

Photovoltaik und Elektromobilität sinnvoll kombinieren

Ein Leitfaden für Gewerbebetriebe in Deutschland

BSW – Bundesverband Solarwirtschaft e. V.
Berlin, Juli 2019



Dieses Projekt wurde im Fördervertrag Nr. 764786 des Forschungs- und Innovationsprogramms Horizont 2020 der Europäischen Union gefördert.

Wir danken The smarter E Europe und dem DIHK für die freundliche Unterstützung bei der Verbreitung des Leitfadens.



Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis	5
Warum dieser Leitfaden?	6
Warum Photovoltaik und E-Mobilität kombinieren?	7
Rahmenbedingungen bei der Kombination von Photovoltaik und Elektromobilität	8
1.1 Unterschiedliche Nutzungsvarianten	8
1.2 Rechtliche Rahmenbedingungen	12
1.2.1 Betrieb einer Photovoltaikanlage	12
1.2.2 Kombination einer PV-Anlage mit einem Speichersystem	15
1.2.3 Betrieb und Einbindung von E-Ladeinfrastruktur	17
1.2.4 Leitfragen zur rechtlichen Einordnung von Prosumer-Systemen ..	23
1.3 Technische Konzepte und Anforderungen	25
1.3.1 Planungskriterien für die Ladeinfrastruktur	25
1.3.2 Ladedauer und Ladeleistung	26
1.3.3 Anschluss an das vorhandene firmeneigene elektrische Netz ...	28
1.3.4 Intelligentes Lade- und Energiemanagement	29
1.3.5 Mögliche Messkonzepte für verschiedene Nutzungsvarianten ..	30
1.3.6 Anforderungen an die Messkonzepte	36
1.3.7 Netzanschlussbedingungen	37
1.3.8 Meldepflichten für Betreiber von Ladeinfrastruktur	38
1.3.9 Technische Normen und Gesetze für Ladeinfrastruktur	38
Praxisbeispiel: Ladeinfrastruktur und E-Mobilität	39
1.4 Motivation des Unternehmens	39
1.5 Herausforderungen	40
1.6 Ladeinfrastruktur am Standort	41
1.7 Erfolge und Ausblick	46

IMPRESSUM

Photovoltaik und Elektromobilität sinnvoll kombinieren.
Ein Leitfaden für Gewerbebetriebe in Deutschland

PVP4Grid Projekt

Deliverable 4.1 – Public

Autoren

Maria Roos, David Krehan, Manuel Battaglia – BSW-Solar e.V.,
Mathis Könnig, GP JOULE GmbH

Redaktion

Luz Alicia Aguilar

Gestaltung

Jürgen Held & Anna Landskron

Abbildung Cover

© Ihr Bäcker Schüren, Hilden

Dieses Projekt wurde im Fördervertrag Nr. 764786 des
Forschungs- und Innovationsprogramms Horizont 2020 der
Europäischen Union gefördert.

Bundesverband Solarwirtschaft e.V.
Lietzenburger Straße 53
10719 Berlin, Germany
E: info(at)bsw-solar.de
T: + 49 30 2977788-0
F: + 49 30 2977788-99
W: www.solarwirtschaft.de

HAFTUNGSHINWEIS

Dieser Anwenderleitfaden, einschließlich aller seiner
einzelnen Kapitel und der Grafiken, ist urheberrechtlich
geschützt. Die Vervielfältigung, Veränderung und/
oder jede sonstige Art der Verwendung des Anwender-
leitfadens oder von Teilen desselben außerhalb des
rein privaten Bereichs ist ohne vorherige Zustimmung
des Bundesverbandes Solarwirtschaft e.V. untersagt.
Dies gilt insbesondere für Vervielfältigungen/Kopien,
Übersetzungen, Mikroverfilmungen sowie die Einspei-
sung und Speicherung in elektronischen Systemen.

Der Anwenderleitfaden wurde mit größtmöglicher
Sorgfalt und nach bestem Wissen erstellt. Da Fehler
jedoch nie auszuschließen sind und die Inhalte
Änderungen unterliegen können, weisen wir auf
Folgendes hin: Der Bundesverband Solarwirtschaft e.V.
übernimmt keine Gewähr für Aktualität, Richtigkeit,
Vollständigkeit oder Qualität der in diesem Anwender-
leitfaden bereitgestellten Informationen. Für Schäden
materieller oder immaterieller Art, die durch die Nutzung
oder Nichtnutzung der dargebotenen Informationen
oder durch die Nutzung fehlerhafter und unvollständiger
Informationen unmittelbar oder mittelbar verursacht
werden, ist eine Haftung des Bundesverbandes
Solarwirtschaft e.V. ausgeschlossen.

Dieser Anwenderleitfaden dient der Erläuterung und
der eigenverantwortlichen Nutzung. Er ersetzt keine
individuelle Rechtsberatung.



Weiterführende Informationen	48
1.8 Checkliste	49
Abbildungsverzeichnis	50
Literatur zum Thema	51

Abkürzungsverzeichnis

AC – Alternating Current	TAB – Technische Anschlussbestimmungen
B2B – Business-to-Business	TAR – Technische Anschlussregeln
B2C – Business-to-Consumer	VDE – Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.
BauGB – Deutsches Baugesetzbuch	ZVEH – Zentralverband der Deutschen Elektro- und Informationstechnischen Handwerke
BauNVO – Baunutzungsverordnung	ZVEI – Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie e. V.
BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.	
BNetzA – Bundesnetzagentur	
DC – Direct Current	
DIHK – Deutscher Industrie- und Handelskammertag e. V.	
DKE – Deutsche Kommission Elektrotechnik	
EEG – Erneuerbare-Energien-Gesetz	
E-Fahrzeuge – Elektrofahrzeuge	
E-Ladepunkte – Elektrische Ladepunkte	
EltVU – Elektrizitätsversorgungsunter- nehmen	
E-Mobilitätslösungen – Elektromobilitäts- lösungen	
EmoG – Elektromobilitätsgesetz	
EMS – Energiemanagementsystem	
EnWG – Energiewirtschaftsgesetz	
EVU – Energieversorgungsunternehmen	
KMU – Kleine und mittlere Unternehmen	
KWKG – Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz	
kWp – Kilowatt peak	
LSV – Ladesäulenverordnung	
MessEG – Mess- und Eichgesetz	
MessEV – Mess- und Eichverordnung	
MsbG – Messstellenbetriebsgesetz	
NAV – Netzanschlussverordnung	
PangV – Preisangabenverordnung	
PHEV – Plug-in-Hybrid-Elektrofahrzeug (plug-in hybrid electric vehicle)	
PV – Photovoltaik	
StromNEV – Stromnetzentgeltverordnung	
StromStG – Stromsteuergesetz	

Warum dieser Leitfaden?

Elektromobilität mit eigenem Solarstrom wird für Gewerbebetriebe immer attraktiver. Die gesunkenen Kosten für PV-Systeme versprechen eine rentable Investition. So haben laut „IHK-Energiewende-Barometer 2018“ bereits 17 Prozent der Firmen ein Elektrofahrzeug angeschafft. Etwa 20 Prozent planen die Anschaffung sowie die Errichtung von eigenen Ladesäulen.¹

Bei der Umstellung auf einen PV-betriebenen Fuhrpark gibt es allerdings mehrere technische und rechtliche Herausforderungen, die für eine erfolgreiche Umsetzung beachtet werden müssen. Der vorliegende Leitfaden will hier Orientierung geben und helfen, Stolpersteine zu umgehen. Er richtet sich grundsätzlich an kleine und mittlere Unternehmen (KMU), die Interesse haben, E-Mobilität in ihrem Unternehmen einzuführen, und für die Beladung der Fahrzeuge auf Strom aus einer eigenen PV-Anlage, eventuell ergänzt durch Batteriespeicher, setzen wollen.

Ziel dieses Leitfadens ist es, Gewerbebetrieben erste Anregungen und Ideen für ein mögliches technisches Design für die Solarstromversorgung ihrer Elektroflotte zu geben.

Er ersetzt jedoch keine umfassende Beratung durch Experten, die sich auf die Planung von E-Mobilitätskonzepten spezialisiert haben und Gewerbebetriebe beim Umstieg auf solare E-Mobilität unterstützen.

Der Leitfaden beschreibt zunächst verschiedene Nutzungsvarianten von E-Mobilität in Unternehmen. Ferner werden die rechtlichen Rahmenbedingungen, die sich aus verschiedenen Gesetzen ergeben, und technische Anforderungen sowie allgemeine Lösungsansätze dargestellt. Die technischen Anforderungen an die Ladeinfrastruktur selbst werden in diesem Leitfaden nur angeschnitten. Abschließend wird in einem Praxisbeispiel eine mögliche Umsetzung in einem Gewerbebetrieb beschrieben.

¹ Vgl. IHK-Energiewende-Barometer 2018, Deutscher Industrie- und Handelskammertag e. V. (DIHK), Berlin, 2018 <https://www.dihk.de/themenfelder/innovation-und-umwelt/energie/energiewende/umfragen-und-prognosen/energiewende-barometer-2018>

Warum Photovoltaik und E-Mobilität kombinieren?

Elektromobilität (E-Mobilität) ist insbesondere dann nachhaltig, wenn der dafür eingesetzte Strom aus erneuerbaren Energien stammt. Wer eigene Fahrzeugflotten betreibt, hat die Möglichkeit, den Strom direkt vor Ort aus einer eigenen Photovoltaikanlage (PV-Anlage) zu produzieren und für die Ladung der E-Fahrzeuge zu nutzen.

Hinsichtlich ihres Strombezugs werden Betriebe so zu Prosumern. Im Strombereich beschreibt der Begriff „Prosumer“ einen Stromkunden, der seinen selbst erzeugten Strom (z. B. aus einer PV-Anlage) entweder selbst verbraucht und/oder ins Netz einspeist. Bei nicht ausreichender Eigenerzeugung bezieht der Prosumer auch Strom aus dem Netz der öffentlichen Versorgung.

Unternehmen leisten mit einer Umrüstung ihrer Fahrzeugflotte auf E-Mobilität einen wertvollen Beitrag für die Energiewende vor Ort. In der Kombination mit Strom aus einer PV-Anlage können Firmen sicherstellen, dass regenerativer Strom zum Einsatz kommt und gleichzeitig die Kosten für das Beladen planbar und stabil bleiben.

Betriebswirtschaftlich betrachtet ist es bei einer Neuanlage meist sinnvoll, möglichst große Mengen des durch die eigene PV-Anlage produzierten Solarstroms, gegebenenfalls nach einer Zwischenspeicherung, selbst zu verbrauchen (Eigenversorgung) und nur den Über-

schussstrom einzuspeisen (Überschuss-einspeisung). Gerade im gewerblichen Bereich ist der selbst erzeugte PV-Strom bereits heute schon meistens kostengünstiger als der Strom aus dem Netz.

VORTEILE DURCH DIE KOMBINATION VON E-MOBILITÄT MIT EIGENEM PV-STROM

- E-Fahrzeuge können tagsüber direkt mit eigenem PV-Strom beladen werden.
- Die Kombination von E-Mobilität und PV-Anlagen kann helfen, das Lastprofil des Betriebs zu optimieren, Lastspitzen zu vermeiden und somit Kosten zu reduzieren.
- Mit einem stationären PV-Speicher kann die Nutzung auf die Abend- und Nachtstunden verschoben werden.
- Unternehmen gewinnen Unabhängigkeit von externen Faktoren wie schwankenden Strompreisen oder unsicheren Kraftstoffpreisen.
- Unternehmen können ihre firmeneigenen Fahrzeugflotten kostengünstig und zu langfristig kalkulierbaren Preisen beladen.
- Unternehmen leisten einen wertvollen Beitrag für die Energiewende vor Ort.
- Kombinationen von PV-Stromerzeugung und E-Mobilität können einen wichtigen Baustein für eine umfassende betriebliche Nachhaltigkeitsstrategie bilden.
- Die Umrüstung auf E-Mobilität in Unternehmensflotten ermöglicht es, die betriebliche Mobilität grundsätzlich zu hinterfragen und zu optimieren.

Rahmenbedingungen bei der Kombination von Photovoltaik und Elektromobilität

Technisch gesehen stellt ein elektrisch betriebenes Fahrzeug einen flexiblen Stromverbraucher mit hohem Leistungsbezug dar. Dieser hohe Leistungsbedarf hat zunächst Einfluss auf die Stromkosten des Betriebs, denn in Gewerbebetrieben hängen die Stromkosten nicht nur von der verbrauchten Strommenge, sondern auch stark von der maximal bezogenen Leistung ab (Lastspitzen)². Zusammen mit einem guten Lademanagementsystem kann die direkte Nutzung von Solarstrom für das Laden von E-Fahrzeugen bei PV-Eigenversorgungsanlagen helfen, das Lastprofil des Betriebs zu optimieren, Lastspitzen zu vermeiden und somit letztlich Kosten zu reduzieren.

Zusätzlich können Batteriespeicher insbesondere bei Schnellladestationen Lastspitzen reduzieren und den PV-Strom auch in den Abend- oder Nachtstunden zur Verfügung stellen. Außerdem haben hohe Leistungsbezüge Einfluss auf den Netzbetrieb. PV-Batteriespeichersysteme können das Verteilernetz entlasten und darüber hinaus durch Systemdienstleistungen die Aufnahmekapazität im Verteilernetz erhöhen.³

Prinzipiell gilt:

Aus wirtschaftlichen Gründen bietet es sich an, E-Fahrzeuge möglichst direkt mit selbst erzeugtem PV-Strom zu beladen und insgesamt einen hohen Anteil an Eigenverbrauch zu realisieren. Maßgebliche Kosteneinsparungen und kurze Ladezeiten werden bei Tag-Ladeprofilen mit hoher Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge und der PV-Stromerzeugung erreicht.

1.1 UNTERSCHIEDLICHE NUTZUNGS-VARIANTEN

Im Folgenden werden die wesentlichen Herausforderungen bei der Einbindung von E-Fahrzeugen in PV-Eigenversorgungsanlagen und entsprechende Lösungsansätze im Überblick dargestellt.

In allen beschriebenen Nutzungsvarianten wird davon ausgegangen, dass sich die Ladestationen im Eigentum und im Betrieb des Unternehmens befinden und diese sich auf demselben Betriebsgelände befinden, wie die PV-Anlage und der Batteriespeicher (Eigentümermodell). Das Beladen von E-Fahrzeugen mit PV-Eigenstrom dient dazu, die Eigenverbrauchsquote der PV-Anlage oder den eigenen Autarkiegrad (d. h. der Anteil des

² Ab 100.000 kWh Stromverbrauch und 2.500 Benutzungsstunden.

³ Kurzstudie: Können PV-Speichersysteme die Netzintegration der Elektromobilität unterstützen?, Institut elenia, TU Braunschweig 2018

mittels PV-Strom abgedeckten Strombedarfs) zu erhöhen. Es steht jedoch einer Eigenversorgung auch nicht grundsätzlich entgegen, wenn die Ladestationen von einem Dienstleister betrieben werden, solange der Stromverbrauch in firmeneigenen Fahrzeugen erfolgt.

Vor diesem Hintergrund werden hier drei Nutzungsvarianten beschrieben, die sich in rechtlicher, wirtschaftlicher und technischer Hinsicht unterscheiden:

Variante 1 Nur firmeneigene E-Fahrzeuge werden geladen.

Variante 2 Firmeneigene E-Fahrzeuge und private Mitarbeiterfahrzeuge werden geladen.

Variante 3 Firmeneigene E-Fahrzeuge, Mitarbeiterfahrzeuge und Kundenfahrzeuge werden geladen.

Abbildung 1 zeigt beispielhaft einen möglichen Aufbau einer PV-Eigenversorgungsanlage mit mehreren Ladestationen für Nutzungsvariante 3.

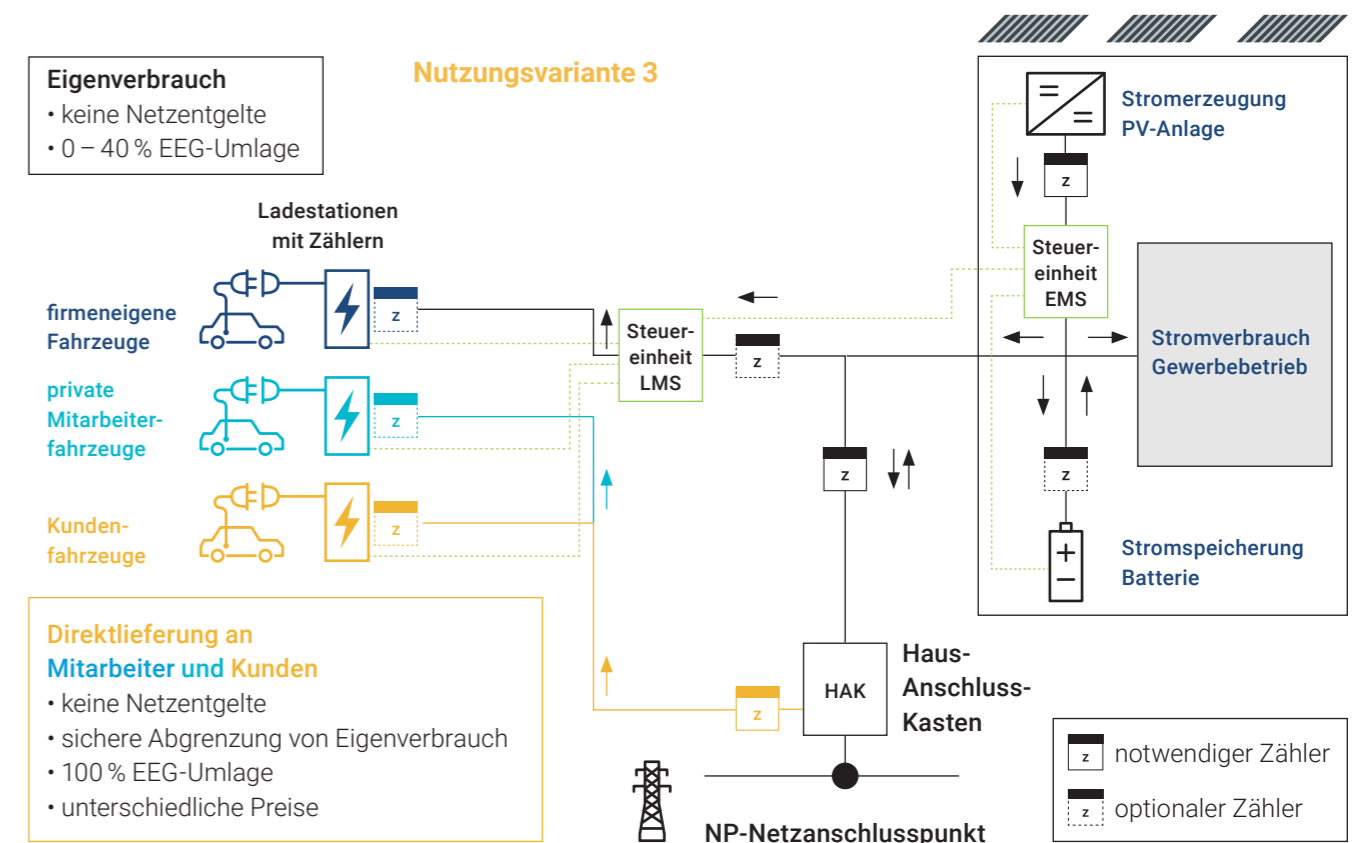


Abbildung 1: Beispiel für ein mögliches PV-Eigenverbrauchskonzept zum Laden von firmeneigenen E-Fahrzeugen sowie privaten Mitarbeiterfahrzeugen und Kundenfahrzeugen

Nutzungsvariante 1: PV-Eigenversorgung für firmeneigene E-Fahrzeuge

Der von der PV-Anlage produzierte und ggf. zwischengespeicherte Strom wird ausschließlich für den Betrieb der firmeneigenen Fahrzeuge für dienstliche Vorhaben genutzt. Die Fahrzeuge sind Dienstfahrzeuge⁴. Der Betreiber der PV-Anlage oder ggf. des Speichers sowie der Ladestationen und des Fuhrparks sind bei diesem Modell identisch (Personenidentität). In dieser Nutzungsvariante handelt es sich um eine Eigenversorgung im Sinne des EEG, für die nur eine reduzierte EEG-Umlage zu zahlen ist (siehe Abschnitt 1.2).

Ein Beweggrund für dieses Modell kann zum Beispiel die Einführung einer Nachhaltigkeitsstrategie im Unternehmen sein.

Nutzungsvariante 2: PV-Eigenversorgung und private Mitarbeiternutzung

In diesem Fall wird der von der PV-Anlage produzierte und ggf. im Speicher zwischengespeicherte Strom auch Mitarbeitern für die Beladung ihrer Privatfahrzeuge (E-Fahrzeuge) zur Verfügung gestellt⁵.

Als Motivation für dieses Modell spielt die Mitarbeiterbindung eine Rolle. Außerdem sollen die Mitarbeiter ermutigt werden, auf E-Fahrzeuge umzusteigen.

Da in Hinblick auf die Abgabe von Strom an die Mitarbeiter keine Personenidenti-

tät zwischen Erzeuger und Verbraucher des Stroms vorliegt, handelt es sich – unabhängig von der Art der Abrechnung – aus der Perspektive des Energierechts stets um eine in voller Höhe mit der EEG-Umlage belastete Lieferung an Dritte, da der PV-Strom über die Ladestation einem Dritten (dem Mitarbeiter) zur Verfügung gestellt wird (siehe Abschnitt 1.2.). Da es sich hier nicht mehr ausschließlich um Eigenverbrauch handelt, müssen die Ladestrommengen für die einzelnen Mitarbeiter und die im Hinblick auf die EEG-Umlage privilegierten Ladeströme an die firmeneigenen Fahrzeuge mess- und eichrechtskonform voneinander abgegrenzt werden. Es muss sichergestellt werden, dass der Ladestrom an Dritte klar vom Ladestrom für den eigenen Fuhrpark abgegrenzt werden kann.

Bezüglich der Abrechnung des an die Mitarbeiter abgegebenen Stroms eröffnen sich dabei die folgenden Möglichkeiten:

- der Ladestrom wird den Mitarbeitern geschenkt.
- es wird eine Flatrate angeboten.
- es wird eine genaue mengenbasierte Abrechnung vorgenommen.

Abhängig von der Art der Abrechnung sind ggf. gesetzliche Vorgaben folgender Regelungsbereiche zu berücksichtigen:

- steuerliche Aspekte
- EEG-Umlagepflicht bei Stromschenkung (unentgeltliche Überlassung an Dritte)
- Anforderungen aus der Preisangabenverordnung (PangV) bei Abrechnung gegenüber Dritten (auch Mitarbeitern)
- mess- und eichrechtskonforme Erfassung der konkret abgegebenen Mengen bei mengenbasierter Abrechnung

Für die Mitarbeiter ist steuerrechtlich zu beachten, dass das Laden von E-Fahrzeugen beim Arbeitgeber seit 2017 im Grundsatz steuerfrei ist. Dazu gehört, dass der geldwerte Vorteil der Arbeitnehmer, wenn sie am Arbeitsplatz kostenlos Strom laden und Ladeeinrichtungen des Arbeitgebers hierfür nutzen, nicht versteuert werden muss. Diese Regelung gilt noch bis zum 31. Dezember 2020⁶, eine Verlängerung ist in Diskussion.

Da es sich auch bei der unentgeltlichen Überlassung aus der Sicht des EEG um eine Lieferung handelt, fällt für den gesamten Ladestrom des Mitarbeiterfahrzeugs die volle EEG-Umlage an.

Im Hinblick auf die Abrechnung gegenüber Dritten (auch Mitarbeitern) sind weiterhin die Vorgaben des Mess- und Eichrechts sowie die des Preisrechts, konkret der Preisangabenverordnung, zu beachten. Sofern nach Kilowattstunden (kWh) abgerechnet wird, ist eine mess- und eichrechtskonforme Messung und Erfassung der beim konkreten Ladevor-

gang an den jeweiligen Mitarbeiter abgegebenen Strommenge erforderlich.

ACHTUNG, STOLPERSTEIN

Sobald PV-Strom auch an einen „externen“ Nutzer geliefert wird, ist kein ausschließlicher Eigenverbrauch mehr gegeben. Ein geeignetes Messkonzept muss entwickelt werden, mit dem Eigenverbrauch und Drittverbrauch mess- und eichrechtskonform voneinander abgegrenzt werden können. Es besteht sonst die Gefahr, dass auch auf den Eigenverbrauch der firmeneigenen E-Fahrzeuge die volle EEG-Umlage gezahlt werden muss.

Nutzungsvariante 3: PV-Eigenversorgung, private Mitarbeiternutzung und Kundennutzung

Manche Gewerbebetriebe wollen auch ihren Kunden regenerativen Ladestrom zur Verfügung stellen (B2C oder B2B), z. B. aus Imagegründen oder zur Kundenbindung.

Hierbei handelt es sich – wie auch bei der Belieferung von Mitarbeitern – um eine Stromlieferung an Dritte im Sinne des EEG. Es gelten insofern die gleichen Anforderungen und Bedingungen wie bei Nutzungsvariante 2. Der wesentliche Unterschied zu Nutzungsvariante 2 liegt in der unterschiedlichen steuerlichen Behandlung von Mitarbeitern, die nicht auf externe Kunden übertragbar ist.

⁴ Keinen Unterschied macht es dabei, ob es sich bei den Kfz aus dem Fuhrpark um käuflich erworbene oder geleaste Fahrzeuge handelt.

⁵ Die Bundesregierung hat einen reduzierten Satz bei der Dienstwagenbesteuerung vereinbart: Elektro- und Hybridfahrzeuge, die zwischen dem 01.01.2019 und dem 31.12.2021 angeschafft oder geleast werden, bekommen einen Satz von 0,5 Prozent.

⁶ Gesetz zur steuerlichen Förderung von E-Mobilität im Straßenverkehr, § 3 Nr. 46 EStG

1.2 RECHTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN

Beim Betrieb kombinierter E-Mobilitäts-, Photovoltaik- und Speichersystemen sind verschiedene rechtliche Vorgaben zu beachten, die sich zunächst aus den gesetzlichen Anforderungen für die jeweilige Technologie ergeben, aber auch aus dem gemeinsamen Betrieb mit Ladesäulen. Vor diesem Hintergrund werden nachfolgend zunächst die spezifischen rechtlichen Anforderungen an den Betrieb von Photovoltaikanlagen und Speichern skizziert. Im Anschluss werden die rechtlichen Auswirkungen beschrieben, die aus der Kombination dieser Anlagen mit E-Mobilitätslösungen resultieren.

1.2.1 Betrieb einer Photovoltaikanlage

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) regelt die technisch-organisatorischen Anforderungen an den Betrieb und die (geförderten) Vermarktungsmöglichkeiten von Strom aus PV-Anlagen. Netzbetreiber sind grundsätzlich dazu verpflichtet, Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) an das Netz der öffentlichen Versorgung anzuschließen und den Strom aus EE-Anlagen abzunehmen. Dabei haben diese Anlagen grundsätzlich Einspeisevorrang, d. h. im Fall von Netzengpässen werden diese Anlagen im Regelfall nachrangig zu konventionell betriebenen Stromerzeugungsanlagen abgeregelt, wenn der sichere Netzbetrieb gefährdet ist und deswegen ein Eingriff des für die Netzsicherheit verantwort-

lichen Netzbetreibers erforderlich wird.

Gleichzeitig haben Anlagenbetreiber wiederum die Pflicht, ihre Anlagen bei Netzbetreibern und anderen öffentlichen Stellen, insbesondere dem bei der Bundesnetzagentur geführten Marktstammdatenregister, zu melden und zu registrieren. Die technische Ausführung der PV-Anlage und der Messtechnik muss zudem die Netzanschlussbedingungen des örtlichen Netzbetreibers erfüllen.

Der in das Netz der öffentlichen Versorgung eingespeiste Strom aus PV-Anlagen wird in Abhängigkeit von der installierten Leistung und dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme unterschiedlich vergütet. Dabei erhalten PV-Anlagen gemäß § 21 EEG 2017 bei einer installierten Leistung von bis zu 100 kW eine garantierte Einspeisevergütung (gesetzlich festgelegter anzulegender Wert abzüglich 0,4 ct/kWh) über 20 Jahre zuzüglich des Inbetriebnahmejahres für den ins Netz der öffentlichen Versorgung eingespeisten Strom (siehe Abbildung 2). Anlagen mit einer installierten Leistung von über 100 kW bis einschließlich 750 kW müssen für den Erhalt der vollen Förderung den erzeugten Strom hingegen direkt vermarkten, d. h. an einen Stromhändler bzw. einen Direktvermarkter veräußern (Direktvermarktungspflicht). Vom Netzbetreiber erhalten sie dann nach § 20 EEG 2017 eine Marktprämie, die sich aus dem gesetzlich festgelegten anzulegenden Wert abzüglich eines monatlich schwankenden

Marktwertes für Solarenergie ermittelt.⁷ Den Marktwert für Solarenergie erhalten Betreiber solcher Anlagen dann in aller Regel von dem Direktvermarktungsunternehmen, an das sie den Strom veräußern. Auch für Anlagen mit einer installierten Leistung von über 750 kW gilt diese Direktvermarktungspflicht. Zusätzliche Voraussetzung für eine Förderung ist bei diesen Anlagen allerdings, dass sie zuvor in nationalen Ausschreibungen einen Zuschlag erhalten haben. Für diese Anlagen gilt zudem das sogenannte Eigenversorgungsverbot nach § 27a EEG 2017. Demnach ist Eigenverbrauch im Großanlagensegment bei gleichzeitiger finanzieller Förderung über das EEG ausgeschlossen.

Außer im Großanlagensegment kann der erzeugte PV-Strom ohne Einschränkungen selbst genutzt und nur der Überschussstrom eingespeist werden (Eigenversorgungsanlagen). Bezüglich des vor Ort erzeugten und verbrauchten Solarstroms müssen Anlagenbetreiber allerdings zusätzliche gesetzliche Vorgaben berücksichtigen.

Es fallen keine Netzentgelte für den PV-Strom an, der ohne Nutzung des öffentlichen Netzes verbraucht wird. Damit entfallen zugleich auch die weiteren netznutzungsbezogenen Umlagen und Abgaben. Dies sind die KWKG-Umlage, die Offshore-Netzumlage, die Abschaltbare-Lasten-Umlage, die Netzumlage nach § 19 StromNEV und die Konzessionsabgaben (vgl. Zusammensetzung Strompreise in Abbildung 3). Zudem ist direkt im räumlichen Zusammenhang

⁷ Berechnung der gleitenden Marktprämie siehe BEE-Hintergrundpapier https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapier_Stellungnahmen/BEE/BEE_EEG2017_Gleitende_Marktpr%C3%A4mie_und_Markt_Entwicklung_01Nov2017.pdf, monatliche Werte abrufbar unter netztransparenz.de

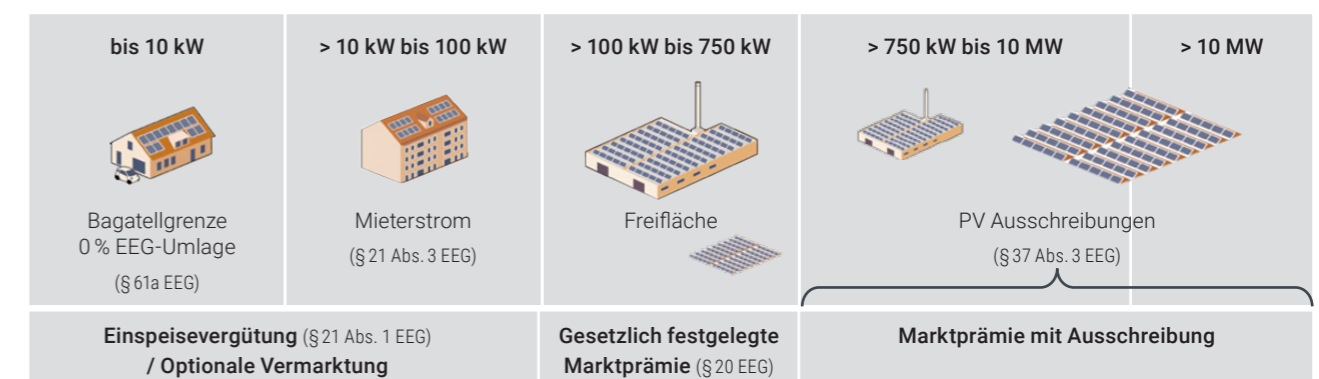


Abbildung 2: Förderrahmen für PV-Anlagen unterschiedlicher Größen nach EEG

verbrauchter Strom aus PV-Anlagen, deren installierte Leistung weniger als 2 MW beträgt, in der Regel gemäß § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG von der Stromsteuer befreit, wenn der Anlagenbetreiber den Strom selbst verbraucht oder diesen unmittelbar an einen Letztverbraucher liefert.

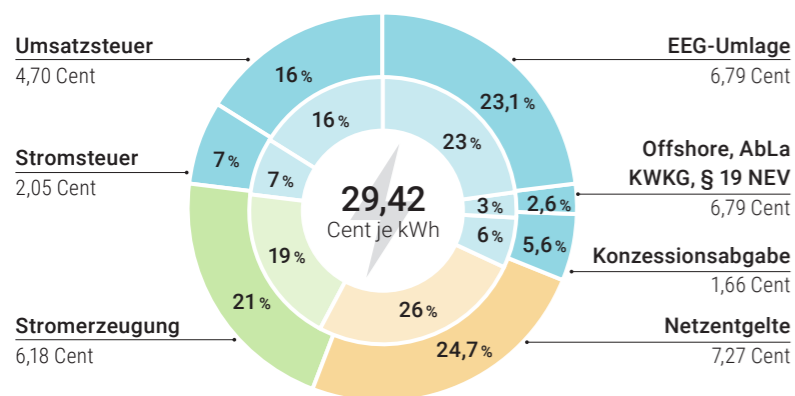
Unabhängig von der Netznutzung besteht jedoch auch bei vor Ort erzeugtem und verbrauchtem PV-Strom grundsätzlich die Verpflichtung, die EEG-Umlage zu entrichten. Das EEG sieht hier Ausnahmetatbestände vor, solange es sich um eine Eigenversorgung handelt. Dies ist nach § 3 Nr. 19 EEG 2017 dann der Fall, wenn:

- Personenidentität vorliegt, d. h. der Letztverbraucher gleichzeitig Anlagenbetreiber ist,
- keine Durchleitung durch ein öffentliches Netz stattfindet und
- der Verbrauch im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit der Stromerzeugungsanlage erfolgt.

Entscheidend ist bei dezentralen Konzepten dabei in aller Regel die Erfüllung des Merkmals der Personenidentität. Als Anlagenbetreiber gilt nach § 3 Nr. 2 EEG 2017, wer, unabhängig vom Eigentum, die Anlage für die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas nutzt. Indizien für die Betreibereigenschaft sind dabei die Übernahme des wirtschaftlichen Risikos (wenn der Betreiber/Verbraucher die Anlage auf eigene Rechnung benutzt, die Verfügungsgewalt über den erzeugten PV-Strom hat und die Kosten für den Unterhalt aufbringen muss), das Bestimmen über die Betriebsweise sowie die tatsächliche Verfügungsbefugnis (Schlüsselgewalt).

Strompreiszusammensetzung 2018

Durchschnittlicher Strompreis für Haushaltskunden in Deutschland*



*3.500 kWh Jahresverbrauch (3-Personen)

Steuern und Abgaben 2018 (blau) 54,3 %
Äußerer Ring: 2018; innerer Ring: 2017

Abbildung 3: Strompreiszusammensetzung 2018, Quelle: BDEW 2018

Liegen die Voraussetzungen für eine Eigenversorgung vor, reduziert sich die EEG-Umlage für den vor Ort erzeugten und verbrauchten Strom aus Photovoltaikanlagen auf 40 Prozent. Bei PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 10 kW entfällt sie für höchstens 10 MWh je Kalenderjahr sogar in Gänze.

Liegen die Voraussetzungen für eine Eigenversorgung indes nicht vor – dies ist immer der Fall, wenn der erzeugte PV-Strom an Dritte geliefert wird –, fällt die EEG-Umlage stets in voller Höhe an.

EIGENVERSORGUNG SENKT EFFEKTIV STROMBEZUGSKOSTEN

Die Einstufung als Eigenversorger ist im Hinblick auf das Beladen von E-Fahrzeugen mit selbstgenutztem PV-Strom besonders relevant, da so die Stromkosten gegenüber dem Bezug von Netzstrom deutlich gesenkt werden können. So können vielfältige Preisbestandteile der Stromrechnung (z. B. Netzentgelte und Stromsteuer) entfallen und die Höhe der EEG-Umlage reduziert sich auf 40 Prozent oder kann sogar ganz entfallen.

1.2.2 Kombination einer PV-Anlage mit einem Speichersystem

Auch Speicher unterliegen in Abhängigkeit von ihrer Betreiberstruktur, ihrer Nutzung und ihren unterschiedlichen Funktionen verschiedenen rechtlichen Bestimmungen. Dieser Leitfaden richtet den Fokus der Speichernutzung auf die Optimierung des Vor-Ort-Verbrauchs mit E-Mobilitätslösungen unter Nutzung von selbst erzeugtem PV-Strom. Weitere Dienstleistungen, die mit Speichern grundsätzlich auch erbracht werden können, wie z. B. Regelenergie, werden nicht berücksichtigt. Es wird davon ausgegangen, dass der gespeicherte Strom hauptsächlich für E-Mobilitätslösungen eingesetzt werden soll.

Speicher können im Zusammenhang mit E-Mobilitätslösungen zwei wichtige Funktionen erfüllen: Die Beladung von E-Fahrzeugen mit PV-Strom auch in den Abend- und Nachtstunden wird ermöglicht, zudem können Leistungs- oder Lastspitzen verhindert werden (peak shaving), sodass keine Kosten für die Netznutzung (leistungsabhängige Netzentgelte) entstehen.

Energierichtlich sind Speicher – sofern sie ausschließlich mit Solarstrom geladen werden – Erneuerbare-Energien-Anlagen. Somit gelten EEG-rechtlich grundsätzlich die gleichen Vorgaben und Regelungen wie auch für PV-Anlagen.

Im Hinblick auf die Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage ist bei Speichern allerdings zu beachten, dass diese sowohl als Letztverbraucher (Einspeicherung) als auch als Stromerzeugungsanlagen (Ausspeicherung) gelten. Die EEG-Umlage fällt bei der Speichernutzung deshalb zunächst doppelt an, einmal für im Zuge der Einspeicherung erfolgenden Letztverbrauch und erneut für den nach der Ausspeicherung erfolgenden Letztverbrauch, z. B. in einem Elektrofahrzeug.

Um eine solche Doppelbelastung zu verhindern, ist in § 61I EEG 2017 eine Ausnahme von der Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage für Speicher vorgesehen. Nach dieser Regelung verringert sich die in einem Kalenderjahr eigentlich für die Einspeicherung zu zahlende EEG-Umlage in der Höhe und in dem Umfang, wie für den ausgespeicherten (und erneut verbrauchten Strom) die EEG-Umlage gezahlt wird. Sofern der Speicher nicht ausschließlich zur Einspeisung von Strom ins Netz der allgemeinen Versorgung oder zur Eigenversorgung genutzt wird, wie es in E-Mobilitätskonzepten in der Regel der Fall ist, ist ergänzend zu berücksichtigen, dass die Saldierungsperiode der Kalendermonat ist und die zulässige Saldierungsmenge je Kalenderjahr auf 500 kWh je kW Speicherleistung begrenzt ist. Voraussetzung für eine Reduzierung oder ein Entfallen der EEG-Umlage für den eingespeicherten Strom ist weiterhin, dass der Speicherbetreiber die verhältnismäßig komplexen

Nachweis- und Meldepflichten in § 61I Absatz 1b EEG 2017 erfüllt.

Bezüglich der konkreten Höhe der zu zahlenden EEG-Umlage gelten im Übrigen die gleichen Grundsätze wie bei einer PV-Anlage. Liegen die Voraussetzungen einer Eigenversorgung vor, reduziert sich die EEG-Umlage auf 40 Prozent oder entfällt bei Speichern mit einer installierten Leistung von bis zu 10 kW vollständig für bis zu 10 MWh im Jahr. Erfolgt mit dem ausgespeicherten Strom eine Belieferung Dritter, z. B. über Ladesäulen, fällt die EEG-Umlage in voller Höhe an.

Wird bei der Abgabe des ausgespeicherten Stroms an Ladesäulen im Rahmen eines dezentralen Konzepts kein öffentliches Netz genutzt, entfallen für den zwischengespeicherten Strom arbeitspreisabhängige Netzentgelte, netzseitige Umlagen und Konzessionsabgaben vollständig.

SONDERFALL MISCHNUTZUNG

Komplexer stellt sich der Fall bei einer sogenannten Mischnutzung dar, wenn also der Speicher nicht ausschließlich mit PV-Strom, sondern zusätzlich auch mit aus dem Netz bezogenen Strom beladen wird. In diesem Fall soll der Speicher nach der Clearingstelle EEG|KWKG nicht

mehr als Erneuerbare-Energien-Anlage gelten. In der Folge kann zumindest bei Speichern mit einer installierten Leistung von mehr als 10 kW, auch wenn die Voraussetzungen einer Eigenversorgung grundsätzlich vorliegen, eine Privilegierung bei der EEG-Umlage nicht mehr in Anspruch genommen werden. Ebenso besteht nach der Clearingstelle EEG|KWKG bei einer Mischnutzung in der Regel kein Förderanspruch für den aus dem Speicher ins Netz der öffentlichen Versorgung eingespeisten Strom, auch wenn es sich bei dem eingespeisten Strom teilweise um zuvor eingespeicherten PV-Strom handelt.⁸

Auch im Stromsteuerrecht gibt es Sonderregelungen für Speicher. So kann die Stromsteuer in Höhe von derzeit 2,05 Cent/kWh für den eingespeicherten Strom nach § 5 Abs. 4 StromStG entfallen. Für den ausgespeicherten Strom kann – entsprechend dem von der PV-Anlage produzierten Strom – die Stromsteuerbefreiung nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG greifen (siehe hierzu 1.2.1). Da die Einzelheiten zur Stromsteuerbefreiung bei Speichern aber noch nicht abschließend geklärt sind, ist diesbezüglich zu empfehlen, einzelfallbezogen mit dem zuständigen Hauptzollamt

zu klären, welche stromsteuerrechtlichen Pflichten konkret bestehen.

Der nicht direkt vor Ort verbrauchte PV-Strom kann als Überschussstrom ins öffentliche Netz eingespeist werden und für diesen ein Anspruch auf Vergütung nach dem EEG geltend gemacht werden. Dies gilt – zumindest sofern der Speicher ausschließlich mit PV-Strom beladen wird – auch für den seltenen Fall, dass der Solarstrom vorübergehend in einem Speicher zwischengespeichert und erst danach ins Netz eingespeist wurde.

SPEICHER VERHINDERN LASTSPITZEN UND ERMÖGLICHEN ZEITLICHE FLEXIBILITÄT

Speicher können im Zusammenhang mit E-Mobilitätslösungen das Laden von E-Fahrzeugen mit PV-Strom auch in den Abend- und Nachtstunden ermöglichen. Darüber hinaus tragen sie dazu bei, Lastspitzen zu verhindern, die durch den Betrieb von Ladeeinrichtungen auftreten können. So können Netzkosten konstant gehalten und eine etwaige deutliche Erhöhung der Netzkosten durch den Betrieb von Ladeinfrastruktur, insbesondere bei großer oder Schnellladeinfrastruktur, vermieden werden.

1.2.3 Betrieb und Einbindung von E-Ladeinfrastruktur

Der rechtliche Rahmen für E-Fahrzeuge und -Ladeinfrastruktur wirkt zum Teil begünstigend, aufgrund seiner Komplexität jedoch zum Teil noch als Barriere.⁹ Die rechtlichen Anforderungen müssen bei

⁸ Vgl. Empfehlung 2016/12 der Clearingstelle EEG vom 23. Januar 2017

⁹ Weiterführend: Eckpunkte für den rechtlichen Rahmen der Elektromobilität, Schaufenster Elektromobilität, 2017. <https://www.mitteldeutschland.com/sites/default/files/uploads/2017/02/09/170130handlungsempfehlungeneckpunkterechtlicherahmendere-mobilitaet-schaufenster1.pdf>

der Umsetzung von E-Mobilitätslösungen berücksichtigt werden. Dabei berühren sie unterschiedliche Rechtsbereiche vom Steuerrecht und Straßenverkehrsrecht über das Bau- und Planungsrecht für den Aufbau von Ladeinfrastruktur bis hin zum allgemeinen Energierecht.

Ladestationen oder auch Ladepunkte, die Bezeichnungen sind nicht einheitlich, können ebenso wie PV-Anlagen und Speicher vom Gewerbebetrieb selbst oder von einem Dienstleister betrieben werden.

Energierecht

1. Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)

Als energietechnische Einrichtung unterliegt die E-Ladeinfrastruktur auch dem Energierecht. Gemäß § 3 Nr. 25 EnWG gilt der Ladepunktbetreiber – und somit der Ladesäulenbetreiber – nach dem Energiewirtschaftsrecht als Letztverbraucher. Damit wird der Stromverbrauch an Ladestationen grundsätzlich dem sonstigen betrieblichen Stromverbrauch gleichgestellt und der Betrieb von Ladesäulen bzw. die Weitergabe von Strom an Ladesäulen führt nicht zu einer Einstufung als Energieversorgungsunternehmen (EVU) mit den damit einhergehenden Pflichten.

2. Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)

Die obige Einstufung nach dem EnWG kann allerdings nicht auf das EEG übertragen werden, da dieses eine § 3 Nr.

25 EnWG vergleichbare Regelung nicht kennt. Für die aus dem EEG folgende Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage inklusive der damit verbundenen Melde- und Nachweispflichten ist einzig entscheidend, ob der Strom an den Ladesäulen lediglich zur Eigenversorgung firmeneigener Fahrzeuge genutzt wird oder ob daneben auch Strom an Dritte abgegeben wird.

Wird die Ladeinfrastruktur ausschließlich betriebseigen genutzt, handelt es sich beim Beladen mit selbst erzeugtem Strom um eine Eigenversorgung (vgl. zu den Voraussetzungen 1.2.1). EEG-rechtlich folgt hieraus ggf. zum einen die Pflicht zur anteiligen Zahlung der EEG-Umlage und zum anderen die Pflicht zur Erfüllung der korrespondierenden Meldepflichten (vgl. diesbezüglich insbesondere § 74a EEG 2017). Bezüglich des ggf. an den Ladesäulen abgegebenen Netzstroms liegen die entsprechenden Pflichten bei dem Energieversorgungsunternehmen, das den Netzstrom liefert.

Unter Umständen kann auch an Dritte wie z. B. Kunden oder Mitarbeiter abgegebener Strom gemäß § 62a EEG 2017 noch als Eigenversorgung gewertet werden, wenn die Strommengen geringfügig sind, nicht gesondert abgerechnet werden und – im Falle einer gewerblichen Nutzung – der Strom zur Erbringung einer Leistung des Ladenden gegenüber dem Betreiber oder des Betreibers gegenüber dem Ladenden verbraucht

wird (z. B. Dienstleistungen auf dem Betriebsgelände). Ob diese Voraussetzungen vorliegen, kann aber nur im Einzelfall beurteilt werden. Insbesondere ist – da zu dieser Regelung noch keinerlei Rechtsprechung besteht – bislang auch nicht abschließend geklärt, bis zu welcher Strommenge noch von Geringfügigkeit ausgegangen werden kann.

Wenn etwa Dritte, z. B. auch externe Firmen, die Ladeinfrastruktur in größerem Umfang nutzen, kann es sich um eine Stromlieferung im Sinne des EEG handeln. Auch für gelieferte Strommengen aus eigenen Erzeugungsanlagen fällt dann die volle EEG-Umlage an und für die an Dritte gelieferten Strommengen sind die Meldepflichten des § 74 EEG 2017 für Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EltVU) zu erfüllen.¹⁰

Daneben besteht gemäß § 62b EEG 2017 die Pflicht, Strommengen, für die die volle oder anteilige EEG-Umlage zu zahlen ist, durch mess- und eichrechtskonforme Messeinrichtungen zu erfassen. Voraussetzung für eine Eigenversorgung ist eine Zeitgleichheit (Zeitraum von 15-Minuten) von Erzeugung und Verbrauch, was nachgewiesen und entsprechend messtechnisch abgebildet werden muss. Um dem Risiko zu entgehen, die eigene EEG-Umlagebefreiung zu verlieren, sollte schon im Vorfeld ein durchdachtes Messkonzept entwickelt werden, das auf die jeweiligen Ladebedarfe sowohl von firmeneigenen als auch von fremden

E-Fahrzeugen zugeschnitten ist (siehe auch siehe auch 1.3.5 bzw. 1.3.6).

3. Ladesäulenverordnung (LSV)

Weitere technische Vorgaben ergeben sich aus der 2016 eingeführten Ladesäulenverordnung (LSV). Sie beinhaltet klare und verbindliche Regelungen zu Ladesteckerstandards und Mindestanforderungen zum Aufbau und Betrieb von öffentlich zugänglichen Ladepunkten für E-Fahrzeuge. Betreiber von öffentlich zugänglichen Ladepunkten müssen die Bundesnetzagentur (BNetzA) über Aufbau und Inbetriebnahme unterrichten und für Schnellladepunkte Nachweise über die Einhaltung der technischen Anforderungen vorlegen.

Unter dem Stichwort „punktueller Aufladen“ gibt die LSV u. a. verschiedene Varianten für die Zahlungsabwicklung ohne vorherige Registrierung des Nutzers vor. Die Betreiber von Ladeinfrastruktur sollen dabei mindestens eine Form anbieten, das Angebot weiterer Zugangsformen (wie z. B. SMS-Zahlung) ist freiwillig. Mögliche und typische Zugangs- und Bezahlungsoptionen an Ladestationen sind:

- unentgeltliche Nutzung des Ladepunktes (Stromabgabe) ohne Authentifizierung des Fahrzeugnutzers am Ladepunkt
- entgeltliche Nutzung des Ladepunktes (Stromabgabe) ohne Authentifizierung bei Bargeldzahlung oder mittels kartenbasierter Zahlungssysteme (z. B.

¹⁰ Siehe: Bundesnetzagentur, Übersicht Rechte und Pflichten für EltVU. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Datenerhebung_EEG/EVU/Daten_EEG_EVU_node.html

EC-Karte etc.) in unmittelbarer Nähe zum Ladepunkt

- entgeltliche Nutzung des Ladepunktes (Stromabgabe) bei bargeldloser Zahlung mit Authentifizierung auf Basis von kartenbasierten Zugangsmedien von Ladestromverträgen (z. B. RFID-Karte etc.) in unmittelbarer Nähe zum Ladepunkt
- entgeltliche Nutzung des Ladepunktes (Stromabgabe) bei bargeldloser Zahlung mit Authentifizierung auf Basis eines gängigen webbasierten Systems (z. B. Smartphone-App, mobile Website für Smartphones etc.)

Ladepunkte sind von der Pflicht zum Angebot eines „punktuellen Aufladens“ wie auch von den übrigen Bestimmungen der §§ 3 bis 6 (u. a. Anzeige und Nachweispflichten) der LSV ausgenommen, wenn sie eine Ladeleistung von lediglich bis zu 3,7 kW besitzen. Alle anderen Ladepunkte müssen zusätzlich zu den bereits benannten Pflichten auch bei der BNetzA angezeigt werden.¹¹

PRIVATE LADEPUNKTE VON DER LADESÄULENVERORDNUNG AUSGENOMMEN

Im Unterschied zu öffentlich zugänglichen Ladepunkten müssen private Ladepunkte die Vorgaben der (LSV) nicht erfüllen. Sie müssen jedoch dann erfüllt werden, wenn „der zum Ladepunkt gehörende Parkplatz von einem unbestimmten oder nur nach allgemeinen Merkmalen bestimmbar Personenkreis tatsächlich befahren werden kann“.

Straßenverkehrsrecht und Elektromobilitätsgesetz (EmoG)

Die Voraussetzungen für die Kennzeichnung von E-Fahrzeugen im Straßenverkehrsrecht wurden im Jahr 2015 mit dem „Gesetz zur Bevorrechtigung der Verwendung elektrisch betriebener Fahrzeuge“ (Elektromobilitätsgesetz – EmoG) geschaffen. So werden Elektrofahrzeuge im Sinne des § 2 EmoG als elektrisch betriebene Fahrzeuge definiert, wobei das EmoG zwischen drei Typen des Elektrofahrzeugs differenziert:

- Reine Batteriefahrzeuge: Reine Batteriefahrzeuge verfügen ausschließlich über einen Elektromotor. Die Batterie im Fahrzeug wird über das Stromnetz aufgeladen. Diese Fahrzeuge werden häufig mit dem aus dem Englisch

¹¹ Siehe: Übersicht der Bundesnetzagentur zur Anzeige von Ladepunkten. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/HandelundVertrieb/Ladesaeulen/Anzeige_Ladepunkte_node.html

stammenden Begriff BEV – battery electric vehicle abgekürzt.

- Hybridelektrofahrzeuge: Hybridelektrofahrzeuge sind mit einem Verbrennungsmotor und einem Elektromotor ausgestattet. Ist die Batterie von außen aufladbar – nur dann handelt es sich um ein Elektrofahrzeug im Sinne des EmoG –, spricht man von einem plug-in hybrid electric vehicle, kurz PHEV.
- Brennstoffzellenfahrzeuge¹¹

Das EmoG enthält Sonderregelungen, die die Nutzung eines E-Fahrzeuges attraktiver machen sollen. So können Straßenverkehrsbehörden auf dieser Grundlage die Fahrzeuge im Straßenverkehr u. a. mit der Ausweisung von Sonderparkplätzen oder durch Freigabe von Busspuren bevorzugen.

Steuerrecht

Auch im Steuerrecht wird Elektromobilität explizit begünstigt. So hat der Bundestag 2016 ein Gesetz beschlossen, nach dem vom Arbeitgeber gewährte Vorteile für das elektrische Aufladen eines E-Fahrzeugs oder Hybridelektrofahrzeugs von der Einkommensteuer befreit sind. Steuerlich begünstigt werden auch die dem Arbeitnehmer unentgeltlich oder verbilligt übereignete Ladevorrichtung sowie Zuschüsse zur Nutzung dieser Ladevorrichtung. Diese Regelungen sind befristet und gelten noch mindestens bis Ende 2020.¹²

Hinsichtlich der Stromsteuerpflicht kann selbst erzeugter Strom, der an Ladesäulen an Letztverbraucher abgegeben wird, unter bestimmten Bedingungen von der Zahlungspflicht befreit werden. So kann die Stromsteuerpflicht entfallen, wenn die installierte Leistung der PV-Anlage 2 MW nicht übersteigt und der Stromverbrauch im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang erfolgt. Der Strom ist ferner von der Stromsteuer befreit, wenn der Anlagenbetreiber den Strom für eigene Fahrzeuge nutzt oder aber gleichzeitig PV-Anlage und Ladesäulen betreibt und andere Nutzer der Ladesäule wie Mitarbeiter oder Kunden direkt mit Strom ohne das Dazwischenschalten eines Dritten, z. B. eines Dienstleisters, beliefert.

STEUERRECHTLICHE PRÜFUNG BESONDERS IM FALL DER BENUTZUNG DURCH DRITTE EMPFEHLENSWERT

Die steuerrechtlichen Auswirkungen sollten im Vorfeld der Investitionsentscheidung von einem Fachjuristen oder Steuerberater geprüft werden, insbesondere wenn Fremdfirmen oder Mitarbeiter den Ladepunkt nutzen sollen.

¹² Dieser Leitfaden berücksichtigt Brennstoffzellenfahrzeuge nicht, da sie eine elektrische Ladeinfrastruktur nicht in Anspruch nehmen und somit für die Nutzungsvariante PV-Strom und E-Mobilitätskombination nicht unmittelbar geeignet sind.

¹³ Siehe: www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Gesetze_Verordnungen/2016-11-16-G-StI-Foerderung-Elektromobilitaet.html

Bau- und Planungsrecht

Die Errichtung von Ladestationen unterliegt dem Bau- und Planungsrecht sowie dem Eigentumsrecht, wobei gerade für Bestandsgebäude besondere Vorgaben existieren. So ist etwa ein Mieter ohne Zustimmung seines Vermieters nicht berechtigt, bauliche Veränderungen an der Mietsache vorzunehmen, welche für die Errichtung von Ladeinfrastruktur erforderlich sind. Zwar arbeitet die Politik daran, die rechtlichen Hemmnisse durch Änderungen im Miet- und Wohnungsrecht zu beseitigen, ein entsprechender Gesetzesentwurf des Bundesrates ist allerdings bislang nicht verabschiedet worden.¹⁴

Das Bauplanungsrecht stellt in aller Regel kein Hindernis für die Installation von Ladesäulen dar. Die Ladeinfrastruktur ist als Vorhaben im Sinne des § 29 BauGB zu verstehen, sie wird aber in der Regel als eine untergeordnete Nebenanlage im Sinne des § 14 Abs. 1 BauNVO behandelt. Ihre bauplanungsrechtliche Zulässigkeit richtet sich vor diesem Hintergrund nach den §§ 30 ff. BauGB und muss ggf. in Verbindung mit den Festsetzungen eines Bebauungsplans geprüft werden (z. B. hinsichtlich der überbaubaren Grundstücksfläche). Sollten bestimmte Formen der Ladestationen nicht als Nebenanlage qualifiziert werden können, dürften diese unter den Begriff der gebietsbezogenen oder nicht störenden Gewerbebetriebe fallen. Hierbei ist allerdings der Fahrzeugverkehr im Einzelfall zu berücksichtigen,

eine schematische Einordnung ist nicht möglich.

Das Bauordnungsrecht ist im Verantwortungsbereich der Bundesländer und kann daher regional unterschiedlich ausgestaltet sein. In puncto Genehmigungspflicht können jedoch Ladestationen in allen Bundesländern bauordnungsrechtlich verfahrensfrei errichtet werden. Die Zulässigkeit der Errichtung einer Ladestation ist stets von der jeweiligen Situation vor Ort abhängig und muss im Einzelfall geprüft werden.

Weiterhin können im Rahmen der Einzelfallbeurteilung weitere Anforderungen zu beachten sein, z. B. abhängig vom Standort der Ladesäule das Denkmalschutzrecht. Sollen Ladesäulen im öffentlichen Straßenraum errichtet werden, ist neben der zivilrechtlichen Gestattung der Standortnutzung in der Regel eine straßenrechtliche Sondernutzungserlaubnis einzuholen. Weitere Erlaubnisse und Vorgaben, z. B. aus dem Straßenverkehrsrecht, können ebenfalls erforderlich bzw. maßgeblich sein.

Im Rahmen des Bauordnungsrechts verfügen die Bundesländer außerdem über Gestaltungsspielräume in den Garagenverordnungen, welche die Errichtung von Ladesäulen explizit einfordern können. Aktuell ist dies in Hessen beim Neubau von Tiefgaragen der Fall. Ferner können Kommunen u. a. in ihren Stellplatzsatzungen weitere Begünstigungen für

¹⁴ Siehe: <http://dipbt.bundestag.de/extrakt/ba/WP18/750/75057.html>

Ladeinfrastruktur vornehmen, wie z. B. durch reduzierte Ablösebeiträge oder Maßgaben zur Beschaffenheit der Stellplätze. Es ist also durchaus empfehlenswert, sich bei den verantwortlichen kommunalen Behörden nach expliziten Förderungen für E-Mobilitätslösungen zu erkundigen.

Weitere rechtliche Impulse für die Errichtung von Ladeinfrastruktur im Zusammenhang mit baulichen Anlagen werden auch von der im Mai 2018 beschlossenen Europäischen Gebäude-richtlinie zu erwarten sein. Nach dieser soll in Nichtwohngebäuden mit mehr als zehn Parkplätzen, die neu gebaut oder umfangreichen Renovierungsarbeiten unterzogen werden, bis 2030 mindestens eine Ladestation gebaut und für jeden fünften Parkplatz ein Kabelrohr für die spätere Installation einer Ladestation verlegt werden.¹⁵

1.2.4 Leitfragen zur rechtlichen Einordnung von Prosumer-Systemen

Unternehmen können anhand nachfolgender Fragestellungen sich ein erstes Bild darüber verschaffen, inwiefern eine Kombination von Photovoltaik und Elektromobilität gegebenenfalls als Eigenversorgung realisiert werden kann und bestimmte Umlagebelastungen entfallen.

Im beschriebenen Fallbeispiel ist das Unternehmen Betreiber aller Anlagen und nutzt diese hauptsächlich selbst im räumlichen Zusammenhang ohne Inan-

spruchnahme des öffentlichen Netzes. Die installierte Leistung der PV-Anlage beträgt 100 kW. In diesem Fall liegt höchstwahrscheinlich eine Eigenversorgung vor. Für selbst verbrauchten Strom fällt damit eine EEG-Umlage in Höhe von 40 Prozent an.

Da im Fallbeispiel angegeben wurde, dass das Laden der Fahrzeuge in der Regel über Nacht erfolgt, empfiehlt sich besonders die (wirtschaftliche) Prüfung der Integration eines Speichers, um eine weitreichende Eigenversorgung zu ermöglichen. Die Strommenge, die zum Laden von Mitarbeiter- und Kundenfahrzeugen abgegeben wird, wird messtechnisch erfasst.

¹⁵ Siehe Richtlinie 2010/31/EU über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden und Richtlinie 2012/27/EU über Energieeffizienz

Fallbeispiel:

Ist das Unternehmen Betreiber sowohl der PV-Anlage und des Speichers als auch der E-Ladesäule?	Ja <input checked="" type="checkbox"/>	Nein <input type="checkbox"/>
Werden die Anlagen hauptsächlich betriebseigen genutzt?	Ja <input checked="" type="checkbox"/>	Nein <input type="checkbox"/>
Nutzen Mitarbeiter, Kunden oder Fremdfirmen die Anlagen?	Ja <input checked="" type="checkbox"/>	Nein <input type="checkbox"/>
Erfolgt der Stromverbrauch im räumlichen Zusammenhang des Standortes der PV-Anlage? keine räumlichen Distanzen oder Hindernisse, die unterbrochen bzw. überbrückt werden müssen wie z. B. öffentliche Straßen, Schienentrassen, Bauwerke, Grundstücke, Waldstücke etc.)	Ja <input checked="" type="checkbox"/>	Nein <input type="checkbox"/>
Wird der vor Ort erzeugte Strom durch das öffentliche Netz geleitet?	Ja <input type="checkbox"/>	Nein <input checked="" type="checkbox"/>
Über welche installierte Leistung verfügt die PV-Anlage?	Weniger als 10 kW <input type="checkbox"/>	10 kW oder mehr <input checked="" type="checkbox"/>
Übersteigt der Vor-Ort-Verbrauch des erzeugten PV-Stroms 10 MWh pro Jahr?	Ja <input checked="" type="checkbox"/>	Nein <input type="checkbox"/>
Zu welcher Zeit werden E-Fahrzeuge in der Regel beladen?	Tags <input checked="" type="checkbox"/>	Nachts <input checked="" type="checkbox"/>

Hinweis:
Die tatsächliche juristische Einstufung der Anlagennutzung kann im Einzelfall variieren. Insofern ersetzt die dargestellte Entscheidungshilfe eine Rechtsberatung nicht. Sie dient lediglich als Hilfestellung für eine erste indikative Einschätzung.

1.3 TECHNISCHE KONZEPTE UND ANFORDERUNGEN

Der Energie- und Mobilitätsbedarf von Gewerbebetrieben ist sehr unterschiedlich. Entsprechend müssen das Anlagen-design und die technische Ausgestaltung z. B. des Messkonzeptes individuell gestaltet werden. Die wichtigste Planungsaufgabe besteht darin, die notwendige Fahrzeugflotte intelligent und ökonomisch in das vorhandene lokale Stromverteilnetz des Betriebs (Kundenanlage) einzubinden. Das technische Design eines E-Mobilitätskonzepts mit PV-Eigenversorgungsanlagen ergibt sich dann aus der jeweiligen Ausgangssituation des Gewerbebetriebs und den Anforderungen an das angestrebte Mobilitätsziel.

1.3.1 Planungskriterien für die Ladeinfrastruktur

Für die individuelle Gestaltung des Anlagendesigns sowie des Mess- und Abrechnungskonzepts sind u. a. die nachfolgend dargestellten Kriterien entscheidend:

- Nutzungsart und Nutzerstruktur (u. a. Anzahl der E-Fahrzeuge, Nutzer)
- Art der Abrechnung
- Ladebedarf (u. a. Ladezeiten, Ladeleistung, Reichweiten, Prioritäten)
- Fahrzeug- und Steckertypen
- Ladeinfrastruktur und Ladebetriebsarten
- Art der Integration der Ladestationen in die Kundenanlage (u. a. Anzahl der

Ladepunkte, Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge)

- Leistung und Ertrag der PV-Anlage
- Leistung und Kapazität eines potenziellen Batteriespeichers
- Leistungsfähigkeit des Last- und Energiemanagements
- Entfernung zwischen Ladestation und Hausanschlusspunkt
- Kapazität des vorhandenen Netzanschlusses
- Anforderungen des örtlichen Netzbetreibers an das Messkonzept

In Abbildung 4 werden die unterschiedlichen Aspekte, die bei der Planung und Umsetzung eines E-Mobilitätskonzepts beachtet werden müssen, dargestellt. Bei der Kombination mit PV-Eigenversorgungsanlagen kommen weitere Aspekte hinzu, die in den folgenden Kapiteln beschrieben werden.



Abbildung 4: Aspekte bei der Konzeption und Umsetzung einer PV-versorgten Elektroflotte im Überblick¹⁶

Zunächst müssen der Bedarf an Ladeinfrastruktur und die gewünschte Ladebetriebsart festgestellt werden:

- Welcher Fahrzeugtyp ist für den Betrieb notwendig? (Kleinwagen, Transporter)
- Wie viele Fahrzeuge müssen geladen werden und wann müssen sie bereitstehen?
- Müssen Fahrzeuge gleichzeitig geladen werden?
- Welche Reichweite müssen die Fahrzeuge täglich realisieren?
- Wie viele Ladestationen werden mindestens benötigt?
- Gibt es ausreichend Platz für Parkplätze mit mehreren Ladestationen?
- Wo können die Ladestationen installiert werden und wie weit sind diese Punkte von einem geeigneten Netz-

anschlusspunkt entfernt?

- Wie hoch sind der Leistungsbedarf der Ladestationen und die mit dem Netzbetreiber vereinbarte Netzanschlussleistung?

Diese Daten bilden die Grundlage für die Bestimmung des Fuhrparks und der dazu passenden Ladeinfrastruktur.

1.3.2 Ladedauer und Ladeleistung

Die Ladedauer ist ein wichtiger Faktor bei der Entscheidung für eine Ladeinfrastruktur für den Betrieb einer E-Fahrzeugflotte. Sie hängt einerseits von der Leistungsfähigkeit der Ladestation und andererseits von der Batteriekapazität und der zulässigen Ladeleistung der Fahrzeugbatterie ab. Je höher die Leistung der Ladestation ist, desto schneller kann geladen werden, sofern die Lade-

steuerung des Fahrzeugs diese hohen Leistungen zulässt. Alle Größen müssen deshalb aufeinander abgestimmt werden. In Abhängigkeit von der Ladeleistung unterscheidet man zwei Ladebetriebsarten: die Normalladung mit bis zu 22 kW Ladeleistung und die Schnellladung mit mehr als 22 kW (Tabelle 1). Für die Normalladung reicht üblicherweise ein Niederspannungsanschluss, bei hohen Ladeleistungen kann ein Mittelspannungsanschluss erforderlich werden.

Die unterschiedlichen Fahrzeugtypen und -hersteller unterstützen in der Regel mindestens ein (begrenztes) Normalladen, Schnellladen stellt oftmals eine Zusatzoption dar, kann aber auch gar nicht verfügbar sein. Zudem ist zu beachten, dass neben der Ladeleistung auch verschiedene Ladestecker, je nach Ladebetriebsart und Fahrzeughersteller, zum Einsatz kommen können, sodass der Fuhrpark und die Ladeinfrastruktur gut aufeinander abgestimmt werden müssen.

Ladebetriebsart	Ladeleistung	Netzanschluss
Normalladung	< 22 kW (AC)	Niederspannung
Schnellladung	> 22 kW (AC, DC)	Niederspannung
	> 135 kW (DC)	Nieder- oder Mittelspannung
Ultra-Schnellladung	Ladeleistung > 350 kW	Mittelspannung

Tabelle 1: Ladeleistungen bei verschiedenen Ladebetriebsarten

¹⁶ Quelle: www.lee-nrw.de/wp-content/uploads/2015/10/181011_Elektromobilität-Fahrt-in-die-Zukunft.pdf, Zugriff am 08.02.2019

Ladedauer

Die Ladedauer eines Fahrzeugs ergibt sich aus der Fahrzeugbatteriekapazität, der maximal zulässigen Ladeleistung und der Leistung der Ladeeinrichtung bzw. des Netzanschlusses. Sie ist somit individuell unterschiedlich. Abbildung 5 zeigt ein Beispiel.

Typische max. Ladeleistung (AC)	
Citroen Berlingo	3,6 kW
VW e-Up	3,6 kW
Nissan e-NV200	6,6 kW
E-Golf	7,2 kW
BMW i3	11,0 kW
Tesla Model S	16,5 kW
Smart ed fourfour	22,0 kW
Reanault ZOE	22,0 kW

Ein solcher Kleinwagen kann also bei einer Ladeleistung von 22 kW in weniger als drei Stunden aufgeladen werden¹⁸. Schnellladevorgänge haben hingegen eine typische Dauer von 20 bis 40 Minuten, abhängig vom Fahrzeug und der Ladestation. Der Ladevorgang wird durch den Nutzer oftmals bei ca. 80 Prozent beendet, da die Ladeleistung bei hohen Ladezuständen stark abnimmt und sich die Dauer des Ladevorgangs entsprechend überproportional zur geladenen Strommenge verlängert. Hierbei können wiederum abhängig von Fahrzeug und Ladestation bis zu 100 km Reichweite pro 10 Minuten Ladedauer erzielt werden.

Dauer für einen kompletten Ladezyklus eines Renault ZOE (Batteriekapazität 41 kWh)

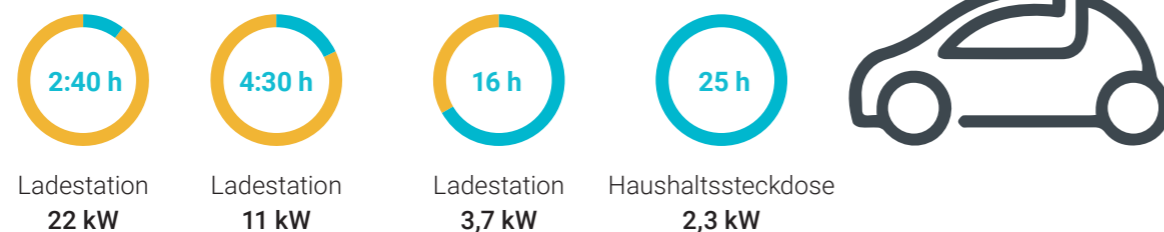


Abbildung 5: Ladezeiten in Abhängigkeit von der Ladeleistung¹⁷

¹⁷ Bildquelle: https://www.mobilityhouse.com/de_de/ratgeber/

¹⁸ Übersichten zu typischen Ladeleistungen, -dauern und Reichweiten verfügbar auf verschiedenen Internetplattformen, z. B. www.mobilityhouse.com/de_de/ratgeber/ladezeiteneuebersicht-fuer-elektroautos

1.3.3 Anschluss an das vorhandene firmeneigene elektrische Netz

Wenn hohe Ladeleistungen für die Nutzungsanforderungen des Gewerbebetriebs erforderlich werden, muss geprüft werden, ob die Kapazität des vorhandenen Netzanschlusses ausreicht. Sollte die vorhandene Kapazität nicht ausreichend sein, muss analysiert werden, ob

durch geeignetes Lastmanagement oder einen zusätzlichen Batteriespeicher die Leistung eingehalten werden kann. Anderenfalls muss eine Leistungserhöhung des Netzanschlusses beantragt werden. An den Ausbaurkosten wird das Unternehmen über einen Baukostenzuschuss beteiligt (Absprache mit dem örtlichen Netzbetreiber).

Neben der maximalen Netzanschlussleistung muss auch die vorhandene elektrische Infrastruktur geprüft werden. So erfordert z. B. eine Ladeleistung von 11 kW einen 400-V-Drehstromanschluss und muss mit 16 Ampere abgesichert werden. Eine Leistung von 22 kW erfordert einen 32-A-Anschluss, bei 43 kW wird ein 63-A-Anschluss erforderlich.

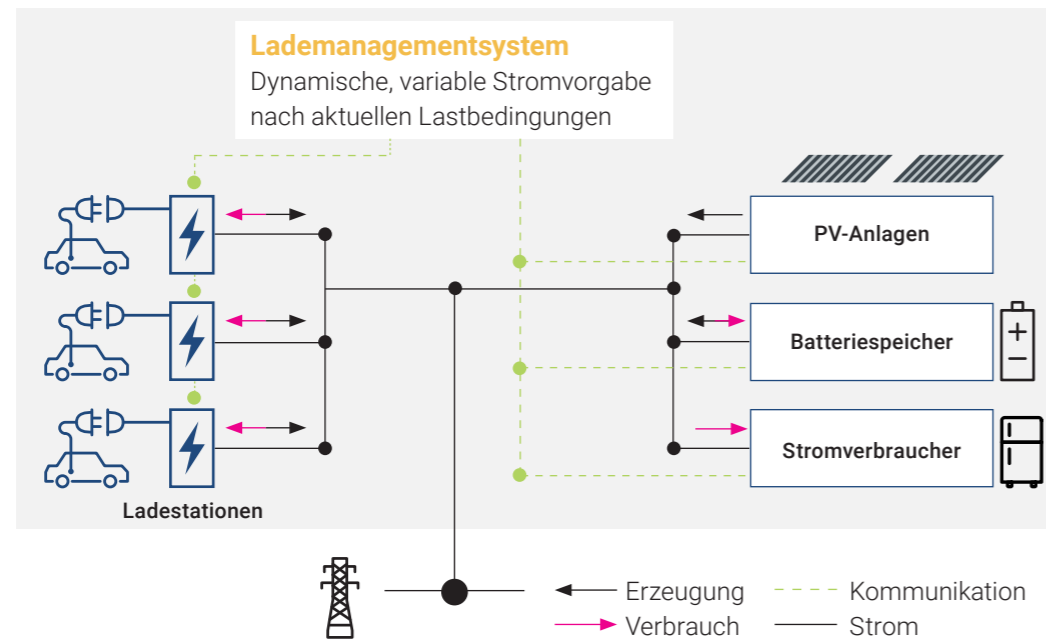
Darüber hinaus ist bei der Auslegung des Zählerplatzes die VDE-AR-N 4101 zu beachten (Dauerbelastungsgrenzen von 32 bzw. 44 Ampere). Gegebenenfalls ist in Folge einer deutlichen Vergrößerung des Leistungsbedarfs durch den Betrieb von Ladeinfrastruktur eine Wandlermessung erforderlich.

1.3.4 Intelligentes Lade- und Energiemanagement

Der Einsatz eines Lastmanagements ist bei großen und flexiblen Verbrauchern eine technisch und wirtschaftlich sinnvolle Maßnahme. Das speziell auf das Verhalten von Ladeinfrastruktur angepasste Lastmanagement kann als Lademanagement bezeichnet werden. Ein intelligentes

Lademanagement kann folgende Optimierungsansätze zur Verbesserung des Ladeverhaltens in Bezug auf die unterschiedlichen örtlichen Gegebenheiten und Anforderungen verfolgen:

- effektiver und wirtschaftlicher Umgang mit dem vorhandenen und limitierten Netzanschluss
- Vermeidung von Lastspitzen und Glätten des Lastprofils
- Erfüllung unterschiedlicher Nutzungsanforderungen der E-Fahrzeuge bzw. der Mitarbeiter
 - Leistungsangebot an alle angeschlossenen Fahrzeuge
 - Vorrang für bestimmte Nutzer (Prioritäten)
 - Vorrang entsprechend des Ladezustands einzelner Autos und der benötigten Reichweite
 - Zeitpunkt und Dauer der jeweiligen Nutzung
 - fahrzeugspezifische Zuteilung von ungenutzter Ladeleistung
- optimale Nutzung des selbst erzeugten PV-Stroms
 - Anpassung der Ladeleistung an das Solarstromangebot
 - Erhöhung der Eigenverbrauchsquote durch Energiemanagement und ggf. durch ein Speichersystem

Abbildung 6: Kommunikationspfade eines Lademanagementsystems¹⁹

Wie viel Strom direkt von der PV-Anlage in die Fahrzeugbatterie fließt, hängt von verschiedenen Faktoren ab. Grundsätzlich ist es von Vorteil, wenn tagsüber direkt mit PV-Strom geladen wird. Soll auch abends oder nachts geladen werden, kann die Ladung mit Solarstrom nur über ein zusätzliches Speichersystem erfolgen. Bei größeren Systemen mit mehreren Ladepunkten ist die Abstimmung des intelligenten Lademanagementsystems (LMS) mit der gleichzeitigen direkten Nutzung des PV-Stroms technisch komplex. Die Steuereinheit der Ladestationen muss dann auch mit dem Energiemanagementsystem (EMS) der PV-Eigenversorgungsanlage kommunizieren können. Dieser übergeordneten Steuerung kommt eine besondere Rolle zu. Zusätzlich stellt die Umsetzung eines

intelligenten Lademanagements auch im Hinblick auf die Berücksichtigung der unterschiedlichen Anforderungen bei der Fahrzeugnutzung und -verfügbarkeit (Fuhrparkmanagement) eine große Herausforderung dar.

1.3.5 Mögliche Messkonzepte für verschiedene Nutzungsvarianten

Der Leitfaden nimmt drei Nutzungsvarianten in den Blick, die sich hinsichtlich des Nutzerkreises der Ladeinfrastruktur (firmeneigene E-Fahrzeuge, private Mitarbeiter- und Kundenfahrzeuge) und der Abrechnungsmöglichkeiten unterscheiden (Kapitel 1.1). Tabelle 2 zeigt im Überblick die unterschiedlichen Abrechnungsmöglichkeiten bei den verschiedenen Nutzungsvarianten in PV-Eigenversorgungsanlagen.

¹⁹ Quellenbezug: Gewerbliche Nutzung von Elektromobilität, Archimedes Technik, Vortrag im März 2018, LEE-NRW, Wuppertal

Nutzungsvariante	Nutzer der Ladestationen	Abrechnung
Variante 1	nur firmeneigene E-Fahrzeuge (Personenidentität)	Ladestrom wird nicht abgerechnet (interne Buchung des Eigenverbrauchs)
Variante 2	firmeneigene E-Fahrzeuge und private Mitarbeiterfahrzeuge	a. Ladestrom wird Mitarbeitern geschenkt (bis 2020 steuerfrei) b. Ladestrom wird über eine Flatrate abgerechnet
Variante 3	firmeneigene E-Fahrzeuge, Mitarbeiterfahrzeuge und Kundenfahrzeuge	c. Ladestrom wird genau (kWh) abgerechnet

Tabelle 2: Abrechnungsoptionen bei verschiedenen Nutzungen der Ladestationen in Eigenversorgungsanlagen

So vergrößert sich die rechtliche und technische Komplexität der Umsetzung mit der Ausweitung des Personenkreises, welcher das E-Mobilitätsangebot und damit die Ladestationen nutzen soll. Insbesondere die Messkonzepte unterscheiden sich je nach Nutzungsvariante.

Ein Beispiel für eine **reine Eigenversorgungsanlage für firmeneigene E-Fahrzeuge** mit zwei Ladestationen – **Nutzungsvariante 1** – zeigt Abbildung 7.

Beim Strombezug der E-Fahrzeuge und in den firmeneigenen Gebäuden handelt es sich um eine Eigenversorgung im Sinne des EEG, für die nur eine reduzierte EEG-Umlage zu zahlen ist (Privilegierung). Die Eigenverbrauchsmengen müssen mess- und eichrechtskonform erfasst und jährlich dem zuständigen Netzbetreiber gemeldet werden. Da die Ladestationen hier aber lediglich einen weiteren Verbraucher in einer vorhandenen PV-Eigenversorgungsanlage darstellen, sind keine weitergehenden Anforderungen zu erfüllen. Ist ein Speicher vor-

handen, müssen die ein- und ausgespeicherten Mengen eichrechtskonform gemessen werden und es muss sichergestellt werden, dass im Speicher kein Netzstrom zwischengespeichert werden kann, sofern der Speicher eine installierte Leistung von mehr als 10 kW aufweist. Bei kleineren Speichern kann grundsätzlich auch eine Mischbeladung erfolgen und – aufgrund der vollständigen Befreiung von der EEG-Umlage – im Einzelfall auch ein weniger komplexes Messkonzept ausreichend sein.

Soll auch Mitarbeitern die Möglichkeit gegeben werden, ihre privaten E-Fahrzeuge zu laden – **Nutzungsvariante 2: PV-Eigenversorgung, Nutzung durch firmeneigene und private Mitarbeiterfahrzeuge** –, muss wie eingangs beschrieben sichergestellt werden, dass die Strommengen, die von den Mitarbeitern geladen werden (Drittbelieferung), mess- und eichrechtskonform von den Strommengen der firmeneigenen E-Fahrzeuge (Eigenversorgung) abgegrenzt werden.

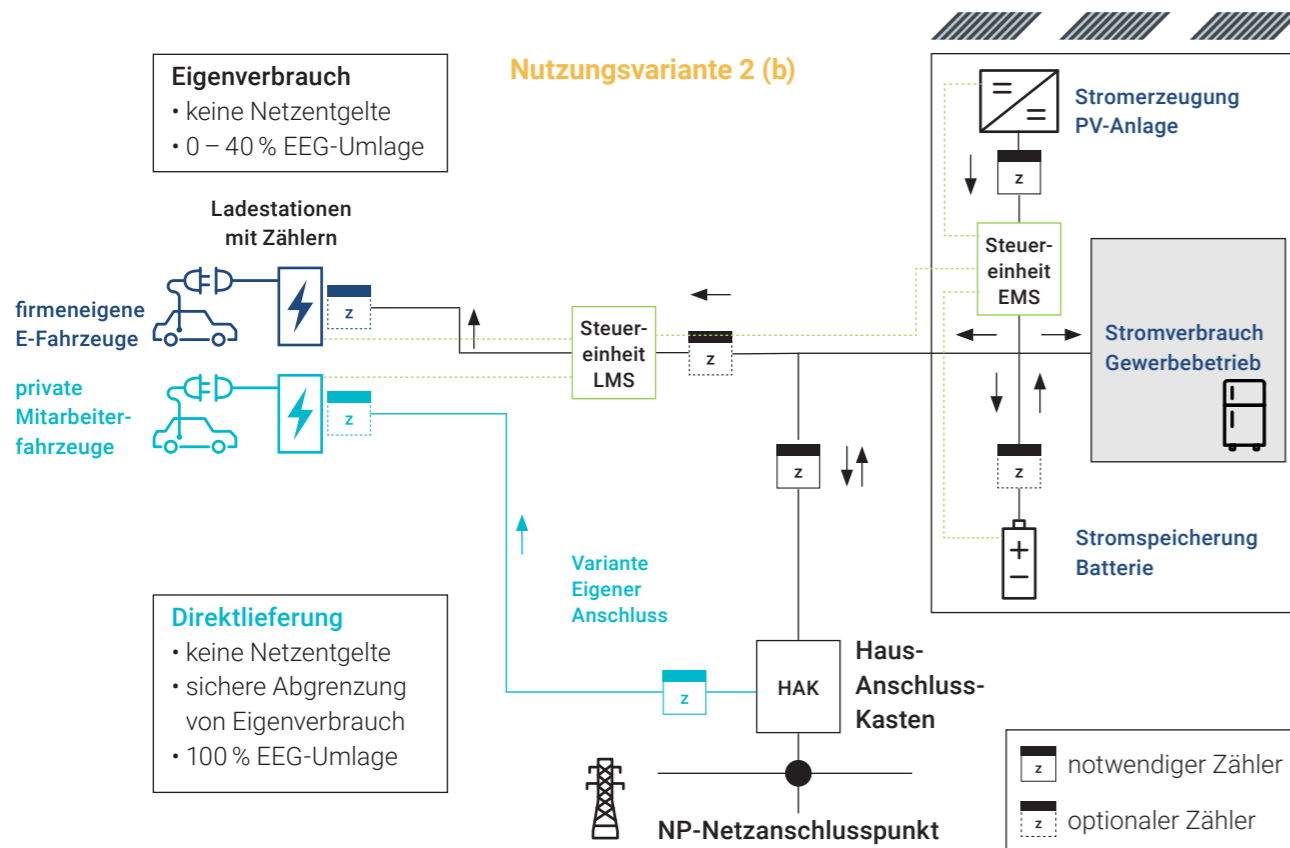


Abbildung 9: Beispiel für ein PV-Speichersystem mit E-Fahrzeugen für die Nutzungsvariante 2 (b), Mitarbeiter können ihre privaten Fahrzeuge laden. Wenn die Entfernung der Ladestation kurz ist, kann ein eigener Anschluss am Hausanschlusskasten sinnvoll sein.

Sollen zusätzlich auch Kunden Ihre E-Fahrzeuge beladen können – **Nutzungsvariante 3: PV-Eigenversorgung, Nutzung durch firmeneigene, private Mitarbeiterfahrzeuge und Kundennutzung** –, erweitern sich das Anlagendesign und das Messkonzept. Wie bei Nutzungsvariante 2 muss auch hier durch ein geeignetes Messkonzept sichergestellt werden, dass eine mess- und eichrechtskonforme Abgrenzung von Eigenversorgung und Drittbelieferung aus der PV-Anlage möglich ist. Auch hier muss geprüft werden, ob ein integriertes System sinnvoll oder ein eigener Anschluss

für die Ladestationen, an denen Mitarbeiter- und Kundenfahrzeuge beladen werden, wirtschaftlicher ist. Abbildung 10 zeigt ein solches mögliches Konzept mit eigenem Anschluss.

Generell ist es wichtig, dass in die Planung das zukünftige Nutzungsziel einfließt und das Messkonzept mit dem örtlichen Netzbetreiber abgesprochen wird.

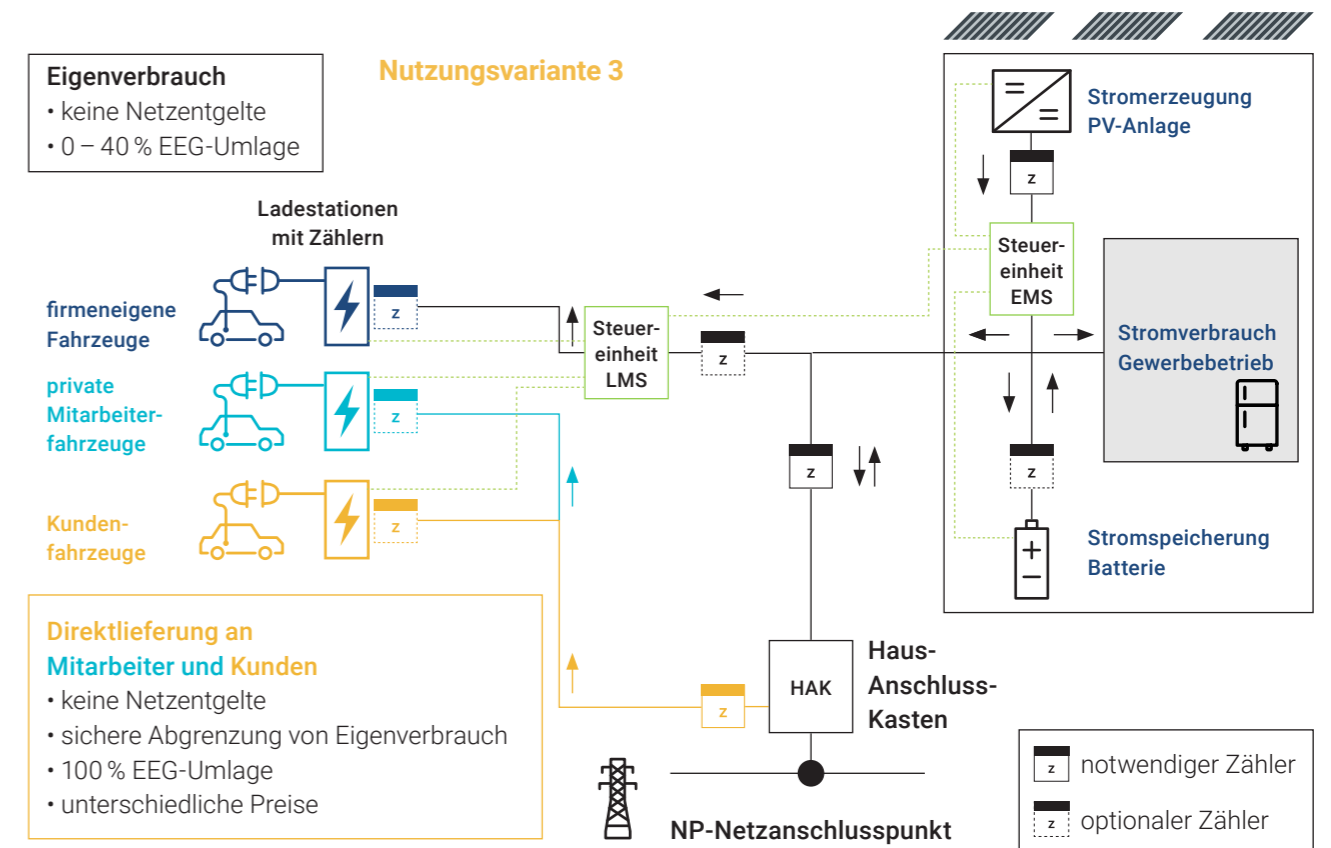


Abbildung 10: Beispiel für ein PV-Speichersystem mit E-Fahrzeugen für die Nutzungsvariante 3, Mitarbeiter und Kunden können ihre Fahrzeuge laden. Hier ist ein eigener Anschluss der Ladestationen am Hausanschlusskasten sinnvoll.

HINWEIS

- Grundsätzlich muss bei PV-Eigenversorgungsanlagen sichergestellt werden, dass eine Lieferung an Dritte mess- und eichrechtskonform erfasst wird. Ist das nicht der Fall, wird auch der Eigenverbrauch mit EEG-Umlage belastet.
- Welche Ausführungsvariante die wirtschaftlich günstigste ist – eigener Anschluss oder messtechnische Abgrenzung –, muss im Einzelfall entschieden werden.
- Es ist sinnvoll, einen erfahrenen Experten schon in der Planungsphase hinzuziehen.

1.3.6 Anforderungen an die Messkonzepte

Aufgrund der Anforderungen, die sich aus den verschiedenen Gesetzen wie EEG, EnWG, MsbG und Mess- und Eichgesetz (MessEG) ergeben, können Mess- und Zählerkonzepte komplex werden. Das passende Messkonzept hängt wie erwähnt davon ab, ob es sich um eine PV-Eigenversorgungsanlage handelt oder ob auch Dritte (Mitarbeiter und Kunden) beliefert werden und welches Abrechnungskonzept vorgesehen ist. Die meisten Netzbetreiber stellen auf ihren Internetseiten Messkonzepte für Standardanwendungen zur Verfügung, eine Zusammenstellung findet sich in den „VBEW-Messkonzepten“²⁰ des Verbands der Bayerischen Energie- und Wasserwirtschaft. Besonderheiten beim Einsatz von Speichern wurden von der EEG|KWKG-Clearingstelle²¹ sowie im Hinweispapier des Forums Netztechnik/Netzbetrieb im VDE zum Anschluss und Betrieb von Speichern²² beschrieben.

ACHTUNG, STOLPERSTEINE!

- Das geplante Messkonzept für die Versorgung der Ladeinfrastruktur mit Strom aus einer eigenen PV-Anlage muss mit dem Netz- bzw. Messstellenbetreiber vor der Installation abgestimmt werden.

- Es muss geprüft werden, ob eine Abrechnung von Ladevorgängen erfolgen soll und damit eine mess- und eichrechtskonforme Messung des Ladestroms in der Ladeeinrichtung und eine Abrechnung nach den Anforderungen der Preisangabenverordnung (PangV) erforderlich sind.
- Die Installation mess- und eichrechtskonformer Ladeinfrastruktur, sofern erforderlich und bereits am Markt verfügbar, muss vorgenommen werden oder es muss eine Einigung mit dem Anbieter von Ladestationen über eine Nachrüstung der Ladeinfrastruktur zu einem späteren Zeitpunkt erfolgen.

Da jeder Gewerbebetrieb andere Bedingungen hat und die Anforderungen der Netzbetreiber unterschiedlich sein können, sollte unbedingt ein Experte eingebunden werden, der die komplexen Anforderungen bzgl. komplexer Messkonzepte und kaufmännischer Abrechnung beherrscht und mit dem jeweiligen Netzbetreiber kommuniziert.

²⁰ VBEW-Messkonzepte, Messkonzepte und Abrechnungshinweise für Erzeugungsanlagen, 2018

²¹ www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/files/Empfehlung_2017_29.pdf, Zugriff am 15.04.2019

²² www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/files/FNN.-techn.-Hinweis-Anschluss-und-Betrieb-von-Speichern-am-NS-Netz_Dritte_Version.pdf, Zugriff am 15.04.2019

1.3.7 Netzanschlussbedingungen

Der Anschluss von Ladestationen für die E-Mobilität in der Kundenanlage sowie das vorgesehene Messkonzept muss mit dem Netzbetreiber abgesprochen werden. Bei einer Summenbemessungsleistung von mehr als 12 kVA bedarf die Inbetriebnahme der Ladestationen gemäß § 19 Abs. 2 NAV sogar der expliziten Zustimmung des Netzbetreibers. Die technischen Anschlussbedingungen des örtlichen Netzbetreibers (TAB) müssen beachtet werden. In den TAB werden sowohl allgemein gültige technische Anforderungen wie die TAR 4105 und TAR 4100²³ umgesetzt als auch darüber hinausgehende eigene Anforderungen wie z. B. eine Genehmigungspflicht definiert. So müssen Ladestationen und Wallboxen auf privatem Gelände wie im öffentlichen Raum beim örtlichen Netzbetreiber angemeldet werden. Auch die Pflicht und die Anforderungen zur Steuerung der Ladeeinrichtungen durch den Netzbetreiber werden unterschiedlich gehandhabt.

Ladestationen können nach aktueller Rechtslage optional ab einer gewissen Anschlussleistung als steuerbare Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG betrieben werden. In diesem Fall wird die Stromzufuhr der Ladeeinrichtungen, die dann zudem über einen separaten Zählpunkt verfügen, bei Bedarf mittels Rundsteuerempfänger²⁴ durch den Netzbetreiber unterbrochen. Für den Betreiber der Ladeinfrastruktur bietet sich dadurch die Möglichkeit, Kosten für die Netznutzung einzusparen. Dieses reduzierte Netzentgelt setzt der jeweilige Netzbetreiber individuell fest.

Weil sich die Anforderungen verschiedener Verteilnetzbetreiber unterscheiden und die Regulierung der E-Mobilität sich noch in Entwicklung befindet, sollten diese Anforderungen in einem frühen Planungsstadium geklärt werden.

²³ TAR 4105 und TAR 4100 enthalten u. a. Vorgaben zu Meldepflichten, Schiefast, Blindleistung, Wirkleistungssteuerung, Wirkleistungsverhalten bei Über- und Unterfrequenz, dynamische Netzstützung und Lastmanagement

²⁴ Nach dem Rollout intelligenter Messsysteme soll die Steuerung über eine CLS-Schnittstelle realisiert werden.

Ladeleistung	3,5 bis 12 kVA	ab 12 kVA
Mitwirkungspflicht	anmeldepflichtig	anmelde- und zustimmungspflichtig
Unterbrechbarkeit	nicht steuerbar	steuerbar
Netznutzungsentgelte	Standardlastprofil	ggf. reduziertes Netznutzungsentgelt

Tabelle 3: Beispielhaft: Vorgaben für den Anschluss von Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge eines Netzbetreibers

1.3.8 Meldepflichten für Betreiber von Ladeinfrastruktur

Die wesentlichen Melde- und Anzeigepflichten ergeben sich aus dem EEG, der Netzanschlussverordnung (NAV), der Ladesäulenverordnung (LSV) und den Technischen Anschlussregeln (TAR).

- Anzeigepflicht von Ladepunkten von öffentlich zugänglichen Ladestationen gegenüber der Bundesnetzagentur (§ 5 LSV)
- TAR 4100: generelle Meldepflicht für Ladestationen ab 4,7 kW beim Netzbetreiber
- Meldepflicht für alle Ladestationen gegenüber dem Netzbetreiber und teilweise Zustimmungspflicht des Netzbetreibers zur Inbetriebnahme bei Ladestationen mit einer Summenbemessungsleistung von über 12 kVA (§ 19 NAV)

1.3.9 Technische Normen und Gesetze für Ladeinfrastruktur

- VDE-AR-N 4100: „Technische Anschlussregeln Niederspannung“ (u. a. Anforderungen an Ladeeinrichtungen für Elektromobilität)
- Ladesäulenverordnung LSV (März 2016): „Verordnung über technische Mindestanforderungen an den sicheren und interoperablen Aufbau und Betrieb von öffentlich zugänglichen Ladepunkten für Elektromobile“
- Netzanschlussverordnung NAV
- DIN VDE 0100: „Errichten von Niederspannungsanlagen“
- DIN EN 61851-1 (VDE 0122-1): „Elektrische Ausrüstung von Elektrofahrzeugen – Konduktive Ladesysteme für Elektrofahrzeuge – Teil 1: Allgemeine Anforderungen“
- Mess- und Eichgesetz (MessEG) und Mess- und Eichverordnung (MessEV)
- „Technischer Leitfaden Ladeinfrastruktur“, VDE, 2016

Praxisbeispiel: Ladeinfrastruktur und E-Mobilität

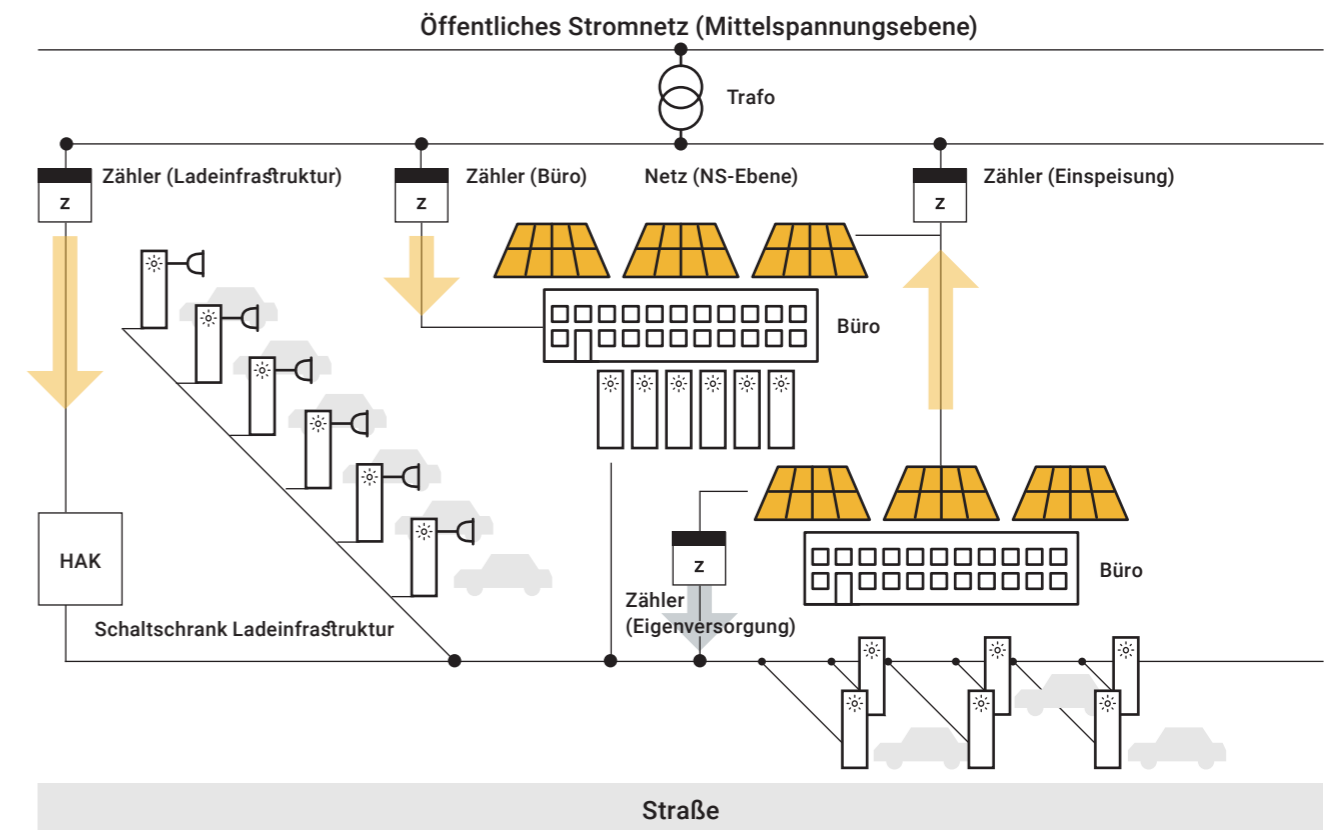


Abbildung 11: Aufbau der Ladeinfrastruktur und PV-Anlage am Standort von GP JOULE

1.4 MOTIVATION DES UNTERNEHMENS

GP JOULE, ein Erneuerbare-Energien-Unternehmen und Sektorenkoppler aus Norddeutschland, verfolgt das Ziel, neben der regenerativen Stromerzeugung auch den Verbrauch dieses sauberen und günstigen Stroms in anderen Bereichen wie z. B. bei der Stromumwandlung in Wasserstoff oder Mobilität voranzubringen.

Als wesentlicher Baustein der Nachhaltigkeitsstrategie des Unternehmens steht

die schrittweise vollständige Umstellung des Unternehmensfuhrparks auf E-Fahrzeuge und in begründeten Fällen auch auf Plug-in-Hybridfahrzeuge am eigenen 120 Mitarbeiter starken Hauptsitz im wind- und energiereichen Reußenköge in Schleswig-Holstein im Fokus. Die rein elektrischen Firmenfahrzeuge mit Reichweiten von 100 bis 400 km legen typischerweise Kurzstrecken bis 50 km und gelegentlich Mittelstrecken von bis zu 200 km zurück. Über das Aufstellen zusätzlicher Lademöglichkeiten und die Möglichkeit, am Standort kostenlos auf-

zuladen, sollen auch Mitarbeiter und Gäste motiviert werden, auf Elektromobilität umzusteigen und die für den ländlichen Raum typischen langen Anfahrtswege und Pendelstrecken von meist 20 bis 70 km in privaten E-Fahrzeugen zurückzulegen.

Da geeignete Ladelösungen für große Fahrzeugflotten in Unternehmen mit hohem Integrationsgrad in das Umfeld aus betrieblichen Anforderungen, Mobilitätsbedürfnissen und Stromversorgung im Jahr 2015 noch nicht am Markt verfügbar waren, wurde die Entwicklung eines praxisgerechten Gesamtsystems selbst übernommen²⁵. Inzwischen wird dieses System – bestehend aus Hardware und Software, ergänzt um Services wie professionelle Beratung, Analyse und Begleitung bei der Elektrifizierung von Fuhrparks – auch anderen Unternehmen angeboten, die auf E-Mobilität umsteigen wollen. Das übergeordnete Ziel ist, einen ökologisch wie ökonomisch relevanten Mehrwert zu generieren.

1.5 HERAUSFORDERUNGEN

Energetisch und organisatorisch galt es, die Ladeinfrastruktur reibungslos in die Unternehmensabläufe zu integrieren. Mobilität und Arbeitsfähigkeit der Mitarbeiter mussten uneingeschränkt erhalten bleiben, um das Kerngeschäft nicht negativ zu beeinflussen. Dafür galt es, ein intelligentes Lade-, Last- und Energiemanagement für die Standorte zu

entwickeln. Ebenso mussten Ladelösungen bei Mitarbeitern zu Hause und die Verfügbarkeit einer ausreichenden Ladeinfrastruktur auf Geschäftsreisen geschaffen werden. Neben diesen Herausforderungen sollten die eigentlichen Ziele des Systems E-Flottenlösung, die Emissions- und die Kostenreduktion, erreicht werden. Eine schlanke Ladeinfrastruktur, schnelle Ladezeiten für möglichst viele gleichzeitig ladende E-Fahrzeuge und die Integration der regenerativen Eigenstromerzeugung waren die Zielvorgaben.

Inzwischen sind 40 E-Fahrzeuge regelmäßig am Standort und nutzen die Lademöglichkeit an 50 Ladepunkten. Mittelfristig werden täglich bis zu 120 E-Fahrzeuge erwartet. Der gesamte Fuhrpark umfasst bereits heute über 70 E-Fahrzeuge mit stetig steigender Anzahl.

Bei der Elektrifizierung eines Unternehmensfuhrparks sind neben der Einhaltung von technischen, rechtlichen und buchhalterischen Rahmenbedingungen die folgenden Aspekte wesentlich:

- Art des Umgangs mit dem vorhandenen und limitierten Netzanschluss hinsichtlich Effektivität und Wirtschaftlichkeit und die Motivation der Mitarbeiter zum Umsteigen
- allgemeine Bedenken und echte Sorge um Terminkonflikte oder Komfortverluste, z. B. durch die begrenzte Reichweite oder geringe Ladegeschwindigkeit

²⁵ 2019 gibt es verschiedene Ladelösungen am Markt, die spezielle Funktionen für Ladeinfrastruktur in Unternehmen integriert haben, u. a. newmotion, innogy, chargeIT.

Beides sollte von Anfang an bei der Planung der Fuhrparkladeinfrastruktur berücksichtigt werden. Mitarbeiter mit hohem Zeitdruck, geringem Ladestand oder geringer Reichweite können dementsprechend bedarfsweise Vorrang bei der Nutzung und Leistungsbereitstellung der Ladeinfrastruktur erhalten, kostspielige Leistungsspitzen werden trotz punktuell hoher Ladeleistung weiterhin vermieden. Zusätzlich ist planerisch zu berücksichtigen, dass durch einen angestiegenen und weiter steigenden Stromverbrauch – durch die Nutzung von E-Mobilität – ein neues Energiekonzept erforderlich werden kann, um die Strombereitstellung sicherzustellen oder die gestiegenen Strombezugskosten zu reduzieren, z. B. durch Eigenversorgungsmodelle für E-Firmenfahrzeuge.

Zu den großen Herausforderungen im technischen und kaufmännischen Betrieb, wie z. B. Instandhaltung, Meldepflichten und Abrechnung der Ladepunkte, kommt die stetige Anpassung an die veränderte E-Fahrzeugsituation, u. a. durch steigende Anzahl der Fahrzeuge oder veränderte Reichweiten und Ladeleistungen von Fahrzeugtypen. Stetige Veränderungen der rechtlichen Situation, z. B. jüngst im Mess- und Eichrecht, führen dazu, dass am Standort bewährte Ladelösungen nicht ohne Weiteres im halböffentlichen und öffentlichen Bereich einsetzbar sind, und schüren zudem Verunsicherung bei Ladestationsbetreibern.

Lademöglichkeiten sind auch für Gäste des Unternehmens oder andere E-Fahrzeugnutzer sicherzustellen. Dafür werden die Ladepunkte u. a. an Roamingnetzwerke angeschlossen und mittels dieser abgerechnet und somit öffentlich zugänglich. Diese Vermarktung stellt zudem ein wichtiges Kriterium für eine angestrebte Förderfähigkeit des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur dar²⁶.

1.6 LADEINFRASTRUKTUR AM STANDORT

Die systemische Ladeinfrastruktur für E-Flotten am Standort von GP JOULE, die CONNECT E-Flotte, wird seit 2015 betrieben, stetig weiterentwickelt und erweitert. Sie umfasst mittlerweile 50 Ladepunkte. Die E-Flotte wurde über drei Jahre in der Praxis erprobt und wird heute mit einer Flotte im Hauptquartier von GP JOULE in Schleswig-Holstein mit bis zu 50 E-Fahrzeugen täglich genutzt. Jedes erwartete E-Fahrzeug erhält einen eigenen Ladepunkt, sodass kein Umparken der E-Fahrzeuge während des Tages notwendig ist oder Ladekonflikte auftreten.

Der Kern dieses Systems ist das Laden in Abhängigkeit von Netzanschlusskapazität, Nutzern und Nutzerklassifizierungen und lokaler PV-Stromerzeugung. Dabei wird ein hoher Nutzerkomfort bei optimierten Energiekosten und ein hoher Automatisierungsgrad in der Administration und im Rechnungswesen erzielt.

²⁶ Für den Ausbau eines flächendeckenden Netzes von Schnelllade- und Normalladestationen in Deutschland stellt das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) über seine Förderrichtlinie „Aufbau einer Ladeinfrastruktur (LIS)“ von 2017 bis 2020 insgesamt 300 Millionen Euro bereit. Damit sollen in den kommenden Jahren bundesweit 10.000 Normal- und 5.000 Schnellladestationen entstehen.

Installation, PV-Anbindung und Leistungsmanagement

Bei der Auswahl geeigneter Hardware wurde auf raumsparende AC-Ladestationen mit jeweils zwei Ladepunkten auf dem Parkplatz und einen separaten zentralen Schaltschrank in einem 20 m entfernten und ca. 5 m² großen Technikraum gesetzt. Das spart Platz und erleichtert die Wartung. Die zentrale Steuerung kann so kosteneffizient und besonders störungs- und wartungsarm erfolgen. Eine moderne Softwarelösung unterstützt das Last-, Lade- und Energiemanagement. Die Verknüpfung mit der skalierbaren Ladeinfrastruktur für E-Flotten bietet eine Optimierung der Last – auch in Abhängigkeit von anderen eingebundenen Verbrauchern, lokaler PV-Stromproduktion oder vom Bedarf der einzelnen Fahrer.

Die maximale Leistungsbereitstellung der Ladeinfrastruktur wird ebenfalls zentral eingestellt. Das System ist in der Lage, jeden Grenzwert einzuhalten und dabei die zur Verfügung stehende Leistungsphasengenau zu steuern und gleichmäßig ohne Lademanagementverluste auf alle aktiven Ladepunkte zu verteilen.

Lademanagementverluste können durch das vielfach angewendete Blocken von Ladeleistung beim ein- oder bei zweiphasigen Laden auf inaktiven bzw. nicht genutzten Phasen entstehen. Das Auftreten von Schiefast, insbesondere bei ungleicher Phasenbelastung durch ein-

phasig ladende E-Fahrzeuge in großen Ladeparks, stellt ein weiteres Problem in der Praxis dar und wird durch die E-Flotte mit einer Überwachung und Steuerung der Phasenbelegung ebenso effektiv vermieden. Die maximale Leistung, die der Ladeinfrastruktur zur Verfügung gestellt wird, ist standardmäßig statisch eingestellt. Sind eine lokale Stromerzeugungsanlage, z. B. eine PV-Anlage, oder weitere Verbraucher mit ungleichmäßigem Verbrauchsverhalten, z. B. eine Korn Trocknungsanlage oder ein Kompressor, vorhanden, kann der Leistungswert in Abhängigkeit von diesen Anlagen dynamisch ermittelt werden. Sobald die PV-Anlage beginnt, Strom zu produzieren, wird die maximal verfügbare Leistung der Ladeinfrastruktur erhöht. Im Gegensatz dazu wird die verfügbare Leistung der Ladeinfrastruktur reduziert, sobald ein integrierter Verbraucher aktiviert wird. So wird jederzeit sichergestellt, dass unter optimaler Ausnutzung der vorhandenen Kapazitäten die verfügbare Netzanschlussleistung nicht überschritten wird bzw. eine kostspielige Verstärkung des Netzanschlusses vermieden werden kann. Ebenso wird die Jahreshöchstleistung, die der Netzbetreiber ermittelt, ohne relevante Einschränkungen beim Laden der Fahrzeuge planbar und kann analog zu den Netzentgelten (Anteil Leistungspreis) reduziert werden. Sofern eine PV-Anlage zur Eigenversorgung betrieben wird, ist eine Erhöhung der Eigenverbrauchsquote einfach umsetzbar.

GP JOULE wird mit dem Auslaufen der 20-jährigen EEG-Förderung die örtliche 300-kW_p-PV-Dachanlage in das Energiemanagement der Ladeinfrastruktur integrieren. Die PV-Anlage wird dafür messtechnisch in den Hausanschluss der Ladeinfrastruktur integriert und damit für die Eigenversorgung qualifiziert. Die nicht verbrauchten Mengen werden per Überschusseinspeisung ins Netz eingespeist. Die Strombezugskosten für die Strommengen aus der PV-Anlage können gegenüber dem Netzbezug um u.a. die Stromkostenbestandteile Netzentgelte, Konzessionsabgaben, Stromsteuer und 60 Prozent der EEG-Umlage reduziert werden. Das entspricht bei den aktuellen Preisen einer Kostenreduktion von ca. 10 ct/kWh (netto). Aufgrund der günstigen Synchronisierung der Zeitfenster von PV-Stromerzeugung und Stromverbrauch in der Ladeinfrastruktur wird damit voraussichtlich eine Eigenverbrauchsquote von mehr als 50 Prozent im eigenen E-Fuhrpark erreicht werden können. Dies entspräche einer Stromkostenreduktion an der Ladeinfrastruktur von insgesamt ca. 25 Prozent oder ca. 5.000 Euro pro Jahr. Eine Nutzung des lokal erzeugten Stroms zum jetzigen Zeitpunkt würde u. a. Mehrkosten im vier- bis fünfstelligen Bereich verursachen.

Ein solches System lässt sich also nicht nur in Bezug auf die Anzahl der angeschlossenen Ladepunkte erweitern, sondern auch bei der Integration von weiteren Energieerzeugungsanlagen und

weiteren Verbrauchern. So eröffnet sich mit der Integration von Eigenversorgung in das System und der Berücksichtigung weiterer Verbrauchsanlagen des Betriebs ein optionales Last- und Energiemanagement, welches Investitionssicherheit und Ausbauperspektiven schafft.

Im Fuhrpark von GP JOULE sind aktuell keine DC-Schnellladestationen angeschlossen. Diese werden u. a. aufgrund der dynamischen und bedarfsabhängigen maximalen Leistungsfreigabe bei AC-Ladevorgängen von bis zu 22 kW und der zur alternativen Nutzung bereitgestellten reichweitenstarken Plug-in-Hybrid-Fahrzeuge im Pool schlicht noch nicht benötigt. Zudem sind Schnellladestationen bei der Installation und im Betrieb vergleichsweise kostenintensiv. Der gesteigerte Leistungsbedarf würde an diesem Standort aktuell mit zusätzlichen Netznutzungskosten von ca. 5.000 bis 10.000 Euro pro Ladepunkt und Jahr verursachen. Wirtschaftlich attraktiv kann die Errichtung einer Schnellladestation durch die Integration einer großen PV-Anlage (ab ca. 100 kW_p) werden. PV-Anlagen, z. B. auf Gebäudedächern, ermöglichen die Zuschaltung weiterer Kapazitäten. Der darüber hinaus selbst erzeugte Strom fließt in die Ladung der E-Flotte ein. So reduzieren sich die Kosten pro Ladevorgang und die Ladevorgänge werden beschleunigt. In dieser Ausbaustufe kann dann auch der Einsatz eines Speichers wirtschaftlich werden, da die Synchronisation des Ladeplans bzw. des Lastgangs der Ladeinfrastruktur

tur mit dem PV-Ertragsprofil verbessert wird, und zwar über den temporären Ausgleich von zu großen Stromproduktionsmengen oder die Vermeidung großer Lastspitzen, die durch die Schnellladeinfrastruktur verursacht werden.

Die unterschiedlichen Bedürfnisse der Nutzer am Standort in Bezug auf die Ladegeschwindigkeit berücksichtigt die E-Flotte in drei Priorisierungsstufen: Jeder Nutzer erhält eine Nutzerklassifizierung in seinem Nutzerkonto bzw. seiner User-ID. Die User-ID dient der Authentifizierung an der Ladeinfrastruktur und ist entweder auf einer RFID-Karte oder im Nutzerkonto einer Lade-App des Nutzers hinterlegt. Nutzer, die z. B. aufgrund von Terminen eine hohe Ladegeschwindigkeit benötigen, erhalten entsprechend eine Nutzerklassifizierung mit höherer Ladepriorität, die die Freischaltung einer höheren Ladeleistung an den Ladestationen erlaubt. Dies führt zu einer optimalen Berücksichtigung dringender Ladebedürfnisse unter Ausnutzung des Netzanschlusses: Wer sein E-Fahrzeug am dringendsten benötigt, erhält als Erster einen vollen Akku. Die Ladeleistung der anderen Nutzer mit normaler Priorisierungsstufe wird vorübergehend reduziert. Das hilft z. B. dann, wenn ein Mitarbeiter vor einer längeren Fahrt nur einen kurzen Zwischenstopp einlegt.

Authentifizierung und Abrechnung

Zur einfachen und bequemen Bezahlung bzw. Zuordnung der Ladevorgänge zu Mitarbeiter und Unternehmensbereich wird eine angepasste Abrechnungsoftware genutzt. Per RFID-Karte oder App, z. B. von GP JOULE CONNECT für Mitarbeiter, über viele weitere E-Mobility-Provider per E-Roaming für Gäste oder ad hoc für jeden mittels QR-Code und Kreditkarte bzw. PayPal können die Ladestationen freigeschaltet und Ladevorgänge direkt abgerechnet werden.

„Persönliche“ Ladepunkte bei Mitarbeitern zu Hause

Zusätzlich werden alle Mitarbeiter mit E-Dienstwagen von GP JOULE bei Bedarf mit einer intelligenten Ladestation am Wohnort ausgestattet. Die geladenen Strommengen werden monatlich an die Lohnbuchhaltung übermittelt. Dies ermöglicht die direkte Erstattung der Stromkosten über die Lohnabrechnung im Rahmen der Ein-Prozent-Regelung. Ist eine Installation beim Mitarbeiter baulich nicht umsetzbar, weil z. B. kein Pkw-Stellplatz auf dem Grundstück des Mitarbeiters vorhanden ist, werden nach Möglichkeit – etwa in Kooperation mit Unternehmen oder Einrichtungen in der Nähe – alternative Aufstellorte mit entsprechenden Nutzungsberechtigungen für beide Parteien realisiert.

Deutschlandweit laden und buchhalterische Zuordnung von Ladevorgängen

auch außerhalb der Ladeinfrastruktur am Standort oder zu Hause deutschlandweit an Ladestationen der angebotenen Roaming-Partner laden. Die Ladevorgänge werden ebenfalls in die Firmenbuchhaltung übermittelt und abgerechnet. So wird die ganzheitliche E-Mobilität für das Unternehmen nicht nur in technischer Hinsicht eingelöst, sondern auch in kaufmännischer, denn die Anbindung der Ladeinfrastruktur an das System macht die Überwachung und Administration al-

ler Ladevorgänge einfach: Ladevorgänge außerhalb des Unternehmens an einer der Ladesäulen des CONNECT-Ladnetzwerks werden automatisch registriert und verbucht, die Ladevorgänge der Mitarbeiter werden für die Erfassung und Zuordnung auf Kostenstellen direkt an die Firmenbuchhaltung weitergeleitet. Über das accountbasierte System der Verwaltung und Vermarktung von Ladepunkten ist zudem die separate Erfassung von Ladevorgängen der Tochterunternehmen einfach umsetzbar.

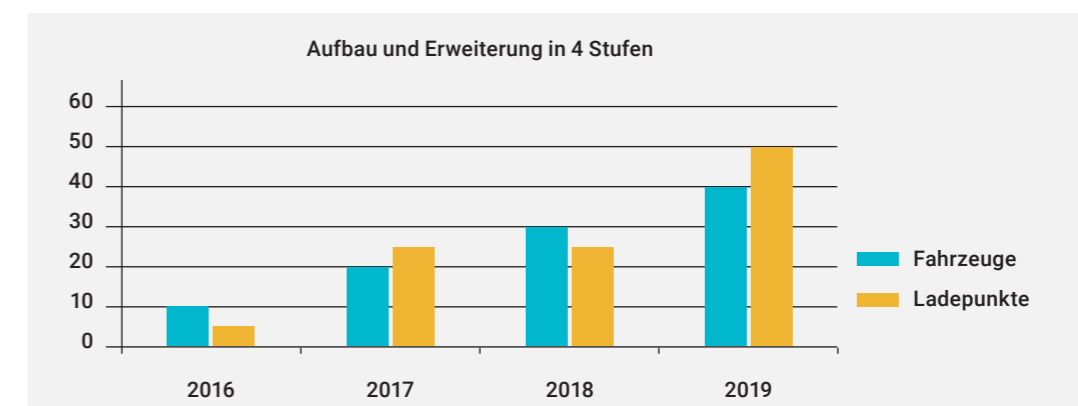


Tabelle 4: Aufbau und Erweiterung der Ladeinfrastruktur in 4 Stufen

Eckdaten von Installation, Netzanschluss und Nutzung

- Nutzungszeitraum der Ladeinfrastruktur: E-Fahrzeuge werden überwiegend tagsüber zwischen 8 und 20 Uhr mit Strom geladen
- typisches Ladezeitfenster mit normaler Priorität: 4 bis 6 Stunden (Einstellung auf 8 Stunden Arbeitszeit)
- Ladezeitfenster bei Ladevorgängen mit hoher Priorität: ca. 1 bis 3 Stunden
- typische Lademenge pro Fahrzeug am Standort: 10 bis 20 kWh pro Tag
- verfügbare Netzanschlusskapazität in der Mittelspannung ohne Verstärkung: 100 kW
- benötigte Kapazität der Ladeinfrastruktur ohne Leistungsbegrenzung: 1.100 kW (22 kW AC pro Ladepunkt)
- Jahresstromverbrauch: ca. 50.000 kWh
- PV-Anlage: 300 kWp Einspeiseleistung (schrittweise Integration bis 2025)
- jährliche Kostenersparnis: bis zu ca. 50.000 Euro
- Fahrzeugflotte am Standort:
 - 12 BMW i3 mit Range Extender
 - 7 Hyundai IONIQ electric
 - 5 Hyundai IONIQ Plug-in-Hybrid
 - 5 BMW i3 (94 Ah)
 - 3 Tesla Model S
 - 2 Jaguar I-PACE
 - einzelne weitere Modelle, u. a. Smart ed, BMW 225xe, Renault ZOE

Personal und Fuhrparkpolitik

Viele der GP-JOULE-Mitarbeiter leben dort, wo sie arbeiten – im ländlichen Raum –, und erreichen den Arbeitsort nur über Pendelstrecken, die über dem Bundesdurchschnitt liegen. Unter diesen Rahmenbedingungen ist der Einsatz von E-Fahrzeugen besonders attraktiv, sodass viele Mitarbeiter das Angebot eines elektrischen Dienstwagens wahrnehmen. In Kombination mit der am 01.01.2019 gestarteten Neuregelung der Ein-Prozent-Regelung²⁷ in Form einer 50-Prozent-Reduzierung des anzusetzenden Bruttolistenpreises eines E-Fahrzeugs hat sich die finanzielle Attraktivität dieses betrieblichen Modells für Arbeitnehmer nochmals erhöht. Für längere Fahrten steht ein Fahrzeugpool mit reichweitenstarken Plug-in-Fahrzeugen zur Nutzung über ein Mobilitätsbudget bereit. Dazu befindet sich ein betriebliches E-Carsharing für Mitarbeiter in den Startlöchern. Mit diesen Maßnahmen konnte bereits ein Elektrifizierungsgrad der Mitarbeiter von etwa 30 Prozent realisiert werden.

1.7 ERFOLGE UND AUSBLICK

Der ganzheitliche Planungsansatz der Elektrifizierung der Mobilität und Ladeinfrastruktur über Integration von Erzeugungsanlagen und übrigen Verbrauchern, hohe Automatisierung der Abrechnung, Einbettung in die Unternehmensmobilität und Skalierbarkeit des Systems schaffen ein leistungsfähiges System, das eine hohe Akzeptanz bei den Mitarbeitern

²⁷ Im Rahmen der Ein-Prozent-Regelung ist grundsätzlich für jeden Firmenwagen, der zu mehr als 50 Prozent betrieblich genutzt wird und für den kein ordnungsgemäßes Fahrtenbuch geführt wird, für die erlaubte private Nutzung ein privater Nutzungsanteil des Fahrzeugs gemäß der Ein-Prozent-Regelung anzusetzen. Entsprechend beträgt die monatliche Privatnutzung ein Prozent des Bruttolistenpreises zzgl. Sonderausstattung und ist laut § 6 Abs. 1 Nr. 4 Satz 2 EStG bei Anschaffung nach dem 31. Dezember 2018 und vor dem 1. Januar 2022 nur zur Hälfte anzusetzen. Im Rahmen der Ein-Prozent-Regelung wird zusätzlich der monatliche Wert der Fahrten zwischen Wohnung und Betriebsstätte mit 0,03 Prozent des Bruttolistenpreises zzgl. Sonderausstattung je Entfernungskilometer angesetzt.

schafft und Zusatzaufwände durch geändertes Mobilitäts- und Energieverhaltensverhalten minimiert.

Auf energetischer Ebene ist im dargestellten Fall vor allem durch die effektive Vermeidung von kritischen Lastspitzen, die beim ungesteuerten Laden auftreten, eine Anpassung des Ladelastgangs an den bestehenden Netzanschluss gelungen. Die vorhandene Kapazität wird immer vollständig ausgenutzt, dadurch konnte eine kostspielige Verstärkung des Netzanschlusses vermieden werden. Im Gegenzug können Lastspitzen anderer Verbrauchsanlagen oder zukünftig einer PV-Anlage am selben Netzanschluss für eine temporäre Anhebung der verfügbaren Ladeleistung genutzt werden, ohne Mehrkosten zu verursachen. Zudem können bei Bedarf dringende Fälle mit einer höheren Ladepriorität vorgezogen und mit maximaler Ladeleistung versorgt werden, sodass ein hoher Komfort bei geringem Konfliktpotenzial zwischen den unterschiedlichen Nutzungsbedürfnissen und Fahrzeugzuständen Alltag ist.

Die Umstellung auf Elektromobilität konnte auf infrastruktureller und auf Betriebsebene kostenoptimiert erreicht werden. Zusätzliche Infrastrukturkosten von mehr 100.000 Euro für eine Verstärkung des Netzanschlusses und jährliche Zusatzkosten für Strom und Netzentgelte von etwa 50.000 Euro konnten vermieden werden.

Weiterführende Informationen

Inzwischen wurden ca. 50 Prozent des erwarteten Ausbaus der Elektromobilität in den nächsten drei Jahren am Standort in die Realität umgesetzt. Der weitere Ausbau des E-Fuhrparks soll durch eine schrittweise und bedarfsgenaue Vergrößerung der skalierbaren Ladeinfrastrukturlösung erfolgen.

- Einige Dienstleister versuchen bereits jetzt, auch die Batterien von Elektrofahrzeugen in ihre virtuellen Verbünde einzubinden (z. B. sonnenCommunity), sodass die Autobatterien nicht nur laden, sondern bei Bedarf auch entladen werden können, um das Gleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch im Verbund und auch im Netz sicherzustellen.
- Elektroautos als flexible Last: Elektroautos müssen künftig flexibel laden und sich an die Situation im Netz zeitlich anpassen.
- Geschäftsmodell: Regelenergievermarktung: Theoretisch ist es denkbar, dass die Batterien einer Fahrzeugflotte für die Regelenergievermarktung genutzt werden. Dieses Geschäftsmodell wird derzeit noch nicht praktiziert.
- Marktübersicht große Batteriespeicher, fortlaufend aktualisiert, abgerufen am 18.03.2019: <https://www.pv-magazine.de/marktuebersichten/grosse-batteriespeicher/>
- EEG-Umlage 2019: Fakten und Hintergründe, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2019. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/eeg-umlage-2019-fakten-hintergruende.pdf?__blob=publicationFile&v=14
- Übersicht Rechte und Pflichten Elektrizitätsversorgungsunternehmen, Bundesnetzagentur, abgerufen am 18.03.2019: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Datenerhebung_EEG/EVU/Daten_

EEG_EVU_node.html

- Hinweise zur Anzeige von Ladepunkten, Bundesnetzagentur, abgerufen am 18.03.2019: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/HandelundVertrieb/Ladesaeulen/Anzeige_Ladepunkte_node.html
- Informationen zu den Stromsteuerbefreiungen nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 und Nr. 3 Stromsteuergesetz (StromStG), Generalzolldirektion, 2017. https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/files/Generalzolldirektion_Informationspapier_Stromsteuerbefreiung_170221.pdf

1.8 CHECKLISTE

- Gibt es an meinem Unternehmensstandort die notwendigen Voraussetzungen für Elektromobilität?
- Wie viele Fahrzeuge können aktuell elektrifiziert werden?
- Wo kann das Fahrzeug „betankt“ werden?
- Wie funktioniert der Ladeprozess?
- Welches Ladesystem eignet sich?
- Was muss bei der Aufladung einer gesamten Flotte beachtet werden?
- Was bedeutet „intelligentes Laden“?
- Woher kommt der Strom für die Fahrzeuge?
- Was kostet jeder elektrisch gefahrene Kilometer?
- Wie kann die Elektrifizierungsquote im Fuhrpark langfristig gesteigert werden?
- Welche Maßnahmen können ergriffen werden, damit die Umstellung sinnvoll voranschreiten kann?

Abbildungsverzeichnis

S. 9

Abbildung 1: Beispiel für ein mögliches PV-Eigenverbrauchs-Konzept zum Laden von firmeneigenen E-Fahrzeugen sowie privaten Mitarbeiter-Fahrzeugen und Kundenfahrzeugen.

S. 13

Abbildung 2: Förderrahmen für PV-Anlagen unterschiedlicher Größen nach EEG.

S. 14

Abbildung 3: Strompreiszusammensetzung 2018, Quelle: BDEW 2018.

S. 26

Abbildung 4: Aspekte bei der Konzeption und Umsetzung einer PV-versorgten Elektroflotte im Überblick.

S. 28

Abbildung 5: Ladezeiten in Abhängigkeit von der Ladeleistung.

S. 30

Abbildung 6: Kommunikationspfade eines Lademanagementsystems.

S. 32

Abbildung 7: Beispiel für ein PV-Speichersystem mit E-Fahrzeugen für die Nutzungsvariante 1, nur firmeneigene Fahrzeuge werden geladen.

S. 33

Abbildung 8: Beispiel für ein PV-Speichersystem mit E-Fahrzeugen für die Nutzungsvariante 2 (a), Mitarbeiter können ihre privaten Fahrzeuge laden. Das Messkonzept muss eine klare Abgrenzung zum Eigenverbrauch garantieren und ist immer individuell auszulegen.

S. 34

Abbildung 9: Beispiel für ein PV-Speichersystem mit E-Fahrzeugen für die Nutzungsvariante 2 (b), Mitarbeiter können ihre privaten Fahrzeuge laden. Wenn die Entfernung der Ladestation kurz ist, kann ein eigener Anschluss am Hausanschlusskasten sinnvoll sein.

S. 35

Abbildung 10: Beispiel für ein PV-Speichersystem mit E-Fahrzeugen für die Nutzungsvariante 3, Mitarbeiter und Kunden können ihre Fahrzeuge laden.

S. 39

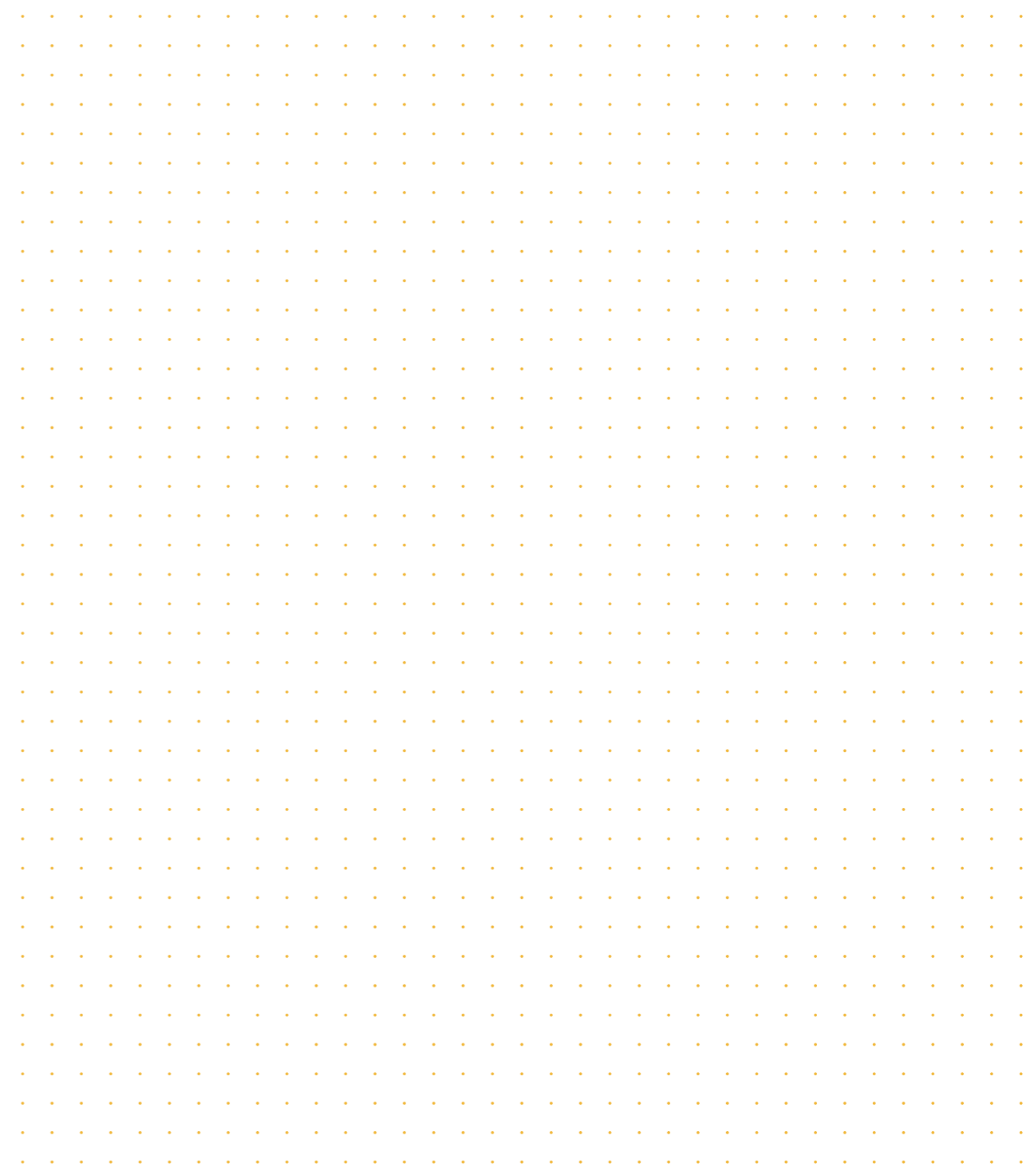
Abbildung 11: Aufbau der Ladeinfrastruktur und PV-Anlage am Standort von GP JOULE.

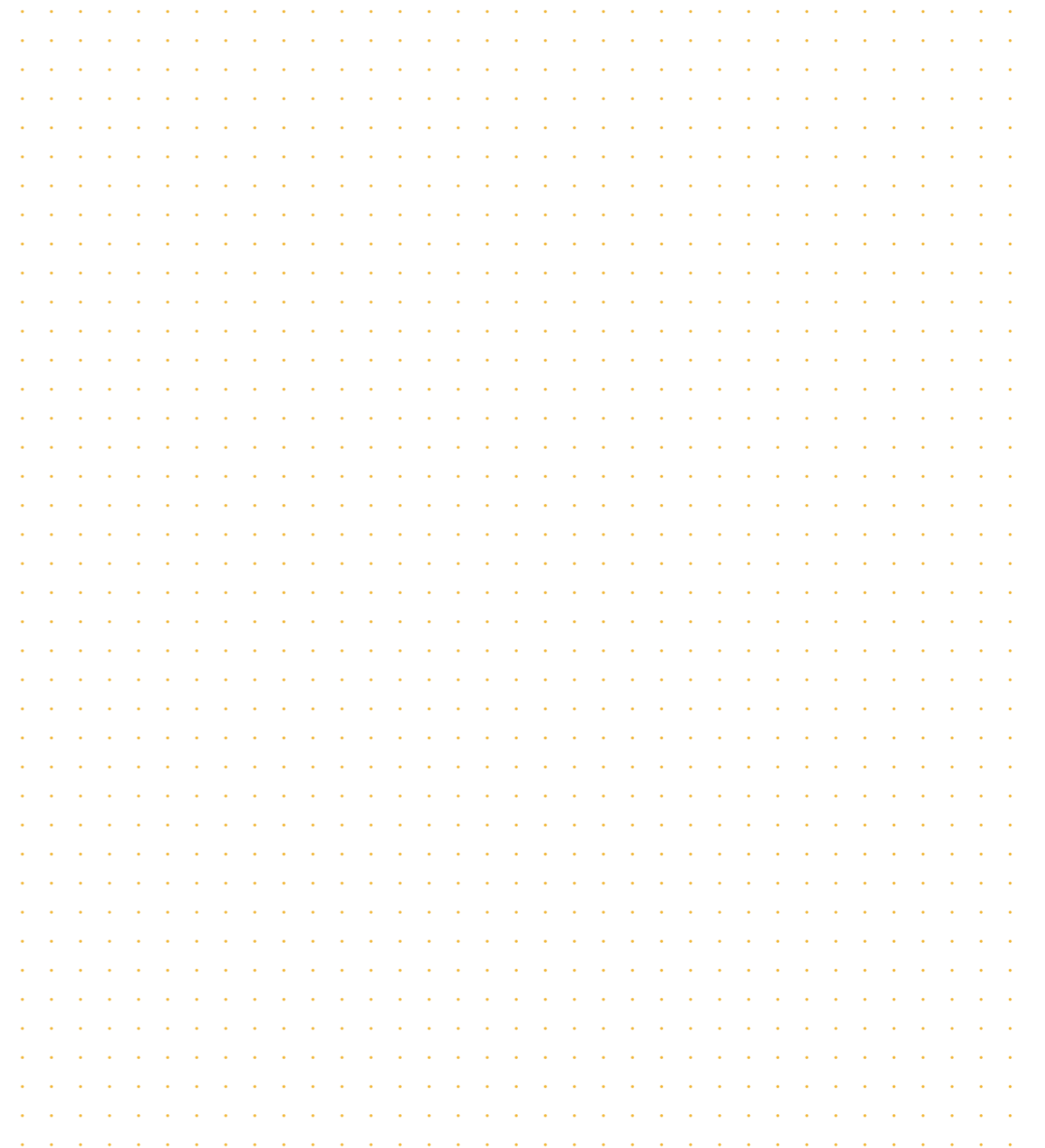
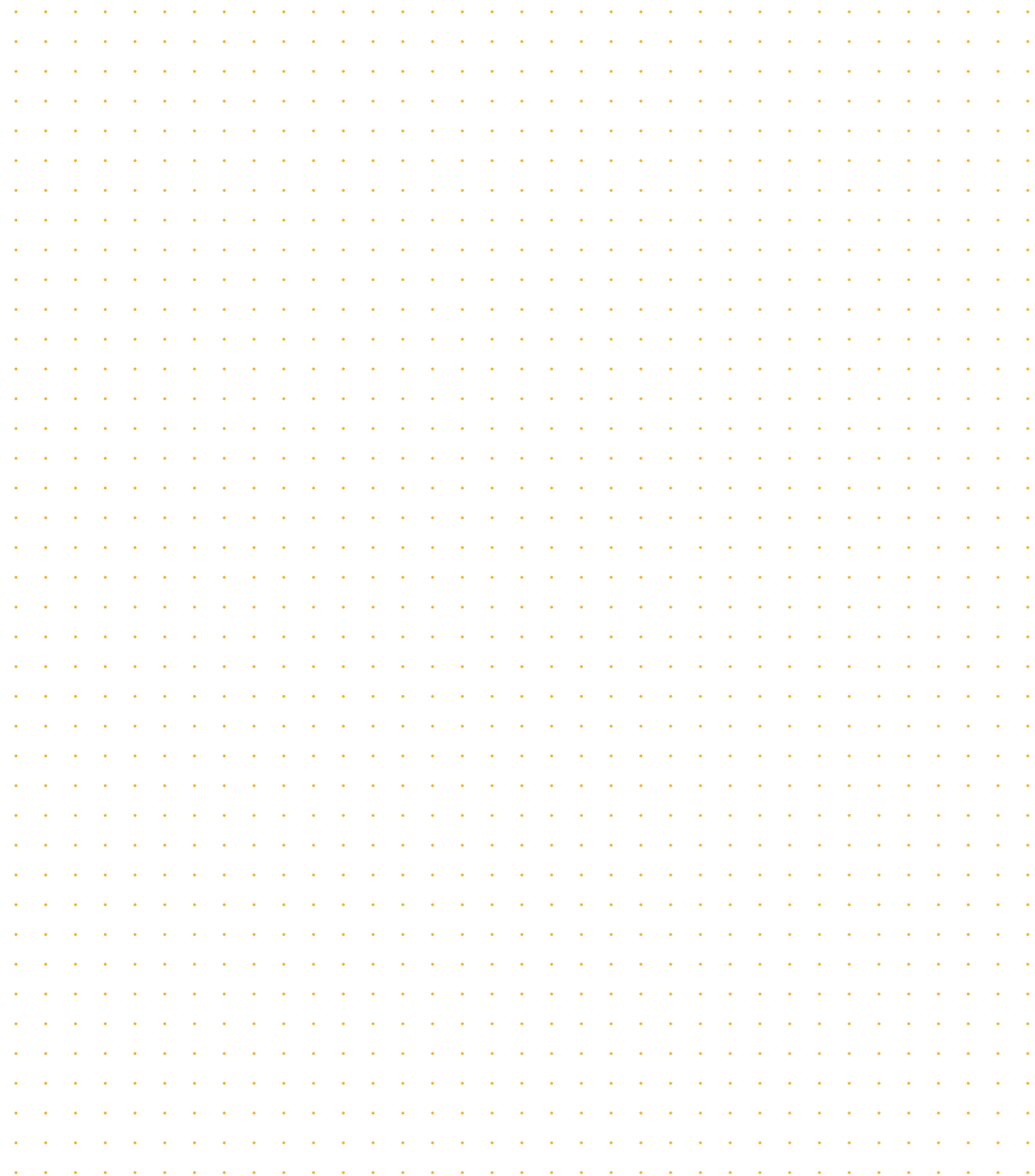
Literatur zum Thema

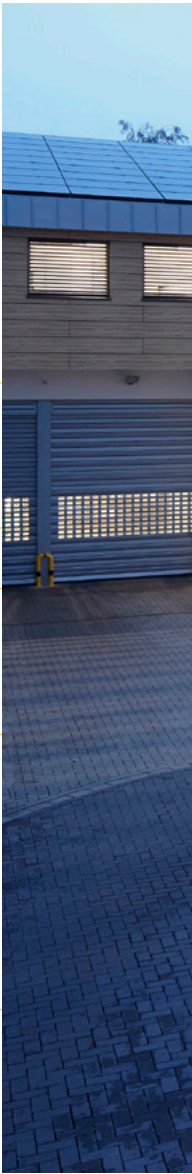
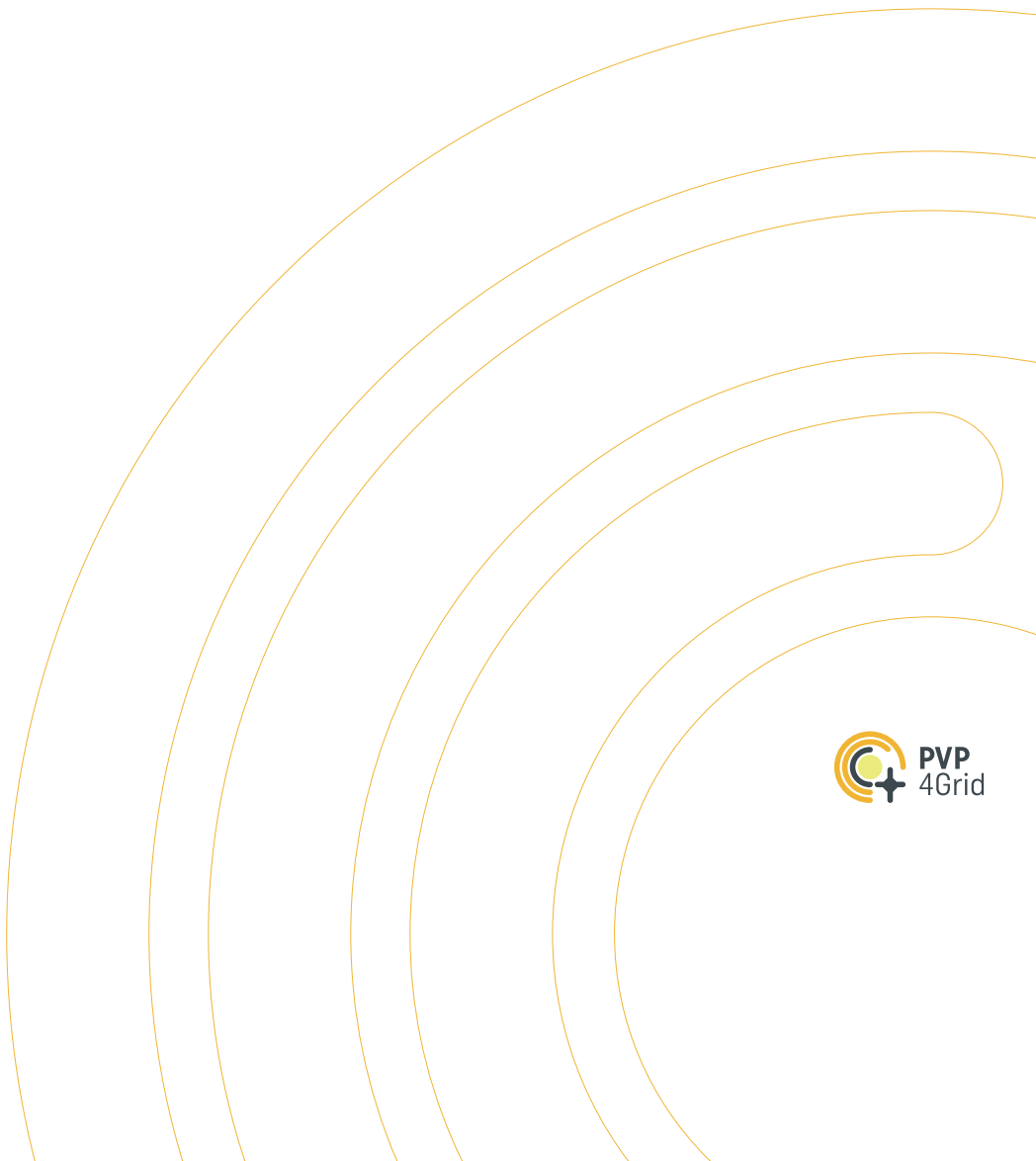
- Gesetz zur steuerlichen Förderung von Elektromobilität im Straßenverkehr (§ 3 Nr. 46 EStG). Verfügbar unter: www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Gesetzestexte/Gesetze_Verordnungen/2016-11-16-G-stl-Foerderung-Elektromobilitaet.html
- Eckpunkte für den rechtlichen Rahmen der Elektromobilität, Deutsches Dialog Institut, 2016.
- Kurzstudie: Können PV-Speichersysteme die Netzintegration der Elektromobilität unterstützen?, TU Braunschweig et al., 2019. Verfügbar unter: https://die-sonne-speichern.de/wp-content/uploads/2019/03/studie_speicher_netzausbau_ev.pdf
- Merkblatt Kundenanlage und geschlossenes Verteilernetz, DIHK, 2017. Verfügbar unter: www.dihk.de/themenfelder/innovation-und-umwelt/energie/energiewende/service/merkblatt-anlagen-verteilnetze
- DIHK-Merkblatt Elektromobilität Elektrofahrzeuge im Unternehmen rechts-sicher laden, DIHK, 2018. Verfügbar unter: www.dihk.de/ressourcen/downloads/dihk-merkblatt-elektromobilitaet
- Einführung von Elektromobilität in Unternehmen, Hessisches Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung, 2017. Verfügbar unter: www.strom-bewegt.de/mm/E-Mobilitaet_in_Unternehmen.pdf
- Elektromobilität im Unternehmen, Julian Heß/Franziska Lietz, ER EnergieRecht Zeitschrift für die gesamte Energierechtspraxis, 2017.
- Elektromobilität im Unternehmen – Energierechtliche Auswirkungen auf den Netzstatus, den Einsatz einer Eigenversorgung, Julian Heß/Franziska Lietz, ER EnergieRecht Zeitschrift für die gesamte Energierechtspraxis, 2018. Verfügbar unter: www.ritter-gent.de/fileadmin/AWK_Aktuelles/ZER_2018-01_Lietz.pdf
- Berechnung der gleitenden Marktprämie, Bundesverband Erneuerbare Energien, 2018. Verfügbar unter: www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapiere_Stellungnahmen/BEE/BEE_EEG2017_Gleitende_Marktpr%C3%A4mie_und_Markt_Entwicklung_01Nov2017.pdf
- Die Kundenanlage im Sinne des EnWG – Worum geht es?, Kanzlei vonBredow Valentin Herz, abgerufen am 18.03.2019: www.vbv.de/news-detail/kundenanlage-ja-oder-nein-neues-urteil-zur-gretchenfrage-fuer-quartierskonzepte/
- Gesetz zur steuerlichen Förderung von Elektromobilität, Bundesministerium der Finanzen, 2016. Verfügbar unter:

www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Gesetzestexte/Gesetze_Verordnungen/2016-11-16-G-stl-Foerderung-Elektromobilitaet.html

- Informationen zu den Stromsteuerbefreiungen nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 und Nr. 3 Stromsteuergesetz (StromStG), Generalzolldirektion, 2017. Verfügbar unter: www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/files/Generalzolldirektion_Informationspapier_Stromsteuerbefreiung_170221.pdf







PVP
4Grid