



Integración de VE en la red eléctrica

Guía para el Despliegue de vehículos eléctricos

Contenido

Introducción	6
1 Ámbito de aplicación	7
2 Referencias normativas	8
3 Términos y abreviaturas	9
3.1 Términos	9
3.2 Abreviaturas	10
4 Desarrollo del mercado y requisitos de la infraestructura de carga	12
4.1 Transporte individual	13
4.2 Transporte público local y transporte logístico dentro de la ciudad	16
5 Tecnologías de carga, potencia de carga y demanda de energía de carga	18
5.1 Actual	18
5.2 Perspectiva y Desarrollo	20
5.3 Desarrollo Capacidades de las baterías	20
5.4 Desarrollo del sistema	21
6 Conexión a la red de la infraestructura de carga	22
6.1 Conexión a la red de baja tensión y conexión a la red de media tensión	22
6.1.1 Conexión a la red de baja tensión	22
6.1.2 Conexión a la red de media tensión	23
6.2 Conexión a la red de infraestructuras de carga de corriente continua de alta potencia en media o alta tensión.	24
6.3 Obligaciones de notificación e informaciones	24
6.3.1 Información al operador de red	24
6.3.2 Obligación de notificar y hacer pruebas ante el regulador	25
7 Comunicación de carga y control de los procesos de carga	26
7.1 Comunicación entre el vehículo eléctrico y el punto de carga	27
7.2 Comunicación entre el punto de carga y la instalación del cliente	28
7.2.1 La comunicación dentro de una instalación del cliente mediante un EMS eléctrico	28
7.2.2 Comunicación entre los puntos de carga y el sistema backend	28
7.3 Comunicación entre la instalación del cliente y el operador de la red	29
7.3.1 Gestión de la carga y futura retro inyección de energía	30
7.3.2 Comportamiento en la red de la infraestructura de carga/vehículos eléctricos	32
8 Perturbaciones, Efectos e Impactos en las redes	34
8.1 Consideración perspectiva de los nuevos consumidores y cambio necesario en los principios de planificación y operación	34
8.2 Límites de la Capacidad de la red	34
8.3 Perturbaciones en la red de los dispositivos de carga de vehículos eléctricos	34
8.3.1 Distorsión	35
8.3.2 Asimetría	35
8.3.3 Corrientes de entrada	36
8.3.4 Corrientes continuas	36
8.3.5 Fluctuaciones de tensión y parpadeo	36
9 Perspectivas del sistema energético del futuro	37
10 Marco jurídico actual y posible evolución	38
Bibliografía	40

Directorio de imágenes

Figura 1: Penetraciones supuestas de vehículos eléctricos (automóviles livianos/privados) en el contexto de los escenarios de los estudios considerados (Fuente: VDE FNN-BDEW-Metastudie – Forschungsüberblick Netzintegration Elektromobilität (1))	13
Figura 2: Desarrollo de la electromovilidad en Hamburgo (Fuente: Stromnetz Hamburg)	15
Figura 3: Número de puntos de carga públicas en el área urbana de Hamburgo y evaluación del número de procesos de carga en relación con la potencia adquirida desde mayo de 2017 hasta octubre de 2018 (fuente: Stromnetz Hamburg)	15
Figura 4: Carga promedio en la infraestructura pública de carga de Hamburgo (Fuente: Stromnetz Hamburg).....	16
Figura 5: Curvas de aumento de diferentes estudios para el número de vehículos eléctricos en el área urbana de Hamburgo; la desviación en el aumento hasta 2020 en el metaestudio de la HSU (2) se debe a los requisitos regionales para la conversión de las flotas de vehículos públicos a la electromovilidad.	16
Figura 6: Diversidad de conceptos de propulsión electromóviles en comparación con los propulsores convencionales	18
Figura 7: Resumen de las opciones de carga con sus capacidades de carga típicas.....	18
Figura 8: Visión general de los casos de uso típicos y los requisitos de energía	19
Figura 9: Ejemplo de estaciones de carga con una capacidad de carga muy elevada	20
Figura 10: Niveles de integración en la red Versión 4 (Fuente: CharIN e. V.)	26
Figura 11: Interfaces de comunicación de carga	27
Figura 12: Posible solución de comunicación compuesta por OCPP y EEBUS (Fuente: EEBUS e. V.).....	29
Figura 13: Determinación ejemplar del número máximo de puntos de carga que pueden instalarse en una ONS.....	31
Figura 14: Plan de desarrollo de la red de la Agencia Federal de Redes (versión 2019 2º borrador), cambio de la Demanda neta de electricidad por distrito de 2017 a B 2030, a fecha de: 15.04.2019	37
Figura 15: Proporción de la generación de ER en el consumo bruto de electricidad en 2030 en Schleswig-Holstein y Hamburgo (Fuente: NEW 4.0, SINTEG)	37

Lista de cuadros

Cuadro 1: Referencias normativas	8
Cuadro 2: Ejemplo de cálculo con 100 vehículos eléctricos (VE) en una zona de suministro	32

Prólogo

La integración de la movilidad eléctrica en las redes de distribución eléctrica es un componente importante de la transición energética. El creciente uso de la red eléctrica por cargadores de una gran cantidad de vehículos eléctricos plantea nuevos retos para la infraestructura de la red.

Para garantizar que el suministro de energía eléctrica pueda seguir manteniéndose de la misma calidad y de forma eficiente, los cargadores e instalaciones de la Electromovilidad deben cumplir los requisitos técnicos/operativos de la red. Además, escenarios fiables del despliegue de la Electromovilidad son útiles y necesarios para permitir un desarrollo óptimo de las redes y la infraestructura de carga.

A continuación, se examinan los aspectos importantes en este contexto y se evalúan en el marco de la transición energética.

El grupo de proyecto "Integración de Electromovilidad en las Redes Eléctricas" del Fórum Netztechnik/Netzbetrieb en el VDE (FNN) ha elaborado este guía (FNN-Hinweis).

1. Introducción

La electromovilidad alcanzará una gran penetración en el futuro. Así lo sugieren todos los estudios relevantes de los últimos años (véase VDE|FNN-BDEW-Metastudie 2018 (1)), sólo que el momento de la aceleración todavía es incierto. En esta transformación la carga de los vehículos eléctricos representa una carga adicional para la red eléctrica. El alcance de este efecto dependerá de la medida y la rapidez con que se introduzca la electromovilidad en el transporte privado, el transporte público y el transporte de mercancías. Si bien la electrificación del transporte privado ha sido el principal objetivo en los últimos años, los autobuses y los camiones también están cada vez más en el punto de mira.

Se supone que, como resultado del desarrollo tecnológico, no sólo los vehículos puramente eléctricos de batería determinarán el mercado, sino que en el futuro también se utilizarán otras propulsiones alternativas, como las pilas de combustible. Las cuestiones relacionadas con el acoplamiento de sectores no son objeto de este guía.

Por las siguientes razones, se puede asumir una amplia electrificación del sector del transporte:

- En el marco del acuerdo sobre el clima, deben reducirse las emisiones de gases de efecto invernadero en Alemania entre un 80% y un 95% hasta 2050 en comparación con 1990. Para lograrlo, hay que ampliar la electromovilidad.
- Reducción significativa de las emisiones locales para mejorar la calidad del aire en las aglomeraciones urbanas (proyecto de financiación del BMVi "Aire limpio 2017-2020")
- El uso de la energía eléctrica, especialmente en los vehículos eléctricos de batería, tiene la mayor eficiencia energética. En una matriz energética basada en energías renovables, una movilidad eficiente y casi neutra en cuanto a emisiones de CO₂ es posible.

Por lo tanto, este guía no pretende evaluar los posibles escenarios de aceleración o definir los niveles de penetración, sino presentar los antecedentes técnicos y bases de la planificación para pueda ser posible un despliegue de la Electromovilidad y una integración en las redes eléctricas de forma segura, fiable y eficiente.

Desde el punto de vista de la red eléctrica, un vehículo eléctrico es, en primer lugar, un nuevo consumidor móvil de electricidad con una potencia relativamente alta y una demanda de energía elevada -difícil de planificar o pronosticar-, una gran capacidad de almacenamiento y, opcionalmente, una flexibilidad temporal de la demanda de energía. Esto en general hace más complejo la tarea de mantener el equilibrio entre la generación y el consumo de energía eléctrica en todo momento. Los procesos de carga de VE pueden suponer una carga adicional para la red y hacer necesaria una mayor ampliación de la misma. Sin embargo, esto no tiene por qué ser siempre así, si la electromovilidad se integra en el la red eléctrica de una manera previsor y orientada al servicio de la red. Las elevadas capacidades adicionales de las baterías también crean un gran potencial para la integración flexible de las energías renovables.

En este contexto, se consideran los factores que influyen en el desarrollo de la electromovilidad y la correspondiente infraestructura de carga, y se presentan los retos en la integración de la misma en la red eléctrica. Se identifica la necesidad de actuación existente y se presentan soluciones y opciones de actuación adecuadas. Estos deben transmitirse a los grupos de especialistas afectados, a los reguladores y a otros destinatarios.

El documento promueve una comprensión y clasificación interdisciplinaria de los diversos temas relacionados con el despliegue y la integración en la red de la electromovilidad con el objetivo de una rápida expansión compatible de la infraestructura de carga necesaria con la red eléctrica.

1. **Ámbito de aplicación**

Este guía está dirigida a los operadores de redes, operadores de infraestructuras de carga, fabricantes de vehículos eléctricos, planificadores e instaladores de infraestructuras de carga, así como a los proveedores de sistemas de gestión de energía o de carga. En particular, se considera la interfaz entre la red eléctrica pública y la instalación del cliente (punto de interconexión de la red). En las redes de baja tensión, el ámbito de consideración termina, por ejemplo, en la caja de conexiones del edificio o en el poste de carga para los postes de carga conectados directamente a la red.

A partir de los retos, se identifican soluciones y se presentan los requisitos necesarios para la operación de la red. Además, se presentan opciones de actuación, teniendo en cuenta las circunstancias específicas, y se dan indicaciones sobre las condiciones marco de acompañamiento.

2. Referencias Normativas

Los siguientes documentos citados se refieren al tema de este guía del FNN y, por lo tanto, deben tenerse en cuenta. Para las referencias fechadas, sólo se aplica la edición referenciada. Para las referencias sin fecha, se aplica la última edición del documento de referencia (incluidas todas las modificaciones). La tabla no pretende ser exhaustiva.

Cuadro 1: Referencias normativas

Designación	Descripción
VDE-AR-N 4100 (TAR NS)	Regla técnica para la conexión y operación de instalaciones de clientes finales en la red de baja tensión
VDE-AR-N 4105	Generadores eléctricos conectados a la red de baja tensión - Requisitos técnicos mínimos para la conexión y operación en paralelo
VDE-AR-N 4110 (TAR MS)	Requisitos técnicos para la Conexión y Operación de instalaciones (GD y Carga) en media tensión
VDE-AR-N 4120 (TAR HS)	Requisitos técnicos para la Conexión y Operación de instalaciones (GD y Carga) en alta tensión
Serie de normas DIN ES 61850 (VDE 0160-850)	Redes y sistemas de comunicación para la automatización del suministro de energía eléctrica
IEC 63110	Standardizing the Management of Electric Vehicle (DEs-) Charging Infrastructures
BSI TR-03109-1	Requisitos Técnicos: Requisitos para la Interoperabilidad de la una unidad de comunicación de un sistema de medición inteligente
DIN ES 62752 (VDE 0666-10)	Dispositivo de control y protección integrados en la línea de carga para el modo de carga 2 de los vehículos eléctricos de carretera (IC-CPD)
Serie de normas DIN ES 61000 (VDE 0839-1-2)	Compatibilidad electromagnética
DIN EN ISO 17409	Vehículos de carretera con motor eléctrico - Conexión a una fuente de suministro eléctrico externa - Requisitos de seguridad
Serie de normas DIN EN ISO 15118	Vehículos de carretera: interfaz de comunicación entre el vehículo y la estación de carga
Serie de normas DIN ES 61851 (VDE 0122)	Equipos eléctricos de Vehículos eléctricos de carretera - Sistemas de carga conductiva para vehículos eléctricos
Serie de normas E DIN EN 61980	Sistemas de transferencia de energía sin contacto para vehículos eléctricos
DIN VDE 0100-722 (VDE 0100-722)	Construcción de instalaciones de baja tensión; Parte 7-722: Requisitos para locales, salas e instalaciones – Suministro eléctrico de vehículos eléctricos
VDE-AR-E 2418-3-100	Electromovilidad - Sistemas de medición para instalaciones de carga<<
Reglamento sobre columnas de carga	Reglamento sobre los requisitos técnicos mínimos para la instalación y la operación segura e interoperable de una infraestructura de puntos de carga públicos de vehículos eléctricos

3. Términos y Abreviaturas

3.1 Términos

Vehículo eléctrico de batería (BEV)

Extrae la energía de aceleración de la batería del vehículo, que alimenta uno o varios motores eléctricos como única fuente de propulsión

Penetración

Describe una cifra relativa que describe el número de vehículos eléctricos en relación con el stock total de la flota del área respectiva considerada.

Carga de alta potencia

Operaciones de carga con una potencia de carga de 150 kW o más¹

Instalación del cliente

Conjunto de los equipos eléctricos situados aguas abajo del punto de entrega/conexión, a excepción de los equipos de medición para la alimentación de los conectados y los usuarios de la conexión.

Nota sobre el término: La instalación del cliente es idéntica a la instalación eléctrica.

Dispositivo de carga para vehículos eléctricos

Dispositivo según DIN EN 61851 (VDE 0122) (todas las partes) o según E DIN EN 61980 (todas las partes), con el que se puede establecer un intercambio de energía de un vehículo eléctrico entre una red de baja tensión / una instalación eléctrica y una fuente de energía/ una carga.

Nota 1 del término: El Dispositivo de carga consiste en componentes estacionarios para la carga conductiva (carga por cable) como una estación de carga de CA o CC o un circuito construido según la norma DIN VDE 0100-722 (VDE 0100-722), que se ha instalado para la conexión de equipos de control y protección integrados en la línea de carga para el modo de carga 2 de vehículos eléctricos según la norma DIN EN 62752 (VDE 0666-10).

Nota 2 al término: Un dispositivo de carga de CA suministra al vehículo eléctrico corriente alterna/trifásica (convertidor en el vehículo), un dispositivo de carga de CC suministra al vehículo eléctrico corriente continua (convertidor en el dispositivo de carga).

Gestión de la demanda (Carga)

Control o gestión eléctrica de dispositivos (equipos eléctrico del consumidor, sistemas de generación, almacenamiento y equipos de dispositivos de carga para vehículos eléctricos)

Nota sobre el término: a diferencia con la norma VDE-AR-N 4100, el término gestión de la demanda se entiende en este documento no sólo para la interacción/gestión del operador de la red, sino también del cliente o de terceros. La gestión de los dispositivos puede tener lugar directamente o a través de un sistema de gestión de la demanda.

Datos de potencia

En las normas VDE, la potencia de CA suele especificarse en kVA y se refiere al punto de conexión. En otras publicaciones (directiva de la UE, hoja de ruta de la normalización), también se utiliza kW.

Carga normal

Carga con una potencia de carga de hasta 22 kW¹

Vehículo híbrido enchufable (PHEV)

Representa una forma especial de vehículo híbrido, que se caracteriza por la presencia de un motor de combustión interna y un motor eléctrico. La característica especial en comparación con otros híbridos es la interfaz de carga, que permite cargar la batería del vehículo mientras está parado.

Carga rápida

Operaciones de carga con una potencia de carga superior a 22 kW¹

Contenido energético (utilizable) del sistema de almacenamiento:

La energía que se puede extraer entre el estado de carga superior que se puede alcanzar durante la operación y el final de la descarga definido durante la operación (unidad: kWh).

Nota sobre el término: Lo más importante es la energía que se puede utilizar al descargar con la corriente nominal.

Controlar

En esta guía, el control también incluye la posibilidad de influir, utilizando la comunicación bidireccional entre el punto de carga y el vehículo. Así, la interpretación de la palabra control, en esta guía, va mucho más allá del uso común en la industria energética (conmutar e influir en los dispositivos finales sin conocer la demanda del dispositivo).

Asimetría

Potencia aparente desigual entre los conductores exteriores o entre el conductor exterior y el conductor neutro, calculada a partir de los respectivos valores RMS de corriente y tensión teniendo en cuenta el factor de desplazamiento.

3.2 Abreviaturas

Abreviatura	Descripción
AC	Corriente alterna
AR	Norma de aplicación en Alemania (tipo regla de aplicación)
ARegV	Ordenanza sobre la regulación incentivada de las redes de suministro de energía
BEV	Vehículo eléctrico de batería (EV)
CCS	Sistema de carga combinada (Combined Charging System)
DC	Corriente continua
DIN	Instituto Alemán de Normalización e. V.
DIN SPEC	Especificación DIN
EEG	Ley de Energías Renovables (Alemania)
EMC	Compatibilidad electromagnética
EMS	Sistema de gestión de la energía
HEMS	Sistema de gestión de la energía en el hogar
EnWG	Ley de la Industria Energética
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional
ISO	Organización Internacional de Normalización

¹ en la interfaz del vehículo

kVA	Kilovoltio amperio, unidad de potencia aparente
kW	Kilovatio, unidad de potencia activa
LSV	Reglamento sobre la columna de carga
NAV	Reglamento de conexión de baja tensión
OCP	Protocolo de punto de carga abierto (Open Charge Point Protocol)
TRANSP RTE PÚBLICO	Transporte público
PHEV	Híbrido enchufable (vehículo eléctrico)
TAB	Condiciones técnicas de conexión
TAR	Requisitos técnicos para la conexión
WEG	Ley de Propiedad Horizontal y Derechos de Residencia Permanente

4. Desarrollo del mercado y requisitos para la infraestructura de carga

Desde un punto de vista técnico y económico, así como por la necesidad de comodidad del usuario, existe una gran demanda de carga en lugares con largos tiempos de espera. Se trata principalmente de cargar en casa y en el lugar de trabajo. Además, habrá una demanda creciente de estaciones de carga rápida para cargar en carreteras, por ejemplo, en las autopistas, especialmente con el aumento de la capacidad de las baterías, ya que la idoneidad de los vehículos como vehículos de larga distancia aumenta.

Los requisitos para la infraestructura del futuro dependen de:

- el desarrollo del mercado de la electromovilidad,
- de las tecnologías de carga (tipos de cargadores) de los vehículos eléctricos,
- la potencia de carga admitida por tecnología de carga y
- las necesidades de energía y potencia asociadas.

En cuanto a la necesidad de energía para el proceso de carga individual, los factores decisivos son:

- la distancia recorrida eléctricamente entre dos eventos/oportunidades de carga
- el consumo eléctrico específico durante la conducción
- el contenido energético actual y la capacidad de la batería
- el comportamiento del usuario

En cuanto a la necesidad de potencia, la máxima potencia de carga del posible vehículo eléctrico es clave, que depende, entre otras cosas, de si se trata de un vehículo eléctrico de batería (BEV) o de un vehículo híbrido enchufable (PHEV). En el futuro, la diferencia de potencia de carga entre los BEV y los PHEV ya no será tan importante como ahora.

La demanda de energía de la infraestructura de carga de los vehículos eléctricos puede provocar cuellos de botella en la red, incluso con una baja penetración en el mercado, debido a la acumulación local y temporal o al control del mercado.

Por lo tanto, el enfoque está en las cuestiones de la potencia, por lo que hay que distinguir diferentes casos de uso al cargar un vehículo eléctrico:

- Carga privada normal, por ejemplo, en casa o en el trabajo
- Carga pública normal, por ejemplo, al borde de la carretera, en un aparcamiento o en un parking
- Carga pública rápida, por ejemplo, en la autopista

En el caso de la carga privada normal, se puede suponer que la carga del vehículo eléctrico en casa suele realizarse durante el periodo de descanso del usuario o, en el caso de la carga en el lugar de trabajo, durante el tiempo de inactividad del vehículo eléctrico (vehículos de empleados y vehículos de flota).

En el caso de la carga pública normal, hay que distinguir entre dos casos:

- Caso 1: Estacionamiento y cargar durante un tiempo limitado, por ejemplo, durante un viaje de compras o una visita al cine. En este caso, hay que evitar una reducción de la potencia de carga desde el punto de vista del usuario, pero puede ser necesaria desde el punto de vista de la red.
- Caso 2: Estacionamiento y carga con tiempos de estacionamiento más largos, por ejemplo, durante la noche. En este caso, la gestión de la demanda (carga) suele ser tolerada desde el punto de vista del usuario, siempre que la energía necesaria pueda seguir siendo cargada durante el tiempo del estacionamiento.

Actualmente no se observan cuellos de botella en la red para la carga pública normal.

Sin embargo, en el futuro con una mayor penetración de la electromovilidad en el mercado pueden ocurrir cuellos de botella en la red, que habrá que contrarrestar con la gestión de la demanda/carga o un refuerzo de la red.

En el caso de la carga pública rápida, por ejemplo, en las autopistas, el usuario del vehículo eléctrico quiere asegurarse de que su vehículo eléctrico se cargue lo más rápidamente posible. Por lo tanto, desde el punto de vista de la red, limitar la potencia de carga sólo es una opción en casos extremos.

La presente guía de la FNN se centra en la carga normal privada, ya que este caso en particular exige requisitos adicionales a la planificación y operación de las redes de distribución eléctricas existentes.

4.1 Transporte individual

Diversos estudios muestran un corredor muy amplio de los escenarios de la aceleración del mercado de la electromovilidad, por lo que con el estado actual de conocimientos no se puede hacer ninguna afirmación fiable sobre la expansión necesaria de la red. El metaestudio "Research overview of grid integration of electromobility" de VDE|FNN y BDEW ofrece una visión general (del mercado alemán). La figura 1 muestra los niveles de penetración asumidos en los estudios.

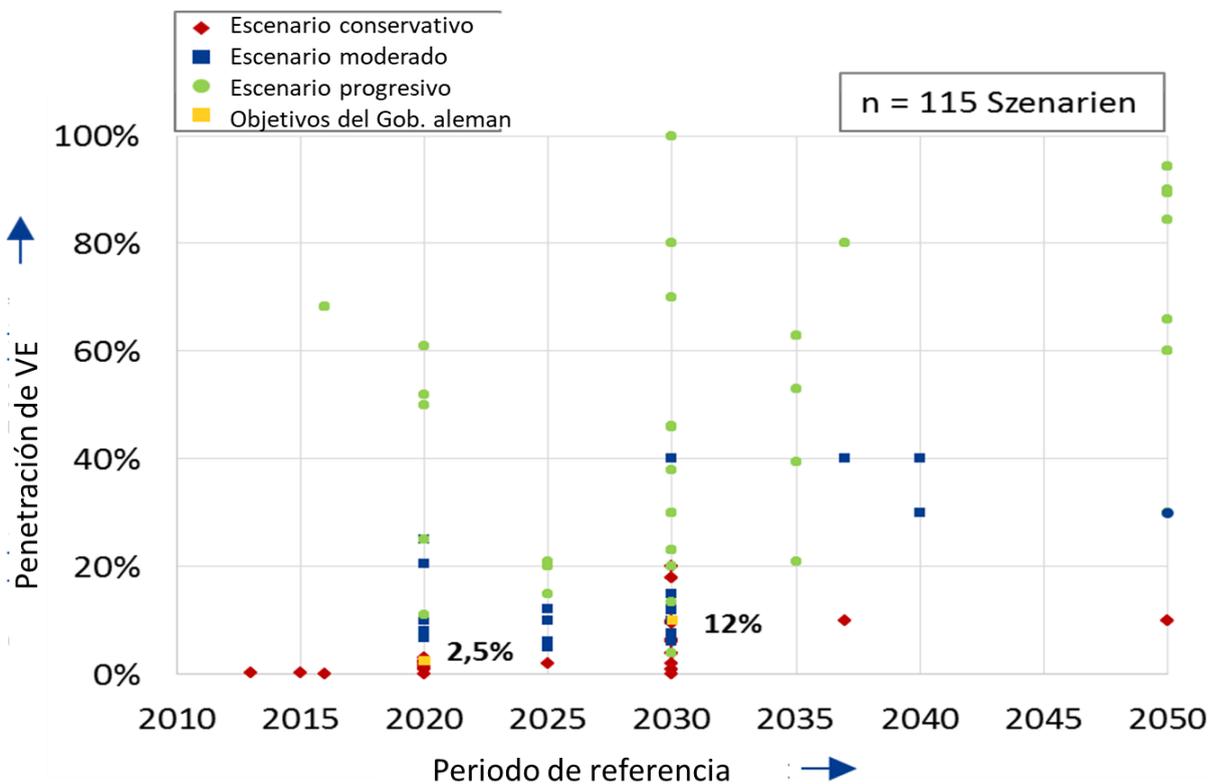


Figura 1: Penetraciones supuestas de vehículos eléctricos (automóviles livianos/privados) en el contexto de los escenarios de los estudios considerados (Fuente: VDE|FNN-BDEW-Metastudie - Forschungsüberblick Netzintegration Elektromobilität (1)).

Independientemente de los supuestos sobre el momento y grado esperado de la penetración, los ciclos de inversión típicos para recursos de la red eléctrica hacen necesario que haya que empezar a preparar la infraestructura actual para la demanda futura con un sentido de la proporción.

El meta-estudio mencionado, llega a los siguientes mensajes clave:

- La simultaneidad y la situación local de la red son parámetros claves

La carga de la red resultante de la electromovilidad depende esencialmente de dos factores:

1. el número de vehículos eléctricos, su curva de carga y la simultaneidad resultante de su comportamiento de carga, y
2. la situación local concreta en la red de distribución eléctrica respectiva

■ **Todavía no se prevé una vía fiable de desarrollo de la electromovilidad**

De los escenarios evaluados en los estudios no se pueden derivar vías de desarrollo fiables para la electromovilidad y su diseño técnico. En consecuencia, existe un alto grado de incertidumbre sobre el diseño futuro de la electromovilidad y sus efectos. Esto representa un alto riesgo de inversión y operación para los operadores de la red. Por lo tanto, los operadores de la red necesitan herramientas para enfrentar esta incertidumbre para poder encontrar soluciones.

■ **La controlabilidad útil para la red es crucial²**

La capacidad de control de las instalaciones de carga en línea con la red es crucial para que la integración de la electromovilidad en la red tenga éxito y pueda realizarse a corto plazo.

■ **Flexibilidad con la electromovilidad**

Efectos sinérgicos locales entre la electromovilidad y la inyección de energías renovables son posibles. Sin embargo, para que la electromovilidad contribuya en mayor medida a la integración de las energías renovables en el sistema, es necesario tanto la capacidad de control³ como la ampliación adecuada de las redes a medio plazo.

■ **Desarrollo del marco reglamentario**

Es necesario un ajuste del marco normativo para permitir la tarificación bidireccional y aplicar tecnologías inteligentes que puedan realizarse a corto plazo.

Fuente: VDE|FNN-BDEW metastudy (1)

Debido a la actual penetración en el mercado de los vehículos eléctricos, actualmente no hay cuellos de botella en la red pública de baja tensión. Sin embargo, una alta penetración a corto plazo dentro de una zona de suministro puede provocar cuellos de botella locales.

La mencionada demanda para una controlabilidad útil para la red se considera en la VDE-AR-N 4100 (requisitos técnicos para la instalación y operación en baja tensión) por el hecho de que el operador de la red de distribución puede exigir la controlabilidad de las instalaciones de carga a partir de 12 kVA.

Como ejemplo de la evolución prevista del transporte privado, se presentan a continuación los supuestos de la ciudad de Hamburgo (Alemania), ya que se basan en amplios estudios. Así, pueden servir de ejemplo para otras metrópolis.

Se eligió la ciudad de Hamburgo como ejemplo porque actualmente es la metrópoli con mayor penetración de la infraestructura de carga.

² En este caso, el aspecto del control de la potencia activa tiene prioridad y otros aspectos, como la gestión de la potencia reactiva, se entienden a continuación.

³ Véase también la definición de controlabilidad en la sección 3.1

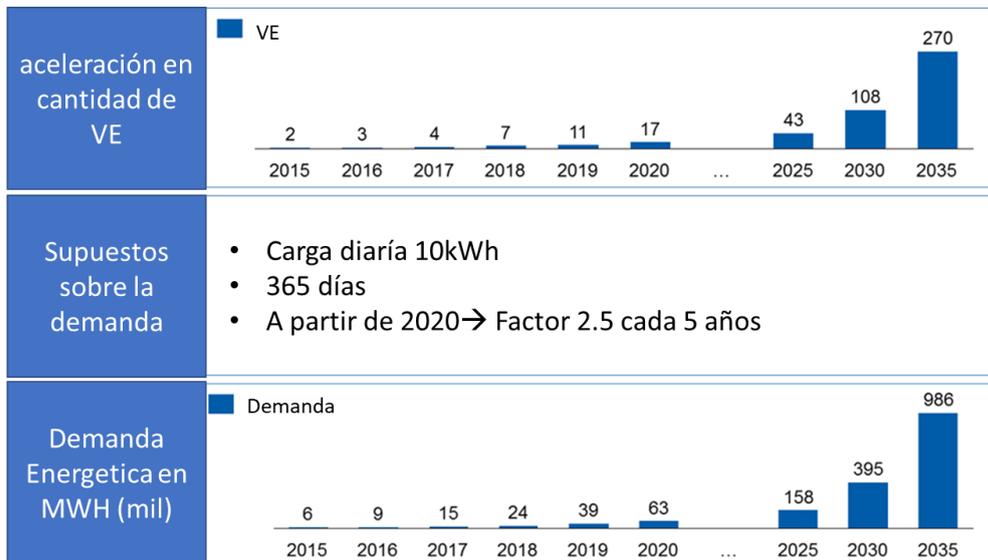


Figura 2: Desarrollo de la electromovilidad en Hamburgo (Fuente: Stromnetz Hamburg =EDE - Hamburgo)

Esta curva de aceleración de la figura 2, con 108.000 vehículos eléctricos en 2030, corresponde proporcionalmente a los objetivos del gobierno federal de Alemania (véase también la figura 5).

Las siguientes figuras, la Figura 3 y la Figura 4, muestran la distribución temporal de la energía extraída de la infraestructura de carga pública.

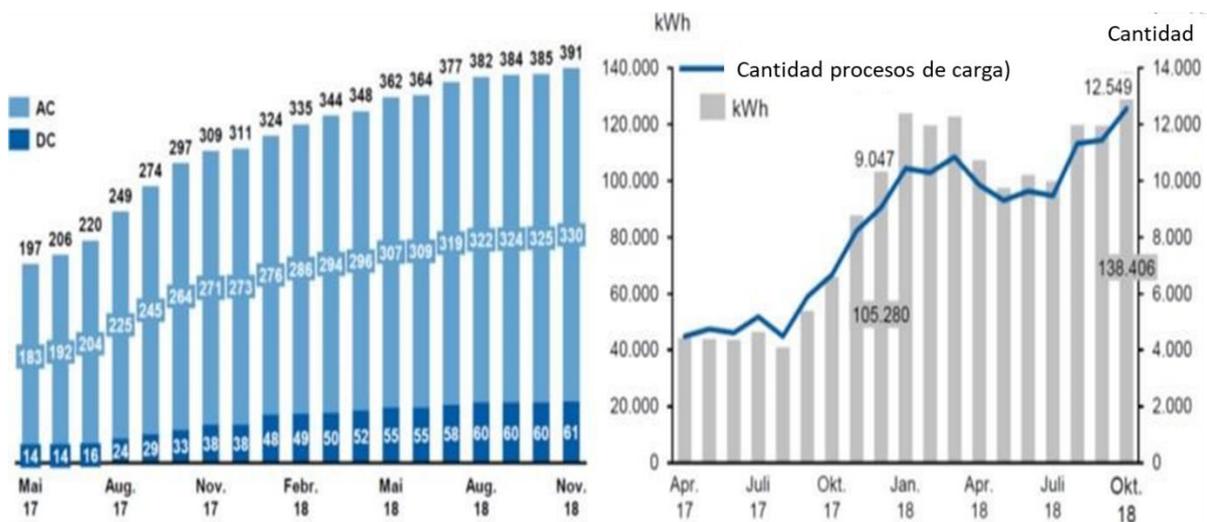


Figura 3: Número de puntos de carga públicas en el área urbana de Hamburgo y evaluación del número de procesos de carga en relación con la potencia pedida (en cada proceso) desde mayo de 2017 hasta octubre de 2018 (Fuente: Stromnetz Hamburg)

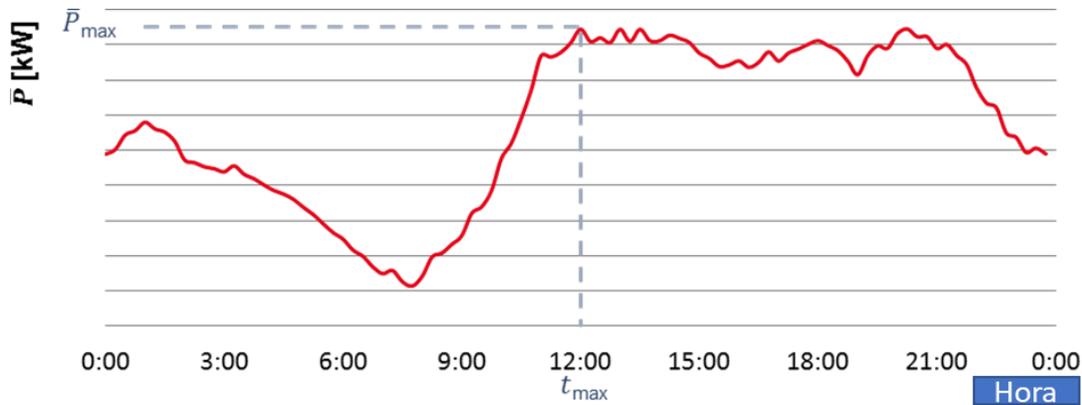


Figura 4: Carga promedio en la infraestructura de carga pública de Hamburgo (Fuente: Stromnetz Hamburg)

Se espera que el uso de la infraestructura pública de carga cambie en los próximos años (aumento de la proporción de usuarios privados que confían en y dependen de la infraestructura pública de carga).

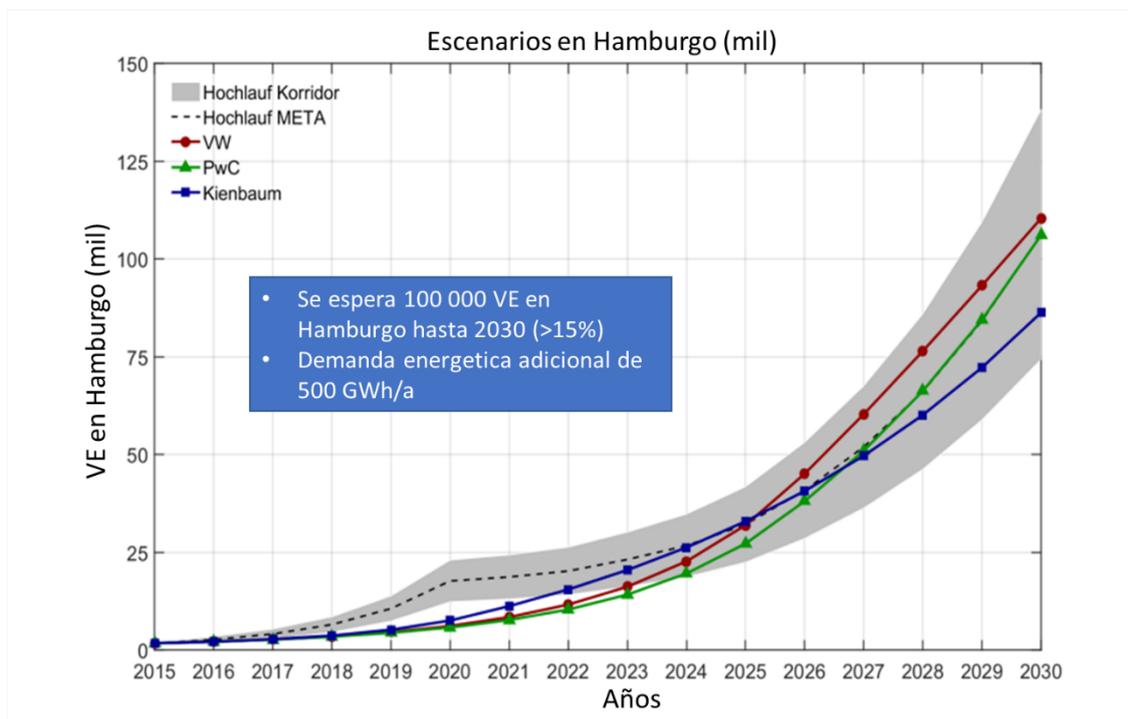


Figura 5: Curvas de aumento de diferentes estudios para el número de vehículos eléctricos en el área urbana de Hamburgo; la desviación en el aumento hasta 2020 en el metaestudio de la HSU (2) se debe a los requisitos regionales para la conversión de las flotas de vehículos públicos a la electromovilidad.

4.2 Transporte público local y transporte logístico dentro de la ciudad

En muchos lugares, no sólo se está promoviendo la electrificación del transporte privado, sino también la del transporte público local y el transporte logístico, especialmente en las zonas del centro de la ciudad. También hay que crear instalaciones de carga adecuadas para estos vehículos y suministrar la energía eléctrica. Este desarrollo debe ser considerado por los operadores de la red. Los efectos se ilustrarán brevemente con el ejemplo de Hamburgo: A partir de 2020, sólo se adquirirán autobuses libres de emisiones locales de los operadores de autobuses de transporte público. Para 2030, toda la flota de Hamburgo, compuesta por unos 1.600 autobuses, deberá estar libre de emisiones a nivel local. Para ello, se han investigado varios escenarios, entre otros, la utilización del hidrógeno como vector energético libre de emisiones a nivel local (2). Sin embargo, ambos operadores de autobuses han decidido usar vehículos de propulsión puramente eléctrica.

Los requisitos técnicos de la red para ello ya deben estar creados hoy. En enero de 2019, dos de las diez cocheras de autobuses de Hamburgo se han convertido a operación totalmente eléctrico desde el lado de la red. Ambas cocheras de buses tienen una carga (potencia contratada) conectada de aproximadamente 23 MVA. Para las diez cocheras, se calcula actualmente una carga total conectada de aproximadamente 90 MVA, que deberá ser suministrada por la red a partir de 2030. Dependiendo de la carga específica conectada, se requiere una conexión a la red de alta o media tensión

Además, se está tratando de incentivar el uso de la electromovilidad en el sector del transporte y la logística del centro de la ciudad. Al igual que Baden-Württemberg y Hessen (Regiones Alemanas), Hamburgo participa en el proyecto de financiación nacional ZUKUNFT.DE (3). El contenido del proyecto, que se extiende espacialmente sobre todo a los estados federados de Baden-Württemberg, Hamburgo y Hessen que cooperan aquí, es el desarrollo de infraestructuras de carga en un gran número de centros de distribución y depósitos operativos para los e-transporters, que se usan para el reparto de paquetes en las zonas urbanas.

Hay que tener en cuenta el suministro de energía eléctrica en los centros de distribución logística y, en su caso, en el casco urbano, y se investigará científicamente en el marco de este proyecto líder.

5. Tecnologías de carga, potencia de carga y Demanda de energía de carga

5.1 Actual

En el contexto de este guía, sólo se consideran los vehículos que pueden recibir energía eléctrica mediante instalaciones de carga. La delimitación se muestra en la figura 6.

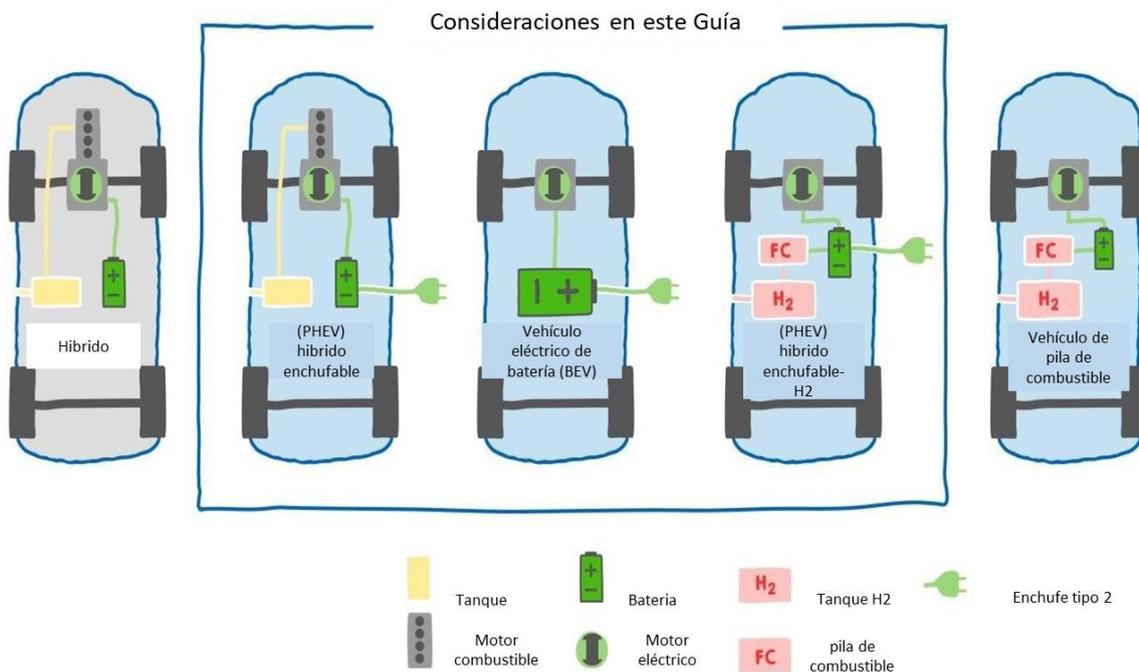


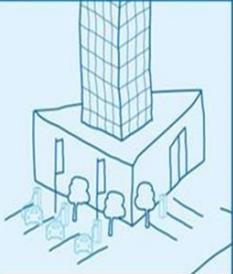
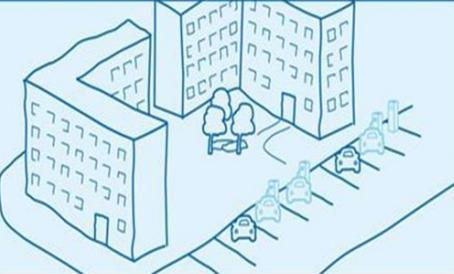
Figura 6: Diversidad de conceptos de propulsión electromóviles en comparación con los propulsores convencionales

A continuación, se muestran las posibles potencias de carga de las tecnologías de carga consideradas (Figura 7) en relación con las diferentes ubicaciones y las potencias de conexión resultantes (Figura 8).

Resumen de las opciones de carga

	Carga CA	Carga CC	Carga inductiva
Carga normal	3,7 kW		3,7 kW
	7,4 kW		7,4 kW
	11 kW	10 kW	11 kW
	22 kW	20 kW	22 kW
Carga rápida	43 kW	50 kW	
Carga de alta potencia		150 kW	
		400 kW	
	<p>Typ 2 Combo 2</p>	<p>Combo 2</p>	<p>Primär-, Sekundärspule Kabelloses Laden</p>
	Estándar mínimo según Reglamento sobre la columna de carga		

Figura 7: Resumen de las opciones de carga con sus potencias de carga típicas

Caso de Uso	puntos de carga privado		puntos de carga públicos	
				
	Punto de carga doméstico	Flotas, aparcamiento	carga de linternas, servicio de autopistas, parking	
Tecnología de carga	Carga CA o CC	Carga CA o CC	Carga CA	Carga CC
Conexión típica por punto de carga	<ul style="list-style-type: none"> • Monofásico 3,7kVA • Trifásico 11 kVA • Raras veces Trifásico 22 kVA 	<ul style="list-style-type: none"> • Monofásico 3,7kVA • Trifásico 11 kVA • Trifásico 22 kVA 	<ul style="list-style-type: none"> • Trifásico 11 kVA • Trifásico 22 kVA • Raras veces Trifásico 43 kVA 	<ul style="list-style-type: none"> • Trifásico 22 kVA • Trifásico 55 kVA • Raras veces Trifásico 150-450 kVA
Gestión de la demanda/carga/flexibilidad	<ul style="list-style-type: none"> • Control de la demanda (para la red) • Gestión de la demanda 	<ul style="list-style-type: none"> • Gestión de la demanda 	<ul style="list-style-type: none"> • Sin gestión o control¹ 	<ul style="list-style-type: none"> • Sin gestión o control²

¹ posiblemente en combinación con una tarifa variable para la carga de noche
² posiblemente en combinación con un proceso definido de gestión de la demanda local o un almacén intermedio

Figura 8: Visión general de los casos de uso típicos y los requisitos de energía

La potencia de carga típica de los vehículos que se encuentran actualmente oscila entre 3,7 kW y más de 100 kW. Las potencias de carga de hasta 450 kW están siendo normalizadas y están empezando a establecerse. En el caso de los PHEV, en particular, la carga monofásica en una toma de corriente doméstica con una potencia inferior a 3 kW es actualmente muy común. Esto representa una situación de carga especial para la instalación eléctrica del cliente existente, que no está diseñada para ello y, por tanto, debe ser revisada previamente por un electricista calificado. Con el aumento del tamaño de la batería, la proporción de procesos de carga con esta potencia de carga disminuirá. No obstante, este método de carga seguirá utilizándose en casos excepcionales.

En el contexto de este guía, el enfoque es el tema de la carga en la infraestructura de carga privada. En este caso, se espera que la potencia de carga no sea superior a 22 kW.

El hecho de que la carga se realice a través de una infraestructura de carga de CA o de CC no es relevante para la red de baja tensión en términos de potencia. En la actualidad, la carga en el sector privado se lleva a cabo casi exclusivamente mediante infraestructuras de carga de corriente alterna; dentro de unos años, se espera que también existan cajas de pared de corriente continua para el sector privado (Figura 7, Carga normal). Para la infraestructura de carga de CC, los requisitos para la compatibilidad con la red (Q(U), P(f)) ya se especifican en las normas y guías de aplicación de la VDE (códigos de red).

La demanda de energía depende en gran medida del tipo de vehículo (PHEV, BEV) y del contenido energético de la batería instalada. Debido a la menor capacidad de la batería, los PHEV también suelen tener una menor necesidad de potencia de carga, que hoy en día suele suministrarse en modo monofásico. La Política tanto como el mercado exigen una mayor autonomía eléctrica, por lo que se utilizarán baterías con mayor contenido energético y se espera un aumento de la potencia de carga. Esta tendencia ya se puede observar. Mientras tanto, los primeros PHEV con cargadores bifásicos están en el mercado, algunos como equipamiento opcional. También se prevé un desarrollo consistente hacia la carga de CA trifásica y de la carga de CC para los PHEV.

Los BEV ya permiten una mayor capacidad de carga. Esto se realiza en el lado del vehículo mediante la carga CA trifásica o la carga de CA de una a tres fases en combinación con la carga de CC. Una

característica especial, seguirá siendo los vehículos con interfaz de corriente alterna monofásica (tipo 1), como estaba previsto originalmente para los mercados estadounidense y japonés.

5.2 Perspectiva y Desarrollo

En el futuro, se espera que la carga sea más cómoda y que las potencias de carga de la infraestructura de carga se ajusten a las necesidades de los clientes en los respectivos lugares.

Para garantizar la movilidad eléctrica de larga distancia, en los próximos años se construirán estaciones de carga con una potencia muy elevada (≥ 350 kW DC por punto de carga). Un operador, por ejemplo, ya ha anunciado que construirá 400 estaciones de carga en Europa con un promedio de seis puntos de carga para 2020. Estas estaciones de carga -como se ejemplifica en la figura 9- suelen estar conectadas a la red de media tensión a través de una estación eléctrica.



Figura 9: Ejemplo de estaciones de carga con una capacidad de carga muy elevada

La carga inductiva se considera como una tecnología de carga que ofrece a los clientes una alternativa cómoda a la carga por cable. Aquí, la energía se transfiere sin contacto entre una placa base y la bobina del vehículo. En la carga inductiva, la potencia de carga transmisible depende en gran medida de la superficie disponible para la bobina del vehículo. La eficacia de la transferencia de energía depende esencialmente de la anchura del espacio de aire entre el vehículo y la placa base.

En el sector de los vehículos privados, la potencia máxima transmisible por inducción es del orden de hasta 22 kW (véase también la figura 7) y, por tanto, es comparable a la carga de CA y CC en el sector privado desde el punto de vista del operador de la red. No se esperan soluciones estandarizadas antes de 2021.

5.3 Desarrollo Capacidades de las baterías

No existen pronósticos exactos sobre la evolución de las capacidades de las baterías. Con el aumento de los requisitos de autonomía eléctrica, especialmente en comparación con los 30 a 50 km actuales de los PHEV, aumentará la distancia de conducción puramente eléctrica y, por tanto, la demanda de energía eléctrica. En el caso de los vehículos de larga distancia con batería, se prevén alcances hasta 500 km. Con un consumo medio de 20 kWh/100 km, esto corresponde a una capacidad de batería necesaria de aproximadamente 100 kWh.

Debido a las restricciones de volumen y peso del vehículo, con las tecnologías de baterías actuales, sólo se espera un aumento significativo de los valores máximos de los BEV en unos pocos tipos de vehículos. Sin embargo, se espera una tendencia a un mayor contenido energético de las baterías. Sin embargo, esto es de importancia secundaria para el diseño de la potencia de carga en el sector privado.

5.4 Desarrollo del sistema

Actualmente no es posible hacer una declaración fiable sobre el tema de la futura distribución de las tecnologías de carga y de las potencias de carga, ya que esto depende del desarrollo del equipamiento de los vehículos, del desarrollo de la oferta de infraestructuras de carga y de la aceptación de los clientes (comportamiento de uso, sensibilidad al precio).

En cuanto al vehículo, son relevantes, entre otros, los siguientes factores:

- Potencia de carga de CA (cargador)
- Potencia de carga de CC (nivel de tensión y corriente máxima)
- Opción de carga inductiva
- Conducción autónoma en el futuro (el vehículo busca por sí mismo una posibilidad de carga)
- carga bidireccional (recuperación de energía)

En cuanto a la infraestructura de carga, hay que tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Modelo de negocio del operador del punto de carga (económico independiente frente a venta cruzada, por ejemplo, incluyendo cocheras, servicios)
- Modelo de negocio del proveedor de energía
- Condiciones del marco político (por ejemplo, reglamento de las columnas de carga, marco legal de tarificación, programas de financiación)
- requisitos regulatorios (por ejemplo, ley de calibración, perfil de protección BSI)
- Marco legal en materia inmobiliaria (por ejemplo, Ley de Propiedad de la Vivienda, ley de arrendamiento)

También el comportamiento de carga de los usuarios "¿Dónde y con qué frecuencia cargan?" cambiará en el futuro. Los siguientes factores son relevantes en este caso:

- Mayor capacidad de las baterías
- Disponibilidad de infraestructura pública de carga (CA y CC)
- Provisión de infraestructura de carga privada por parte de los propietarios para los arrendatarios en los edificios
- Relación de precios CA versus CC
- Ratio de precios públicos frente a los privados
- Hábitos de los clientes
- Disposición al cambio
- Mayor experiencia en el tratamiento de la electromovilidad
- Desarrollo de comportamientos de movilidad (Carsharing)

Existen interacciones entre los distintos puntos que dificultan aún más las previsiones futuras.

6. Conexión a la red de la infraestructura de carga

En principio, es posible que la infraestructura de carga se instale en una instalación del cliente y, por tanto, junto a otros consumidores eléctricos en una instalación eléctrica. Para la carga normal privada, esta será la configuración estándar. La infraestructura de carga de acceso público, en cambio, suele caracterizarse por tener su propia conexión a la red y, por tanto, estar directamente conectada a la red eléctrica. Para ello hay que tener en cuenta los siguientes aspectos:

6.1 Conexión a la red de baja tensión y conexión a la red de media tensión

Las estaciones de carga conductivas según la norma DIN EN 61851 son combinaciones de aparataje de baja tensión con una tensión de entrada de hasta 1000 V CA o hasta 1500 V CC, que se conectan en la baja tensión.

Las estaciones de carga de CA y también de CC para la conexión directa a la red de baja tensión de 230/400 V son actualmente comunes en el mercado. En el futuro, también se esperan estaciones de carga de corriente continua que permitan el acoplamiento directo con el circuito de corriente continua de las microrredes de corriente continua, los sistemas fotovoltaicos o el almacenamiento descentralizado de baterías y, por tanto, una mayor eficiencia para cargar el vehículo eléctrico directamente desde el propio sistema fotovoltaico.

Dependiendo de la potencia de la estación de carga individual o de la potencia total de una suma de estaciones de carga en un punto de conexión, la infraestructura de carga se conecta a la red de baja tensión del suministro público y, en el caso de potenciales de cargas más altas, a la red de media tensión. La selección del nivel de conexión a la red depende de las condiciones locales o regionales. Especialmente en el caso de las estaciones de carga rápida de CC, se recomienda una conexión a la red de media tensión a través de una estación de red asociada para reducir los posibles efectos a la red (por ejemplo, fluctuaciones de tensión, armónicos) en otros dispositivos de consumo.

Generalmente, los sistemas locales de almacenamiento de energía pueden ayudar a equilibrar el consumo de energía de las estaciones de carga de corriente continua y, por tanto, permitir un menor consumo de energía de la red o una mejor utilización del punto de conexión.

6.1.1 Conexión a la red en Baja tensión

Las estaciones de carga dentro de un edificio se conectan a la red de suministro público a través de un punto de medición existente o separado, de acuerdo con el capítulo 7 de la norma VDE-AR-N 4100.

Una estación de carga con conexión directa a la red eléctrica en el exterior de los edificios es una combinación de aparataje de baja tensión según la norma DIN IEC/TS 61439-7 con una caja de conexión doméstica integrada (HAK) según la norma DIN VDE 0660-505 (VDE 0660-505), así como para el alojamiento de equipos de medición eléctrica para el operador de la medición o el operador de red. La estación dispone de al menos un panel de medidores, un compartimento de conexión del lado de la red y del lado del sistema con sus respectivos requisitos y la profundidad del panel de medidores como dimensión mínima de la norma DIN VDE 0603-1 (VDE 0603-1). En este sentido, debe tenerse en cuenta especialmente el capítulo 12 de la norma VDE-AR-N 4100.

Si las estaciones de carga deben conectarse directamente a la red de suministro público y no cumplen los requisitos del capítulo 12 "Requisitos adicionales de los armarios de conexión exterior" de la norma VDE-AR-N 4100, en principio es posible conectarlas a la red de baja tensión a través de un armario de conexión de medidores.

En el caso de una acumulación de varias estaciones de carga de CA, puede hacer sentido realizar una transferencia conjunta desde la red pública a través de un armario de conexión de medidores, ya que las estaciones de carga individuales pueden ser mucho más compactas y rentables y el operador de la infraestructura de carga puede realizar una gestión de la demanda de la carga localmente.

En el caso de la "carga de linternas" en sistemas del alumbrado público, que se cita a menudo en los medios de comunicaciones (en Alemania), hay que comprobar primero si la red de alumbrado público permite una potencia de carga suficiente y permanentemente. Por lo general, este no es el caso de una red de alumbrado público independiente. Si el alumbrado público está conectado a la red de baja tensión, se puede utilizar linternas combinadas adecuadamente con una estación de carga. Hay que tener en cuenta que estos productos deben cumplir tanto los requisitos de la norma de iluminación como los de las estaciones de carga. En particular, para estas instalaciones de carga se requiere un armario de conexión (HAK, estación de medición) según la norma VDE-AR-N 4100. Además, en el caso de la "carga de linternas", hay que tener en cuenta sobre todo la ubicación de la linterna/el dispositivo de carga en relación con las vías de circulación (carretera, carril bici, sendero) y el consiguiente tendido del cable de carga entre el vehículo y el dispositivo de carga.

Al conectar los dispositivos de carga en un entorno privado, debe tenerse en cuenta que, según la norma VDE-AR-N 4100, sección 5.1, un edificio o propiedad sólo se abastece a través de una conexión de red. Por lo tanto, la alimentación del dispositivo de carga, por ejemplo, en el garaje o en la cochera, suele provenir de la distribución de la casa.

Las estaciones de carga deben conectarse de acuerdo con las normas de instalación de la serie de normas DIN VDE 0100, en particular la parte 722, mediante un circuito separado en la distribución del circuito. Una cochera o garaje forma parte de la instalación del cliente.

La particularidad de una vivienda multifamiliar es que en ella intervienen varias personas/grupos. Aparte del usuario principal de la conexión (normalmente el propietario del edificio), hay otros usuarios de la conexión (consumidores finales) que utilizan una conexión doméstica común. El reto es garantizar la coordinación en la conexión de las instalaciones de carga y en el uso de las instalaciones de carga para estos usuarios, que tienen cada uno su propio punto de medición. En este caso, también hay que evitar las asimetrías.

En este contexto, el Reglamento de Conexión de Baja Tensión (NAV) y la norma VDE-AR-N 4100 exigen que el operador de un cargador notifique o registre las instalaciones de carga con el operador de la red (véase también el apartado 6.3).

Ya con un número promedio de cocheras en un edificio con varias personas/familias, la suma de las potencias de carga de todos los usuarios de la conexión puede resultar en una alta potencia sumada en el punto de conexión a la red del usuario principal de la conexión. Esto puede causar costes de conexión a la red y, si es necesario, una conexión a un nivel de tensión diferente. Además, el cableado y la ubicación del medidor asociado de cada dispositivo de carga deben estar diseñados para una corriente de operación continuo de acuerdo con la norma VDE-AR-N 4100. Esto puede causar un coste adicional de instalación para cada usuario de la conexión. Por estas razones, puede ser beneficioso en un edificio de varias personas/familias conectar todas las instalaciones de carga juntas a través de un punto de medición adicional. La gestión de la carga puede permitir una reducción de los costes de conexión a la red y de instalación. La combinación de una gestión de simetría y gestión de la carga también tiene una influencia positiva en la red de distribución.

Actualmente se está preparando un guía FNN aparte sobre el tema de los equipos de simetría.

6.1.2 Conexión a la red en Media tensión

Las estaciones de carga de corriente continua potentes y los grupos más grandes de estaciones de carga de corriente alterna deberían estar conectados preferentemente a través de una estación de red asociada en la media tensión.

Las estaciones de carga de corriente continua actualmente habituales de hasta 50 kW en casos excepcionales se siguen conectando a las redes de baja tensión, siempre que las capacidades correspondientes sigan estando libres en la red respectiva. Con la creciente acumulación de instalaciones de carga y estaciones de carga de corriente continua con potencias hasta 450 kW, se puede suponer que tales reservas de energía ya no estarán disponibles en la red de baja tensión. La conexión debe realizarse entonces en la media tensión con una estación de red asociada. Esta puede suministrar no sólo una, sino varias estaciones de carga en un parque de carga que suele tener cuatro, seis u ocho estaciones de carga. Para la conexión a la red de media tensión deben cumplirse los requisitos de la norma VDE-AR-N 4110. En particular, debe garantizarse que, desde el punto de vista del operador de la red, todo el sistema - compuesto por el transformador de la red con los dispositivos de carga conectados- cumpla con los requisitos relativos a los efectos admisibles a la red (asimetría, inyección de potencia reactiva, armónicos).

6.2 Conexión a la red de infraestructuras de carga de corriente continua de alta potencia en media o alta tensión

Desde el punto de vista de la red, la conexión de las estaciones de carga de corriente continua de alta potencia con 350 kW o más de potencia de carga, que actualmente se suelen instalar en parques de carga de seis u ocho puntos de carga en autopistas y áreas de servicio de autopistas para permitir la electromovilidad de largas distancias, es especialmente exigente (Figura 9). La potencia de conexión a la red resultante de estos parques de carga es del orden de varios MW, que sólo pueden realizarse en la media tensión y, en caso necesario, ya hacen que parezca razonable una conexión a la red de alta tensión.

De acuerdo con la norma VDE-AR-N 4110 para la conexión y operación a la red en media tensión y VDE-AR-N 4120 para la conexión y operación a la red de alta tensión, estas instalaciones deben asegurar una controlabilidad por parte del operador de la red. Sin embargo, cabe suponer que, debido a las exigencias de los usuarios, con la prioridad de una alta disponibilidad de la energía para la carga más rápida posible, por tanto, hay poco margen para la gestión de la demanda desde la vista de la red.

La combinación de estas instalaciones de carga con un sistema local de almacenamiento de energía puede ser útil para amortiguar a corto plazo los picos de potencia. Una reducción clásica de los picos durante varias horas para equilibrar la curva de demanda diaria, todavía no es realista desde la perspectiva actual, ya que esto requeriría una potencia considerable (varios cientos de kW) y energía (varios MWh) en función de la utilización del parque de carga.

6.3 Obligaciones de notificación e informaciones

6.3.1 Información al operador de red

De acuerdo con los requisitos para las conexiones de baja tensión de la NAV y la norma de aplicación VDE-AR-N 4100, se aplica lo siguiente:

- Según la NAV, actualmente todas las instalaciones de carga de vehículos eléctricos deben ser comunicados al operador de la red antes de su puesta en funcionamiento (véase el artículo 19 (2)).
- Según la norma de aplicación VDE-AR-N 4100, los dispositivos de carga para vehículos eléctricos con $\geq 3,6$ kVA deben ser registrado con el operador de la red (véase el formulario B.3).
- Uno o varios dispositivos de carga para vehículos eléctricos con potencias nominales totales > 12 kVA por instalación de cliente requieren la evaluación previa y la aprobación del operador de la red. (véase también el apartado 7.3.2)

Para las conexiones en media tensión (VDE-AR-N 4110) y en alta tensión (VDE-AR-N 4120), todas las conexiones, es decir, también las conexiones para la infraestructura de carga, deben coordinarse con el operador de la red ya en la fase de planificación antes de pedir los componentes esenciales.

6.3.2 Obligación de notificar y hacer pruebas ante el regulador

Los operadores de los puntos de carga normal público y rápida público deben notificar a la Agencia Federal de Redes (Regulador) por escrito o electrónicamente lo siguiente (de acuerdo con el artículo 5 del reglamentos nacional “LSV”) sobre:

- Instalación de puntos de carga
- Desmantelamiento de los puntos de carga
- Hacer que los puntos de carga sean accesibles al público⁴
- Cambio de operador

En este contexto, los operadores de los puntos de carga rápida deberán proporcionar a la autoridad reguladora pruebas del cumplimiento de los requisitos técnicos de acuerdo con la sección 3 (2) a (4) de la LSV, adjuntando los documentos adecuados:

- al instalar puntos de carga rápida
- a petición de la autoridad reguladora durante la operación de puntos de carga rápida.

Los puntos de carga con una potencia de carga no inferior a 3,7 kW están exentos de los requisitos. (§ 7 LSV).

⁴ Un punto de carga es de acceso público si está situado en el espacio de una vía pública o en una propiedad privada y la plaza de aparcamiento perteneciente al punto de carga puede ser efectivamente accesible por un grupo de personas no definido o por un grupo de personas que sólo puede determinarse en función de las características generales. (§ 2 n° 9 LSV)

7. Comunicación de carga y control de los procesos de carga

Aparte de los retos que plantean las cargas adicionales en la red, la electromovilidad también ofrecerá oportunidades para integrar las energías renovables mediante el control de los procesos de carga. No todos los procesos de carga serán adecuados para el control. Aquí hay que tener en cuenta sobre todo los casos de uso de los clientes, así como los modelos de negocio de los respectivos operadores de infraestructuras de carga. Los procesos de carga en los puntos de carga privados -con tiempos de permanencia generalmente largos- están predestinados para una carga “útil” para la red. Suponiendo una cierta penetración en el mercado de los vehículos eléctricos y la satisfacción de las necesidades de movilidad de los clientes, los procesos de carga pueden iniciarse (aumentarse) aquí de forma selectiva, por ejemplo, para reducir la gestión de la inyección de una planta de ER, y los procesos de carga pueden ser gestionado (reducir) de forma selectiva para evitar cuellos de botella en la red relacionados con la carga local.

La comunicación bidireccional entre el vehículo y la infraestructura de carga, así como entre la infraestructura de carga y el sistema energético, es necesaria para controlar los procesos de carga.

La visión general de la figura 10 muestra varias etapas sucesivas de la integración en la red con respecto a su alcance funcional y a los requisitos técnicos importantes desde el punto de vista de CharIN e. V.. Esto ilustra que todavía son necesarias amplias etapas de desarrollo no sólo en el lado de la red sino también en el lado del vehículo para permitir la integración completa en la red.

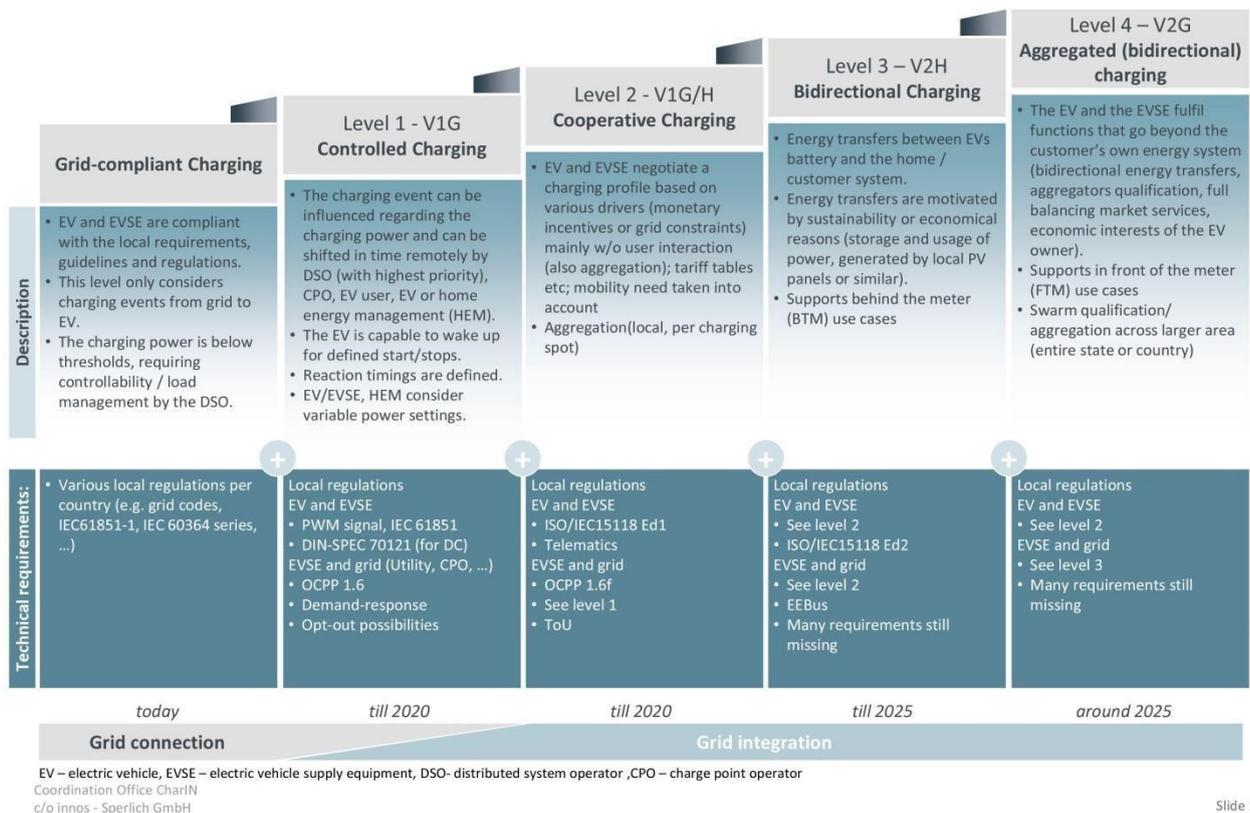


Figura 10: Niveles de integración en la red Versión 4 (Fuente: CharIN e. V.)

7.1 Comunicación entre el vehículo eléctrico y el punto de carga

Hoy en día, la comunicación entre el vehículo y el punto de carga se realiza, al menos, mediante una señal modulada en anchura de pulso (PWM) para codificar una corriente de carga máxima permitida (figura 11). Esto garantiza que el vehículo no solicite o consuma más energía de la que la infraestructura puede proporcionar técnicamente. Esta forma de comunicación es unidireccional y no puede tener en cuenta las necesidades individuales del vehículo.

Más allá de eso, la comunicación digital y bidireccional a través de la norma ISO 15118⁵ brinda la oportunidad de una integración funcional de los vehículos eléctricos en la infraestructura eléctrica. La carga en la infraestructura de carga de CC requiere el uso de la misma, en cualquier caso, ya que debe existir una comunicación continua y bidireccional entre el punto de carga y el vehículo durante el proceso de carga. La norma está formulada de forma tecnológicamente neutra, por lo que también puede utilizarse para la carga de CA, especialmente para las funcionalidades ampliadas.

La aplicación completa de la norma ISO 15118 permite, aparte del control de la carga pura, también la "carga cooperativa" (véase la figura 10, nivel 2) por un intercambio de tablas de tarifas y potencia. Mientras con la señal PWM sólo se puede codificar en unos pocos pasos la potencia máxima de carga, la norma permite una resolución más fina de esta información.

La norma ISO 15118 también es un requisito previo para "Plug & Charge". Contiene algoritmos para cifrar los datos intercambiados y define la estructura de los certificados digitales que sirven como firma del cliente durante la comunicación. Aunque es aplicable en su primera edición y se mantiene sin cambios, salvo los de redacción, se está trabajando en la ampliación de la norma ISO 15118-20 (Situación 2019). Para ello se tendrán en cuenta los siguientes aspectos:

- Requisitos para la comunicación para permitir una bidireccionalidad de la potencia eléctrica (inyección)
- Unificación del esquema XML para todos los modos y necesidades de carga
- Inclusión de los requisitos para la carga inductiva
- Diferenciación en un "modo programado" con el vehículo como maestro y un "modo dinámico" con el punto de carga como maestro

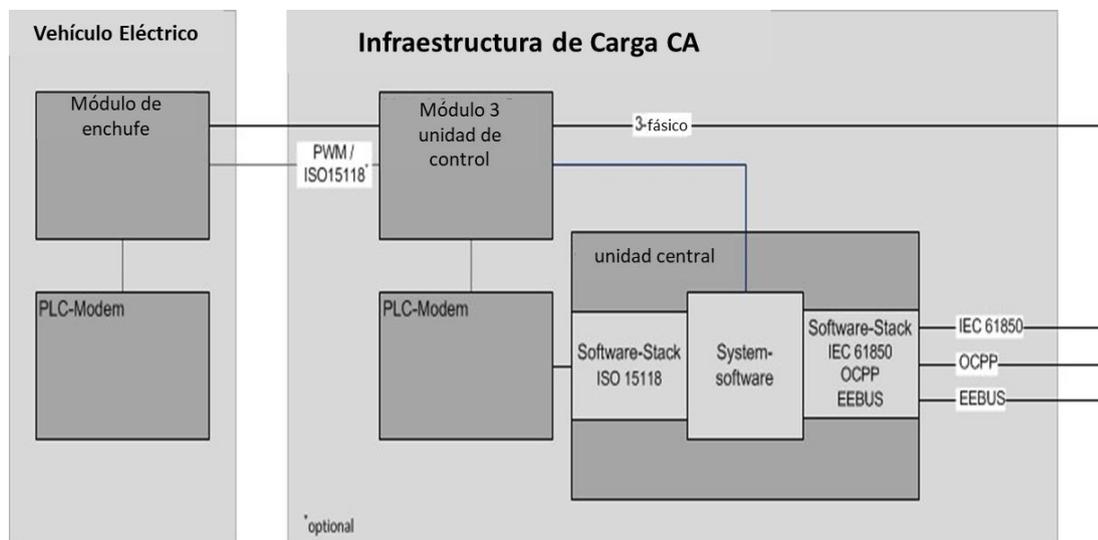


Figura 11: Interfaces de comunicación de carga

⁵ Como alternativa, la correspondiente norma previa DIN SPEC 70121

7.2 Comunicación entre el punto de carga y la instalación del cliente

Los puntos de carga pueden conectarse en diferentes instalaciones de los clientes. Aparte de una vivienda, una instalación de cliente puede ser un grupo de puntos de carga en un aparcamiento (de flota) o la infraestructura previa del operador de puntos de carga públicos. Para las diferentes instalaciones de los clientes, existen diferentes posibilidades para el diseño de la interfaz de comunicación.

7.2.1 Comunicación dentro de una instalación del cliente mediante un EMS eléctrico

Existen diferentes soluciones de comunicación dentro de una instalación del cliente. Con respecto a cuestiones relacionado con la energía las especificaciones de EEBUS describen la comunicación entre uno o varios puntos de carga y un sistema de gestión de la energía eléctrica (Energy Management System - EMS) en la instalación del cliente.

El EMS eléctrico local garantiza y asegura, por ejemplo, el cumplimiento de la carga máxima conectada y las condiciones de simetría en el punto de conexión a la red. Dentro de los valores de conexión especificados por el operador de la red, el EMS eléctrico optimiza los flujos de energía de todos los dispositivos controlables dentro del edificio o propiedad, teniendo en cuenta las necesidades del cliente.

Las posibilidades de la norma ISO 15118 son funcionalmente indicados en EEBUS, por lo que pueden utilizarse más allá del punto de carga en el sistema del cliente. Esto incluye, en particular, los siguientes casos de uso:

- Carga coordinada (Coordinated Charging)
- Protección contra sobrecarga (Overload Protection)
- Optimización del autoconsumo (Self- Consumption)

Hoy en día, EEBUS ya está normalizado en algunas partes (EN 50631, ETSI TS 103 264) y se esfuerza por lograr una mayor normalización que permita soluciones interoperables. La especificación de la carga bidireccional es un objeto central de futuras ampliaciones.

7.2.2 Comunicación entre los puntos de carga y el sistema backend

Ya se están utilizando soluciones de comunicación entre el punto de carga y el sistema backend. El Protocolo de Punto de Carga Abierto (OCPP-Open Point Charge Protocol) es un protocolo común para esta aplicación. A través de este protocolo se pueden enviar consultas al punto de carga. El protocolo está diseñado de tal manera que el punto de carga siempre establece una conexión con un sistema de gestión de operaciones. Un correcto establecimiento de la conexión incluye que el punto de carga informe al centro de control de todos los datos relevantes (por ejemplo, configuración, tipo, número de identificación). Una vez que el sistema de gestión de operaciones ha comprobado correctamente los datos, envía una confirmación positiva al punto de carga. A partir de este momento, el punto de carga con su funcionalidad requerida está disponible para la habilitación, el control de la corriente de carga y la consulta de eventos, mediciones y valores del medidor. Además de las funciones básicas de consulta de las funciones de diagnóstico y de transmisión de los valores medidos, el protocolo ofrece mecanismos para la actualización del firmware y la configuración del punto de carga por parte del sistema de gestión de operaciones.

El OCPP está en continuo desarrollo. Actualmente se utiliza la versión 1.6 y ya se está trabajando en la versión 2.0. Las siguientes funciones adicionales están previstas/implementadas para esta versión:

- Consideración de los requisitos nacionales de seguridad de la información (manejo de certificados, encriptación, firewall, registro, etc.).
- Descripción de la asignación (OCPP) al vehículo (ISO/IEC 15118)
- Suministro de señales adicionales del centro en el punto de carga (EMS)
- Suministro de información sobre precios y costos en la pantalla del punto de carga

- Compatibilidad con las funciones de carga inteligente con apoyo del centro de control
- Ampliación de las opciones de servicio, diagnóstico y configuración existentes

Además, está previsto trasladar el protocolo a la futura norma E DIN EN 63110. La OCPP puede utilizarse tanto en el sector privado como en el público.

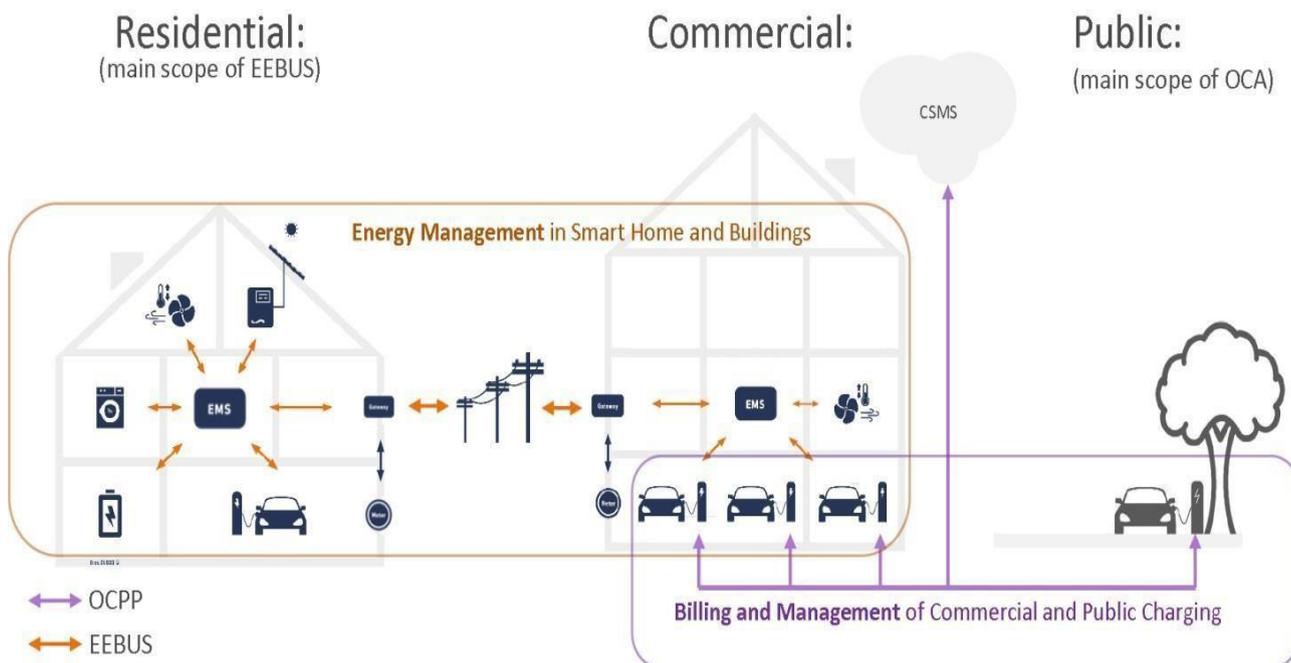


Figura 12: Posible solución de comunicación compuesta por OCPP y EEBUS (Fuente: EEBUS e. V.)

En 2019, se alcanzó un acuerdo de cooperación entre OCPP y EEBUS: Entre otras cosas, esto determina qué solución de comunicación se debe utilizar en caso de que ambas opciones estén disponibles (Figura 12). En este caso, se da prioridad a la comunicación EEBUS con el SME local.

7.3 Comunicación entre la instalación del cliente y el operador de la red

Para que el operador de la red pueda influir la potencia de carga en el punto de conexión a la red en situaciones críticas para la misma, debe disponerse de una interfaz de control a partir de 12 kVA (véase VDE-AR-N 4100 capítulo 10.6.4). El diseño de esta interfaz es responsabilidad del respectivo operador de la red de distribución en el ámbito de su TAB (contrato de conexión con los requisitos técnicos).

Hasta que se disponga una interfaz de control definida de forma general en el mercado, las soluciones que ya se utilizan en la actualidad, como el control unidireccional del dispositivo de carga por parte del operador de la red, son un posible enfoque.

En el futuro, esta interfaz de comunicación se implementará sobre la base de las especificaciones FNN "Caja de control" con el protocolo DIN EN 61850-8-1 o, en el futuro, DIN EN 61850-8-2. A través de este protocolo de comunicación, existe la posibilidad de un intercambio de datos interoperable entre el operador de la red y la instalación del cliente, dependiendo del nivel de tensión con o sin un Sistema de medición inteligente.

El enfoque del modelo orientado a las funcionalidades, también incluido en la norma DIN EN 61850, admite las siguientes funciones:

- Control de la instalación del cliente
- Recopilación de datos del estado de la red (valores medidos, mensajes de funcionamiento y de avería)
- Provisión de funciones de diagnóstico para el operador de la red
- Intercambio del modelo de datos en caso de ampliación del modelo de datos
- Actualización del firmware y de los parámetros para rectificar las vulnerabilidades de seguridad detectadas

Con esto la expansión interoperable del modelo de datos al estado de desarrollo de la interfaz del cliente se puede garantizar en cada momento.

La interfaz de comunicación aquí descrita está aún en fase de coordinación, teniendo en cuenta la función de coordinación y la unidad de comunicación de medidores inteligentes⁶ (TR 31009). El objetivo es crear una norma uniforme en el futuro.

Un EMS también proporciona una interfaz de control para que el operador de la red influya la instalación del cliente. En cuanto al ámbito privado, el sistema de gestión de la energía en la vivienda (HEMS-Home energy Management System) es relevante como parte de la instalación del cliente en el futuro. El HEMS creará la situación de carga óptima para el cliente en el sistema del cliente, teniendo en cuenta constantemente las especificaciones del lado de la red.

7.3.1 Gestión de la carga y futura retro inyección de energía

Aunque el crecimiento actual de los vehículos eléctricos es todavía moderado, se espera un aumento significativo a medio plazo. Los procesos de carga van a tener lugar en las conexiones de red existentes en la red de baja tensión, lo que puede provocar un fuerte aumento local de la carga de la red. Este será el caso, sobre todo, si los procesos de carga tienen lugar sin posibilidad de control por parte del operador de la red o de control de precios por parte del mercado.

Otro factor que complica la situación es que los datos sobre el estado de la red de baja tensión no están suficientemente disponibles en los sistemas de control de la red. La carga real de la red en un alimentador de baja tensión, que también está cada vez más influenciada por la inyección de sistemas fotovoltaicos, a menudo sólo se calcula.

En el marco del proyecto "Gesteuertes Laden V3.0" (Carga Controlada V3.0), financiado por el Ministerio Federal Alemán de Medio Ambiente, Conservación de la Naturaleza y Seguridad Nuclear, se investigó la necesidad y los beneficios de un control coordinado de los procesos de carga con respecto a la evitación de una ampliación de la red que de otro modo sería necesaria. En particular, hay que mencionar aquí los procesos de carga en los puntos de carga privados, que suelen tener largos tiempos de permanencia. Los resultados muestran que, en el caso de un comportamiento de carga incontrolado y muy correlacionado desde el punto de vista de la red, el límite de la capacidad de integración de las redes de baja tensión existentes puede alcanzarse ya con unos pocos vehículos eléctricos.

El siguiente gráfico muestra la relación entre un comportamiento de carga máximo desfavorable desde la perspectiva de la red y un comportamiento de carga controlado. En la zona de suministro de una estación de red local ejemplar, teniendo en cuenta el requisito (n-1) según los principios de planificación actuales del respectivo operador de red, la carga máxima anual anterior y una potencia de carga disponible constante resultante (mínimo anual de potencia de carga disponible), sólo pueden instalarse unos diez puntos de carga (figura 13).

⁶ Smart Meter Gateway

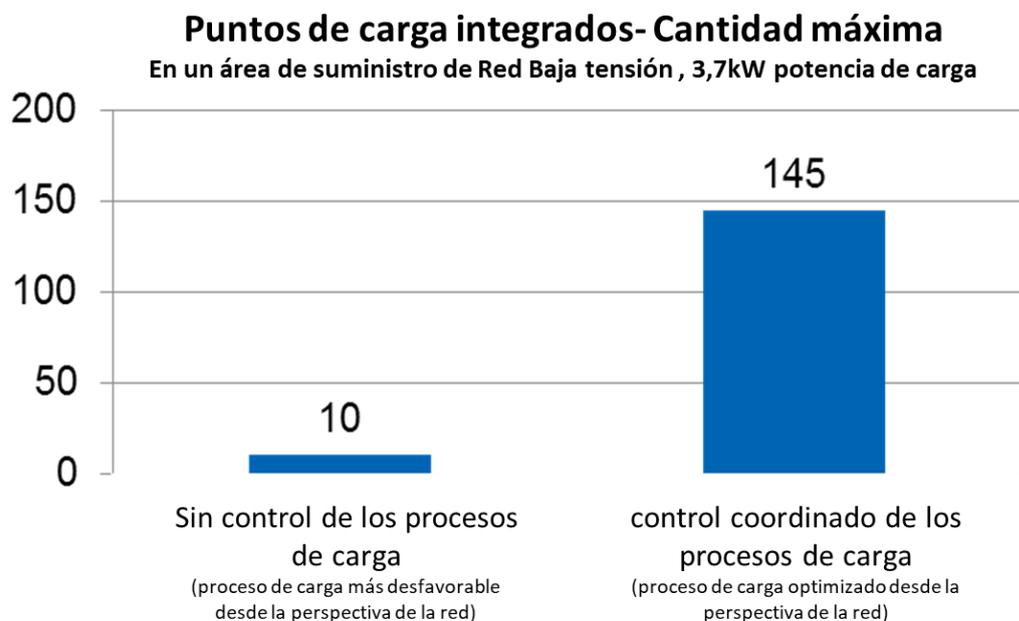


Figura 13: Determinación ejemplar del número máximo de puntos de carga que pueden instalarse en una ONS

Un aumento significativo del potencial de integración de los vehículos eléctricos puede lograrse mediante la posibilidad de controlar los procesos de carga para la red. En muchos casos, esto debería ser suficiente para reducir significativamente la necesidad de expandir la red, dada la penetración prevista de los vehículos eléctricos (véase (1)).

Para la evaluación próxima, la demanda de energía adicional para la electromovilidad y la carga de la red resultante se estiman bajo las siguientes premisas:

- Demanda de movilidad diaria por vehículo⁷ : 46 km
- Tiempo potencial de conexión: 8 horas durante la noche (suposición)
- Necesidad de energía eléctrica: 20 kWh / 100 km (simplificado⁸)

Así, un vehículo eléctrico tiene una demanda promedio diaria de energía de unos 9 kWh en un punto de carga privado. El tiempo de carga necesario para ello y el factor de simultaneidad resultante⁹ (g) se obtienen como sigue¹⁰ :

- 3,7 kW: ~2,4 h y, por tanto, g ~30 % y un bajo potencial de flexibilización
- 11 kW: ~0,8 h y, por tanto, g ~10 %, así como un gran potencial de flexibilización
- 22 kW: ~0,4 h y, por tanto, g ~5 %, así como un considerable potencial de flexibilización

Nota: cabe esperar desviaciones específicas de cada hogar si, por ejemplo, la carga no se realiza todos los días. Sin embargo, esto no causa un cambio en la simultaneidad si la muestra es lo suficientemente grande (~100 EV).

Otra ventaja de una potencia de carga mayor es la menor demanda total de energía debido a una menor activación del vehículo (consumo básico adicional del vehículo x tiempo de carga).

⁷ MID, 2017

⁸ CharIN e. V.: 12,7 kWh/100 km; BDEW: 21,8 kWh/100 km, 2013

⁹ g = factor de simultaneidad por el que hay que multiplicar la potencia para determinar la proporción efectiva de un vehículo en una gran población de vehículos ¹⁰ Calculado con una eficiencia idealizada del 100%.

El cuadro 2 muestra un ejemplo del efecto de la potencia de carga y del control sobre el aumento de la carga de la red:

Cuadro 2: Ejemplo de cálculo con 100 vehículos eléctricos (VE) en una zona de suministro

Gestión de incentivos individuales	Control uniforme de los incentivos del mercado
3,7 kW x 30 % x 100 EV = 111 kW	
11 kW x 10 % x 100 EV = 111 kW	11 kW x 100 % x 100 EV = 1.100 kW
22 kW x 5 % x 100 EV = 111 kW	22 kW x 100 % x 100 EV = 2.200 kW

Una mayor potencia de carga no conlleva necesariamente a una mayor demanda de capacidad de la red si el operador de la red de distribución u otros participantes en el mercado ofrecen incentivos individuales. Por el contrario, esto permite la posibilidad de utilizar los vehículos eléctricos de forma flexible.

Sin embargo, si la carga tiene lugar al mismo tiempo para todos los clientes debido a incentivos del mercado sincronizados, activados, por ejemplo, por el envío automatizado de señales de precios de los proveedores de energía, la carga de la red en este ejemplo (100 VE) aumenta a 1.100 kW o incluso 2.200 kW para 22 kW. Esto significa que un control de incentivos uniforme del mercado puede aumentar significativamente la carga de la red y conllevar a costos de expansión de la red significativamente mayores.

Para evitar una expansión excesiva y costosa de la red y para reducir los costos de expansión de la misma, es necesario prever un control individual de los incentivos y, en caso de cuellos de botella, un control por parte del operador de la red de distribución. Para ello son necesarias las siguientes acciones:

- Definición del marco técnico de la controlabilidad
 - Canales de comunicación normalizados (SMGW, CLS Box, capa física, protocolos)
 - Fusión de las señales instantáneas sobre la capacidad de la red local de los operadores de la red y las señales del mercado
- Definición del marco regulatorio de la controlabilidad
 - Obligación o voluntariedad de la controlabilidad
- Evaluación de la aplicación de un concepto de semáforo; en particular, el manejo de cuellos de botella a corto plazo (sin tiempo de espera como con los pronósticos de la generación) y la fuerte regionalidad (salidas individuales en las estaciones de la red local).

Además el control útil para la red es un elemento importante para transformación a redes más inteligentes y permite obtener más información sobre cómo se puede utilizar la red de la mejor manera posible.

7.3.2 Comportamiento en la red de infraestructura de carga/vehículos eléctricos

La conexión a la red y el funcionamiento de las instalaciones de carga para vehículos eléctricos se regulan en los siguientes documentos:

- Para instalaciones de baja tensión: Norma de aplicación VDE-AR-N 4100 (Código de Red BT)
- para instalaciones en media tensión: Norma de aplicación VDE-AR-N 4110 (Código de Red MT)
- para instalaciones en alta tensión: Norma de aplicación VDE-AR-N 4120 (Código de Red AT)

En el caso de los vehículos eléctricos que en el futuro también son aptos para una inyección de la energía del vehículo a un sistema del cliente conectado a la red, también deben tenerse en cuenta los requisitos de la norma de aplicación VDE-AR-N 4105 (código de red BT específicamente para generadoras).

Según la norma VDE-AR-N 4100 (BT), los dispositivos de carga para vehículos eléctricos $\geq 3,6$ kVA deben estar registrados con el operador de la red. Esto incluye no sólo los dispositivos de carga para la carga

conductiva según la norma DIN EN 61851 (VDE 0122) (todas las partes) y los dispositivos para la carga inductiva según la norma DIN EN 61980 (todas las partes), sino también los circuitos con enchufes domésticos o industriales (contacto de protección o tomas CEE) instalados según la norma DIN VDE 0100-722 (VDE 0100-722), que se utilizan para conectar los dispositivos para el modo de carga 2 de los vehículos eléctricos de acuerdo con la norma DIN EN 62752 (con un control y protección integrado en la línea de carga).

La conexión de dispositivos de carga individuales para vehículos eléctricos con una potencia nominal >12kVA o de varios dispositivos de carga con una potencia nominal total > 12 kVA por instalación del cliente requiere la evaluación y aprobación previa del operador de la red.

Las normas de aplicación de la VDE mencionadas anteriormente exigen que las instalaciones de carga para vehículos eléctricos con una potencia nominal > 12 kVA permitan el control y deben contar con un control temporal inteligente o con instalaciones de control para la integración en la red mediante la posibilidad de interrupción por parte del operador de la red.

Las normas de aplicación también describen la necesidad de que determinados dispositivos de carga participen en la gestión de la potencia reactiva. En particular, se define el rango de valores de $\cos \varphi$, que debe ser respetado por el dispositivo de carga de CC en el caso de la carga de CC y debe ser respetado por el vehículo eléctrico en el caso de la carga de CA.

En el caso de los dispositivos de carga de CC, así como de los dispositivos de carga inductiva de vehículos eléctricos con una potencia nominal > 12 kVA, el operador de la red podría, si es necesario, definir y demandar una capacidad de potencia reactiva en un rango definido a través de una interfaz mientras el VE este en el modo de funcionamiento "compra de energía" (Control de potencia Reactiva)

La intención es ampliar esta funcionalidad de la capacidad de control de la potencia reactiva a la carga de CA y, por tanto, anclar los requisitos pertinentes para el vehículo eléctrico en la norma DIN EN ISO 17409.

Además, la norma VDE-AR-N 4100 contiene requisitos para el comportamiento de la potencia activa en caso de sobrefrecuencia y subfrecuencia que los dispositivos de carga deben cumplir.

8. Perturbaciones, Efectos e Impactos en las redes

8.1 Consideración perspectiva de los nuevos consumidores y cambio necesario en los principios de planificación y operación

El suministro de energía eléctrica no es una cuestión de energía para el transporte individual de automóviles, sino principalmente una cuestión de potencia. Los 9 kWh necesarios para una media de 46 km/día (véase el apartado 7.3.1) pueden añadirse fácilmente a la conexión doméstica. Se convierte en un problema cuando la carga debe realizarse con una alta simultaneidad y una gran potencia de carga.

Para satisfacer la creciente demanda de potencia debida a la electromovilidad y otros nuevos tipos de consumidores, se recomienda considerar un aumento de la potencia promedia por cada punto de conexión en los principios de planificación y operación de la red eléctrica, ya que el transformador de la red local suele ser el primer cuello de botella. Esto hace que, en última instancia, se conecten menos hogares a una estación de la red local o que para un suministro específico es necesario integrar más estaciones de la red local que requieran una mayor potencia de transferencia de la red de media tensión a la red de baja tensión.

8.2 Límites de la Capacidad de la red

El desarrollo de la utilización de la red en la red de distribución no sólo depende de la electromovilidad, sino también de los cambios generales en el mercado de la energía (descentralización, generación de ER), el cambio en el mercado de la calefacción (bombas de calor) y la evolución de la eficiencia energética (de los edificios).

Cabe suponer que hay zonas o regiones en las que las nuevas tecnologías se integren con especial rapidez, de modo que se forman puntos críticos en la red de distribución. Para identificar estos puntos críticos, hay estudios que superponen las estructuras de la red con datos socioeconómicos (estructura de edad, poder adquisitivo, etc.) para reconocer la formación de puntos conflictivos en el tiempo y poder contrarrestarlos con medidas de expansión de la red dirigidas.

En este contexto, hay que tener en cuenta que hoy en día todavía no hay resultados fiables sobre los factores de simultaneidad que hay que tener en cuenta, ya que los vehículos eléctricos que saldrán al mercado en los próximos años se diferenciarán de los vehículos habituales hoy en día en cuanto a las tecnologías de carga soportadas y, por lo tanto, también en el comportamiento de carga resultante de los clientes.

8.3 Perturbaciones en la red de los dispositivos de carga de vehículos eléctricos

Independientemente de la disposición (a bordo o fuera del vehículo), los convertidores e inversores para la carga y la inyección de energía de los vehículos eléctricos deben diseñarse, construirse y operarse de manera que las perturbaciones a la red del operador de la red y los sistemas de otros clientes se limiten a un nivel permisible. Si, encima, se producen efectos de perturbaciones disruptivos en la red que se deban, de forma demostrable, a la carga o a la inyección de los vehículos eléctricos, el usuario de la conexión deberá tomar medidas para limitar las perturbaciones. Las medidas se coordinarán con el operador de la red.

Los valores límite de las perturbaciones admisibles del sistema se especifican en la norma VDE-AR-N 4100 para baja tensión, VDE-AR-N 4110 para media tensión y VDE-AR-N 4120 para alta tensión.

Además, la norma DIN EN 61851-21-1 se aplica a la carga a bordo y la norma DIN EN 61851-21-2 a la carga fuera de bordo con respecto a las perturbaciones en la red.

Para la carga inductiva, en el futuro deberán tenerse en cuenta los requisitos de la norma DIN EN 61980, pero no se espera que esto ocurra antes de 2021.

8.3.1 Distorsión

Hay que entregar pruebas que muestren que se cumplen los valores límites según las directrices y normas mencionadas para los armónicos, los interarmónicos y las frecuencias superiores.

Para los siguientes parámetros (consideración como dispositivo único) con una corriente de entrada de hasta 16 A o de 16 a 75 A aún no existen valores límites normativos. Se propone el siguiente procedimiento:

■ Interarmónicos

- Mientras no existan valores límites para los interarmónicos para los equipos, los valores límites para las instalaciones según VDE-AR-N 4100, VDE-AR-N 4110 y VDE-AR-N 4120 se aplica para los inversores/convertidores de dispositivos de carga.

■ Gama de frecuencias de 2 kHz a 150 kHz

- Se están desarrollando valores límite
- Mientras no existan valores límites para los dispositivos, los valores límites para las instalaciones según VDE-AR-N 4100, VDE-AR-N 4110 y VDE-AR-N 4120 en el rango de frecuencias de 2 kHz a 9 kHz también se aplica para inversores/convertidores de dispositivos de carga e inyección de energía por los vehículos eléctricos.
- La norma DIN EN 61000-2-2 o VDE 0839-2-2 define los niveles de compatibilidad en las redes públicas de baja tensión para la gama de frecuencias de 2-150 kHz. Mientras no existan valores límite de emisión, éstos pueden utilizarse para evaluar los niveles de interferencia.

La mayoría de los convertidores/inversores para la carga e inyección de vehículos eléctricos funcionan con tecnologías de circuitos que utilizan frecuencias de conmutación superiores a 9 kHz y emiten en el rango de frecuencias entre 9 kHz y 150 kHz. El aumento de las emisiones en la gama de frecuencias mencionada puede provocar un aumento de fallos de funcionamiento reversibles en otros dispositivos, perturbaciones acústicas o una reducción de la vida útil debido al estrés térmico adicional.¹⁰ En caso de que se produzcan estas perturbaciones, se deben tomar medidas aclaratorias y correctivas en consulta entre las partes implicadas. Para ello, también deben tenerse en cuenta los niveles de compatibilidad según DIN EN 61000-2-2 o VDE 0839-2-2 en las redes de baja tensión. La finalización del desarrollo de los límites de emisión adecuados en el rango de frecuencias de 2-150 kHz es muy relevante para la integración compatible con la red de la electromovilidad. Por lo tanto, se necesitan valores límite de emisión apropiados de manera oportuna.

Para minimizar el riesgo de resonancias en la red y evitar de forma efectiva una excesiva sensibilidad a la distorsión de la tensión existente en la red, pueden considerarse la definición de especificaciones adicionales sobre las características de la impedancia de entrada de los convertidores para la carga y la inyección de energía por los vehículos eléctricos.

8.3.2 Asimetría

Dado que existe la posibilidad de que los equipos de carga conectados en trifásico sean utilizados por ciertos tipos de vehículos sólo en monofásico o bifásico, un dispositivo de carga con su propia conexión a la red debe garantizar el cumplimiento de la asimetría máxima permitida de 4,6 kVA con un dispositivo de simetría. Mientras que las estaciones de carga de 11 kW alimentadas por corriente trifásica en general cumplen el requisito de simetría, las estaciones de carga de 22 kW utilizadas por vehículos de carga monofásicos o bifásicos con un punto de conexión propio a la red, deben limitar la asimetría al valor máximo

¹⁰ CENELEC - CLC/TR 50627: "Study report on electromagnetic interference between Electrical Equipment/Systems in the Frequency Range Below 150kHz".

CENELEC - CLC/TR 50669: "Investigation Results on electromagnetic Interference in the Frequency Range below 150kHz".

permitido de 4,6 kVA, ya sea por sí mismas o a través del dispositivo de simetría de la instalación del cliente, y si es necesario reducir la corriente de carga (VDE-AR-N 4100 sección 5.5).

Nota: Actualmente, la VDE|FNN está elaborando el estudio "Determinación del valor límite de desequilibrio máximo admisible de la potencia aparente nominal en la conexión y el funcionamiento de los dispositivos de consumo eléctrico, los dispositivos de carga para vehículos eléctricos, los sistemas de generación y los sistemas de almacenamiento para instalaciones de clientes en la red pública de baja tensión".

8.3.3 Corrientes de entrada

Deben respetarse los valores límites de la norma ISO 17409, capítulo 8.2.2 (Corriente de entrada). Esto significa que al conectar el dispositivo de carga a la red o al iniciar el proceso de carga, los picos de corriente en el rango de microsegundos deben limitarse a 230 A (corriente de entrada en los condensadores de los filtros CEM). A continuación, sigue una corriente para la primera carga del enlace de CC, que no debe superar los 30 A valor rms durante un máximo de 1 s.

8.3.4 Corrientes continuas

Las corrientes continuas pueden provocar daños de corrosión, la saturación involuntaria de transformadores y reactancias (equipos con un circuito de hierro) y tener un efecto negativo en el comportamiento de disparo de los dispositivos de corriente residual (RCD). Por lo tanto, es importante mantener la entrada de corriente continua en la red de corriente alterna lo más baja posible. Las corrientes continuas sólo son de esperar en la red de baja tensión, ya que los transformadores habituales de BT/MT no pueden transmitir una corriente continua permanente.

Deben respetarse los valores límites según VDE-AR-N 4100, que son $\leq 0,5 \%$ de la corriente nominal del inversor o un máximo de ≤ 20 mA.

Para medir las corrientes continuas se utiliza la componente DC de diez periodos de oscilación fundamentales (sistema de 50 Hz) según la norma DIN EN 61000-4-7.

8.3.5 Fluctuaciones de tensión y Flicker

Para evitar perturbaciones inadmisibles en la red (por ejemplo, Flicker), deben limitarse las variaciones de tensión provocadas, por ejemplo, por frecuentes operaciones de conmutación o cambios de carga.

Deben respetarse los valores límite según VDE-AR-N 4100 para baja tensión, para media tensión según VDE-AR-N 4110 y para alta tensión según VDE-AR-N 4120.

9. Perspectivas del sistema energético en el futuro

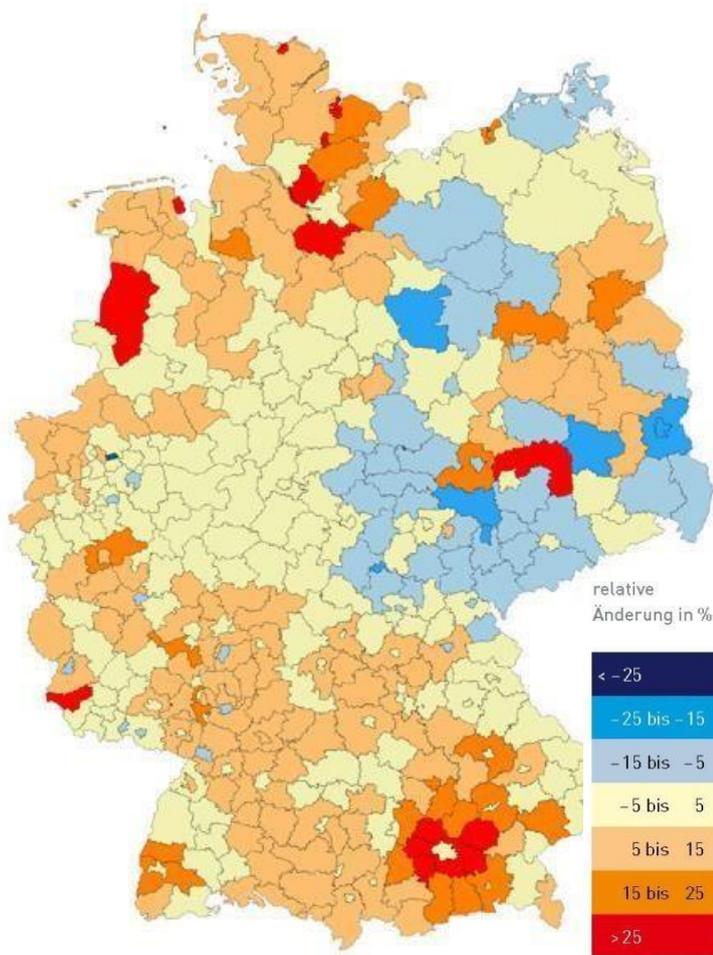


Figura 15: Plan de desarrollo de la red de la Agencia Federal de Redes (versión 2019 2°), cambio en la demanda neta de electricidad por distrito de 2017 a B 2030, a 15.04.2019.

Una perspectiva al sistema energético del futuro, es posible sobre la base del plan de desarrollo de la red de la Agencia Federal de Redes (regulador alemán). Entre otras cosas, este plan de desarrollo de la red proporciona información sobre la evolución de la carga regional que se espera en el futuro, teniendo en cuenta factores y condiciones límites ya conocidas o previstas. Con esto queda claro que las regiones metropolitanas, en particular, tendrán un aumento de la carga, mientras que las regiones rurales tendrán una disminución de la demanda de energía eléctrica.

El plan de desarrollo de la red que se muestra en la figura 15 recoge así la argumentación ya presentada en los capítulos anteriores de que la evolución de la demanda total de energía eléctrica (no sólo para la movilidad) también se cambiará con fuertes diferencias regionales.

Una afirmación general sobre la evolución homogénea de la demanda en las zonas suprarregionales está cargada con incertidumbres correspondientes.

Además, en base de la región metropolitana de Hamburgo y el estado federal de Schleswig-Holstein como ejemplo para ilustrar el cambio en la situación de la red eléctrica y la relación de energías renovables y la demanda de electricidad (véase la figura 14).

Se puede ver que para 2030, especialmente el noroeste Schleswig-Holstein va a cubrir más que 200 % de sus necesidades de energía eléctrica a través de energías renovables. Sin embargo, la región metropolitana de Hamburgo seguirá siendo en suma una carga relevante para la zona considerada.

Independientemente del cambio de la demanda regional previsto en el plan de desarrollo de la red, la red eléctrica también tiene que manejar el cambio de la situación de la generación

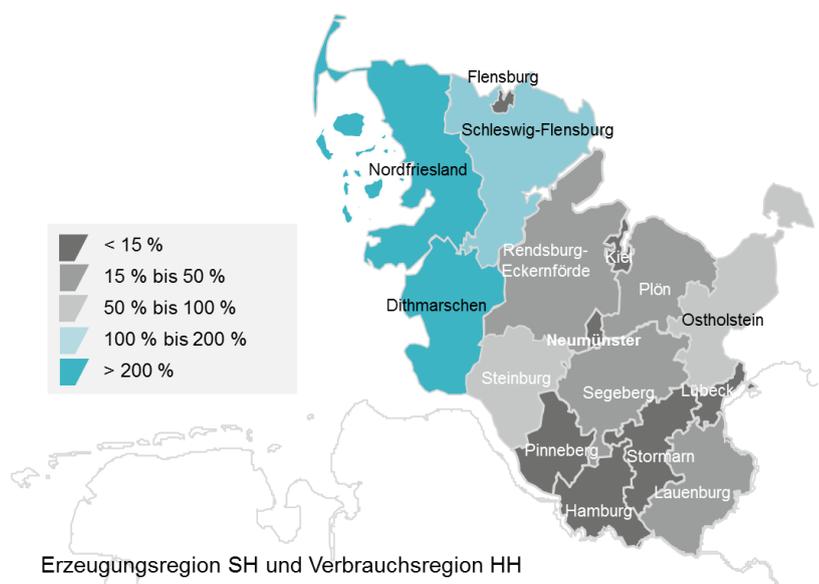


Figura 14: Proporción de la generación de ER en el consumo bruto de electricidad en 2030 en Schleswig-Holstein y Hamburgo (Fuente:NEW 4.0 SINTEG)

10. Marco jurídico actual y posible evolución posterior (Alemania)

Como se ha mostrado en los capítulos anteriores, la integración de la electromovilidad en la red requiere que tanto los vehículos, como la infraestructura de carga y la red como columna vertebral sigan desarrollándose en función de la demanda y que se haga posible un control inteligente óptimo de los procesos de carga, teniendo en cuenta las necesidades de los clientes en la medida de lo posible, pero también las condiciones del marco normativo y regulativo relacionado con la red y el marco energético.

Para apoyar esto, se proponen las siguientes medidas de acompañamiento para promover el desarrollo de la electromovilidad:

- Referencia de la legislación (NAV) a las normas técnicas uniformes de reconocimiento general a nivel nacional (normas de aplicación VDE). Esto incluye, en particular, que la capacidad de control por la red de los dispositivos de carga no sea sólo una opción para el cliente, sino que el operador de la red pueda exigirlo (especialmente para las estaciones de carga con mayor capacidad de carga o los parques de carga con su propio sistema de gestión de la energía). Los requisitos no deben referirse a dispositivos individuales de las instalaciones del cliente, sino a todo el efecto de la instalación del cliente en el punto de conexión a la red. Esto podría tenerse en cuenta, por ejemplo, en la revisión del § 14a de la EnWG para los dispositivos de consumo controlable.
- Para promover el uso de la infraestructura de carga controlable y con la utilidad y servicio a la red, los requisitos correspondientes para la infraestructura de carga deben estar anclados en los requisitos legales, como la LSV. Esto incluye, por ejemplo, el requisito de que la infraestructura de carga y los vehículos eléctricos en el futuro sean compatibles con la norma ISO 15118. Para el caso de uso privado, para el que actualmente la controlabilidad de los dispositivos de carga no es aplicable ni obligatorio, se debe recomendar la utilidad de la red y la capacidad de control de la infraestructura de carga privada como requisito previo para el uso de los instrumentos de financiación y subastas federales y estatales. Esto podría incluir la promoción de una infraestructura de carga privada con capacidad de comunicación (ISO 15118 en dirección al vehículo y, por ejemplo, EEBUS en dirección a la instalación del cliente) en combinación con un HEMS para la gestión local de la energía.
- El registro y la información de las infraestructuras de carga están regulados en la VDE-AR-N 4100 (TAR Baja Tensión) y NAV. El procedimiento de registro se detalla en las TAB de los operadores de red. El registro de la infraestructura de carga con el operador de la red es necesario para que éste pueda supervisar el crecimiento del mercado de la electromovilidad y así adaptar de forma óptima la expansión de la red para satisfacer la demanda. Sin embargo, el cliente no suele distinguir entre el operador de la red y el comercializador de energía y tampoco reconoce la necesidad de registrar su infraestructura de carga privada. Por lo tanto, es útil un "portal de información para la infraestructura de carga privada" central, a través del cual se pueden notificar todas las instalaciones correspondientes con sus datos técnicos pertinentes y desde el cual es posible una asignación a las zonas de la red y, por lo tanto, a los respectivos operadores de la red de una manera geocodificada.
- Para crear la necesaria seguridad de planificación e inversión para el operador de la red con respecto a las medidas de expansión de la red para la electromovilidad, es importante que la expansión anticipada de la red, en particular los costos para la conexión de la infraestructura de carga rápida, se reconozca en términos regulatorios. Las infraestructuras de carga que todavía funcionan con pocos puntos de carga y con una baja utilización en la fase de arranque pueden, por lo general, seguir conectándose en media tensión. A largo plazo, ésta no tiene por qué ser la solución más económica, ya que en perspectiva, con el aumento de la penetración en el mercado y, por tanto, de la demanda de energía, puede ser necesario pasar a un suministro de alta tensión.
- Para el operador de la red, es importante que cada medida relacionada con la red que sirva para eliminar cuellos de botellas en la red con la gestión de la inyección de Energías renovables (por ejemplo, el uso local específico del almacenamiento intermedio para el apoyo a la red) se reconozca como una medida de expansión de la red. Estas medidas son posibles con menor antelación que la ampliación de la red y pueden, por ejemplo, ayudar a salvar temporalmente los cuellos de botella si nuevas medidas de expansión están previstas de todos modos o medidas innovadoras pueden reducir la expansión de la red a largo plazo.
- Con los efectos de la transición energética sobre las redes de energía y la infraestructura en el sector privado en su conjunto (por ejemplo, la instalación de energía fotovoltaica, bombas de calor, equipos de carga), parece tener sentido un programa de financiación del KfW para la modernización o la

mejora de la instalación eléctrica en los sistemas de los clientes. De este modo, se eliminan los obstáculos monetarios adicionales por parte del cliente y, en última instancia, se favorecen las condiciones para un uso inteligente (contadores inteligentes, HEMS, generación y almacenamiento descentralizados).

- Para que un mayor número de ciudadanos pueda utilizar la electromovilidad, es necesario crear oportunidades para la carga de vehículos eléctricos de forma generalizada. Esto es especialmente importante para aquellos clientes que no tienen acceso a instalaciones de carga privadas en sus propios hogares. Por lo tanto, hay una necesidad urgente de cambios en las leyes con respecto a la tolerancia/instalación de la infraestructura de carga por parte de un propietario o inquilino individual o la emisión de requisitos para equipar los edificios de apartamentos con una cuota mínima de aparcamientos con infraestructura de carga. La subvención de los costos de construcción debe seguir aplicándose para controlar las grandes solicitudes de servicios debido a las futuras infraestructuras de tarificación previstas.
- En el contexto de la intención de seguir aumentando la integración de la Energías Renovables y el objetivo de cargar los vehículos eléctricos con electricidad procedente de fuentes renovables cuando esté disponible, tanto la promoción de la infraestructura como la carga privada en las instalaciones del empresario son de gran importancia, además de la infraestructura de carga en el entorno residencial privado. La experiencia demuestra que la mayoría de los vehículos no están aparcados en casa durante el día, que es cuando más energía se genera a partir de la energía fotovoltaica, sino en las instalaciones del empresario.
- Con el fin de crear las condiciones para el control útil para la red (la carga controlada), es necesario cubrir los costos adicionales para la conexión comunicativa de la infraestructura de carga, es decir, para la comunicación entre
 - el operador de la red y el HEMS o la infraestructura de carga del cliente, así como entre
 - el proveedor de energía y el HEMS o la infraestructura de carga del cliente.

o ser reconocido por el regulador, ya que al contrario el cliente aplicaría la solución más económica que con mucha probabilidad será una infraestructura de tarificación "tonta" y no controlable. Además, hay que describir y aplicar una interfaz de comunicación uniforme en esta vía de comunicación.

Bibliografía

1. **FGH e.V.** *VDE|FNN-BDEW-Metastudie - Forschungsüberblick Netzintegration Elektromobilität.* Aachen : 2018.

2. **Schulz, Detlef.** *Metastudie - Anforderungen an das Stromnetz durch Elektromobilität, insbesondere Elektrobusse, in Hamburg.* Hamburgo : 2016.

3. **ZUKUNFT.DE.** Descripción del proyecto ZUKUNFT.DE. *El Ministro Federal Scheuer pone en marcha un nuevo proyecto de liderazgo en la entrega de paquetes de electromovilidad.* [En línea] hamburg.de GmbH & Co. KG, 19 oct. 2018. [Citado desde: 15 feb. 2019.] <https://www.hamburg.de/pressearchivfhh/11748464/2018-10-19-bwvi-elektromobilitaet/>.

Asociación VDE de Tecnologías
Eléctricas, Electrónicas y de la
Información e.V.

Tecnología de redes de
foros/operación de redes en la VDE
(VDE|FNN)
Bismarckstrasse 33
10625 Berlín
Tel. +49 30 383868-70
Situación: agosto de 2019

VDE FNN