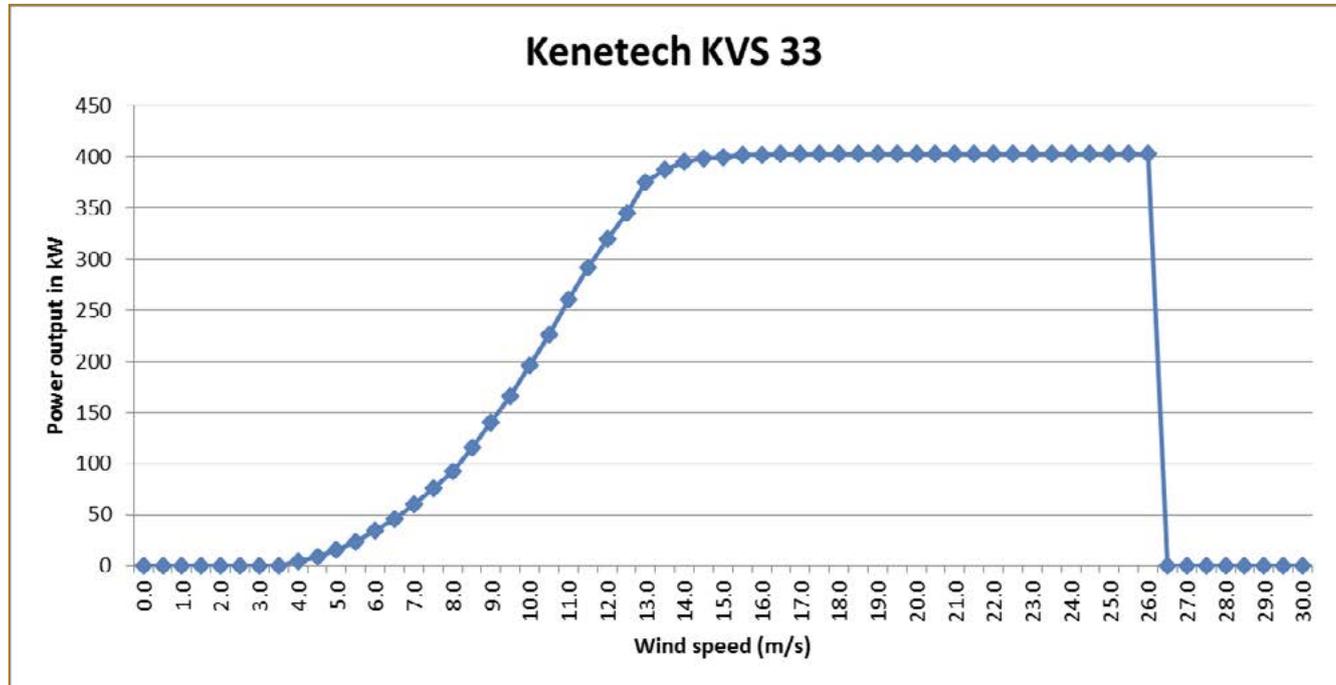
$$GHI = DHI + DNI \cdot \cos\theta_z$$

En el caso de las unidades fotovoltaicas, la producción de energía puede estimarse a partir del GHI, la inclinación y el acimut. Si existen mediciones de lugares cercanos a los lugares de generación previstos, se puede utilizar directamente. Si una estación meteorológica está ubicada fuera de una ciudad, pero la FV se instalará en la ciudad, la contaminación del aire por la niebla, la polución y el polvo puede afectar considerablemente a la producción de energía, especialmente en las zonas tropicales. En las zonas cálidas, la temperatura del panel también puede desempeñar un papel, que depende de la velocidad del viento y la temperatura del aire.

3.4.2. La velocidad y dirección del viento

La velocidad y la dirección del viento son, por supuesto, necesarias para calcular la producción de la turbina eólica, lo que se hace con las curvas de potencia como se muestra en la Figura 8. La velocidad del viento también afectará a la producción de energía de los paneles fotovoltaicos por los efectos de enfriamiento.

Figura 8: Potencia de un KVS33 de Kenetech, una de las primeras turbinas eólicas de conversión completa en los años 90. Las turbinas eólicas modernas tienen una forma similar, pero a menudo con curvas más pronunciadas.



3.4.3. La temperatura del aire

Dependiendo del tipo de panel utilizado, la tensión de salida de un panel fotovoltaico disminuirá en un 0.2 – 0.4 % por cada K de aumento de la temperatura del panel, lo que dará lugar a una menor producción de energía y, por tanto, a una menor eficiencia. Como primera aproximación, se puede estimar que la temperatura del panel es la misma que la temperatura del aire circundante. En realidad, las diferencias pueden ser significativas, ya que la insolación directa calienta el panel (oscuro), mientras que el viento tendrá un efecto refrigerante.

3.4.4. Contaminación del aire

La polución, la niebla y el polvo pueden reducir la producción de energía fotovoltaica, especialmente en las zonas urbanas y/o tropicales. El impacto puede evaluarse comparando los datos de las GHI de las zonas no afectadas con los datos de las GHI y la producción de energía fotovoltaica de las zonas afectadas.



Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Registered offices
Bonn and Eschborn

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

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

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