

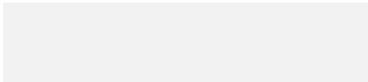


MITTELFRISTPROGNOSE ZUR DEUTSCHLANDWEITEN STROMABGABE AN LETZTVERBRAUCHER FÜR DIE KALENDERJAHRE 2021 BIS 2025

Studie im Auftrag der deutschen
Übertragungsnetzbetreiber

Ort: Karlsruhe

Datum: 15.10.2020



Impressum

Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromabgabe an Letztverbraucher für die Kalenderjahre 2021 bis 2025

Projektleitung

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI

Breslauer Straße 48, 76139 Karlsruhe

Dr. Marian Klobasa, marian.klobasa@isi.fraunhofer.de

Dr. Holger Höfling, holger.hoefling@isi.fraunhofer.de

Autoren

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI

Breslauer Straße 48, 76139 Karlsruhe

Jan George, jan.george@isi.fraunhofer.de

Judith Stute, judith.stute@ieg.fraunhofer.de

Auftraggeber

50Hertz Transmission GmbH

Heidestraße 2, 10557 Berlin

Bildnachweis

Deckblatt: MEV-Verlag

Zitierempfehlung

Klobasa, M., Höfling, H., Stute, J., George, J. (2020): Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromabgabe an Letztverbraucher für die Kalenderjahre 2021 bis 2025, Studie im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Karlsruhe, Fraunhofer ISI

Veröffentlicht

Oktober 2020

Hinweise

Dieser Bericht einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Die Informationen wurden nach bestem Wissen und Gewissen unter Beachtung der Grundsätze guter wissenschaftlicher Praxis zusammengestellt. Die Autorinnen und Autoren gehen davon aus, dass die Angaben in diesem Bericht korrekt, vollständig und aktuell sind, übernehmen jedoch für etwaige Fehler, ausdrücklich oder implizit, keine Gewähr. Die Darstellungen in diesem Dokument spiegeln nicht notwendigerweise die Meinung des Auftraggebers wider.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung und methodisches Vorgehen	6
2	Ausgangslage und Datengrundlage 2019	10
2.1	Nettostrombedarf	10
2.2	Selbsterzeugter und sonstiger Letztverbrauch.....	10
2.3	Privilegierter Letztverbrauch	14
2.4	Nicht-privilegierter Letztverbrauch	16
3	Annahmen für die Entwicklung bis 2025	17
3.1	Nettostrombedarf	17
3.1.1	Definition der Szenarien	17
3.1.2	Konjunkturelle Entwicklung.....	18
3.1.3	Demografische Entwicklung	19
3.1.4	Annahmen zur Entwicklung der EEG-Umlage	19
3.2	Selbsterzeugter und sonstiger Letztverbrauch.....	19
3.3	Privilegierter Letztverbrauch	21
3.4	Annahmen zur monatlichen Verteilung	23
3.4.1	Monatliche Verteilung des Nettostrombedarfs.....	23
3.4.2	Monatliche Verteilung des selbsterzeugten und sonstigen Letztverbrauchs	24
3.4.3	Monatliche Verteilung des privilegierten Letztverbrauchs	24
4	Mittelfristprognosen für die Stromabgabe an Letztverbraucher bis zum Jahr 2025	26
4.1	Nettostrombedarf	26
4.2	Gelieferte Strommengen.....	27
4.3	Selbsterzeugter und sonstiger Letztverbrauch.....	28
4.4	Privilegierter Letztverbrauch	31
4.5	Nicht-privilegierter Letztverbrauch	33
5	Abbildungsverzeichnis	35
6	Tabellenverzeichnis	36
7	Abkürzungsverzeichnis	37
8	Literaturverzeichnis	38

A.1	Ergebnisse nach Szenarien	41
A.2	Monatliche Verläufe im Jahr 2021	44

Zusammenfassung

Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sind verpflichtet, im jährlichen Turnus **Prognosen zur Entwicklung der bundesweiten EEG-Umlage** zu erstellen und zu veröffentlichen, die auf Prognosen der Stromabgabe an Letztverbraucher und des Stromaufkommens aus EEG-Anlagen aufbauen. Das Ziel des vorliegenden Gutachtens ist es, eine Prognose für die **deutschlandweite Stromabgabe an Letztverbraucher** für die Kalenderjahre 2021 bis 2025 zu erstellen. Dazu werden Prognosen zur Entwicklung des Nettostrombedarfs sowie des selbsterzeugten und sonstigen Letztverbrauchs als auch des Letztverbrauchs nach den Privilegierungskategorien der besonderen Ausgleichsregelung (BesAR) erstellt und ausgewiesen. Ziel ist es, die voll, anteilig und nicht umlagepflichtigen Letztverbräuche bis zum Jahr 2025 abzuschätzen.

Der **Nettostrombedarf** im Jahr 2021 erreicht nach der Prognose 510,3 TWh und liegt damit unter dem Wert in 2019. Ursache hierfür ist, dass nach einem größeren Rückgang der Stromnachfrage in 2020 auf Grund der COVID-19-Pandemie in 2021 mit einer Erholung der wirtschaftlichen Aktivität gerechnet wird. Dabei wird ausgehend von aktuellen Konjunkturgutachten für 2021 ein geringfügig niedrigeres Aktivitätsniveau im Vergleich zur Situation vor der Pandemie zugrunde gelegt. Im Zeitraum bis 2025 wird ein weiterer Rückgang des Nettostrombedarfs erwartet, der nach der Prognose in 2025 bei 502,2 TWh liegt. Ursache hierfür sind Effizienzsteigerungen bei Stromanwendungen in sämtlichen Anwendungsbereichen. Dieser Effekt wird zum Ende des Prognosezeitraums durch eine steigende Stromnachfrage in den Bereichen Verkehr und Gebäudewärme sowie durch Informations- und Kommunikationstechnik abgeschwächt, so dass sich nur noch ein geringfügiger Rückgang des Nettostrombedarfs ergibt.

Für den **selbsterzeugten und sonstigen Letztverbrauch** wird ein leichter Anstieg bis 2025 prognostiziert, der zum einen durch eine Zunahme des selbsterzeugten Letztverbrauchs aus PV-Anlagen resultiert sowie durch einen begrenzten Neubau bzw. eine Modernisierung von KWK-Anlagen in der Industrie. Die Strommenge steigt dadurch von 70,5 TWh in 2019 auf 74,4 TWh in 2025. Für das Jahr 2021 beträgt die prognostizierte Strommenge rd. 73,6 TWh; daraus resultiert eine Umlagezahlung von 396 Mio. Euro.

Die durch Elektrizitätsunternehmen **gelieferten Strommengen** umfassen privilegierten und nicht-privilegierten Letztverbrauch. Diese betragen nach der Prognose 445 TWh im Jahr 2021 und reduzieren sich von 453 TWh im Jahr 2019 um ungefähr 17 TWh bis zum Jahr 2025 auf 436 TWh. Ein größerer Einbruch der gelieferten Strommengen auf 429 TWh im Jahr 2020 ergibt sich durch die Auswirkungen der COVID-19-Pandemie.

Die **privilegierten Strommengen nach der besonderen Ausgleichsregelung** werden auf Basis der testierten Strommengen von 114,8 TWh in 2019 sowie der Antragsdaten aus 2020 in die Zukunft fortgeschrieben. Für 2021 werden 112,7 TWh prognostiziert, die in der Mittelfristprognose auf Grund von Effizienzsteigerungen in der Industrie sowie einer begrenzten Anzahl an zusätzlich berechtigten Unternehmen im Zeitraum bis 2025 auf 107,9 TWh absinken werden.

Der **nicht-privilegierte Letztverbrauch** fällt von 338,3 TWh in 2019 auf Grund der COVID-19-Pandemie in 2020 deutlich und liegt in der Prognose für 2021 mit 332,2 TWh unter dem Vorpandemieniveau. In der Mittelfristprognose bis 2025 geht der nicht-privilegierte Letztverbrauch auf Grund von Effizienzsteigerungen im Bereich Industrie, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen sowie bei den Haushalten zurück. Neue Stromanwendungen im Verkehr, bei der Gebäudewärme und eine Ausweitung im Bereich Informations- und Kommunikationstechnik führen dazu, dass sich der Rückgang bis 2025 stark abschwächt. Der nicht-privilegierte Letztverbrauch wird in 2025 mit 328,4 TWh abgeschätzt. Die Umlagezahlungen des nicht-privilegierten Letztverbrauchs betragen auf Basis der Prognose in 2021 bei einer Umlage von 6,5 €/kWh dann 21,6 Mrd. Euro. Setzt man die für 2022 beschlossene Höhe von 6 €/kWh EEG-Umlage an, reduziert sich die Umlagezahlung auf 19,7 Mrd. Euro in 2025, wenn eine leicht rückläufige Strommenge als Mittelfristprognose angenommen wird.

1 Einleitung und methodisches Vorgehen

Nach den aktuellen Regelungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (§ 60 Abs. 1 EEG 2017) und den damit verbundenen Gesetzen und Verordnungen (EEV, EEA) sind die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) verpflichtet, im jährlichen Turnus **Prognosen zur Entwicklung der bundesweiten EEG-Umlage** zu erstellen und zu veröffentlichen. Dafür ist es erforderlich, einerseits das Stromaufkommen aus EEG-Anlagen (Los 1) und andererseits die Stromabgabe an Letztverbraucher (Los 2) zu prognostizieren.

Das Ziel des Vorhabens (Los 2) ist es, eine Prognose für die **deutschlandweite Stromabgabe an Letztverbraucher** für die Kalenderjahre 2021 bis 2025 zu erstellen. Dabei sollen die Ergebnisse entsprechend der folgenden Kategorien aufgeschlüsselt sein:

- Gesamter Nettostromverbrauch in Deutschland
- Voll umlagepflichtiger Stromverbrauch
- Privilegierter Stromverbrauch, für den eine reduzierte oder keine Umlage erhoben wird
 - Stromverbrauch in der stromkostenintensiven Industrie, aufgeschlüsselt nach den in den §§ 64 und 103 Abs. 4 EEG 2017 genannten Kategorien
 - Stromverbrauch der Schienenbahnen, nach § 65 EEG 2017
- Stromverbrauch der Eigenversorger aufgeschlüsselt nach den in §§ 61 bis 61j EEG 2017 genannten relevanten Kategorien
- Stromlieferungen an Speicher und Saldierungsbeträge zu Stromlieferungen an Speicher nach §§ 61k und 61l EEG 2017

Die Prognose für die Jahre 2021 bis 2025 wird für drei Szenarien mit unterschiedlicher konjunktureller Entwicklung durchgeführt. Der Letztverbrauch wird auch entsprechend der Anwendungsbereiche Industrie, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen (GHD), private Haushalte und Verkehr dargestellt.

Modellierung der Stromnachfrage

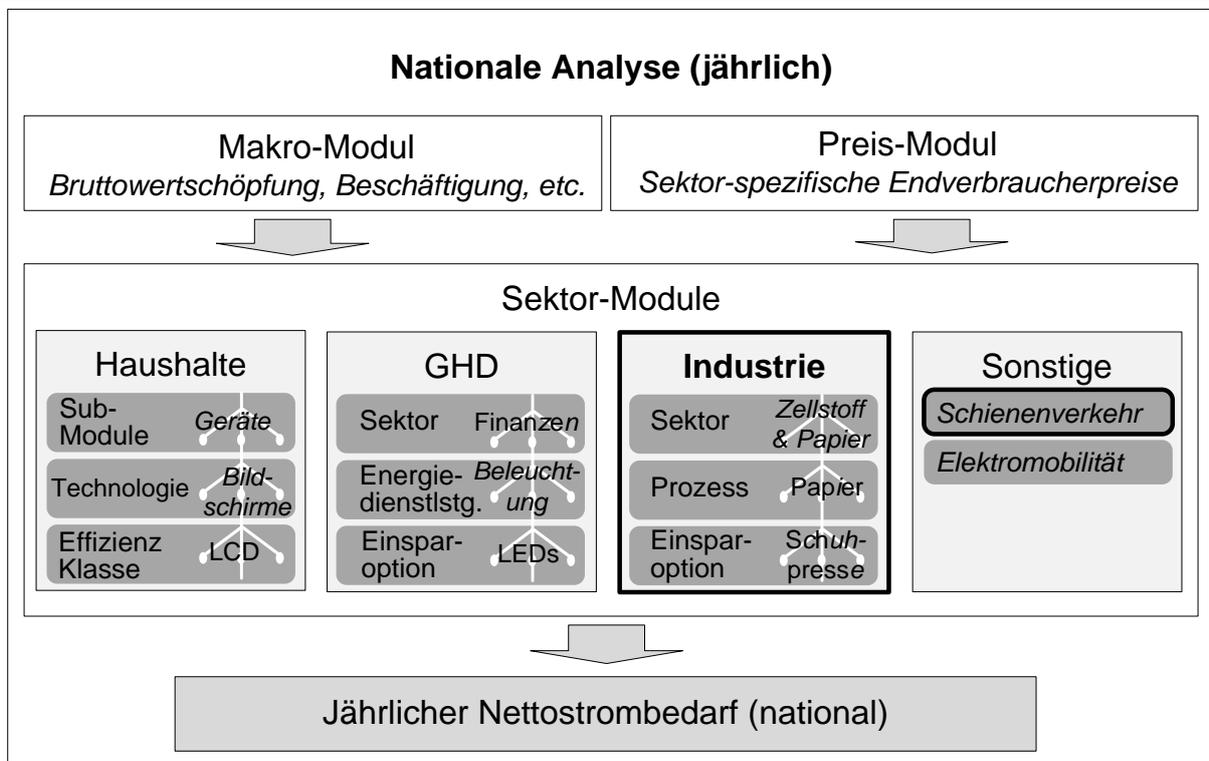
Für die Analyse des jährlichen Strombedarfs kommt das Energienachfragemodell FORECAST zum Einsatz, das regelmäßig im Rahmen von deutschen und europäischen Studien für Entscheidungsträger in der Politik und Industrie Anwendung findet. FORECAST basiert auf einem Bottom-up-Ansatz. Dabei werden sektorspezifische Besonderheiten wie die Technologie-Struktur, die Heterogenität von Akteuren, das Niveau von Endverbraucherpreisen und der Grad an Datenverfügbarkeit berücksichtigt. Die Investitionsentscheidung der Entscheidungsträger basiert auf einer Simulation – im Gegensatz zu einer Optimierung – um reale Verhaltensmuster von Unternehmen und Haushalten besser abbilden zu können. Da es sich bei FORECAST um ein Energienachfragemodell handelt, bei dem sämtliche konkurrierenden Alternativen im Wettbewerb miteinander stehen, werden auch bei Studien mit einem Fokus auf den Energieträger Strom nicht-elektrische Substitutionsalternativen berücksichtigt.

Struktureller Aufbau von FORECAST

FORECAST setzt sich aus vier Modulen zusammen: Industrie, GHD, Haushalte und ‚Sonstige‘, wobei im Modul ‚Sonstige‘ auch der Schienenverkehr enthalten ist. Die einzelnen Module sind nach drei hierarchischen Ebenen unterteilt; verdeutlicht am Beispiel des Industriesektors sind dies die industriellen Subsektoren (erste Ebene), differenziert nach sektorspezifischen Prozessen (zweite Ebene) und Prozess- bzw. Technologie-spezifische Einsparoptionen (dritte Ebene). Zusätzlich enthält FORECAST auch ein Makro-Modul, das die Aktivitätsgrößen für die einzelnen Module/Sektoren ermittelt (z. B. Bruttowertschöpfung nach industriellen Subsektoren basierend auf der Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts und vergangenen Trends der Bruttowertschöpfung). Des Weiteren beinhaltet FORECAST ein Preis-Modul, das die sektoralen Endverbraucherpreise über eine detaillierte Betrachtung von Erzeugung bzw. Handelspreisen

sowie verschiedener Steuern- und Abgaben-Komponenten (z. B. EEG-Umlage) abbildet. Als Ergebnis liefert FORECAST den Nettostrombedarf auf nationaler Ebene (Fokussierung auf den Energieträger Strom in dieser Studie). Der strukturelle Aufbau von FORECAST ist in Abbildung 1 schematisch dargestellt.

Abbildung 1: Schematische Darstellung der nationalen Analyse (jährlich)



Quelle: Darstellung Fraunhofer ISI

Ein Überblick über ausgewählte Input-Daten verdeutlicht die Granularität der einzelnen Module/Sektoren (Tabelle 1). Jeder Sektor basiert im Wesentlichen auf drei Typen von Input-Daten: Aktivitätsgrößen wie bspw. die industrielle Produktion im Industriesektor oder die Anzahl an Haushalten im Haushaltssektor, Endverbraucherpreise differenziert nach Energieträger und techno-ökonomische Parameter.

Tabelle 1: Input-Daten von FORECAST

	Haushalte	GHD	Industrie	Sonstige
Aktivitätsgrößen	<ul style="list-style-type: none"> Anzahl der Haushalte Wohnfläche pro Haushalt Verfügbares Einkommen Bevölkerung (sektorübergreifend) Bruttoinlandsprodukt (sektorübergreifend) 	nach Subsektoren: <ul style="list-style-type: none"> Anzahl der Beschäftigten Grundfläche pro Beschäftigten Bruttowertschöpfung 	nach Subsektoren (und Prozessen): <ul style="list-style-type: none"> physikalische Produktion Bruttowertschöpfung 	<ul style="list-style-type: none"> Personen- und Tonnenkilometer Produktion Bewässerungsflächen etc.
Endverbraucher Preise	<ul style="list-style-type: none"> Energieträgerpreise (Haushalte) 	<ul style="list-style-type: none"> Energieträgerpreise (GHD) 	<ul style="list-style-type: none"> Energieträgerpreise (Industrie) EUA Preise 	
Techno-ökonomische Parameter	Geräte und Beleuchtung: <ul style="list-style-type: none"> Marktanteil spez. Energieverbrauch Lebensdauer Standby-Leistung Standbydauer etc. Gebäudedaten: <ul style="list-style-type: none"> Isolierung Effizienz Heizsystem Marktanteil 	Energiedienstleistungen: <ul style="list-style-type: none"> Marktanteil installierte Leistung jährliche Volllaststunden Einsparmöglichkeiten: Einsparpotenzial Kosten Lebensdauer Diffusion 	Prozesse: <ul style="list-style-type: none"> spez. Energieverbrauch Einsparmöglichkeiten: <ul style="list-style-type: none"> Einsparpotenzial Kosten Lebensdauer Diffusion 	Prozesse/Energiedienstleistungen: <ul style="list-style-type: none"> Technologie-treiber spez. Energienachfrage Einsparpotenzial

Quelle: Fraunhofer ISI

Besonderer Fokus kommt im Rahmen dieser Studie dem Industriesektor und dem Schienenverkehr zu, deren Modellierungsansätze im Folgenden beschrieben werden.

Modellierungsansatz Industriesektor

Die Modellierung des Industriesektors erfolgt differenziert nach Subsektoren, die der Wirtschaftszweigklassifikation¹ (WZ 2008) zugeordnet sind. Der Industriesektor bildet folgende Subsektoren ab:

- Energieintensive Industrie: Stahlindustrie, Nichteisen-Metallindustrie, Papier- und Druckindustrie, Nichtmetallische Mineralstoffe verarbeitenden Industrie und Chemische Industrie

¹ WZ 2008: Klassifikation der Wirtschaftszweige, Ausgabe 2008 des Statistischen Bundesamtes

- Nicht-energieintensive Industrie: Nahrungs- und Genussmittelindustrie, Maschinenbau und andere metallverarbeitende Industrien, sonstige Industriezweige

Die Modellierung der Energienachfrage der einzelnen Subsektoren wird unterschieden nach prozessspezifischen Technologien und Querschnittstechnologien. Prozessspezifische Technologien können einzelnen Prozessen des Industriesektors eindeutig zugewiesen werden, z. B. Hochofenprozess bei der Stahlherstellung. Ein Vorteil des Bottom-up-Ansatzes ist die explizite Berücksichtigung der physischen Produktion von 64 energieintensiven Prozessen bzw. Produkten. Die physikalische Produktion wird aus der sektoralen Bruttowertschöpfung abgeleitet. Querschnittstechnologien finden in sämtlichen Branchen und in Kombination mit verschiedenen Prozessen Anwendung, z. B. Einsatz von Elektromotoren sowohl in der Papierherstellung als auch in der Stahlherstellung.

Modellierungsansatz Schienenverkehr

Die Modellierung des Schienenverkehrs basiert auf einer Differenzierung zwischen Güter- und Personenverkehr. Die Abschätzung der absoluten Verkehrsleistung erfolgt auf der Grundlage des Bruttoinlandsprodukts bzw. der Entwicklung der Bevölkerung. Um schließlich die Stromnachfrage für den Schienenverkehr zu ermitteln, wird zusätzlich der Anteil der elektrischen Traktion ermittelt und eine durchschnittliche Effizienzsteigerung des spezifischen Verbrauchs unterstellt.

Berücksichtigung von Sektorkopplung, Elektrifizierung und strukturellem Wandel

Aufgrund von langfristigen Reinvestitionszyklen im Industriesektor und im Schienenverkehr ist bei kurzfristigen Projektionshorizonten prinzipiell von einem begrenzten Strukturwandel auszugehen. Es existieren jedoch Bereiche mit z. T. politisch induzierten sehr viel kürzeren Reinvestitionszyklen, in denen der Strukturwandel auf dieser Zeitskala durchaus bereits eine Rolle spielen kann, z. B. bei Sektorkopplungstechnologien wie der Elektromobilität. In vielen Branchen und Sektoren werden Dekarbonisierungsstrategien entwickelt, die u. a. auch auf die Elektrifizierung von bisher fossil basierten Produktionsprozessen setzen. Erste Auswirkungen dieser Strategien auf den Strombedarf des Zeithorizonts der Mittelfristprognose werden insbesondere für das Ende des Zeitraums erwartet.

2 Ausgangslage und Datengrundlage 2019

2.1 Nettostrombedarf

Der Nettostrombedarf wird jährlich anhand leicht abweichender Erhebungs- und Hochrechnungsverfahren für den Industrie- und GHD-Sektor von der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V. (AGEB) sowie vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW) analysiert. Im Ergebnis zeigen die Daten in den letzten drei Jahren einen leicht rückläufigen Trend beim Nettostrombedarf (siehe Abbildung 2). Dieser lag 2017 auf einem Niveau von etwa 531 TWh und sank bis 2019 auf ein Niveau von etwa 518 TWh (AGEB 2020). Die Absenkung ist im Wesentlichen auf eine Abkühlung der Konjunktur in den Jahren 2018 und 2019 sowie eine milde Witterung in beiden Jahren zurückzuführen.

Die Haushaltsstromnachfrage wird zu etwa 15 % durch die elektrische Raumwärmebereitstellung bestimmt und ist damit sensitiv gegenüber der Außentemperatur. Des Weiteren ist der Rückgang der Stromnachfrage auf den Trend der zunehmenden Verbreitung von effizienten Produkten, Industrieprozessen und Beleuchtungstechnologien zurückzuführen. Der Anteil der Elektromobilität sowie weiterer neuer Stromanwendungen am Nettostrombedarf spielt im Zeitraum bis zum Jahr 2019 eine vernachlässigbare Rolle.

Abbildung 2: Historie des Nettostrombedarfs für die Jahre 2015 bis 2019 (nicht temperaturbereinigt)



Quelle: Berechnung auf Basis von AGEB 2020, Darstellung Fraunhofer ISI

2.2 Selbsterzeugter und sonstiger Letztverbrauch

Die Kategorie selbsterzeugter und sonstiger Letztverbrauch umfasst den Verbrauch an Strommengen, welche nicht von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) geliefert wurden (BNetzA 2020). Im

Rahmen dieser Studie werden der Kategorie selbsterzeugter und sonstiger Letztverbrauch noch die an Stromspeicher gelieferten Strommengen zugeschrieben.

Eine Teilmenge dieser Kategorie, der selbsterzeugte Letztverbrauch, setzt sich zusammen aus der Eigenversorgung, welcher die nach §§ 3 Nr. 19 und 61h EEG 2017 definierten Voraussetzungen erfüllen muss, sowie aus den sonstigen selbsterzeugten Letztverbrauchsmengen, welche nicht alle der zuvor genannten Voraussetzungen zur gesetzlichen Einstufung als Eigenversorgung erfüllen. Der sonstige nicht selbsterzeugte Letztverbrauch als weitere Teilmenge dieser Kategorie beinhaltet als Auffangtatbestand alle weiteren Letztverbrauchsmengen, die nicht von einem EVU geliefert wurden.

Die gesetzlichen Bestimmungen hinsichtlich der verschiedenen Tatbestände des selbsterzeugten und sonstigen Letztverbrauchs sind in den §§ 61 bis 61l EEG 2017 geregelt. Grundsätzlich sind nach § 61 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017 alle Letztverbrauchsmengen der Eigenversorgung sowie nach § 61 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2017 alle sonstigen Letztverbrauchsmengen (sonstiger selbsterzeugter Letztverbrauch sowie sonstiger nicht selbsterzeugter Letztverbrauch) zur vollen Zahlung der EEG-Umlage verpflichtet. Ausnahmen für diese Verpflichtung werden in den §§ 61a bis 61g und 61l EEG 2017 geregelt, welche einen verringerten Anteil oder eine vollständige Befreiung der Zahlungspflicht der EEG-Umlage auf die Letztverbrauchsmengen vorsehen. Im Folgenden sind diese verschiedenen Tatbestände aufgeführt:

§§ 61e, 61f, 61g Abs. 3 und 61l Abs. 1 EEG 2017 keine EEG-Umlage

Unter diesen Tatbestand fallen Alt- und Bestandsanlagen, welche der Letztverbraucher vor dem 1. September 2011 bzw. 1. August 2014 als Eigenerzeuger betrieben hat, sowie erneuerte bzw. modernisierte Kohlekraftwerke, welche auf den Endenergieträger Erdgas umgerüstet wurden. Ferner werden diesem Tatbestand die an Stromspeicher, insbesondere Pumpspeicher, gelieferten Strommengen zugeordnet.

§ 61a Nr. 4 EEG 2017 keine EEG-Umlage

Dieser Tatbestand, oftmals auch als De-minimis-Regelung bezeichnet, bezieht sich auf Stromerzeugungsanlagen mit einer elektrischen Leistung von maximal 10 Kilowatt (Kleinanlagen) sowie einer selbst verbrauchten Strommenge von höchstens 10 Megawattstunden pro Kalenderjahr aus dieser Anlage. Diese Kategorie beinhaltet im Wesentlichen Photovoltaik-Aufdachanlagen, aber in geringem Umfang auch kleine Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen).

§ 61g Abs. 1 und Abs. 2 EEG 2017 20 % EEG-Umlage

An demselben Standort erneuerte bzw. ersetzte Alt- oder Bestandsanlagen (vgl. §§ 61e und 61f EEG 2017) ohne Erweiterung der installierten Leistung werden diesem Tatbestand zugeordnet, sofern die Erneuerung bzw. der Ersatz nach dem 31. Dezember 2017 stattgefunden hat.

§§ 61b und 61c EEG 2017 40 % EEG-Umlage

Erneuerbare Anlagen und KWK-Anlagen mit einer installierten Leistung über 10 Kilowatt und über 10 Megawattstunden Eigenverbrauch sowie effiziente KWK-Anlagen, die nach dem 1. August 2014 für den Eigenverbrauch eingesetzt wurden, fallen unter diesen Tatbestand.

§ 61 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017 100 % EEG-Umlage

Dieser Tatbestand regelt grundsätzlich den Letztverbrauch aus Eigenerzeugung, sofern kein Privilegierungstatbestand (vgl. §§ 61a bis 61g und 61l EEG 2017) vorliegt.

§ 61 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2017 100 % EEG-Umlage

Die sonstigen selbsterzeugten Letztverbrauchsmengen und sonstigen nicht selbsterzeugten Letztverbrauchsmengen werden in diesem Tatbestand aufgefangen. Um sonstigen selbsterzeugten Letztverbrauch handelt es sich beispielsweise, wenn der Stromerzeuger und Letztverbraucher zwar

personenidentisch sind, der Strom aber durch ein öffentliches Netz geleitet wurde. Beispiele für den sonstigen nicht selbsterzeugten Letztverbrauch sind die unmittelbare Beschaffung des letzterbrauchten Stroms über die Strombörse oder mittels OTC²-Geschäften, welche bilanziell über einen eigenen Bilanzkreis, beispielsweise eines energieintensiven Industrieunternehmens, verbucht werden.

Einige Strommengen dieser verschiedenen Tatbestände des selbsterzeugten und sonstigen Letztverbrauchs sind, unter anderem auf Grund der vollständigen Befreiung zur Zahlung der EEG-Umlage, nicht vollumfänglich informatorisch dokumentiert. Abgesehen von Stromspeichern können insbesondere die vollständig von der EEG-Umlage befreiten selbsterzeugten Letztverbrauchsmengen aus Alt- und Bestandsanlagen (§§ 61e und 61f EEG 2017), aber auch aus Kleinanlagen (§ 61a Nr. 4 EEG 2017), durch fehlende Datenverfügbarkeit nur abgeschätzt werden. Die von der EEG-Umlage befreiten Speicherstrommengen werden durch die ÜNBs erfasst. Das Statistische Bundesamt registriert alle Stromspeichermengen in einzelnen oder aggregierten Anlagen mit einer installierten Leistung größer 1 Megawatt. Alle weiteren Strommengen aus Tatbeständen der Kategorie selbsterzeugter und sonstiger Letztverbrauch sind (anteilig) zur Zahlung der EEG-Umlage verpflichtet und werden den ÜNBs gemeldet. Entsprechend bedarf es einer systematischen Näherung zur Bestimmung des nicht dokumentierten selbsterzeugten Letztverbrauchs, welche im Folgenden vorgestellt wird.

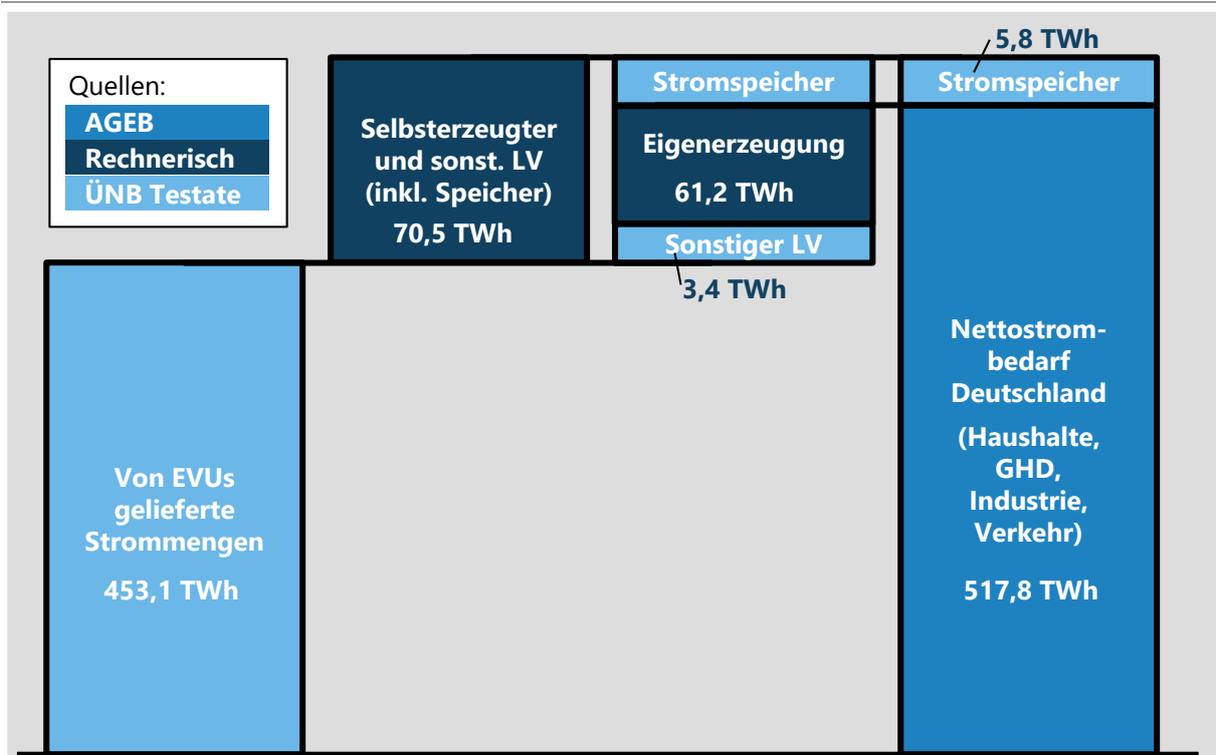
Die erzeugten Strommengen aus Kraftwerken mit einer elektrischen Leistung größer 1 Megawatt werden vom Statistischen Bundesamt erfasst. Eine eindeutige Zuordnung zu selbsterzeugten Letztverbrauchsmengen und den zugehörigen Tatbeständen der EEG-Umlage-Zahlungsverpflichtungen ist jedoch nicht gegeben, da ggf. einige Mengen ins öffentliche Stromnetz eingespeist werden. Daher umfassen die selbsterzeugten Strommengen der statistisch erfassten thermischen Industriekraftwerke neben den Alt- und Bestandsanlagen (§§ 61e und 61f EEG 2017) ebenfalls Anlagen, die (anteilig) zur EEG-Umlagezahlung verpflichtet sind (insb. §§ 61c, 61g Abs. 1 und Abs. 2 EEG 2017). Kraftwerke mit einer elektrischen Leistung kleiner 1 Megawatt sind statistisch nicht erfasst. Gleiches gilt zumindest in großen Teilen für erneuerbare Anlagen zum selbsterzeugten Letztverbrauch mit einer installierten Leistung kleiner 10 Kilowatt, worunter insbesondere Photovoltaik-Aufdachanlagen privater Haushalte fallen. Entsprechend können diese Letztverbrauchsmengen nur näherungsweise abgeschätzt werden.

Die Höhe der Kategorie des selbsterzeugten und sonstigen Letztverbrauchs ohne Speichermengen im Jahr 2019 wird aus der Differenz des nationalen Nettostrombedarfs (517,8 TWh) nach (AGEB 2020) und der über Energieversorgungsunternehmen gelieferten Strommengen (453,1 TWh) nach (ÜNB 2020b) abgeleitet. Zuzüglich der von den ÜNB gemeldeten Speichermengen (5,8 TWh) ergeben sich für das Jahr 2019 selbsterzeugte und sonstige Letztverbrauchsmengen inkl. Stromspeicher von rund 70,5 TWh. In Abbildung 3 sind die Zusammenhänge visualisiert.

Die Strommengen aus den anteiligen (§§ 61g Abs. 1 und 2, 61b und 61c EEG 2017) und voll umlagepflichtigen (§§ 61 Abs. 1 Nr. 1 und 61 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2017) Tatbeständen können dem Gesamtvolumen des selbsterzeugten und sonstigen Letztverbrauchs ohne Speichermengen direkt zugeordnet werden. Bei der verbleibenden Differenz handelt es sich um informatorisch nicht erfasste Strommengen (siehe dunkelblau hinterlegte Tatbestände in Abbildung 4) des selbsterzeugten und sonstigen Letztverbrauchs.

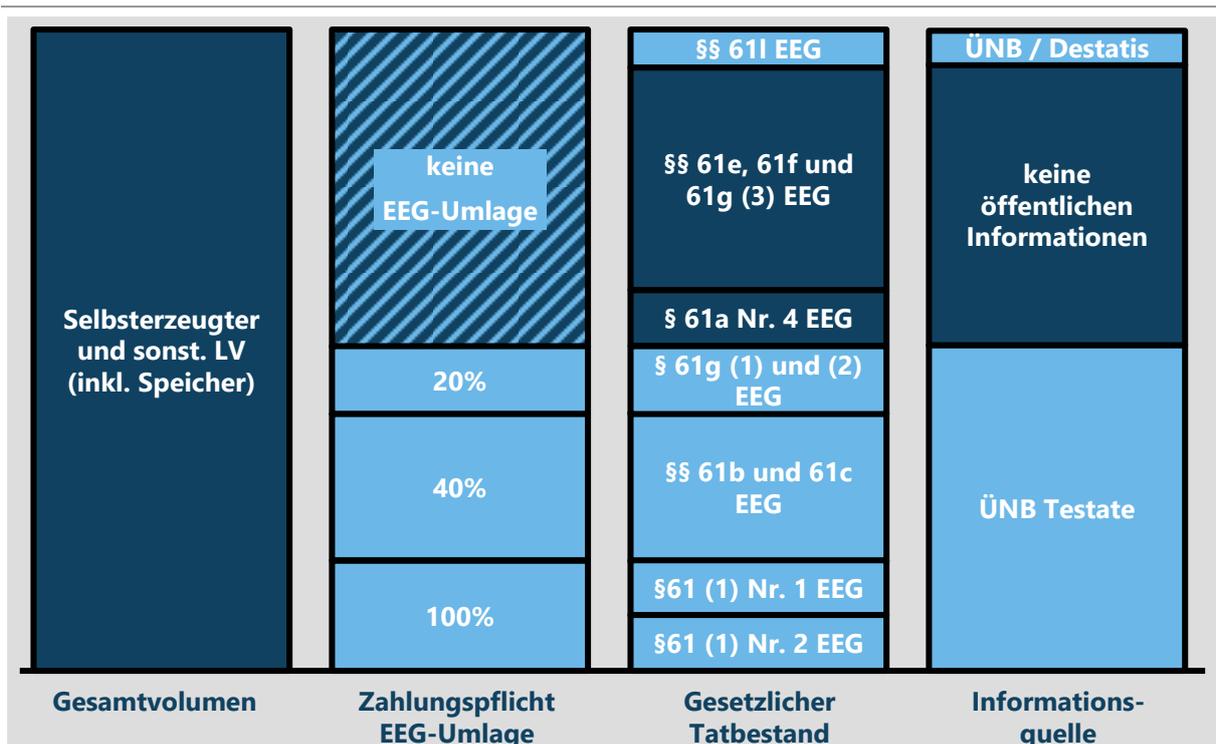
² OTC (Over The Counter) bezeichnet den außerbörslichen Energiehandel.

Abbildung 3: Zusammenhang des Nettostrombedarfs, des selbsterzeugten und sonstigen Letztverbrauchs und den von Energieversorgungsunternehmen gelieferten Strommengen – Werte für das Jahr 2019



Quelle: Berechnung auf Basis von AGEB 2020 und ÜNB 2020b, Darstellung Fraunhofer ISI

Abbildung 4: Zusammensetzung der Tatbestände des selbsterzeugten und sonstigen Letztverbrauchs



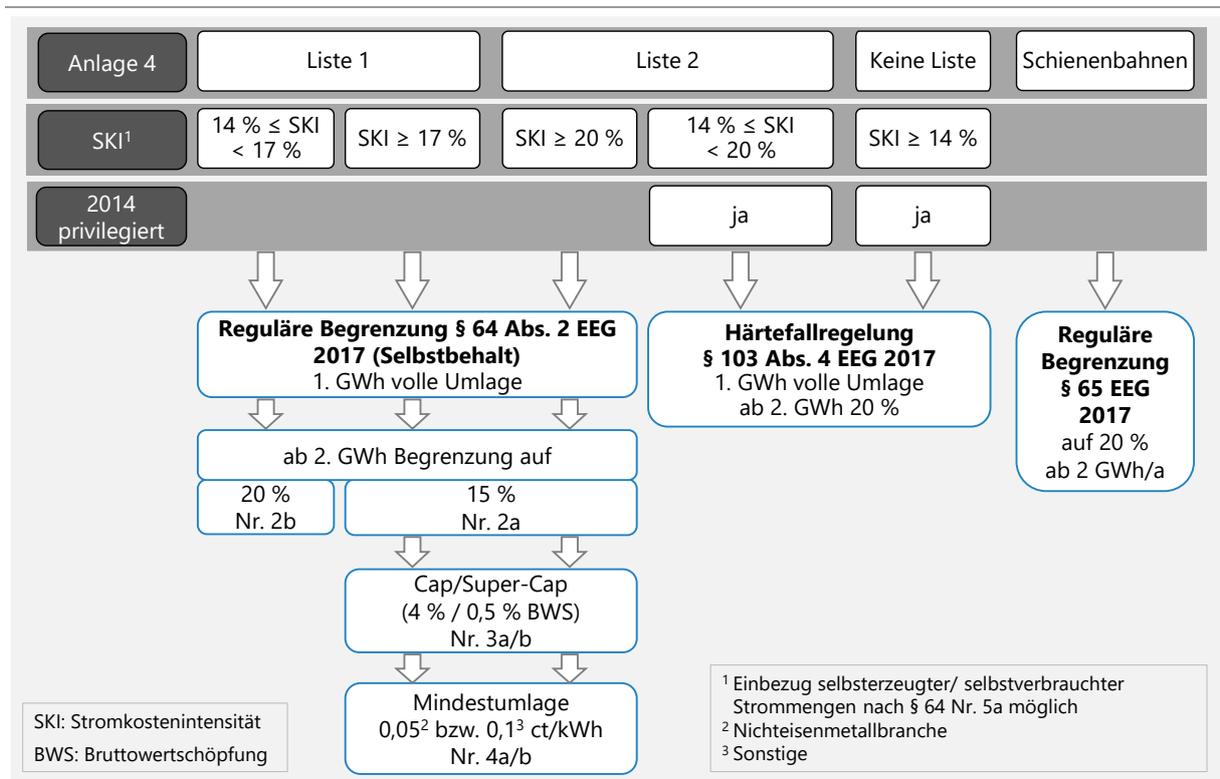
Quelle: Darstellung Fraunhofer ISI

Die verbleibenden, informatorisch nicht erfassten Strommengen verteilen sich auf die vollprivilegierten Tatbestände nach § 61a Nr. 4 EEG 2017 der Anlagen kleiner 10 Kilowatt und 10 Megawattstunden Eigenverbrauch der eigenverbrauchten Strommenge aus Alt- und Bestandsanlagen nach den §§ 61e und 61f EEG 2017 sowie den erneuerten Alt- und Bestandsanlagen, die einen Kraftstoffwechsel von Kohle hin zu gasförmigen Energieträgern vollzogen haben oder handelsrechtlich noch nicht abgeschrieben wurden (§ 61g Abs. 3 EEG 2017). In der weiteren Analyse wird die Annahme getroffen, dass dem Tatbestand § 61a Nr. 4 EEG 2017 lediglich die geschätzten Strommengen aus erneuerbaren Energieanlagen kleiner 10 Kilowatt installierter Leistung zugerechnet werden, welche aus der Prognose aus Los 1 dieser Mittelfristprognose übernommen wurden. Die resultierende Strommenge ergibt den Letztverbrauch nach Tatbestand §§ 61e, 61f und 61g Abs. 3 EEG 2017.

2.3 Privilegierter Letztverbrauch

Stromkostenintensive Unternehmen sowie Schienenbahnen können über die „Besondere Ausgleichsregelung“ (§§ 63 ff. und 103 EEG 2017) einen Antrag auf die Begrenzung der auf die verbrauchten Strommengen gezahlten EEG-Umlage stellen. Die Zuordnung einzelner Abnahmestellen zu den Begrenzungstatbeständen der besonderen Ausgleichsregelung erfolgt dabei nach den §§ 64 und 103 EEG 2017 sowie § 65 EEG 2017. Die Begrenzungstatbestände sind schematisch in Abbildung 5 dargestellt und werden im Folgenden erläutert.

Abbildung 5: Privilegierungskategorien der besonderen Ausgleichsregelung des EEG 2017 (schematische Darstellung)



Quelle: Darstellung Fraunhofer ISI

Selbstbehalt (§ 64 Abs. 2 Nr. 1 EEG 2017 sowie § 103 Abs. 4 EEG 2017)

Für alle Unternehmen bzw. Abnahmestellen stromkostenintensiver Unternehmen nach den §§ 64 und 103 EEG 2017 wird für den Stromanteil bis einschließlich 1 Gigawattstunde die EEG-Umlage nicht begrenzt.

15%-Umlage (§ 64 Abs. 2 Nr. 2a EEG 2017)

Dieser Begrenzungstatbestand gilt für Unternehmen, welche entweder einer Branche nach Anlage 4 Liste 1 EEG 2017 zuzuordnen sind und eine Stromkostenintensität von mindestens 17 % aufweisen, oder einer Branche nach Anlage 4 Liste 2 EEG 2017 zuzuordnen sind und eine Stromkostenintensität von mindestens 20 % aufweisen.

20%-Umlage (§ 64 Abs. 2 Nr. 2b EEG 2017)

Die mit der Novellierung des EEG 2017 eingeführte Privilegierungskategorie ist gültig für Unternehmen, welche einer Branche nach Anlage 4 Liste 1 EEG 2017 zuzuordnen sind und eine Stromkostenintensität zwischen 14 und 17 % aufweisen.

Super Cap (§ 64 Abs. 2 Nr. 3a EEG 2017)

Diese Regelung begrenzt die Höhe der zu zahlenden EEG-Umlage für alle begrenzten Abnahmestellen eines Unternehmens, welches einer in Anlage 4 Liste 1 oder 2 EEG 2017 aufgeführten Branchen zuzuordnen ist, auf 0,5 % der Bruttowertschöpfung, sofern das Unternehmen eine Stromkostenintensität von mindestens 20 % aufweist.

Cap (§ 64 Abs. 2 Nr. 3b EEG 2017)

Diese Regelung begrenzt die Höhe der zu zahlenden EEG-Umlage für alle begrenzten Abnahmestellen eines Unternehmens, welches einer in Anlage 4 Liste 1 oder 2 EEG 2017 aufgeführten Branchen zuzuordnen ist, auf 4 % der Bruttowertschöpfung, sofern das Unternehmen eine Stromkostenintensität von weniger als 20 % aufweist.

Mindestumlage 0,05 €/kWh (§ 64 Abs. 2 Nr. 4a EEG 2017)

Für Abnahmestellen der Nichteisenmetallbranche (Alu, Blei, Zink, Zinn, Kupfer) nach Anlage 4 muss die zu zahlende spezifische EEG-Umlage für den Stromanteil über 1 Gigawattstunde (Selbstbehalt) mindestens 0,05 €/kWh betragen.

Mindestumlage 0,1 €/kWh (§ 64 Abs. 2 Nr. 4b EEG 2017)

Für alle anderen Abnahmestellen, die nicht der Nichteisenmetallbranche zuzuordnen sind, gilt eine Mindestumlage von 0,1 €/kWh für den Stromanteil über 1 Gigawattstunde (Selbstbehalt).

Härtefall 20 % Umlage (§ 103 Abs. 4 EEG 2017)

Dieser Begrenzungstatbestand gilt für Unternehmen oder selbstständige Unternehmensteile des produzierenden Gewerbes nach § 3 Nr. 14 EEG 2014, welche im Begrenzungsjahr 2014 über eine bestandskräftige Begrenzungsentscheidung nach den §§ 40 bis 44 EEG 2014 verfügen und entweder keiner Branche nach Anlage 4 EEG 2017 zuzuordnen sind und eine Stromkostenintensität von mindestens 14 % aufweisen oder einer Branche nach Anlage 4 Liste 2 EEG 2017 zuzuordnen sind und eine Stromkostenintensität zwischen 14 und 20 % aufweisen.

Schienenbahnen (§ 65 EEG 2017)

Diese Regelung begrenzt für den Stromverbrauch von Schienenbahnen, welcher unmittelbar für den Fahrbetrieb im Schienenbahnverkehr verbraucht wurde, ab 2 Gigawattstunden auf 20 % der geltenden EEG-Umlage. Der Umlagesatz wird auf den kompletten Stromverbrauch angewendet, einen Selbstbehalt gibt es für diesen Begrenzungstatbestand nicht.

Freiwilliger Einbezug nicht umlagepflichtiger Strommengen (§ 64 Abs. 5a EEG 2017)

Unternehmen, welche einer Branche nach Anlage 4 Liste 1 oder 2 EEG 2017 zuzuordnen sind, aber die geforderte Stromkostenintensität nicht erreichen, haben die Möglichkeit, ihre nicht umlagepflichtigen Strommengen aus der Eigenstromerzeugung freiwillig mit einzubeziehen. Die Begrenzung dieser Abnahmestellen erfolgt nach § 64 Abs. 2 EEG 2017 und wird in der Prognose nicht explizit ausgewiesen. Die begrenzte EEG-Umlage fällt für die gesamte selbst verbrauchte Strommenge an.

Bei Betrachtung der Entwicklung der besonderen Ausgleichsregelung seit deren Einführung im EEG-Änderungsgesetz vom 16. Juli 2003 zeigt sich ein kontinuierlicher Zuwachs an Abnahmestellen bei gleichzeitig stetig sinkenden durchschnittlichen privilegierten Strommengen je Abnahmestelle. Diese Entwicklung ergibt sich unter anderem durch im Laufe der Jahre getroffene gesetzliche Änderungen bei den Begrenzungstatbeständen, welche in den entsprechenden Berichten zur Mittelfristprognose ausgewiesen wurden.

Für das Begrenzungsjahr 2019 erfolgt die Zuordnung der Strommengen zu den einzelnen Privilegierungstatbeständen der besonderen Ausgleichsregelung anhand der von den Übertragungsnetzbetreibern zur Verfügung gestellten testierten privilegierten LV-Mengen (ÜNB 2020b) und den anonymisierten Stamm- und Bewegungsdaten (ÜNB 2020c). Die privilegierten LV-Mengen in der stromkostenintensiven Industrie beliefen sich im Jahr 2019 auf etwa 102,3 TWh. Zusammen mit 12,5 TWh für die Schienenbahnen ergibt sich eine Summe von rund 114,8 TWh für die privilegierten LV-Mengen der besonderen Ausgleichsregelung.

Die Datengrundlage für das Begrenzungsjahr 2020 besteht aus den vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) zur Verfügung gestellten Antragsdaten der besonderen Ausgleichsregelung (BesAR) (BAFA 2020c) und einer Auswertung der WZ 2008-Abteilungen (2-Steller) mit dem größten Anteil (Strommengen) in den jeweiligen Begrenzungstatbeständen (BAFA 2020d). Diese Daten werden zum einen für die Abschätzung der privilegierten Strommengen im aktuellen Begrenzungsjahr (2020) und zum anderen für die Fortschreibung der nach der besonderen Ausgleichsregelung privilegierten Strommengen bis zum Jahr 2025 genutzt.

2.4 Nicht-privilegierter Letztverbrauch

Der voll EEG-umlagepflichtige, nicht-privilegierte Letztverbrauch setzt sich zusammen aus den Strommengen nach § 60 Abs. 1 EEG 2017 und den Strommengen des Selbstbehalts der besonderen Ausgleichsregelung (§ 64 Abs. 2 Nr. 1 EEG 2017). Diese Strommengen sind für das Jahr 2019 in den von den Übertragungsnetzbetreibern zur Verfügung gestellten testierten LV-Mengen enthalten (ÜNB 2020b).

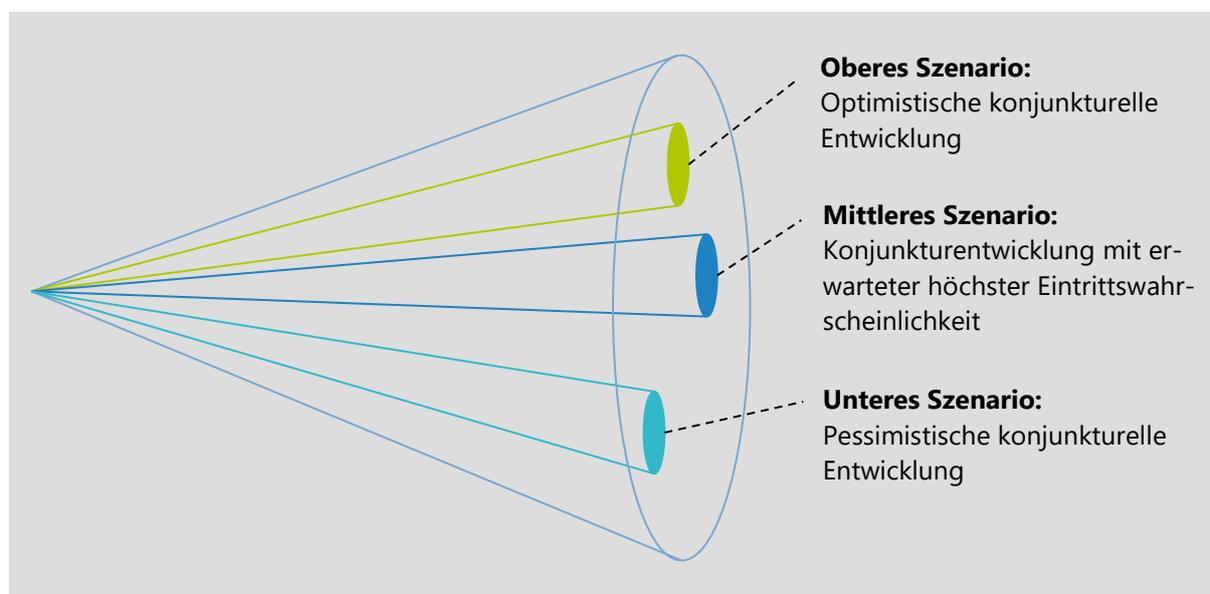
3 Annahmen für die Entwicklung bis 2025

3.1 Nettostrombedarf

3.1.1 Definition der Szenarien

Die jährlichen Änderungen des Stromverbrauchs werden maßgeblich von der konjunkturellen Entwicklung bestimmt. Für die Szenarioanalyse des Stromverbrauchs mit einem mittelfristigen Zeithorizont bis 2025 wird deshalb ein Szenariotrichter (Abbildung 6) mit einem optimistischen (oberes), pessimistischen (unteres) sowie einem erwarteten (mittleres) Szenario für die konjunkturelle Entwicklung zugrunde gelegt.

Abbildung 6: Szenariotrichter



Quelle: Darstellung Fraunhofer ISI

Neben der konjunkturellen Entwicklung sind die zukünftig erwartete demografische Entwicklung, in Verbindung mit der Entwicklung der Anzahl der Haushalte, sowie Annahmen zur Technologiediffusion (Elektrofahrzeuge, IKT, etc.) maßgebend für den zukünftigen Strombedarf in Deutschland.

Außerdem können kurzfristige Änderungen im Niveau der Stromnachfrage auch durch Schwankungen der Außentemperatur beeinflusst werden. Da es sich bei der zukünftigen Entwicklung der Außentemperatur um eine stochastische Größe handelt, wird für alle drei Szenarien das arithmetische Mittel der Außentemperatur einer repräsentativen Referenzperiode zugrunde gelegt.

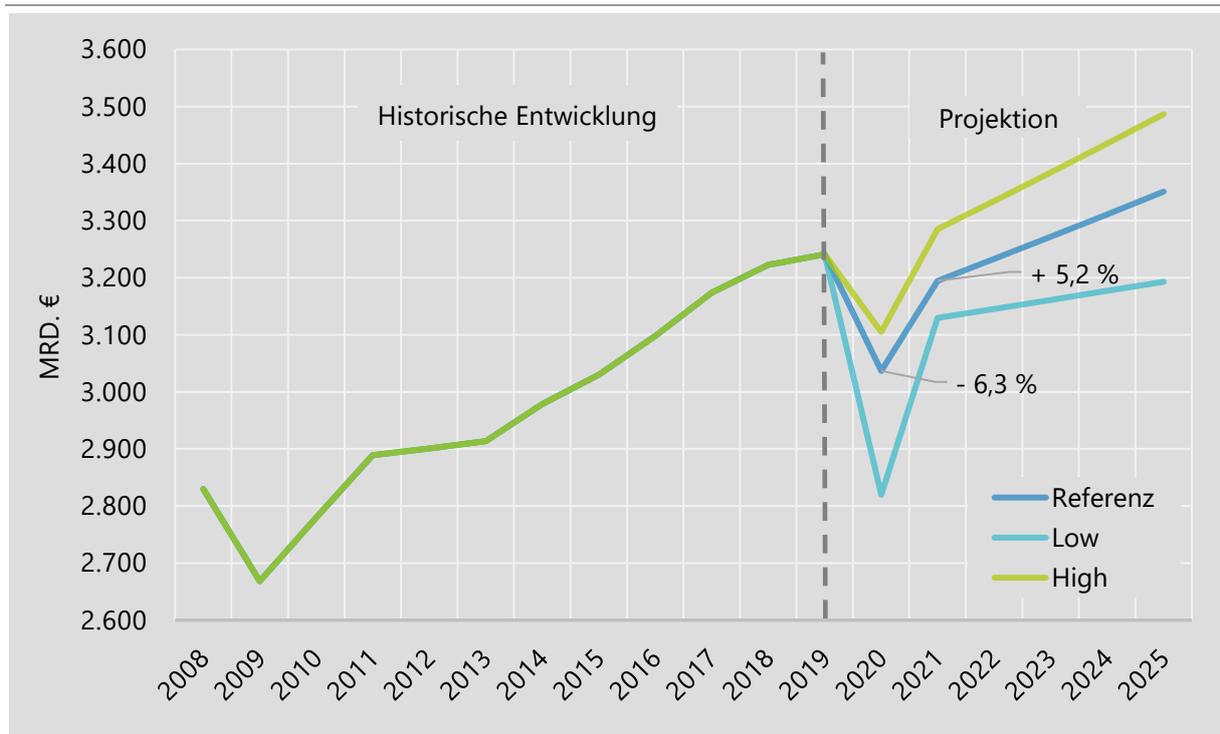
Zudem findet im untersuchten Zeitraum technologischer Wandel statt, der vor allem durch ordnungspolitische Maßnahmen im Bereich der Energiepolitik begründet ist. Dieser technologische Wandel führt zu einer Steigerung der Stromproduktivität, die sich in den drei Szenarien identisch entwickelt.

Für den Projektionszeitraum der Jahre 2021 bis 2025 werden diese Szenarien zudem mit den Resultaten der Szenario-Analyse zur Stromerzeugung aus EEG-geförderten Kraftwerken (Ergebnisse von Los 1) des Gutachters enervis energy advisors GmbH kombiniert (enervis 2020).

3.1.2 Konjunkturelle Entwicklung

Die Annahmen zur Entwicklung der Konjunktur basieren auf aktuellen Gutachten von renommierten Wirtschaftsinstituten. In diesem Jahr waren die Gutachten geprägt vom Einfluss der COVID-19-Pandemie auf die wirtschaftliche Entwicklung. Die meisten Experten sind sich darin einig, dass ein Verlauf mit einem starken wirtschaftlichen Einbruch im Jahr 2020 und einer anschließenden Erholung bis Mitte des Jahres 2021 wahrscheinlich ist („V-Verlauf“). Unterschiedliche Ansichten gibt es jedoch zur Schwere des Verlaufs und zur mittelfristigen Entwicklung nach dem Jahr 2021. Die gewählte Bandbreite der Szenarien ist in Abbildung 7 dargestellt.

Abbildung 7: Prognose zur Entwicklung des BIP in Deutschland – verkettete Volumenangaben in Mrd. € (preisbereinigt, Referenzjahr 2015)



Quelle: Berechnung auf Basis von BMWi, BMF 2020, GD 2020, KfW 2020, Darstellung Fraunhofer ISI

Dem Referenzszenario liegt die Frühjahrsprojektion der Bundesregierung vom 29. April 2020 (BMWi, BMF 2020a) zu Grunde. Auch neuere Analysen kommen zu einer vergleichbaren Einschätzung, etwa in der Konjunkturprognose des Sachverständigenrats zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung vom 23. Juni 2020 (SVR 2020), in der ifo Konjunkturprognose Sommer 2020 (ifo 2020) und in der Interimsprojektion der Bundesregierung vom 1. September 2020 (BMWi, BMF 2020b). Es wird im Szenario von einem Rückgang des realen BIP um 6,3 % im Jahr 2020 und von einem Wachstum im Jahr 2021 von 5,2 % ausgegangen. In den darauffolgenden Jahren bis 2025 wird mit einem jährlichen BIP-Wachstum von 1,2 % gerechnet, was angesichts des zunehmenden demografischen Drucks auf das Arbeitsvolumen leicht unter dem langjährigen Durchschnitt liegt. Folglich erreicht im Referenzszenario die Konjunktur erst im Jahr 2022 wieder das Vorkrisenniveau.

Das obere Szenario folgt der Gemeinschaftsdiagnose der führenden Wirtschaftsinstitute vom 8. April 2020 (GD 2020). In diesem Szenario schrumpft das Wirtschaftswachstum im Jahr 2020 um 4,2 % und die Erholung im Jahr 2021 fällt mit 5,8 % kräftig aus. Das Vorkrisenniveau wird damit bereits im Jahr 2021 erreicht. Diese Prognose vom Anfang der COVID-19-Pandemie kann aus heutiger Perspektive als optimistisch beurteilt werden. Für die Folgejahre 2022 bis 2025 wird von einem Wirtschaftswachstum von jährlich 1,5 % ausgegangen.

Das untere Szenario entspricht dem schlechten Szenario von KfW Research, das im Rahmen des KfW Konjunkturkompass vom Mai 2020 berechnet wurde (KfW 2020). Hierbei wird ein massiver Einbruch des BIP um 13 % in 2020 und eine Erholung des BIP um 11 % in 2021 unterstellt. Anschließend wächst die Wirtschaft bis 2025 nur mit 0,5 % jährlich weiter. Eine Erholung auf Vorkrisenniveau bleibt für mehrere Jahre aus.

Für die Jahre 2020 und 2021 wird die Auswirkung der COVID-19-Pandemie auf den Strombedarf in den Sektoren Industrie und GHD aus der Energieintensität, also dem Zusammenhang zwischen Wirtschaftswachstum und Stromnachfrage abgeleitet. Neben aktuellen Indikatoren zur Energieintensität werden Erkenntnisse aus den Jahren 2008 und 2009 im Rahmen der Finanzkrise als Grundlage verwendet. Im Gegensatz zur Finanzkrise ist jedoch im Jahr 2020 die Industrie weniger stark und der Sektor GHD stärker betroffen. Einen stärkeren Einbruch als in der Finanzkrise erlebt auch die Verkehrsbranche. Ähnlich wie in der Finanzkrise bleibt die Stromnachfrage im Haushaltsektor stabil bzw. erhöht sich sogar leicht aufgrund der verstärkten Home-Office-Regelungen. Diese Effekte werden entsprechend berücksichtigt.

3.1.3 Demografische Entwicklung

Neben der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung besitzt die demografische Entwicklung einen wesentlichen Einfluss auf die zukünftige Stromnachfrage. In Anlehnung an die Ergebnisse der Hauptvarianten der 14. koordinierten Bevölkerungsvorberechnung des Statistischen Bundesamtes (Destatis 2019a), wird die Bevölkerungszahl in Deutschland noch bis zum Jahr 2024 leicht zunehmen und anschließend, je nach Szenario, moderat absinken.

3.1.4 Annahmen zur Entwicklung der EEG-Umlage

Die Prognose der EEG-Umlagezahlungen des nicht-privilegierten oder teilprivilegierten Letztverbrauchs wird, in Abhängigkeit der Begrenzungs- bzw. Privilegierungskategorie, durch die Höhe der EEG-Umlage bestimmt. In Abstimmung mit den Übertragungsnetzbetreibern werden daher folgende Annahmen über die EEG-Umlage für die Jahre 2021 bis 2025 getroffen:

In den Berechnungen wird die gesetzlich fixierte EEG-Umlage für das Jahr 2021 von 65,00 €/MWh und für das Jahr 2022 von 60,00 €/MWh angenommen. Für die Analysen zur Letztverbrauchsentwicklung in den Jahren 2023 bis 2025 wird eine fiktive EEG-Umlage von 60,00 €/MWh festgelegt. Diese Annahmen über die Höhe der EEG-Umlage gelten für alle drei Szenarien.

3.2 Selbsterzeugter und sonstiger Letztverbrauch

Die Bestimmung des selbsterzeugten und sonstigen Letztverbrauchs ist wegen fehlender Informationen und statistischer Daten bereits für das Jahr 2019 mit Ungenauigkeiten behaftet, wodurch Unsicherheiten in prognostizierten Entwicklungstrends verstärkt werden. Darüber hinaus stellen der konjunkturelle Einbruch und der ungewisse weitere wirtschaftliche Verlauf der COVID-19-Pandemie für diese Mittelfristprognose weitere Unsicherheiten hinsichtlich der nachgefragten und erzeugten Strommengen in den kommenden fünf Jahren dar. Daher wird zunächst auf die gesamte Entwicklungsabschätzung des selbsterzeugten und sonstigen Letztverbrauchs eingegangen und darauffolgend das methodische Vorgehen zur Berücksichtigung der COVID-19-Pandemie im Jahr 2020 beschrieben.

Gesamte Entwicklungsabschätzung

Die Annahmen zur weiteren Entwicklung der Strommengen aus der Kategorie des selbsterzeugten und sonstigen Letztverbrauchs unterscheiden sich nach Erzeugungstechnologie bzw. verwendeten Endenergieträgern der Anlagen sowie dem sonstigen Letztverbrauch. Die Entwicklung bestehender, erneuerter oder ersetzter sowie neu zugebauter Kraftwerkskapazitäten für die Eigenerzeugung aus konventionellen

und insbesondere KWK-Anlagen wird nach dem jeweiligen Tatbestand und der anteiligen Zahlungsverpflichtung der EEG-Umlage differenziert betrachtet. Dafür wurde eine detaillierte Analyse der elektrischen Kraftwerksleistung und -erzeugung in der Industrie mit einer installierten elektrischen Leistung größer 1 Megawatt für die Jahre 2007 bis 2018 (Destatis 2007-2018), den Daten zu Zulassungen von KWK-Anlagen nach dem KWKG (BAFA 2020a), den Zulassungsanträgen für neue, modernisierte und nachgerüstete KWK-Anlagen nach dem KWKG für die Jahre 2015 bis 2019 (BAFA 2020b) und der Kraftwerksliste des Szenariorahmens des Netzentwicklungsplans bis zum Jahr 2030 (ÜNB 2019) vorgenommen. Des Weiteren wurden Interviews mit Vertretern des Verbands der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK) und des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) hinsichtlich einer qualitativen Einschätzung geführt. Resultierend aus den quantitativen Analysen und qualitativen Einschätzungen aus Expertenbefragungen wurden die folgenden Annahmen für die Entwicklung des selbsterzeugten und sonstigen Letztverbrauchs getroffen.

Für alle Kraftwerke außer den gas- und kohlebetriebenen Kraftwerken des Verarbeitenden Gewerbes wurden die Veränderungen der Nennleistung der Kraftwerkskapazitäten mit einer Entwicklung, die dem arithmetischen Mittelwert der letzten fünf Jahre entspricht, fortgeschrieben. Im Verarbeitenden Gewerbe wurde ab dem Jahr 2020 ein Wechsel von kohlebefeuelten Kraftwerkskapazitäten hin zu Erdgas angenommen, für welchen sich an dem Netzentwicklungsplan (ÜNB 2019) orientiert wurde. Dieser Vorgang entspricht einer Verschiebung von Kraftwerkskapazitäten aus den Tatbeständen §§ 61e und 61f EEG 2017 hin zu dem Tatbestand § 61g Abs. 3 EEG 2017. Ferner wurde eine Zunahme der Erneuerung von Alt- und Bestandsanlagen angenommen, was zu einem Wechsel von Kraftwerksleistung aus dem Tatbestand §§ 61e und 61f EEG 2017 hin zu dem Tatbestand § 61g Abs. 1 und 2 EEG 2017 führt. Der Tatbestand nach § 61c EEG 2017, unter welchen effiziente KWK-Anlagen mit Betriebsaufnahme zur Eigenversorgung ab dem 1. August 2014 fallen, wurde die veränderte Gesetzeslage hinsichtlich des neuen Ausschreibungsverfahrens zur Bestimmung der Höhe der Zuschlagszahlung auf Strom aus KWK-Anlagen berücksichtigt. Der erzeugte Strom aus KWK-Anlagen nach letzterem Tatbestand mit einer installierten elektrischen Leistung von mehr als 1 bis einschließlich 50 Megawatt und erhaltenen Zuschlagszahlungen bzw. Förderungen nach §§ 8a oder 8b KWKG darf während der gesamten Förderzeit nicht zur Eigenversorgung genutzt werden. Dieser Regelung wurde eine Übergangsfrist eingeräumt, für welche Auswirkungen auf die Strommengen nach § 61c EEG 2017 gesondert berücksichtigt werden. Ein verstärkter Zubau von Kraftwerkskapazitäten zur Eigenversorgung wurde entsprechend bis in das Jahr 2021 unterstellt. Von 2022 bis zum Jahr 2025 wurden nur geringe Neubauten mit Eigenversorgung angenommen. Für die Bestimmung der Stromerzeugung aus diesen Anlagen wurden die elektrischen Leistungen je Kraftwerkskategorie mit den Volllaststunden, welche dem arithmetischen Mittelwert der vergangenen fünf Jahre entspricht, multipliziert. Damit Effizienzsteigerungen Berücksichtigung finden, wurde eine geringe Degression der Volllaststunden angenommen und entsprechend dem zuvor beschriebenen Vorgehen für die kommenden Jahre fortgeschrieben. Die Stromerzeugung aus Anlagen mit einer installierten Anlagenleistung kleiner 1 Megawatt wird analog der aus Anlagen größer 1 Megawatt fortgeführt.

Die Zubautrends hinsichtlich der selbstverbrauchten Strommengen aus erneuerbaren Energieanlagen entsprechen den Resultaten der Szenario-Analyse zur Stromerzeugung aus EEG-geförderten Kraftwerken des Gutachters enervis energy advisors GmbH (Los 1). Diese wurden auf Kleinstanlagen (vollständig von der EEG-Umlage befreite Kleinstanlagen nach § 61a Nr. 4 EEG 2017) sowie auf weitere erneuerbare Anlagen (nach § 61b EEG 2017) aufgeteilt.

Dem Tatbestand sonstiger Letztverbrauch nach § 61 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2017 wurde in allen Szenarien ein positiver Trend unterstellt. Dieser basiert u. a. auf einem gesteigerten Interesse der energieintensiven Industrie, sich an sogenannten Power-Purchase-Agreements (PPAs) zu beteiligen und die Strombeschaffung ohne Belieferung über ein EVU in Zukunft zu verstärken.

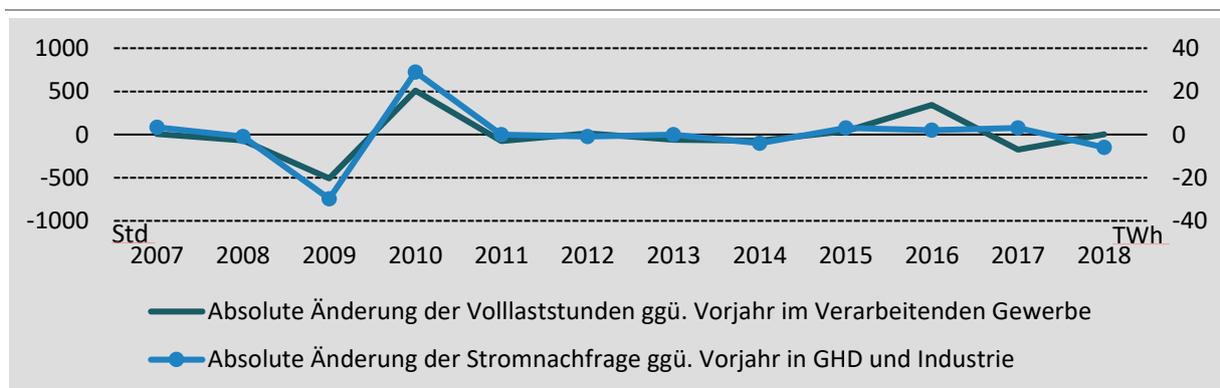
2020

Die COVID-19-Pandemie ist hinsichtlich ihrer kurzfristigen als auch mittelfristigen Auswirkungen auf die Stromnachfrage mit großen Unsicherheiten behaftet. Für das Jahr 2020 ist bereits zum Zeitpunkt der Fertigstellung dieser Studie ein Einbruch der Stromnachfrage durch die mit der COVID-19-Pandemie

verbundenen Maßnahmen gegenüber den Vorjahresniveaus zu erkennen und wird auch für weitere Monate das Nachfrageverhalten prägen. Hinsichtlich des selbsterzeugten und sonstigen Letztverbrauchs wurden die einzelnen Tatbestände dieser Kategorie gesondert auf Veränderungen der Stromerzeugung analysiert.

Als wichtigste Variable zur Abschätzung des selbsterzeugten Letztverbrauchs während der COVID-19-Pandemie dient die Veränderung der Einsatzzeiten von thermischen Industriekraftwerken. Ausgehend von Änderungen, die in der Finanzkrise im Jahr 2009 beobachtet werden konnten, erfolgt eine Abschätzung für das Jahr 2020. In Folge der Finanzkrise im Jahr 2009 und des konjunkturellen Einbruchs hat sich gezeigt, dass die Volllaststunden von Industriekraftwerken und die Änderungen des Nettostrombedarfs im GHD- und Industriebereich einem vergleichbaren Verlauf folgen (vgl. Abbildung 8).

Abbildung 8: Historische Änderungen der Volllaststunden und Stromnachfrage in Industriekraftwerken



Quelle: Eigene Berechnungen nach Destatis 2007-2018, Darstellung Fraunhofer ISI

Das Verhältnis aus absoluter Änderung der Volllaststunden im Verarbeitenden Gewerbe und der Änderung der Stromnachfrage in GHD und Industrie aus der Finanzkrise im Jahr 2009 und dem anschließenden konjunkturellen Aufschwung im Jahr 2010 wurde für die Auswirkungen der COVID-19-Pandemie im Jahr 2020 und der wirtschaftlichen Entwicklung im Jahr 2021 für alle gasbetriebenen Kraftwerke im Verarbeitenden Gewerbe berücksichtigt. Ferner wurde ein verhaltenes Investitionsbestreben für das Jahr 2020 berücksichtigt, welches in einer Reduktion der erwarteten jährlichen Veränderungen der konventionellen Kraftwerkskapazitäten eingeflossen ist.

Für erneuerbare Anlagen, welche insbesondere unter die Tatbestände §§ 61a Nr. 4 und 61b EEG 2017 fallen, wurden keine Auswirkung durch COVID-19 auf die Stromerzeugung berücksichtigt. Ebenfalls wurden für den sonstigen Letztverbrauch keine Änderungen angenommen, da unterstellt wird, dass ein großer Anteil der Strommenge in dieser Kategorie durch langfristige Lieferverträge dem Terminmarkt zugeordnet ist und diese auch während der COVID-19-Pandemie bestehen bleiben.

3.3 Privilegierter Letztverbrauch

Das Vorgehen zur Fortschreibung der Strommengen und Finanzströme bis zum Jahr 2025 in der besonderen Ausgleichsregel unterscheidet sich aufgrund der aktuellen COVID-19-Pandemie für die Jahre 2020 und die Jahre ab 2021 und wird an dieser Stelle getrennt ausgewiesen.

2020

Für das Begrenzungsjahr 2020 wurden bereits im Antragsjahr 2019 die Anträge der Unternehmen auf die Begrenzung der EEG-Umlage nach der besonderen Ausgleichsregel gestellt. Somit stellen die vom BAFA zur Verfügung gestellten Antragsdaten für das Jahr 2020 (BAFA 2020c) nur einen Anhaltspunkt der möglichen Entwicklung ohne die aufgrund der COVID-19-Pandemie getroffenen Maßnahmen

dar. Die beantragten BesAR-Strommengen wurden anhand historischer Abweichungen von beantragten Strommengen zu tatsächlich realisierter Stromnachfrage der privilegierten Abnahmestellen bereinigt. Anschließend wurde der relative Einbruch des Nettostrombedarfs der Industrie in den drei Szenarien auf die Strommengen der BesAR übertragen. Für das Begrenzungsjahr 2020 ergibt sich somit eine Letztverbrauchsmenge von 107,3 TWh (ohne Selbstbehalt). Die Anzahl der privilegierten Abnahmestellen wurde aus den Antragsdaten des BAFA (BAFA 2020c) übernommen und beläuft sich im Jahr 2020 auf 2.571 Abnahmestellen.

Bei der Verteilung der Strommengen auf die Begrenzungstatbestände 15%-Umlage, Cap/Super Cap und Mindestumlage (0,05 und 0,1 €/kWh) wurde anhand der Stamm- und Bewegungsdaten für das Jahr 2019 (ÜNB 2020c) abgeschätzt, welcher Tatbestand durch die Abnahmestellen mit dem im Jahr 2020 eingebrochenen Strombedarf erreicht werden wird. Hierbei wurde aufgrund fehlender Daten die Bruttowertschöpfung, der abnahmestellenbezogene Cap sowie die Stromkostenintensität als konstant angenommen. Es ergibt sich eine Verschiebung der Strommengen aus der Mindestumlage heraus in den Super Cap bzw. die 15%-Umlage. Die Abschätzung der Verschiebung in den genannten Kategorien wurde in die Abschätzung der Mengen für das Jahr 2020 mit einbezogen. Aufgrund des unterschiedlich starken Einbruchs beim Nettostrombedarf der Industrie ergeben sich für die drei betrachteten Szenarien unterschiedlich starke Verschiebungen.

2021 – 2025

Wegen des Einbruchs des Nettostrombedarfs im Jahr 2020 durch die COVID-19-Pandemie wird als Basisjahr für die Fortschreibung für die Jahre 2021 bis 2025 das Jahr 2019 herangezogen. Die weiteren Abschätzungen des Einflusses der COVID-19-Pandemie auf die Folgejahre sowie die Beschreibung der Methodik für die Fortschreibung bis zum Jahr 2025 wird im Weiteren erläutert.

Die COVID-19-Pandemie hat in unterschiedlicher Art und Weise eine Auswirkung auf die Begrenzungsjahre 2022 bis 2024 und dort speziell auf die Faktoren zur Ermittlung der Stromkostenintensität von Unternehmen. Da leider keine Informationen zur Stromkostenintensität der Unternehmen zur Verfügung stehen, können an dieser Stelle nur grobe Abschätzungen getroffen werden. Das Jahr 2020 fließt in die Begrenzungsjahre 2022 – 2024 über das arithmetische Mittel des Stromverbrauchs sowie der Bruttowertschöpfung von Unternehmen ein. Im Begrenzungsjahr 2022 werden zudem die Vollbenutzungsstunden und die Strombezugsmenge aus dem Jahr 2020 zur Ermittlung des anzusetzenden durchschnittlichen Strompreises verwendet. Die Gutachter gehen davon aus, dass aufgrund der sinkenden Strombezugsmenge im Jahr 2020 die anzusetzenden durchschnittlichen Strompreise für einige privilegierte Unternehmen ansteigen. Für das Begrenzungsjahr 2023 fließen die durchschnittlichen Strompreise aus dem Jahr 2020 ein. Diese werden aus den von den in der BesAR begünstigten Unternehmen gezahlten Strompreisen ermittelt, wodurch sich voraussichtlich wenige Änderungen für das Begrenzungsjahr 2023 ergeben werden, da viele der stromkostenintensiven Unternehmen ihren Strom über den OTC-Handel einkaufen und längerfristige Verträge haben, die den Schwankungen des Spotmarktpreises nicht so stark ausgesetzt sind. Unter der Annahme, dass tendenziell die Bruttowertschöpfung von Unternehmen stärker sinken könnte als der Stromverbrauch, gehen die Gutachter davon aus, dass die Stromkostenintensität für einzelne Unternehmen ansteigen könnte und somit im Laufe der Begrenzungsjahre 2021 – 2025 in jedem der drei Szenarien noch einige wenige Abnahmestellen hinzukommen werden. Dieser Effekt überwiegt nach Ansicht der Gutachter auch die mögliche Entwicklung, dass einzelne Unternehmensstandorte den Schwellenwert von 1 GWh Jahresstromverbrauch im Jahr 2020 nicht erreichen werden.

Die generelle Fortschreibung der privilegierten Strommengen der stromkostenintensiven Industrie erfolgt anhand der Entwicklung des Nettostrombedarfs der Industrie, welche auf einzelne Branchen heruntergebrochen wurde. Anhand dieser Entwicklung wird, in Kombination mit den vom BAFA erhaltenen Daten zu den WZ-Klassen (BAFA 2020d) in den einzelnen Begrenzungstatbeständen mit den größten Anteilen der Strommengen, die Entwicklung in den einzelnen Kategorien fortgeschrieben. Dabei fließt die Entwicklung in den einzelnen Branchen gewichtet nach Strommengen ein. Für die Fortschreibung

der Finanzströme wird für die Jahre ab 2021 die spezifische EEG-Umlage im Super Cap über die Antragsdaten des BAFA für das Begrenzungsjahr 2020 (BAFA 2020c) abgeleitet und für die Folgejahre festgeschrieben. Es ergibt sich eine spezifische EEG-Umlage von 0,2 €/kWh. Auch für das Begrenzungsjahr 2020 gingen beim BAFA keine Anträge für den Begrenzungstatbestand des Cap (§ 64 Abs. 2 Nr. 3a EEG 2017) ein. Die Gutachter gehen davon aus, dass auch in Zukunft keine Abnahmestellen in dieser Kategorie hinzukommen werden.

Für Schienenbahnen wird die Entwicklung des Nettostrombedarfs im Schienenverkehr als Grundlage für die Fortschreibung herangezogen.

3.4 Annahmen zur monatlichen Verteilung

3.4.1 Monatliche Verteilung des Nettostrombedarfs

Die Ermittlung des monatlichen Nettostrombedarfs erfolgt **für die Jahre 2021 bis 2025** anhand der Monatsstrommengen des ENTSO-E-Profiles (ENTSO-E 2020). Für die sektorale Zusammensetzung der Strommenge kommen unterschiedliche methodische Ansätze zum Einsatz:

- **Haushalte:** Die monatliche Verteilung erfolgt anhand der Anzahl der Typtage je Monat, wobei sich die Gewichtung der unterschiedlichen Wochentage an den auf Typtagen basierenden Standardlastprofilen des VDEW/BDEW für den Haushaltssektor orientiert (VDEW 1999). Es werden neun Typtage hinsichtlich jahreszeitspezifischer (Typtage: Sommer, Winter und Übergangszeit) und wochentagspezifischer (Typtage: Werktag, Samstag und Sonntag) Einflüsse unterschieden. Des Weiteren findet eine explizite Berücksichtigung der Temperatursensitivität von strombasierten Heizanwendungen statt.
- **Industrie:** Die monatliche Verteilung des sektoralen Nettostrombedarfs erfolgt anhand der Anzahl der Kalendertage je Monat.
- **Verkehr:** Bei der Verteilung des Bahnstroms erfolgt eine Differenzierung nach unterschiedlichen Wochentagen (Typtage: Werktag, Samstag und Sonntag). Die monatliche Verteilung des Nettostrombedarfs durch Elektroautos erfolgt anhand von Typtagen, welche die wochentagspezifischen (Typtage: Werktag, Samstag und Sonntag) Variationen im Fahrverhalten und somit in der Verteilung der Stromnachfrage widerspiegeln. Die Datengrundlage basiert auf institutsinternen Messzeitreihen, die im Rahmen von Flottenmessungen erhoben wurden.
- **GHD:** Der monatliche Nettostrombedarf des GHD-Sektors resultiert aus den ENTSO-E-Monatsmengen abzüglich der Summe der monatlichen Nachfragemengen der einzelnen Sektoren.

Für den Prognosezeitraum findet eine explizite Berücksichtigung der Zusammensetzung der Monate aus den einzelnen Typtagen für jedes individuelle Jahr statt.

Für das Jahr 2020 werden für die monatliche Verteilung des Nettostrombedarfs aufgrund des Einflusses der COVID-19-Pandemie zusätzliche Effekte berücksichtigt.

- **Haushalte:** Es wird aufgrund des Lockdowns ein verändertes Bewegungsmuster unterstellt. Dies führt zu mehr Stromverbrauch in den Haushalten in den Bereichen Prozesswärme und Unterhaltung (v. a. Kochen, Spülmaschine, TV, IT).
- **Industrie:** Für den Stromverbrauch wird auf Basis der von den EVU gemeldeten Letztverbrauchsdaten bis Mai ein Rückgang und anschließend bis Dezember eine leichte Erholung angenommen.
- **GHD:** Für den Stromverbrauch wird auf Basis der von den EVU gemeldeten Letztverbrauchsdaten bis Mai ein Rückgang und anschließend bis Dezember eine leichte Erholung angenommen.
- **Verkehr:** Für den Stromverbrauch wird auf Basis der von den EVU gemeldeten Letztverbrauchsdaten zum Schienenverkehr bis April ein Rückgang und anschließend bis Dezember eine leichte Erholung angenommen.

3.4.2 Monatliche Verteilung des selbsterzeugten und sonstigen Letztverbrauchs

Die monatliche Verteilung der Eigenversorgung aus konventionellen Kraftwerken wird historischen Schwankungen der durchschnittlichen Außentemperatur sowie der Anzahl an Werktagen im jeweiligen Monat entsprechend vorgenommen. Diese Annahme leitet sich aus Schlomann et al. 2013 und Beckmann 2014 ab, wodurch die reduzierte Wirtschaftstätigkeit der Gewerbebetriebe am Wochenende und wärmegeführte KWK-Anlagen in der Verteilung der Letztverbrauchsmengen berücksichtigt werden. Die zeitliche Verteilung der Letztverbrauchsmengen aus erneuerbaren Anlagen wird entsprechend den Resultaten der Szenario-Analyse zur Stromerzeugung aus EEG-geförderten Kraftwerken des Gutachters enervis energy advisors GmbH (Los 1) übernommen. Die monatliche Aufteilung der zu Stromspeichern gelieferten Strommengen entsprechen dem arithmetischen Mittelwert der Jahre 2010 bis 2019 aus den Daten des Statistischen Bundesamtes. Die Verteilung des sonstigen Letztverbrauchs erfolgt anhand des Verhältnisses der monatlichen Werktage innerhalb des entsprechenden Jahres.

3.4.3 Monatliche Verteilung des privilegierten Letztverbrauchs

Die monatliche Verteilung des privilegierten Letztverbrauchs unterscheidet sich aufgrund der COVID-19-Pandemie für das Jahr 2020 von den restlichen betrachteten Begrenzungsjahren. Das Vorgehen zur monatlichen Verteilung der Strommengen wird deshalb im Weiteren getrennt ausgewiesen.

2020

Zur Abschätzung der monatlichen Verteilung des privilegierten Letztverbrauchs für das Jahr 2020 werden die Stamm- und Bewegungsdaten der Übertragungsnetzbetreiber für das Jahr 2019 (ÜNB 2020c) herangezogen und auf das Jahr 2020 angepasst. Das heißt, es wird die aktuell geltende EEG-Umlage angesetzt. Die Stromkostenintensität, Bruttowertschöpfung und der abnahmestellenbezogene Cap werden als konstant angenommen. Anschließend wird für jede Abnahmestelle der Stromverbrauch anhand des monatlichen Verlaufs des Nettostrombedarfs der Industrie auf die Monate verteilt und abgeschätzt, welcher Begrenzungstatbestand bis zum Ende des Jahres erreicht wird. Dies betrifft am stärksten die Kategorien Selbstbehalt (§ 64 Abs. 2 Nr. 1 EEG 2017), 15-%-Umlage (§ 64 Abs. 2 Nr. 2a EEG 2017), Super Cap (§ 64 Abs. 2 Nr. 3b EEG 2017) und Mindestumlage (§ 64 Abs. 2 Nr. 4 EEG 2017), da hier aufgrund der Staffelung der Tatbestände (vgl. Abbildung 5) bei sinkendem Nettostrombedarf Verschiebungen zwischen den Kategorien möglich sind. Aus den Abschätzungen ergeben sich für jeden Begrenzungstatbestand monatliche Verläufe des Stromverbrauchs. Da dieses Vorgehen durch die pauschale Annahme des monatlichen Verlaufs des Nettostrombedarfs der Industrie für alle Abnahmestellen nur einen Anhaltspunkt für den monatlichen Verlauf in den Begrenzungstatbeständen bildet, wird dieselbe Auswertung für das Jahr 2019 anhand der Stamm- und Bewegungsdaten durchgeführt und im Anschluss die Änderung vom Jahr 2019 zum Jahr 2020 abgeleitet. Diese Änderung wird anschließend auf die monatliche Verteilung der Strommengen in den einzelnen Privilegierungskategorien vom Jahr 2019 (ÜNB 2020b) angewendet.

2019, 2021 – 2025

Die monatliche Verteilung der nach der BesAR privilegierten Letztverbrauchsmengen wird anhand der von den Übertragungsnetzbetreibern zur Verfügung gestellten Daten der Jahresabrechnung für das Begrenzungsjahr 2019 (ÜNB 2020b) ermittelt und für die Jahre 2021 – 2025 festgesetzt. Für alle Kategorien mit einer fixen spezifischen EEG-Umlage ergibt sich die monatliche Verteilung der Finanzströme und der Strommengen direkt über die monatliche Verteilung der BesAR-Strommengen aus der Jahresabrechnung, welche auf die Testatwerte angepasst wurde.

Für die Kategorien 15-%-Umlage (§ 64 Abs. 2 Nr. 2a EEG 2017), Super Cap (§ 64 Abs. 2 Nr. 3b EEG 2017) und Mindestumlage (§ 64 Abs. 2 Nr. 4 EEG 2017) muss ein anderer Ansatz gewählt werden, da die Strom-

mengen der einzelnen Abnahmestellen unterjährig jeweils über die aktuell geltende Privilegierungskategorie erfasst werden, die Abnahmestellen am Ende eines Begrenzungsjahres dann jedoch mit ihren Strommengen derjenigen Kategorie zugewiesen werden, in welcher sie sich dann befinden³.

Für die 15%-Umlage erfolgt die monatliche Verteilung der Strommengen anhand der monatlichen Verteilung des Nettostrombedarfs der Industrie, bereinigt um den Selbstbehalt. Die Finanzströme in dieser Kategorie ergeben sich auch über die fixe spezifische EEG-Umlage.

Die monatliche Verteilung der Kategorien Super Cap und Mindestumlage 0,05 und 0,1 €/kWh wird aus der Differenz aller BesAR-Strommengen und -Finanzströme und aller übrigen Privilegierungskategorien ermittelt und für alle drei Begrenzungstatbestände gleichermaßen angewendet. Somit stimmt die monatliche Verteilung der Summe aller BesAR-Strommengen mit den Daten der Jahresabrechnung der Übertragungsnetzbetreiber für das Jahr 2019 (ÜNB 2020b) (angepasst auf die testierten Werte) überein.

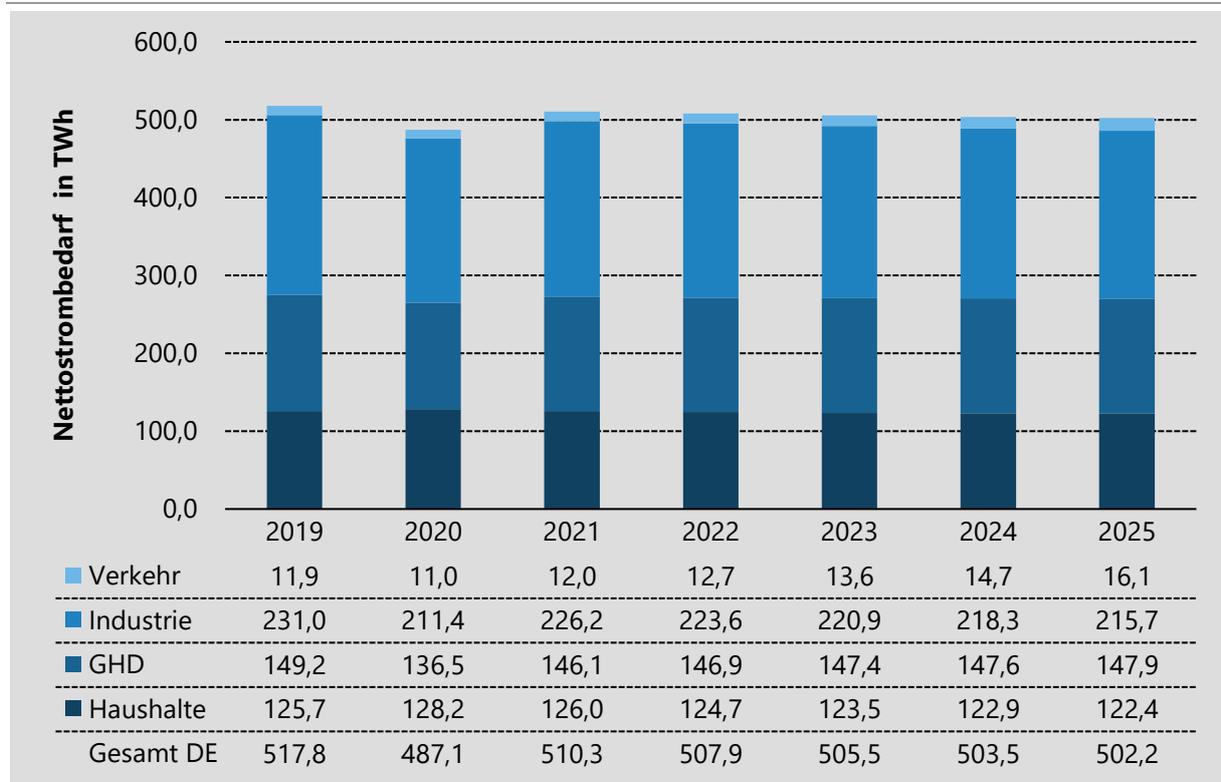
³ Dieser Sachverhalt führt auch dazu, dass die spezifische EEG-Umlage in den Kategorien Super Cap und Mindestumlage 0,05 und 0,1 €/kWh über die Monate variiert.

4 Mittelfristprognosen für die Stromabgabe an Letztverbraucher bis zum Jahr 2025

4.1 Nettostrombedarf

Ausgangspunkt des Nettostrombedarfs für das Jahr 2019 ist die Schätzbilanz der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB 2020). Die Prognose des Nettostrombedarfs für das Jahr 2020 liegt bei 487,1 TWh und steigt im Jahr 2021 auf 510,3 TWh an. Die Mittelfristprognose im Referenzszenario bis zum Jahr 2025 ist ein Nettostrombedarf von 502,2 TWh (siehe Abbildung 9).

Abbildung 9: Entwicklung des Nettostrombedarfs im Referenzszenario



Quelle: Berechnung auf Basis von AGEB 2020, Darstellung Fraunhofer ISI

In den Jahren 2020 und 2021 wird der Nettostrombedarf am meisten durch die Effekte der COVID-19-Pandemie beeinflusst. Zunächst bricht der Strombedarf im Jahr 2020 um knapp 6 % ein, um im Folgejahr wieder um 4,8 % anzusteigen. Wie auch die Konjunktur erreicht der Strombedarf im Referenzszenario im Jahr 2021 nicht wieder das Vorkrisenniveau. In den Jahren von 2022 bis 2025 ist der Nettostrombedarf wieder stärker vom Wirtschaftswachstum entkoppelt und sinkt jährlich um weniger als 0,5 % ab. Dieser Effekt ist im Wesentlichen auf den Rückgang der Stromnachfrage im Industriesektor zurückzuführen, welcher durch effizientere Querschnittstechnologien erreicht wird. Zum anderen resultiert diese Entwicklung aus dem Anstieg der Stromproduktivität im Haushaltssektor, hervorgerufen durch effizientere Geräte und eine zunehmende Verbreitung von LEDs. Ein zunehmender Stromverbrauch durch Wärmepumpen im Haushaltsbereich wirkt diesem Trend zwar entgegen, wird aber erst nach dem Jahr 2025 dominant. Während in der Vergangenheit der Strombedarf im Verkehrssektor verhältnismäßig stabil war, führt der Anstieg des Bestands an Elektrofahrzeugen bis zum Jahr 2025 zu einer deutlichen Zunahme des Stromverbrauchs. Im GHD-Sektor wird die Zunahme der Stromproduktivität überkompensiert durch

einen Anstieg der Aktivitätsgrößen (z. B. Beschäftigung) und von neuen Stromverbrauchern (z. B. Rechenzentren).

Abbildung 9 zeigt auch die Aufteilung des Nettostrombedarfs auf die Sektoren. Dabei wird deutlich, dass die Anteile im Jahr 2021 mit 24,7 % in den privaten Haushalten, 28,6 % im GHD-Sektor, 44,3 % in der Industrie und 2,4 % im Sektor Verkehr nur unwesentlich von der Struktur des Nettostrombedarfs im historischen Basisjahr 2019 abweichen. Für das Jahr 2020 ergibt sich jedoch aufgrund der Einflüsse der COVID-19-Pandemie (siehe Kapitel 3.1.2 und Kapitel 3.4.1) eine veränderte Verteilung des Nettostrombedarfs auf die Sektoren.

Einordnung der Entwicklung im Vergleich zu weiteren Studien

Beim Vergleich der Entwicklung des Strombedarfs im Referenzszenario mit dem Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan (NEP) Strom, Version 2019 (ÜNB 2019), fällt auf, dass im Szenario B 2025 gegenüber dem Referenzjahr 2017 ebenfalls ein leicht rückläufiger Trend des Nettostromverbrauchs erkennbar ist. Allerdings ist der dämpfende Effekt der COVID-19-Pandemie auf den Stromverbrauch im NEP noch nicht berücksichtigt. Erst im Verlauf nach dem Jahr 2025, in den Szenarien B 2030 und B 2035, steigt der Nettostromverbrauch um bis zu 20 TWh an. Dieser sogenannte „Badewannenverlauf“ ist darin begründet, dass zunächst zunehmende Effizienzgewinne zu einem leichten Rückgang des Stromverbrauchs führen, diese Entwicklung aber zwischen den Jahren 2025 und 2030 vom Verbrauch neuer Stromanwendungen überkompensiert wird. Im neuen Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom, Version 2021 (ÜNB 2020a), wird diese Entwicklung sogar noch deutlicher hervorgehoben. Im Szenario B 2035 werden neue industrielle Großverbraucher (z. B. Rechenzentren, Batteriefabriken), Elektrofahrzeuge, Haushaltswärmepumpen und Power-to-X mit einem Stromverbrauch von insgesamt knapp 130 TWh für das Jahr 2035 angenommen. Dieser „Badewannenverlauf“ zeigt sich auch in weiteren Szenarien zur Modellierung der Stromnachfrage in Deutschland (KIT, ISI 2019).

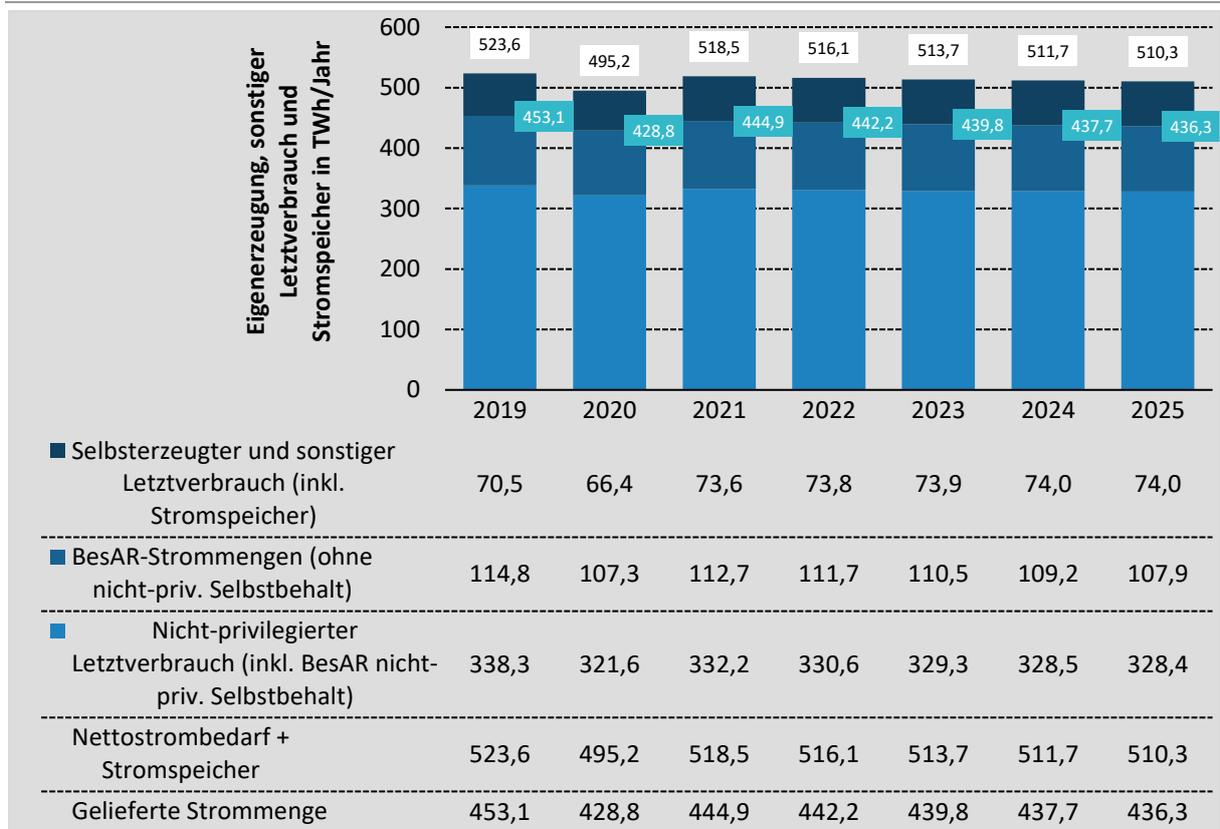
Anders verhält sich jedoch der Verlauf des Stromverbrauchs in Studien, in denen Zielszenarien mit sehr ambitionierten Klimazielen modelliert werden (Hladik et. al. 2020). Hier kommt es zu dem Effekt, dass hohe CO₂-Preise frühzeitig eine Defossilisierung und damit verbunden neue Stromanwendungen in der Industrie anreizen. Ein so deutlicher Anstieg der CO₂-Preise bis zum Jahr 2025 ist allerdings aus aktueller Perspektive nicht zu erwarten.

Studien mit Szenarien zur Stromnachfrage in Deutschland, die bereits die COVID-19-Pandemie berücksichtigen, sind zum aktuellen Zeitpunkt nicht bekannt. Lediglich qualitative Analysen oder Untersuchungen zur aktuellen Stromstatistik liegen bereits vor (BDEW 2020) und sind in die Überlegungen zur Mittelfristprognose eingeflossen.

4.2 Gelieferte Strommengen

Die durch Elektrizitätsunternehmen gelieferten Strommengen der Kategorien des privilegierten und nicht-privilegierten Letztverbrauchs reduzieren sich von 453,1 TWh im Jahr 2019 um 16,8 TWh bis zum Jahr 2025 auf 436,3 TWh (siehe Abbildung 10). Durch die Auswirkungen der COVID-19-Pandemie reduziert sich die gelieferte Strommenge im Jahr 2020 auf 428,8 TWh. Für das Jahr 2021 wird eine gelieferte Strommenge von 445 TWh prognostiziert.

Die Entwicklung des selbsterzeugten und sonstigen Letztverbrauchs hingegen ist leicht positiv und steigt gegenüber dem Jahr 2019 um ungefähr 3,5 TWh auf 74,0 TWh im Jahr 2025 an. Für das Jahr 2021 wird ein selbsterzeugter und sonstiger Letztverbrauch von 73,6 TWh erwartet. Der Rückgang im Jahr 2020 gegenüber dem Jahr 2019 liegt bei ungefähr 4,1 TWh und führt zu einer Absenkung auf 66,4 TWh. Eine detaillierte Darstellung des selbsterzeugten und sonstigen Letztverbrauchs ist im nächsten Abschnitt enthalten.

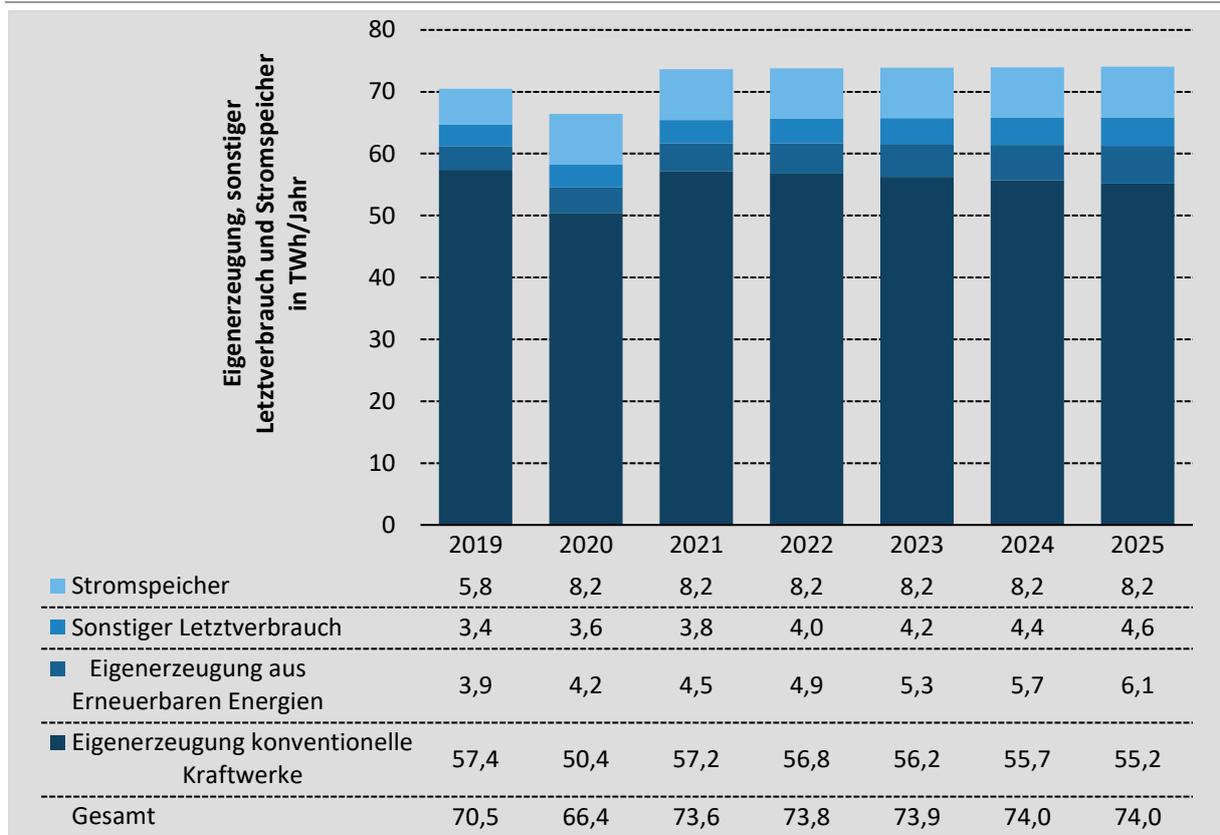
Abbildung 10: Entwicklung des nicht-privilegierten, privilegierten sowie selbsterzeugten und sonstigen Letztverbrauch für die Jahre 2019 bis 2025

Quelle: Berechnung auf Basis von AGEB 2020, Destatis 2019b und ÜNB 2020b, Darstellung Fraunhofer ISI

4.3 Selbsterzeugter und sonstiger Letztverbrauch

Die prognostizierten Strommengen des selbsterzeugten und sonstigen Letztverbrauchs der Jahre 2020 bis 2025 sowie der ermittelten Werte für das Jahr 2019 sind in die Teilmengen der eigenerzeugten Strommengen, des sonstigen Letztverbrauchs nach § 61 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017 und der Lieferungen an Stromspeicher nach § 61l EEG 2017 unterteilt. Die Eigenenerzeugung ist differenziert nach Letztverbrauch aus erneuerbaren Energien sowie konventionellen Kraftwerken, welche im Wesentlichen KWK-Anlagen umfassen, ausgewiesen.

Die Abschätzung zur gesamten Entwicklung bis 2025 des selbsterzeugten und sonstigen Letztverbrauchs sind ausgehend von den übermittelten und bestimmten Strommengen für das Jahr 2019 prognostiziert. Die resultierende Strommenge der Eigenversorgung im Jahr 2019 liegt bei 61,3 TWh, welche sich aus Letztverbräuchen aus erneuerbaren Energien (3,9 TWh) und konventionellen Kraftwerken (57,4 TWh) zusammensetzt (siehe Abbildung 11). Bei den zu Stromspeichern gelieferten Strommengen unterscheiden sich die im Jahr 2019 (5,8 TWh) gegenüber den Jahren 2020 bis 2025 (8,2 TWh). Letztere sind für das Jahr 2019 aus dem informatorisch gemeldeten Speicherstrom der testierten Letztverbräuche der ÜNBs (ÜNB 2020b) übernommen worden. Für die weiteren Jahre werden die vom Statistischen Bundesamt veröffentlichten, zu den Stromspeichern gelieferten Strommengen im Jahr 2019 (Destatis 2020) berücksichtigt.

Abbildung 11: Entwicklung der Eigenerzeugung, des sonstigen Letztverbrauchs sowie Lieferungen an Speicher im Referenzszenario für die Jahre 2019 bis 2025

Quelle: Berechnung auf Basis von AGEB 2020, Destatis 2019b und ÜNB 2020b, Darstellung Fraunhofer ISI

Für das Jahr 2020 wird ein Einbruch der Letztverbrauchsmengen aus Eigenerzeugung in konventionellen Kraftwerken auf 50,4 TWh prognostiziert, welcher im Zusammenhang mit dem erwarteten Konjunkturerinbruch durch die Auswirkungen der COVID-19-Pandemie steht (vgl. Abschnitt 3.2). Die Eigenversorgung aus erneuerbaren Energien verzeichnet keine vergleichbare Veränderung im selbsterzeugten Letztverbrauch und steigt im Jahr 2020 auf 4,2 TWh an. Die erwartete konjunkturelle Entwicklung sieht im Referenzszenario eine nahezu vollständige Erholung der selbsterzeugten Letztverbrauchsmengen aus konventionellen Kraftwerken auf ein Vorkrisenniveau vor und erreicht im Jahr 2021 eine Höhe von 57,2 TWh. Bis zum Jahr 2025 ergibt sich ein leichter Rückgang der Eigenerzeugungsmengen aus konventionellen Anlagen auf 55,2 TWh. Im Gegensatz dazu steigt die Eigenerzeugung aus erneuerbaren Energien von 4,5 TWh im Jahr 2020 auf 6,1 TWh im Jahr 2025 an.

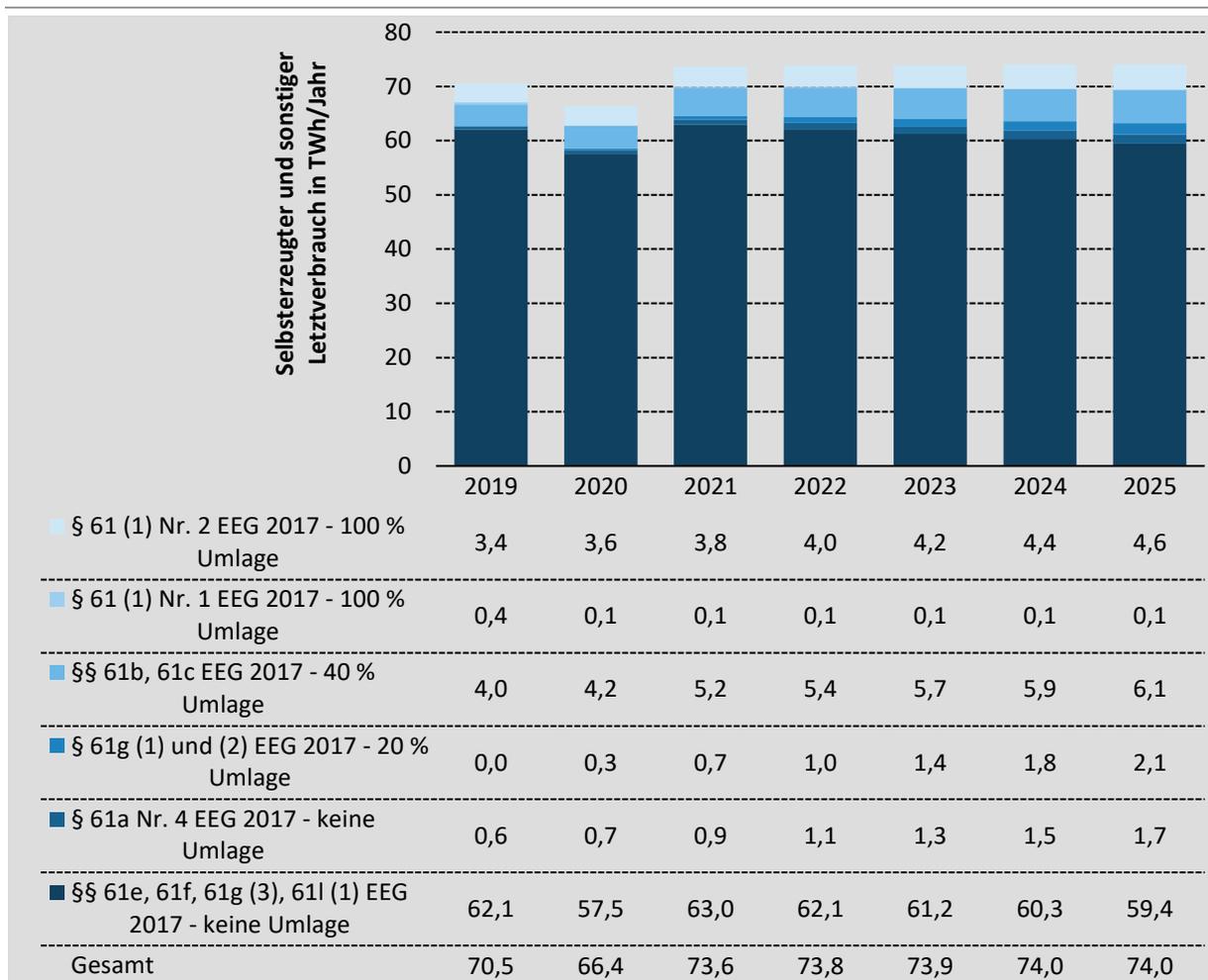
Im gleichen Zeitraum (2021 bis 2025) wurde für den sonstigen Letztverbrauch ebenfalls ein leichter Anstieg von 3,4 TWh auf 4,6 TWh prognostiziert (vgl. Abschnitt 3.2). Letzterer stützt sich auf Einschätzungen von Verbandsvertretern, die eine verstärkte Aktivität hinsichtlich des Direktbezugs von Strommengen von energieintensiven Unternehmen mit eigenem Bilanzkreis erwarten.

Die Ergebnisse der Prognose des selbsterzeugten und sonstigen Letztverbrauchs bis zum Jahr 2025 sind in die einzelnen Tatbestände nach den §§ 61 Abs. 1 Nr. 1 und 61 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2017 sowie den §§ 61a bis 61g und 61i EEG 2017 unterteilt. Der größte Anteil der Strommengen des selbsterzeugten und sonstigen Letztverbrauchs entfällt auf die Tatbestände der Alt- und Bestandsanlagen nach den §§ 61e und 61f EEG 2017, der auf den Endenergieträger Gas umgerüsteten Kohlekraftwerke der Industrie nach § 61g Abs. 3 EEG 2017 und den an Stromspeicher gelieferten Mengen nach § 61i EEG 2017 (siehe Abbildung 12). Letztere verzeichnen einen Einbruch im Jahr 2020 mit 57,5 TWh gegenüber den rechnerisch bestimmten Mengen für das Jahr 2019 mit 62,1 TWh. Ab dem Jahr 2021 mit 63,0 TWh wird eine kontinuierliche Abnahme auf 59,4 TWh im Jahr 2025 erwartet.

Die Eigenversorgung aus Kleinanlagen nach § 61a Nr. 4 EEG 2017, worunter insbesondere Photovoltaik-Aufdachanlagen fallen, verzeichnen einen stetigen Anstieg von 0,6 TWh im Jahr 2019 auf 1,7 TWh im Jahr 2025.

Die erneuerten und ersetzten Alt- und Bestandsanlagen nach § 61g Abs. 1 und Abs. 2 EEG 2017 erfahren ebenfalls einen kontinuierlichen Anstieg von 0,034 TWh im Jahr 2019 (ÜNB 2020b) auf 2,1 TWh im Jahr 2025. Die Tatbestände nach den §§ 61b und 61c EEG 2017 verzeichnen zwischen dem Jahr 2019 mit 4,0 TWh bis einschließlich zum Jahr 2021 mit 5,2 TWh einen stärkeren Anstieg als in dem Zeitraum vom Jahr 2022 mit 5,4 TWh bis zum Jahr 2025 mit 6,1 TWh. Dies ist insbesondere mit den Auswirkungen des Verbotes für Eigenverbrauch nach dem neuen Ausschreibungsverfahren für effiziente KWK-Anlagen verbunden (vgl. Abschnitt 3.2). Die Letztverbrauchsmengen der Eigenerzeugung nach § 61 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017 wurden aus dem Jahr 2019 ohne Veränderung mit 0,1 TWh bis 2025 fortgeschrieben. Die ausgewiesene Menge im Jahr 2019 mit 0,4 TWh enthält zusätzlich noch die pönalisierte Letztverbrauchsmengen, bei denen ein Verstoß gegen § 61c Abs. 1 Nr. 1 und/ oder Nr. 3 EEG 2017 der effizienten KWK-Anlagen stattgefunden hat.

Abbildung 12: Entwicklung des selbsterzeugten und sonstigen Letztverbrauchs inkl. Speicher im Referenzszenario für die Jahre 2019 bis 2025

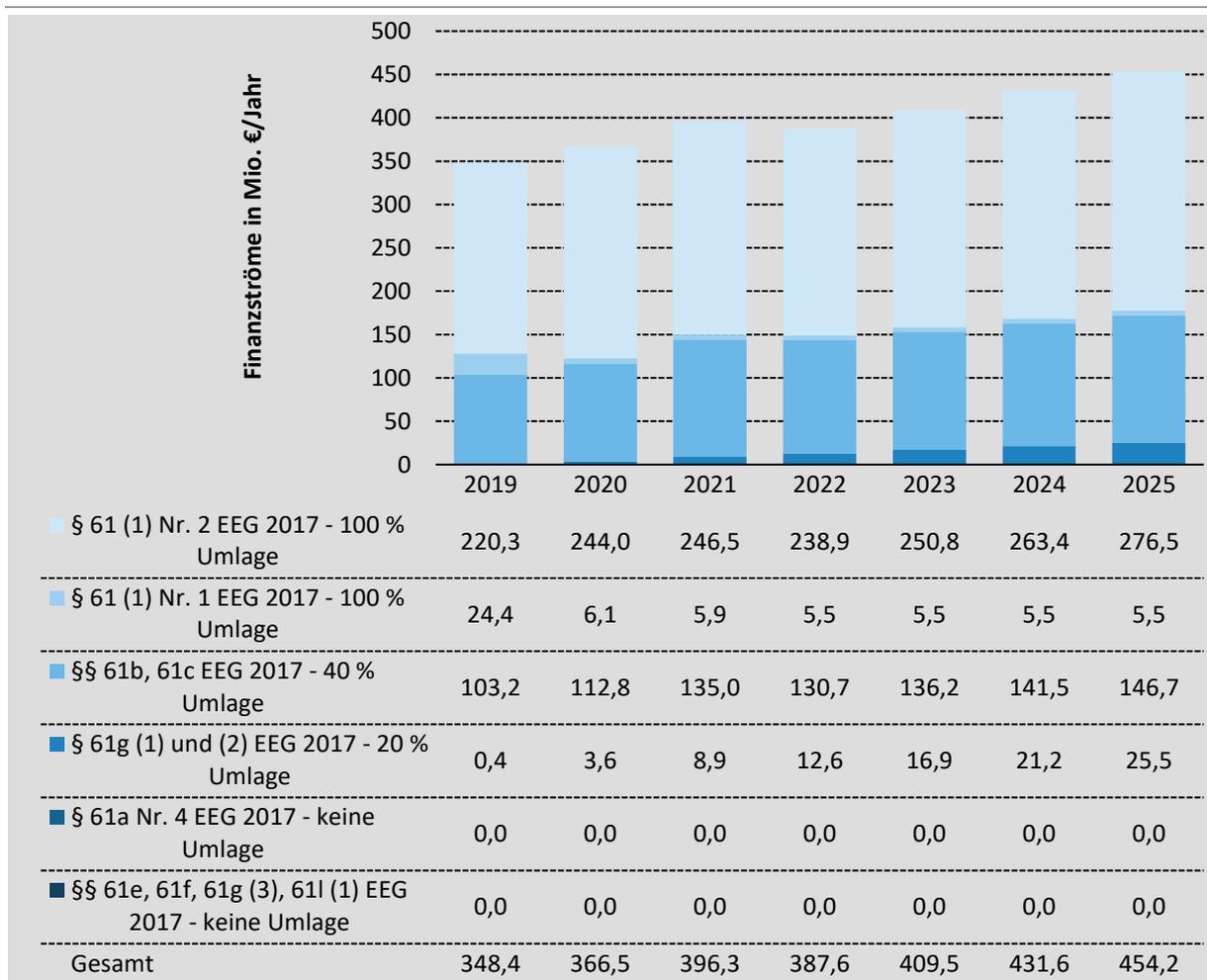


Quelle: Berechnung auf Basis von AGEb 2020, Destatis 2019b und ÜNB 2020b, Darstellung Fraunhofer ISI

Die resultierenden Finanzströme aus den einzelnen Tatbeständen des selbsterzeugten und sonstigen Letztverbrauchs sind in Abbildung 13 dargestellt. Der größte Teil der Finanzströme resultiert aus dem voll umlagepflichtigen Tatbestand des sonstigen Letztverbrauchs nach § 61 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2017, für welchen im Jahr 2019 220,3 Mio. Euro an EEG-Umlage gezahlt wurden. Bis zum Jahr 2025 steigen die

Finanzströme des sonstigen Letztverbrauchs auf 276,5 Mio. Euro an. Der zweitgrößte Teil der Finanzströme ergibt sich aus den Tatbeständen nach den §§ 61b und 61c EEG 2017. Die zu 40 % EEG-Umlage zahlungspflichtigen Letztverbrauchsmengen ergaben im Jahr 2019 103,2 Mio. Euro an Finanzströmen und werden bis zum Jahr 2025 auf 146,7 Mio. Euro ansteigen. Die eigenerzeugten Letztverbrauchsmengen aus erneuerten oder ersetzten Alt- und Bestandsanlagen nach § 61g Abs. 1 und 2 EEG 2017 haben im Jahr 2019 0,4 Mio. Euro aufgebracht und werden bis zum Jahr 2025 auf 25,5 Mio. Euro ansteigen. Der vollumlagepflichtige Letztverbrauch nach § 61 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017 belief sich auf 24,4 Mio. Euro im Jahr 2019 und wird jährlich zwischen 6,1 Mio. Euro und 5,5 Mio. Euro in den Jahren 2020 bis 2025 einbringen.

Abbildung 13: Entwicklung der Finanzströme des selbsterzeugten und sonstigen Letztverbrauchs im Referenzszenario für die Jahre 2019 bis 2025



Quelle: Berechnung auf Basis von AGEB 2020, Destatis 2019b und ÜNB 2020b, Darstellung Fraunhofer ISI

4.4 Privilegierter Letztverbrauch

Im Folgenden werden die Prognose der Strommengen und Finanzströme des privilegierten Letztverbrauchs für die Jahre bis 2025 vorgestellt.

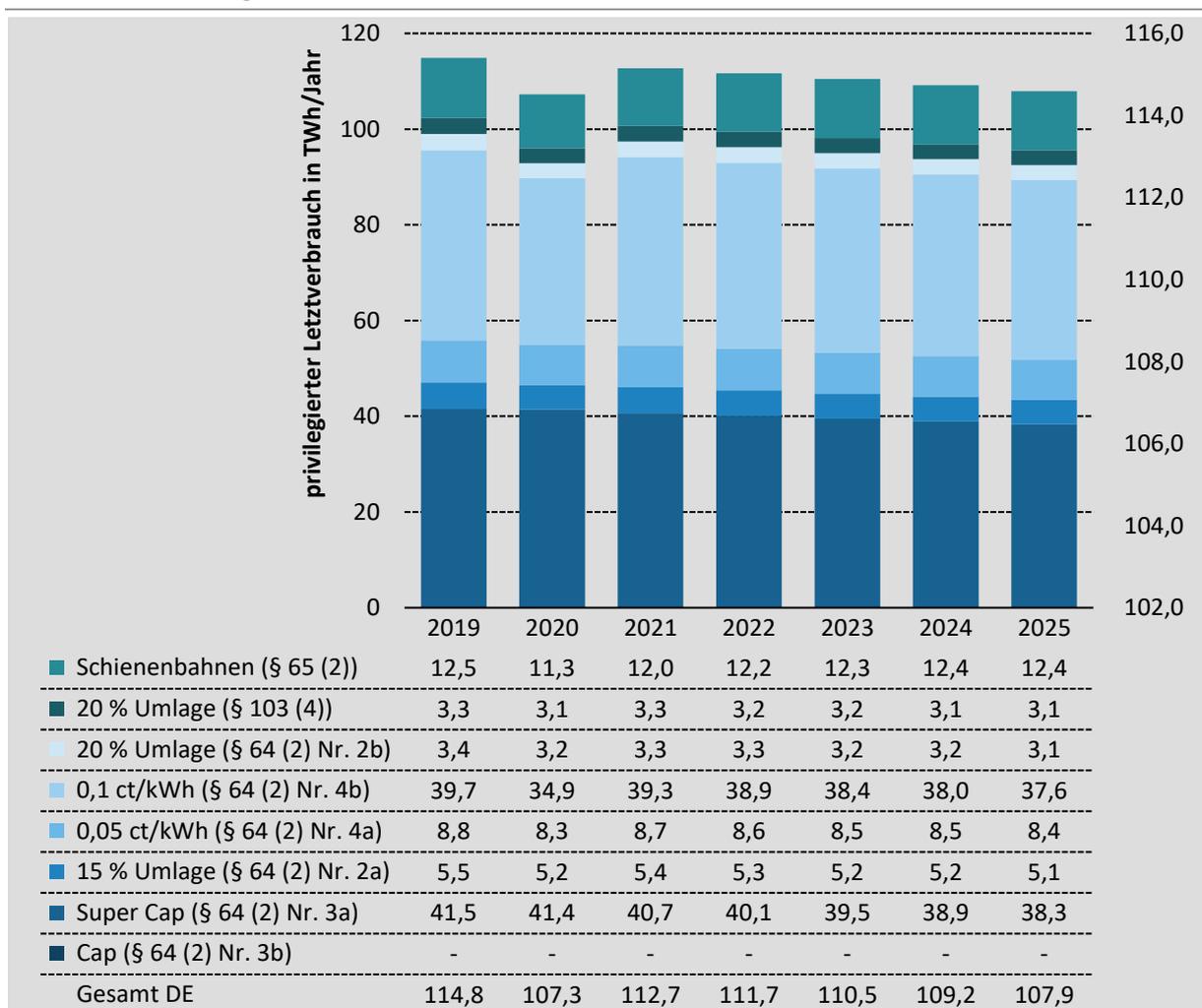
Nach den EEG-Abrechnungsdaten der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB 2020b) beliefen sich die privilegierten Strommengen der stromkostenintensiven Industrie im Jahr 2019 auf etwa 102,3 TWh. Mit den rund 12,5 TWh privilegierten Strommengen der Schienenbahnen ergibt sich die gesamte im Rahmen der besonderen Ausgleichsregelung privilegierte Strommenge zu ca. 114,8 TWh.

Nachdem im Jahr 2020 aufgrund der Auswirkungen der COVID-19-Pandemie der privilegierte Letztverbrauch auf etwa 107,3 TWh einbricht, zeigt sich für die im Rahmen der besonderen Ausgleichsregelung privilegierten Strommengen nach einem Anstieg im Jahr 2021 für die Jahre von 2021 bis 2025 ein Rückgang von 4,8 TWh (von etwa 112,7 TWh im Jahr 2021 auf rund 107,9 TWh im Jahr 2025) (Abbildung 14). Dieser Rückgang der privilegierten Strommengen ergibt sich vor allem durch Effizienzgewinne in der Industrie, wodurch die privilegierten Strommengen der stromkostenintensiven Unternehmen (§§ 64 und 103 EEG 2017) zurückgehen.

Bei der Kategorie der Schienenbahnen (§ 65 Abs. 2 EEG 2017) zeigt sich hingegen ein leichter Anstieg der privilegierten Strommengen von 12,0 TWh im Jahr 2021 auf etwa 12,4 TWh im Jahr 2025. Diese Entwicklung folgt der allgemeinen, deutschlandweiten Stromnachfrageentwicklung des Schienenverkehrs.

Bei der Entwicklung der Abnahmestellen und des damit verbundenen Selbstbehalts zeigt sich aus den BAFA-Antragszahlen für das Begrenzungsjahr 2020 (BAFA 2020c) ein Rückgang um 64 Abnahmestellen auf insgesamt 2.571 Abnahmestellen. Für die Jahre 2021 bis 2025 wird eine geringe Zunahme in allen Szenarien unterstellt.

Abbildung 14: Entwicklung der Strommengen des privilegierten Letztverbrauchs nach Begrenzungstatbeständen für die Jahre 2019 bis 2025

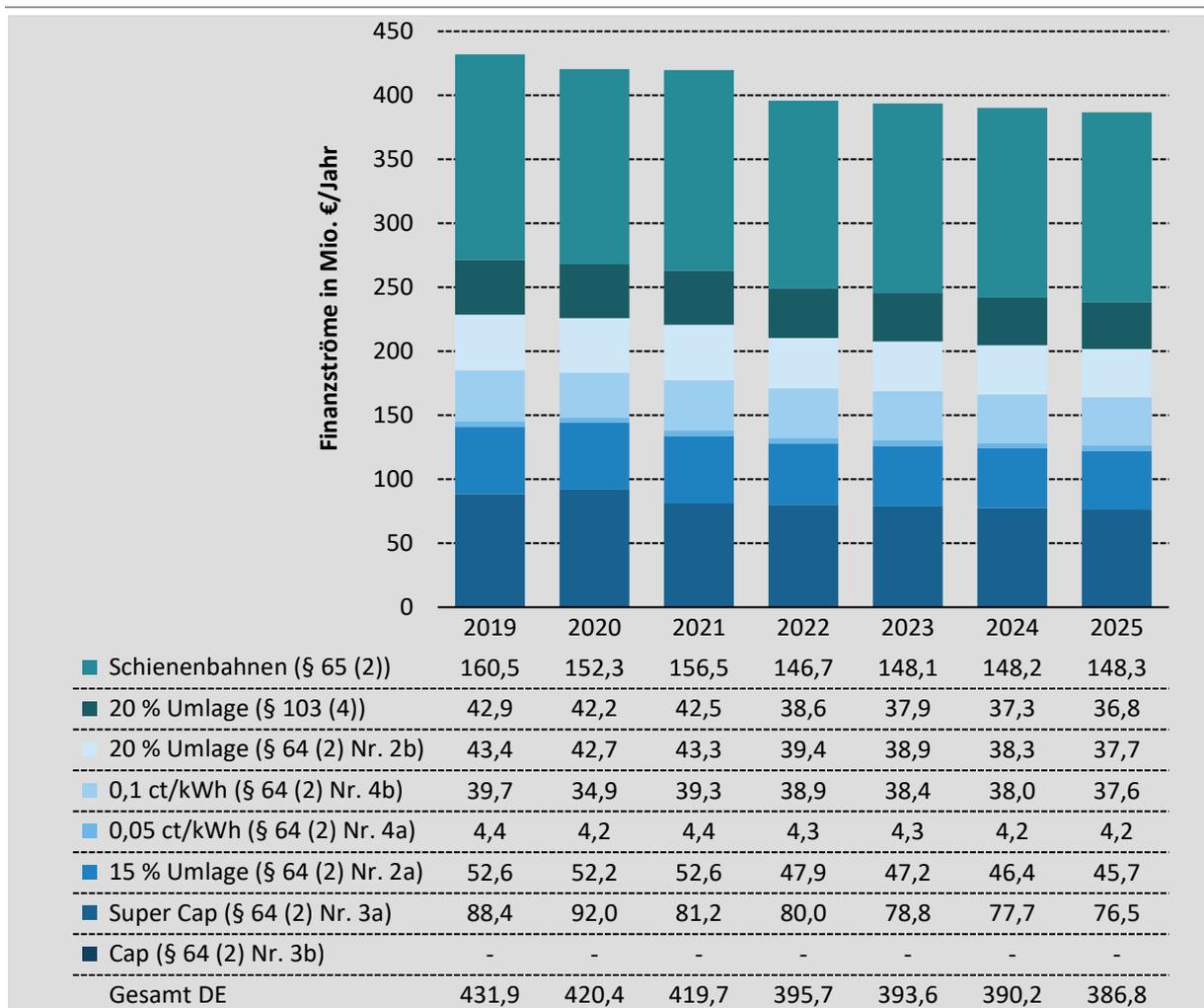


Quelle: Berechnung auf Basis von ÜNB 2020b, ÜNB 2020c, BAFA 2020c, BAFA 2020d, Darstellung Fraunhofer ISI

Die Finanzströme der besonderen Ausgleichsregelung ergeben sich aus den privilegierten Strommengen und den spezifischen Umlagesätzen der einzelnen Begrenzungstatbestände (siehe hierzu Tabelle 2).

Insgesamt ist für die Jahre bis 2025 ein kontinuierlicher Rückgang der Finanzströme zu beobachten (Abbildung 15). Dies ergibt sich zum einen durch die Annahmen zur EEG-Umlage in den Jahren ab 2021 (siehe Abschnitt 3.1.4) und zum anderen aus dem beschriebenen Rückgang der privilegierten Strommengen. Der Einbruch des Nettostromverbrauchs in der Industrie im Jahr 2020 zeigt sich bei den Finanzströmen weniger stark, da die EEG-Umlage im Jahr 2020 mit 67,56 €/MWh höher ist als im Jahr davor und in den Jahren danach. Insgesamt sinken die Finanzströme der besonderen Ausgleichsregelung vom Jahr 2021 auf das Jahr 2025 um etwa 32,9 Mio. Euro auf 386,8 Mio. Euro ab.

Abbildung 15: Entwicklung der Finanzströme des privilegierten Letztverbrauchs nach Begrenzungstatbeständen für die Jahre 2019 bis 2025



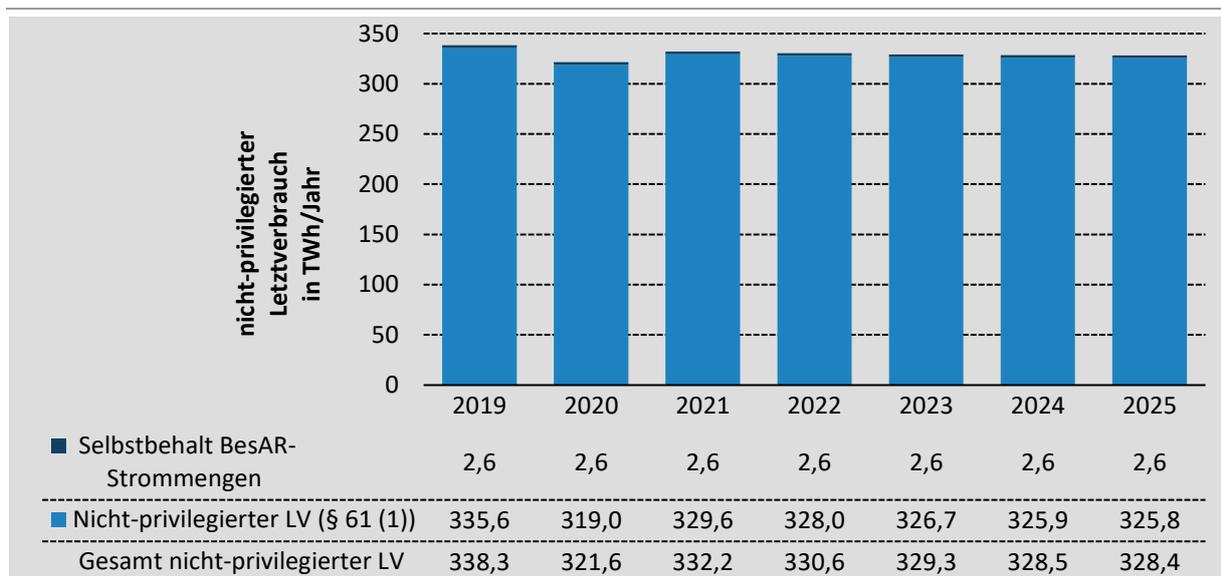
Quelle: Berechnung auf Basis von ÜNB 2020b, ÜNB 2020c, BAFA 2020c, BAFA 2020d, Darstellung Fraunhofer ISI

4.5 Nicht-privilegiertes Letztverbrauchen

Der nicht-privilegierte Letztverbrauch setzt sich zusammen aus den Strommengen nach § 61 Abs. 1 EEG 2017 und den Strommengen des Selbstbehalts der besonderen Ausgleichsregelung (§ 64 Abs. 1 und § 103 Abs. 4 EEG 2017) und bildet die Differenz aus Nettostrombedarf und Pumpstrom abzüglich des selbsterzeugten und sonstigen Letztverbrauchs sowie des privilegierten Letztverbrauchs der besonderen Ausgleichsregelung.

Der nicht-privilegierte Letztverbrauch steigt im Jahr 2021 nach dem Einbruch im Jahr 2020 zunächst wieder auf 329,6 TWh an (Abbildung 16). Bis zum Jahr 2025 zeigt sich dann ein kontinuierlicher Rückgang um 3,8 TWh auf 328,4 TWh. Dieser Rückgang lässt sich mit dem ebenfalls bis zum Jahr 2025 sinkenden Nettostrombedarf erklären.

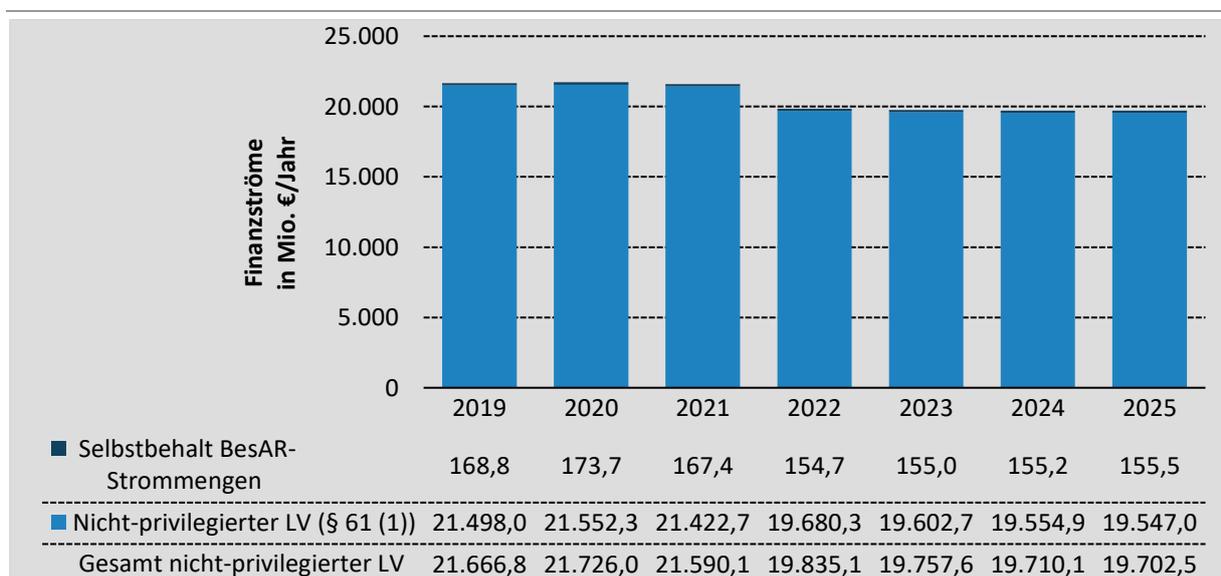
Abbildung 16: Entwicklung der Strommengen des nicht-privilegierten Letztverbrauchs für die Jahre 2019 bis 2025



Quelle: Berechnung auf Basis von ÜNB 2020b, ÜNB 2020c, BAFA 2020c, BAFA 2020d, Darstellung Fraunhofer ISI

Bei den Finanzströmen des nicht-privilegierten Letztverbrauchs, welche sich aus den zugehörigen Strommengen und der jeweils geltenden (fiktiven) EEG-Umlage ergeben, ist die Reduzierung der EEG-Umlage von 65 €/MWh im Jahr 2021 auf 60 €/MWh im Jahr 2022 deutlich zu erkennen (Abbildung 17). Insgesamt ergibt sich ein Rückgang der Zahlungen von rund 21.590 Mio. Euro im Jahr 2021 auf etwa 19.703 Mio. Euro im Jahr 2025.

Abbildung 17: Entwicklung der Finanzströme des nicht-privilegierten Letztverbrauchs für die Jahre 2019 bis 2025



Quelle: Berechnung auf Basis von ÜNB 2020b, ÜNB 2020c, BAFA 2020c, BAFA 2020d, Darstellung Fraunhofer ISI

5 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Schematische Darstellung der nationalen Analyse (jährlich).....	7
Abbildung 2:	Historie des Nettostrombedarfs für die Jahre 2015 bis 2019 (nicht temperaturbereinigt).....	10
Abbildung 3:	Zusammenhang des Nettostrombedarfs, des selbsterzeugten und sonstigen Letztverbrauchs und den von Energieversorgungsunternehmen gelieferten Strommengen – Werte für das Jahr 2019	13
Abbildung 4:	Zusammensetzung der Tatbestände des selbsterzeugten und sonstigen Letztverbrauchs	13
Abbildung 5:	Privilegierungskategorien der besonderen Ausgleichsregelung des EEG 2017 (schematische Darstellung).....	14
Abbildung 6:	Szenariotrichter.....	17
Abbildung 7:	Prognose zur Entwicklung des BIP in Deutschland – verkettete Volumenangaben in Mrd. € (preisbereinigt, Referenzjahr 2015).....	18
Abbildung 8:	Historische Änderungen der Volllaststunden und Stromnachfrage in Industriekraftwerken.....	21
Abbildung 9:	Entwicklung des Nettostrombedarfs im Referenzszenario	26
Abbildung 10:	Entwicklung des nicht-privilegierten, privilegierten sowie selbsterzeugten und sonstigen Letztverbrauch für die Jahre 2019 bis 2025	28
Abbildung 11:	Entwicklung der Eigenerzeugung, des sonstigen Letztverbrauchs sowie Lieferungen an Speicher im Referenzszenario für die Jahre 2019 bis 2025.....	29
Abbildung 12:	Entwicklung des selbsterzeugten und sonstigen Letztverbrauchs inkl. Speicher im Referenzszenario für die Jahre 2019 bis 2025	30
Abbildung 13:	Entwicklung der Finanzströme des selbsterzeugten und sonstigen Letztverbrauchs im Referenzszenario für die Jahre 2019 bis 2025	31
Abbildung 14:	Entwicklung der Strommengen des privilegierten Letztverbrauchs nach Begrenzungstatbeständen für die Jahre 2019 bis 2025	32
Abbildung 15:	Entwicklung der Finanzströme des privilegierten Letztverbrauchs nach Begrenzungstatbeständen für die Jahre 2019 bis 2025	33
Abbildung 16:	Entwicklung der Strommengen des nicht-privilegierten Letztverbrauchs für die Jahre 2019 bis 2025	34
Abbildung 17:	Entwicklung der Finanzströme des nicht-privilegierten Letztverbrauchs für die Jahre 2019 bis 2025	34

6 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Input-Daten von FORECAST	8
Tabelle 2:	Nettostrombedarf und Letztverbrauch im Referenzszenario für die Jahre 2019 bis 2025.....	41
Tabelle 3:	Nettostrombedarf und Letztverbrauch im oberen Szenario für die Jahre 2019 bis 2025	42
Tabelle 4:	Nettostrombedarf und Letztverbrauch im unteren Szenario für die Jahre 2019 bis 2025	43
Tabelle 5:	Monatlicher Verlauf des Nettostrombedarfs und des Letztverbrauchs sowie der Finanzströme im Referenzszenario für das Jahr 2021	44

7 Abkürzungsverzeichnis

AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
BesAR	Besondere Ausgleichsregelung
BIP	Bruttoinlandsprodukt
ct	Cent
DESTATIS	Statistisches Bundesamt
€	Euro
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEV	Verordnung zur Durchführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes
EEAV	Verordnung zur Ausführung der Erneuerbare-Energien-Verordnung
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EUA	European Emission Allowance
EVU	Energieversorgungsunternehmen
GHD	Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
kWh	Kilowattstunden
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
Mio.	Millionen
Mrd.	Milliarden
NEP	Netzentwicklungsplan
PPA	Power Purchase Agreement
TWh	Terawattstunden
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VIK	Verband der Industriellen Energie- & Kraftwirtschaft

8 Literaturverzeichnis

- (AGEB 2020) Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen. (2020). Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2019. Abgerufen März 2020, <https://www.ag-energiebilanzen.de/>.
- (BAFA 2020a) Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. (2020). Zulassungen von KWK-Anlagen nach dem KWKG. Abgerufen August 2020, https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/kwk_statistik_zulassungen_2009_2019.pdf?__blob=publicationFile&v=16.
- (BAFA 2020b) Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. (2020). Zulassungsanträge für neue, modernisierte und nachgerüstete KWK-Anlagen nach dem KWKG für den Zeitraum 2015-2019, Stand 27.05.2020. Eschborn.
- (BAFA 2020c) Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. (2020). Antragsdaten zur besonderen Ausgleichsregelung zur Prognose der EEG-Umlage für das Begrenzungsjahr 2020, Stand 13.07.2020. Eschborn.
- (BAFA 2020d) Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. (2020). Auswertung der relevantesten Branchen in den Begrenzungstatbeständen der besonderen Ausgleichsregelung für das Begrenzungsjahr 2020, Stand 13.07.2020. Eschborn.
- (Beckmann 2014) Beckmann, C. (2014). Verbundstruktur und KWK Flexibilisierung möglich? Abgerufen Mai 2020, https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/ag-2-plattform-strommarkt-sitzung-20140922-praesentation-3.pdf?__blob=publicationFile&v=3.
- (BDEW 2020) Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (2020). Wirtschaftliche Auswirkungen der Corona-Epidemie auf die Energiewirtschaft. Abgerufen Mai 2020, https://www.bdew.de/media/documents/Fakten_und_Argumente_-_Auswirkungen_Corona_auf_die_Energiewirtschaft_-_Ausgabe_25.pdf.
- (BMWi, BMF 2020a) Bundesministerium für Wirtschaft und Energie und Bundesministerium für Finanzen. (2020). Frühjahrsprojektion der Bundesregierung vom 29. April 2020, Gesamtwirtschaftliches Produktionspotenzial und Konjunkturkomponenten, Datengrundlagen und Ergebnisse der Schätzungen der Bundesregierung. Abgerufen Mai 2020, <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Wirtschaft/Projektionen-der-Bundesregierung/projektionen-der-bundesregierung-fruehjahr-2020.html>.
- (BMWi, BMF 2020b) Bundesministerium für Wirtschaft und Energie und Bundesministerium für Finanzen. (2020). Interimsprojektion der Bundesregierung vom 1. September 2020, Gesamtwirtschaftliches Produktionspotenzial und Konjunkturkomponenten, Datengrundlagen und Ergebnisse der Schätzungen der Bundesregierung. Abgerufen September 2020, <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2020/09/20200901-interimsprojektion-der-bundesregierung.html>.
- (BNetzA 2020) Bundesnetzagentur. (2020). Formen der Stromversorgung nach den EEG-Umlagepflichten. Abgerufen August 2020, [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Datenerhebung_EEG/FormenStromversorgung/FormenStromversorgung.html;jsessionid=F13AD36A151BC470021FFBBA3C70114A?nn=681892#\[ANKER\]](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Datenerhebung_EEG/FormenStromversorgung/FormenStromversorgung.html;jsessionid=F13AD36A151BC470021FFBBA3C70114A?nn=681892#[ANKER]).

- (Destatis 2007-2018) Statistisches Bundesamt. (2007-2018). Produzierendes Gewerbe – Stromerzeugungsanlagen der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe sowie im Bergbau und in der Gewinnung von Steinen und Erden (Fachserie 4 Reihe 6.4). Wiesbaden.
- (Destatis 2019a) Statistisches Bundesamt. (2019). Bevölkerung im Wandel, Annahmen und Ergebnisse der 14. Koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung. Abgerufen Mai 2020, https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressekonferenzen/2019/Bevoelkerung/pressebroschuere-bevoelkerung.pdf?__blob=publicationFile.
- (Destatis 2019b) Statistisches Bundesamt. (2019). Monatserhebungen über die Elektrizitäts- und Wärmezeugung zur allgemeinen Versorgung in 2019. Wiesbaden.
- (Destatis 2020) Statistisches Bundesamt. (2020). Monatserhebungen über die Elektrizitäts- und Wärmezeugung zur allgemeinen Versorgung in 2020, Stand Mai 2020. Wiesbaden.
- (enervis 2020) Enervis energy advisors GmbH. (2020). Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2021 bis 2025. Berlin.
- (ENTSO-E 2020) European Network of Transmission System Operators for Electricity. (2020). Verbrauchsdaten. <https://www.entsoe.eu/data/data-portal/>.
- (GD 2020) Gemeinschaftsdiagnose. (2020). Gemeinschafts-Diagnose #1-2020, Wirtschaft unter Schock – Finanzpolitik hält dagegen. Abgerufen Mai 2020, http://gemeinschaftsdiagnose.de/wp-content/uploads/2020/04/GDF2020_Langfassung_online.pdf.
- (Hladik et. al. 2020) Hladik, D.; Fraunholz, C.; Kühnbach, M.; Manz, P.; Kunze, R. Insights on Germany's Future Congestion Management from a Multi-Model Approach. *Energies* 2020, 13, 4176. <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/16/4176>.
- (ifo 2020) Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung. (2020). Konjunkturprognose Sommer 2020: Deutsche Wirtschaft – es geht wieder aufwärts, ifo Schnelldienst, Sonderausgabe Juli 2020. Abgerufen Juli 2020, <https://www.ifo.de/sites/default/files/docbase/docs/sd-2020-sonderausgabe-juli-wollmershaeuser-et-al-konjunkturprognose-sommer-2020.pdf>.
- (KfW 2020) Kreditanstalt für Wiederaufbau. (2020). KfW Konjunkturkompass Mai 2020 und Expertengespräch mit Dr. Klaus Borger. Abgerufen Mai 2020, https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/Konzernthemen/Research/PDF-Dokumente-KfW-Konjunkturkompass/KfW-Konjunkturkompass_D_EZ_Mai_2020.pdf.
- (KIT, ISI 2019) Hartel, R., Slednev, V., Yilmaz, H. Ü., Ardone, A., Keles, D., Fichtner, W., Eßer, A., Klobasa, M., Kühnbach, M., Manz, P., Globisch, J., Elsland, R., Wietschel, M. (2019). Dekarbonisierung des Energiesystems durch verstärkten Einsatz erneuerbaren Stroms im Wärme-, Verkehrs- und Industriesektor bei gleichzeitigen Stilllegungen von Kraftwerken – Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit in Süddeutschland. <https://publikationen.bibliothek.kit.edu/1000087897>.
- (Schlomann et. al. 2013) Schlomann, B., Kleeberger, G., Pich, A., Gruber, M., Mai, M., Gerspacher, A., Schiller, W. (2013). Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland für die Jahre 2007 bis 2010 – Sonderbericht zu erneuerbaren Energien im Sektor GHD. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/sondererhebung-zur-nutzung-erneuerbarer-energien-im-gdh-sektor-2011-2013.html>.

- (SVR 2020) Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung. (2020). Konjunkturprognose 2020 und 2021. Abgerufen Juni 2020, <https://www.sachverstaendigenrat-wirtschaft.de/konjunkturprognose-2020.html?returnUrl=%2F&cHash=b3546368099694acd8368bcac083dfb3>.
- (ÜNB 2019) Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW. (2019). Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019, zweiter Entwurf, Zahlen Daten Fakten. Abgerufen Mai 2020. https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2030_V2019_2_Entwurf_Zahlen-Daten-Fakten.pdf.
- (ÜNB 2020a) Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW. (2020). Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021, Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, Abgerufen Juni 2020. https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmenentwurf_NEP2035_2021.pdf.
- (ÜNB 2020b) Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW. (2020). Datenlieferung der Übertragungsnetzbetreiber; Letztverbrauchsmengen nach Kategorien und Vorjahren. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart.
- (ÜNB 2020c) Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW. (2020). Datenlieferung Stamm- und Bewegungsdaten nach Regelzonen und BAFA-Vorgang für 2019. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart.
- (VDEW 1999) Verband der Elektrizitätswirtschaft e. V. (1999). Repräsentative VDEW-Lastprofile – VDEW-Materialien M-28/99. Verband der Elektrizitätswirtschaft, Frankfurt (Main).

A.1 Ergebnisse nach Szenarien

Tabelle 2: Nettostrombedarf und Letztverbrauch im Referenzszenario für die Jahre 2019 bis 2025

Strommengen in TWh	Referenzszenario						
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Nettostrombedarf (ohne Pumpstrom)	517,80	487,07	510,35	507,88	505,50	503,49	502,15
Private Haushalte	125,70	128,17	126,00	124,65	123,52	122,88	122,43
Gewerbe/Handel/Dienstleistung	149,20	136,54	146,10	146,92	147,43	147,65	147,88
Industrie	231,00	211,39	226,20	223,57	220,92	218,29	215,69
Verkehr	11,90	10,97	12,04	12,75	13,63	14,68	16,15
Selbsterzeugter und sonstiger Letztverbrauch	70,50	66,41	73,64	73,83	73,91	73,97	74,04
davon nach §§ 61e, 61f, 61g (3), 611 (1) EEG 2017 - keine Umlage	62,06	57,54	62,95	62,13	61,22	60,31	59,40
davon nach § 61a Nr. 4 EEG 2017 - keine Umlage	0,56	0,73	0,92	1,13	1,32	1,51	1,70
davon nach § 61g (1) und (2) EEG 2017 - 20 % Umlage (modernisierte Bestandsanlagen)	0,03	0,26	0,68	1,05	1,41	1,77	2,12
davon nach §§ 61b, 61c EEG 2017 - 40 % Umlage	4,03	4,17	5,19	5,45	5,68	5,90	6,11
davon nach § 61 (1) Nr. 1 EEG 2017 - 100 % Umlage	0,38	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
davon nach § 61 (1) Nr. 2 EEG 2017 - 100 % Umlage	3,44	3,61	3,79	3,98	4,18	4,39	4,61
Pumpstrom	5,83	8,18	8,18	8,18	8,18	8,18	8,18
BesAR-Strommengen (ohne nicht-priv. Selbstbehalt)	114,85	107,26	112,73	111,65	110,48	109,19	107,92
Stromintensive Unternehmen gesamt (§§ 64 und 103 EEG 2017)	102,31	95,99	100,70	99,43	98,14	96,84	95,56
davon Cap (§ 64 (2) Nr. 3b EEG 2017)	-	-	-	-	-	-	-
davon Super Cap (§ 64 (2) Nr. 3a EEG 2017)	41,55	41,39	40,67	40,09	39,50	38,92	38,34
davon 15 % Umlage (§ 64 (2) Nr. 2a EEG 2017)	5,48	5,15	5,39	5,32	5,24	5,16	5,08
davon 0,05 ct/kWh (§ 64 (2) Nr. 4a EEG 2017)	8,83	8,30	8,74	8,64	8,55	8,45	8,35
davon 0,1 ct/kWh (§ 64 (2) Nr. 4b EEG 2017)	39,72	34,86	39,29	38,88	38,45	38,01	37,58
davon 20 % Umlage (§ 64 (2) Nr. 2b EEG 2017)	3,39	3,16	3,33	3,29	3,24	3,19	3,14
davon 20 % Umlage (§ 103 (4) EEG 2017)	3,35	3,12	3,27	3,21	3,16	3,11	3,06
Schienebahnen (§ 65 (2) EEG 2017)	12,53	11,27	12,04	12,22	12,34	12,35	12,36
Nicht-privilegiertes LV	338,28	321,58	332,16	330,58	329,29	328,50	328,38
davon Selbstbehalt BesAR-Strommengen	2,64	2,57	2,58	2,58	2,58	2,59	2,59

Finanzströme in Mio. Euro	Referenzszenario						
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Selbsterzeugter und sonstiger Letztverbrauch	348,37	366,50	396,31	387,61	409,45	431,60	454,17
davon nach §§ 61e, 61f, 61g (3), 611 (1) EEG 2017 - keine Umlage	-	-	-	-	-	-	-
davon nach § 61a Nr. 4 EEG 2017 - keine Umlage	-	-	-	-	-	-	-
davon nach § 61g (1) und (2) EEG 2017 - 20 % Umlage (modernisierte Bestandsanlagen)	0,44	3,57	8,88	12,58	16,92	21,22	25,47
davon nach §§ 61b, 61c EEG 2017 - 40 % Umlage	103,23	112,81	135,05	130,69	136,24	141,55	146,70
davon nach § 61 (1) Nr. 1 EEG 2017 - 100 % Umlage	24,42	6,14	5,91	5,45	5,45	5,45	5,45
davon nach § 61 (1) Nr. 2 EEG 2017 - 100 % Umlage	220,29	243,98	246,47	238,89	250,83	263,38	276,54
BesAR-Strommengen (ohne nicht-priv. Selbstbehalt)	431,93	420,37	419,68	395,71	393,60	390,19	386,76
Stromintensive Unternehmen gesamt (§§ 64 und 103 EEG 2017)	271,39	268,09	263,19	249,05	245,51	241,97	238,47
davon Cap (§ 64 (2) Nr. 3b EEG 2017)	-	-	-	-	-	-	-
davon Super Cap (§ 64 (2) Nr. 3a EEG 2017)	88,36	91,96	81,16	80,00	78,83	77,65	76,50
davon 15 % Umlage (§ 64 (2) Nr. 2a EEG 2017)	52,63	52,22	52,59	47,86	47,16	46,44	45,73
davon 0,05 ct/kWh (§ 64 (2) Nr. 4a EEG 2017)	4,42	4,15	4,37	4,32	4,27	4,23	4,18
davon 0,1 ct/kWh (§ 64 (2) Nr. 4b EEG 2017)	39,72	34,86	39,29	38,88	38,45	38,01	37,58
davon 20 % Umlage (§ 64 (2) Nr. 2b EEG 2017)	43,39	42,73	43,32	39,43	38,86	38,29	37,73
davon 20 % Umlage (§ 103 (4) EEG 2017)	42,88	42,17	42,45	38,56	37,95	37,34	36,76
Schienebahnen (§ 65 (2) EEG 2017)	160,54	152,28	156,49	146,66	148,08	148,22	148,29
Nicht-privilegiertes LV	21.666,80	21.726,02	21.590,09	19.835,07	19.757,64	19.710,11	19.702,50
davon Selbstbehalt BesAR-Strommengen	168,79	173,70	167,38	154,74	154,98	155,22	155,46

spez. EEG-Umlage in Eur/MWh	Referenzszenario						
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Selbsterzeugter und sonstiger Letztverbrauch	4,94	5,52	5,38	5,25	5,54	5,83	6,13
davon nach §§ 61e, 61f, 61g (3), 611 (1) EEG 2017 - keine Umlage	-	-	-	-	-	-	-
davon nach § 61a Nr. 4 EEG 2017 - keine Umlage	-	-	-	-	-	-	-
davon nach § 61g (1) und (2) EEG 2017 - 20 % Umlage (modernisierte Bestandsanlagen)	12,81	13,51	13,00	12,00	12,00	12,00	12,00
davon nach §§ 61b, 61c EEG 2017 - 40 % Umlage	25,62	27,02	26,00	24,00	24,00	24,00	24,00
davon nach § 61 (1) Nr. 1 EEG 2017 - 100 % Umlage	64,05	67,56	65,00	60,00	60,00	60,00	60,00
davon nach § 61 (1) Nr. 2 EEG 2017 - 100 % Umlage	64,05	67,56	65,00	60,00	60,00	60,00	60,00
BesAR-Strommengen (ohne nicht-priv. Selbstbehalt)	3,76	3,92	3,72	3,54	3,56	3,57	3,58
Stromintensive Unternehmen gesamt (§§ 64 und 103 EEG 2017)	2,65	2,79	2,61	2,50	2,50	2,50	2,50
davon Cap (§ 64 (2) Nr. 3b EEG 2017)	-	-	-	-	-	-	-
davon Super Cap (§ 64 (2) Nr. 3a EEG 2017)	2,13	2,22	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
davon 15 % Umlage (§ 64 (2) Nr. 2a EEG 2017)	9,61	10,13	9,75	9,00	9,00	9,00	9,00
davon 0,05 ct/kWh (§ 64 (2) Nr. 4a EEG 2017)	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
davon 0,1 ct/kWh (§ 64 (2) Nr. 4b EEG 2017)	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
davon 20 % Umlage (§ 64 (2) Nr. 2b EEG 2017)	12,81	13,51	13,00	12,00	12,00	12,00	12,00
davon 20 % Umlage (§ 103 (4) EEG 2017)	12,81	13,51	13,00	12,00	12,00	12,00	12,00
Schienebahnen (§ 65 (2) EEG 2017)	12,81	13,51	13,00	12,00	12,00	12,00	12,00
Nicht-privilegiertes LV	64,05	67,56	65,00	60,00	60,00	60,00	60,00
davon Selbstbehalt BesAR-Strommengen	64,05	67,56	65,00	60,00	60,00	60,00	60,00

Quelle: Berechnung auf Basis von (ÜNB 2020b, ÜNB 2020c, BAFA 2020c, BAFA 2020d)

Tabelle 3: Nettostrombedarf und Letztverbrauch im oberen Szenario für die Jahre 2019 bis 2025

Strommengen in TWh	Szenario High						
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Nettostrombedarf (ohne Pumpstrom)	517,80	498,98	525,62	523,90	522,40	521,47	521,37
Private Haushalte	125,70	128,32	126,32	125,15	124,23	123,81	123,61
Gewerbe/Handel/Dienstleistung	149,20	140,76	151,76	152,78	153,50	153,91	154,34
Industrie	231,00	217,93	234,96	232,69	230,40	228,12	225,86
Verkehr	11,90	11,97	12,59	13,27	14,27	15,63	17,56
Selbsterzeugter und sonstiger Letztverbrauch	70,50	69,70	79,25	79,78	80,48	81,16	81,83
davon nach §§ 61e, 61f, 61g (3), 61i (1) EEG 2017 - keine Umlage	62,06	60,28	67,30	66,43	65,77	65,10	64,42
davon nach § 61a Nr. 4 EEG 2017 - keine Umlage	0,56	0,80	1,11	1,38	1,63	1,87	2,11
davon nach § 61g (1) und (2) EEG 2017 - 20 % Umlage (modernisierte Bestandsanlagen)	0,03	0,33	0,87	1,33	1,79	2,23	2,67
davon nach §§ 61b, 61c EEG 2017 - 40 % Umlage	4,03	4,49	5,86	6,21	6,52	6,81	7,08
davon nach § 61 (1) Nr. 1 EEG 2017 - 100 % Umlage	0,38	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
davon nach § 61 (1) Nr. 2 EEG 2017 - 100 % Umlage	3,44	3,71	4,01	4,33	4,68	5,05	5,46
Pumpstrom	5,83	8,18	8,18	8,18	8,18	8,18	8,18
BesAR-Strommengen (ohne nicht.-priv. Selbstbehalt)	114,85	110,95	117,12	116,02	114,89	113,74	112,61
Stromintensive Unternehmen gesamt (§§ 64 und 103 EEG 2017)	102,31	99,01	104,58	103,44	102,27	101,09	99,92
davon Cap (§ 64 (2) Nr. 3b EEG 2017)	-	-	-	-	-	-	-
davon Super Cap (§ 64 (2) Nr. 3a EEG 2017)	41,55	41,18	42,25	41,72	41,18	40,64	40,11
davon 15 % Umlage (§ 64 (2) Nr. 2a EEG 2017)	5,48	5,30	5,60	5,53	5,46	5,39	5,31
davon 0,05 ct/kWh (§ 64 (2) Nr. 4a EEG 2017)	8,83	8,56	9,07	8,99	8,91	8,82	8,73
davon 0,1 ct/kWh (§ 64 (2) Nr. 4b EEG 2017)	39,72	37,48	40,81	40,44	40,06	39,66	39,27
davon 20 % Umlage (§ 64 (2) Nr. 2b EEG 2017)	3,39	3,27	3,46	3,42	3,37	3,33	3,29
davon 20 % Umlage (§ 103 (4) EEG 2017)	3,35	3,22	3,39	3,34	3,30	3,25	3,20
Schienebahnen (§ 65 (2) EEG 2017)	12,53	11,94	12,53	12,58	12,61	12,65	12,69
Nicht-privilegierter LV	338,28	326,51	337,44	336,28	335,21	334,74	335,11
davon Selbstbehalt BesAR-Strommengen	2,64	2,57	2,58	2,59	2,59	2,60	2,61

Finanzströme in Mio. Euro	Szenario High						
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Selbsterzeugter und sonstiger Letztverbrauch	348,37	382,96	430,45	430,44	464,16	498,88	534,89
davon nach §§ 61e, 61f, 61g (3), 61i (1) EEG 2017 - keine Umlage	-	-	-	-	-	-	-
davon nach § 61a Nr. 4 EEG 2017 - keine Umlage	-	-	-	-	-	-	-
davon nach § 61g (1) und (2) EEG 2017 - 20 % Umlage (modernisierte Bestandsanlagen)	0,44	4,45	11,33	16,02	21,47	26,81	32,04
davon nach §§ 61b, 61c EEG 2017 - 40 % Umlage	103,23	121,43	152,45	149,01	156,49	163,41	169,93
davon nach § 61 (1) Nr. 1 EEG 2017 - 100 % Umlage	24,42	6,14	5,91	5,45	5,45	5,45	5,45
davon nach § 61 (1) Nr. 2 EEG 2017 - 100 % Umlage	220,29	250,95	260,76	259,96	280,75	303,21	327,47
BesAR-Strommengen (ohne nicht.-priv. Selbstbehalt)	431,93	435,21	436,27	410,01	407,23	404,41	401,66
Stromintensive Unternehmen gesamt (§§ 64 und 103 EEG 2017)	271,39	273,83	273,35	259,10	255,85	252,58	249,34
davon Cap (§ 64 (2) Nr. 3b EEG 2017)	-	-	-	-	-	-	-
davon Super Cap (§ 64 (2) Nr. 3a EEG 2017)	88,36	90,65	84,30	83,24	82,17	81,10	80,04
davon 15 % Umlage (§ 64 (2) Nr. 2a EEG 2017)	52,63	53,72	54,62	49,79	49,13	48,47	47,80
davon 0,05 ct/kWh (§ 64 (2) Nr. 4a EEG 2017)	4,42	4,28	4,54	4,50	4,45	4,41	4,37
davon 0,1 ct/kWh (§ 64 (2) Nr. 4b EEG 2017)	39,72	37,48	40,81	40,44	40,06	39,66	39,27
davon 20 % Umlage (§ 64 (2) Nr. 2b EEG 2017)	43,39	44,15	45,00	41,02	40,49	39,96	39,43
davon 20 % Umlage (§ 103 (4) EEG 2017)	42,88	43,55	44,09	40,12	39,54	38,98	38,43
Schienebahnen (§ 65 (2) EEG 2017)	160,54	161,38	162,92	150,90	151,38	151,84	152,32
Nicht-privilegierter LV	21.666,80	22.058,69	21.933,38	20.176,93	20.112,47	20.084,33	20.106,86
davon Selbstbehalt BesAR-Strommengen	168,79	173,70	167,57	155,10	155,52	155,94	156,36

spez. EEG-Umlage in Eur/MWh	Szenario High						
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Selbsterzeugter und sonstiger Letztverbrauch	4,94	5,49	5,43	5,40	5,77	6,15	6,54
davon nach §§ 61e, 61f, 61g (3), 61i (1) EEG 2017 - keine Umlage	-	-	-	-	-	-	-
davon nach § 61a Nr. 4 EEG 2017 - keine Umlage	-	-	-	-	-	-	-
davon nach § 61g (1) und (2) EEG 2017 - 20 % Umlage (modernisierte Bestandsanlagen)	12,81	13,51	13,00	12,00	12,00	12,00	12,00
davon nach §§ 61b, 61c EEG 2017 - 40 % Umlage	25,62	27,02	26,00	24,00	24,00	24,00	24,00
davon nach § 61 (1) Nr. 1 EEG 2017 - 100 % Umlage	64,05	67,56	65,00	60,00	60,00	60,00	60,00
davon nach § 61 (1) Nr. 2 EEG 2017 - 100 % Umlage	64,05	67,56	65,00	60,00	60,00	60,00	60,00
BesAR-Strommengen (ohne nicht.-priv. Selbstbehalt)	3,76	3,92	3,73	3,53	3,54	3,56	3,57
Stromintensive Unternehmen gesamt (§§ 64 und 103 EEG 2017)	2,65	2,77	2,61	2,50	2,50	2,50	2,50
davon Cap (§ 64 (2) Nr. 3b EEG 2017)	-	-	-	-	-	-	-
davon Super Cap (§ 64 (2) Nr. 3a EEG 2017)	2,13	2,20	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
davon 15 % Umlage (§ 64 (2) Nr. 2a EEG 2017)	9,61	10,13	9,75	9,00	9,00	9,00	9,00
davon 0,05 ct/kWh (§ 64 (2) Nr. 4a EEG 2017)	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
davon 0,1 ct/kWh (§ 64 (2) Nr. 4b EEG 2017)	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
davon 20 % Umlage (§ 64 (2) Nr. 2b EEG 2017)	12,81	13,51	13,00	12,00	12,00	12,00	12,00
davon 20 % Umlage (§ 103 (4) EEG 2017)	12,81	13,51	13,00	12,00	12,00	12,00	12,00
Schienebahnen (§ 65 (2) EEG 2017)	12,81	13,51	13,00	12,00	12,00	12,00	12,00
Nicht-privilegierter LV	64,05	67,56	65,00	60,00	60,00	60,00	60,00
davon Selbstbehalt BesAR-Strommengen	64,05	67,56	65,00	60,00	60,00	60,00	60,00

Quelle: Berechnung auf Basis von (ÜNB 2020b, ÜNB 2020c, BAFA 2020c, BAFA 2020d)

Tabelle 4: Nettostrombedarf und Letztverbrauch im unteren Szenario für die Jahre 2019 bis 2025

Strommengen in TWh	2019	2020	Szenario Low				
			2021	2022	2023	2024	2025
Nettostrombedarf (ohne Pumpstrom)	517,80	452,15	497,06	492,90	488,17	483,93	480,33
Private Haushalte	125,70	127,94	125,54	123,95	122,55	121,64	120,91
Gewerbe/Handel/Dienstleistung	149,20	123,07	141,31	141,70	141,41	141,12	141,13
Industrie	231,00	190,54	218,78	215,21	211,66	208,15	204,70
Verkehr	11,90	10,60	11,43	12,04	12,55	13,03	13,59
Selbsterzeugter und sonstiger Letztverbrauch	70,50	58,18	71,28	71,60	70,88	70,15	69,40
davon nach §§ 61e, 61f, 61g (3), 61i (1) EEG 2017 - keine Umlage	62,06	50,29	61,77	61,63	60,47	59,31	58,14
davon nach § 61a Nr. 4 EEG 2017 - keine Umlage	0,56	0,68	0,80	0,95	1,11	1,26	1,40
davon nach § 61g (1) und (2) EEG 2017 - 20 % Umlage (modernisierte Bestandsanlagen)	0,03	0,10	0,29	0,43	0,56	0,68	0,80
davon nach §§ 61b, 61c EEG 2017 - 40 % Umlage	4,03	3,55	4,83	4,96	5,08	5,20	5,31
davon nach § 61 (1) Nr. 1 EEG 2017 - 100 % Umlage	0,38	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
davon nach § 61 (1) Nr. 2 EEG 2017 - 100 % Umlage	3,44	3,47	3,51	3,54	3,58	3,61	3,65
Pumpstrom	5,83	8,18	8,18	8,18	8,18	8,18	8,18
BesAR-Strommengen (ohne nicht.-priv. Selbstbehalt)	114,85	96,86	108,99	107,65	106,12	104,47	102,84
Stromintensive Unternehmen gesamt (§§ 64 und 103 EEG 2017)	102,31	86,28	97,42	95,76	94,10	92,43	90,80
davon Cap (§ 64 (2) Nr. 3b EEG 2017)	-	-	-	-	-	-	-
davon Super Cap (§ 64 (2) Nr. 3a EEG 2017)	41,55	41,77	39,35	38,60	37,86	37,13	36,41
davon 15 % Umlage (§ 64 (2) Nr. 2a EEG 2017)	5,48	4,67	5,22	5,12	5,02	4,93	4,83
davon 0,05 ct/kWh (§ 64 (2) Nr. 4a EEG 2017)	8,83	7,41	8,45	8,33	8,20	8,07	7,94
davon 0,1 ct/kWh (§ 64 (2) Nr. 4b EEG 2017)	39,72	26,83	38,02	37,45	36,87	36,29	35,72
davon 20 % Umlage (§ 64 (2) Nr. 2b EEG 2017)	3,39	2,83	3,22	3,17	3,11	3,05	2,99
davon 20 % Umlage (§ 103 (4) EEG 2017)	3,35	2,78	3,16	3,10	3,03	2,97	2,91
Schienebahnen (§ 65 (2) EEG 2017)	12,53	10,58	11,57	11,89	12,03	12,04	12,04
Nicht-privilegiertes LV	338,28	305,28	324,96	321,82	319,34	317,49	316,26
davon Selbstbehalt BesAR-Strommengen	2,64	2,57	2,57	2,58	2,58	2,58	2,59

Finanzströme in Mio. Euro	2019	2020	Szenario Low				
			2021	2022	2023	2024	2025
Selbsterzeugter und sonstiger Letztverbrauch	348,37	338,09	363,27	342,16	348,77	355,25	361,63
davon nach §§ 61e, 61f, 61g (3), 61i (1) EEG 2017 - keine Umlage	-	-	-	-	-	-	-
davon nach § 61a Nr. 4 EEG 2017 - keine Umlage	-	-	-	-	-	-	-
davon nach § 61g (1) und (2) EEG 2017 - 20 % Umlage (modernisierte Bestandsanlagen)	0,44	1,35	3,76	5,12	6,69	8,21	9,66
davon nach §§ 61b, 61c EEG 2017 - 40 % Umlage	103,23	95,91	125,55	118,97	121,89	124,70	127,46
davon nach § 61 (1) Nr. 1 EEG 2017 - 100 % Umlage	24,42	6,14	5,91	5,45	5,45	5,45	5,45
davon nach § 61 (1) Nr. 2 EEG 2017 - 100 % Umlage	220,29	234,69	228,05	212,61	214,74	216,89	219,06
BesAR-Strommengen (ohne nicht.-priv. Selbstbehalt)	431,93	392,54	405,07	382,57	379,73	375,42	371,13
Stromintensive Unternehmen gesamt (§§ 64 und 103 EEG 2017)	271,39	249,56	254,63	239,87	235,40	230,96	226,60
davon Cap (§ 64 (2) Nr. 3b EEG 2017)	-	-	-	-	-	-	-
davon Super Cap (§ 64 (2) Nr. 3a EEG 2017)	88,36	95,97	78,51	77,03	75,55	74,09	72,65
davon 15 % Umlage (§ 64 (2) Nr. 2a EEG 2017)	52,63	47,34	50,89	46,10	45,22	44,34	43,47
davon 0,05 ct/kWh (§ 64 (2) Nr. 4a EEG 2017)	4,42	3,71	4,23	4,16	4,10	4,03	3,97
davon 0,1 ct/kWh (§ 64 (2) Nr. 4b EEG 2017)	39,72	26,83	38,02	37,45	36,87	36,29	35,72
davon 20 % Umlage (§ 64 (2) Nr. 2b EEG 2017)	43,39	38,17	41,92	37,98	37,27	36,56	35,86
davon 20 % Umlage (§ 103 (4) EEG 2017)	42,88	37,55	41,07	37,14	36,38	35,65	34,93
Schienebahnen (§ 65 (2) EEG 2017)	160,54	142,98	150,45	142,70	144,34	144,47	144,54
Nicht-privilegiertes LV	21.666,80	20.624,85	21.122,29	19.309,36	19.160,63	19.049,54	18.975,55
davon Selbstbehalt BesAR-Strommengen	168,79	173,70	167,31	154,62	154,80	154,98	155,16

spez. EEG-Umlage in Eur/MWh	2019	2020	Szenario Low				
			2021	2022	2023	2024	2025
Selbsterzeugter und sonstiger Letztverbrauch	4,94	5,81	5,10	4,78	4,92	5,06	5,21
davon nach §§ 61e, 61f, 61g (3), 61i (1) EEG 2017 - keine Umlage	-	-	-	-	-	-	-
davon nach § 61a Nr. 4 EEG 2017 - keine Umlage	-	-	-	-	-	-	-
davon nach § 61g (1) und (2) EEG 2017 - 20 % Umlage (modernisierte Bestandsanlagen)	12,81	13,51	13,00	12,00	12,00	12,00	12,00
davon nach §§ 61b, 61c EEG 2017 - 40 % Umlage	25,62	27,02	26,00	24,00	24,00	24,00	24,00
davon nach § 61 (1) Nr. 1 EEG 2017 - 100 % Umlage	64,05	67,56	65,00	60,00	60,00	60,00	60,00
davon nach § 61 (1) Nr. 2 EEG 2017 - 100 % Umlage	64,05	67,56	65,00	60,00	60,00	60,00	60,00
BesAR-Strommengen (ohne nicht.-priv. Selbstbehalt)	3,76	4,05	3,72	3,55	3,58	3,59	3,61
Stromintensive Unternehmen gesamt (§§ 64 und 103 EEG 2017)	2,65	2,89	2,61	2,50	2,50	2,50	2,50
davon Cap (§ 64 (2) Nr. 3b EEG 2017)	-	-	-	-	-	-	-
davon Super Cap (§ 64 (2) Nr. 3a EEG 2017)	2,13	2,30	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
davon 15 % Umlage (§ 64 (2) Nr. 2a EEG 2017)	9,61	10,13	9,75	9,00	9,00	9,00	9,00
davon 0,05 ct/kWh (§ 64 (2) Nr. 4a EEG 2017)	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
davon 0,1 ct/kWh (§ 64 (2) Nr. 4b EEG 2017)	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
davon 20 % Umlage (§ 64 (2) Nr. 2b EEG 2017)	12,81	13,51	13,00	12,00	12,00	12,00	12,00
davon 20 % Umlage (§ 103 (4) EEG 2017)	12,81	13,51	13,00	12,00	12,00	12,00	12,00
Schienebahnen (§ 65 (2) EEG 2017)	12,81	13,51	13,00	12,00	12,00	12,00	12,00
Nicht-privilegiertes LV	64,05	67,56	65,00	60,00	60,00	60,00	60,00
davon Selbstbehalt BesAR-Strommengen	64,05	67,56	65,00	60,00	60,00	60,00	60,00

Quelle: Berechnung auf Basis von (ÜNB 2020b, ÜNB 2020c, BAFA 2020c, BAFA 2020d)

A.2 Monatliche Verläufe im Jahr 2021

Tabelle 5: Monatlicher Verlauf des Nettostrombedarfs und des Letztverbrauchs sowie der Finanzströme im Referenzszenario für das Jahr 2021

	Referenzszenario											
	Jan. 21	Feb. 21	März. 21	Apr. 21	Mai. 21	Jun. 21	Jul. 21	Aug. 21	Sep. 21	Okt. 21	Nov. 21	Dez. 21
Strommengen in TWh												
Nettostrombedarf (ohne Pumpstrom)	46,71	42,34	44,33	40,41	40,44	38,59	42,48	41,08	41,39	43,25	44,11	45,21
Private Haushalte	12,95	11,23	11,19	10,20	9,65	8,81	8,97	8,99	9,58	10,53	11,02	12,87
Gewerbe/Handel/Dienstleistung	13,52	12,61	12,84	10,69	10,61	10,27	13,34	12,00	12,27	12,57	13,52	11,87
Industrie	19,21	17,35	19,21	18,59	19,21	18,59	19,21	19,21	18,59	19,21	18,59	19,21
Verkehr	1,03	1,15	1,09	0,94	0,97	0,92	0,96	0,88	0,94	0,94	0,97	1,26
Selbsterzeugter und sonstiger Letztverbrauch	6,53	6,45	6,91	6,02	5,53	5,70	5,60	5,59	5,85	6,03	6,42	7,02
davon nach § 61a Nr. 61f, 61g (3), 61i (1) EEG 2017 - keine Umlage	5,73	5,61	5,95	5,10	4,60	4,74	4,63	4,67	4,96	5,20	5,61	6,15
davon nach § 61a Nr. 4 EEG 2017 - keine Umlage	0,01	0,03	0,06	0,09	0,13	0,13	0,15	0,13	0,10	0,06	0,02	0,01
davon nach § 61g (1) und (2) EEG 2017 - 20 % Umlage (modernisierte Bestandsanlagen)	0,06	0,06	0,07	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,06	0,06	0,07
davon nach § 61b, 61c EEG 2017 - 40 % Umlage	0,36	0,38	0,46	0,45	0,48	0,49	0,50	0,47	0,44	0,39	0,37	0,39
davon nach § 61 (1) Nr. 1 EEG 2017 - 100 % Umlage	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
davon nach § 61 (1) Nr. 2 EEG 2017 - 100 % Umlage	0,35	0,35	0,37	0,30	0,26	0,28	0,27	0,27	0,30	0,31	0,35	0,39
Pumpstrom	0,77	0,66	0,71	0,67	0,67	0,62	0,60	0,63	0,66	0,73	0,70	0,76
BesAR-Strommengen (ohne nicht-priv. Selbstbehalt)	6,99	8,54	10,05	9,08	9,90	9,41	9,53	9,54	9,61	10,52	9,55	10,00
Stromintensive Unternehmen gesamt (§§ 64 und 103 EEG 2017)	6,07	7,39	8,91	8,15	8,93	8,46	8,57	8,62	8,72	9,53	8,59	8,77
davon Cap (§ 64 (2) Nr. 3b EEG 2017)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
davon Super Cap (§ 64 (2) Nr. 3a EEG 2017)	2,62	3,04	3,65	3,30	3,61	3,38	3,40	3,44	3,47	3,82	3,42	3,51
davon 15 % Umlage (§ 64 (2) Nr. 2a EEG 2017)	0,20	0,38	0,45	0,46	0,46	0,47	0,49	0,49	0,48	0,50	0,48	0,50
davon 0,05 ct/kWh (§ 64 (2) Nr. 4a EEG 2017)	0,58	0,67	0,81	0,72	0,78	0,73	0,74	0,75	0,74	0,77	0,73	0,73
davon 0,1 ct/kWh (§ 64 (2) Nr. 4b EEG 2017)	2,46	2,90	3,49	3,17	3,49	3,26	3,26	3,32	3,35	3,80	3,31	3,49
davon 20 % Umlage (§ 64 (2) Nr. 2b EEG 2017)	0,11	0,21	0,26	0,25	0,29	0,33	0,31	0,32	0,33	0,33	0,33	0,28
davon 20 % Umlage (§ 103 (4) EEG 2017)	0,10	0,19	0,26	0,26	0,26	0,29	0,38	0,30	0,35	0,31	0,31	0,27
Schienebahnen (§ 65 (2) EEG 2017)	0,92	1,15	1,14	0,94	0,97	0,95	0,97	0,91	0,89	1,00	0,97	1,23
Nicht-privilegierter LV	33,96	28,01	28,08	25,99	25,68	24,10	27,94	26,59	26,58	27,43	28,84	28,95
davon Selbstbehalt BesAR-Strommengen	1,47	0,43	0,25	0,14	0,09	0,07	0,05	0,03	0,02	0,01	0,01	0,00
Finanzströme in Mio. Euro												
Selbsterzeugter und sonstiger Letztverbrauch	33,79	34,18	37,10	32,68	30,53	31,67	31,47	30,92	31,79	31,81	33,63	36,72
davon nach § 61a Nr. 4 EEG 2017 - keine Umlage	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
davon nach § 61g (1) und (2) EEG 2017 - 20 % Umlage (modernisierte Bestandsanlagen)	0,83	0,82	0,86	0,71	0,61	0,64	0,63	0,63	0,69	0,73	0,82	0,90
davon nach § 61b, 61c EEG 2017 - 40 % Umlage	9,40	9,96	11,88	11,79	12,56	12,72	13,05	12,26	11,45	10,26	9,55	10,17
davon nach § 61 (1) Nr. 1 EEG 2017 - 100 % Umlage	0,55	0,55	0,57	0,47	0,41	0,43	0,42	0,42	0,46	0,49	0,54	0,60
davon nach § 61 (1) Nr. 2 EEG 2017 - 100 % Umlage	23,01	22,85	23,80	19,70	16,95	17,88	17,38	17,61	19,19	20,33	22,72	25,05
BesAR-Strommengen (ohne nicht-priv. Selbstbehalt)	52,41	51,09	44,91	31,94	30,66	29,35	30,13	28,39	28,85	30,55	29,48	31,91
Stromintensive Unternehmen gesamt (§§ 64 und 103 EEG 2017)	40,43	36,12	30,08	19,77	18,06	16,99	17,56	16,51	17,24	17,59	16,91	15,93
davon Cap (§ 64 (2) Nr. 3b EEG 2017)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
davon Super Cap (§ 64 (2) Nr. 3a EEG 2017)	23,38	17,75	12,37	5,70	3,99	2,84	2,50	2,37	2,42	2,82	2,52	2,49
davon 15 % Umlage (§ 64 (2) Nr. 2a EEG 2017)	1,97	3,72	4,41	4,47	4,72	4,59	4,78	4,81	4,68	4,86	4,71	4,87
davon 0,05 ct/kWh (§ 64 (2) Nr. 4a EEG 2017)	1,31	0,97	0,67	0,30	0,20	0,15	0,13	0,13	0,12	0,12	0,13	0,13
davon 0,1 ct/kWh (§ 64 (2) Nr. 4b EEG 2017)	11,07	8,47	5,93	2,76	2,01	1,41	1,21	1,17	1,23	1,47	1,26	1,31
davon 20 % Umlage (§ 64 (2) Nr. 2b EEG 2017)	1,37	2,70	3,38	3,19	3,78	3,78	4,06	4,11	4,28	4,32	4,24	3,64
davon 20 % Umlage (§ 103 (4) EEG 2017)	1,33	2,50	3,32	3,35	3,36	3,76	4,88	3,92	4,51	4,00	4,04	3,49
Schienebahnen (§ 65 (2) EEG 2017)	11,98	14,98	14,84	12,17	12,60	12,36	12,57	11,88	11,62	12,96	12,56	15,98
Nicht-privilegierter LV	2.207,18	1.820,72	1.825,20	1.689,04	1.669,51	1.566,63	1.816,40	1.728,18	1.727,69	1.782,92	1.874,71	1.881,92
davon Selbstbehalt BesAR-Strommengen	95,87	27,70	16,36	9,41	5,67	4,86	3,02	2,10	1,35	0,51	0,33	0,20

Quelle: Berechnung auf Basis von (ÜNB 2020b, ÜNB 2020c, BAFA 2020c, BAFA 2020d)