



# EE-Rebound

Jan Kegel, Clara Lenk, Nesrine Ouanes, Jan Wiesenthal,  
Julika Weiß (IÖW)

## Prosumerverhalten und Energiewende

Wie wirken sich Verhaltensänderungen von  
Prosumerhaushalten auf das Energiesystem aus?

GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium  
für Bildung  
und Forschung

**FONA**

Forschung für Nachhaltigkeit



**i | ö | w**

INSTITUT FÜR ÖKOLOGISCHE  
WIRTSCHAFTSFORSCHUNG

FCN | Future Energy Consumer  
Needs and Behavior



**RWTH AACHEN**  
UNIVERSITY



**Fraunhofer**

ISI

# Impressum

**Autor/innen:**

Dr. Jan Kegel, Clara Lenk, Nesrine Ouanes, Jan Wiesenthal, Dr. Julika Weiß (IÖW)  
Unter Mitarbeit von: Lukas Torliene (IÖW)

**Projektleitung:**

Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW)  
Potsdamer Str. 105, 10785 Berlin  
[www.ioew.de](http://www.ioew.de)

**Kooperationspartner:**

Institute for Future Energy Consumer Needs and Behavior (FCN)  
RWTH Aachen  
Templergraben 55, 52062 Aachen  
[www.fcn.eonerc.rwth-aachen.de](http://www.fcn.eonerc.rwth-aachen.de)

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI  
Hansastraße 27 c, 80686 München  
[www.fraunhofer.de](http://www.fraunhofer.de)

Der vorliegende Beitrag entstand im Forschungsprojekt "Rebound-Effekte durch Umstieg auf Erneuerbare Energien? – Untersuchung von Konsumenten und Prosumer-Haushalten". Das Projekt ist Teil der Fördermaßnahme „Rebound-Effekte aus sozial-ökologischer Perspektive“, gefördert vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) in der Sozial-Ökologischen Forschung (SÖF).

Förderkennzeichen 01UT1705

**Zitiervorschlag:**

Jan Kegel, Clara Lenk, Nesrine Ouanes, Jan Wiesenthal, Julika Weiß (2021): Prosumerverhalten und Energiewende - Wie wirken sich Verhaltensänderungen von Prosumerhaushalten auf das Energiesystem aus?; Arbeitsbericht des Forschungsprojekts EE-Rebound. Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW), Berlin

Für nähere Informationen zum Projekt: [www.ee-rebound.de](http://www.ee-rebound.de)

Berlin, Januar 2022



## Zusammenfassung

Immer mehr Menschen gestalten durch die eigene Photovoltaikanlage die Energiewende mit. Vor dem Hintergrund einer ambitionierteren Klimaschutzpolitik wird sich dieser Trend in den kommenden Jahren noch verstärken. Die Vielzahl an Prosumerhaushalten – Haushalte die ihren eigenen Strom erzeugen und verbrauchen – kann aber auch neue Unsicherheiten bezüglich des Stromverbrauchs und des systemischen Beitrags der Solarproduktion dieser Haushalte mit sich bringen. Denn was geschieht auf der Ebene des Energiesystems, wenn sich durch die Installation der Photovoltaikanlagen auch die Verhaltensweisen der Prosumer ändern und es dadurch zu einem Mehrverbrauch an Strom kommt?

Aufbauend auf bestehenden Ergebnissen des Projekts *EE-Rebound* und Simulationen der Energieflüsse bei Prosumerhaushalten mit unterschiedlichen Verhaltensweisen, werden in diesem Arbeitspapier die Auswirkungen des Prosumerverhaltens auf das Energiesystem abgeschätzt. Dazu wird zum einen energetisch-bilanziell betrachtet, inwiefern ein etwaiger Mehrverbrauch signifikante Auswirkungen auf die Erzeugerkapazitäten und den damit verbundenen ökologischen Fußabdruck der Stromerzeugung und des Stromverbrauchs in Deutschland hätte. Zum anderen wird evaluiert, ob eine hohe Dichte von mehrverbrauchenden Prosumerhaushalten in einem Netzgebiet negative Auswirkungen auf die Netzstabilität und Versorgungssicherheit haben könnte.

Die Untersuchungen weisen darauf hin, dass durch den hohen Zubau an zukünftigen PV-Prosumeranlagen eine für das Energiesystem erhebliche Energiemenge zusätzlich produziert werden muss, wenn es zu Mehrverbräuchen kommt. Während ein Teil dieses Mehrverbrauchs durch die Solarstromproduktion der PV-Prosumeranlage gedeckt werden kann, muss ein signifikanter Anteil des zusätzlich benötigten Stroms aus dem Netz bezogen werden. Zudem verringert sich die Einspeiseenergiemenge der PV-Prosumer, sodass weniger Grünstrom in das Stromnetz rückgespeist wird und ihr positiver Beitrag zur Dekarbonisierung des Energiesystems gemindert wird. Zum Ausgleich müssen zusätzliche (erneuerbare) Erzeugerkapazitäten aufgebaut und/oder fossile Kraftwerke weiterbetrieben werden. Dies hat wiederum Folgen für die CO<sub>2</sub>-Emissionen. Denn die abgeschätzten Mehrverbräuche (Projektergebnisse deuten auf einen generellen Mehrverbrauch von bis zu ca. 20 % hin) können im Jahr 2030 zu einem Anteil an den Gesamtemissionen im niedrigen einstelligen Prozentbereich führen und somit signifikanten Einfluss auf die Erreichung der nationalen CO<sub>2</sub>-Minderungsziele haben. Bezüglich der Netz- und Versorgungssicherheit wiegen mögliche Mehrverbräuche weniger schwer. Die Ergebnisse aus den Simulationen repräsentativer Netzknoten zeigen auf, dass diese verglichen mit dem Einfluss der Sektorkopplung (Verbrauchsseite) und der Übereinspeisung bei einer hohen PV-Dichte (Erzeugerseite) nur einen geringen Stellenwert einnehmen.

Um den negativen Folgen möglicher Mehrverbräuche entgegenzuwirken, ist es notwendig, das Thema verstärkt auf der politischen Ebene zu diskutieren, um mögliche Gegenmaßnahmen zu ergreifen und die Anreizpolitik dahingegen auszugestalten. Ebenso müssen auch die Prosumer für die Folgen eines verschwenderischen Umgangs ihres Sonnenstroms sensibilisiert werden, denn im Umkehrschluss liegt in einem suffizienten Verbrauchsverhalten ein großes Potenzial zu einer schnelleren Dekarbonisierung des deutschen Energiesystems.

## Abstract

More and more people are actively shaping the future energy system based on renewable energies by installing their own photovoltaic (PV) system. This development is believed to increase further in the coming years, particularly due to a stronger focus on climate protection measures. However, the ever growing number of PV-prosumer household – households that produce and consume their own electricity – may also lead to evolving uncertainties regarding the consumption of those households and the solar energy they produce and deliver back to the system. This raises the question which effects on the energy system may occur if possible changes in the energy consumption patterns of PV-prosumers post PV-installment lead to increased electricity demands.

Building on prior results of the research project *EE-Rebound* and household-level energy simulations depending on PV-prosumer consumption patterns, this study aims at estimating possible effects on the system-level. On one hand, an energetic evaluation of a possible increase in electricity-consumption investigates the influences on the energy production capacities and related ecological footprint of the electricity production and consumption in Germany. On the other hand, a time-based power assessment is carried out to evaluate the effects of a high density of PV-prosumers with increased consumption on the grid stability and grid security.

The results indicate that due to the strong increase of future PV systems a significant amount of electricity is to be additionally produced on a system-level if PV-prosumers exhibit an increased consumption. While the additional energy demand can partly be met by the solar-production of the PV-installations, a considerable share has to be delivered by the grid. Furthermore, the amount of PV-electricity of prosumer household fed back to the grid decreases, minimizing the amount of green electricity in the grid and lowering their positive effect on the decarbonization of the energy system. In order to balance these effects additional (renewable) power plants are needed and/or fossil power plant have to be run longer. This has direct influence on the CO<sub>2</sub>-emissions, since a possible increase in the electricity consumption of prosumer-households (project results indicate an general increase of up to 20 %) may amount to a significant share of the total CO<sub>2</sub>-emissions of the sector. Thus, influencing the achievement of the nation-wide goals for CO<sub>2</sub>-reduction. From a grid stability and security point of view, grid-simulations show that the increased consumption of prosumer-households has only a minor influence compared to more profound effects due to increased sector-coupling (e.g., electric vehicles and heat pumps) and increased feed-in peaks provided by more densely distributed small PV-systems in the future.

In order to tackle the potential problems associated with an increased consumption of PV-prosumers, an extended political debate is needed to foster effective measures and to reinvestigate the economic incentives for PV-prosumers. In addition, prosumer-households have to be informed about the potential impacts that wasteful energy-consumption behaviors of their own solar power may have, since the study also identifies a great potential for energy-sufficient consumption patterns, which would allow for a faster change towards an all-renewables energy system.

# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung</b> .....	<b>10</b>
<b>2</b>	<b>PV-Prosumer und Rebound-Effekte</b> .....	<b>11</b>
2.1	Entwicklung des PV-Prosuming Segments in Deutschland .....	11
2.1.1	Bisherige Entwicklung des PV-Marktes.....	12
2.1.2	Bisherige Entwicklung des Heimspeichermarktes.....	15
2.1.3	Einflüsse auf die zukünftige Entwicklung des PV- Prosumings .....	16
2.2	Quantifizierung von Rebound-Effekten bei PV-Prosumern .....	17
<b>3</b>	<b>Methodik</b> .....	<b>19</b>
3.1	Simulation von Prosumerhaushalten.....	19
3.2	Auswirkungen von Rebound-Effekten auf den Stromverbrauch von PV-Prosumern.....	20
3.2.1	Abschätzung des Stromverbrauchs deutscher PV-Prosumer .....	22
3.2.2	Abschätzung der Eigenverbrauchsenergiemengen bei Prosumeranlagen bis 100 kWp ..	23
3.2.3	Definition des PV-Prosuming Entwicklungsszenarios bis 2030 .....	25
3.3	Auswirkungen von Rebound-Effekten auf die Netzebene.....	26
3.3.1	Definition der Indikatoren.....	27
3.3.2	Modellierung eines repräsentativen Verteilnetzknotens .....	28
3.3.3	Definition der Simulationsszenarien .....	30
3.4	Ökologische Bewertung.....	31
<b>4</b>	<b>Auswirkungen von Rebound-Effekten auf den Stromverbrauch von PV-Prosumern</b> .....	<b>34</b>
4.1	Energetische Auswirkungen von Rebound-Effekten auf systemischer Ebene bis 2030.....	34
4.2	Ökologische Auswirkungen von Rebound-Effekten auf systemischer Ebene bis 2030.....	39
<b>5</b>	<b>Auswirkungen von Rebound-Effekten auf die Netzebene</b> .....	<b>44</b>
5.1	Anstieg der lokalen Netzbelastung .....	44
5.2	Anstieg des Regelaufwandes .....	48
5.3	Einfluss der Sektorkopplung und des Prosumings auf die Netzsicherheit .....	49
<b>6</b>	<b>Fazit</b> .....	<b>53</b>
<b>7</b>	<b>Literaturverzeichnis</b> .....	<b>56</b>
<b>8</b>	<b>Anhang</b> .....	<b>62</b>
8.1	Eckdaten des modellierten Netzknotens .....	62

# Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1: Kumulierte PV-Nennleistung, jährlicher Zubau und Zubau < 100 kWp in den Jahren 2000 – 2020 .....	12
Abbildung 2-2 Anzahl installierter PV-Anlagen sowie kumulierte Leistung im Marktsegment bis 100 kWp im Jahre 2020 .....	13
Abbildung 2-3 Entwicklung des PV-Zubaus (nach Anzahl) im Leistungssegment < 100 kWp nach der Art der Anlagenausführung .....	14
Abbildung 2-4 Entwicklung der Haushaltsstrompreise, der Einspeisevergütung kleiner PV-Anlagen, der mittleren Anlagengröße im Segment bis 100 kWp und der Systempreise von kleinen PV-Anlagen.....	14
Abbildung 2-5 Zubau an Speichersystemen in Deutschland sowie der Anteil neuinstallierter PV-Speichersystemen (PV-Leistung unter 30 kWp) .....	15
Abbildung 3-1: Topologie des modellierten Netzknotens .....	29
Abbildung 3-2: Strommix in 2030 .....	32
Abbildung 3-3: Szenariobasierte CO <sub>2</sub> -Emissionen bis 2030 durch die Bereitstellung von Strom.....	33
Abbildung 4-1 Hochskalierung der simulierten Haushalts-Szenarien - Entwicklung des absoluten Mehrverbrauchs bis 2030 ausgehend von dem 140 GWp Zubauszenario...	35
Abbildung 4-2: Hochskalierung der simulierten Haushalts-Szenarien – Anteil des zusätzlichen Netzbezug am Mehrverbrauch .....	35
Abbildung 4-3 Hochskalierung der simulierten Haushalts-Szenarien – Anteil der verminderten Einspeisung am Mehrverbrauch .....	36
Abbildung 4-4 Zusätzlicher Netzbezug bei einem 20 %igen Gesamtmehrverbrauch und einer sich ändernden Eigenverbrauchsquote (EVQ).....	37
Abbildung 4-5 Verminderte Einspeisung bei einem 20 %igen Gesamtmehrverbrauch und einer sich ändernden Eigenverbrauchsquote (EVQ) .....	38
Abbildung 4-6 Auswirkungen von generellen Mehrverbräuchen bei PV-Prosumern auf den Bruttostromverbrauch.....	39
Abbildung 4-7: Zusätzliche Emissionen für die Jahre bis 2030 in den jeweiligen Szenarien bei der Annahme eines Gaskraftwerks als Grenzkraftwerk .....	40
Abbildung 4-8: Zusätzliche Emissionen für die Jahre bis 2030 in den jeweiligen Szenarien bei der Annahme des Strommixes als Grenzkraftwerk .....	40
Abbildung 4-9: Zusätzliche Emissionen in den Reboundszenarien aufaddiert bis 2030 .....	41
Abbildung 4-10: Strommix Deutschland 2020 über ein Jahr .....	42
Abbildung 4-11: Strommix Deutschland 08. Mai 2020 .....	43
Abbildung 5-1: Aggregierte Nettoleistung am Ortsnetztransformator für das Referenzszenario S0 .....	45
Abbildung 5-2: Aggregierte Nettoleistung am Ortsnetztransformator für das Szenario S1 (20 % Mehrverbrauch) .....	45
Abbildung 5-3: Aggregierte Nettoleistung am Ortsnetztransformator für das Szenario S2 (Lastverschiebung).....	45
Abbildung 5-4: Aggregierte Nettoleistung am Ortsnetztransformator für das Szenario S3 (20 % Mehrverbrauch und Lastverschiebung) .....	46

Abbildung 5-5: Leitungsbelastung (Line Loading) und Spannungswerte (Bus Voltage) im modellierten Netz für das Szenario S3 (Mehrverbrauch und Lastverschiebung) für den Zeitpunkt 01-01-2018 8:00 als Beispiel .....	46
Abbildung 5-6: Aggregierte Nettoleistung am Ortsnetztransformator für das Szenario S4 (100 % Prosuming, E-Autos und Wärmepumpen).....	47
Abbildung 5-7: Leitungsbelastung (Line Loading) und Spannungswerte (Bus Voltage) im modellierten Netz für das Szenario S4 (100 % Prosuming, E-Autos und Wärmepumpen) für den Zeitpunkt 01-01-2018 8:00 als Beispiel.....	47
Abbildung 5-8: Aggregierte Nettoleistung am Ortsnetztransformator für das Szenario S5 (100 % Prosuming, E-Autos und Wärmepumpen + Mehrverbrauch und Lastverschiebung) .....	48
Abbildung 5-9: Aggregierte Nettoleistung am Ortsnetztransformator für das Szenario S4a (100 % Prosuming) .....	51
Abbildung 5-10: Aggregierte Nettoleistung am Ortsnetztransformator für das Szenario S4b (100 % E-Autos und Wärmepumpen) .....	51

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1: Eigenverbrauchsquoten bei unterschiedlichen Haushaltsgrößen, Geräteausstattungen, Verbrauchsverhalten und Anlagenausstattung.....	20
Tabelle 3-2: Verwendete Kenngrößen zur Hochskalierung der simulierten Haushalts-Szenarien .....	22
Tabelle 3-3: Annahmen zur Abschätzung der PV-Erträge und Eigenverbrauchsenergiemengen von PV-Anlagen < 100 kWp .....	24
Tabelle 3-4: Definition der Indikatoren zur Quantifizierung der Rebound-Wirkungen auf Netzebene .....	27
Tabelle 3-5: Eckdaten des modellierten Netzknotens .....	30
Tabelle 3-6: Beschreibung der Simulationsszenarien .....	31
Tabelle 4-1: Anteile der zusätzlichen Emissionen in den Rebound Szenarien an Emissionen bis 2030.....	42
Tabelle 5-1: Auswertung des Indikators für die Transformator- und Leitungsbelastung in den Szenarien S0 bis S5.....	48
Tabelle 5-2: Auswertung des Indikators für den Anstieg des Regelaufwandes – Szenarien S0 bis S5 .....	49
Tabelle 5-3: Auswertung des Indikators für den Anstieg des Regelaufwandes Szenarien S4, S4a und S4b .....	52
Tabelle 8-1: Detaillierte Eckdaten des modellierten Netzknotens .....	62

# Abkürzungsverzeichnis

$\%_{\text{Bat}}$ .....	Anteil an Batteriespeichern bei PV-Neuinstallation
$\%_{\text{Eig}}$ .....	Anteil an Eigenverbrauchsanlagen
$\text{CO}_2$ .....	Kohlenstoffdioxid
$\text{CO}_2\text{-eq}$ .....	CO <sub>2</sub> -Äquivalent
EE.....	Erneuerbare Energien
EEG.....	Erneuerbare-Energien-Gesetz
$E_{\text{Eigen}}$ .....	Eigenverbrauchsenergiemenge
EF.....	Emissionsfaktor
$E_{\text{Grid}}$ .....	eingespeiste Energiemenge
$E_{\text{Mehr}}$ .....	Mehrverbrauchsenergiemenge
EProM.....	Energie-Prosumer-Modell
$E_{\text{PV}}$ .....	jährlicher PV-Ertrag
EVQ.....	Eigenverbrauchsquote
EWI.....	Energiewirtschaftliches Institut der Universität zu Köln
FCN.....	Institute for Future Energy Consumer Needs and Behaviour
Fraunhofer ISE .....	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme
$G_{\text{hor}}$ .....	jährliche global horizontale Bestrahlungsstärke
$G_{\text{hor, eff}}$ .....	effektive Bestrahlungsstärke
$G_{\text{hor, max}}$ .....	maximale jährliche Bestrahlungsstärke in Deutschland
$G_{\text{hor, } \emptyset}$ .....	durchschnittliche jährliche Bestrahlungsstärke in Deutschland
GuD.....	Gas-und-Dampf
IÖW .....	Institut für ökologische Wirtschaftsforschung
KSG.....	Klimaschutzgesetz
ONT.....	Ortsnetztransformator
Power-to-X .....	Umwandlung elektrischer Energie in andere Energieformen
PPV .....	installierte Leistung
PR .....	Performance Ratio
PV.....	Photovoltaik
R.....	Rebound-Effekt
THG.....	Treibhausgas
z. B. ....	zum Beispiel
$\delta$ .....	effektiver jährliche Eigenverbrauchsanteil



# 1 Einleitung

Das Energiesystem der Zukunft steht vor einem gravierenden Wandel. Die Emissionen aus dem Bereich der Energiewirtschaft sollen nach dem angepassten Klimaschutzgesetz (KSG) von ca. 280 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalent (Stand 2020) auf 108 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalent (CO<sub>2</sub>-eq) in 2030 reduziert werden. Dies kann in Deutschland nur mittels eines verstärkten Ausbaus Erneuerbarer Energien gelingen. Eine zusätzliche Nachfrage nach diesen Energieträgern ergibt sich durch die stetig fortschreitende Elektrifizierung anderer Bereiche, wie beispielsweise des Wärme- oder Mobilitätssektors. Dies wird den Stromverbrauch zukünftig weiter steigen lassen.

Die Photovoltaik (PV) gilt als eine der Schlüsseltechnologien zur Erreichung der CO<sub>2</sub>-Minderungsziele und zur Deckung des steigenden Strombedarfes. Ein großer Vorteil der PV liegt in dem hohen Maße der Dezentralität begründet. Mittels verhältnismäßig kleiner Anlagen kann an sehr vielen Standorten Sonnenstrom produziert und zum Teil vor Ort verbraucht werden. Werden PV-Anlagen auf Dachflächen installiert, kann darüber hinaus das knappe Freiflächenpotenzial in Deutschland entlastet werden. Dabei schlummert gerade im Bereich der Wohngebäude ein riesiges Potenzial, die benötigten PV-Erzeugungskapazitäten auf Dächern und/oder an Fassaden zu installieren.

Eine wichtige Zielgruppe für die Installation von Dachflächenanlagen sind Eigenheimbesitzer\*innen. Denn bei kleineren Häusern (z. B. Ein- oder Zweifamilienhäusern) ist das Verhältnis von Dach- zu Gebäudegesamtfläche in der Regel besonders hoch. Zudem ist für diese Eigentümer\*innengruppe die Entscheidung zur Installation einer PV-Anlage verhältnismäßig einfach, da wenige Parteien in den Prozess involviert werden müssen und die Bewohner\*innen oftmals auch Eigentümer\*innen der PV-Anlage sind. Und zudem ist für diese Akteursgruppe die Installation von PV-Anlagen besonders attraktiv, da aufgrund der aktuellen Regelungen im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) der Eigenverbrauch von PV-Strom deutlich lukrativer als die Einspeisung ist.

Aufgrund der großen Dachflächen kommt Eigenheimbesitzer\*innen eine wichtige Rolle in der Energiewende zu: Denn neben dem eigenverbrauchten Strom wird ein signifikanter Anteil des Sonnenstroms in das Stromnetz eingespeist und steht somit anderen Verbraucher\*innen – auch solchen ohne Zugang zu Dach- oder Freiflächen – zur Verfügung.

Was passiert jedoch, wenn die Prosumerhaushalte (Strom produzierende und konsumierende Haushalte), nach der Installation der PV-Anlage mehr Energie verbrauchen als zuvor, da sie beispielsweise sorgloser mit ihrem Stromverbrauch umgehen? In diesem Fall würden die notwendigen Einsparungen an konventionellen Energieträgern durch den Ausbau der PV nicht so schnell eintreten wie geplant. Rebound-Effekte auf der Haushaltsebene könnten somit zu Auswirkungen auf der Energiesystemebene führen. Ziel dieses Arbeitspapiers ist es, ausgehend von den bisherigen Projektergebnissen zur Höhe von Rebound-Effekten und deren Auswirkungen auf der Haushaltsebene, die Rebound-Szenarien hoch zu skalieren und dadurch ihre Auswirkungen auf die Energiesystemebene abzuschätzen. Dazu wird in Kapitel 2 zuerst auf die Entwicklung des PV-Marktes eingegangen – mit speziellem Fokus auf das Prosuming-Segment. Darauf aufbauend werden im Arbeitspapier Methoden vorgestellt, die eine Hochskalierung simulierter Rebound-Szenarien bei Prosumerhaushalten auf die Systemebene ermöglichen (siehe Kapitel 3). Dabei wird grundsätzlich nach der rein bilanziell energetisch-ökologischen und der netzseitigen Skalierung unterschieden, für die Analyse der Auswirkungen getrennt in den Kapiteln 4 und 5 erfolgt.

## 2 PV-Prosumer und Rebound-Effekte

Die Auswirkungen möglicher Rebound-Effekte sind eng mit der Entwicklung des PV-Marktes und dem Prosuming-Segment im Speziellen verbunden. Auf wichtige Entwicklungen in diesem Bereich wird folgend eingegangen, gerade auch weil diese Entwicklungen den Grundstein für mögliche Entwicklungspfade bis zum Jahr 2030 legen. Ebenso wird einleitend vorgestellt, in welcher Höhe sich Rebound-Effekte rein energetisch-bilanziell auf den Stromverbrauch von PV-Prosumern auswirken können und welche Auswirkungen dies auf den Austausch mit der Netzinfrastruktur haben kann.

### 2.1 Entwicklung des PV-Prosuming Segments in Deutschland

Während es vor einigen Jahren im Energiesektor noch eine klare Trennung zwischen Produzenten und Konsument gab, rücken beide Rollen durch die Energiewende immer näher zusammen. Speziell bei der Photovoltaik hat sich das Prosuming anteilmäßig stetig weiterentwickelt. Unter Prosuming wird hier der (teilweise) Konsum von selbsterzeugtem Strom verstanden. Prosumer sind durch die Gleichstellung der Rollen des\*der Erzeuger\*in und Verbraucher\*in gekennzeichnet. Damit einher geht oftmals auch die Personalunion des Prosumers als Eigentümer\*in der PV-Anlage. Dies ist vor allem bei PV-Anlagen mit geringen Leistungen der Fall, die in der Regel auf Dachflächen von Ein- oder Zweifamilienhäusern installiert sind bzw. werden. Prosumer können aber auch gewerbliche Anwender sein.

Eingeteilt nach ihrer PV-Leistung können unterschiedliche „Prosuminganwendungsfälle“ kategorisiert werden:

- 0-10 kWp = kleine PV-Anlagen z. B. auf Einfamilienhäusern
- 10-30 kWp = mittlere PV-Anlagen z. B. auf Ein –bis Mehrfamilienhäusern
- 30-100 kWp = größere PV-Anlagen z. B. auf Mehrfamilienhäusern oder Industrie/Landwirtschaft/Bürogebäuden

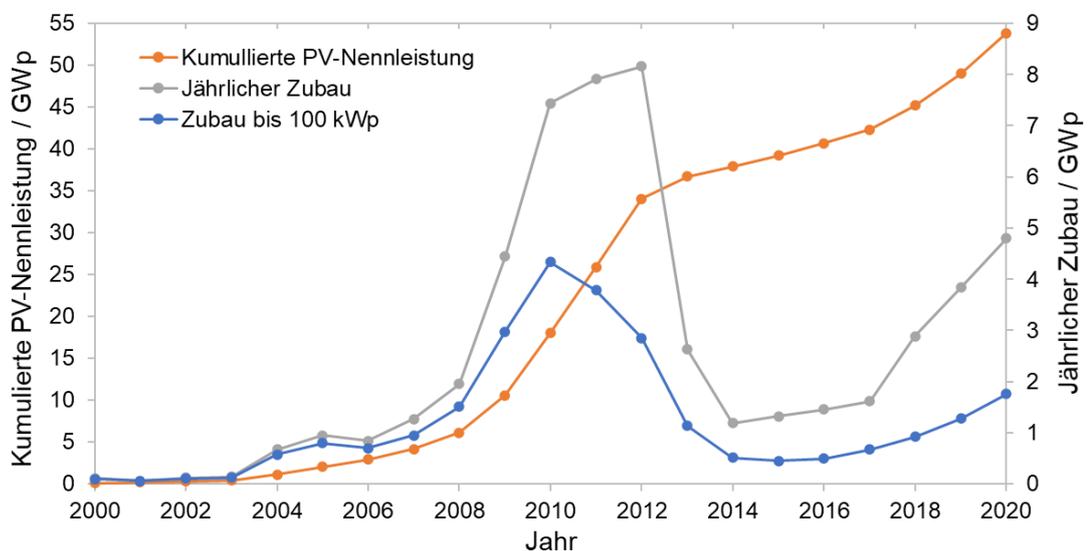
Diese Leistungsbereichseinteilung bietet allerdings nur eine grobe Orientierung der Anwendungsfälle des Prosumings. So ist es beispielsweise ebenso möglich, dass auch kleine Anlagen von < 10 kWp auf Ställen oder aber als Mieterstromanlage auf Mehrfamilienhäusern installiert sind. Im Fokus der Untersuchung zu Rebound-Effekten stehen hier Haushalte in Einfamilienhäusern, die einen direkten Einfluss auf den Eigenverbrauch des Solarstroms und auf ihren Energieverbrauch haben. Diese klassischen **PV-Prosumerhaushalte** sind daher von entscheidender Bedeutung für die Untersuchungen hinsichtlich möglicher Rebound-Effekte.

Aufgrund der fließenden Übergänge zwischen den Anwendungsfällen/Installationsorten und Nutzungsprofilen wird für die Betrachtungen in dieser Studie auf einen erweiterten Prosumingbegriff zurückgegriffen, bei dem die technische Realisierung im Vordergrund steht. Als **PV-Prosumeranlagen** werden demnach Systeme aufgefasst, bei denen ein Teil des erzeugten Solarstroms selbst vor Ort verbraucht wird, ohne dabei durch das öffentliche Netz zu fließen. Folgend wird sich dabei auf den Leistungsbereich bis 100 kWp beschränkt. Wobei es anteilmäßig vor allem Anlagen bis 10 kWp sind, die sich in diesem Leistungssegment wiederfinden (in den letzten Jahren ca. 80 % der Neuinstallationen). Die

Betrachtung aller PV-Anlagen bis 100 kWp umfasst somit auch Anwendungsfälle außerhalb der klassischen Prosumerhaushalte (z. B. Mieterstrom, Landwirtschaft). Da wenig zu den Auswirkungen möglicher Rebound-Effekte bei diesen Anwendungsfällen bekannt ist wäre eine genaue Analyse dieser wichtig, ist jedoch nicht Gegenstand der vorliegenden Untersuchungen.

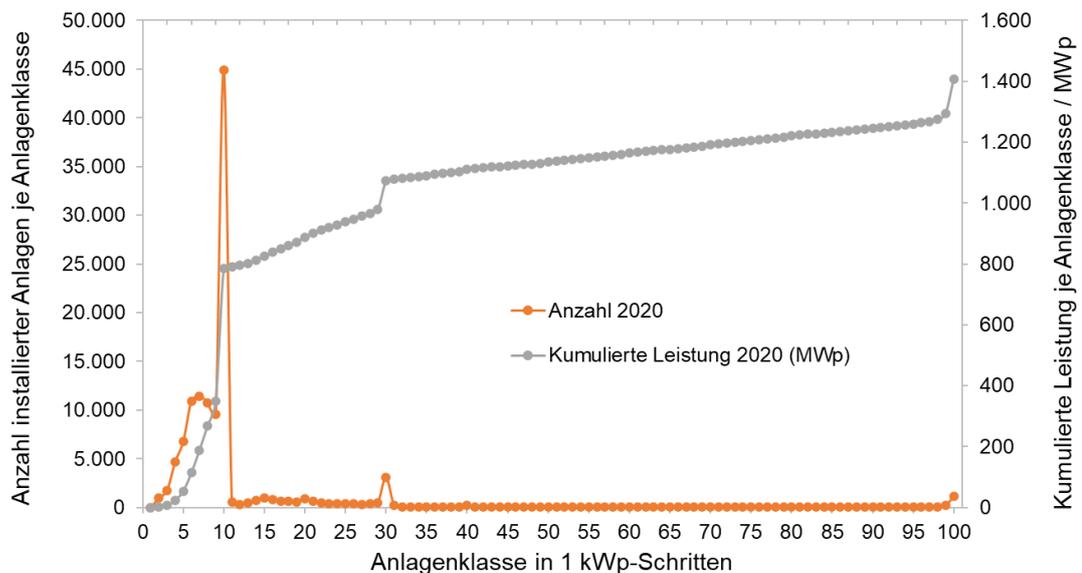
## 2.1.1 Bisherige Entwicklung des PV-Marktes

Die Entwicklung des PV-Marktes im Zeitraum 2000 bis 2020 stellt Abbildung 2-1 anhand der kumulierten Erzeugerleistung und des jährlichen Zubaus an PV-Leistung dar. Ende 2020 waren in Deutschland ca. 54 GWp an PV-Erzeugerleistung installiert. Generell konnte in den letzten Jahren (2018-2020) wieder eine Erholung der Zubaukapazitäten verzeichnet werden, nachdem am deutschen PV-Markt als Folge der „PV-Novelle“ des EEGs seit 2012 lange nur ein geringer Ausbau realisiert werden konnte. Nach stagnierendem Zubau (2012-2017) erholt sich das < 100 kWp Segment nun wieder. Dabei ist herauszustellen, dass von den Anlagen < 100 kWp vor allem die Kleinanlagen bis ca. 10 kWp, die nach EEG 2017 von der Zahlung der EEG-Umlage auf selber verbrauchten Strom befreit waren (EEG 2017), einen erheblichen Zugewinn an Installation vermelden konnten (ca. 0,8 GWp von ca. 4,8 GWp Gesamtzubau in 2020). Um die Größenverteilung der Anlagen bis 100 kWp differenziert darzustellen, wurde eine genauere Analyse der Anlagenmeldungen im Jahr 2020 durchgeführt. Die in Abbildung 2-2 dargestellte Anzahl installierter Anlagen und kumulierte Leistung nach Anlagenklassen zeigt, dass gerade Anlagen im Leistungsbereich von 31 bis 98 kWp keinen nennenswerten Anteil an der installierten Leistung erbringen und fast 40 % der installierten Leistung in diesem Segment auf die Anlagenklasse zwischen 9 und 10 kWp entfallen. Insgesamt zeigt Abbildung 2-2, dass Anlagen besonders häufig Leistungen von knapp 10, 30 oder 100 kWp aufweisen.



**Abbildung 2-1: Kumulierte PV-Nennleistung, jährlicher Zubau und Zubau < 100 kWp in den Jahren 2000 – 2020**

Quelle: eigene Darstellung basierend auf Daten von (EWS 2021a; Bretkopf 2021; BSW Solar 2019)



**Abbildung 2-2 Anzahl installierter PV-Anlagen sowie kumulierte Leistung im Marktsegment bis 100 kWp im Jahre 2020**

Quelle: eigene Darstellung basierend auf Daten der Bundesnetzagentur

Grund hierfür waren die geltenden Regelungen im Jahr 2020, welche auf dem EEG 2017 basieren:

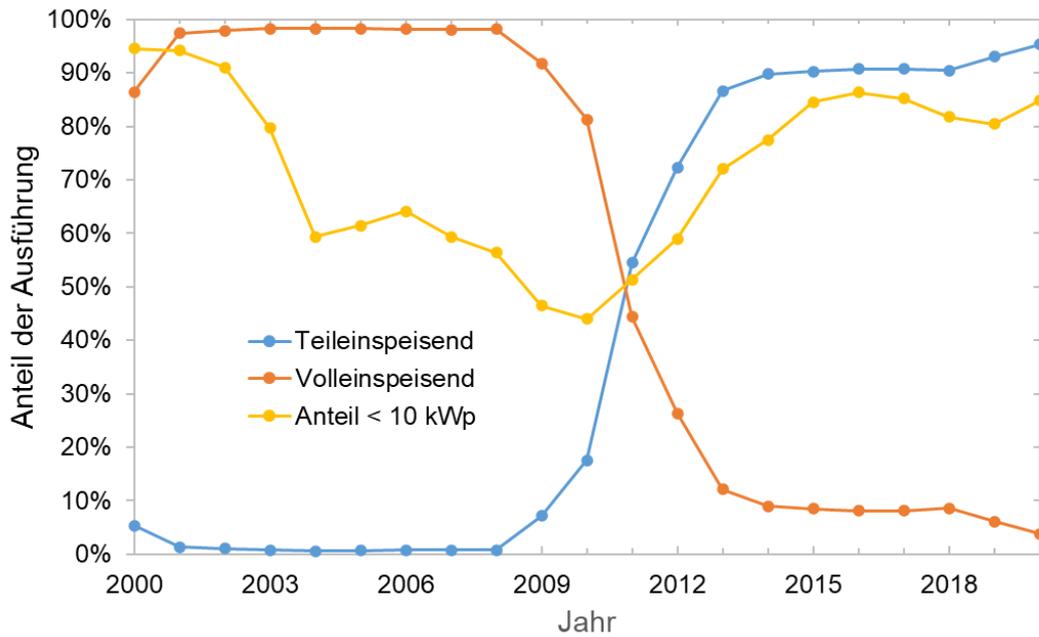
- Ab ca. 10 kWp: Die EEG-Umlage muss anteilig auf eigenverbrauchten PV-Strom gezahlt werden. Die Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage bei Anlagen > ca. 10 kWp wurde erstmals mit dem EEG 2014 eingeführt (01.08.2014). Mit dem EEG 2021 wurde diese Grenze auf ca. 30 kWp angehoben.
- Ab 30 kWp: zusätzliche Abschaltvorrichtung zur Fernschaltung durch den Netzbetreiber notwendig („vereinfachtes Einspeisemanagement“)
- Ab 100 kWp: geringere Einspeisevergütung

Es wird ersichtlich, dass die installierte Anlagengröße nicht zwingend auf die vor Ort möglichen Gegebenheiten abgestimmt ist und wird. Dabei ist anzumerken, dass bei Einfamilienhäusern natürlich auch die Dachfläche ein limitierender Faktor sein kann. Für eine Anlage mit 10,075 kWp benötigt man derzeit eine Dachfläche von ca. 52 m<sup>2</sup> (Standard PV-Modul, kristallines Silizium, mittlere Leistungsklasse von 325 W, Modulmaße: 1,67 x 1 m, (Heckert Solar 2021)). Abgesehen davon, dass Wirkungsgradsteigerungen die benötigte Fläche zukünftig reduzieren werden, sind solche Dachgrößen bei Einfamilienhäusern auch heute schon keine Seltenheit. So ist die Annahme durchaus plausibel, dass Eigenheimbesitzer\*innen möglicherweise auch größere PV-Anlagen installiert hätten, wäre die Wirtschaftlichkeit der PV Anlage bei Anlagen > 10 kWp nicht oftmals durch die rechtlichen Rahmenbedingungen negativ beeinflusst worden.

### Technische Ausführung der PV-Anlagen und Preisentwicklungen

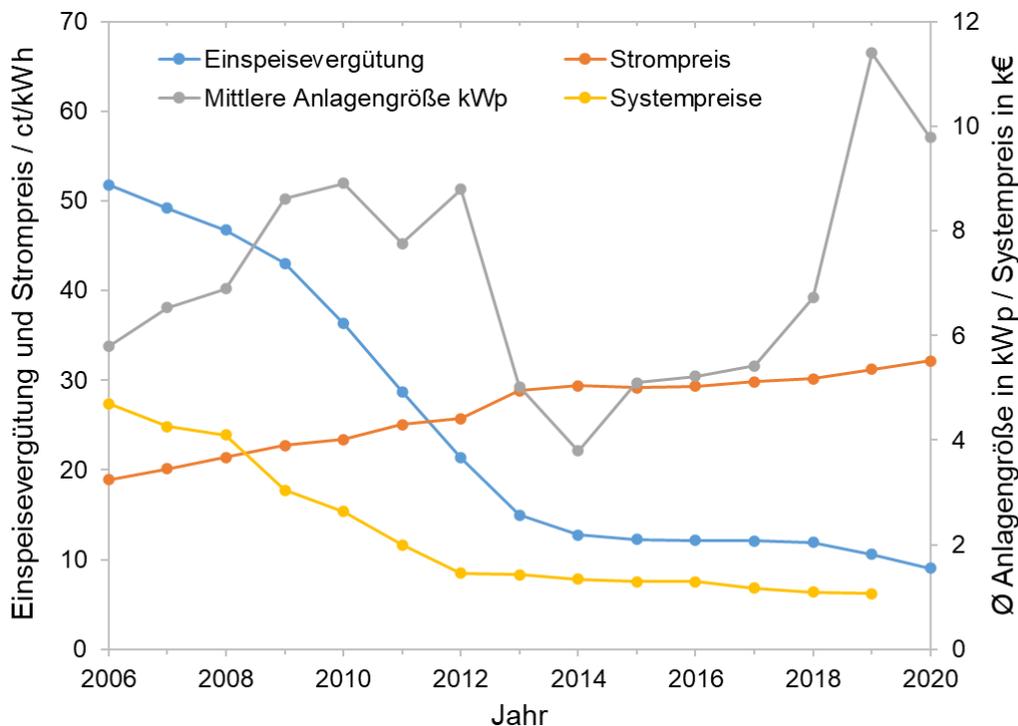
Als besonders signifikant für das PV-Prosuming ist zudem die Entwicklung der technischen Ausführung, wie sie in Abbildung 2-3 als historische Zeitreihe dargestellt ist. Diese macht ersichtlich, dass sich innerhalb von wenigen Jahren der Hauptanlageninstallationstyp von voll- auf teileinspeisend geändert hat (bis 2009 Ausführung als Eigenverbrauchsanlage unüblich; 01.01.2009 bis 01.04.2012 Wahl zwischen Volleinspeisung und Eigenverbrauch

mit Förderung; nach 01.04.2012 Ausführung als Eigenverbrauchsanlage üblich). Damit einher ging auch ein Trend zu kleineren Anlagengrößen in dem Marktsegment bis 100 kWp, was als Indiz dafür gewertet werden kann, dass ein Großteil dieser Anlagen auf Ein-/Zweifamilienhäusern installiert ist.



**Abbildung 2-3 Entwicklung des PV-Zubaus (nach Anzahl) im Leistungssegment < 100 kWp nach der Art der Anlagenausführung**

Quelle: eigene Darstellung basierend auf Daten der Bundesnetzagentur



**Abbildung 2-4 Entwicklung der Haushaltsstrompreise, der Einspeisevergütung kleiner PV-Anlagen, der mittleren Anlagengröße im Segment bis 100 kWp und der Systempreise von kleinen PV-Anlagen**

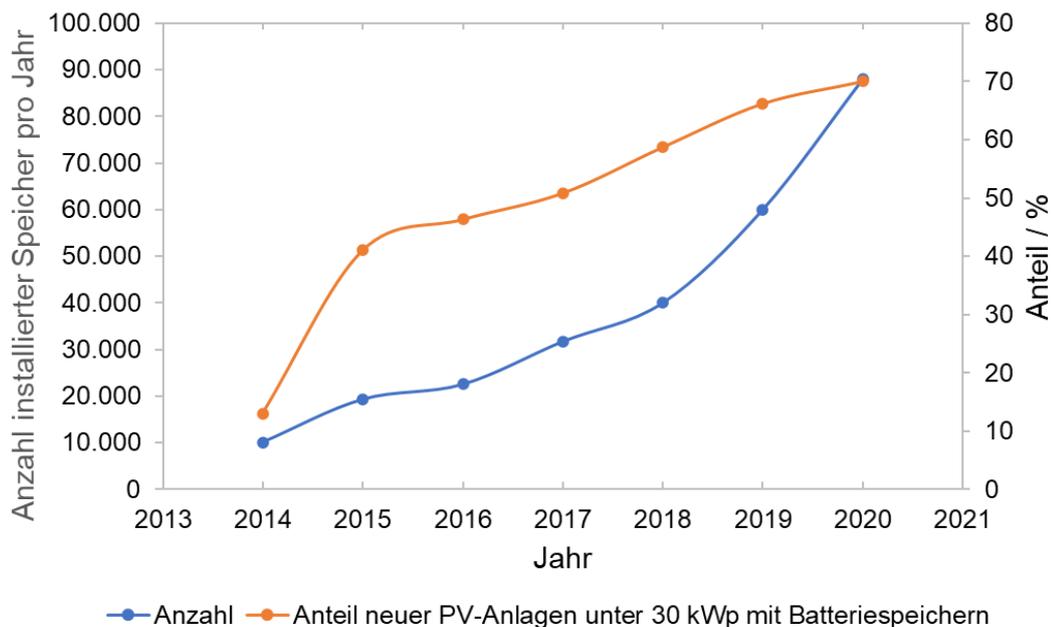
Quelle: eigene Darstellung basierend auf Daten von (50hertz et al. 2021; BMWi 2021; Wirth und Fraunhofer ISE 2021)

Die technische Ausführung folgt dabei in ganz wesentlichem Maße der Entwicklung der Strompreise, Einspeisevergütung und der PV-Systemkosten, die gerade ab ca. 2012 Eigenverbrauchsanlagen wirtschaftlicher werden ließen (inkl. des EEG-Eigenverbrauchsbonus, der vom 01.01.2009 bis 01.04.2012 gewährt wurde, war dies auch schon früher der Fall). Diese Entwicklung ist in Abbildung 2-4 dargestellt und wurde in detaillierterer Form bereits an anderer Stelle beschrieben (Weiß et al. 2019).

## 2.1.2 Bisherige Entwicklung des Heimspeichermarktes

Die Spanne zwischen Strombezugskosten und Einspeisevergütung hat sich in den vergangenen Jahren vergrößert. Dieser Trend wird zukünftig bestehen bleiben, wodurch der Anreiz Solarstrom selbst zu verbrauchen aus wirtschaftlicher Sicht ungebrochen hoch bleiben wird. Seitdem die Stromgestehungskosten für PV-Strom unter die Netzbezugskosten gesunken sind, ist daher auch die Speicherung von Solarstrom wirtschaftlich interessant (Bost et al. 2011). Diese Dynamik stellt einen der Gründe dar, weshalb in den letzten Jahren vermehrt Heimspeichersysteme installiert wurden (Abbildung 2-5). Seit ca. 2014 zeichnet sich der Heimspeichermarkt durch eine hohe Dynamik aus, vor allem in Kombination mit PV-Anlagen bis 30 kWp. 2020 waren insgesamt schätzungsweise knapp 270.000 Heimspeicher in deutschen Haushalten installiert (ca. 2 GWh Gesamtkapazität), wobei alleine in den Jahren 2019 und 2020 ca. 1 GWh an Kapazität zugebaut wurde (nur Speicher mit < 30 kWh).

Die Dynamik dieses Marktes haben Figgenger et al. kürzlich für Deutschland erneut analysiert (Figgenger et al. 2021). Die große Nachfrage nach den Systemen liegt zum einen an den bereits besprochenen zunehmenden wirtschaftlichen Vorteilen zum anderen aber auch an dem Streben nach Autarkie, dem Mitwirken an der Energiewende und der verbesserten Sektorkopplung, die mit der Installation eines Batteriespeichers erreicht werden kann. Letzteres zeigt sich u.a. an einem starken Anstieg an neuinstallierten PV-Heimspeicher-Wärmepumpen Systemen. So wurden 2019 bereits fast 40 % aller Heimspeichersysteme in



**Abbildung 2-5 Zubau an Speichersystemen in Deutschland sowie der Anteil neuinstallierter PV-Speichersystemen (PV-Leistung unter 30 kWp)**

Quelle: eigene Darstellung basierend auf Daten von (Bundesnetzagentur 2021a; AEE 2019a; AEE 2019b; Figgenger et al. 2021)

Systeme mit Wärmepumpen integriert (Figgener et al. 2021). Zukünftig wird daneben auch eine starke Zunahme an Elektroautos als Großverbraucher für Solarstrom erwartet. Jedoch liegt darin möglicherweise auch ein Dämpfer für den weiteren Ausbau der Batteriespeichersysteme. Denn es kann mittelfristig zu einer starken Konkurrenz bezüglich der notwendigen Rohstoffe für die Batterien kommen (Hajek 2017; Sander 2021), da beide Sektoren zum überwiegenden Teil auf die Verwendung von Lithium-basierten Batterien setzen. Ein Indiz dafür könnte die Preisentwicklung der Heimspeicher darstellen. Denn die starken Zuwächse der letzten Jahre haben nur im Segment > 15 kWh zu weiteren starken Preisreduzierungen geführt (Figgener et al. 2021)<sup>1</sup>. Der Umstieg auf Elektromobilität birgt aber auch die Chance, ausrangierte Autobatterien für ein zweites Leben als Heimspeicher zu ertüchtigen, da die Kapazität immer noch für den stationären Betrieb ausreichend ist (TÜV-Nord 2020; Reid und Julve 2016).

### 2.1.3 Einflüsse auf die zukünftige Entwicklung des PV-Prosumings

Mit der EEG Novelle 2021 wurde die Grenze für den von der EEG-Umlage befreiten eigenverbrauchten Strom auf Anlagen bis ca. 30 kWp angehoben (EEG 2021). Dies ist unter anderem für Häuser mit Ost-West ausgerichteten Dächern relevant, welche häufig große Flächen- und damit Leistungspotenziale >10 kWp aufweisen. Obwohl die Erträge bei diesen Anlagen gegenüber einer reinen Südausrichtung geringer ausfallen, sind diese doch gerade für Prosumer interessant, da Erzeugung und Verbrauch (morgens und abends) oftmals besser aufeinander abgestimmt sind. Die Neuregelung kann also dazu führen, dass sich die 10 kWp Schwelle etwas aufweicht. Die Zubauzahlen aus dem ersten Halbjahr 2021 weisen genau auf diesen Effekt hin (Siemer 2021a). Verglichen mit dem Vorjahreszeitraum verzeichnete das Anlagensegment 10 bis 30 kWp einen Anstieg um 127 %, was bei weitem die größte Steigerung im Gesamtmarkt darstellt (im Mittel +20 % gegenüber dem Vorjahreszeitraum) (EWS 2021b). Die Anhebung der Bagatellgrenze zur Zahlung der EEG-Umlage von ca. 10 auf 30 kWp könnte zudem die Umrüstung bereits installierter, volleinspeisender PV-Anlagen mit Größen zwischen 10 und 30 kWp auf Eigenverbrauchsanlagen nach sich ziehen, da das EEG 2021 in diesem Punkt auch für Altanlagen gilt. Insofern die Spanne für die Strombezugskosten gegenüber der jeweiligen Einspeisevergütung dieser Anlagen wächst, kann die Umstellung zum Prosuming wirtschaftlich attraktiv sein, vor allem in Verbindung mit der Sektorkopplung in den jeweiligen Haushalten (z. B. Nachrüstung Wärmepumpe, Neuanschaffung Elektroauto).

Als weiteren Aspekt, der das Prosuming weiter begünstigen könnte, ist die Erhöhung des PV-Ausbaukorridors von 2,5 auf 4,6 GW jährlich sowie die geringere Basisdegression<sup>2</sup> zu nennen.

Die Bedingungen für mittelgroße (Industrie-) Anlagen (300 – 750 kWp) haben sich jedoch im EEG 2021 verschlechtert (z. B. Vergütungskürzung) (Siemer 2021b). Der Zubau dieses Segments ist bereits stark eingebrochen, da die Wirtschaftlichkeit oftmals nicht mehr gegeben ist (Siemer 2021b; Siemer 2021a; EWS 2021b). Dies könnte zu einer Stärkung des

<sup>1</sup> Bei nur leicht sinkenden Endverbraucherpreisen wird es in Zukunft für Batteriespeichersystemhersteller von großer Wichtigkeit sein, die Qualität und Langlebigkeit ihrer Produkte zu verbessern. Ein Aspekt wird dabei sein, die Effizienz der Systeme zu steigern – ein Trend, der sich bereits abzeichnet (Weniger et al. 2020; Weniger et al. 2019; Weniger et al. 2018). Dadurch wird zum einen die Wirtschaftlichkeit bei nur leicht sinkenden Batteriespeicherkosten gewahrt. Zum anderen wirken sich die vermiedenen Energieverluste ökologisch positiv aus.

<sup>2</sup> Ausgangswert der monatlichen Verringerung der Einspeisevergütung.

Prosumersegments führen, da die nötige PV-Kapazität in anderen Marktsegmenten stärker ausgebaut werden muss.

Darüber hinaus wurden die Förderbedingungen im Marktsegment des Mieterstroms etwas verbessert (z. B. höhere Mieterstromzuschläge für jede kWh Mieterstrom). Bisher haben die Änderungen im EEG 2021 noch nicht zu einer Belebung in diesem Segment geführt. Der Gesamtzubau liegt derzeit (bis Ende Oktober 2021) auf dem Niveau des Vorjahreszeitraums (ca. 17,5 MW insgesamt, die laut Marktstammdatenregister den Mieterstromzuschlag bekommen haben; sortiert nach Inbetriebnahmedatum).

In den kommenden Jahren wird zudem der Anteil ausgeförderter Anlagen kontinuierlich ansteigen (Vergütungszeitraum von 20 Jahren überschritten, siehe Abbildung 2-1). Laut EEG 2021 bekommen diese Anlagen nun noch eine geringe Vergütung in Höhe des Marktwertes abzüglich einer Vermarktungsgebühr (ca. 3,5 Cent/kWh insgesamt). Insofern sich die Kosten für die Umrüstung der Altanlage zum Prosuming in Grenzen halten, ergibt sich bereits heute ein finanzieller Vorteil, wenn PV-Prosumer einen Teil ihres Solarstroms direkt verbrauchen (Verbraucherzentrale.de 2021). Die Anschaffung eines Heimspeichers erhöht die Kosteneinsparung durch den verminderten Netzbezug zwar weiter. Die Wirtschaftlichkeit dieser Variante wird aber maßgeblich von der Laufzeit des Weiterbetriebs der PV-Anlage beeinflusst. Hier ist anzunehmen, dass Haushalte möglicherweise einen Weiterbetrieb von > 10 Jahren in Frage stellen könnten, der aber für die Rentabilität des Speichers von Nöten sein könnte.

Anstelle einer festen Einspeisevergütung für Altanlagen wäre es eventuell besser, über Investitionszuschüsse oder Steuervergünstigungen für die erforderlichen Umbaumaßnahmen und/oder Kosten der Speichernachrüstung einen großen Anteil der Anlagen für das Prosuming zu gewinnen. Da aber bei niedrigen Installationskosten der Wechsel zum Prosuming mittels Direktverbrauch bereits jetzt schon wirtschaftlich interessant ist, muss insgesamt davon ausgegangen werden, dass zukünftig viele Altanlagen Prosumer-Anlagen werden. Besondere Relevanz könnte in dieser Hinsicht auch dem Ausbau der Elektromobilität zukommen. Denn der dann erhöhte Eigenverbrauch lässt das Prosuming wirtschaftlich noch attraktiver werden.

## 2.2 Quantifizierung von Rebound-Effekten bei PV-Prosumern

In der Praxis wurde festgestellt, dass der Energieverbrauch nach der Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen aufgrund von Verhaltensänderungen nicht im erwarteten Maß sinkt. Dieses Phänomen nennt man Rebound-Effekt. Dieser kann auch beim Umstieg auf erneuerbare Energien auftreten, wenn sich dadurch das Verbrauchsverhalten ändert und somit der Verbrauch an Ressourcen nicht im erwarteten Maße sinkt. In den letzten Jahren haben verschiedene Studien die Höhe von Rebound-Effekten bei PV-Prosumern mit unterschiedlichen Ansätzen untersucht (Deng und Newton 2017; Dütschke et al. 2021; Frondel et al. 2020; Galvin et al. 2021; Havas et al. 2015; Li et al. 2020; Oberst et al. 2019; Oliver et al. 2019; Toroghi und Oliver 2019; Qiu et al. 2019). Die Studien kommen je nach Vorgehensweise und Untersuchungsgruppe zu einer großen Spannweite von Ergebnissen – von keinem signifikanten Mehrverbrauch bis zu Rebound-Effekten in Höhe des gesamten Eigenverbrauchsanteils des produzierten Solarstroms. Maßgeblich für die Höhe von Rebound-Effekten sind dabei unterschiedlichste Einflussfaktoren: so können die geltenden regulatorischen Bedingungen, die politische Anreizpolitik, Standortvariablen sowie sozio-

demografische Faktoren die Energieverbrauchsdaten unterschiedlich stark beeinflussen. Dadurch sind die Studien untereinander schwer zu vergleichen und zudem sind die Ergebnisse abhängig von dem gewählten empirischen Ansatz.

Im Vorhaben EE-Rebound werden vertiefend PV-Prosumerhaushalte in Deutschland untersucht. Der Schwerpunkt liegt dabei auf Haushalten mit Eigenverbrauch. Nachfolgend werden die Ergebnisse des Projekts zur Höhe von Rebound-Effekten zusammenfassend dargestellt, auf denen das vorliegende Arbeitspapier aufbaut.

Im Vorhaben *EE-Rebound* (Rebound-Effekte durch den Umstieg auf Erneuerbare Energien?) wurde im Jahr 2020 durch den Projektpartner FCN eine Befragung von Eigenheimbesitzer\*innen mit und ohne PV-Anlagen durchgeführt (N=1.588). Zur Analyse der sozio-technischen und sozio-ökonomischen Parameter wurden neben deskriptiven Verfahren insbesondere auf multiple Regression und Daten-Matching Verfahren zurückgegriffen. Die Ergebnisse zeigen, dass bei einer Betrachtung von Prosumern unabhängig von ihrer technischen Anlagenkonfiguration (also keine Trennung nach voll-/teileinspeisend) nur ein geringer Mehrverbrauch im Vergleich zu einer Vergleichsgruppe festgestellt werden konnte (Galvin et al. 2022). Wurden die Prosumerhaushalte jedoch in zwei Gruppen eingeteilt (Installation der Anlage bis 2011 und nach 2011), konnten bei der post-2011 Gruppe weitaus höhere Mehrverbräuche beobachtet werden (18,4 %)³. Dies bedeutet, dass bei Haushalten, die in den letzten zehn Jahren eine PV-Anlage installiert haben, ein durchschnittlicher Mehrverbrauch in dieser Größenordnung abgeschätzt werden kann. Eine genaue Ermittlung der Höhe des Rebound-Effekts ist bei Prosumern schwierig. Durch das Matching-Verfahren werden Haushalte mit ähnlicher Geräteausstattung verglichen. Werden von den Prosumern mehr Geräte angeschafft so lässt sich das dabei nicht als Teil des Rebound-Effekts berücksichtigen, sondern nur, wenn diese häufiger eingesetzt werden als in den Vergleichshaushalten. Gleichzeitig wird davon ausgegangen, dass der große Einfluss der Sektorkopplung auf den Stromverbrauch trotz des Matching nicht vollständig eliminiert werden konnte, da dieser nur ein Faktor von vielen ist.

Bei diesen Werten handelt es sich um Durchschnittswerte. Diese resultieren aus einer Summe unterschiedlicher Verhaltensweisen der Haushalte (Suffizienz, genereller Mehrverbrauch, zusätzliche Großverbraucher etc.). Ausgehend von den empirischen Ergebnissen von ca. 18 % Mehrverbrauch bei den Post-2011-Haushalten, bei denen aber teilweise auch Effekte der Sektorkopplung enthalten sind, werden in dem vorliegenden Arbeitspapier zwei Szenarien zum durchschnittlichen Mehrverbrauch betrachtet: Einmal 10 % und einmal 20 % Mehrverbrauch. Diese Szenarien werden sowohl auf den PV-Bestand bis 2020 angewandt als auch auf eine prognostizierte Entwicklung bis 2030, die einen Gesamtausbau der PV in Deutschland von 140 GWp berücksichtigt (siehe auch Abschnitt 3.2.3)

---

<sup>3</sup> Eine Datenanalyse des Projektpartners Fraunhofer ISI, die die zeitliche Änderung des Stromverbrauchs von Prosumern vor und nach PV-Adaption untersuchte, stellte ebenfalls signifikante Mehrverbräuche bei Prosumern fest, die ihre PV-Anlage nach 2011 installierten (Galvin et al. 2022).

## 3 Methodik

Um Effekte auf Systemebene zu identifizieren, ist es zu allererst erforderlich, Energieflüsse in Prosumerhaushalten zu analysieren. Dazu wird folgend auf die zu diesem Zweck verwendete Simulationsmethode eingegangen. Auf diese Ergebnisse beziehen sich die darauf aufbauenden Unterkapitel zur Beschreibung der verwendeten Methoden zur Abschätzung der bilanziell-energetischen und netzseitigen Auswirkungen.

### 3.1 Simulation von Prosumerhaushalten

Zur Analyse der Energieflüsse auf Haushaltsebene wird das IÖW Energie-Prosumer-Modell (EProM) genutzt. EProM ist ein Bottom-up Simulationsmodell, das für einen oder mehrere Haushalte bis hin zu einem Quartier die Energieerzeugung und den Energieverbrauch sowie die Wechselwirkungen minutengenau für ein Jahr simuliert. Dabei kann die Steuerung der strom- und wärmeseitigen Erzeuger, Verbraucher und die Speicherung in Abhängigkeit vom Anwendungsfall angepasst werden. Das Modell zeichnet sich durch eine hohe zeitliche Auflösung aus, die zu realistischen Werten sowohl im Energieverbrauch als auch in der Nutzung von verschiedenen Energieträgern führt. Zudem können Schlüsselkomponenten wie zum Beispiel Anzahl Haushalte, Ausstattung, Kapazitäten der Anlagen, Speichermöglichkeiten und Jahresverbrauch variiert werden (IÖW 2021).

Grundlage für die Abschätzung der Auswirkungen von Rebound-Effekten bei PV-Prosumern auf Systemebene bilden detaillierte Berechnungen beispielhafter Haushalte deren Ergebnisse ausführlich in (Lenk et al. 2022) publiziert wurden. Für die Betrachtung der Auswirkungen auf Systemebene ist der Austausch von Strom zwischen Haushalt und Netz von zentraler Bedeutung. Auf der einen Seite speisen Prosumer Strom, der nicht im Haushalt direkt verbraucht bzw. gespeichert werden kann, in das Netz ein und zum anderen wird der Strombedarf, der nicht durch die eigene PV-Anlage gedeckt werden kann, aus dem Netz bezogen. Je nach Haushaltsgröße, Geräteausstattung, Verbrauchsverhalten und Anlagendimensionierung variiert der Anteil des selbsterzeugten Stroms, der im Haushalt verbraucht werden kann und damit zu einem geringeren bzw. höheren Netzaustausch führt. In Tabelle 3-1 sind beispielhaft Eigenverbrauchsquoten von Prosumerhaushalten mit einer 10 kWp PV-Anlage, unterschiedlichem Verbrauchsverhalten und variierender Anlagenausstattung dargestellt.

Die Annahmen bei der Auswahl der Haushalte für die Hochskalierung auf Systemebene sind nochmals näher in Abschnitt 3.2.1 dargelegt.

Für die Betrachtung der Auswirkungen von Rebound-Effekten auf Netzebene werden neben den Simulationen von einzelnen Haushalten, deren Ergebnisse in (Lenk et al. 2022) publiziert sind, auch beispielhafte Netze mit einer Vielzahl von Haushalten innerhalb des Netzes simuliert (siehe hierfür Abschnitt 3.3). Während sich die absolute Höhe des Netzaustausches von ähnlichen Haushalten (gleiche Personenanzahl im Haushalt, ähnliche Geräteausstattung und gleiche Anlagendimensionierung) kaum voneinander unterscheidet, ist für die Betrachtung der Netzebene nochmals die zeitliche Varianz beim Netzaustausch von Bedeutung. Daher werden für die Untersuchungen der netzseitigen Auswirkungen in Abschnitt 3.3 weitere randomisierte Haushaltsgrößen mit individuellen Lastgängen und Anlagendimensionierungen simuliert. Diese werden in Abschnitt 3.3.2 aufgeführt.

**Tabelle 3-1: Eigenverbrauchsquoten bei unterschiedlichen Haushaltsgrößen, Geräteausstattungen, Verbrauchsverhalten und Anlagenausstattung**

Quelle: eigene Berechnungen; Der Strombedarf beträgt beim Referenz-Haushalt 3.698 kWh im 3 Personenhaushalt und 5.206 kWh im 5 Personenhaushalt. Die Stromproduktion beträgt 9.804 kWh. Die Eigenverbrauchsquote gibt an, wieviel des produzierten Stroms selbst verbraucht werden konnte.

Haushalts-Szenario	3 Personenhaushalt		5 Personenhaushalt	
	Ohne Batterie	Mit Batterie	Ohne Batterie	Mit Batterie
Referenz Haushalt	10 %	29 %	14 %	39 %
Suffizienz -10 % Gesamtverbrauch	9 %	28 %	12 %	36 %
Lastverschiebung	13 %	30 %	20 %	42 %
Großverbraucher (E-Auto)	16 %	37 %	20 %	45 %
Großverbraucher (E-Rad)	10 %	30 %	14 %	39 %
Großverbraucher (E-Pool)	21 %	48 %	24 %	55 %
Großverbraucher (E-Sauna)	10 %	31 %	14 %	40 %
10 % Gesamtmehrverbrauch	11 %	33 %	16 %	43 %
Lastverschiebung + 10 % Gesamtmehrverbrauch	13 %	30 %	24 %	46 %
20 % Gesamtmehrverbrauch	12 %	36 %	18 %	46 %
Lastverschiebung + 20 % Gesamtmehrverbrauch	16 %	36 %	25 %	49 %

## 3.2 Auswirkungen von Rebound-Effekten auf den Stromverbrauch von PV-Prosumern

Im Projekt EE-Rebound wurde ein Ansatz zur Ermittlung der Höhe von Rebound-Effekten bei PV-Prosumerhaushalten bzw. allgemein bei Erneuerbaren Energiesystemen entwickelt (Galvin et al. 2021). Der Rebound-Effekt ( $R$ ) lässt sich demnach wie folgt darstellen:

$$R = \frac{\text{Erhöhung des Stromverbrauchs}}{\text{Höhe der Erneuerbaren Energieerzeugung}} \quad (1)$$

was eine Weiterentwicklung der klassischen Rebound-Definition im Bereich der Energieeffizienzmaßnahmen darstellt:

$$R = \frac{\text{Verminderung der Energieeinsparung}}{\text{Erwartete Energieeinsparung}} \quad (2)$$

Dabei kann die Erhöhung des Stromverbrauchs (Mehrverbrauch) bei PV-Prosumerhaushalten als die Verminderung der Energieeinsparung und die Höhe der

Erneuerbaren Energieerzeugung (PV-Ertrag) als die Erwartete Energieeinsparung verstanden werden:

$$R = \frac{\text{Mehrverbrauch}}{\text{PV} - \text{Ertrag}} \quad (3)$$

Diese Definition spiegelt vor allem die Betrachtungsweise der Energiesystemebene wider. Für das Energiesystem ist die energetische Betrachtung die Entscheidende, denn jede Kilowattstunde – egal ob selbst verbraucht oder eingespeist – ist aus dieser Sicht gleich viel wert.

Für die Höhe des Mehrverbrauchs – auf Haushalts- wie auf Systemebene – ist jedoch die Sichtweise der PV-Prosumerhaushalte entscheidend, da sie diesen aktiv beeinflussen können. Für PV-Prosumerhaushalte ist derzeit aus ökonomischen Gründen die Maximierung des Eigenverbrauchs und die damit verbundenen Einsparungen an Strombezugskosten optimal. Denn hier bietet sich gegenüber der Einspeisung des Stroms der finanziell größte Hebel.

In Anlehnung an die theoretischen Überlegungen von Frondel et al. kann der Eigenverbrauch eine wichtige Bezugsgröße für einen möglichen Mehrverbrauch darstellen (Frondele et al. 2020). Für die folgenden Ausführungen zur Hochskalierung möglicher Mehrverbrauchszenarien wird daher eine Hilfsgröße zur Berechnung der Auswirkungen definiert, die den Mehrverbrauch der PV-Prosumerhaushalte auf die Eigenverbrauchsenergiemenge bezieht und folgend als Minderungsfaktor bezeichnet wird:

$$\text{Minderungsfaktor} = \frac{\text{Mehrverbrauchsenergiemenge}}{\text{Eigenverbrauchsenergiemenge}} \quad (4)$$

Haupteinfluss auf den Minderungsfaktor hat zum einen die Verbrauchsseite (Verhalten, zusätzliche Anschaffungen etc.). Zum anderen wird er systematisch durch das PV- (Speicher-)System beeinflusst. Denn bei gleichen Verbrauchs- und Solarertragswerten ist die Existenz eines Batteriespeichers maßgeblich für die Eigenverbrauchsenergiemenge und damit für die Höhe des Minderungsfaktors verantwortlich, weshalb bei den folgenden Abschätzungen nach der Batterieausstattung unterschieden wird.

Die Eigenverbrauchsquoten und Autarkiegrade aus den simulierten Haushaltszenarien sind ebenso essenziell Parameter für die Übertragung und Bewertung der Effekte auf Systemebene. Im Speziellen sind es die Änderungen dieser Parameter im Vergleich zu den Referenzhaushalten, die für die Quantifizierung von Mehr- oder Minderverbräuchen angewandt werden. Die detaillierten Simulationsergebnisse der individuellen Haushaltsszenarien sind Gegenstand eines weiteren Arbeitspapiers des Projekts *EE-Rebound* (Lenk et al. 2022). Für die Wirkung auf das Gesamtenergiesystem können zur Deckung eines möglichen Mehrverbrauchs zwei Parameter unterschieden werden: die verminderte PV-Einspeisung, welche sich speziell an die Änderung der Eigenverbrauchsquote koppelt, und der zusätzliche Netzbezug, welcher engen Bezug zum Autarkiegrad aufweist.

### 3.2.1 Abschätzung des Stromverbrauchs deutscher PV-Prosumer

Um abschätzen zu können, wie sich unterschiedliche Verhaltensänderungen auf der Haushaltsebene – die gegenüber den Referenzhaushalten zu Mehr- oder Minderverbräuchen führen können – bilanziell auf die Energiesystemebene auswirken, werden folgende Annahmen zur Hochskalierung getroffen:

- Der Teilkraftwerkspark bis 100 kWp besteht nur aus 3 und 5 Personenhaushalten
- In allen Haushalten kommt nur ein Simulationsszenario zur Anwendung / alle Prosumerhaushalte verhalten sich gleich
- Die Änderungen der Eigenverbrauchsquoten und die Minderungsfaktoren werden aus den individuellen Parametern der 3 und 5 Personenhaushalte gemittelt
- Für die Abschätzung des Energieverbrauchs bei Anschaffung *zusätzlicher* Verbraucher wurden im Szenario „Großverbraucher“ die Werte von Haushalten mit zusätzlichem Pool, Sauna oder E-Auto zusammengefasst

Die sich so ergebenden Parameter zur Hochskalierung der Haushalts-Szenarien auf die Energiesystemebene sind in Tabelle 3-2 dargestellt.

Verglichen mit der Referenz ändern sich durch die Variation der Eigenverbrauchsquoten zu allererst die Anteile des eingespeisten und des eigenverbrauchten Solarstroms. Ausgehend von der Eigenverbrauchsenergiemenge ( $E_{\text{Eigen}}$ ) kann dann über die Minderungsfaktoren, sowie den Anteil an Batteriespeichern bei PV-Neuinstallationen ( $\%_{\text{Bat}}$ ) die Mehrverbrauchsenergiemenge ( $E_{\text{Mehr}}$ ) berechnet werden:

$$E_{\text{Mehr}} = E_{\text{Eigen}} \cdot ((1 - \%_{\text{Bat}}) \cdot \text{Minderungsfaktor ohne Batterie} + \%_{\text{Bat}} \cdot \text{Minderungsfaktor mit Batterie}) \quad (5)$$

**Tabelle 3-2 Verwendete Kenngrößen zur Hochskalierung der simulierten Haushalts-Szenarien**

Haushalts-Szenario	Änderung der Eigenverbrauchsquote (Prozentpunkte)	Minderungsfaktor	
		Ohne Batterie	Mit Batterie
Suffizienz -10 % Gesamtverbrauch	-1,9	-69,5 %	-25,6 %
Lastverschiebung	5,5	1,9 %	0,9 %
Großverbraucher	6,6	98,7 %	46,6 %
10 % Gesamtmehrverbrauch	3,0	40,8 %	16,5 %
Lastverschiebung +10 % Gesamtmehrverbrauch	9,9	31,4 %	15,8 %
20 % Gesamtmehrverbrauch	5,6	72,3 %	30,9 %
Lastverschiebung +20 % Gesamtmehrverbrauch	11,9	56,3 %	28,8 %

Für die Anteile an Batteriespeichern bei PV-Neuinstallationen wird ausgehend von der in Abschnitt 2.1.2 beschriebenen Dynamik eine Steigerung bis einschließlich 2023 von 7 Prozentpunkten pro Jahr angenommen. Danach sinkt die Steigerungsrate um 2 Prozentpunkte jährlich, bis zu einem konstanten Anteil von ca. 86 % an Batteriespeichern bei PV-Neuinstallationen in den Jahren 2027 bis 2030.

An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass die in dieser Art vorgenommenen Berechnungen und die Ausführungen in Abschnitt 4.1 auf Grund der Generalisierungen (geringe Anzahl an Grundlastprofile; kompletter Teilkraftwerkspark bis 100 kWp basierend auf 3,5, 5 und 10 kWp Aufdachanlagen mit gleicher Ausrichtung und Performance; alle Haushalte des Teilkraftwerkspark verhalten sich gleich; etc.) ausschließlich als stark vereinfachende Abschätzung zu verstehen sind. Sie ermöglichen aber die Erarbeitung von Spannbreiten der Rebound-Auswirkungen hinsichtlich der erforderlichen Energiemengen.

### 3.2.2 Abschätzung der Eigenverbrauchsenergiemengen bei Prosumeranlagen bis 100 kWp

Wie aus Abschnitt 3.2 ersichtlich wird, stellt der Eigenverbrauchsanteil in der verwendeten Methodik die primäre Bezugsgröße zur Hochskalierung der Haushalts-Szenarien und der damit verbundenen Auswirkungen möglicher Mehrverbräuche dar. Zur Ermittlung des selbigen ist es erforderlich, den jährlichen PV-Ertrag ( $E_{PV}$ ) zu kennen. Dieser kann über die installierte Leistung ( $P_{PV}$ ) an Anlagen mit  $< 100$  kWp und der jährlichen global horizontalen Bestrahlungsstärke ( $G_{hor}$ ) (Datensätze von (DWD 2021)) annähernd bestimmt werden. Für die folgende Abschätzung wird dabei noch die geografische Verteilung der PV-Anlagen betrachtet (im Jahr 2020), da ca. 50 % der PV-Leistung in den Bundesländern Bayern, Nordrhein-Westfalen und Baden-Württemberg installiert ist (AEE 2020). Deshalb wird zur Abschätzung eine effektive Bestrahlungsstärke ( $G_{hor, eff}$ ) aus der durchschnittlichen jährlichen Bestrahlungsstärke in Deutschland ( $G_{hor, \emptyset}$ ) und der maximalen jährlichen ( $G_{hor, max}$ ) berechnet, wobei letztere in den Jahren 2000 – 2020 durchgängig im Süden der Republik zu finden war:

$$G_{hor, eff} = G_{hor, \emptyset} + \frac{G_{hor, max} - G_{hor, \emptyset}}{2} \quad (6)$$

Zusätzlich müssen jedoch Annahmen über die mittleren Bestrahlungsstärkegewinne durch die Modulausrichtung  $\alpha$  sowie das Performance Ratio ( $PR$ ) der PV-Anlagen getroffen werden. Dabei ist zu beachten, dass frühere Anlageninstallationen tendenziell eher auf maximalen Ertrag ausgelegt wurden (Südausrichtung + optimale Neigung der Module), wohingegen bei späteren Installationen teilweise die Erhöhung des Eigenverbrauches im Vordergrund stand (Attraktivität von z. B. Ost/West-Ausrichtungen steigt). Bei einer in Deutschland installierten Anlage erhöht sich bei optimaler Ausrichtung (Süden, ca. 30° geneigt) die jährliche Bestrahlungsstärke um ca. 15 % (Quaschnig 2013; Wirth und Fraunhofer ISE 2021). Ebenso entwickelte sich auch das mittlere  $PR$  der Anlagen zeitlich, mit ansteigender Performance bis ca. 2010 und eher gleichbleibenden Werten danach (Sark et al. 2012; te Heesen et al. 2019). Die getroffenen Annahmen zur Abschätzung der PV-Erträge sind in Tabelle 3-3 aufgeführt.

**Tabelle 3-3 Annahmen zur Abschätzung der PV-Erträge und Eigenverbrauchsenergiemengen von PV-Anlagen < 100 kWp**

Installationsjahr	$\alpha$	$\varnothing$ PR	Kumulierte PV-Leistung (< 100 kWp) in GW	G <sub>hor, eff</sub> in kWh/m <sup>2</sup> a	%Eig	$\delta$	Anteil Speicher
2000	10,0 %	0,72	0,10	1141,5	5,39 %	22 %	-
2001	10,0 %	0,73	0,15	1119	1,37 %	22 %	-
2002	10,0 %	0,74	0,26	1131,5	1,03 %	22 %	-
2003	10,0 %	0,75	0,38	1270	0,79 %	22 %	-
2004	10,0 %	0,76	0,95	1160,5	0,58 %	22 %	-
2005	10,0 %	0,765	1,75	1162,5	0,70 %	22 %	-
2006	10,0 %	0,77	2,45	1258,5	0,73 %	22 %	-
2007	10,0 %	0,775	3,40	1206,5	0,73 %	22 %	-
2008	10,0 %	0,78	4,91	1170	0,81 %	22 %	-
2009	10,0 %	0,785	7,89	1172	7,16 %	22 %	-
2010	9,5 %	0,79	12,22	1120	17,59 %	22 %	-
2011	9,5 %	0,795	16,00	1216,5	54,49 %	22 %	-
2012	9,0 %	0,8	18,86	1182,5	72,37 %	22 %	-
2013	9,0 %	0,795	19,99	1120,5	86,68 %	22 %	-
2014	8,5 %	0,795	20,50	1150	89,80 %	25,1 %	9,49 %
2015	8,5 %	0,79	20,96	1263,5	90,29 %	32,1 %	30,75 %
2016	8,0 %	0,79	21,46	1219	90,71 %	32,6 %	32,21 %
2017	8,0 %	0,795	22,13	1221	90,78 %	33,5 %	34,93 %
2018	7,5 %	0,795	23,05	1271	90,47 %	34,1 %	36,69 %
2019	7,5 %	0,795	24,32	1215	93,05 %	36,8 %	44,90 %
2020	7,5 %	0,795	26,07	1245	95,29 %	39,8 %	53,85 %

Auf Grundlage dieser Annahmen und einer angenommenen Leistungsdegradation der Anlagen um 0,5 Prozentpunkte pro Jahr werden die jährlichen PV Erträge eines jeden PV-Gesamtkraftwerksanteils errechnet (nach Installationsjahr; im Installationsjahr selbst wird nur die Hälfte des Leistungszubaus zur Ertragsberechnung betrachtet):

$$E_{PV;i} = PR_{PV; Installationsjahr} * (1 - 0,5\% * n_{Jahre}) * \frac{P_{PV; Installationsjahr} \cdot G_{hor, eff; i} \cdot \alpha}{1000 W/m^2} \quad (7)$$

$$E_{PV\_Gesamt, Jahr} = \sum E_{PV; i} \quad (8)$$

Aus den so errechneten PV-Erträgen eines jeden PV-Gesamtkraftwerksanteils lassen sich in gleicherweise die eingespeisten Energiemengen ( $E_{Grid}$ ) über den Anteil der als

Eigenverbrauchsanlagen (%<sub>Eig</sub>) ausgeführten Anlagen und einen angenommenen effektiven jährlichen Eigenverbrauchsanteil  $\delta$  errechnen.

Bezüglich des Anteils an Eigenverbrauchsanlagen %<sub>Eig</sub> wird bis zum Jahre 2013 nur der Direktverbrauchsanteil betrachtet (abgeschätzt mit ca. 22 %). Da nach 2013 der Anteil neuinstallierter PV-Systeme mit Batteriespeicher signifikant wurde, berechnet sich der effektive jährliche Eigenverbrauchsanteil ( $\delta$ ) aus dem Direktverbrauch von Anlageninstallationen ohne Speicher und dem Eigenverbrauchsanteil (angenommene 55 %) von Anlageninstallationen mit Speicher (siehe Tabelle 3-3).

$$E_{Grid;i} = E_{PV,i} * (1 - \%_{Eig;Installationsjahr} * \delta_{Installationsjahr}) \quad (9)$$

$$E_{Grid\_Gesamt,Jahr} = \sum E_{Grid;i} \quad (10)$$

Die Energiemenge an eigenverbrauchtem Strom errechnet sich dann über:

$$E_{Eigen\_Gesamt,Jahr} = E_{PV\_Gesamt,Jahr} - E_{Grid\_Gesamt,Jahr} \quad (11)$$

### 3.2.3 Definition des PV-Prosuming Entwicklungsszenarios bis 2030

Neben der Kenntnis darüber, wie sich mögliche Rebound-Effekte bereits derzeit energetisch auswirken, ist eine Abschätzung der zukünftigen Entwicklung von hoher Relevanz, da sich durch die EEG Novelle 2021 der Zubautrend im Prosuming-Segment der letzten Jahre vermutlich verstetigen wird. Das EEG legt darüber hinaus auch den Ausbaukorridor für die PV im Allgemeinen fest.

Daher kann mittels der zuvor beschriebenen Methodik auch für die nahe Zukunft die Entwicklung der Eigenverbrauchsmenge schätzungsweise prognostiziert werden. Von zentraler Bedeutung ist dabei, wie sich der Ausbau der PV bis 2030 gestaltet (Gesamtleistung und jährlicher Zubau), da diese Vorgaben maßgeblich die Anzahl der Prosumer beeinflussen wird. Bei einer möglichen Verbrauchserhöhung nach der Installation einer Prosumer-Anlage besteht bei einer stark wachsenden Anzahl dieser Haushalte die Gefahr, dass sich Mehrverbräuche verstärkt systemisch auswirken.

Als mögliches Ausbauszenario könnte zum einen der derzeit politisch geregelte Ausbaukorridor von 100 GWp Gesamtleistung bis 2030 angesetzt werden (ca. + 4,6 GWp/a) (Clearingstelle EEG | KWKG 2021). Zum anderen weisen verschiedene Studien zum Energiesystem der Zukunft jedoch darauf hin, dass es mindestens 130 bis 150 GWp installierter PV-Leistung bis 2030 bedarf (Agora Energiewende und Wattsight 2020; dena 2021; Prognos et al. 2021; Fischer 2021; BDEW 2021). Nach einem internen Dokument zum Klimaschutz-Sofortprogramm der Bundesregierung beläuft sich der politisch anvisierte Ausbau ebenso im Bereich von 150 GWp (Kreutzmann und Siemer 2021). Die Festsetzung dieses Korridors muss aber von der neuen Bundesregierung festgeschrieben werden, was auch noch zu einer deutlichen Erhöhung führen kann. Für die Erreichung der Klimaschutzziele könnten jedoch auch 150 GWp zu wenig sein, wie die Wissenschaftler des Fraunhofer ISE bemerken und daher einen Gesamtleistung von 180 bis 200 GWp als notwendig erachten (+ 10,5 bis 14,8 GWp/a) (Wirth et al. 2021; Brandes et al. 2021; Sterchele et al. 2020).

In diesem Arbeitspapier wird von einem eher konservativen Ausbauszenario von ca. 140 GWp mit fiktiven jährlichen Steigerungsraten ausgegangen (+ 0,7 GWp/a ausgehend vom Zubau 2020 - ca. 4,8 GWp), da sich somit gewissermaßen die Mindestauswirkungen, die durch Rebound-Effekte bestehen können, darstellen lassen. Insofern weitere Forschungsarbeiten die Existenz eines generellen Mehrverbrauchs speziell bei Eigenverbrauchsanlagen bestätigen und genauer quantifizieren können, werden sich die Auswirkungen von direkten Rebound-Effekten in Abhängigkeit des Gesamtzubaues und der jährlichen Zubaurate entwickeln.

Ungeachtet des vorgegebenen Ausbaukorridors, muss davon ausgegangen werden, dass der Anteil an Neuinstallationen, die auf das Anlagensegment < 100 kWp entfallen, zukünftig wieder steigen wird, da dieser Bereich politisch stärker angereizt wird (siehe Kapitel 2). Betrag der Anteil von Anlagen mit < 100 kWp in 2020 noch 37 % des Gesamtzubaues, wird für die nachfolgenden Prognosen von einer jährlichen Steigerung um 2 Prozentpunkte p.a. ausgegangen (siehe auch Ausführungen zur Marktentwicklung in Kapitel 2). Zusätzlich wird auch inkludiert, dass 80 % der ausgeführten Anlagen ab 2020 zum Prosuming wechseln – also eine Umrüstung zur Eigenverbrauchsanlage stattfindet (nur Direktverbrauch betrachtet – keine Speicherinstallation). Ebenso wird unterstellt, dass sich der Eigenverbrauchsanteil der neuinstallierten PV-Systeme bis 2025 auf 50 % erhöht, dann jedoch konstant bleibt, da beispielsweise höhere Eigenverbrauchsanteile nur mit dem flächendeckenden Einsatz größerer Heimspeicher möglich sind. Dies ist jedoch aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten – z. B. bereits sehr geringe Preissenkungen im Heimspeichersegment (Figgner et al. 2021) – nicht wahrscheinlich. Für die Jahre 2026 bis 2030 wird daher ein konstanter Eigenverbrauchsanteil von 50 % angenommen. Als ebenso konstant wird die durchschnittliche PR der neuen Anlagen (0,8) und die effektive durchschnittliche Bestrahlungsstärke  $G_{hor, eff}$  angenommen ( $1202,23 \text{ kWh/m}^2 =$  Durchschnitt der Werte von 2010-2020 aus Tabelle 3-3). Der Anteil teileinspeisender Anlagen erhöht sich in den Prognosen auf 98,5 % im Jahr 2024 und bleibt danach konstant.

### 3.3 Auswirkungen von Rebound-Effekten auf die Netzebene

Rebound-Effekte können zu größeren Lastspitzen oder kleineren Einspeisespitzen im Stromnetz führen. Da für die Stromnetzicherheit (also die Einhaltung der Netzfrequenz und der Spannungsqualität) das Angebot und die Nachfrage an Strom zu jedem Zeitpunkt abgeglichen werden müssen, kann eine Änderung der ins Netz eingespeisten bzw. aus dem Netz entnommenen Leistungen eine größere Belastung der Infrastruktur bedeuten. Diese möglichen Effekte können lokal erfolgen, also auf der Ebene des Netzknotens, wo sich Haushalte mit Rebound-Effekten befinden, oder in höheren Netzebenen übergehen, da die lokale Balance nicht eingehalten werden kann und somit auf eine höhere Spannungsebene für zusätzliche Regelleistung zurückgegriffen werden muss (Pflüger 2013; Struth et al. 2013).

Die Methodik zur Quantifizierung dieser Auswirkungen wird im Folgenden dargestellt. Zuerst werden Indikatoren definiert. Danach wird auf die Modellierung eingegangen. Als letztes werden Szenarien definiert, um Anwendungsfälle zu unterscheiden und spezielle Effekte einzeln zu untersuchen.

### 3.3.1 Definition der Indikatoren

Der Fokus in diesem Unterkapitel liegt auf den möglichen Auswirkungen der Rebound-Effekte auf die Netzinfrastruktur (Belastung der Netzkomponenten) und dem notwendigen Echtzeitenergieausgleich (Regelenergieaufwand aus übergeordneten Netzebenen). Hierfür werden vier Indikatoren definiert. Diese werden im Folgenden detailliert beschrieben und in Tabelle 3-4 zusammengefasst:

- Theoretische Leistung am Ortsnetztransformator: Dieser Indikator stellt die aggregierte Nettoleistung dar, die sich im Falle einer Interaktion (Stromeinspeisung oder –Bezug) mit der höheren Spannungsebene am Ortsnetztransformator ergibt, und gibt an, ob die Bemessungsleistung des Transformators als obere Grenze eingehalten wird. Eine Überschreitung dieses maximalen Wertes führt zu unmittelbaren Stromunterbrechungen bzw. zur Abregelung der dezentralisierten Erzeugungsanlagen im entsprechenden Netzknoten und eventuell zu aufwendigen Netzausbaumaßnahmen (u.a. zusätzliche Transformatorstation), die jeweils mit hohen Kosten verbunden werden können. Hier ist wichtig anzumerken, dass die Blindleistungen in diesem Projekt vereinfacht vernachlässigt werden und von rein resistiven Last- und Erzeugungsprofilen ausgegangen wird.
- Leitungsbelastung: Höhere Lasten führen zu einer Erhöhung der Stromtragfähigkeit und damit der thermischen Belastbarkeit der Netzleitungen (Gähns et al. 2013). Anhand einer technischen Modellierung der Netzleitungen im Python-Tool „*pandapower*“ (Turner et al. 2018) wird diese Belastung für verschiedene Szenarien simuliert. Dabei sollte der berechnete Wert die 100 % nicht überschreiten.

**Tabelle 3-4: Definition der Indikatoren zur Quantifizierung der Rebound-Wirkungen auf Netzebene**

	Indikator	Einheit	Kriterium	Berechnung
Anstieg der (lokalen) Netzbelastung	Bemessungsleistung	kW	< 400 kVA	Aggregierte Last abzüglich der aggregierten PV-Einspeisung
	Leitungsbelastung	%	< 100 %	Modell in <i>pandapower</i>
	Spannungseinhaltung	p.u. (per unit)	1 p.u. ± 0,1	Modell in <i>pandapower</i>
Anstieg des Ausgleichs- bzw. Regelaufwandes	Zusätzliche Interaktion mit höheren Netzebenen	%	–	Relative Differenz zwischen der Nettoleistungen am Ortsnetztransform im betrachteten Szenario und im Referenzszenario

- Spannungseinhaltung: Dieser Indikator gibt an, wie viel Spannung sich an jedem Anschlusspunkt (für einen Verbraucher und/oder einen Erzeuger) im Netz ergibt. Je nach Stromflussrichtung finden entlang einer Netzleitung Spannungsabsenkungen und -anhebungen statt. Zu große Stromanzapf- bzw. Einspeisepunkte können zu Über- oder Unterschreitungen des Nennspannungswertes und somit zu einer Verschlechterung der Spannungsqualität, also zu einer aufwendigeren Spannungsausgleichsprozedere führen (Struth et al. 2013; Konstantin 2017; VDE 2017).
- Zusätzliche Interaktion mit der höheren Netzebene: Jenseits der technischen Belastungen der Netzinfrastruktur vor Ort wird außerdem anhand dieses Indikators die zusätzliche Stromeinspeisung bzw. -bezug aus der höheren Netzebene berechnet. Der Indikator gibt einerseits die Veränderung der lokal ausgeglichenen Energiebilanz an. Andererseits kann die zusätzliche Belastung der Mittelspannungsebene abgeschätzt werden. Denn Rebound-Effekte könnten zwar für das lokale Verteilnetz ohne kritische Einflüsse auskommen, die benötigte Regelleistung muss aber aus der höheren Netzebene eingebracht werden, was lediglich zu einer Verlagerung der Netzbelastung auf dieser führt.

### 3.3.2 Modellierung eines repräsentativen Verteilnetzknotens

Wie in Kapitel 2 schon eingeleitet, sind Haushalte mit einer PV-Anlage hauptsächlich im Segment der Kleinanlagen bis zu 10 kWp, zukünftig voraussichtlich vermehrt bis zu 30 kWp, im lokalen Verteilnetz angeschlossen. Um den Einfluss der Rebound-Effekten in diesen Haushalten zu untersuchen, wird in einem ersten Schritt nur die Niederspannungsebene betrachtet. Sollte es zu signifikanten Einflüssen auf dieser Ebene kommen, dann wäre eine Untersuchung höherer Ebenen, also regionaler bzw. überregionaler Verteilungsnetze, von Relevanz.

Lokale Verteilnetze unterscheiden sich signifikant hinsichtlich 1) ihrer Topologie und 2) ihrer Versorgungsaufgabe (Struth et al. 2013; Meinecke et al. 2020):

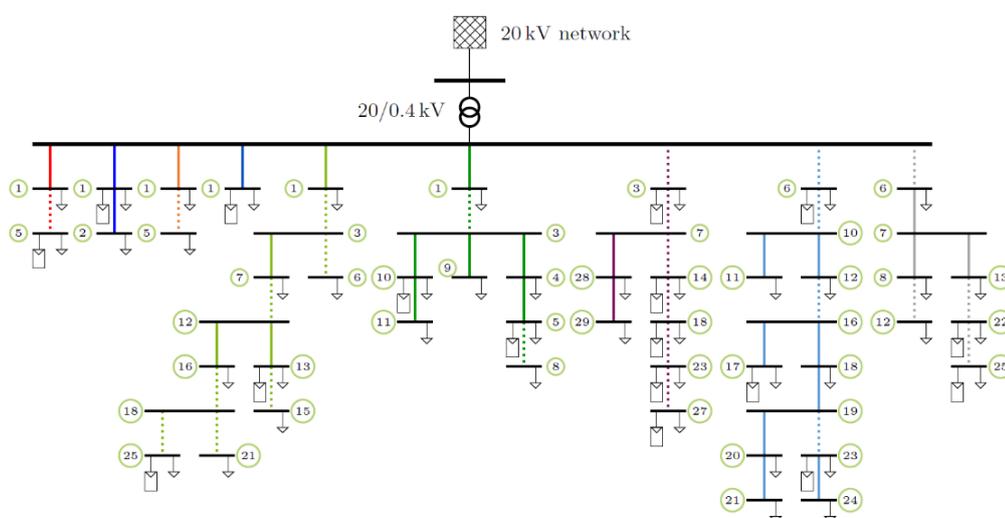
- **Topologie**: Dieser Aspekt bezieht sich auf die Struktur des Netzes und die Dimensionierung der Hauptkomponenten (Transformatoren und Leitungen). Verteilungsnetze auf der Niederspannungsebene kommen überwiegend in einer Strahlentopologie (siehe Abbildung 3-1) vor. Hinsichtlich der Komponentendimensionierung ist es wichtig, zwischen den möglichen Verortungen der Verteilnetze zu unterscheiden. So weisen ländliche, suburbane und urbane Gebiete wesentliche Unterschiede auf, wobei die größten Infrastrukturherausforderungen im ländlichen Gebiet vorkommen (Meinecke et al. 2020; Struth et al. 2013). Dort sind die Stromleitungen länger, also mit größeren Verlusten behaftet, und die Transformatoren meistens kleiner dimensioniert. Gleichzeitig befinden sich im ländlichen Gebiet mehr dezentrale Erzeugungsanlagen aufgrund der Verfügbarkeit von passenden Freiflächen, der größeren Häufigkeit an Prosuming in landwirtschaftlichen Anwendungen, sowie des häufigeren Vorkommens von Prosumer-Einfamilienhäusern.
- **Versorgungsaufgabe**: Damit sind die Anzahl an angeschlossenen Letztverbraucher und Erzeugungsanlagen sowie die Höhe der bezogenen bzw. eingespeisten Leistungen gemeint. Daten des statistischen Bundesamtes und deren Auswertungen in Meinecke

et al. (Meinecke et al. 2020) zeigen, dass es große Bandbreiten für die Versorgungsflächen, also die räumlich Verteilung der zu versorgenden Verbraucher\*innen, und Bevölkerungsdichten gibt.

Aus den oben genannten Aspekten wird klar, dass ein repräsentativer Netzknoten sorgfältig ausgewählt werden sollte. Hierfür, wird auf die Benchmark-Netze, die im Simbench-Projekt 2014 (Meinecke et al. 2020) entstanden sind, zurückgegriffen. Dort wurden zahlreiche Beispielnetze für alle Spannungsebenen modelliert und Datensätze zur Verfügung gestellt, um Benchmarkanalysen durchführen zu können. Aufgrund der Fragestellung im EE-Rebound-Projekt wird die Auswahl auf Niederspannungsnetze eingeschränkt, die sich im ländlichen Raum befinden (siehe Begründung oben). Ausgewählt wird ein mittelgroßes ländliches Netz (Meinecke et al. 2020). Abbildung 3-1 zeigt die Strahlentopologie dieses Netzes und die Anzahl der Anschlusspunkte auf. Tabelle 3-5 stellt eine Zusammenfassung der wichtigsten Kenndaten des ausgewählten Netzes dar. Eine detailliertere Auflistung der Netzkenndaten ist im Anhang 8.1 zu finden (Tabelle 8-1).

Obwohl die Benchmark-Netze eigene Last- und Erzeugungsprofile anbieten, wird an dieser Stelle auf eigene Simulationen zurückgegriffen, um spezifische Haushaltskonstellationen (Größe, Vorhandensein großer Verbrauchseinrichtungen wie E-Autos und Wärmepumpen, Mehrverbrauch, Lastverschiebung, usw.) modellieren zu können. Diese werden in EProM eingespeist und für ein Jahr in einem einminütigen Takt simuliert (siehe Abschnitt 3.1 und (Lenk et al. 2022)).

Für die Zusammensetzung der Haushalte werden verschiedene Größen (1- bis 5-Personen-Haushalte), Stromeffizienzklassen (A, B und C), PV-Anlagengrößen und -ausrichtungen (2 bis 10 kWp bzw. nach Süden, Osten oder Westen) und Heimspeicherkapazitäten (0 bis 10 kWh) betrachtet. Es werden außerdem sowohl Haushalte mit E-Auto und/oder Wärmepumpe als auch ohne angenommen. Um weiterhin kein realitätsfernes synchronisiertes Verbrauchsverhalten aller Haushalte zu bekommen und eine reine Hochskalierung eines einzelnen Lastprofils zu vermeiden, werden randomisierte Variationen für die An- und Abwesenheiten sowie die Zeiten des Ein- oder Ausschaltens bestimmter Geräte durchgeführt.



**Abbildung 3-1: Topologie des modellierten Netzknotens**

Quelle: (Meinecke et al. 2020, [CC BY 4.0](https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/))

Ferner werden für die Zwecke dieser Studie höhere Anteile an Prosuming, E-Autos und Wärmepumpen als in den Standard-Simbench-Profilen (Stand 2014) angenommen. Diese Annahmen beruhen auf aktuelleren Angaben zum Status-Quo des Prosumings und des Besitzes von Sektorkopplungstechnologien.

Außerdem werden einige landwirtschaftliche und gewerbliche Anschlusspunkte integriert, um die Netzknoten realitätsnah zu gestalten und die sich insgesamt ergebenden Lastprofile repräsentativ zu halten. Die Größen und Profile hierfür werden aus Simbench übernommen (Meinecke et al. 2020). Zwar werden für dieses spezielle Segment der Letztverbraucher einige als Prosumer angenommen, diese werden aber nicht mit Rebound-Effekten veranschlagt, so dass die betrachteten Effekte in der Netzsimulation eindeutig auf die Rebound-Effekte der privaten Haushalte zurückgeführt werden können.

**Tabelle 3-5 Eckdaten des modellierten Netzknotens**

Kategorie	Eckdaten		Gesamte maximale Last bzw. installierte Erzeugungs-/Speicherkapazität
Alle Verbraucher	Gesamtanzahl	127	352 kW
	Anzahl der Prosumer	38	213 kWp
	Anzahl der Prosumer mit Batterie	14	55 kWh
Haushalte	Gesamtanzahl	74	194 kW
	Anzahl der Prosumerhaushalte	21	160 kWp
	Anzahl der Prosumerhaushalte mit Batterie	14	55 kWh

### 3.3.3 Definition der Simulationsszenarien

Anhand des oben beschriebenen Netzknotens werden verschiedene Szenarien simuliert, für deren Definition im ersten Schritt interessante Anwendungsfälle identifiziert werden. Zum einen ist der reine Mehrverbrauch bei Rebound-Effekten und deren Wirkungen interessant, ohne dabei von einer smarten Lastverschiebung auf die Mittagsstunden seitens der Prosumer auszugehen. Zum anderen ist genau diese Verschiebung von Relevanz, da dann der Effekt verminderter Einspeisung genauer untersucht werden kann. Ferner ist eine Kombination beider Verbrauchsfälle von Bedeutung, um potenzielle kumulierte Wirkungen identifizieren zu können. Aus dieser Logik ergeben sich die ersten vier Szenarien (S0-S3), die in Tabelle 3-6 aufgelistet sind.

Für die ersten vier Szenarien gelten die in Tabelle 3-6 angenommenen Anteile an Prosuming, E-Autos und Wärmepumpen. Um mögliche Abweichungen von diesen Annahmen ebenfalls zu betrachten, wird ein maximaler Wert von 100 % jeweils angenommen und ebenfalls simuliert. Dieser Extremfall dient als Kontrollszenario, um eine obere Grenze der Wirkungen von Rebound-Mechanismen zu setzen. Hierfür werden die Szenarien S4 und S5 definiert, wie in Tabelle 3-6 beschrieben.

Zusätzlich werden als Exkurs von der Rebound-Thematik noch einzelne Fälle untersucht, wo die Wirkungen einerseits hoher Prosuminganteile und andererseits hoher Sektorkopplungsanteile entkoppelt werden können. Dies soll dazu dienen, die Effekte der

Sektorkopplung auf die Netzsicherheit zu untersuchen und ihre Größenordnung gegenüber den Wirkungen von nur Rebound-Effekten zu stellen. Die Beschreibung der Zusatzszenarien ist ebenfalls in Tabelle 3-6 zu finden. In einem weiteren Schritt werden diese zwei Szenarien mit dem Szenario S4 verglichen. Dabei wird untersucht, inwieweit sich Über- und Unterlasten mit den Einspeisungen der dezentralisierten Prosumeranlagen ohne weiteren lokalen Speicherungsmaßnahmen ausgleichen können.

Die Ergebnisse der Simulationen und deren Auswertungen werden in Kapitel 5 vorgestellt.

**Tabelle 3-6: Beschreibung der Simulationsszenarien**

Szenario-kürzel	Anteile			Mehrver-brauch (+20 %)	Lastver-schiebung	Referenz
	Prosumer-Haushalte	E-Auto	Wärme-pumpe			
S0 (Referenz)	28 %	33 %	33 %	Nein	Nein	
S1	28 %	33 %	33 %	Ja	Nein	S0
S2	28 %	33 %	33 %	Nein	Ja	S0
S3	28 %	33 %	33 %	Ja	Ja	S0
S4 (Kontrolle)	100 %	100 %	100 %	Nein	Nein	S0
S5	100 %	100 %	100 %	Ja	Ja	S4
S_4a	100 %	33 %	33 %	Nein	Nein	S4
S_4b	28 %	100 %	100 %	Nein	Nein	S4

## 3.4 Ökologische Bewertung

Um systemische Effekte auf den Kraftwerkspark ökologisch zu bewerten, können verschiedene Methoden angewandt werden:

- Zum einen können über Mittel- bzw. Durchschnittswerte Effekte berechnet werden. Zusätzliche Verbräuche werden in diesem Fall mit dem Emissionsfaktor des Strommixes multipliziert. Dieser Emissionsfaktor muss für zukünftige Zeitpunkte entsprechend bestimmt werden. Der Vorteil dieser Methode ist die geringe Komplexität und gute Datenverfügbarkeit. Allerdings stellt diese Methode die Effekte nur sehr vereinfacht dar.
- Eine etwas komplexere Methode stellt die Grenzkraftwerks-Methode dar. Hier werden zusätzliche Energieverbräuche nicht mit dem Emissionsfaktor des Strommixes multipliziert, sondern mit dem Emissionsfaktor des Grenzkraftwerkes. Das Grenzkraftwerk ist dasjenige, welches aufgrund der Preisstruktur gerade noch eingesetzt wird. Dieses kann anhand der Merit Order ermittelt werden, wo Energiepreis, CO<sub>2</sub>-Preis und Wirkungsgrad der Kraftwerke eingespeist werden. Vorteil dieser Methode ist, dass die Merit Order berücksichtigt wird. Nachteile ergeben sich aus der geringen Datenverfügbarkeit und einem hohen Anteil an Annahmen, die für die Berechnung getroffen werden müssen. Mit Hilfe von Simulationen kann auch eine dynamische Modellierung vorgenommen werden. Nachteile sind jedoch die

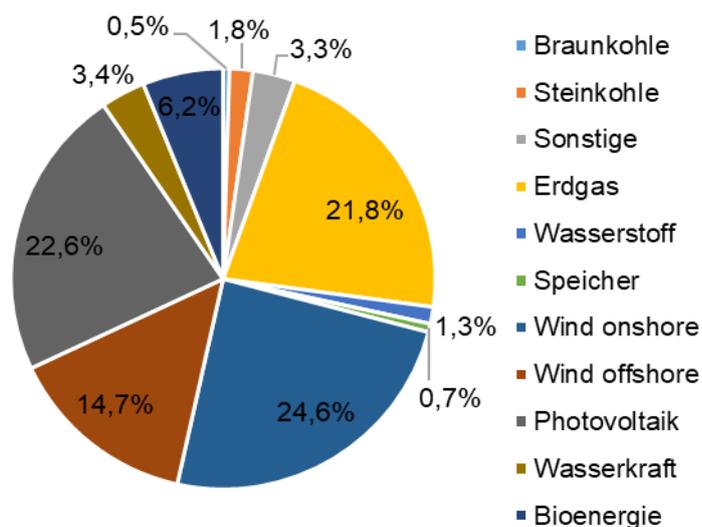
Datenverfügbarkeit, Unsicherheiten zukünftiger Entwicklungen und die Komplexität eines Modells.

Für die systemische Bewertung des Treibhausgas (THG)-Potenzials von Rebound-Effekten wurde die Grenzkraftwerks-Methode angewandt. Dafür wurden zunächst die „geplanten“ Emissionen bis 2030 ermittelt mit den anvisierten Strommixen in der Zukunft. Im zweiten Schritt wurden die zusätzlichen Stromverbräuche, die sich durch verminderte Einspeisung und zusätzlichen Bezug ergeben mit dem Emissionsfaktor des Grenzkraftwerks multipliziert.

Um den Emissionsfaktor des Grenzkraftwerkes zu ermitteln wird in der folgenden Studie die Merit Order durch ein excelbasiertes Tool mit variablen Inputparametern des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln (EWI) bestimmt (Arnold et al. 2020). Ganz am Anfang der Merit-Order stehen die Erneuerbaren. Aktuell liegt der CO<sub>2</sub>-Preis bei 25 €/t, was dafür sorgt, dass Braun- und Steinkohlekraftwerke sowie Gaskraftwerke ähnliche Grenzkosten aufweisen. Steigt der CO<sub>2</sub>-Preis auf 55 €/t (Plan für 2025) liegen die Grenzkosten von Gas-und-Dampf (GuD) Kraftwerken im Mittel unter denen für Braun- und Steinkohlekraftwerken (Bundesregierung 2020). Die Merit-Order ändert sich entsprechend und stellt die GuD Kraftwerke hinter die Erneuerbaren wohingegen kaum noch Stein- oder Braunkohle eingesetzt wird. Für die Hochrechnung der ökologischen Effekte im Jahr 2030 wird deshalb angenommen, dass Erdgas zur Stromerzeugung eingesetzt wird. Da die Annahme eines Grenzkraftwerkes mit einigen Unsicherheiten behaftet ist, werden als Darstellung der Spannbreite von möglichen Effekten nicht nur die zusätzlichen Emissionen mit dem Grenzkraftwerk, sondern auch mit dem Strommix des jeweiligen Jahres berechnet. Die folgende Formel zeigt die Berechnung der zusätzlichen Emissionen pro Jahr, wobei EF für den jeweils genutzten Emissionsfaktor steht (Grenzkraftwerk oder Strommix):

$$\text{Zus. Emissionen} = \text{zusätzlicher Netzbezug} * EF + \text{verminderte Einspeisung} * EF \quad (12)$$

Der Strommix im Jahr 2030, der sich aus einer von Agora in Auftrag gegebenen Studie ergibt wird in Abbildung 3-2 dargestellt (Prognos et al. 2021). Den größten Anteil hat Wind (onshore) mit 24,6 %, gefolgt von Photovoltaik (22,6 %) und Erdgas (12,8 %). Braun- und Steinkohle spielen mit 0,5 % und 1,8 % eine untergeordnete Rolle im Strommix 2030.



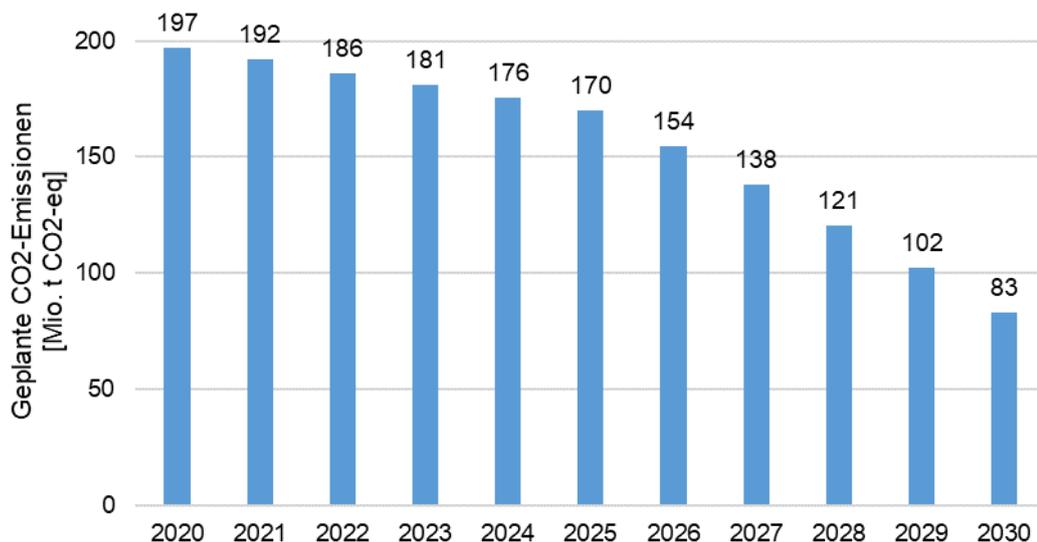
**Abbildung 3-2: Strommix in 2030**

Quelle: eigene Darstellung basierend auf Prognos et al. (2021)

Die Emissionsfaktoren, die in dieser Studie genutzt werden, stammen aus den Publikationen und Veröffentlichungen des Umweltbundesamt (Icha 2021; Lauf et al. 2019). Mit Hilfe der Strommixszenarien für jedes Jahr bis 2030 und dieser Emissionsfaktoren konnten CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2030 abgeschätzt werden. Diese Emissionen dienen als Referenz für die Rebound-Szenarien. In Abbildung 3-3 sind die Emissionen der Strombereitstellung bis 2030 für jedes Jahr dargestellt.

Laut dem Strommix Szenario von Agora Energiewende werden sich die Emissionen aus dem Stromsektor bis 2030 also mehr als halbieren. Die Grundlage des Szenarios ist eine Verringerung der Treibhausgase bis 2030 um 65 %, um bis 2045 zur Klimaneutralität zu gelangen (Prognos et al. 2021).

Die zusätzlichen Emissionen werden für die in Abschnitt 4.1 vorgestellten hochgerechneten Energiemengen berechnet. Im Szenario Großverbraucher wird davon ausgegangen, dass der Stromverbrauch bis 2030 steigt, damit werden bereits Effekte der Sektorkopplung berücksichtigt. In unserer Studie untersuchen wir also, wie sich unter diesen Voraussetzungen zusätzliche Großverbraucher auswirken.



**Abbildung 3-3: Szenariobasierte CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2030 durch die Bereitstellung von Strom**

Quelle: eigene Darstellung beruhend auf Strommix aus Abbildung 3-2 (Prognos et al. 2021)

## 4 Auswirkungen von Rebound-Effekten auf den Stromverbrauch von PV-Prosumern

Folgend wird die Methodik zur Hochskalierung der simulierten Haushaltszenarien auf die bisherige und prognostizierte Marktentwicklung im Bereich kleiner PV-Anlagen bis 100 kWp angewandt. Es werden gesamtdeutsche Energieerträge – aufgeteilt in Netzeinspeisung und Eigenverbrauch – abgeschätzt und die energetischen Auswirkungen von Rebound-Effekten bewertet. Dabei steht zum einen die rein bilanzielle Gegenüberstellung der energetischen Folgen bestimmter Verbrauchsverhalten (z. B. genereller Mehrverbrauch, zusätzliche Großverbraucher) im Fokus, die zu ergründen versucht, inwiefern sich aus der verbreiteten Existenz von Rebound-Effekten Auswirkungen auf die gesamtdeutsche Energieerzeugung ergeben. Zum anderen werden die sich so ergebenden Energiemengen eines jeden Verbraucherszenarios ökologisch bewertet und im Kontext des Klimaschutzes diskutiert.

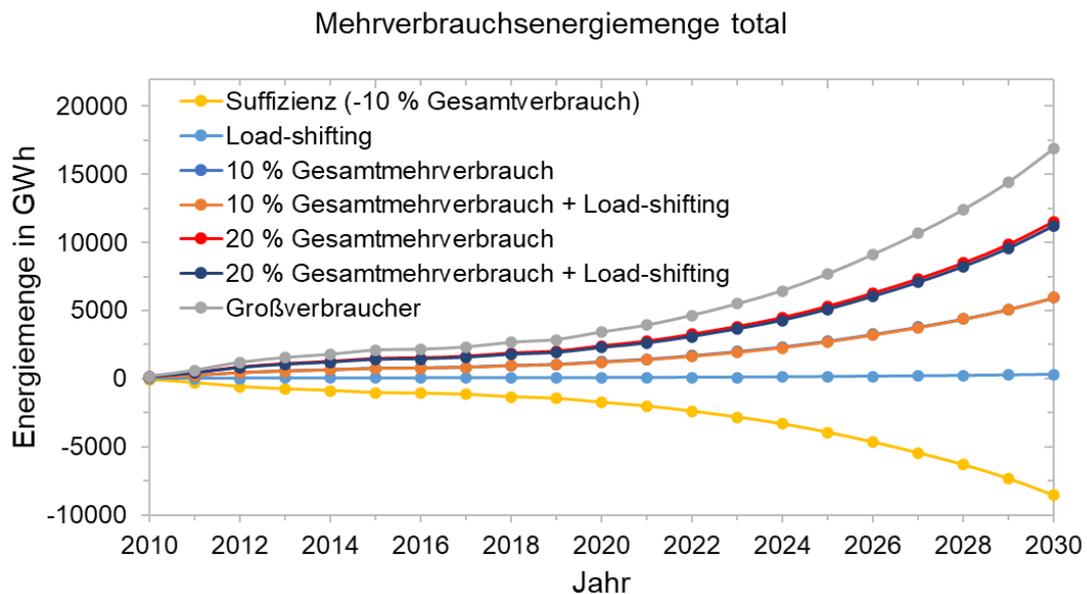
### 4.1 Energetische Auswirkungen von Rebound-Effekten auf systemischer Ebene bis 2030

Zukünftige PV-Anlagen werden überwiegend als Eigenverbrauchsanlagen ausgeführt, was direkte Rebound-Effekte und damit ein Mehrverbrauch an Strom mit sich bringen kann. Wie diese sich auf die zur Verfügung zu stellende Gesamtenergiemenge auswirken könnten, wird folgend untersucht. Dabei wird das Ausbauszenario „140 GWp“ als Referenz verwendet. Die zeitliche Dimension wird vorerst nicht betrachtet (keine Lastspitzen durch Load-shifting etc.), sondern rein bilanziell die mögliche Kraftwerkskapazitätseinsparung durch Prosuming mit möglichen Nachteilen durch Rebound-Effekte bewertet.

Abbildung 4-1 zeigt die Entwicklung der Mehrverbrauchsenergiemenge. Die sich daraus ableitende Aufteilungen in Form des zusätzlichen Netzbezugs und der verminderten Einspeisung sind Abbildung 4-2 und Abbildung 4-3 dargestellt. Der hohe individuelle Verbrauch von Pool, Sauna und E-Auto (zusammengefasst als „Großverbraucher“) schlagen sich auch in der hochskalierten Mehrverbrauchsenergiemenge nieder. Würde das gesamte Prosumersegment bis 100 kWp im Jahre 2030 durch zusätzliche Großverbraucher gekennzeichnet sein, müssten ca. 17 TWh zum Ausgleich bereitgestellt werden. Dabei ist hervorzuheben, dass der Großteil dieser Energie aus dem Stromnetz bezogen werden muss und nicht über die eigene PV-Anlage gedeckt werden kann. Dies ist beispielsweise auch bei den generellen Mehrverbrauchszenarien der Fall (10 % und 20 % Gesamtmehrverbrauch), bei denen der zusätzliche Netzbezug um mehr als das Doppelte höher liegt als die verminderte Einspeisung.

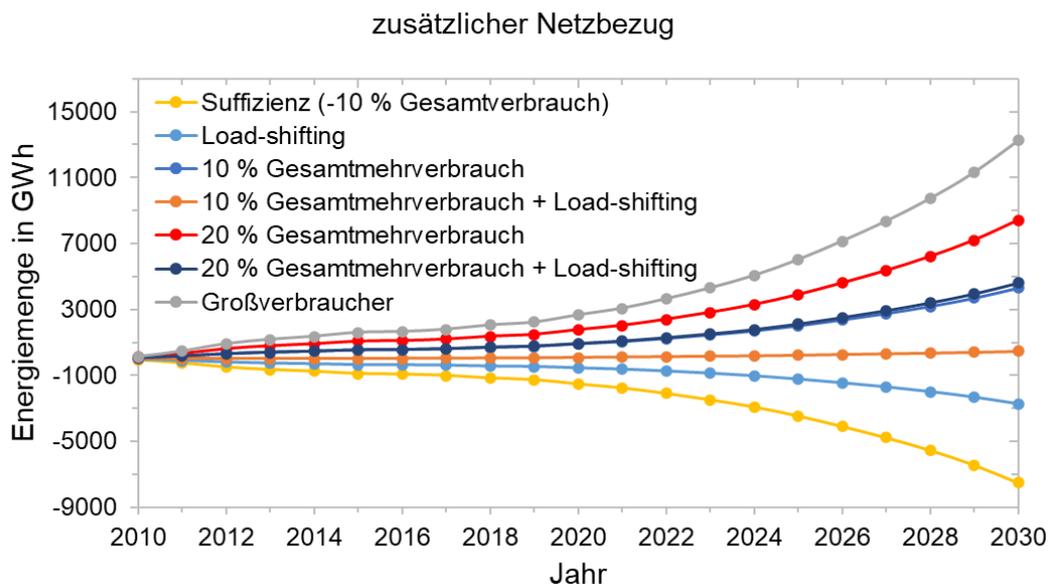
Durch eine Verbrauchsanpassung der Prosumerhaushalte ändern sich die Eigenverbrauchsquote und der Autarkiegrad deutlich – und damit auch die Aufteilung der Energiemengen beim Netzbezug und bei der Einspeisung. Dabei hätte die reine Lastverschiebung („Load-shifting“ in Abbildung 4-1 bis Abbildung 4-3) einen ca. halb so starken Netzentlastungseffekt wie ein um 10 % geringere Gesamtverbrauch (Suffizienz-Szenario), da in etwa die Hälfte der Energiemenge nicht mehr aus dem Netz nachgefragt wird. Gegenüber der Suffizienz vermindert sich jedoch dadurch auch automatisch die Rückspeisung in das Stromnetz. Dieser Effekt ist bei dem Szenario mit 20 %igem

Gesamtmehrverbrauch und Lastverschiebung am stärksten. Hier ändert sich gegenüber der Referenz der Netzbezug vergleichsweise wenig (in etwa gleich dem 10 %igem Gesamtmehrverbrauch ohne Load-shifting). Jedoch würden dafür 2030 ca. 7 TWh weniger in das Stromnetz zurückgespeist – eine Strommenge, die dem Erreichen der Klimaneutralität in anderen Sektoren nicht zur Verfügung steht. Dies müsste beispielsweise durch einen zusätzlichen Ausbau an Erneuerbaren Energien kompensiert werden (bilanziell entspräche die Energiemenge einem zusätzlichen Ausbau von ca. 700.000 10 kWp PV-Anlagen oder ca. 1000 3 MW Windkraftanlagen).



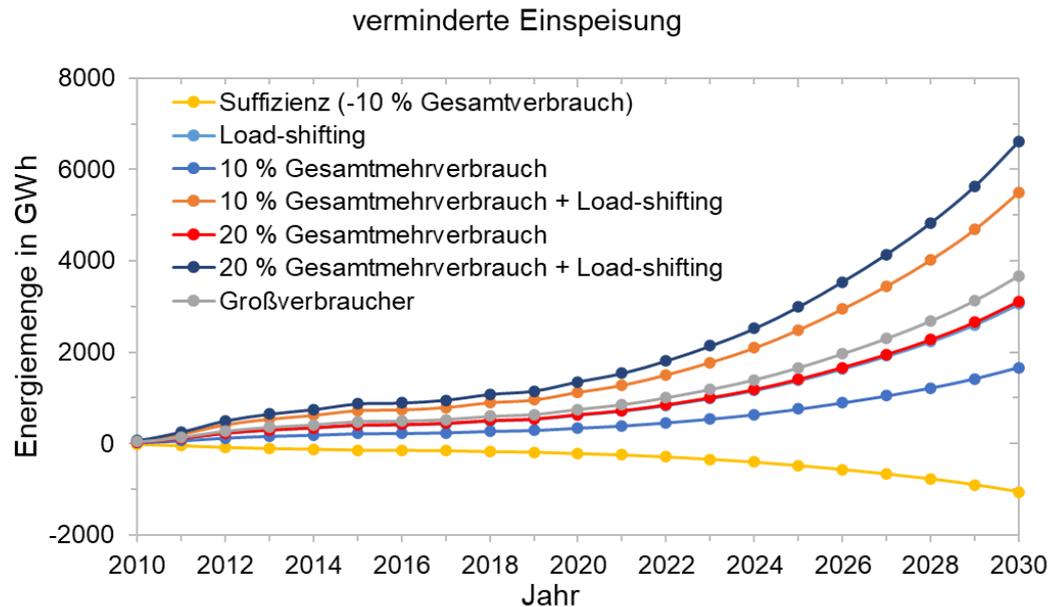
**Abbildung 4-1 Hochskalierung der simulierten Haushalts-Szenarien - Entwicklung des absoluten Mehrverbrauchs bis 2030 ausgehend von dem 140 GWp Zubauszenario**

Quelle: eigene Darstellung



**Abbildung 4-2: Hochskalierung der simulierten Haushalts-Szenarien – Anteil des zusätzlichen Netzbezug am Mehrverbrauch**

Quelle: eigene Darstellung



**Abbildung 4-3 Hochskalierung der simulierten Haushalts-Szenarien – Anteil der verminderten Einspeisung am Mehrverbrauch**

Quelle: eigene Darstellung

#### Umwandlungs- und Übertragungsverluste

Vergleicht man Szenarien mit und ohne Lastverschiebung (hier inkl. 10 % oder 20 % Mehrverbrauch) ist die Gesamtmehrverbrauchsenergiemenge identisch. Auf der Ebene des Gesamtenergiesystems hat eine höhere solare Deckung des 10 %igen Mehrverbrauchs – die durch die Lastverschiebung erreicht wird – jedoch den Vorteil, dass durch die verringerte Beanspruchung des Netzes auch Umwandlungs- und Übertragungsverluste vermieden werden. In Deutschland betrug 2018 die Netzverluste ca. 4 % des Gesamtstromaufkommens (24,6 TWh Netzverluste vs. 622,6 TWh Stromaufkommen) (Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2020). Aus Stromnetz-Perspektive muss somit eine 104 %ige Erzeugung zur Deckung des zusätzlichen Netzbezugs auf Haushaltsebene aufgewandt werden. Ein höherer Eigenverbrauch an Solarstrom hat somit neben der generellen Netzentlastung, die zur Netzstabilität beiträgt, auch einen positiven energetisch-ökologischen Vorteil für das Gesamtenergiesystem. Nichtsdestotrotz sind diese Effekte verglichen mit dem generellen Mehrverbrauch nur als geringfügig einzustufen.

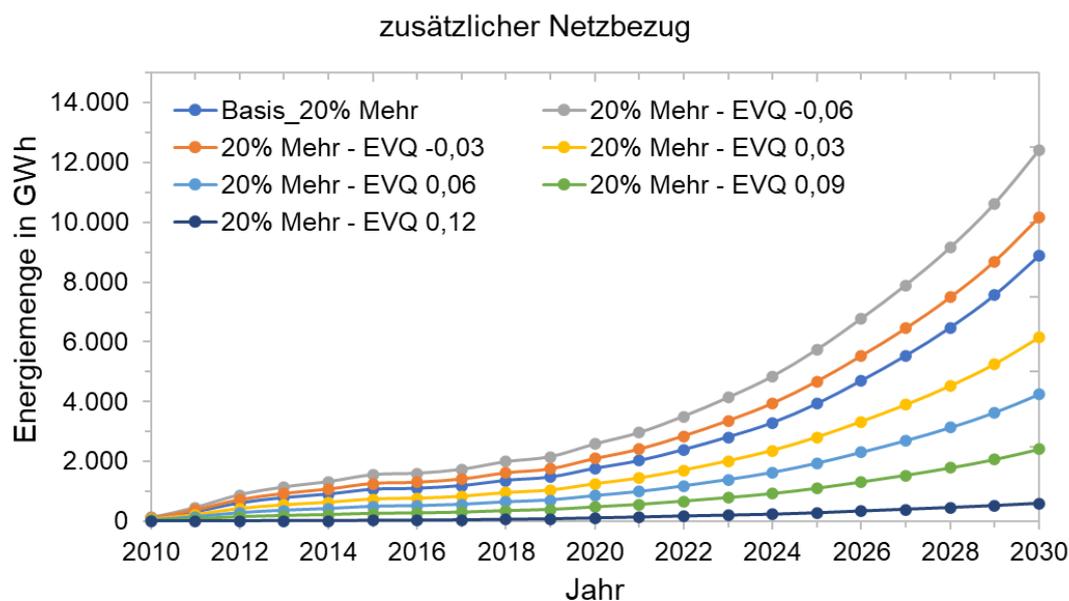
Das 20 % Gesamtmehrverbrauchsszenario zeichnet sich ebenso wie das Großverbraucher Szenario durch einen hohen zusätzlichen Netzbezug aus. Dabei ist anzumerken, dass sich aus den in Abschnitt 2.2 angesprochenen Umfrageergebnissen keine Rückschlüsse auf die Höhe der Eigenverbrauchsquote bzw. die Änderung dieser als Resultat des höheren Gesamtverbrauchs ziehen lassen. Unterschiedliche Eigenverbrauchsquoten sind durch die individuellen Geräteausstattungen und deren Nutzung unumgänglich. Zum Beispiel besteht ein großer Unterschied zwischen einem 20 %igen Mehrverbrauch, der durch eine Sauna zustande kommt (hoher Verbrauch vor allem zu sonnenarmen Zeiten) gegenüber einem gleichhohen Mehrverbrauch durch den stark vermehrten Betrieb von Haushaltsgeräten zur Mittagszeit. Die Eigenverbrauchsquoten bestimmen jedoch die genaue Aufteilung des Gesamtmehrverbrauchs in zusätzlichen Netzbezug und verminderte Einspeisung. In den vorangegangenen Ausführungen wurden

diese aus den simulierten Prosumerhaushalten abgeleitet und bilden daher nur ein Teil von möglichen Aufteilungen des Mehrverbrauchs ab. Daher wurde auf Basis des 20 % Gesamtverbrauchsszenarios eine Sensitivitätsanalyse der Eigenverbrauchsquote (EVQ) durchgeführt, welche in gewissem Maße die unterschiedlichen Verhaltensweisen und Verbraucher hin zu einem 20 %igen Gesamtmehrverbrauch darstellt.

Als Ausgangspunkt der Sensitivitätsanalyse dient das 20 % Gesamtmehrverbrauchsszenarios, welches im Vergleich zur Referenz bereits eine um 5,6 Prozentpunkte erhöhte EVQ aufweist (der Kraftwerkspark bis 100 kWp hätte somit z. B. eine EVQ von 45,4 % anstatt von 39,8 % in 2020). In Bezug auf dieses Basisszenario wurde die Eigenverbrauchsquote um -6 % bis 12 % Prozentpunkte variiert (39,4 % bis 57,4 % in 2020 für den Gesamtkraftwerkspark bis 100 kWp).

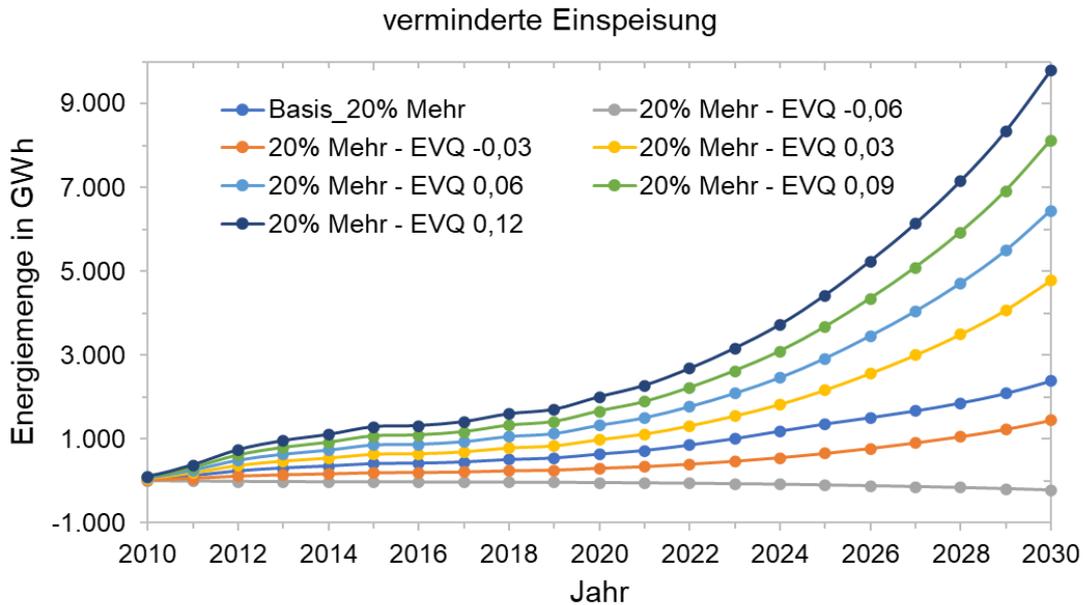
Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse – aufgeschlüsselt nach zusätzlichem Netzbezug und verminderter Einspeisung – sind in Abbildung 4-4 und Abbildung 4-5 dargestellt. Auffällig ist, dass nur in dem Extremfall einer um ca. 12 Prozentpunkte höheren Eigenverbrauchsquote der Mehrverbrauch großenteilig durch die PV gedeckt werden kann (zusätzlicher Netzbezug von 0,5 TWh). Es besteht also bei dem überwiegenden Teil der Fälle noch ein signifikanter zusätzlicher Netzbezug. Eine gegenüber des 20 % Basisszenarios um 12 Prozentpunkte höhere Eigenverbrauchsquote (2030 entspräche dies einer abgeschätzten EVQ von 67,6 % im Teilkraftwerkspark bis 100 kWp) ergäbe sich jedoch nur mit einem sehr stark erzeugungsangepassten Verbrauch (z. B. verschieben großer Lastanteil in die sonnenreichen Stunden und ggf. zusätzliche Verbraucher, die fast ausschließlich mit Sonnenstrom betrieben werden). Auf der anderen Seite entspräche eine um 6 Prozentpunkte geringere EVQ einem ausgeprägten Mehrverbrauch entgegen dem Erzeugerzyklus (z. B. Verbrauch speziell nachts oder vermehrt im Winter).

Nimmt man eine Spanne der Eigenverbrauchsquote von -3 bis +6 Prozentpunkte um das 20 % Basisszenario als am wahrscheinlichsten für ein mögliches Gesamtsummenszenario an, so ergibt sich ein notwendiger Netzbezug von ca. 4 bis 10 TWh und eine verminderte Einspeisung von ca. 1 bis 7 TWh. Mindestens ein Drittel des Gesamtmehrverbrauchs müsste demnach also von anderen Erzeugerkapazitäten gedeckt werden.



**Abbildung 4-4 Zusätzlicher Netzbezug bei einem 20 %igen Gesamtmehrverbrauch und einer sich ändernden Eigenverbrauchsquote (EVQ)**

Quelle: eigene Darstellung



**Abbildung 4-5 Verminderte Einspeisung bei einem 20 %igen Gesamtmehrverbrauch und einer sich ändernden Eigenverbrauchsquote (EVQ)**

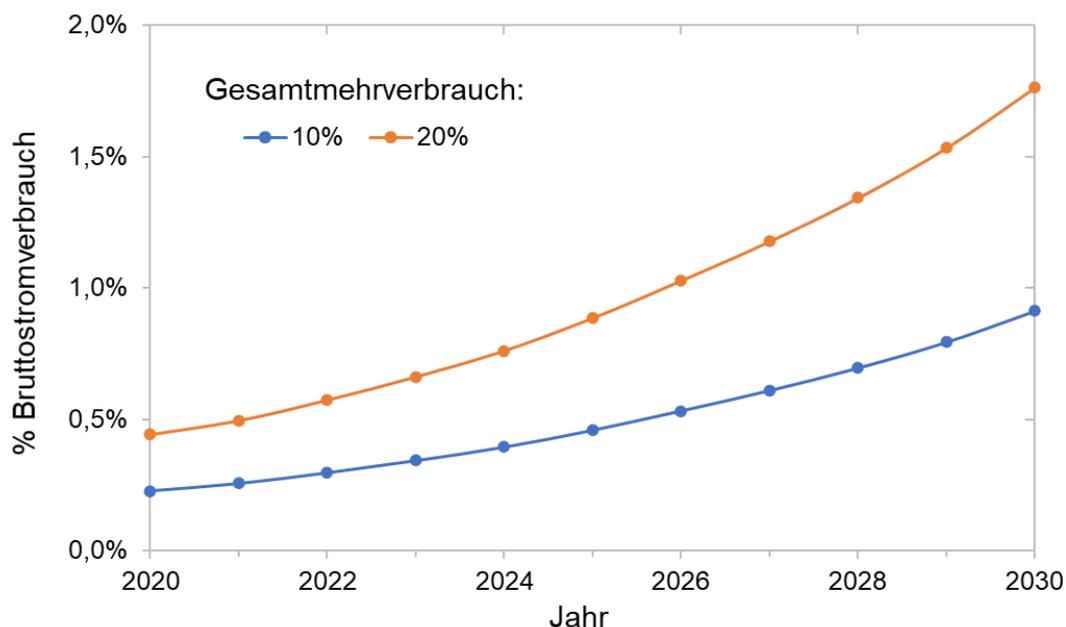
Quelle: eigene Darstellung

Gesamtenenergetisch würde ein 20 %iger Gesamtmehrverbrauch (= ca. 11 TWh) ca. 8 % des PV-Ertrags im Jahre 2030 ausmachen (140 GWp Szenario, spezifischer jährlicher Ertrag von ca. 1000 kWh/kWp). Wenn eine solare Deckung des Mehrverbrauchs angestrebt wird, muss der Ausbau defacto bis 151 GWp vorangetrieben werden. Dies entspräche ca. 110.000 zusätzlichen 10 kWp Hausdachanlagen. Ein kostbares Flächenpotenzial, welches für andere Maßnahmen (z. B. Gründach) aber auch den weiteren PV-Ausbau nach 2030 nicht bzw. nur noch bedingt nutzbar wäre.

Um die Gesamtauswirkungen eines generellen Mehrverbrauchs auf den Stromverbrauch in Deutschland abschätzen zu können, wurde in Abbildung 4-6 der Verlauf des generellen Mehrverbrauchs (10 und 20 %) ins Verhältnis zur prognostizierten Entwicklung des Bruttostromverbrauchs gesetzt. Ausgangspunkt bildet dabei ein Bruttostromverbrauch von 545 TWh in 2020 und eine angenommene lineare Erhöhung auf 655 TWh bis 2030 (IWR Online 2021). Bei einem um 20 % höheren Verbrauch ergibt sich ein signifikanter Anteil am Bruttostromverbrauch von ca. 1,8 %, was in 2018 fast dem Anteil des gesamten Verkehrssektors am Bruttostromverbrauch entsprochen hätte (BMW i und UBA 2020).

Die Erhöhung des Bruttostromverbrauchs in Deutschland bis 2030 ist maßgeblich auf die prognostizierten Zuwächse in der E-Mobilität und den Wärmepumpen zurückzuführen. Mögliche Rebound-Effekte wurden in dieser ersten groben Schätzung jedoch vermutlich nicht betrachtet (IWR Online 2021). Sollte bis 2030 ein zusätzlicher Bedarf, hervorgerufen durch Rebound-Effekte bei Prosumerhaushalten hinzukommen, ergeben sich dadurch auch Auswirkungen auf weitere Bereiche der Wirtschaft. Denn in vielen Sektoren sollen die Treibhausgasemissionen bis 2030 durch das verschärfte Klimaschutzgesetz stärker sinken (BMU 2021). In ganz wesentlichem Maße ist der Industriesektor von den verschärften Minderungszielen betroffen. Energieintensive Industriebereiche wie die Chemieindustrie müssen zur Erreichung der kurzfristigen Ziele vermehrt auf die Elektrifizierung setzen – was im Extremfall zu einer Verzehnfachung des Strombezugs (ca. 628 TWh bis 2035) dieses Industriezweiges führen könnte (Freytag 2021). Die Annahme hinter dieser Prognose ist

jedoch, dass der bezogene Strom einen geringen Emissionsfaktor besitzt, der nur durch einen hohen Anteil an Erneuerbaren Energien erreicht werden kann. Jede durch Rebound-Effekte zusätzlich verbrauchte kWh – unabhängig ob sie solar gedeckt wird oder nicht – hat somit direkte Auswirkungen auf andere Wirtschaftssektoren und die übergreifenden Klimaschutzziele. Durch die hohen Unsicherheiten in der Quantifizierung von Rebound-Effekten gepaart mit einer möglichen Nichtbeachtung der Auswirkungen selbiger bei der Szenariengestaltung des Energiebedarfs der Zukunft, ergibt sich die Schwierigkeit, effektive politische Leitlinien für die Energiewende zu formulieren. In jedem Fall scheint es jedoch erforderlich, dass gerade die PV-Erzeugerkapazitäten stärker ausgebaut werden müssen (Prognos et al. 2021; Brandes et al. 2021; BDEW und ZSW 2021).



**Abbildung 4-6 Auswirkungen von generellen Mehrverbräuchen bei PV-Prosumern auf den Bruttostromverbrauch**

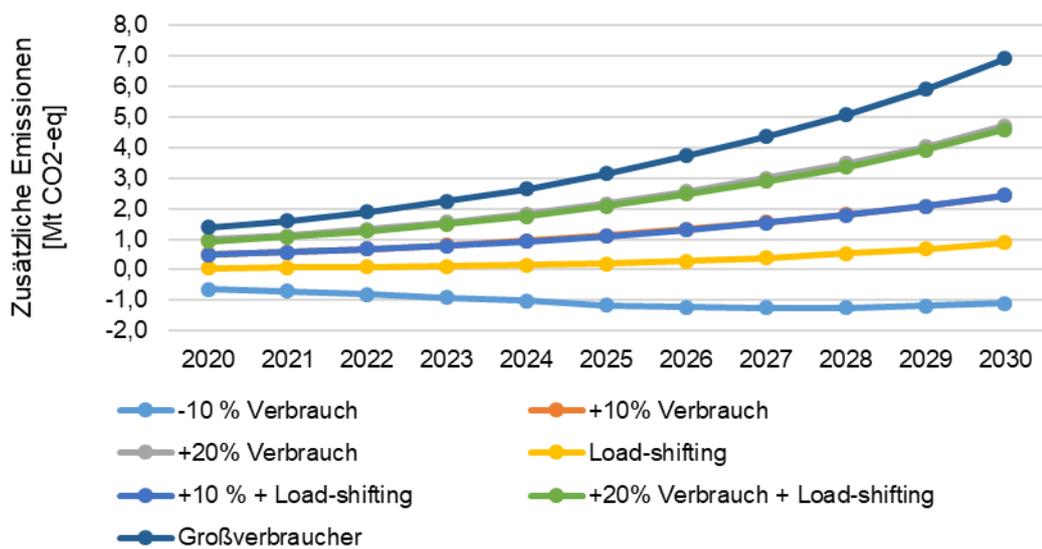
Quelle: eigene Darstellung

## 4.2 Ökologische Auswirkungen von Rebound-Effekten auf systemischer Ebene bis 2030

Im Folgenden werden die Ergebnisse der ökologischen Bewertung von Rebound-Effekten auf systemischer Ebene dargestellt. Der Fokus liegt auf der Auswertung von CO<sub>2</sub>-Emissionen, da diese aus Klimaschutz- und Energiewendesicht am relevantesten sind.

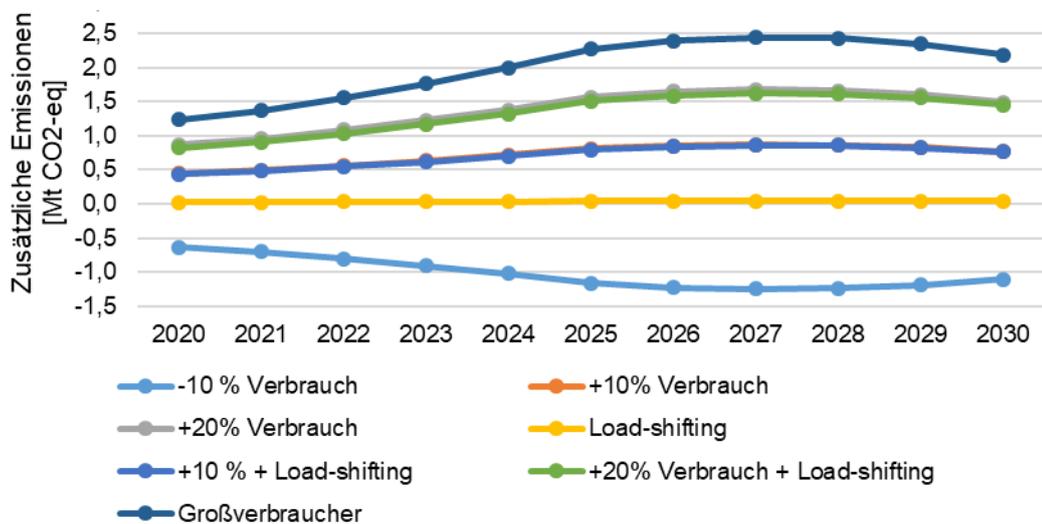
Wie bereits beschrieben, dienen als Referenz die geplanten Emissionen durch die verschiedenen Strommixe bis 2030, welche an (Prognos et al. 2021) angelehnt sind. In Abbildung 4-7 und Abbildung 4-8 sind die zusätzlichen Emissionen pro Jahr bis 2030 im jeweiligen Szenario dargestellt. In der ersten Abbildung wird von einem Grenzkraftwerk mit dem Brennstoff Gas ausgegangen und in der zweiten Abbildung von einem Grenzkraftwerk mit dem Emissionsfaktor des Strommixes. So lässt sich eine Bandbreite an möglichen ökologischen Effekten darstellen. Positive Zahlen sind hier zusätzliche Emissionen und negative vermiedene Emissionen, jeweils in Differenz zum Referenzfall.

Es wird deutlich, dass, in Bezug auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen, einige Szenarien sehr ähnliche Werte annehmen. Das Load-shifting in den Szenarien +10 % Verbrauch und +20 % Verbrauch spielt in Bezug auf CO<sub>2</sub>-Emissionen sowohl beim Grenzkraftwerk Gas als auch beim Strommix keine Rolle. Es wird zwar weniger Strom aus dem Netz bezogen allerdings auch weniger eingespeist, was bei der Grenzkraftwerksbetrachtung ebenso negativ auf die CO<sub>2</sub> Bilanz angerechnet wird. Generell ist die ökologische Betrachtung des Szenarios Load-shifting aus Sicht der Rebound-Effekte schwierig, da der Verbrauch an die PV Produktion angepasst ist und daher in Zeiten des Mehrverbrauchs auch der Netzstrom „grüner“ ist. Diese Thematik könnte in der Zukunft mit zeitlich aufgelösten Emissionsfaktoren angegangen werden. Die höchsten zusätzlichen Emissionen werden durch die Großverbraucher verursacht, gefolgt von dem Szenario +20 % Verbrauch. Auch im Szenario Load-shifting und bei Betrachtung des Gaskraftwerkes als Grenzkraftwerkes entstehen zusätzliche Emissionen. Das ist darauf zurückzuführen, dass zwar weniger Netzstrom bezogen wird und



**Abbildung 4-7: Zusätzliche Emissionen für die Jahre bis 2030 in den jeweiligen Szenarien bei der Annahme eines Gaskraftwerkes als Grenzkraftwerk**

Quelle: eigene Darstellung



**Abbildung 4-8: Zusätzliche Emissionen für die Jahre bis 2030 in den jeweiligen Szenarien bei der Annahme des Strommixes als Grenzkraftwerk**

Quelle: eigene Darstellung

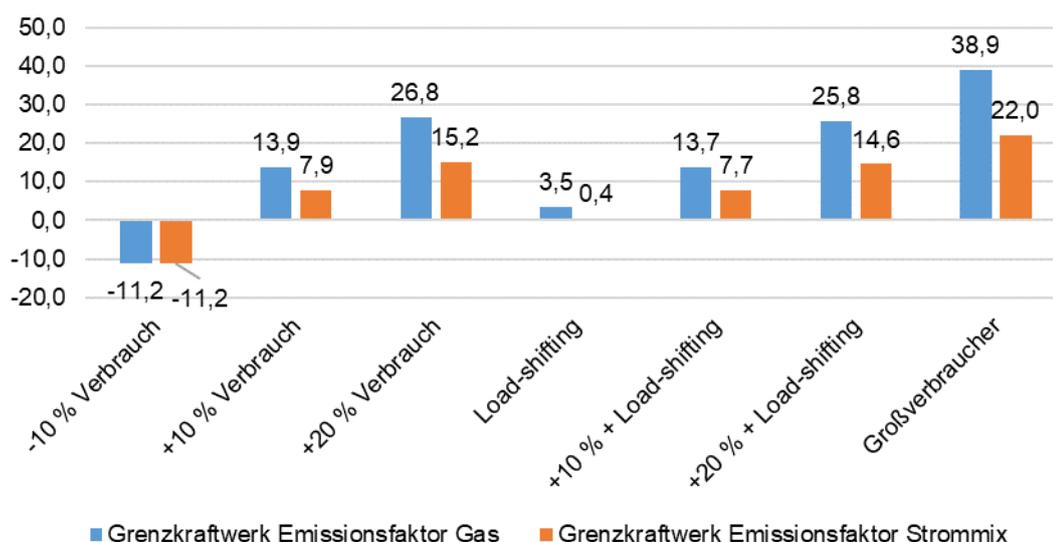
entsprechend Emissionen eingespart werden, aber umgekehrt auch weniger Strom eingespeist werden kann, was dann durch das Grenzkraftwerk gedeckt werden muss.

In Abbildung 4-9 sind die zusätzlichen Emissionen aufaddiert bis 2030 für die zwei Berechnungsmethoden dargestellt. Im Szenario -10 % Verbrauch (Suffizienz) wird bei beiden Berechnungswegen gleich viel an Emissionen eingespart. In den anderen Szenarien unterscheidet sich die Höhe der Emissionen jedoch und zeigt somit eine Bandbreite auf, welche ökologischen Effekte durch Rebound-Effekte verursacht werden können. Sehr deutlich wird noch einmal die Höhe der zusätzlichen Emissionen im Szenario Großverbraucher, welches sowohl Saunen, Pools als auch E-Autos inkludiert (Abschnitt 3.2.1). Weiterhin ist gut erkennbar, dass die Auswahl des Grenzkraftwerkes einen großen Einfluss auf die zusätzlichen Emissionen hat. Wird der Emissionsfaktor der Strommixes angewandt verringern sich die Emissionen in den Szenarien jeweils fast um die Hälfte.

Es ist jedoch festzuhalten, dass mit durchschnittlichen Emissionsfaktoren gerechnet wurde, obwohl sich die tatsächlichen Emissionsfaktoren im Tagesverlauf unterscheiden. Selbst wenn es also beim Load-shifting dazu kommt, dass tagsüber mehr Netzstrom bezogen wird als der eigenerzeugte PV Strom, weist der Netzstrom einen geringeren Emissionsfaktor auf als zu anderen Tageszeiten. Eine kurze Ausführung findet sich in einem Exkurs am Ende dieses Abschnittes.

Um die zusätzlichen Emissionen ins Verhältnis zu setzen, wurden sie mit den Zielen für den Energiesektor des KSG verglichen. In der folgenden Tabelle (Tabelle 4-1) sind für beide Berechnungsweisen (Grenzkraftwerk Gas und Strommix) die Anteile an den auf Szenarien basierenden Emissionen bis 2030 laut KSG dargestellt.

Mit einem Anteil von über einem Prozent in den Szenarien mit einem zusätzlichen Verbrauch von 20 % (Grenzkraftwerk Gas) können Rebound-Effekte also einen durchaus signifikanten Einfluss auf die CO<sub>2</sub>-Bilanz der deutschen Energiewirtschaft haben. Auch bei den geringeren zusätzlichen Emissionen aus der Berechnung mit dem Strommix ergeben sich für die Szenarien mit einem um 20 % höheren Verbrauch Anteile von knapp 0,7 %, was nicht vernachlässigbar ist.



**Abbildung 4-9: Zusätzliche Emissionen in den Reboundszenarien aufaddiert bis 2030**

Quelle: eigene Darstellung

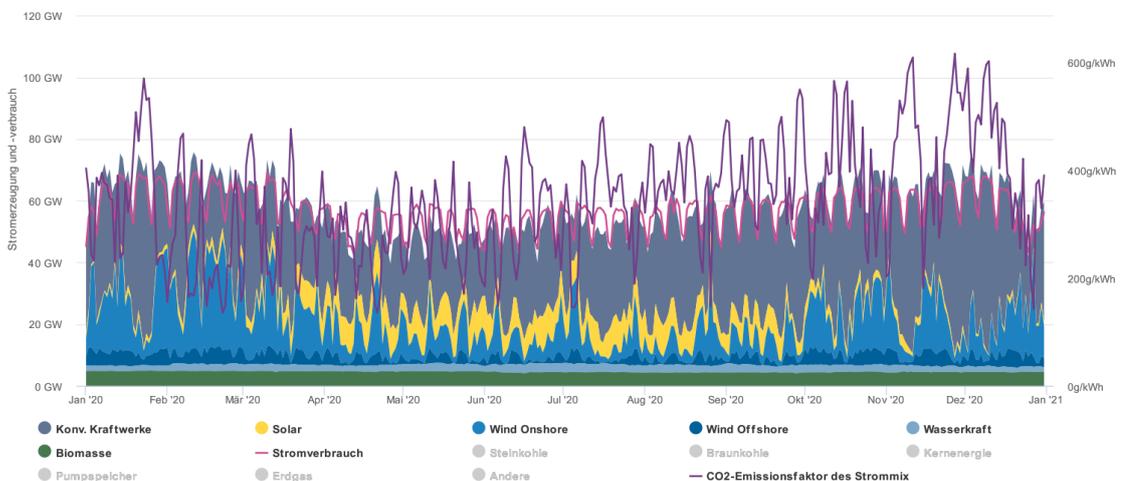
**Tabelle 4-1: Anteile der zusätzlichen Emissionen in den Rebound Szenarien an Emissionen bis 2030**

	Grenzkraftwerk Gas	Strommix
Suffizienz -10 % Gesamtverbrauch	-0,51 %	-0,51 %
+10 % Gesamtmehrverbrauch	0,63 %	0,36 %
+20 % Gesamtmehrverbrauch	1,22 %	0,69 %
Lastverschiebung	0,16 %	0,02 %
+10 % Gesamtmehrverbrauch + Lastverschiebung	0,63 %	0,35 %
20 % Gesamtmehrverbrauch + Lastverschiebung	1,18 %	0,67 %

Durch die Wahl der Grenzkraftwerks-Methode und die Ergänzung durch eine Betrachtung mit dem Strommix konnte eine Bandbreite an möglichen ökologischen Auswirkungen von Rebound-Effekten dargestellt werden. Da ökologische Bewertungen des Energiesystems, vor allem in der Zukunft, mit vielen Unsicherheiten verbunden ist, kann die hier angewandte Methode plausible Ergebnisse liefern. Weder die eine noch die andere Berechnungsweise kann zuverlässige Ergebnisse liefern, da auch die Annahme der Rebound-Effekte nur hypothetisch ist.

**Exkurs: Zeitvariable Emissionsfaktoren**

Für die ökologische Bewertung des Stromnetzes sind zeitvariable Emissionsfaktoren anstelle von gemittelten Emissionsfaktoren interessant. Vor allem in den Szenarien mit Lastverschiebung können sich durch die Betrachtung von zeitvariablen Emissionsfaktoren andere Ergebnisse einstellen. Agora Energiewende stellt mit dem Agorameter ein Tool bereit, welches die Stromerzeugung in Deutschland stündlich abbildet und Emissionsfaktoren für den Strommix angibt (Agora Energiewende 2021). In der folgenden Abbildung ist der Verlauf des Strommixes innerhalb eines Jahres in Deutschland abgebildet.



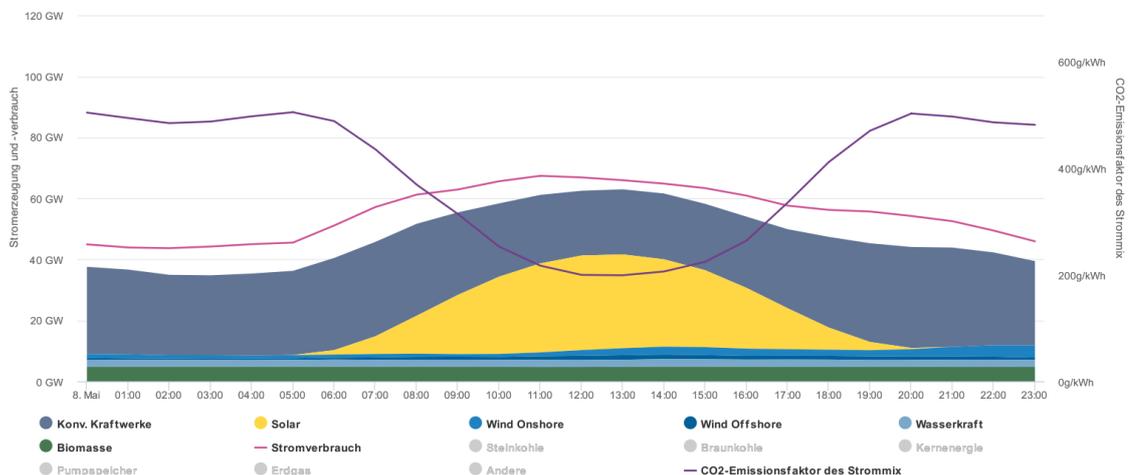
**Abbildung 4-10: Strommix Deutschland 2020 über ein Jahr**

Quelle: © Agora Energiewende (2021): Agorameter

In der Abbildung 4-10 wird deutlich, dass von April bis September deutlich mehr Strom mit PV erzeugt wurde als in den Wintermonaten. Entsprechend ändert sich auch der tages- oder sogar stundenaktuelle Emissionsfaktor. Am 5. Juli 2020 lag der Emissionsfaktor beispielsweise bei 145 g CO<sub>2</sub>/kWh und am 27. November 2020 bei 616 g CO<sub>2</sub>/kWh.

Die Emissionsfaktoren unterscheiden sich nicht nur im Tagesvergleich, sondern auch über den Tag hinweg. In der folgenden Abbildung ist exemplarisch die Stromerzeugung vom 08. Mai 2020 dargestellt. Hier entspricht der Emissionsfaktor im Mittel mit 362 g CO<sub>2</sub>/kWh dem Jahresmittel (366 g CO<sub>2</sub>/kWh) (Umweltbundesamt 2021).

Die Abbildung 4-11 zeigt, welche Schwankung der CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor im Laufe eines Tages durchläuft. Durch hohe Anteile an PV-Strom lag der Faktor um 13:00 bei 199 g CO<sub>2</sub>/kWh, um 20:00 dagegen bei 504 g CO<sub>2</sub>/kWh. Vor allem bei einer Lastverschiebung des Stromverbrauchs in die Mittagsstunden des Tages ergeben sich also unter Einbeziehung zeitvariabler Emissionsfaktoren andere Emissionen als bei der Nutzung eines über das Jahr gemittelten Emissionsfaktors.



**Abbildung 4-11: Strommix Deutschland 08. Mai 2020**

Quelle: © Agora Energiewende (2021): Agorameter

## 5 Auswirkungen von Rebound-Effekten auf die Netzebene

In diesem Kapitel werden die Auswirkungen von Rebound-Effekten auf der Netzebene anhand der in Abschnitt 3.3 vorgestellten Methodik untersucht und mithilfe der definierten Indikatoren quantifiziert. Dabei werden sie in zwei Hauptkategorien eingeordnet: einerseits bezüglich des Anstieges der lokalen Netzbelastung, andererseits bezüglich des gestiegenen Regelaufwandes in höheren Netzebenen.

Zudem wird in einem Exkurs am Ende dieses Kapitels auf andere relevante Herausforderungen der Netzinfrastruktur eingegangen, die nicht durch Rebound-Effekte hervorgerufen werden, sondern durch die stattfindende Transformation des Energiesystems hinsichtlich mehr Prosuming und Sektorkopplung. Somit können potenzielle Effekte der Rebound-Mechanismen in Relation dazu gesetzt werden.

### 5.1 Anstieg der lokalen Netzbelastung

Die lokale Netzbelastung lässt sich anhand der Bemessungsleistung, Leistungsbelastung und Spannungseinhaltung (siehe Tabelle 3-4) beschreiben. Als erster Schritt werden die Szenarien *S0-S3* (siehe Tabelle 3-6) ausgewertet, da diese den Netzzustand im Status-Quo beschreiben (realitätsnahe Annahmen für Prosuming-, E-Auto- und Wärmepumpenanteile).

#### Szenarien *S0 – S3*

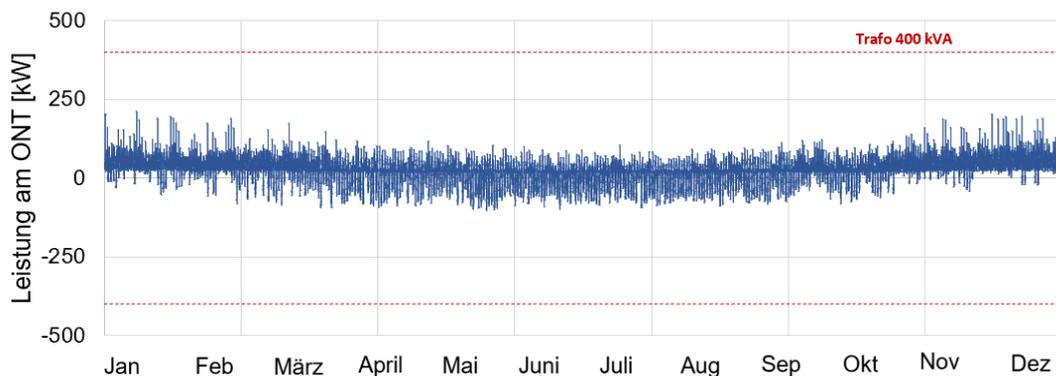
Die Simulationen für das Referenzszenario *S0* ergeben die in Abbildung 5-1 dargestellte Residuallastkurve. Diese stellt die Nettoleistung, die am Ortsnetztransformator antrifft, dar. Positive Werte deuten auf den Nettostromverbrauch hin (Bezug aus der mittleren Spannungsebene), während negative Werte einen Stromüberschuss (Einspeisung in die mittlere Spannungsebene) kennzeichnen. Dabei wird deutlich, dass es in den Wintermonaten (November-Februar) überwiegend zu einem Netzbezug aus der mittleren Spannungsebene kommt, während in den Monaten März-Oktober PV-Einspeisungen von höherer Bedeutung sind. Die Bemessungsleistung des Transformators (400 kVA) ist ebenfalls in der Abbildung dargestellt. Dadurch wird ersichtlich, dass die Transformatorenleistung im Referenzszenario keine Limitierung darstellt. Weiterhin sind die Spannungsgrenzen eingehalten und die Leitungen maximal zu ca. 39 % belastet (siehe Tabelle 5-1). Im Referenzfall besteht im Netz also kein Versorgungseingpass.

Im Szenario *S1* wird, wie in Tabelle 3-6 beschrieben, ein Mehrverbrauch von 20 % bei den Prosumerhaushalten hinzuaddiert. Die sich ergebende aggregierte Residuallast ist in Abbildung 5-2 dargestellt. Diese unterscheidet sich nur minimal von der in Abbildung 5-1 gezeichneten Residuallastkurve. Dabei wird klar, dass der zusätzliche Mehrverbrauch weiterhin die Transformatorenleistung nicht überschreitet und somit ein problemloser Austausch mit der höheren Spannungsebene weiterhin möglich ist. Die Spannungsqualität ist auch erhalten und die Stromleitungen bleiben noch wesentlich belastbar (siehe Abbildung 5-5).

Im Szenario *S2* wird eine Lastverschiebung bei den Prosumerhaushalten angenommen. Auch in diesem Fall bleibt der Austausch mit der höheren Netzebene innerhalb der Transformatorgrenzen (siehe Abbildung 5-3). Abbildung 5-3 zeigt, dass die Belastung der Leitungen etwas geringer als in Szenario *S1* sind. Dies ist darauf zurückzuführen, dass der

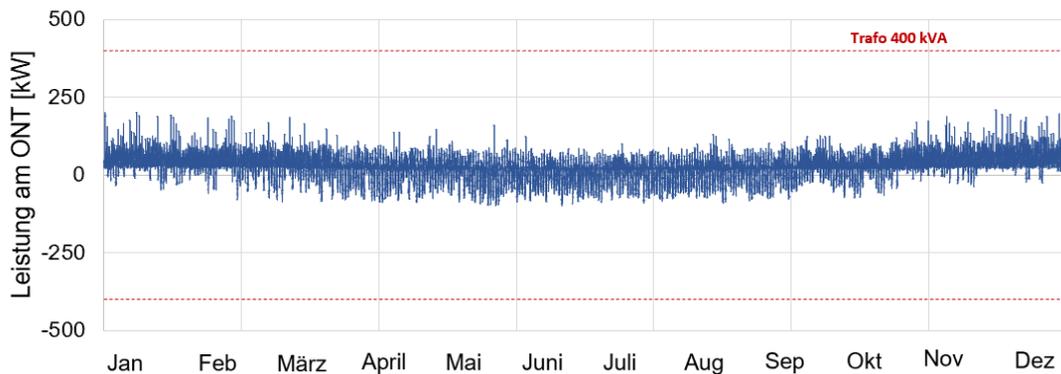
Netzbezug auf Haushaltsebene aufgrund des erhöhten Eigenverbrauchs des PV-Ertrags kleiner wird. Die eingespeiste PV-Leistung wird entsprechend kleiner, was zu weniger Spannungsanhebungen führt. Insgesamt sind für die zwei Kriterien die Grenzen eingehalten und das Netz bleibt weiterhin zu hohem Maß belastbar.

Ferner wird in Szenario S3 einen zusätzlichen Komplexitätsgrad betrachtet, indem sowohl Mehrverbrauch als auch Lastverschiebung seitens der Prosumer stattfinden. Auch eine reine Aggregation der Wirkungen dieser beiden Verhaltensänderungen bleiben für das Netz unkritisch.



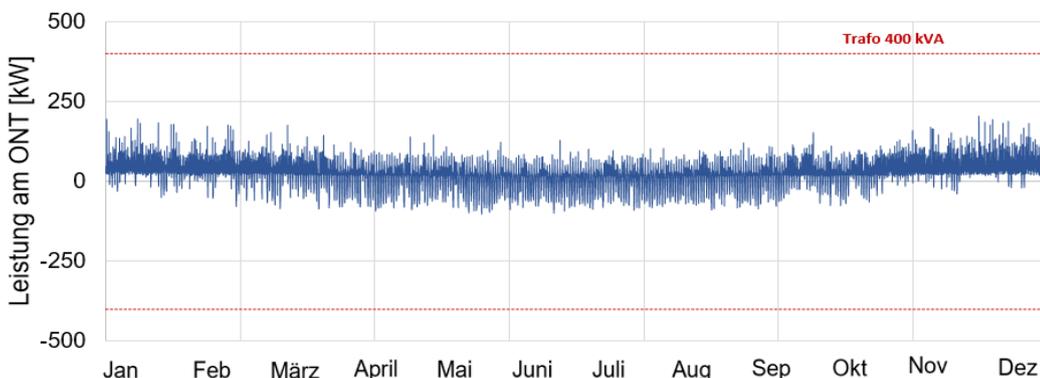
**Abbildung 5-1: Aggregierte Nettoleistung am Ortsnetztransformator für das Referenzszenario S0**

Quelle: eigene Darstellung



**Abbildung 5-2: Aggregierte Nettoleistung am Ortsnetztransformator für das Szenario S1 (20 % Mehrverbrauch)**

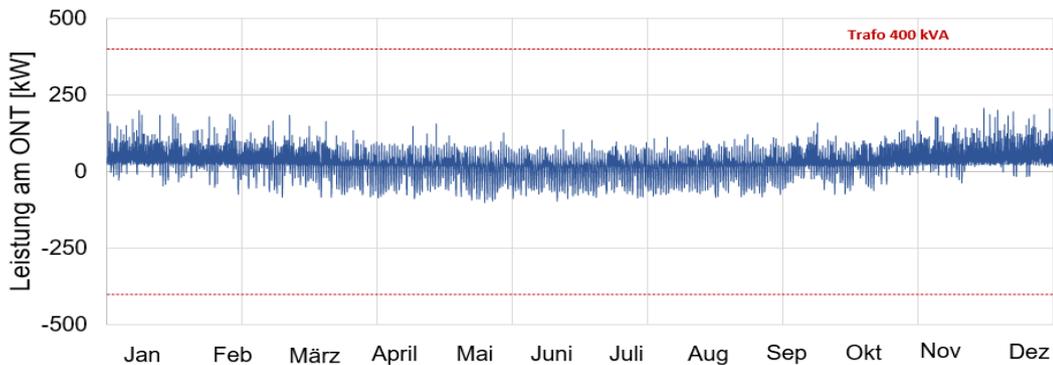
Quelle: eigene Darstellung



**Abbildung 5-3: Aggregierte Nettoleistung am Ortsnetztransformator für das Szenario S2 (Lastverschiebung)**

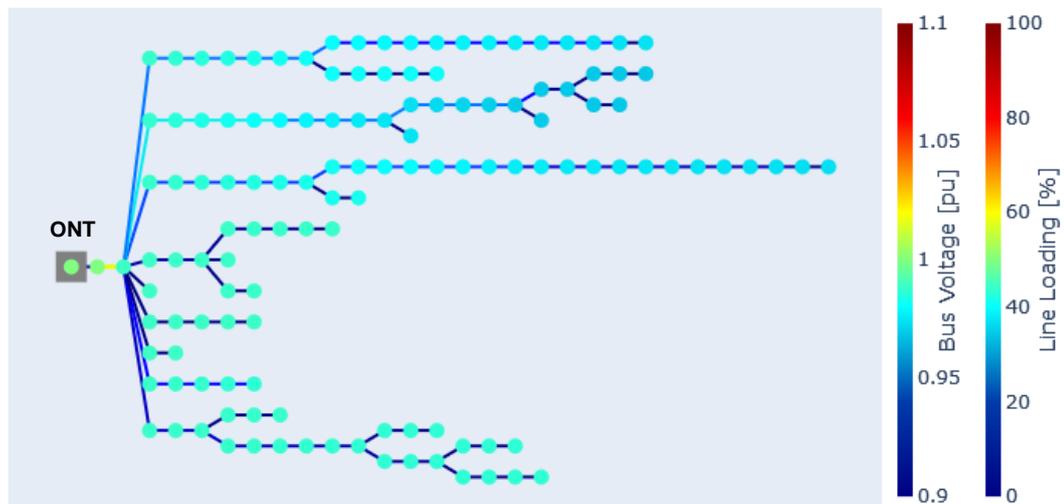
Quelle: eigene Darstellung

Dies wird in Abbildung 5-4 ersichtlich. Weiterhin zeigt Tabelle 5-1, dass die Leitungsbelastung bei maximal 39 % bleibt. Abbildung 5-5 zeigt beispielhaft den Netzzustand zu einem Zeitpunkt hoher Belastung. Dort wird ersichtlich, dass die Leitung unmittelbar am Ortsnetztransformator (ONT) die höchste Belastung aufzeigt, da sich dort die Ströme aus mehreren Strängen addieren. Die Knoten, die am weitesten von der ONT entfernt sind, zeigen die niedrigsten Spannungswerte. Alle Kriterien zur Netzstabilität bleiben aber erfüllt und die Verhaltensänderungen der Prosumerhaushalte beeinflussen die Belastbarkeit des Netzes nicht.



**Abbildung 5-4: Aggregierte Nettogleistung am Ortsnetztransformator für das Szenario S3 (20 % Mehrverbrauch und Lastverschiebung)**

Quelle: eigene Darstellung



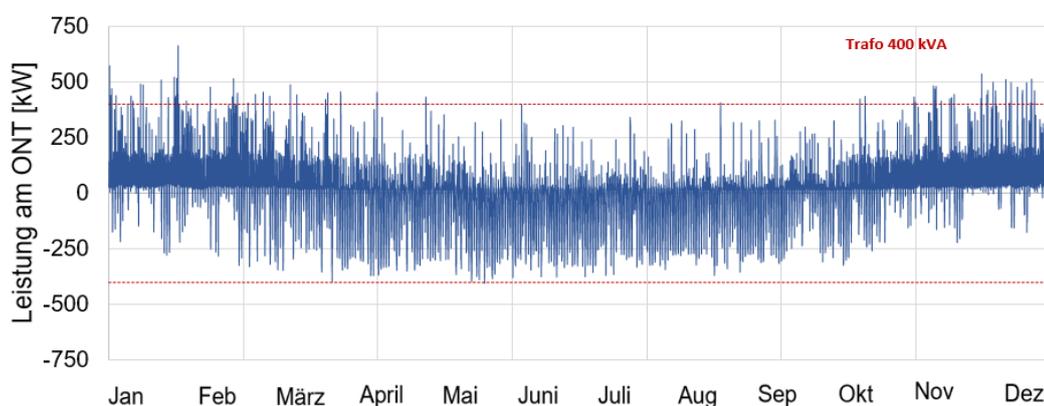
**Abbildung 5-5: Leitungsbelastung (Line Loading) und Spannungswerte (Bus Voltage) im modellierten Netz für das Szenario S3 (Mehrverbrauch und Lastverschiebung) für den Zeitpunkt 01-01-2018 8:00 als Beispiel**

Quelle: eigene Darstellung. In der Grafik stellen Linien die Leitungen im Netz dar, während Knoten auf Netzanschlusspunkte deuten (Busse, wo ein oder mehrere Verbraucher/Erzeuger angeschlossen sind). Erklärung der Farbkodierung: Knoten sollten möglichst im grünen Bereich sein (Spannung bei 1 p.u.), Linien möglichst nicht im roten Bereich (Leitungsbelastung bei maximal 100 %).

### Szenarien S4 und S5

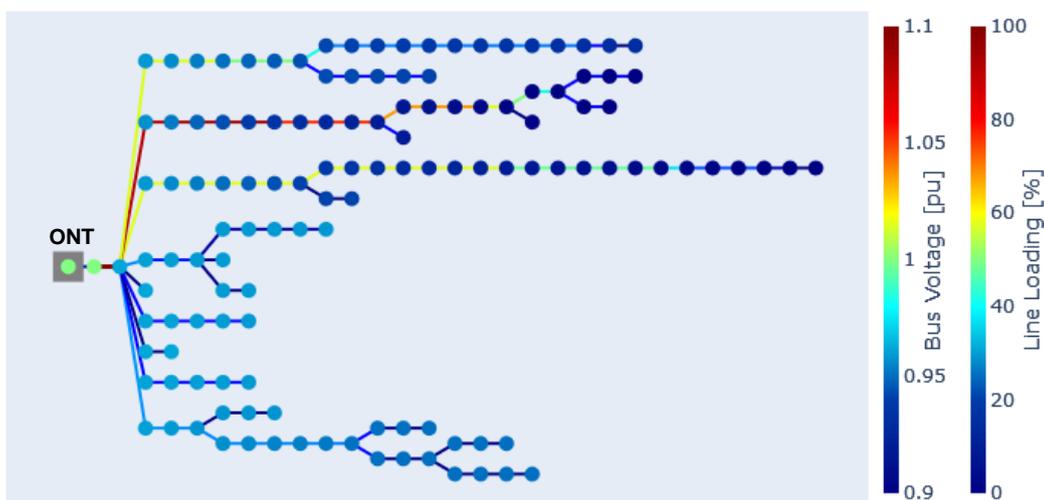
Das Szenario S4 stellt ein Extremfall dar, in dem alle Haushalte eine PV-Anlage, ein E-Auto und eine Wärmepumpe besitzen. Einerseits dient das dem Vergleich zwischen den Wirkungen der Rebound-Effekte (im Vergleich zu den moderaten Anteilen für Prosuming und Sektorkopplung in Szenario S1) und der reinen Prosuming und Sektorkopplung (in einem

ersten Schritt ohne Mehrverbrauch oder Lastverschiebung) auf die Netzsicherheit. Andererseits kann anhand dieses Szenarios und dessen Vergleich mit Szenario S5 kontrolliert werden, ob die Rebound-Effekte bei hohen Prosuming-Dichten problematisch für das Netz werden. Dabei wird sowohl ein Mehrverbrauch von 20 % des Gesamtverbrauchs als auch eine Lastverschiebung in die Mittagsstunden angenommen. Die Simulationen zeigen, dass es im Szenario S4 sowohl zu Überlasten als auch Übereinspeisungen kommt (siehe Abbildung 5-6), obwohl der Ausgangszustand des Netzes im Szenario S0 wesentlich belastbarer war. Es kommt ebenfalls zu Verletzungen der maximalen Leitungsbelastungen und die Spannungsqualität ist nicht gesichert (siehe Abbildung 5-7 und Tabelle 5-1). Im Szenario S5, wo zusätzlich noch Rebound-Effekte simuliert werden (siehe Abbildung 5-8), werden zwar die Überschreitungen verschärft, im Vergleich zu den im Szenario S4 bereits vorhandenen Verletzungen bleiben sie aber von geringerer Bedeutung.



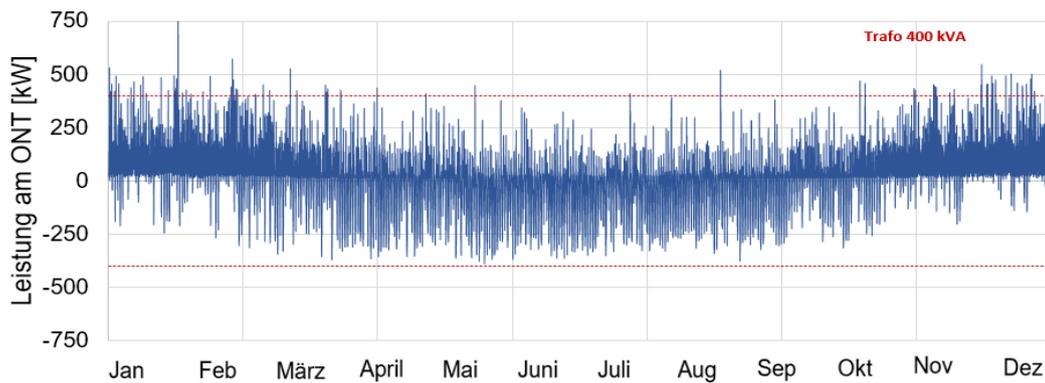
**Abbildung 5-6: Aggregierte Nettoleistung am Ortsnetztransformator für das Szenario S4 (100 % Prosuming, E-Autos und Wärmepumpen)**

Quelle: eigene Darstellung



**Abbildung 5-7: Leitungsbelastung (Line Loading) und Spannungswerte (Bus Voltage) im modellierten Netz für das Szenario S4 (100 % Prosuming, E-Autos und Wärmepumpen) für den Zeitpunkt 01-01-2018 8:00 als Beispiel**

Quelle: eigene Darstellung. In der Grafik stellen Linien die Leitungen im Netz dar, während Knoten auf Netzanschlusspunkte deuten (Busse, wo ein oder mehrere Verbraucher/Erzeuger angeschlossen sind). Erklärung der Farbkodierung: Knoten sollten möglichst im grünen Bereich sein (Spannung bei 1 p.u.), Linien möglichst nicht im roten Bereich (Leitungsbelastung bei maximal 100 %).



**Abbildung 5-8: Aggregierte Nettoleistung am Ortsnetztransformator für das Szenario S5 (100 % Prosuming, E-Autos und Wärmepumpen + Mehrverbrauch und Lastverschiebung)**

Quelle: eigene Darstellung

Spannungs- und Belastungsgrenzen der Leitungen werden außerdem zu mehreren Zeitpunkten nicht eingehalten. In Tabelle 5-1 sind die Ergebnisse der Leitungsbelastung zusammengefasst.

**Tabelle 5-1: Auswertung des Indikators für die Transformator- und Leitungsbelastung in den Szenarien S0 bis S5**

Szenariokürzel	Maximale Leitungsbelastung	Anzahl der Zeitpunkte (Viertelstunden) mit mindestens einer über 90 % belasteten Leitung	Anzahl der Zeitpunkte (Viertelstunden) mit einer Überschreitung der Transformatorkapazität
S0 (Referenz)	39,8 %	0	0
S1	39,3 %	0	0
S2	39,2 %	0	0
S3	39,3 %	0	0
S4 (Kontrolle)	108,1 %	113	119
S5	113,4 %	102	128

## 5.2 Anstieg des Regelaufwandes

Der Regelaufwand ist an dieser Stelle als zusätzliche, aus der höheren Netzebene zu erbringender, Regelleistung zu verstehen, um den lokalen Ausgleich der Stromnachfrage und des -angebotes zu erreichen. Grundsätzlich werden zur Quantifizierung dieses Aufwandes die in Abbildung 5-1 bis Abbildung 5-6 ersichtlichen Residuallastkurven auf die kumulierte Nettoleistung im Referenzfall (S0) bezogen.

Tabelle 5-2 zeigt die Werte für die jeweiligen Szenarien. Dort wird klar, dass der Regelaufwand erst bei einer großen Anzahl von Prosumern und weit fortgeschrittener Sektorkopplung relevant wird. So wird die von der höheren Spannungsebene benötigten Regelenergie alleine durch den zusätzlichen Verbrauch aus E-Autos und Wärmepumpe um 81 % erhöht und im Szenario S5 durch den Mehrverbrauch sogar auf 96 %. Die in die

höhere Spannungsebene eingespeiste Überschussleistung, die durch die installierten PV-Anlagen erzeugt wird, wird bis zu ca. 300 % höher, was eine hohe Belastung der mittleren Spannungsebene bedeutet. Dieser Prozentteil wird zwar durch die Lastverschiebung im Szenario S5 etwas geringer, bleibt aber signifikant für die Regelleistung.

Mit reinem Mehrverbrauch und/oder Lastverschiebung in den Szenarien S1-S3, werden die Regelleistungen nur minimal höher oder geringer, und sind im Vergleich zu den Größenordnungen der im regionalen Verteilnetz (mittlere Spannungsebene) ausgetauschten Leistungen von untergeordneter Bedeutung (Next-Kraftwerke 2017).

Auf der Netzebene konnten keine Überlastungen des Netzes durch Rebound-Effekte von Prosumerhaushalten festgestellt werden. Daher wird eine ökologische Bewertung der Netzüberlastung für diesen Fall obsolet.

**Tabelle 5-2: Auswertung des Indikators für den Anstieg des Regelaufwandes – Szenarien S0 bis S5**

Szenario-kürzel	Positive Regelleistung		Negative Regelleistung	
	Änderung der durchschnittlich benötigten Regelleistung gegenüber der Referenz (%)	Maximale Regelleistung (kW)	Änderung der durchschnittlich benötigten Regelleistung gegenüber der Referenz (%)	Maximale Regelleistung (kW)
S0 (Referenz)	0 %	212	0 %	103
S1	4 %	210	-6 %	99
S2	-1 %	205	-2 %	101
S3	3 %	207	-8 %	100
S4 (Kontrolle)	81 %	660	305 %	403
S5	96 %	753	279 %	388

## 5.3 Einfluss der Sektorkopplung und des Prosumings auf die Netzsicherheit

Zahlreiche Studien wurden durchgeführt, um die zukünftigen Herausforderungen für das Stromnetz zu identifizieren und Lösungen hierfür vorzuschlagen (Agora Energiewende 2017; Gailing und Röhring 2015; Huber; Breyer et al. 2013; VDE 2019). Zusammengefasst können folgende Herausforderungen genannt werden:

- **Herausforderungen durch die Erzeugungsseite**

Es ist eine starke und kontinuierliche Zunahme der Energieerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen festzustellen. In den vorherigen Kapiteln wurde der Fokus auf das PV-Prosuming gesetzt und dessen Entwicklung detailliert beschrieben. Weiterhin wird eine Prognose des zukünftigen Zubaus bis zum Jahr 2030 dargestellt. Der Ausbau kleiner PV-Anlagen (speziell auch bis 10 kWp) wird in den kommenden Jahren stark ansteigen (EuPD Research Sustainable Management GmbH 2020) (siehe auch Abschnitt 3.2.3). Diese Erzeugungsanlagen sind nicht nur dezentralisiert vornehmlich im Verteilnetz

(Niederspannungsebene) angeschlossen, was zu einer verteilten Belastung des Stromnetzes führt, sondern auch durch ihren fluktuierenden Charakter differenziert zu betreiben und in Bezug auf ihren Stromertrag schwierig zu prognostizieren. Die Dezentralität erlaubt es außerdem, von der traditionellen unidirektionalen Stromversorgung innerhalb der Netzebenen (top-down) in neue Versorgungskonzepte mit zwei Stromflussrichtungen (top-down und bottom-up) überzugehen (Agora Energiewende 2017).

Die Dezentralität, Volatilität und Bidirektionalität der zukünftigen Energieerzeugung werden zu schwer einzuplanenden **Über- oder Untereinspeisungen** in das Stromnetz führen und erschweren somit die notwendigen Ausgleichmechanismen, um die Netzsicherheit zu gewährleisten.

- **Herausforderungen durch die Verbrauchsseite**

Um diesen ersten Aspekten entgegenzuwirken, aber auch um die Dekarbonisierung anderer Energiesektoren voranzubringen, wird zunehmend von Sektorkopplung als wichtigste Flexibilitätsoption gesprochen (Quaschnig 2016; Libbe und Petschow 2017; BMWi 2016; Gerhardt et al. 2015; VDE 2019; Ausfelder et al. 2017). Auch laut Gesetzgeber (§ 1a Abs. 3 EnWG) soll die Sektorkopplung zur flexiblen Gestaltung der Stromversorgung zunehmend eine Rolle spielen. Im Folgenden werden Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen als Beispiel für die erhebliche Zunahme des Bestandes an Sektorkopplungstechnologien dargestellt:

Der Bestand an Elektrofahrzeuge lag Anfang 2020 bei 240.000, davon ca. 57 % rein elektrisch betriebene PKWs. Laut der Nationalen Plattform für Elektromobilität wird diese Zahl die 1-Millionenmarke schon im Jahr 2022 erreichen und darüber hinaus mindestens 7 Millionen im Jahr 2030 betragen (EuPD Research Sustainable Management GmbH 2020). Ferner lag die Anzahl an Haushalten mit einer Wärmepumpe im Jahr 2020 bei 0,89 Millionen. In zahlreichen Studien (EuPD Research Sustainable Management GmbH 2020; Huber; Prognos et al. 2021) wird mindestens eine Verdopplung dieser Menge für das Jahr 2030 prognostiziert.

Aufgrund der unterschiedlichen Größenordnungen und der natürlichen zeitlichen Entkopplung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren und der zusätzlichen Stromnachfrage der Sektorkopplung werden vor allem zusätzliche **Überlasten** vorkommen, die bei hoher Durchdringung dieser Sektorkopplungstechnologien an Bedeutung gewinnen werden und zu einer deutlichen Überlastung der Netzinfrastruktur führen (VDE 2019).

Im Monitoringbericht der Bundesnetzagentur (Bundesnetzagentur 2021b) werden 60 Verteilnetzbetreiber hinsichtlich des geplanten bzw. abgeschätzten Zubaus ihrer Netze interviewt. Diese setzen den Fokus der zukünftigen Kapazitätserweiterungsmaßnahmen auch bei der Integration erneuerbarer Energien und dem Anstieg der Anzahl an Ladeinfrastrukturen für E-Mobilität.

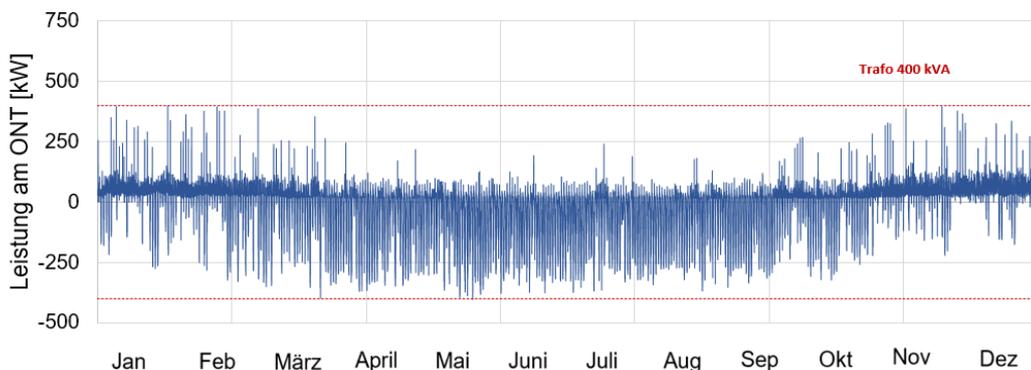
Im Folgenden werden die Sektorkopplung und das Prosuming einzeln im modellierten Netzknoten betrachtet, um deren Auswirkungen auf die Netzsicherheit besser einzuschätzen. Im Szenario *S4a* werden alle Haushalte als Prosumer angenommen, während die Anteile von E-Autos und Wärmepumpen aus dem Referenzszenario übernommen werden. Im Szenario *S4b* wird hingegen davon ausgegangen, dass alle Haushalte ein E-Auto und eine Wärmepumpe haben und der Prosuming-Anteil wie im

Referenzfall bleibt. Die resultierenden Residuallastkurven für die Szenarien *S4a* und *S4b* sind in Abbildung 5-9 und Abbildung 5-10 entsprechend zu sehen.

Die erste Abbildung zeigt, dass es im Szenario *S4a* zu einer knappen Ausschöpfung der Transformatorkapazität bei Einspeisungen in der höheren Verteilnetzebene in den sonnigen Monaten des Jahres (März-September) kommt. Zwar kommt es in diesem betrachteten Netzknoten und mit den randomisiert angenommenen installierten Leistungen nur selten zu Übereinspeisungen, es kann aber an dieser Stelle nicht festgestellt werden, dass dieses Ergebnis robust für alle Anlagengrößen bei der gleichen Netzkonstellation ist. Mit einfachen Sensitivitätsanalysen, auf die an dieser Stelle verzichtet wird, können Übereinspeisungen öfter vorkommen.

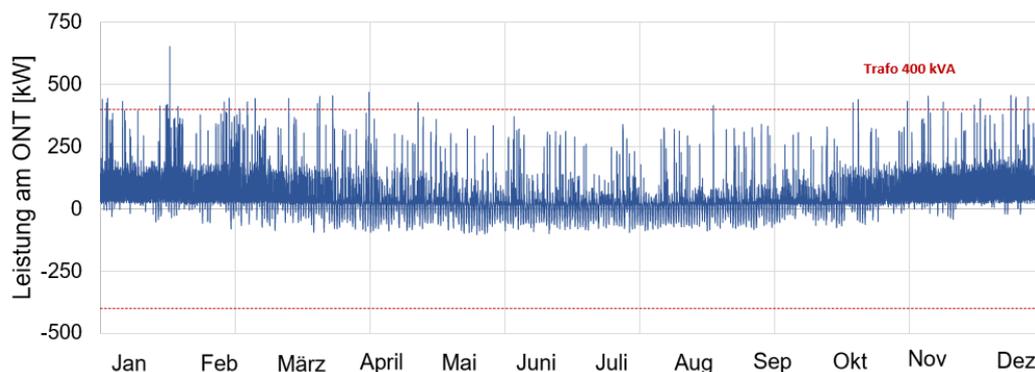
Die zweite Abbildung zeigt, dass es bei Szenario *S4b* hingegen kein Risiko einer Übereinspeisung gibt, aber dass es zu mehreren Verletzungen der maximalen Transformatorbemessungsleistung kommt. Die höchsten Überschreitungen häufen sich in den Wintermonaten (Oktober-März).

Aus dieser Gegenüberstellung beider Extremszenarien wird klar, dass es eine signifikante zeitliche Entkopplung der netzbelastenden Effekte gibt. Szenario *S4* untersucht den Fall, wo beide Annahmen kombiniert sind. Dabei wird klar, dass sich ein relativer Ausgleich der entgegengesetzten Wirkungen ergibt, aber weiterhin mehrere Verletzungen der Bemessungsleistung vorhanden sind (siehe Abbildung 5-6). Tabelle 5-3 zeigt außerdem die benötigten negativen und positiven Regelleistungen in den Einzelszenarien *S4a* und *S4b* und stellt sie ins Verhältnis zu dem kombinierten Szenario *S4*.



**Abbildung 5-9: Aggregierte Nettogleistung am Ortsnetztransformator für das Szenario S4a (100 % Prosuming)**

Quelle: eigene Darstellung



**Abbildung 5-10: Aggregierte Nettogleistung am Ortsnetztransformator für das Szenario S4b (100 % E-Autos und Wärmepumpen)**

Quelle: eigene Darstellung

Aus den Simulationen lässt sich schließen, dass aufgrund der zukünftig immer höheren Anteile an Prosumern und Sektorkopplungstechnologien die zukünftigen Herausforderungen für die Netzsicherheit erhöhen und mehr zeitliche und räumliche Energiespeicherung sowie Flexibilisierungsstrategien benötigt werden. Verschiedene Quellen (z. B. EuPD Research Sustainable Management GmbH 2020; Bernath et al. 2019; Gährs et al. 2013) untersuchen diese Optionen und analysieren dabei die verschiedenen Auswirkungen auf die Netzbelastung und den Regelenergieaufwand.

**Tabelle 5-3: Auswertung des Indikators für den Anstieg des Regelaufwandes Szenarien S4, S4a und S4b**

Szenario- kürzel	Positive Regelleistung		Negative Regelleistung	
	Änderung der durchschnittlich benötigten Regelleistung gegenüber dem Szenario S4	Maximale Regelleistung (kW)	Änderung der durchschnittlich benötigten Regelleistung gegenüber dem Szenario S4	Maximale Regelleistung (kW)
S4	0 %	660	0 %	403
S4a	-38 %	569	1 %	403
S4b	-8 %	651	-75%	103

## 6 Fazit

In dieser Studie wurden ausgehend von einer Analyse der derzeitigen Entwicklungen im PV-Markt (Fokus auf kleine PV-Anlagen < 100 kWp im Prosuming-Segment), die Auswirkungen möglicher Rebound-Effekte bei PV-Prosumern auf das Energiesystem abgeschätzt. Dazu wurden aufbauend auf bisherigen Projektergebnissen, die durchschnittlich einen signifikanten Mehrverbrauch bei Prosumern von bis zu ca. 20 % nahelegen, unterschiedliche Szenarien möglicher Haushaltsverbräuche simuliert und auf die Gesamtenergiesystemebene hochskaliert. Durch die Analyse der resultierenden Energieströme konnten wichtige Erkenntnisse zu möglichen systemischen Auswirkungen von Rebound-Effekten abgeleitet werden:

### **Erhöhter Netzbezug auch bei stark erhöhten Eigenverbrauchsquoten**

- Mehrverbräuche führen bei den simulierten Haushaltszenarien immer zu einem erhöhten Netzbezug – selbst bei stark wetter- und verbrauchsangepassten zusätzlichen Verbrauchern, die eine starke Erhöhung der Eigenverbrauchsquote mit sich bringen (z. B. elektrisch beheizter Pool).
- Bei generellen Mehrverbräuchen (z. B. durch sorgloseren Umgang mit Energie) muss der überwiegende Teil des zusätzlichen Verbrauchs durch Netzbezug gedeckt werden.
- Load-shifting kann signifikant dazu beitragen, den Netzbezug zu minimieren – auch in Fällen eines generellen Mehrverbrauchs.

### **Jede Kilowattstunde zählt: Mehrverbräuche führen zu geringerem Anteil an Sonnenstrom im Netz**

- In allen Mehrverbrauchsfällen wird ein Teil solar gedeckt. Dieser Anteil wird jedoch nicht in das Netz eingespeist und steht somit anderen Verbrauchern nicht zur Verfügung.
- Auch durch den Fokus auf die Maximierung des Eigenverbrauchs bei Prosumeranlagen (auch hervorgerufen durch die politischen Anreize und die größer werdende Spanne zwischen Einspeisevergütung vs. Strombezugskosten) können Rebound-Effekte auftreten. Vielen Prosumern mögen dabei die Auswirkungen einer verminderten Einspeisung nicht bewusst sein.

### **Rebound-Effekte können signifikante Auswirkungen auf den Gesamtstrombedarf in Deutschland 2030 haben**

- Durch die noch überschaubare Anzahl an PV-Prosumern sind die derzeitigen gesamtenergetischen Auswirkungen von Rebound-Effekten noch vergleichsweise gering (ca. 2,4 TWh, bei einem generellen Mehrverbrauch von 20 %).
- Durch die prognostizierten starken Zuwächse an PV-Erzeugerleistung bis 2030 können Rebound-Effekte bei PV-Prosumern bereits zu einem Anteil von > 1,5 % des Bruttostromverbrauchs in Deutschland führen (Annahme: alle PV-Prosumer konsumieren 20 % mehr Strom).
- Würde durch suffizientes Verbrauchsverhalten der Strombedarf aller Prosumer um 10 % sinken, können Einsparungen von ca. 8,5 TWh in 2030 realisiert werden.

- Unsicherheiten bei der Quantifizierung der Auswirkungen von Rebound-Effekten bestehen vor allem bezüglich der Höhe von Sektorkopplungseffekten, deren durchaus gewünschter zusätzlicher Stromverbrauch den Mehrverbrauch beeinflussen kann.

### Rebound-Effekte bei PV-Prosumern können spürbare Folgen haben

- Der Mehrverbrauch durch Rebound-Effekte bei PV-Prosumern kann dazu führen, dass fossile Kraftwerke länger betrieben werden müssen bzw. die Erneuerbaren Energien stärker als geplant ausgebaut werden müssen.
- In Sektoren, die auf eine klimaneutrale Stromversorgung zur Dekarbonisierung setzen, könnten sich Verzögerungen bei der Erreichung von CO<sub>2</sub>-Minderungszielen ergeben.
- Durch die hohen Unsicherheiten in der Quantifizierung von Rebound-Effekten gepaart mit einer möglichen Nichtbeachtung der Auswirkungen selbiger bei der Szenariengestaltung des Energiebedarfs der Zukunft, ergibt sich die Schwierigkeit, effektive politische Leitlinien für die Energiewende zu formulieren.
- Ökologisch hat dieser Mehrverbrauch auch signifikante Auswirkungen, da er bis zu 1 % der geplanten Emissionen laut KSG des Energiesektors einnehmen würde (Annahme: alle PV-Prosumer konsumieren 20 % mehr Strom). Bei einer Berechnung mit dem Strommix anstatt des Grenzkraftwerkes liegt dieser Anteil mit knapp 0,7 % etwas geringer, ist aber dennoch nicht zu vernachlässigen.

### Die Rebound-Effekte beeinflussen die lokale Netzsicherheit nicht.

- Mehrverbräuche durch Rebound-Effekte belasten das Netz zwar leicht, die technischen Belastungsgrenzen der Netze sind dafür jedoch ausreichend.
- Die durch Rebound-Effekte zusätzlich hervorgerufenen Netzbelastungen sind verglichen mit den Belastungen hervorgerufen durch eine hohe Dichte an PV-Prosumeranlagen weniger signifikant.
- Sehr hohe Sektorkopplungs- und Prosuming-Anteile überlasten das Netz erheblich. Um Stromausfälle zu verhindern, sind zusätzliche Maßnahmen notwendig. Einerseits kann ein Netzausbau die Versorgungssicherheit garantieren und die Risiken eines Stromausfalls begrenzen. Andererseits können die Netzbetreiber auf Abregelungsmaßnahmen zurückgreifen, was wiederum für die Dekarbonisierung des Energiesektors kritisch zu betrachten ist. Alternativ besteht die Möglichkeit, intelligente Flexibilisierungsstrategien (Power-to-X) einzusetzen, die auf die Fluktuationen der erneuerbaren Erzeugung bzw. die Unsicherheiten des Verbrauchs reagieren und somit das Netz entlasten, wie zum Beispiel stationäre Speichertechnologien in Quartieren, Mobilitätsanwendungen oder andere innovative Power-to-Gas-Optionen (VDE 2019).

### Die Rebound-Effekte führen zu einer geringfügigen Steigerung der benötigten Regelenergie.

- Die benötigte Regelenergie aus der mittleren Spannungsebene steigt im Falle eines Mehrverbrauchs in Höhe von 20 % bei den Prosumerhaushalten um 4 % an, während die in die mittlere Spannungsebene eingespeiste Regelenergie um 6 % sinkt.
- Die Annahme einer systemischen Lastverschiebung seitens der Prosumer führt zu einer Verringerung der Wirkungen, die im Mehrverbrauchsszenario entstehen. Die benötigte Regelenergie aus dem übergeordneten Netz beträgt dann 3 %, während die in dieses Netz eingespeiste Regelenergie um 8 % sinkt.

- Die Größenordnungen der zusätzlich benötigten Regelenergien sind für die üblicherweise in der mittleren Spannungsebene ausgetauschten Leistungen eher unmerklich.
- Bei einer zukünftigen Bewertung von ökologischen Effekten auf Systemebene können durch den Einsatz von zeitvariable Emissionsfaktoren realistischere Ergebnisse berechnet werden. Dies ist vor allem im Bereich der Lastverschiebung interessant.

Abschließend kann festgehalten werden, dass Rebound-Effekte bei PV-Prosumern, die einen Mehrverbrauch an Strom bewirken, signifikante Auswirkungen auf die Energiesystemebene haben können. Hier sind vor allem die energetischen und ökologischen Folgen relevant und weniger die Beeinflussung der Netzstabilität und Netzsicherheit. Wird diesen Effekten nicht entgegengewirkt können sich erheblichen Unsicherheiten in der politischen Ausgestaltung zukünftiger Ziele und Maßnahmen ergeben. Dabei sind etwaige Anpassungen im Kraftwerkspark (verstärkter Ausbau der Erneuerbaren Energien oder verlängerter Betrieb fossiler Kraftwerke) und die damit verbundenen CO<sub>2</sub>-Minderungsziele als Beispiele möglicher Auswirkungen zu nennen.

In besonders schwierig zu dekarbonisierenden Sektoren (z. B. einige Bereiche der Industrie) ist man auch mittelfristig auf grünen Strom angewiesen. Wenn es zu einem verstärkten Mehrverbrauch an Sonnenstrom in den Prosumerhaushalten kommt, wird dadurch auch der CO<sub>2</sub>-Abdruck des Strommixes negativ beeinflusst, was in diesen Sektoren zur Nichterreichung der CO<sub>2</sub>-Minderungsziele führen kann. Durch die Nichtbeachtung von Rebound-Effekten auf der Systemebene kann somit in vielen Bereichen die Planungssicherheit negativ beeinflusst werden.

Die vorliegende Studie kann aufgrund von verallgemeinernden Annahmen nur erste Anhaltspunkte bezüglich der Höhe der energetisch-ökologischen Auswirkungen liefern. Denn es bestehen nach wie vor Unsicherheiten bei der Quantifizierung von Rebound-Effekten bei PV-Prosumerhaushalten, so zum Beispiel bei der Identifizierung des Anteils der Sektorkopplung an den Verbrauchsdaten von Prosumerhaushalten. Ebenso sind die Auswirkungen stark vom zukünftigen PV-Ausbau und den Anreizen der Förderpolitik abhängig. Dabei sind bisher auch Teilbereiche des PV-Marktes (z. B. Mieterstrom, Landwirtschaft) seitens der Rebound-Forschung nur unzureichend untersucht worden. Zukünftige Vorhaben, die sich mit der Auswirkung von Rebound-Effekten auf der Systemebene befassen, sollten sich daher mit detaillierten Analysen zur Quantifizierung von Rebound-Effekten in den jeweiligen Teilbereichen und Prosumergruppen beschäftigen. In jedem Fall bedarf es einer verbreiteten Sensibilisierung der Prosumerhaushalte hinsichtlich der Folgen eines möglichen Mehrverbrauchs. Dabei sollte auch auf Suffizienzstrategien hingewiesen werden, die als Gegenpol zu Rebound-Effekten einen signifikanten Hebel für das Gelingen der Energiewende darstellen können.

## 7 Literaturverzeichnis

50hertz, Amprion, Tennet und Transnet BW (2021): EEG-Vergütungs- und Umlagekategorien. Website: <https://www.netztransparenz.de/EEG/Verguetungs-und-Umlagekategorien> (Zugriff: 13. August 2021).

AEE [Agentur für Erneuerbare Energien] (2019a): Anzahl neu zugebauter Photovoltaik-Batteriespeicher - Solar - D - Daten und Fakten zur Entwicklung Erneuerbarer Energien in einzelnen Bundesländern. Website: [https://www.foederal-erneuerbar.de/landesinfo/kategorie/solar/auswahl/773-anzahl\\_neu\\_zugebaute/bundesland/D/ordnung/2014/sicht/diagramm](https://www.foederal-erneuerbar.de/landesinfo/kategorie/solar/auswahl/773-anzahl_neu_zugebaute/bundesland/D/ordnung/2014/sicht/diagramm) (Zugriff: 7. April 2021).

AEE [Agentur für Erneuerbare Energien] (2019b): Anteil neuer PV-Anlagen unter 30 kW mit Batteriespeichern - Solar - D - Daten und Fakten zur Entwicklung Erneuerbarer Energien in einzelnen Bundesländern. Website: [https://www.foederal-erneuerbar.de/landesinfo/kategorie/solar/auswahl/861-anteil\\_neuer\\_pv-anla/bundesland/D/ordnung/2014/sicht/diagramm](https://www.foederal-erneuerbar.de/landesinfo/kategorie/solar/auswahl/861-anteil_neuer_pv-anla/bundesland/D/ordnung/2014/sicht/diagramm) (Zugriff: 7. April 2021).

AEE [Agentur für Erneuerbare Energien] (2020): Installierte Leistung Photovoltaik - Solar - Übersicht zur Entwicklung Erneuerbarer Energien in allen Bundesländern. Website: [https://www.foederal-erneuerbar.de/uebersicht/bundeslaender/BW|BY|B|BB|HB|HH|HE|MV|NI|NRW|RLP|SL|SN|ST|SH|TH|D/kategorie/solar/auswahl/183-installierte\\_leistun](https://www.foederal-erneuerbar.de/uebersicht/bundeslaender/BW|BY|B|BB|HB|HH|HE|MV|NI|NRW|RLP|SL|SN|ST|SH|TH|D/kategorie/solar/auswahl/183-installierte_leistun) (Zugriff: 14. Oktober 2021).

Agora Energiewende (2017): Energiewende und Dezentralität. Zu den Grundlagen einer politisierten Debatte. <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/energiewende-und-dezentralitaet/> (Zugriff: 12. September 2021).

Agora Energiewende (2021): Agorameter, Stromerzeugung und Stromverbrauch. Website: <https://www.agora-energiewende.de/service/agorameter> (Zugriff: 3. November 2021).

Agora Energiewende und Wattsight (2020): Die Ökostromlücke, ihre Strommarkteffekte und wie sie gestopft werden kann. Effekte der Windenergiekrise auf Strompreise und CO<sub>2</sub>--Emissionen sowie Optionen, um das 65-Prozent-Erneuerbare-Ziel 2030 noch zu erreichen. Studie im Auftrag von Agora Energiewende. Studie im Auftrag von Agora Energiewende.

Arnold, Fabian, David Schlund und Simon Schulte (2020): EWI Merit-Order Tool 2020. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI). [www.ewi.uni-koeln.de](http://www.ewi.uni-koeln.de).

Ausfelder, Florian, Frank-Detlef Drake, Berit Erlach, Manfred Fishedick, Hans-Martin Henning, Christoph Kost, Wolfram Münch, Karen Pittel, Christian Rehtanz und Jörg Sauer (2017): *»Sektorkopplung«. Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems*. München: Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina; acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften; Union der deutschen Akademien der Wissenschaften. <https://epub.ub.uni-muenchen.de/60099/>.

BDEW, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (2021): Die Energiewende braucht einen PV-Boom. Berlin: BDEW.

BDEW und ZSW [Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. und Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg] (2021): Erneuerbare Energien haben im ersten Halbjahr 43 Prozent des Stromverbrauchs gedeckt. Website: <https://www.bdew.de/presse/presseinformationen/erneuerbare-energien-haben-im-ersten-halbjahr-43-prozent-des-stromverbrauchs-gedeckt/> (Zugriff: 13. August 2021).

Bernath, Christiane, Gerda Deac und Frank Sensfuß [Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien] (2019): Modellbasierte Analyse der Auswirkung von Sektorkopplung auf die Marktwerte

erneuerbarer Energien. Wien: Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung.  
[https://publica.fraunhofer.de/eprints/urn\\_nbn\\_de\\_0011-n-5373842.pdf](https://publica.fraunhofer.de/eprints/urn_nbn_de_0011-n-5373842.pdf) (Zugriff: 16. September 2021).

BMU [Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz] (2021): *Lesefassung des Bundes-Klimaschutzgesetzes 2021*.  
[https://www.bmu.de/fileadmin/Daten\\_BMU/Download\\_PDF/Klimaschutz/ksg\\_aendg\\_2021\\_3\\_bf.pdf](https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/ksg_aendg_2021_3_bf.pdf).

BMWi [Bundesministerium für Wirtschaft und Energie] (2016): Grünbuch Energieeffizienz - Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.

BMWi, Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (2021): Energiedaten: Gesamtausgabe. Website: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html> (Zugriff: 13. August 2021).

BMWi und UBA [Bundesministerium für Wirtschaft und Energie und Umweltbundesamt] (2020): Energieeffizienz in Zahlen 2020.

Bost, Mark, Dr Bernd Hirschl und Dr Astrid Aretz (2011): Effekte von Eigenverbrauch und Netzparität bei der Photovoltaik.

Brandes, Julian, Markus Haun, Jüdit Heilig, Christoph Kost, Andreas Bett, Hans-Martin Henning, Daniel Wrede und Patrick Jürgen [Update unter einer Zielvorgabe von 65% CO<sub>2</sub>-Reduktion in 2030 und 100% in 2050] (2021): Studie: Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem - Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen - Update. Freiburg: Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE).

Breitkopf, A. (2021): Installierte Leistung aller Photovoltaikanlagen in Deutschland bis 2020. 25. März. Website: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/13547/umfrage/leistung-durch-solarstrom-in-deutschland-seit-1990/> (Zugriff: 31. März 2021).

Breyer, Christian, Berit Müller, Caroline Möller, Elisa Gaudchau, Ludwig Schneider, Kevin Gajkowski, Matthias Resch und Guido Pleßmann (2013): Vergleich und Optimierung von zentral und dezentral orientierten Ausbaupfaden zu einer Stromversorgung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland. Berlin: Reiner Lemoine Institut gGmbH.

BSW Solar (2019): Entwicklung des deutschen PV-Marktes.

Bundesnetzagentur [Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation und Eisenbahnen] (2021a): Marktstammdatenregister. Website: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR> (Zugriff: 7. April 2021).

Bundesnetzagentur (2021b): Monitoringbericht 2020. Bonn.  
[https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/Monitoring/Monitoring\\_Berichte\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/Monitoring/Monitoring_Berichte_node.html) (Zugriff: 8. Juni 2021).

Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2020): Monitoringbericht 2019.

Bundesregierung (2020): Grundlage für CO<sub>2</sub>-Preis steht. Website: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/nationaler-emissionshandel-1684508> (Zugriff: 13. September 2021).

Clearingstelle EEG | KWKG (2021): *Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), zuletzt geändert durch Artikel 11 des Gesetzes zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht (BGBl. I S. 3026)*.

- dena, Deutsche Energie-Agentur (2021): dena - Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität - Eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe. Berlin: dena.
- Deng, Gary und Peter Newton (2017): Assessing the impact of solar PV on domestic electricity consumption: Exploring the prospect of rebound effects. *Energy Policy* 110: 313–324.
- Dütschke, Elisabeth, Ray Galvin und Iska Brunzema (2021): Rebound and spillovers: Prosumers in transition. *Frontiers in Psychology* 12: 636109.
- DWD [Deutscher Wetterdienst] (2021): Globalstrahlungskarten, Monats- und Jahressummen. Website: [https://www.dwd.de/DE/leistungen/solarenergie/lstrahlungskarten\\_su.html?nn=16102](https://www.dwd.de/DE/leistungen/solarenergie/lstrahlungskarten_su.html?nn=16102) (Zugriff: 4. Mai 2021).
- EEG 2017 *Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 21. Dezember 2020 (BGBl. I S. 3138) geändert worden ist.*
- EEG 2021 (2021): *Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 11 des Gesetzes vom 16. Juli 2021 (BGBl. I S. 3026) geändert worden ist.* [https://www.gesetze-im-internet.de/eeg\\_2014/BJNR106610014.html](https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/BJNR106610014.html).
- EuPD Research Sustainable Management GmbH (2020): Energiewende im Kontext von Atom und Kohleausstieg - Perspektiven im Strommarkt bis 2040.
- EWS (2021a): Photovoltaik-Zubau in Deutschland nach Größenklassen 2012 – 2021. Website: <https://www.pv.de/photovoltaik/marktentwicklung/photovoltaik/> (Zugriff: 31. März 2021).
- EWS (2021b): PV-Nachfrage im ersten Halbjahr 2021 über Vorjahreszeitraum – 428,543 MWp im Juni. Website: <https://www.pv.de/news/pv-nachfrage-im-ersten-halbjahr-2021-ueber-vorjahreszeitraum-428543-mwp-im-juni/> (Zugriff: 1. September 2021).
- Figgenger, Jan, Peter Stenzel, Kai-Philipp Kairies, Jochen Linßen, David Haberschusz, Oliver Wessels, Martin Robinius, Detlef Stolten und Dirk Uwe Sauer (2021): The development of stationary battery storage systems in Germany – status 2020. *Journal of Energy Storage* 33: 101982.
- Fischer, Andreas (2021): Die ökologischen Kosten des schleppenden Ausbaus, IW-Kurzbericht, Nr. 78. Köln.
- Freytag, Bernd (2021): Strom für Grüne Industrie: „Brutal günstig und unvorstellbar viel“. *FAZ.NET*. <https://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/klima-energie-und-umwelt/energiewende-chemische-industrie-fordert-mehr-oekostrom-17248364.html>.
- Frondel, Manuel, Kathrin Kaestner, Stephan Sommer und Colin Vance (2020): Photovoltaics and the solar rebound: Evidence for Germany. *SSRN Electronic Journal*. <https://www.ssrn.com/abstract=3716945> (Zugriff: 11. April 2021).
- Gähns, Swantje, Matthias Leuthold, Mark Bost, Moritz Cramer, Eva Szczechowicz, Bernd Hirschl, Armin Schnettler, Dirk Uwe Sauer, Janina Struth und Astrid Aretz (2013): Thesen und Hintergründe zum Nutzen von Speichern in netzgekoppelten PV-Anlagen: 42.
- Gailing, Ludger und Andreas Röhring (2015): Was ist dezentral an der Energiewende? Infrastrukturen erneuerbarer Energien als Herausforderungen und Chancen für ländliche Räume. *Raumforschung und Raumordnung* 73, Nr. 1: 31–43.
- Galvin, Ray, Elisabeth Dütschke und Julika Weiß (2021): A conceptual framework for understanding rebound effects with renewable electricity: A new challenge for decarbonizing the electricity sector. *Renewable Energy* 176: 423–432.

Galvin, Ray, Johannes Schuler, Ayse Tugba Atasoy, Hendrik Schmitz, Matthias Pfaff und Jan Kegel (2022): A health research interdisciplinary approach for energy studies: Confirming substantial rebound effects among solar photovoltaic households in Germany. *Energy Research & Social Science* 86.

Gerhardt, Norman, Fabian Sandau, Angela Scholz, Henning Hahn, Patrick Schumacher, Christina Sager und Fabian Bergk (2015): Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr: Endbericht. Fraunhofer IWES.

Hajek, Stefan (2017): Lithium und Kobalt: Bremsen Rohstoff-Engpässe das Elektroauto aus? Website: <https://www.wiwo.de/technologie/mobilitaet/lithium-und-kobalt-bremsen-rohstoff-engpaesse-das-elektroauto-aus/20560144.html> (Zugriff: 13. Oktober 2021).

Havas, Lisa, Julie Ballweg, Chris Penna und Digby Race (2015): Power to change: Analysis of household participation in a renewable energy and energy efficiency programme in Central Australia. *Energy Policy* 87: 325–333.

Heckert Solar (2021): Datenblatt N E M O @ 2.0 60 M. [https://www.heckertsolar.com/wp-content/uploads/2021/07/2021\\_02-DB-NeMo-2.0-60-M-320-330-Wp-GZX.pdf](https://www.heckertsolar.com/wp-content/uploads/2021/07/2021_02-DB-NeMo-2.0-60-M-320-330-Wp-GZX.pdf).

te Heesen, Henrik, Volker Herbort und Martin Rumpler (2019): Performance of roof-top PV systems in Germany from 2012 to 2018. *Solar Energy* 194: 128–135.

Huber, Richard Herausforderungen der Energiewende für die Verteilnetze, insbesondere in Baden-Württemberg. *Energiewende: Chancen und Herausforderungen ETG-Fachbericht, Bd 142*: 38.

Icha, Petra (2021): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 - 2020.

[https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2021-05-26\\_cc-45-2021\\_strommix\\_2021\\_0.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2021-05-26_cc-45-2021_strommix_2021_0.pdf).

IÖW [IÖW] (2021): Energie-Prosumer als Schlüsselement der Energiewende. IÖW. <https://www.ioew.de/klima-und-energie/ioew-prosumer-modell> (Zugriff: 19. April 2021).

IWR Online (2021): Erste Neuschätzung: BMWi gibt Stromverbrauchs-Prognose 2030 bekannt - BDEW mahnt EE-Ausbau an. Website: <https://www.iwr.de/ticker/erste-neuschaetzung-bmwi-gibt-stromverbrauchs-prognose-2030-bekannt-bdew-mahnt-ee-ausbau-an-artikel3429> (Zugriff: 12. August 2021).

Konstantin, Panos (2017): *Praxisbuch Energiewirtschaft: Energieumwandlung, -transport und -beschaffung, Übertragungsnetzausbau und Kernenergieausstieg*. 4., aktualisierte Auflage. VDI-Buch. Berlin [Heidelberg]: Springer Vieweg.

Kreutzmann, Anne und Jochen Siemer (2021): Zehn ist die neue Fünf. *PHOTON - Das Solarstrom-Magazin* 26, Nr. 07.

Lauf, Dr. Thomas, Michael Memmler und Sven Schneider (2019): Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2018. Umweltbundesamt. [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-11-07\\_cc-37-2019\\_emissionsbilanz-erneuerbarer-energien\\_2018.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-11-07_cc-37-2019_emissionsbilanz-erneuerbarer-energien_2018.pdf).

Lenk, Clara, Lukas Torliene, Julika Weiß und Jan Wiesenthal (2022): Wie wirken Rebound-Effekte von Prosumern? Berlin: IÖW.

Li, Xingzhi, Ming K. Lim, Du Ni, Bo Zhong, Zhi Xiao und Haitian Hao (2020): Sustainability or continuous damage: A behavior study of prosumers' electricity consumption after installing household

- distributed energy resources. *Journal of Cleaner Production* 264. <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0959652620315183> (Zugriff: 13. August 2021).
- Libbe, Jens und Ulrich Petschow (2017): Verwundbarkeiten durch Sektorkopplung. *Ökologisches Wirtschaften-Fachzeitschrift*, Nr. 4: 16–18.
- Meinecke, Steffen, Džanan Sarajlić, Simon Ruben Drauz, Annika Klettke, Lars-Peter Lauven, Christian Rehtanz, Albert Moser und Martin Braun (2020): SimBench—A Benchmark Dataset of Electric Power Systems to Compare Innovative Solutions based on Power Flow Analysis. *Energies* 13, Nr. 12: 3290.
- Next-Kraftwerke (2017): Wie funktioniert der Netzbetrieb in Deutschland? 16. Mai. Website: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/netzbetrieb> (Zugriff: 13. Dezember 2021).
- Oberst, Christian, Hendrik Schmitz und Reinhard Madlener (2019): Are prosumer households that much different? Evidence from stated residential energy consumption in Germany. *Ecological Economics* 158: 101–115.
- Oliver, Matthew E., Juan Moreno-Cruz und Ross C. Beppler (2019): Microeconomics of the Rebound Effect for Residential Solar Photovoltaic Systems. *SSRN Electronic Journal*. <https://www.ssrn.com/abstract=3383055> (Zugriff: 13. August 2021).
- Pflüger, Friedbert (2013): Resilienz—Schlüsselwort der Energiesicherheit. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 63, Nr. 11: 30–33.
- Prognos, Öko-Institut und Wuppertal-Institut (2021): Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Langfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende. [https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2021/KNDE\\_2045\\_Langfassung/Klimaneutrales\\_Deutschland\\_2045\\_Langfassung.pdf](https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2021/KNDE_2045_Langfassung/Klimaneutrales_Deutschland_2045_Langfassung.pdf) (Zugriff: 5. Januar 2022).
- Qiu, Yueming, Matthew E. Kahn und Bo Xing (2019): Quantifying the rebound effects of residential solar panel adoption. *Journal of Environmental Economics and Management* 96: 310–341.
- Quaschnig, Volker (2013): *Regenerative Energiesysteme: Technologie - Berechnung - Simulation*. 8. Aufl. Carl Hanser Verlag München.
- Quaschnig, Volker (2016): Sektorkopplung durch die Energiewende. *Anforderungen an den Ausbau erneuerbarer Energien zum Erreichen der Pariser Klimaschutzziele unter Berücksichtigung der Sektorkopplung*, Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin, Berlin 9: 2017.
- Reid, Gerard und Javier Julve (2016): *Second Life-Batteries As Flexible Storage For Renewables Energies*. Berlin: Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.
- Sander, Lalon (2021): Rohstoffe für die Energiewende: Neue Energien, alte Probleme? *Die Tageszeitung: taz*, Abschn. taz, Öko. <https://taz.de/!5772477/>.
- Sark, W.G.J.H.M. van, N.H. Reich, B. Müller, A. Armbruster, K. Kiefer und C. Reise (2012): Review of PV performance ratio development. Veranstaltung: World Renewable Energy Forum, Denver.
- Siemer, Jochen (2021a): Weniger und teurer. *PHOTON - Das Solarstrom-Magazin*, Nr. 10/2021.
- Siemer, Jochen (2021b): Auf dem Rückzug. *PHOTON - Das Solarstrom-Magazin*, Nr. 10/2021.
- Sterchele, Philip, Julian Brandes, Judith Heilig, Daniel Wrede, Christoph Kost, Thomas Schlegl, Andreas Bett und Hans-Martin Henning (2020): Studie: Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem

- Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen. Freiburg: Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE).

Struth, Janina, Matthias Leuthold, Astrid Aretz, Mark Bost, Swantje Gähns, Moritz Cramer, Eva Szczechowicz, Bernd Hirschl, Armin Schnettler und Dirk Uwe Sauer (2013): Thesen und Hintergründe zum Nutzen von Speichern in netzgekoppelten PV-Anlagen.

Thurner, Leon, Alexander Scheidler, Florian Schäfer, Jan-Hendrik Menke, Julian Dollichon, Friederike Meier, Steffen Meinecke und Martin Braun (2018): Pandapower—An Open-Source Python Tool for Convenient Modeling, Analysis, and Optimization of Electric Power Systems. *IEEE Transactions on Power Systems* 33, Nr. 6: 6510–6521.

Toroghi, Shahaboddin H. und Matthew E. Oliver (2019): Framework for estimation of the direct rebound effect for residential photovoltaic systems. *Applied Energy* 251: 113391.

TÜV-Nord (2020): Second life for batteries. Website: <https://www.tuev-nord.de/explore/en/reveals/a-second-life-for-old-batteries/> (Zugriff: 13. Oktober 2021).

Umweltbundesamt (2021): Strom- und Wärmeversorgung in Zahlen. 20. Juli. Website: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/energieversorgung/strom-waermeversorgung-in-zahlen#Kraftwerke> (Zugriff: 13. September 2021).

VDE [Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.] (2017): Spannungsqualität in Stromnetzen. Website: <https://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/versorgungsqualitaet/spannungsqualitaet> (Zugriff: 17. September 2021).

VDE [Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.] (2019): Zellulares Energiesystem: Ein Beitrag zur Konkretisierung des zellularen Ansatzes mit Handlungsempfehlungen (Mai): 52.

Verbraucherzentrale.de (2021): Was tun mit der Ü20 PV-Anlage, wenn die EEG-Förderung endet? Website: <https://www.verbraucherzentrale.de/wissen/energie/erneuerbare-energien/was-tun-mit-der-ue20-pvanlage-wenn-die-eegfoerderung-endet-50846> (Zugriff: 13. August 2021).

Weiß, Julika, Ivo Fehling und Swantje Gähns (2019): Marktüberblick und Dienstleistungen für EE-Eigenversorgung und -Bezug. Arbeitspapier im Projekt EE-REbound (September): 50.

Weniger, Johannes, Selina Maier, Lena Kranz, Nico Orth, Nico Böhme und Volker Quaschnig (2018): Stromspeicher-Inspektion 2018.

Weniger, Johannes, Selina Maier, Nico Orth und Volker Quaschnig (2020): Stromspeicher-Inspektion 2020.

Weniger, Johannes, Nico Orth, Nico Böhme und Volker Quaschnig (2019): Stromspeicher-Inspektion 2019.

Wirth, Dr Harry und Fraunhofer ISE (2021): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland.

Wirth, Harry, Christoph Kost, Korbinian Kramer, Dirk Holger Neuhaus, Dominik Peper, Jochen Rentsch und Charlotte Senkpiel (2021): Solaroffensive für Deutschland. Greenpeace.

## 8 Anhang

### 8.1 Eckdaten des modellierten Netzknotens

Im Folgenden sind die detaillierten Eckdaten des modellierten Netzknotens, der im Abschnitt 3.3.2 vorgestellt wird, aufgelistet.

**Tabelle 8-1: Detaillierte Eckdaten des modellierten Netzknotens**

Kategorie	Eckdaten	
Verbrauch		
Alle Verbraucher	Gesamtanzahl	127
	Anteil des Prosumings	30 %
	davon mit Batterie ausgestattet	37 %
	davon mit E-Auto ausgestattet	20 %
	davon mit Wärmepumpe ausgestattet	30 %
	Gesamtleistung	351,7 kW
Prosumerhaushalte	Gesamtanzahl	74
	Anteil des Prosumings	28 %
	davon mit Batterie ausgestattet	66 %
	davon mit E-Auto ausgestattet	33 %
	davon mit Wärmepumpe ausgestattet	33 %
	Gesamtleistung	194 kW
Erzeugung und Speicherung		
PV-Anlagen	Gesamtleistung	213 kWp
	davon in Privathaushalte	160 kW
Heimspeicher	Gesamtkapazität	54,7 kWh
	davon in Privathaushalte	54,7 kWh
Eingesetzte Betriebsmittel		
Transformator	Bemessungsleistung	400 kVA
	Nennspannung (Niederspannungsebene / Mittelspannungsebene)	0,4 kV / 20 kV
Kabelleitungen	Gesamtlänge	2,35 km
	Durchschnittliche Länge	18,52 m
	Leitungstyp	NAYY 4x150SE 0.6/1kV



[www.ee-rebound.de](http://www.ee-rebound.de)