



Chris Martin Vertgewall, Niklas Wehbring und Andreas Ulbig

Vor allem aufgrund der laufenden Energiewende unterliegt die Energieversorgung in Deutschland seit der Jahrtausendwende einem stetigen Wandel. Konventionelle Kraftwerke werden durch klimafreundlichere Alternativen ersetzt, so dass mittlerweile die installierte Erzeugungsleistung von Windkraft- und Photovoltaikanlagen diejenige von Kohle-, Gas- und Kernkraftwerken deutlich übersteigt. Durch die mit dem Ziel der Dekarbonisierung betriebene Elektrifizierung des Wärme- und Mobilitätssektors beeinflussen neuartige Lasten wie E-Fahrzeuge oder Wärmepumpen zunehmend den elektrischen Energiebedarf.

C. M. Vertgewall

Oberingenieur, Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft (IAEW), RWTH Aachen, Aachen, Deutschland

E-Mail: c.vertgewall@iaew.rwth-aachen.de

N. Wehbring

Oberingenieur, Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft (IAEW), RWTH Aachen, Aachen, Deutschland

E-Mail: n.wehbring@iaew.rwth-aachen.de

A. Ulbig (✉)

Universitätsprofessor, Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft (IAEW), RWTH Aachen, Aachen, Deutschland

E-Mail: a.ulbig@iaew.rwth-aachen.de

27.1 Energieversorgung in Deutschland

27.1.1 Stromerzeugung und Kraftwerkspark

Die in Deutschland bezogene elektrische Energie stammt aus unterschiedlichen Quellen – das heißt: verschiedenen Primärenergieträgern, die in elektrische Energie umgewandelt werden. Der notwendige Energiebedarf wird einerseits über die Einspeisung in das nationale Stromnetz, andererseits durch Stromimporte aus benachbarten Ländern über Netzkuppelleitungen gedeckt. Der Leistungsaustausch mit benachbarten Ländern und damit einhergehende Importe beziehungsweise Exporte sind durch verfügbare Leitungskapazitäten und die Regulierung begrenzt. Im Jahr 2019 wurden in Deutschland 72,4 Terrawattstunden elektrischer Energie bei einem Exportsaldo von 25,19 TWh über die Landesgrenzen gehandelt.¹ Die installierte Einspeiseleistung und eingespeiste Energie in Deutschland im Jahr 2020 sind je Energieträger in Abb. 27.1 dargestellt.

Der Großteil der erneuerbaren Energie wird von Windkraftanlagen eingespeist. Demgegenüber ist der Anteil der durch Wasserkraftwerke eingespeisten Energie relativ gering, da auch das Potenzial für Wasserkraftwerke in Deutschland – im Gegensatz beispielsweise zu Norwegen oder den Alpenländern – eher gering ist. Der hohe Anteil regenerativer Energieträger an der Energieeinspeisung ist unter anderem die Folge der deutschen Klimapolitik, die in den vergangenen zwei Jahrzehnten den Ausbau von Wandlungsanlagen für regenerative Energie gefördert hat. So ist der Anteil erneuerbarer Energie am Bruttostromverbrauch von 6,3 % im Jahr 2000 – damals mehrheitlich aus Wasserkraft – über etwa

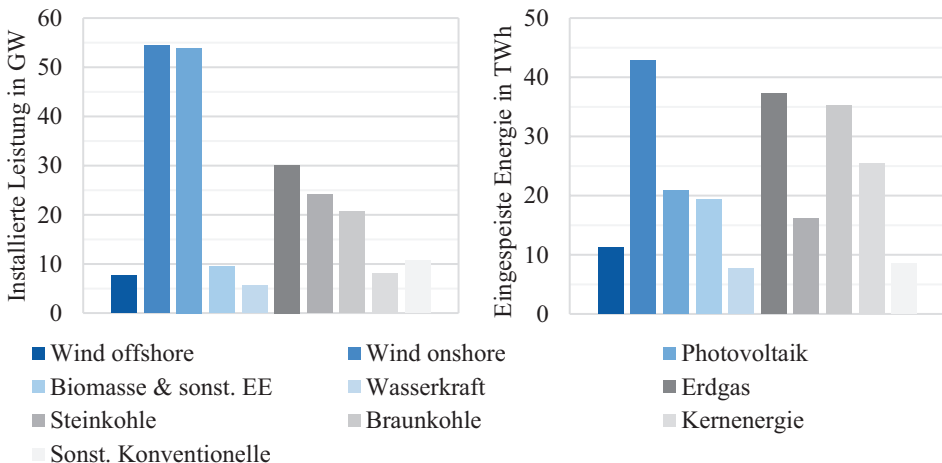


Abb. 27.1 Installierte Leistung und Energieerzeugung in Deutschland im Jahr 2020. (Vgl. BDEW 2021)

¹ Vgl. Bundesnetzagentur 2020.

17 % im Jahr 2010 bis auf den heutigen Wert von 45 % gestiegen,² nun klar dominiert von Windturbinen und Photovoltaikanlagen als deren Quellen.

Aufgrund des sich vollziehenden Kohle- und Kernenergieausstiegs in Deutschland werden und müssen diese Anteile in Zukunft weiter steigen, damit die Versorgung mit elektrischer Energie in der Bundesrepublik weiterhin gewährleistet werden kann. Im Jahr 2020 überstieg die installierte Leistung der Träger erneuerbarer Energie diejenige der konventionellen Energieträger. Dabei ist jedoch zu beachten, dass Wind- und Photovoltaikeinspeisung dargebotsabhängig sind und nicht konstant ihre maximale Leistung abrufen können. Dies lässt sich auch anhand von Jahresvolllaststunden quantifizieren. Dieser Wert gibt an, wie viele Stunden eines Jahres eine Anlage mit voller Leistung Energie bereitstellen müsste, um die tatsächlich eingespeiste Jahresenergiemenge zu erreichen. Daher liegt dieser Wert zwischen null und 8760 h und gibt somit eine relative Ausnutzung der jeweiligen Anlage an. Die durchschnittlichen Jahresvolllaststunden aus 2020 in Deutschland pro Energieträger sind in Abb. 27.2 dargestellt.

Abb. 27.2 verdeutlicht, weshalb Quellen erneuerbarer Energie derzeit trotz höherer installierter Leistung noch weniger Energie einspeisen als konventionelle Kraftwerke. Die

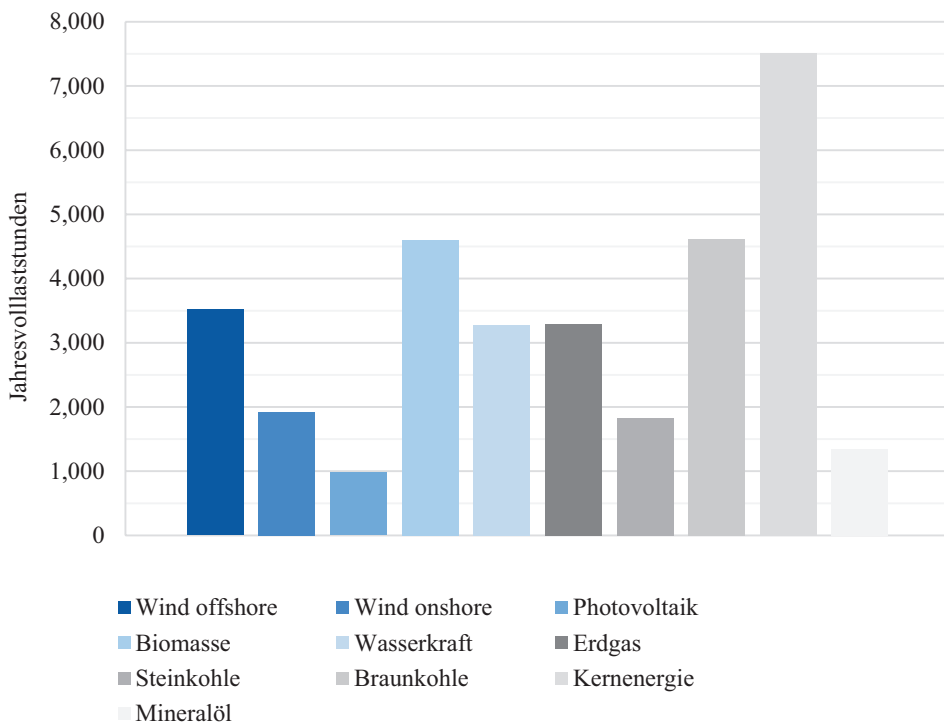


Abb. 27.2 Jahresvolllaststunden in Deutschland im Jahr 2020. (Vgl. BDEW 2021)

²Vgl. BMWi 2021, S. 5.

Volllaststunden von Photovoltaik und Onshore-Windenergieanlagen sind deutlich geringer als die von Kernkraft- oder Braunkohlekraftwerken. Die Volllaststunden sind jedoch nicht nur durch die technischen Möglichkeiten der Anlagen und das Dargebot begrenzt, sondern auch durch die Kapazität des Stromnetzes und die Nachfrage der Verbraucher. Alle Wandlungsanlagen für erneuerbare Energie genießen dabei laut § 11 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG)³ einen Einspeisevorrang vor konventionellen Kraftwerken. Diese Einspeisung muss jedoch abgeregelt werden, wenn die Übertragungskapazitäten der elektrischen Netze aufgrund hoher Leistungsspitzen überschritten werden („Einspeisemanagement“) oder es keinen Abnehmer für die elektrische Energie im Inland und Ausland gibt. Laut Prognosen des Netzentwicklungsplans 2035 müssen aufgrund fehlender Nachfrage im Jahr 2035 voraussichtlich 7 bis 8 TWh abgeregelt werden.⁴ Im Jahr 2019 betrug die abgeregelte Energie in Deutschland aufgrund fehlender Netzkapazitäten 6482 Gigawattstunden, entsprechend etwa 1 % der Gesamterzeugung, wobei die Tendenz gegenüber den Vorjahren steigend ist.⁵ Da elektrische Fahrzeuge beim Aufladen eine hohe Flexibilität besitzen, könnte ein koordiniertes Aufladen einer großen Anzahl von E-Mobilen insbesondere diese abgeregelte Energie verringern und somit besonders umweltfreundlich sein. Flexibilität bedeutet in diesem Kontext, dass der elektrische Verbraucher seinen elektrischen Energiebedarf zeitlich flexibel beziehen kann, da die Energie nicht instantan benötigt wird.

Obwohl die Menge der abgeregelten Energie bereits heute relativ groß ist, ist ein weiterer großflächiger Ausbau der Wandlungsanlagen für regenerative Energie notwendig. Denn für die zuverlässige und sichere Versorgung mit elektrischer Energie muss die benötigte Leistung zu jedem Zeitpunkt bereitgestellt werden können, so dass die installierte Einspeiseleistung wesentlich höher ausgelegt werden muss als die maximale Verbraucherlast. Die abgeregelte Energie ist bei nicht ausreichender Speichermöglichkeit eine unvermeidbare Folge der Dargebotsabhängigkeit von Solar- und Windenergie und begründet damit einen Mehrbedarf flexibler Lasten. Laut Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2021)⁶ wird in Deutschland bis zum Jahr 2045 eine installierte Photovoltaik-Leistung von 385 GW und Wind-Leistung von 215 GW (im Gegensatz zu 54 GW PV- und 62 GW Wind-Leistung im Jahr 2020) notwendig sein, um das Ziel der Klimaneutralität der Bundesregierung erreichen zu können. In Verbindung mit der Abschaltung von Kern- und Kohlekraftwerken entwickelt sich die Energieversorgung von wenigen Kraftwerken mit jeweils hoher Erzeugungsleistung hin zu vielen kleinen dezentralen Anlagen mit jeweils geringerer Leistung. Dies stellt für die elektrischen Netze in Zukunft eine Herausforderung dar.

³Vgl. Erneuerbare-Energien-Gesetz 2020.

⁴Vgl. 50 Hertz Transmission GmbH et al. 2021.

⁵Vgl. Bundesnetzagentur 2020, S. 24.

⁶Vgl. Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut 2021.

27.1.2 Energiebedarf und elektrische Verbraucher

Wie die Energieerzeugung befindet sich auch der Energieverbrauch in Deutschland in einem Wandel. Ein erklärtes Ziel der Bundesregierung ist dabei eine Steigerung der Energieeffizienz, so dass bis zum Jahr 2050 rund 50 % weniger Primärenergie im Vergleich zum Jahr 2008 verbraucht werden soll. Im Jahr 2020 betrug der Bruttostromverbrauch in Deutschland 559,6 TWh, wobei die Tendenz leicht sinkend ist. Der Bruttostromverbrauch umfasst den eigentlichen Stromverbrauch samt Netzverlusten und Eigenverbräuchen von Kraftwerken oder Pumpspeicherkraftwerken. Der bisherige Höchstwert wurde im Jahr 2008 mit 621,4 TWh erzielt. Um das hochgesteckte Ziel einer Halbierung des Primärenergieverbrauchs zu erreichen, hat die Bundesregierung die Energieeffizienzstrategie 2050 verabschiedet.⁷ Der Nettostromverbrauch in Deutschland betrug im Jahr 2020 etwa 488 TWh. Abb. 27.3 zeigt, wie sich diese Energie auf die verschiedenen Verbrauchergruppen aufteilte.

Der maximale Leistungsbedarf lag bei 77,2 GW.⁸ Neben der Veränderung des Energiebedarfs ist jedoch auch eine starke Veränderung der Art der elektrischen Verbraucher zu erwarten, womit eine stärkere Kopplung der verschiedenen Sektoren der Energiewirtschaft einhergeht. Diese Sektoren sind Elektrizität, Wärmeversorgung, Verkehr und Industrie. Durch sektorenkoppelnde Anlagen oder Geräte kann Energie zwischen den verschiedenen Sektoren umgewandelt werden. Dies resultiert einerseits in veränderten

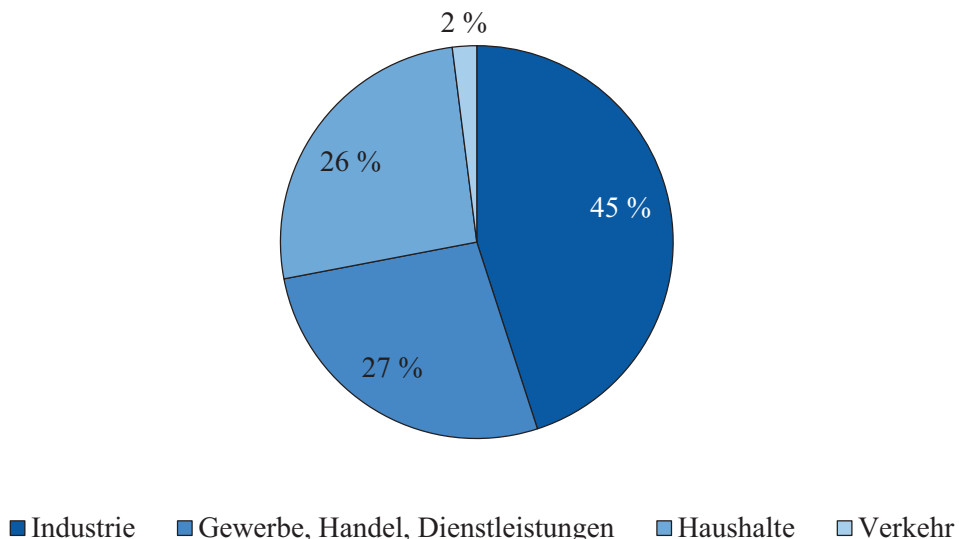


Abb. 27.3 Stromverbrauch in Deutschland 2020 nach Verbrauchergruppen. (Vgl. BDEW 2020)

⁷Vgl. BMWi 2019.

⁸Vgl. Fraunhofer ISE 2019.

Energiebedarfen der jeweiligen Sektoren und bietet andererseits eine höhere Flexibilität. Insbesondere durch den Hochlauf von Wandlungsanlagen für regenerative Energie ist diese zusätzliche Flexibilität ein wichtiges Kriterium für das Erreichen der klimapolitischen Ziele.

Im Bereich der Wärmeversorgung sind Wärmepumpen ein attraktives Mittel zum klimafreundlichen Heizen, da sie Raumwärme aus regenerativ eingespeistem Strom anstatt fossiler Brennstoffe bereitstellen können. Im Jahr 2015 gab es in Deutschland etwa 670.000 Wärmepumpen.⁹ Die Studie „Wärmewende 2030“ prognostiziert, dass bis zum Jahr 2030 etwa fünf bis sechs Millionen Wärmepumpen in Deutschland installiert sein müssen, um die Klimaziele der Bundesregierung erreichen zu können.¹⁰

„Power-to-X“ bezeichnet verschiedene sektorkoppelnde Technologien, welche überschüssige elektrische Energie in andere Energieformen umwandeln können. Die Ausgangsstoffe können beispielsweise Wasserstoff („Power-to-Gas“), Wärmeenergie („Power-to-Heat“) oder Flüssigkraftstoff („Power-to-Liquid“) sein. Auch eine Rückumwandlung in elektrische Energie („X-to-Power“) ist in Zeiten äußerst geringer Einspeisung regenerativer Energie denkbar. Dies ist aufgrund der zweimaligen Umwandlung und geringer Wirkungsgrade jedoch relativ energieineffizient. Die Kurzstudie „Power-to-X“ prognostiziert für das Jahr 2030 eine installierte „Power-to-Gas“-Leistung zwischen einem und drei Gigawatt. Aufgrund fehlender Wirtschaftlichkeit wird derzeit nicht mit einem nennenswerten Zubau von „Power-to-Heat“-Anlagen bis zum Jahr 2030 gerechnet.¹¹

Mit Hilfe unterschiedlicher Fördermaßnahmen wurden in Deutschland seit dem Jahr 2000 großflächig Photovoltaikanlagen installiert; im Jahr 2020 beträgt die installierte Leistung etwa 53 GWp.¹² Dabei wurden vor allem zahlreiche Anlagen mit jeweils relativ geringer Leistung auf Dachflächen privater Wohnhäuser angebracht. Aufgrund hoher Einspeisevergütungen wurde die Energie zum Großteil ins elektrische Netz eingespeist. Mittlerweile ist es für Privatpersonen nicht mehr wirtschaftlich, den Strom der eigenen Photovoltaikanlage ins Netz einzuspeisen. Wegen verhältnismäßig hoher Strompreise in Deutschland ist es daher am lukrativsten, den erzeugten Strom selbst zu verbrauchen. Aus diesem Grund werden immer mehr Heimspeicher installiert, um die Energie aus der sonnenreichen Mittagszeit zu speichern und am restlichen Tag sowie in der Nacht zu nutzen. Laut Ammon et al. (2020)¹³ wird bis zum Jahr 2030 eine installierte Speicherkapazität von 12,7 GWh und bis 2040 von 31,4 GWh im Bereich der Heimspeicher erwartet. Dies führt zu einem deutlich höheren Autarkiegrad der privaten Haushalte in Deutschland und kann die elektrischen Netze entlasten.

⁹Vgl. Fraunhofer IWES/IBP 2017.

¹⁰Vgl. Fraunhofer IWES/IBP 2017.

¹¹Vgl. FfE 2017.

¹²Vgl. BDEW 2021.

¹³Vgl. Ammon et al. 2020.

Zu Beginn des Jahres 2021 waren in Deutschland 309.083 batterieelektrische Fahrzeuge und 279.861 Plug-in-Hybridfahrzeuge zugelassen.¹⁴ Das Ziel der Bundesregierung sind zehn Millionen zugelassene elektrische Fahrzeuge bis zum Jahr 2030. Darüber hinaus sollen eine Million öffentliche Ladepunkte installiert sein.¹⁵ Es kann davon ausgegangen werden, dass für die meisten Fahrzeuge zusätzlich private Ladepunkte errichtet werden. Bei einer durchschnittlichen Jahresfahrleistung eines privaten Pkw von rund 12.000 km¹⁶ liegt der elektrische Energieverbrauch eines batterieelektrischen Fahrzeuges netzseitig etwa bei 2500 kWh,¹⁷ was ungefähr dem durchschnittlichen Energieverbrauch eines Single-Haushalts entspricht.¹⁸ Gewerbliche Pkw fahren etwa die doppelte Strecke und verbrauchen dementsprechend mehr Energie. In Deutschland würden zehn Millionen private Pkw mit 25 TWh etwa 5 % des aktuellen gesamten elektrischen Nettoenergiebedarfs entsprechen.

27.2 Stromnetze

In Verbindung mit den zuvor erwähnten künftigen Entwicklungen der Erzeugungsanlagen und Verbraucher lassen sich einige Herausforderungen für die Netzplanung und den Netzbetrieb ableiten.

27.2.1 Übertragungsnetz

Das Übertragungsnetz in Deutschland und Europa hat die Aufgabe, große Energiemengen und Leistungen über weite Distanzen zu transportieren. Daher wird es auch als „Transportnetz“ bezeichnet. Das europäische Übertragungsnetz ist in Abb. 27.4 dargestellt. Da die Übertragungsverluste mit steigender Leiterspannung geringer werden, wird das Übertragungsnetz mit relativ hohen Leiter-Leiter-Spannungen von 220 und 380 kV betrieben. Für die Energieübertragung über große Distanzen bei hoher Spannung sind vor allem Freileitungen geeignet. Auch die Verlegung von Leitungen als Erdkabel ist immer wieder ein politisches Thema, jedoch sind diese aufgrund ihres hohen Blindleistungsbedarfs bei Drehstrom technisch im Wesentlichen nur als Gleichstromübertragung (HGÜ) geeignet.¹⁹ Alle europäischen Übertragungsnetzbetreiber sind Mitglieder des „European Network of Transmission System Operators for Electricity“ (ENTSO-E). Dessen Zuständigkeitsbereich besteht aus verschiedenen Verbundnetzen, wobei das kontinentaleuropäische, zu

¹⁴Vgl. Kraftfahrt-Bundesamt (KBA) 2021.

¹⁵Vgl. BMU 2019.

¹⁶Vgl. Bäumer et al. 2017.

¹⁷Vgl. FfE 2019.

¹⁸Vgl. EnergieAgentur.NRW 2015.

¹⁹Vgl. Schwab 2020.

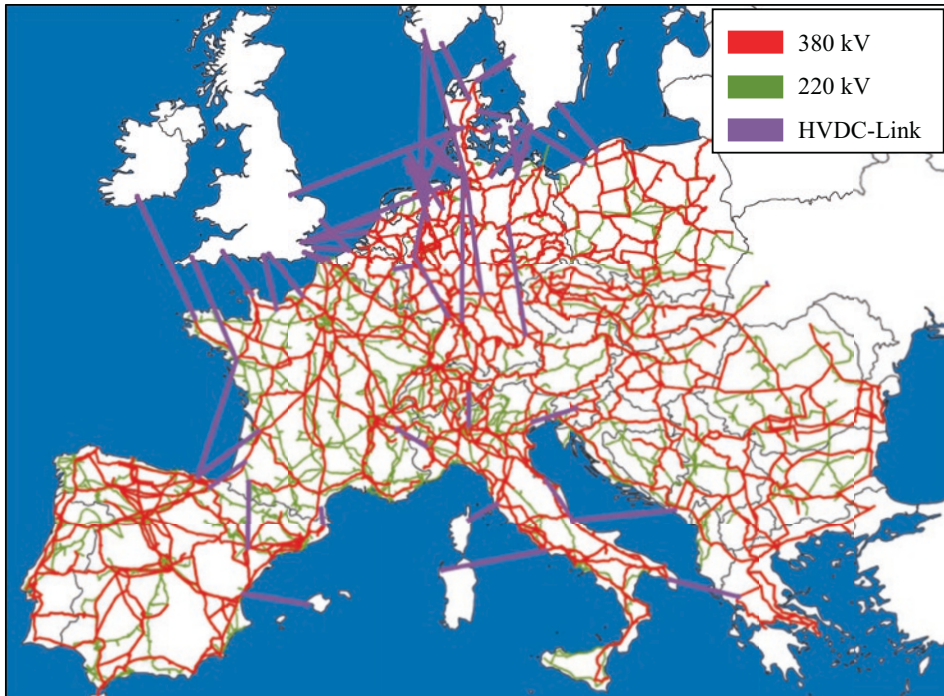


Abb. 27.4 Das europäische Übertragungsnetz. (Vgl. [Hoersch et al. 2020](#))

dem auch Deutschland zählt, das größte darstellt. Die Übertragung elektrischer Energie ist zwischen allen Verbundnetzen der ENTSO-E möglich. Dies hat den Vorteil, dass die jeweiligen elektrischen Netze ausfallsicherer sind, da jederzeit elektrische Energie aus Nachbarregionen bezogen werden kann. Außerdem wird durch die europaweite Vernetzung ein freier Handel mit elektrischer Energie ermöglicht.²⁰ Das Übertragungsnetz weist – im Gegensatz zum Verteilungsnetz – einen hohen Vermaschungsgrad auf. Um eine hohe Versorgungssicherheit gewährleisten zu können, ist das Übertragungsnetz nach dem „(n-1)-Kriterium“ geplant worden. Dies bedeutet, dass durch den Ausfall einer Leitung oder eines Betriebsmittels in näherer Umgebung kein Versorgungsausfall auftreten darf.²¹ Im Übertragungsnetz werden vor allem Großkraftwerke oder Offshore-Windparks mit hoher Nennleistung angeschlossen.

²⁰Vgl. Schwab [2020](#).

²¹Vgl. Schwab [2020](#).

27.2.2 Verteilungsnetz

Das Verteilungsnetz wurde so konzipiert, dass die elektrische Energie von Großkraftwerken, die über das Übertragungsnetz zum jeweiligen Umspannwerk transportiert wurde, auf die verschiedenen privaten und industriellen Endkunden verteilt werden kann.²² Es gibt daher viele verschiedene Verteilungsnetzgebiete, die jeweils eine Region mit elektrischer Energie versorgen. Alleine in Deutschland gibt es 874 Verteilungsnetzbetreiber.²³ Jedes Verteilungsnetzgebiet kann in Hochspannung (110 kV), Mittelspannung (10 oder 20 kV) und Niederspannung (0,4 kV) unterteilt werden. Dabei sind vor allem im Mittel- und Niederspannungsnetz Leitungen als Erdkabel verlegt. Die deutschen Verteilungsnetze weisen mit rund zwei Millionen Kilometern Leitungslänge ein deutlich größeres Netz als das Übertragungsnetz mit nur etwa 37.000 km Länge auf.²⁴ Aus diesem Grund ist die Redundanz der Stromversorgung mit tiefer werdenden Spannungen aus wirtschaftlichen Gründen immer geringer, bis schließlich in der Niederspannungsebene auch das „(n-1)-Kriterium“ nicht mehr eingehalten wird. Allerdings sind bei einem Betriebsmittelausfall im Verteilungsnetz deutlich weniger Endverbraucher von einem Stromausfall betroffen als im Übertragungsnetz. Im Bereich der Mittelspannung werden Verteilnetze in einer geöffneten Ringstruktur betrieben; in der Niederspannung ist das Netz als Strahlennetz ausgeführt.²⁵ Der Grad der Vermaschung ist somit deutlich geringer als im Übertragungsnetz. Die Spannungsebene installierter Anlagen richtet sich vor allem nach deren Leistung. 96 % aller Onshore-Windenergieanlagen in Deutschland sind deshalb in der Mittel- und Niederspannung angeschlossen. Photovoltaikanlagen sind zu 54 % in der Niederspannung und zu 36 % in der Mittelspannung angeschlossen.²⁶

27.2.3 Zukünftige Herausforderungen

Die Struktur der elektrischen Netze in Deutschland inklusive der Erzeugungsanlagen und Verbraucher ist in Abb. 27.5 dargestellt.

In der Vergangenheit besaßen Netzplanung und -betrieb eine vergleichsweise geringe Komplexität. Um große Lastzentren – etwa Großstädte – mit elektrischer Energie zu versorgen, wurden große Kern- oder Kohlekraftwerke in relativer Nähe errichtet. Die Energie musste dadurch nur über vergleichsweise geringe Strecken transportiert werden. Außerdem ist die eingespeiste Leistung konventioneller Kraftwerke steuerbar und kann jederzeit – innerhalb der jeweiligen technischen Grenzen eines Kraftwerks – angepasst werden. Daraus ergeben sich unidirektionale Leistungsflüsse, die darüber hinaus gut prognostizier-

²² Vgl. Schwab 2020.

²³ Vgl. Bundesnetzagentur 2020.

²⁴ Vgl. Bundesnetzagentur 2020.

²⁵ Vgl. Schwab 2020.

²⁶ Vgl. Bundesnetzagentur 2020.

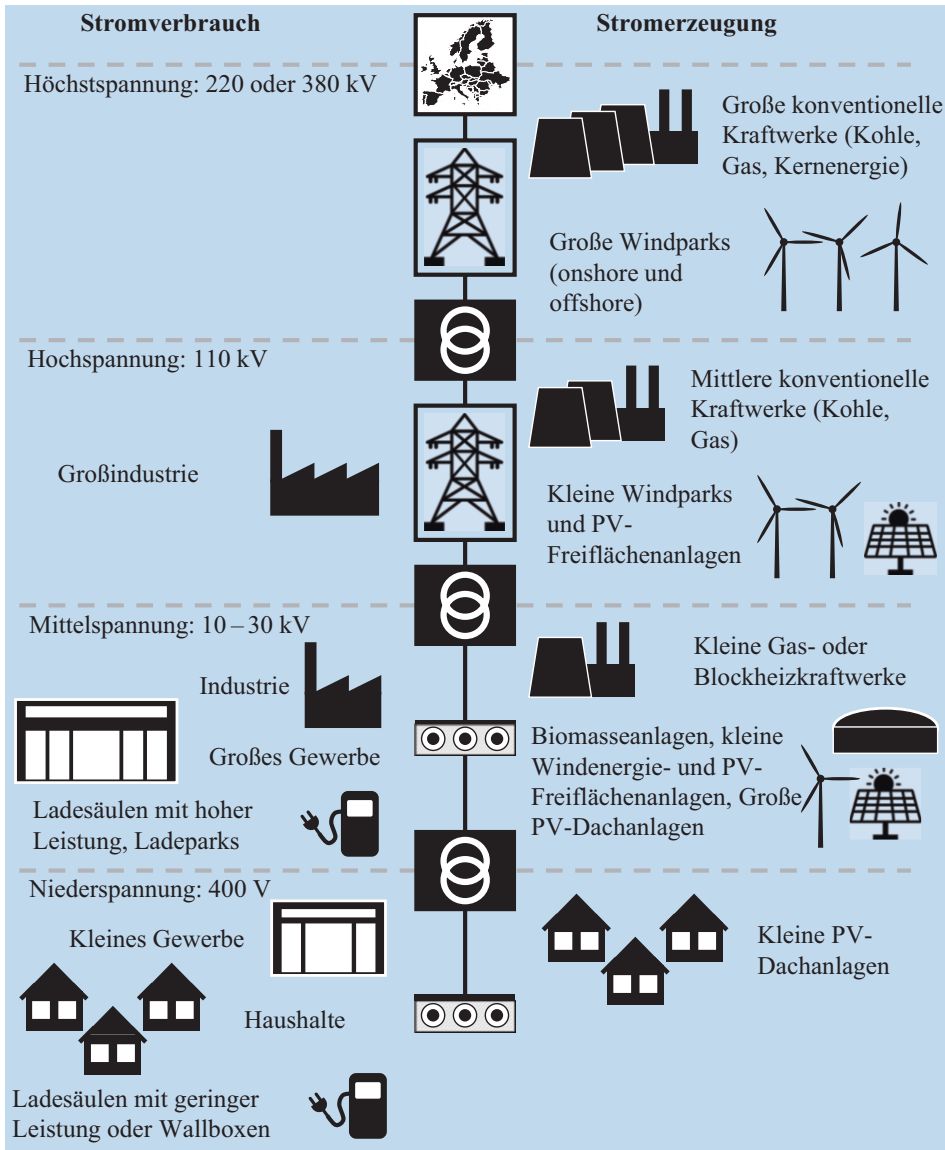


Abb. 27.5 Struktur des deutschen Stromnetzes inklusive Stromerzeugung und -verbrauch. (Eigene Darstellung des IAEW)

bar sind. Mit der großflächigen Integration von Wind- und Solarenergie ändert sich diese Situation jedoch grundlegend. Die Wahl des Standorts für eine Erzeugungsanlage ist deutlich eingeschränkter, so dass potenzielle Standorte von Windenergie- und Photovoltaikanlagen lastfern sein können. Ein Beispiel dafür ist das große Potenzial von Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen im Norden Deutschlands, wobei die verbrauchte Energie in

den nördlichen Bundesländern relativ gering ist. Darüber hinaus sind die installierten Leistungen der Anlagen deutlich kleiner als die der konventionellen Kraftwerke, was zu einer Vielzahl kleinerer, dezentral ans Netz angeschlossener Anlagen führt. Ein Beispiel dafür sind Photovoltaik-Dachanlagen, die direkt ins Niederspannungsnetz einspeisen. Das führt zu bidirektionalen Leistungsflüssen im Netz, die außerdem volatil und aufgrund der Wetterabhängigkeit bei der Vorhersage mit größeren Unsicherheiten behaftet sind. Außerdem besteht die Gefahr von Dunkelflauten. In diesen Phasen ist das Wind- und Sonnendargebot sehr gering und somit die Versorgungssicherheit gefährdet. Mit einem Fortschreiten der Energiewende ist es somit immer wichtiger, dass Netzbetreiber die elektrische Flexibilität neuartiger Verbraucher nutzen können, um Überschüsse regenerativer Einspeisung zu nutzen und Dunkelflauten zu überbrücken. Obwohl eine aktive Netzbetriebsführung den Ausbaubedarf an vielen Stellen vermeiden oder verringern kann, ist ein Ausbau der Netze für die Energiewende unabdingbar. Um die Überschüsse aus Windenergie im Norden Deutschlands in den Süden zu transportieren, werden verschiedene Nord-Süd-Korridore in Deutschland gebaut. Dabei kommt die Hochspannungsgleichstromtechnologie zum Einsatz, die große Energiemengen verlustarm und mit der Möglichkeit zur Leistungsflusssteuerung über weite Distanzen transportieren kann.

27.3 Auswirkungen von Elektromobilität auf das Energiesystem

27.3.1 Netzanschlussmöglichkeiten

Ladeinfrastruktur wird hinsichtlich ihrer maximalen Leistung entweder im Niederspannungs- oder im Mittelspannungsnetz angeschlossen. Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen stellen neben der bestehenden Netznutzung eine weitere Belastung dar, die die Transformatoren und Leitungen zusätzlich erwärmt. Sobald die thermische Grenze eines Betriebsmittels überschritten wird, gilt es als überlastet. Da alle Leitungen einen ohmschen Widerstand besitzen, geht ein Stromfluss mit einem zusätzlichen Spannungsabfall über die Leitung einher. Dabei entscheidet die Flussrichtung des Stroms, ob sich die Spannung am Knotenpunkt im Netz erhöht oder verringert. Ein Ladevorgang sorgt zum Beispiel für eine geringere Spannung, eine einspeisende Photovoltaikanlage jedoch sorgt für einen Spannungsanstieg. Aufgrund relativ langer Zeitkonstanten müssen diese Grenzwerte nicht zu jeder Sekunde eingehalten werden. Die Europäische Norm EN 50160 definiert beispielsweise, dass 95 % der Zehn-Minuten-Mittelwerte in einer Woche nicht um mehr als 10 % von der Nennspannung abweichen dürfen.²⁷ Aufgrund der relativ großen Heterogenität der Verteilnetze untereinander ist die beste Anschlussart immer vom Einzelfall abhängig. Die gängigsten Vorgehensweisen sollen hier jedoch erläutert werden. Die Installation sämtlicher privater oder öffentlicher Ladeinfrastruktur muss, wie andere größere Stromverbraucher auch – etwa Wärmepumpen oder dezentrale Erzeuger wie PV-Anlagen –

²⁷ Vgl. DIN e.V. 2020.

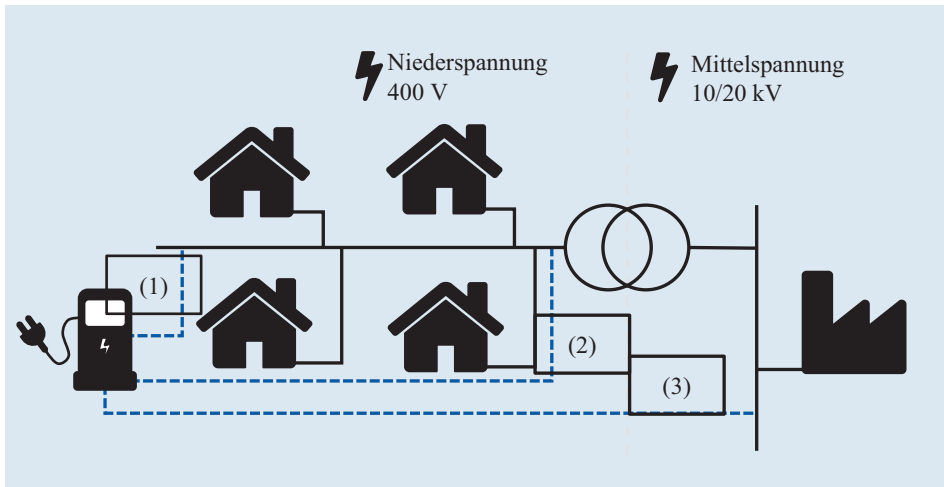


Abb. 27.6 Netzanschlussmöglichkeiten für Ladeinfrastruktur

beim jeweiligen Verteilungsnetzbetreiber angemeldet werden. Ab einer maximalen Leistung von 12 kVA oder mehr muss diese sogar vom Netzbetreiber genehmigt werden.²⁸ Er kann dann vorgeben, wie Ladeinfrastruktur ans Netz anzuschließen ist. In Abb. 27.6 sind die drei gängigsten Varianten dargestellt.

Die erste Möglichkeit (1) besteht im direkten Anschluss der Ladeinfrastruktur an den nächstgelegenen Strang des Niederspannungsnetzes. Dabei können auch bestehende Hausanschlüsse genutzt werden. Diese Vorgehensweise ist kostengünstig und mit wenig Aufwand verbunden, allerdings sind die maximal installierbaren Leistungen im Niederspannungsnetz begrenzt. Ladeleistungen bis etwa 11 kW stellen dabei normalerweise kein Problem dar, 22 kW hingegen können bereits problematisch sein und sind daher genehmigungspflichtig. Eine Alternative (2) dazu ist die Verlegung einer eigenen Leitung für die Ladeinfrastruktur hin zum speisenden Transformator. Dadurch kann der Einfluss des Ladestroms auf die Auslastung der Betriebsmittel des jeweiligen Niederspannungsstrangs verringert werden, und es lassen sich höhere Ladeleistungen installieren. Allerdings geht die Verlegung einer eigenen Leitung mit deutlich höheren Kosten einher. Die letzte (3) der in Abb. 27.6 dargestellten Optionen ist der Direktanschluss an die Mittelspannung. Dies ist vor allem beim Anschluss sehr hoher Ladeleistungen sinnvoll – beispielsweise eines sogenannten Lade-Hubs. Auch die relativ hohen Ladeleistungen an einer Autobahnraststätte lassen sich gut ins Mittelspannungsnetz integrieren. Dabei ist zu erwähnen, dass ein direkter Anschluss an das Mittelspannungsnetz mit anderen technischen Anforderungen einhergeht. Wallboxen, die üblicherweise in Privathaushalten installiert werden, sind deshalb nicht dafür geeignet. Je nach Lage kann die Entfernung zum nächsten Mittelspannungsknoten jedoch vergleichsweise hoch sein. Aufgrund üblicherweise niedriger Leistungen

²⁸ Vgl. Niederspannungsanschlussverordnung 2020, § 19.

wird private Ladeinfrastruktur vor allem nach dem Prinzip der erstgenannten Möglichkeit angeschlossen. Öffentliche Ladeinfrastruktur, die normalerweise über höhere Leistungen verfügt, wird nach der abgebildeten Option (2) oder (3) angeschlossen.

27.3.2 Energiebedarf und Leistungsspitzen

In Abschn. 27.1 wurde bereits gezeigt, dass der zusätzliche elektrische Energiebedarf durch Elektrofahrzeuge bei zehn Millionen Fahrzeugen in Deutschland nur etwa 5 % des heutigen elektrischen Energiebedarfs bedeuten würde. Bei einer vollständigen Durchdringung elektrischer Fahrzeuge wären dies zirka 20 %, wobei unklar ist, ob und wann dieser Zustand jemals erreicht wird. Es stellt sich die Frage, inwiefern die benötigte Ladeleistung der Elektrofahrzeuge zu Engpässen im Netz führen kann. Die zusätzliche Energie kann vom Bestandsnetz zweifelsfrei übertragen werden. Es können jedoch Engpässe auftreten, wenn zahlreiche Ladevorgänge gleichzeitig vorgenommen werden. Bei der Bestimmung der maximal auftretenden Ladeleistung muss berücksichtigt werden, dass es unwahrscheinlich ist, dass alle Fahrzeuge gleichzeitig aufladen. Bei einer durchschnittlichen täglichen Wegstrecke von 36 km²⁹ sind für den Großteil aller elektrischen Fahrzeuge ein Ladevorgang oder zwei Vorgänge pro Woche ausreichend, um genügend elektrische Energie zu beziehen. Zur Quantifizierung des Phänomens der zur selben Zeit ladenden Fahrzeuge dient der Gleichzeitigkeitsfaktor. Er ist gegenüber der Prognose von Leistungszeitreihen ungenauer und stellt nur eine Worst-Case-Abschätzung dar, doch wird er heutzutage in Bereichen der Netzplanung angewendet – zum Beispiel für die Abschätzung von Haushaltslasten. Der Gleichzeitigkeitsfaktor g berechnet sich zu

$$g = \frac{P_{\max}}{\sum_i P_i} \quad (27.1)$$

mit der tatsächlichen Spitzenlast $P_{\max}$ und den jeweiligen Spitzenlasten der Elektrofahrzeuge P_i und gibt somit die höchste zu erwartende relative Leistungsnachfrage an.³⁰ Dieser kann sowohl simulativ als auch über Messungen bestimmt werden. Da die Anzahl elektrischer Fahrzeuge bisher noch keinen signifikanten Wert erreicht hat, ist die Messung eines solchen Wertes nur schwierig möglich, wobei es bereits Pilotprojekte gibt, die diese Messungen mit einer geringen Zahl von Fahrzeugen vornehmen.³¹ Das Ergebnis einer simulativen Bestimmung des Gleichzeitigkeitsfaktors ist in Abb. 27.7 dargestellt.

In Abb. 27.7 wird dabei zwischen verschiedenen Ladeleistungen und Gruppen von Nutzenden differenziert. G1 bezeichnet Erwerbstätige, wohingegen G2 Nichterwerbstätige repräsentiert. Es existieren weitere Faktoren, die das Ergebnis einer solchen Simu-

²⁹ Vgl. Kraftfahrt-Bundesamt (KBA) 2021.

³⁰ Vgl. Kaufmann 1995.

³¹ Vgl. Netze BW 2021.

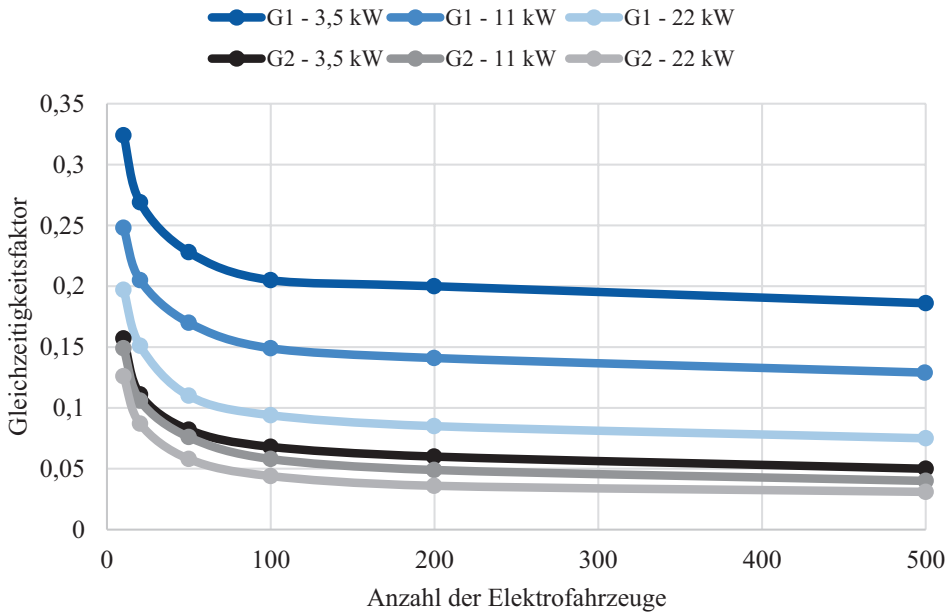


Abb. 27.7 Gleichzeitigkeitsfaktor aufladender Elektrofahrzeuge. (Vgl. Liu 2017)

lation beeinflussen können. Dies ist beispielsweise die Berücksichtigung anderer Orte – bei der Arbeit oder öffentlich –, an denen aufgeladen werden kann. Auch die Batteriegröße der betrachteten Fahrzeuge kann einen Einfluss haben. Der Verlauf des Gleichzeitigkeitsfaktors kann folgendermaßen interpretiert werden: Je geringer die Anzahl der Autos ist, desto höher ist die Wahrscheinlichkeit, dass ein relativ hoher Anteil dieser Fahrzeuge gleichzeitig auflädt – und je mehr Autos betrachtet werden, desto größer ist die Wahrscheinlichkeit, dass sich die Ladevorgänge auf verschiedene Zeitpunkte verteilen. Ab einer gewissen Fahrzeuganzahl wird dabei der minimale Gleichzeitigkeitsfaktor g_{∞} erreicht. Es wird davon ausgegangen, dass dieser Gleichzeitigkeitsfaktor auch bei einer unendlich hohen Anzahl von Fahrzeugen nicht mehr unterschritten wird. Es fällt auf, dass der Gleichzeitigkeitsfaktor für höhere Ladeleistungen niedriger ist. Dies ist eine Folge daraus, dass die durchschnittliche Länge eines Ladevorgangs kürzer ist, wenn mit höherer Leistung geladen wird. Somit ist auch die Wahrscheinlichkeit einer Überlagerung von Ladevorgängen geringer. Eine geringere Gleichzeitigkeit bedeutet allerdings nicht, dass auch die maximale Ladeleistung geringer ist. Dies lässt sich an einem einfachen Rechenbeispiel verdeutlichen: Wenn 500 Elektrofahrzeuge der Nutzengruppe 1 mit einer Ladeleistung P_{Auto} von 22 kW ausgestattet sind, lässt sich die maximale Leistung zu

$$P_{\text{max}} = n_{\text{Autos}} \cdot P_{\text{Auto}} \cdot g_{\infty, 22 \text{ kW}} = 500 \cdot 22 \text{ kW} \cdot 0,04 = 440 \text{ kW} \quad (27.2)$$

berechnen, wobei n_{Autos} die Anzahl der betrachteten Fahrzeuge darstellt. Für eine Ladeleistung P_{Auto} von 3,5 kW ergibt sich

$$P_{\max} = n_{\text{Autos}} \cdot P_{\text{Auto}} \cdot g_{\infty, 3,5\text{kW}} = 500 \cdot 3,5\text{kW} \cdot 0,18 = 315\text{kW}. \quad (27.3)$$

Trotz eines deutlich geringeren Gleichzeitigkeitsfaktors ist die maximale gesamte Ladeleistung beim 22 kW-Laden also höher. Eine weitere Erkenntnis aus dem Verlauf des Diagramms ist, dass relative Leistungserhöhungen vor allem dann zu erwarten sind, wenn nur wenige Fahrzeuge versorgt werden müssen. Dies ist vor allem im Niederspannungsnetz der Fall, da einzelne Stränge teilweise nur wenige Haushalte und Fahrzeuge versorgen und somit höhere Gleichzeitigkeitsfaktoren gelten. Dies bedeutet, dass vor allem dort die Gefahr lokaler Betriebsmittelüberlastungen existiert und in Zukunft Netzausbaubedarf entsteht oder eine aktive Netzbetriebsführung notwendig wird. Im Übertragungsnetz hingegen ist die Gefahr einer unzulässigen Leistungsspitze geringer.

Neben der Höhe der maximalen Ladeleistung selbst ist auch der Zeitpunkt dieser nachgefragten Leistung entscheidend. Wenn sich die maximale Ladeleistung mit der maximal nachgefragten Leistung von beispielsweise Privathaushalten überlagert, sind Netzengpässe möglich. In VertgeWall et al. (2021)³² wird gezeigt, wie ein aggregiertes Leistungsprofil mehrerer Fahrzeuge zusammengesetzt sein kann. In Abb. 27.8 wird dieses Profil mit den Standardlastprofilen des BDEW für Haushalte im Winter verglichen.³³ Der Leistungsbezug entspricht 5000 Elektrofahrzeugen und 10.000 Haushalten, was etwa einer 50-prozentigen Elektrofahrzeugdurchdringung entsprechen würde.

Es zeigt sich, dass Spitzenlasten unregelmäßiger Ladevorgänge ungefähr dann zu erwarten sind, wenn auch die Spitzenlasten der Haushalte auftreten, also in den frühen Abendstunden ab 19 Uhr. Diese Überlagerung des maximalen Leistungsbedarfs kann sowohl in der Energieversorgung als auch in der Energieübertragung zu Engpässen führen. Da auf

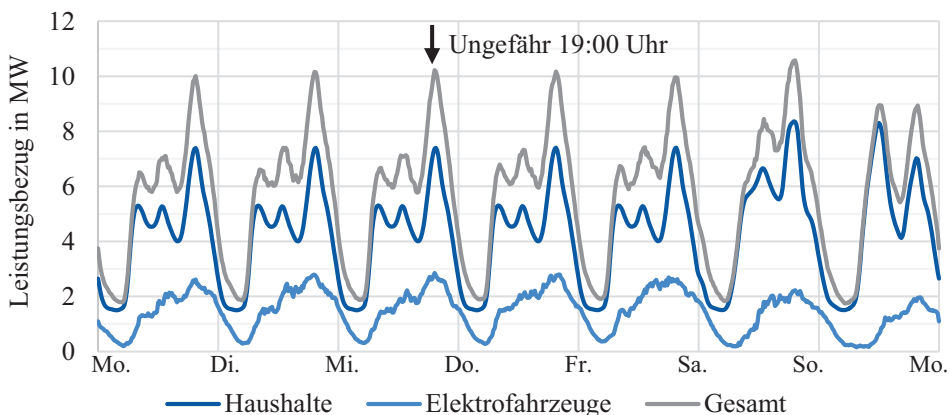


Abb. 27.8 Vergleich des elektrischen Leistungsbezugs von Haushalten und Elektrofahrzeugen

³²Vgl. VertgeWall et al. 2021.

³³Vgl. VDEW 1999.

die Lastspitzen jedoch meistens Zeitbereiche mit geringer Nachfrage folgen, würde eine verzögerte Aufladung der Fahrzeuge diese Zusatzbelastung erheblich verringern.

27.3.3 Netzausbaubedarf durch Elektromobilität

Um Netzüberlastungen durch Elektrofahrzeuge zu beheben, sind ein Ausbau der elektrischen Netze oder die Steuerung von Ladevorgängen geeignete Mittel. Dabei sind Netzbetreiber dazu verpflichtet, die jeweils wirtschaftlichste Kombination dieser Maßnahmen zu ergreifen. Die Studie „Verteilnetzausbau für die Energiewende“ prognostiziert daher die deutschlandweiten Netzausbaukosten im Verteilnetz in Abhängigkeit von unterschiedlichen Elektrofahrzeugdurchdringungen, Ladeleistungen und Lastmanagementstrategien. Dabei ist erkennbar, dass die entstehenden Kosten umso höher sind, je höher die durchschnittlich installierte Ladeleistung der Ladeinfrastruktur liegt.³⁴ Ein Grund dafür ist, dass die Ladevorgänge bei geringerer Leistung länger andauern und somit besser über den Tag verteilt sind. Des Weiteren kommt die Studie zu dem Ergebnis, dass der Einsatz von intelligenter Ladeinfrastruktur für ein gesteuertes Laden die Netzausbaukosten – je nach Szenario – drastisch senken kann. Bis zum Jahr 2030 entstehen Ausbaukosten von 35 bis 72 Mrd. €, die durch Steuerung der Ladevorgänge um 40 bis 50 % gesenkt werden können. Bis zum Jahr 2050 ergibt sich ein Einsparpotenzial zwischen 26 und 33 % der sonst notwendigen Netzausbaukosten von 80 bis 108 Mrd. €.³⁵

27.4 Intelligente Netzintegration

Im vorherigen Abschnitt wurde ein Vergleich der Spitzenlasten von Haushalten mit denjenigen von Elektrofahrzeugen aufgestellt. Ungeregelte Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen können die ohnehin schon bei Haushalten auftretenden Lastspitzen unter Umständen deutlich erhöhen und auf diese Weise einen kostenintensiven Netzausbau verursachen. Im folgenden Abschnitt werden daher Möglichkeiten aufgezeigt, wie Elektromobilität sich durch den Einsatz von Lastmanagement intelligent in die bestehenden Netze integrieren lässt.

27.4.1 Spitzenglättung

Auf die normalerweise am frühen Abend auftretenden Leistungsspitzen der Privathaushalte folgt häufig ein Zeitbereich geringer Leistung. Da die meisten Fahrzeuge nachts zu Hause stehen, kann ein koordiniertes Verschieben der Ladevorgänge in die Nacht zu einer

³⁴ Vgl. [Agora Verkehrswende et al. 2019](#).

³⁵ Vgl. [Agora Verkehrswende et al. 2019](#).

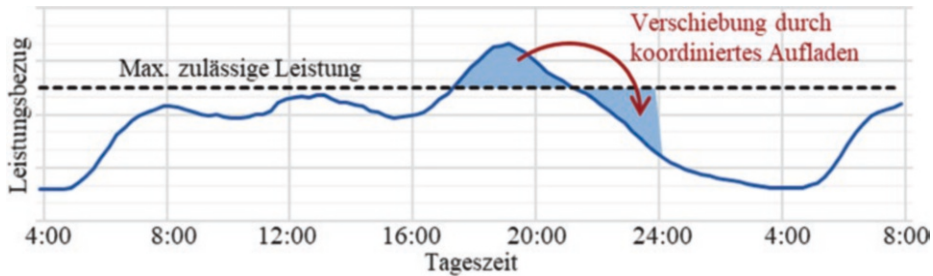


Abb. 27.9 Das Prinzip der Spitzenglättung

Verringerung der elektrischen Spitzenlast führen. Darüber hinaus ergibt sich das Potenzial, Überschüsse aus regenerativer Energie – beispielsweise Windenergie – zur Ladung zu nutzen. In Abb. 27.9 ist das Prinzip der sogenannten Spitzenglättung dargestellt. Sobald die maximal zulässige Leistung in einem Betriebsmittel erreicht wird, müssen Ladevorgänge verzögert werden, so dass ein Teil der Ladeleistung erst zeitversetzt nachgefragt wird.

Wenn es vollständig und dauerhaft gelingt, die maximal zulässige Leistung der Betriebsmittel nicht zu überschreiten, kann ein Austausch und die damit einhergehende Verstärkung der jeweiligen Betriebsmittel verhindert werden. Da auch die Vermeidung eines Netzausbaus oder einer Netzverstärkung mit finanziellen Kosten behaftet ist, kann die Spitzenglättung ein für Netzbetreiber attraktives Mittel zur Behebung von Engpässen sein. Jedoch ist die Verwendung eines Systems zur Verschiebung von Lasten aufgrund zusätzlicher Hardware- und/oder Software-Anforderungen ebenfalls mit Kosten verbunden. Ein Netzbetreiber muss daher im Einzelfall entscheiden, welche Umsetzung wirtschaftlich am sinnvollsten ist. Unterschiedliche Möglichkeiten der technischen Umsetzung werden im Folgenden vorgestellt.

27.4.2 Ausgestaltungsmöglichkeiten

Auch auf politischer Ebene ist die Steuerung von Ladevorgängen mittlerweile ein Thema. Deshalb hat die deutsche Bundesregierung in § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) die netzdienliche Steuerung von Verbrauchseinheiten im Niederspannungsnetz geregelt, um die freiwillige Teilnahme auch finanziell anzureizen. Demnach müssen Endverbraucher, die ihre Wärmepumpen oder Elektrofahrzeuge vom Netzbetreiber netzdienlich steuern lassen, geringere Netzentgelte zahlen. Netzentgelte sind Gebühren, die jeder private oder gewerbliche Netzkunde jährlich für die Netznutzung zahlen muss. Die Art der Steuerung oder die Höhe der verringerten Netzentgelte werden jedoch nicht spezifiziert und sind dem jeweiligen Verteilnetzbetreiber überlassen. Deshalb werden in diesem Abschnitt unterschiedliche Möglichkeiten der technischen Umsetzung vorgestellt. Ein Vorteil ist, dass die bereits in den Fahrzeugen oder Ladesäulen verbauten Gleichrichter ihren

Leistungsbedarf – innerhalb ihrer jeweiligen technischen Grenzen – beliebig steuern können. Es bedarf also lediglich eines Lastmanagements, das die Ladeleistung vorgibt. Dazu muss vorab zusätzliche Messtechnik installiert werden, um den Zustand der jeweiligen Betriebsmittel auslesen zu können. Aktuell ist solch eine Messtechnik im Niederspannungsnetz normalerweise nicht vorhanden. Zusätzlich kann danach unterschieden werden, ob die Systeme miteinander kommunizieren oder nicht. Je nachdem entsteht also ein Bedarf einer kommunikationstechnischen Anbindung. Dies kann beispielsweise über Mobilfunk, Internet oder auch „Powerline Communication“ realisiert werden. Bei der Powerline-Lösung erfolgt die Datenübertragung direkt über die Stromleitungen. Verschiedene Möglichkeiten der Lastverschiebung sind in Tab. 27.1 zusammengefasst.

Feste Sperrzeiten bedeuten, dass ein Netzbetreiber bestimmte, zum Beispiel in den Abendstunden liegende Zeiträume definiert, in denen das Aufladen von Elektrofahrzeugen nicht möglich ist. Das lässt sich mittels einer simplen Zeitschaltung erreichen und ist mit wenig Aufwand und geringen Kosten verbunden. Nachteilig ist, dass Ladevorgänge vollkommen unabhängig von der Netzsituation geregelt werden. Es ist also wahrscheinlich, dass das Lastverschiebungspotenzial der Fahrzeuge nur in einem geringen Maße ausgenutzt wird. Darüber hinaus ist es gut möglich, dass zum Ende der Sperrzeit sehr viele Fahrzeuge aufladen und somit wiederum eine hohe Lastspitze erzeugen.

Tab. 27.1 Vorzüge und Nachteile verschiedener Lastmanagements

Lastmanagement	Vorteile	Nachteile
Feste Sperrzeiten	Geringe Kosten	Keine Messung der Netzurückwirkung, keine Berücksichtigung von Mobilitätsbeschränkungen, Lastspitzen zum Ende der Sperrzeiten möglich
	Einfache Implementierung	
Spannungsregelung	Berücksichtigung der Netzurückwirkung	Keine Berücksichtigung von Mobilitätsbeschränkungen, Kosten durch zusätzliche Messtechnik
	Einfache Implementierung	
Zentrale Regelung durch einen Aggregator	Berücksichtigung der Netzurückwirkungen und Mobilitätsbeschränkungen	Hohe Kosten durch hohen Bedarf an Mess- und Kommunikationstechnik
	Ganzheitliche Optimierung möglich	Aufwendige Implementierung
Eigenbedarfsoptimierung	Erhöht Autarkiegrad von Haushalten → Kann Stromnetze entlasten	Keine Berücksichtigung der Stromnetze
		Benötigt privates Energiemanagementsystem

Bei der Spannungsregelung regelt die Ladeinfrastruktur ihren Wirk- und Blindleistungsbezug in Abhängigkeit von der Spannung, die netzseitig an der Ladeinfrastruktur gemessen wird. Ab Erreichung eines kritischen Spannungswertes im Netz wird dabei die Ladeleistung stückweise reduziert. Vorteile dieser Vorgehensweise sind zum einen die einfache Umsetzbarkeit bei moderaten Kosten und zum anderen die Tatsache, dass Ladevorgänge nur dann abgeregelt werden, wenn eine starke Belastung im jeweiligen Strang des Netzes vorliegt.

Die zentrale Regelung aller Ladevorgänge durch einen Aggregator stellt die kommunikationsintensivste und damit auch kostenaufwendigste Option dar. Ein Aggregator ist dabei eine zentrale Einheit, die Informationen über alle zu steuernden Ladevorgänge sammelt und entscheidet, welche Ladevorgänge angepasst werden müssen. Es werden zu jedem Zeitpunkt Informationen über alle dem Aggregator bekannten Ladevorgänge erhoben und bei Engpässen im Stromnetz Ladevorgänge je nach Engpasssensitivität und Priorisierung abgeregelt. Ein Vorteil ist neben der Erfassung von Rückwirkungen auf Netzgrößen, dass bei der Priorisierung von Ladevorgängen auch die Mobilitätsbeschränkungen der Fahrer berücksichtigt werden können. Das bedeutet, dass Ladevorgänge von Autos, die zeitnah losfahren sollen, höher priorisiert sein könnten als diejenigen, die noch über eine lange Standzeit verfügen. Eine höhere Priorisierung führt in diesem Fall dazu, dass eine Abregelung der Ladeleistung weniger wahrscheinlich ist. Zur Nutzung dieser Funktion muss dem Aggregator folglich die vorgesehene Abfahrtszeit übermittelt beziehungsweise prognostiziert werden. Eine Priorisierung kann auch anhand anderer Kriterien bestimmt werden – etwa mit Blick auf den aktuellen Strompreis an der Strombörse. Vorteil dabei ist, dass sich das Verschiebepotenzial der Ladeleistung vollständig ausnutzen lässt.

Zuletzt kann ein Fahrzeug in Verbindung mit einer privaten Photovoltaikanlage von Haushalten dazu genutzt werden, den elektrischen Eigenbedarf auf die regenerative Einspeisung anzupassen und damit zu optimieren. Die Fahrzeugbatterie übernimmt dabei zusätzlich die Aufgabe eines Heimspeichers. Der Haushalt ist dann zu einem gewissen Teil autark versorgt, was positive Effekte auf die Netzauslastung haben kann. Außerdem sind die Strombezugskosten des eigenproduzierten Stroms deutlich geringer. Die Netzauslastung selbst wird bei dieser Methode jedoch nicht berücksichtigt. Aufgrund der einfachen Umsetzbarkeit wurden in Deutschland im Jahr 2021 vor allem Sperrzeiten für Teilnehmer der Verbrauchseinheitensteuerung angeboten. Ein deutscher Haushalt hat im Jahr 2020 für Netzentgelte durchschnittlich 7,75 Cent pro Kilowattstunde gezahlt.³⁶ Die reduzierten Netzentgelte für steuerbare Verbrauchseinrichtungen sind – wie die Netzentgelte selbst – regional stark unterschiedlich und schwanken zwischen zwei und fünf Cent pro Kilowattstunde.

³⁶Vgl. BDEW 2021.

27.4.3 „Vehicle-to-X“ und Pooling

Die vorgestellten Möglichkeiten zur intelligenten Netzintegration behandeln nur die Verzögerung oder Abregelung von Ladevorgängen. Prinzipiell ist Ladeinfrastruktur jedoch auch in der Lage, Energie aus der Fahrzeugbatterie zurück ins Netz zu speisen („Vehicle-to-Grid“). Diese Funktionalität erweitert die Möglichkeiten einer Bereitstellung von Systemdienstleistungen für die Netzstabilität – beispielsweise von Primärregelreserve – bei kurzfristigem Ausfall von Erzeugungsanlagen. Auch für eine Eigenverbrauchs-optimierung ist die Rückspeisung aus dem Fahrzeug („Vehicle-to-Home“) gut geeignet, da vor allem die Energie der sonnenreichen Stunden der Mittagszeit gespeichert und im Verlauf des restlichen Tags, vor allem nachts, genutzt werden kann.

Der Einsatz von „Vehicle-to-Grid“ zum Anbieten von Systemdienstleistungen erfordert eine Einbindung in den Stromhandel und ist somit aufwendiger in der Umsetzung. Um Regelleistung an den jeweiligen Strommärkten anbieten zu können, muss eine vorgeschriebene installierte Mindestleistung von 1 MW (für Primärreserve) oder 5 MW (für Minuten- und Sekundärreserve) sowie ihre jeweilige Verfügbarkeit gewährleistet werden. Deshalb müssen Aggregatoren Verbünde zahlreicher Fahrzeuge bilden, um die Teilnahme-kriterien zu erreichen und die Dienstleistungen anzubieten. In Bezug auf die Verfügbarkeit gibt es je nach Fahrzeugnutzung deutliche Unterschiede. Die meisten der in Deutschland zugelassenen Fahrzeuge werden privat genutzt. Sie stehen häufig für eine Sekundärnutzung zur Verfügung, da die Standzeit privater Fahrzeuge im Durchschnitt mehr als 95 % der Gesamtzeit beträgt.³⁷

Bei „Vehicle-to-Home“ wird die rückgespeiste Leistung des Fahrzeugs lediglich zur Deckung der Haushaltslast eingesetzt, und es findet keine Rückspeisung ins Stromnetz statt. Das Fahrzeug agiert somit ähnlich wie ein PV-Heimspeicher: Es lädt tagsüber bei überschüssiger Photovoltaik-Erzeugung und entlädt im Laufe der Abend- und Nachtstunden. Da die Einspeisevergütung deutlich unter dem Haushaltsstrompreis liegt, kann die Zwischenspeicherung die Differenz der beiden Beträge erwirtschaften. Bei „Vehicle-to-Grid“ hingegen interagiert das Fahrzeug mit dem Stromnetz. Diese Interaktion kann sowohl den Netzbezug als auch die Rückspeisung ins Netz beinhalten. Hier können entweder Arbitrage-Geschäfte am Spotmarkt getätigt oder die Regelleistung erbracht werden. Mit Stand von 2021 sind die kommerziellen Aktivitäten in diesen Bereichen noch gering, jedoch wird für die nahe Zukunft von einem deutlichen Wachstum ausgegangen.

„Vehicle-to-Home“ und „Vehicle-to-Grid“ sind auf Hardware-Ebene sehr ähnlich. In beiden Fällen wird ein Wechselrichter benötigt, der den Gleichstromausgang der Batterie in Wechselstrom wandelt. Die meisten Konzepte setzen dabei auf eine bidirektionale Ladestation, die über eine DC-Kopplung wie CCS oder CHAdeMO direkt an die Pole der Batterie angeschlossen wird. Der Wechselrichter ist in der Ladestation verbaut. Die Kommunikation zwischen den Geräten erfolgt über ISO 15118-20 bei CCS oder über CHAde-

³⁷Vgl. Nobis und Kuhnimhof 2018.

MO.³⁸ Dabei teilt das Fahrzeug der Ladesäule mit, welche Leistungen möglich sind und wie viel Energie noch in der Fahrzeugbatterie verbleibt.

Eine Ausnahme zu den oben vorgestellten Konzepten bilden Fahrzeuge mit „Vehicle-to-Load“-Fähigkeit, wie zum Beispiel der EV6 von Kia. Dabei verfügt das Fahrzeug über eine 230-Volt-Schuko-Steckdose mit meist 16 A Sicherung. Diese Steckdose darf nicht mit dem Stromnetz in Kontakt gebracht werden, eignet sich aber beispielsweise für die Notstromversorgung oder die Stromversorgung abseits des elektrischen Netzes.

Werden Elektrofahrzeuge großflächig netzdienlich genutzt, hat das voraussichtlich Auswirkungen auf die aktuelle Netzbetriebsführung. In Deutschland wiesen alleine die Neuzulassungen von Elektrofahrzeugen im Jahr 2020 mit etwa 9 GWh ein Vielfaches der Speicherkapazität der stationären Batteriespeicher für die Primärregelleistung und etwa ein Fünftel der Kapazität der nationalen Pumpspeicherkraftwerke auf.³⁹ Übertragungsnetzbetreibende, Automobilproduzenten, Ladesäulenhersteller und Backend-Betreibende arbeiten aktuell daran, dass die aufgezeigten Konzepte zeitnah realisiert werden können.⁴⁰ Die Batterielebensdauer wird durch den ergänzenden Batterieeinsatz kaum verkürzt, da die zusätzlichen Zyklen in den dort betrachteten Fällen überwiegend eine geringe Zyklen-tiefe aufweisen.⁴¹ „Vehicle-to-Home“ erscheint dabei ab 2022 realistisch, und auch „Vehicle-to-Grid“ dürfte zeitnah folgen.⁴²

Literatur

Teil V: Infrastruktur für die Elektromobilität

50 Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH: *Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021*

Agora Verkehrswende; Agora Energiewende; Regulatory Assistance Project (RAP): *Verteilnetzausbau für die Energiewende – Elektromobilität im Fokus*

Ammon, M; Bruns, T; Semerow, N.: *Energiewende im Kontext von Atom- und Kohleausstieg. Perspektiven im Strommarkt bis 2040*

Bäumer, M; Hautzinger, H; Pfeiffer, M; Stock, W; Lenz, B; Kuhnimhof, T. G; Köhler, K.: *Fahrleistungserhebung 2014 – Inländerfahrleistung* (Berichte der Bundesanstalt für Straßenwesen V, Verkehrstechnik, Heft 290). Bremen: Fachverlag NW in der Carl Schünemann Verlag GmbH, August 2017

BDEW: *Stromverbrauch in Deutschland nach Verbrauchergruppen 2020*. <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/stromverbrauch-deutschland-verbrauchergruppen/>. Abruf 26.06.2021

BDEW: *Installierte Leistung und Erzeugung 2020*. <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/installierte-leistung-und-erzeugung/>. Abruf 16.06.2021

³⁸ Vgl. International Organisation for Standardization (IOS) 2022.

³⁹ Vgl. Hecht et al. 2021.

⁴⁰ Vgl. Hecht et al. 2021.

⁴¹ Vgl. Schmalstieg et al. 2014.

⁴² Vgl. Hecht et al. 2021.

- BDEW:** *Jahresvolllaststunden*. <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/jahresvolllaststunden/>. Abruf 16.06.2021
- BDEW:** *Strompreisanalyse Juni 2021. Haushalte und Industrie*. https://www.bdew.de/media/documents/BDEW-Strompreisanalyse_no_halbjahrlich_Ba_online_10062021.pdf. Abruf 16.06.2021
- BMU:** *Klimaschutzprogramm 2030*
- BMWi:** *Energieeffizienzstrategie 2050*
- BMWi:** *Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland*. <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2020.pdf>. Abruf 16.06.2021
- Bundesnetzagentur:** *EEG in Zahlen 2019*
- Bundesnetzagentur:** *Monitoringbericht 2020*
- DIN e.V.:** DIN EN 50160:2020-11 Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen; Deutsche Fassung EN 50160:2010 + Cor.:2010 + A1:2015 + A2:2019 + A3:2019. Berlin: Beuth Verlag GmbH, 2020-11
- EnergieAgentur.NRW:** *Erhebung „Wo im Haushalt bleibt der Strom?“*. https://energiertools.ea-nrw.de/_database/_data/datainfopool/erhebung_wo_bleibt_der_strom.pdf
- Erneuerbare-Energien-Gesetz:** *Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 21. Dezember 2020 (BGBl. I S. 3138) geändert worden ist*, 2020
- FfE:** *Kurzstudie Power-to-X. Ermittlung des Potenzials von PtX-Anwendungen für die Netzplanung der deutschen ÜNB*
- FfE:** *Kurzstudie Elektromobilität – Modellierung für die Szenarienentwicklung des Netzentwicklungsplans*, 2019
- Fraunhofer ISE:** *Stromerzeugung in Deutschland im ersten Halbjahr 2019*. https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/daten-zu-erneuerbaren-energien/ISE_Stromerzeugung_2019_Halbjahr.pdf. Abruf 26.06.2021
- Fraunhofer IWES/IBP:** *Wärmewende 2030. Schlüsseltechnologien zur Erreichung der mittel- und langfristigen Klimaschutzziele im Gebäudesektor*
- Hecht, C; Figgner, J.:** *Elektroauto-Boom 2020: Neuzulassungen mit 9 Gigawattstunden Batteriekapazität*. <https://www.pv-magazine.de/2021/03/12/elektroauto-boom-2020-neuzulassungen-mit-9-gigawattstunden-batteriekapazitaet/>. Abruf 05.07.2021
- Hecht, C; Figgner, J.:** *Wann und wie nutzen wir die Gigawattstunden in Elektroautobatterien?* <https://www.pv-magazine.de/2021/05/07/wann-und-wie-nutzen-wir-die-gigawattstunden-in-elektroautobatterien/>. Abruf 05.07.2021
- Hoersch, J; Hofmann, F; Schlachtberger, D; Brown, T; Neumann, F.:** *PyPSA-Eur: An Open Optimisation Model of the European Transmission System*. <https://pypsa-eur.readthedocs.io/en/latest/>
- International Organisation for Standardisation (IOS):** DIN EN ISO 15118-20:2022-03 Straßenfahrzeuge Kommunikationsschnittstelle zwischen Fahrzeug und Ladestation – Teil 20: 2. Generation Anforderungen an das Netzwerk- und Anwendungsprotokoll (ISO/FDIS 15118-20:2022). Berlin: Beuth Verlag GmbH, 2022-03
- Kaufmann, W.:** *Planung öffentlicher Elektrizitätsverteilungs-Systeme*. Frankfurt am Main: VWEV-Verlag, 1995
- Kraftfahrt-Bundesamt (KBA):** *Fahrzeugzulassungen (FZ). Bestand an Kraftfahrzeugen nach Umwelt-Merkmalen 1. Januar 2021*. Flensburg, 2021
- Kraftfahrt-Bundesamt (KBA):** *Verkehr in Kilometern (VK), Zeitreihe 2014–2021*. Flensburg, 10.09.2021

- Liu, L.:** *Einfluss der privaten Elektrofahrzeuge auf Mittel- und Niederspannungsnetze*. Darmstadt, 2017
- Netze BW:** *E-Mobility-Carré. Ladeinfrastruktur in Mehrfamilienhäusern*. https://enbw-eg.de/wp-content/uploads/2021/05/3-NetzeBW_E-Mobility-Carre.pdf
- Niederspannungsanschlussverordnung:** *Niederspannungsanschlussverordnung vom 1. November 2006 (BGBl. I S. 2477), die zuletzt durch Artikel 3 der Verordnung vom 30. Oktober 2020 (BGBl. I S. 2269) geändert worden ist*, 2020
- Nobis, C; Kuhnimhof, T.:** *Mobilität in Deutschland – MiD Ergebnisbericht. Studie von infas, DLR, IVT und infas 360 im Auftrag des Bundesministers für Verkehr und digitale Infrastruktur*. Bonn, Berlin, 2018
- Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut:** *Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann*
- Schmalstieg, J; Käbitz, S; Ecker, M; Sauer, D. U.:** *A holistic aging model for Li(NiMnCo)O₂ based 18650 lithium-ion batteries*. In: *Journal of Power Sources*, Jg. 257, 2014, Nr. 1, S. 325–334
- Schwab, A.:** *Elektroenergiesysteme. Smarte Stromversorgung im Zeitalter der Energiewende*. 6 Aufl.: Springer Vieweg, 2020
- VDEW:** *Repräsentative VDEW-Lastprofile*
- Vertgehall, C; Trageser, M; Kurth, M.:** *Modelling of location and time dependent charging profiles of electric vehicles based on historical user behaviour*

Open Access Dieses Kapitel wird unter der Creative Commons Namensnennung 4.0 International Lizenz (<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/deed.de>) veröffentlicht, welche die Nutzung, Vervielfältigung, Bearbeitung, Verbreitung und Wiedergabe in jeglichem Medium und Format erlaubt, sofern Sie den/die ursprünglichen Autor(en) und die Quelle ordnungsgemäß nennen, einen Link zur Creative Commons Lizenz beifügen und angeben, ob Änderungen vorgenommen wurden.

Die in diesem Kapitel enthaltenen Bilder und sonstiges Drittmaterial unterliegen ebenfalls der genannten Creative Commons Lizenz, sofern sich aus der Abbildungslegende nichts anderes ergibt. Sofern das betreffende Material nicht unter der genannten Creative Commons Lizenz steht und die betreffende Handlung nicht nach gesetzlichen Vorschriften erlaubt ist, ist für die oben aufgeführten Weiterverwendungen des Materials die Einwilligung des jeweiligen Rechteinhabers einzuholen.

