

Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Abgabe von Strommengen an Letztverbraucher für die Kalenderjahre 2023 bis 2027

Endbericht

Studie im Auftrag der deutschen
Übertragungsnetzbetreiber



Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	1
Kurzzusammenfassung	3
1 Einleitung und methodisches Vorgehen	6
2 Ausgangslage und Datengrundlage 2021 & 2022.....	12
2.1 Nettostrombedarf	12
2.2 Datenschnittstellen	13
3 Annahmen für die Entwicklung bis 2027.....	15
3.1 Definition der Szenarien und Übersicht zu befragten Experten.....	15
3.2 Szenariodeterminante: Konjunkturelle Entwicklung	17
3.3 Szenariodeterminante: Demographische Entwicklung.....	20
3.4 Szenariodeterminante: Gebäudesanierungsrate	21
3.5 Szenariodeterminante: Technologischer Wandel in der Industrie	23
3.6 Szenariodeterminante: Verbreitung von Sektorenkopplungstechnologien	25
3.7 Szenariodeterminante: Elektrizitätsbedarf für die inländische Wasserstoff- erzeugung.....	30
3.8 Annahmen zur zeitlichen Verteilung	32
3.9 Annahmen zur regionalen Verteilung	34
4 Mittelfristprognosen für die Stromabgabe an Letztverbraucher bis zum Jahr 2027	38
4.1 Nettostrombedarf	38
4.2 Beiträge der Sektorenkopplungstechnologien	41
4.3 Preiseffekte	42
4.4 Entwicklung der Jahreshöchstlast	43
Abbildungsverzeichnis.....	44
Tabellenverzeichnis.....	46
Abkürzungsverzeichnis.....	47
Anhang.....	48

Auftragnehmer:

RWTH Aachen University

Lehrstuhl für Energiesystemökonomik

Mathieustr. 10
52074 Aachen

+49 (0)241 80 49870

apraktiknjo@eonerc.rwth-aachen.de

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Aaron Praktiknjo

Dr. Lars Nolting

Jan Priesmann, M. Sc.

Jakob Kulawik, M. Sc.

Marius Tillmanns, M. Sc.

Auftraggeber:

TenneT TSO GmbH

Veröffentlichung:

Aachen, Oktober 2022

Die Autoren haben diese Unterlage mit der gebotenen Sorgfalt zusammengestellt.

Für Entscheidungen, die auf Grund der beinhaltenen Informationen getroffen werden, wird keine Verantwortung übernommen.

Die aufbereiteten Informationen stellen insbesondere keine Empfehlung für den Abschluss von konkreten Verträgen oder Investitionen dar.

Die hier dargestellten Informationen ersetzen keine individuelle Beratung durch fachkundige Personen unter Berücksichtigung der konkreten Umstände. Zu gesetzlichen Regelungen und rechtlichen Rahmenbedingungen sollte im konkreten Fall eine anwaltliche Beratung eingeholt werden.

Alle Rechte vorbehalten (Rechte Dritter ausgenommen).

Kurzzusammenfassung

Ausgangssituation und Zielstellung

Gemäß § 60 Abs. 1 EEG des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2021) sind die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) in Deutschland dazu verpflichtet, kalenderjährlich Prognosen zur Entwicklung der inländischen Stromabgabe an Letztverbraucher zu erstellen.

Historisch wurden dabei die voll, anteilig oder nicht umlagepflichtigen selbsterzeugten Letztverbräuche sowie die Privilegierungskategorien der Besonderen Ausgleichsregelung (BesAR), für die eine EEG-Umlage in verringerter Höhe gezahlt werden muss, differenziert analysiert. Da mit dem Inkrafttreten des „Gesetz[es] zur Absenkung der Kostenbelastung durch die EEG-Umlage und zur Weitergabe dieser Absenkung an die Letztverbraucher“ die EEG-Umlage ab dem 01.07.2022 auf 0 EUR-ct/kWh abgesenkt und die Umlagepflicht für Letztverbraucher in der Folge gänzlich abgeschafft wurde, wird in diesem Gutachten auf eine explizite Untersuchung der Privilegierungskategorien verzichtet. Vielmehr wird der Fokus auf eine detaillierte Abbildung des Elektrizitätsbedarfs¹ im Status Quo sowie von zu erwartenden Entwicklungen im Prognosezeitraum für die Jahre 2022 bis 2027 gelegt.

Methodik

Methodisch wird auf einen nutzenergiebasierten Ansatz zurückgegriffen, welcher ermöglicht, die Deckung existierender Nutzenergiebedarfe von Verbrauchern (private Haushalte, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen, Industrie sowie Verkehr) in Abhängigkeit der jeweiligen Endanwendungstechnologie in Strombedarfe zu überführen. Dabei können die zunehmende Verbreitung sogenannter Sektorenkopplungstechnologien wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen sowie von Elektrolyseuren zur Erzeugung von grünem Wasserstoff und die damit verbundenen Elektrizitätsbedarfe explizit abgebildet werden. Vor dem Hintergrund des aktuell hohen Preisniveaus werden zusätzlich die Rückwirkungen des Strompreises auf die Nachfrage nach Elektrizität berücksichtigt.

¹ Hier und im Folgenden ist der Begriff „Bedarf“ im ökonomischen Sinne als Nachfrage zu interpretieren.

Zentrale Annahmen und Datenbasis

Wesentliche Annahmen setzen sich auf der einen Seite aus dem zu erwartenden Bedarf an Nutzenergie und auf der anderen Seite auf dem zu erwartenden Technologiemix zur Deckung dieser Nutzenergienachfrage zusammen. Für die Abbildung möglicher zukünftiger Entwicklungen wurde dabei ein Szenariotrichter mit insgesamt drei Szenarien berücksichtigt: ein oberes Szenario mit einer hohen Lastentwicklung, ein Referenzszenario zur Abbildung der wahrscheinlichsten Entwicklung sowie ein unteres Szenario, welches eine niedrige Lastentwicklung widerspiegelt.

Durchführung von Experteninterviews

Für die Validierung der studienbasiert getroffenen Szenarioannahmen wurden zahlreiche Interviews mit Experten unterschiedlicher Branchen geführt. Dabei wurden die getroffenen Annahmen zur Diffusion einzelner Sektorenkopplungstechnologien sowie zur konjunkturellen Entwicklung in mehreren Zyklen iterativ validiert.

Wesentliche Ergebnisse

Die Analysen zeigen einen deutlich steigenden Elektrizitätsbedarf an: Während der Nettostrombedarf in Deutschland im Jahr 2021 bei 503,4 TWh lag, steigt dieser im Referenzszenario auf 611,0 TWh im Prognosejahr 2027 an. Die Prognosewerte liegen demnach deutlich über den in bisherigen Mittelfristprognosen angegebenen Werten.

Wesentliche Treiber für den steigenden Elektrizitätsbedarf sind dabei die Verbreitung der Sektorenkopplungstechnologien sowie die zunehmende Elektrifizierung in der Industrie. Die ambitionierten Klimaschutzziele der Bundesregierung wirken sich dabei steigernd auf die erwartete Stromnachfrage aus. So beträgt im Referenzszenario für das Prognosejahr 2027 der Elektrizitätsbedarf für Wärmepumpen 28,8 TWh, der Strombedarf von Elektrofahrzeugen 21,8 TWh und der Mehrbedarf nach Elektrizität in der Industrie gegenüber 2021 50,5 TWh (inkl. Strombedarf aufgrund von Elektrolyse). Insgesamt werden damit parallel implementierte Effizienzmaßnahmen überkompensiert.

Die aktuell sehr hohen Strompreise wirken der tendenziell ansteigenden Nachfrage entgegen. So wird der Strombedarf im Referenzszenario insbesondere in den Jahren 2022 und 2023 aufgrund der

hohen Preise abgesenkt. Ab 2025 kommt es aufgrund einer erwarteten Stabilisierung der Preise auf ein dann niedrigeres Niveau zu einem leichten Anstieg der Stromnachfrage.

Sensitivitäten

Aufgrund der derzeit äußerst unsicheren geopolitischen Lage und der damit einhergehenden volkswirtschaftlichen Unwägbarkeiten wurde ein vergleichsweise breiter Prognosetrichter verwendet. Die Vielzahl berücksichtigter Parameter kombiniert mit dem jeweiligen Prognosespektrum führen zu hohen Abweichungen zwischen den Sensitivitätsszenarien mit einer hohen Lastentwicklung („oberes Szenario“) und einer niedrigen Lastentwicklung („unteres Szenario“): Während der Nettostrombedarf im unteren Szenario für das Prognosejahr 2027 auf 574,5 TWh ansteigt, beträgt dieser Wert für das obere Szenario 650,0 TWh und liegt damit um mehr als 75 TWh höher. Trotz der erheblichen Unsicherheiten hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung manifestiert sich in allen betrachteten Szenarien das Bild einer deutlich steigenden Nettostromnachfrage im Prognosezeitraum bis zum Jahr 2027.

1 Einleitung und methodisches Vorgehen

Hintergrund: Aktuelle Entwicklungen zur EEG-Umlage

Zweck der seit dem Jahr 2000 im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) festgelegten EEG-Umlage war die Finanzierung des Ausbaus der erneuerbaren Energien zur Elektrizitätsgewinnung in Deutschland. Durch die von Letztverbrauchern finanzierte Umlage wurden Differenzen zwischen festgelegten Vergütungssätzen sowie Förderungen im Marktprämienmodell für die Erzeugung von erneuerbarem Strom auf der einen und tatsächlichen Marktpreisen auf der anderen Seite ausgeglichen. Das sollte Planungssicherheit für Investoren in EEG-förderfähige Anlagen gewährleisten und mithin einen möglichst raschen Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung forcieren.

Die Bundesregierung hat im Rahmen des sog. Osterpaketes die Reduzierung der letzterverbraucherbasierten EEG-Umlage auf 0 EUR-ct/kWh ab dem 01.07.2022 beschlossen. In der Folge wurde die EEG-Förderung über den Strompreis ab dem 01.01.2023 endgültig beendet. Etwaiger Finanzierungsbedarf für die Ausbauförderung für erneuerbare Energien soll künftig aus dem Sondervermögen des „Energie- und Klimafonds“ des Bundes ausgeglichen werden.²

Inhaltlicher Fokus: Berücksichtigung anstehender Umbrüche im Energiesystem

Der inhaltliche Fokus dieser Studie liegt daher nicht auf der Ableitung zu erwartender Umlagezahlungen und der genauen Aufschlüsselung des Letztverbrauchs auf Privilegierungskategorien nach dem EEG, sondern auf der fundierten Prognose der Entwicklung des Netztrombedarfs bis 2027.

Besondere Berücksichtigung finden dabei aktuelle Umbrüche im Energiesystem: Der vergleichsweise hohe Anteil erneuerbarer Energien im Elektrizitätssektor soll nach den Plänen der Bundesregierung auch zur Dekarbonisierung anderer Sektoren nutzbar gemacht

² Vgl. Bundesregierung, 2022. „Wir verdreifachen die Geschwindigkeit beim Ausbau der erneuerbaren Energien“. Abrufbar unter: www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/novellierung-des-eeg-gesetzes-2023972 (Stand 07/2022)

werden. Während der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch im Jahr 2021 41,1 % betrug, lagen die Anteile im Wärme- und Verkehrssektor mit jeweils 16,5 % respektive 6,8 % deutlich darunter.³ Verstärkt wird das Potenzial zur Nutzbarmachung von erneuerbarem Strom in anderen Sektoren durch die hohen Ausbauziele für erneuerbare Elektrizitätsanlagen in den nächsten Jahren. So soll der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch in Deutschland bis zum Jahr 2030 sukzessive auf mind. 80 % steigen.⁴ Neben dem Ziel der Reduktion von Treibhausgasen ist dabei zunehmend auch die Verminderung der Abhängigkeit von fossilen Energieträgern von großer Relevanz

Für die Prognose des Nettostrombedarfs in Deutschland über die nächsten Jahre spielt folglich der mit der Nutzung des erneuerbaren Stroms in den Bereichen Industrie, Wärme und Mobilität einhergehende Elektrizitätsbedarf eine bedeutende Rolle. Insbesondere der vermehrte Einsatz von Wärmepumpen zur Kopplung von Elektrizitäts- und Wärmesektor, von Elektrofahrzeugen zur Kopplung von Elektrizitäts- und Verkehrssektor sowie von Elektrolyseuren für eine strombasierte Erzeugung von grünem Wasserstoff und die Nutzbarmachung als Energieträger zur Verwendung in allen Sektoren des Energiesystems haben deutliche Rückwirkungen auf den Gesamtbedarf an Elektrizität.

Ziel der Studie: Ableitung der Entwicklung des Nettostrombedarfs in Deutschland bis zum Jahr 2027

Ziel der vorliegenden Studie ist eine zeitlich, räumlich und sektoral hochaufgelöste Prognose des Nettostrombedarfs in den Jahren 2022 bis 2027 unter besonderer Berücksichtigung des Elektrizitätsbedarfs durch Sektorenkopplungstechnologien.

Methodik: Anwendung eines nutzenergiebasierten Ansatzes

Es wird dabei ein nutzenergiebasiertes Verfahren angewendet, das vom Lehrstuhl für Energiesystemökonomik der RWTH Aachen in vo-

³ Vgl. Umweltbundesamt auf Basis der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), 2022. Erneuerbare Energien: Anteile in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr. Abrufbar unter: www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#uberblick (Stand: 02/2022).

⁴ Vgl. Bundesregierung, 2022. „Wir verdreifachen die Geschwindigkeit beim Ausbau der erneuerbaren Energien“. Abrufbar unter: www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/novellierung-des-eeg-gesetzes-2023972 (Stand 07/2022)

rangegangen Arbeiten entwickelt wurde. Kernelement dieses Verfahrens ist der JERICHO Energieatlas des Lehrstuhls (vgl. <https://jericho-energy.de/e-usage>). Der Datensatz umfasst eine räumlich und zeitlich hochaufgelöste Datenbasis zur Nachfrage nach Nutzenergie (bspw. für Raumwärme privater Haushalte oder mechanische Energie im Verkehrssektor).⁵ Die Stromnachfrage (Endenergienachfrage) wird letztlich insbesondere durch die nutzerspezifische Festlegung auf die jeweiligen Endanwendungstechnologien (bspw. Wärmepumpen oder Elektrofahrzeuge) bestimmt. Der Ansatz bietet somit einerseits die Möglichkeit, einer sich ändernde Nachfrage nach Nutzenergie (bspw. durch Gebäudedämmmaßnahmen) bei der Modellierung der Stromnachfrage Rechnung zu tragen. Andererseits können Substitutionen der Endanwendungstechnologien (bspw. Ersatz von Gasbrennwertkesseln durch Wärmepumpen) bei der Modellierung der Stromnachfrage adäquat berücksichtigt werden. Abbildung 1 veranschaulicht diesen Ansatz am Beispiel ausgewählter Technologien.

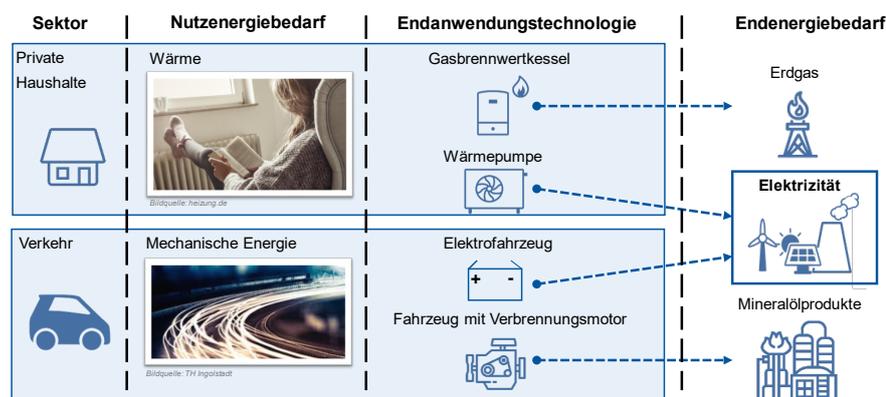


Abbildung 1: Nutzenergiebasierte Ableitung des Elektrizitätsbedarfs am Beispiel ausgewählter Technologien.

Methodik: Kombi- nierter Bottom-Up und Top-Down An- satz

Das Verfahren zur Bestimmung der räumlich, zeitlich und sektoral disaggregierten Energienachfrage ist in Abbildung 2 am Beispiel des Industriesektors dargestellt und wird im Folgenden anhand dieses

⁵ Vgl. Priesmann, J., Nolting, L., Kockel, C., Praktijnjo, A., 2021. Time series of useful energy consumption patterns for energy system modeling. Nature Scientific Data 8, 148. <https://doi.org/10.1038/s41597-021-00907-w>

Sektors näher beschrieben. Dabei wird auf eine am Lehrstuhl selbst entwickelte und vorab publizierte Methodik zurückgegriffen.⁶

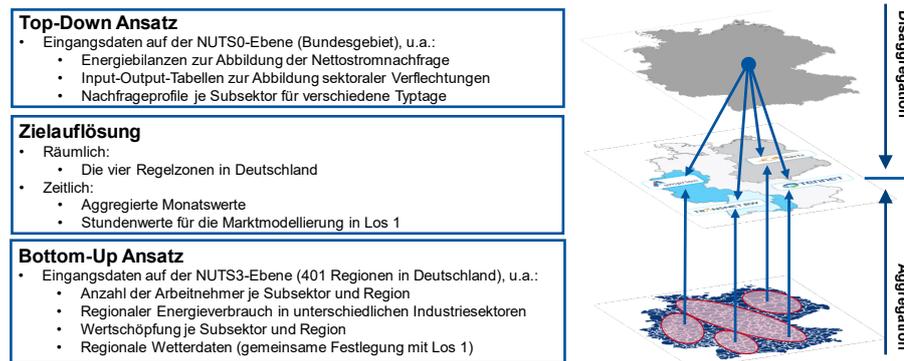


Abbildung 2: Kombiniertes Bottom-Up und Top-Down Ansatz.

Methodik: Disaggregation

Zunächst wird die Nachfrage nach Nutzenergie je betrachtetem Sektor in räumlicher und zeitlicher Auflösung bestimmt. Für die räumliche Auflösung werden die 401 Regionen der NUTS3-Ebene⁷ verwendet. Diese hohe Auflösung wurde gewählt, um in einem späteren Aggregationsschritt die Regionen den Regelzonen der Übertragungsnetzbetreiber zuordnen zu können. Als zeitliche Auflösung werden Monatswerte zur Abbildung saisonaler Schwankungen der Nachfrage in hinreichender Granularität gewählt. Zu diesem Zweck werden die ermittelten Stundenwerte entsprechend aggregiert.

Ausgehend von diesen Bedarfen werden die Verbrauchsdaten in einzelne Subsektoren disaggregiert. Die Subsektoren für die Industrie basieren auf der Klassifikation der Wirtschaftszweige 2008 (WZ 2008). Grundlage der Disaggregation stellen insbesondere Beschäftigung, Wertschöpfung und Energieintensität der Subsektoren dar. Die sektorspezifischen Energieintensitäten entsprechen der energiegewichteten Wertschöpfung, die auf Basis der monetären Input-Output-Tabelle für Deutschland aus dem Jahr 2018⁸ berechnet werden. Zusätzlich zur sektoralen Disaggregation wird die Energienachfrage Anwendungszwecken zugeordnet. Diese Anwendungszwecke

⁶ Vgl. Kockel, C., Nolting, L., Priesmann, J., Praktijnjo, A., 2022. Does renewable electricity supply match with energy demand? – A spatio-temporal analysis for the German case. Applied Energy 308, 118226. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.118226>

⁷ Nomenclature des unités territoriales statistiques (NUTS) der Europäischen Union - ein hierarchisches System, in dem Regionen räumlich abgrenzbare administrative Einheiten sind.

⁸ Derzeit aktuellste veröffentlichte der Input-Output-Rechnung für Deutschland.

basieren auf der Definition der AG Energiebilanzen (AGEB) und umfassen Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme, Klimakälte, Prozesskälte, mechanische Energie, Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) sowie Beleuchtung.⁹

Methodik: Umrechnung von Nutz- zu Endenergiebedarf

Die Umrechnung der Nutz- zu Endenergie erfolgt anhand von Wirkungsgraden der zugewiesenen Endanwendungstechnologien. Dabei werden insbesondere für Wärmepumpentechnologien auch Temperatureinflüsse und damit zeitliche Variationen in den Wirkungsgraden berücksichtigt. Zusätzlich werden Verschiebungen zwischen End- und Nutzenergienachfrage durch die Speicherung von Endenergie berücksichtigt (als Beispiele seien hier die Nachfragen nach mechanischer Energie und Strom bei batterieelektrischen Fahrzeugen und die Nachfragen nach Wärme und Strom bei Wärmepumpen zu nennen). Analoges Vorgehen in den Sektoren Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) sowie Haushalte und Verkehr führt zu dem in Abbildung 3 dargestellten Ablauf.

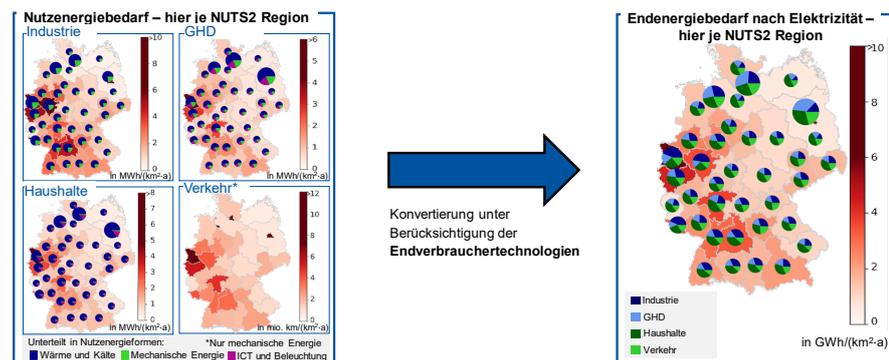


Abbildung 3: Konvertierung von Nutz- zu Endenergie in den Sektoren Industrie, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) sowie Haushalte und Verkehr.

Methodik: Berücksichtigung von Einflussparametern während des Prognosezeitraums

Für die Betrachtung des Prognosezeitraums bis 2027 werden in einem letzten Schritt Änderungen hinsichtlich des Nutzenergiebedarfs (z.B. Reduktionen des Wärmebedarfs durch Dämmmaßnahmen im Gebäudebereich) sowie des Technologiemixes (d.h. zunehmende Verbreitung der Sektorkopplungstechnologien sowie Einsatz von Alternativtechnologien zur Deckung der Nutzenergienachfrage) jeweils separat prognostiziert und für die Ermittlung des Nettostrombedarfs in den Prognosejahren berücksichtigt. Der dabei verwendete

⁹ Vgl. AGEB e.V., 2021. Anwendungsbilanzen zur Energiebilanz in Deutschland – Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Anwendungszwecken. Abrufbar unter: ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2020/10/ageb_20v_v1.pdf (Stand: 05/2021)

Szenariotrichter sowie das Vorgehen zur Validierung der Szenarioannahmen in Experteninterviews wird näher in Kapitel 3 beschrieben.

Neben der zunehmenden Diffusion von Sektorenkopplungstechnologien müssen insbesondere in der kurzfristigen Perspektive auch die aktuellen, drastischen Steigerungen der Strompreise berücksichtigt werden. In welchem Ausmaß sich Preisveränderungen auf die Stromnachfrage auswirken, wird mittels Preiselastizitäten der Nachfrage abgeschätzt. Zur Bestimmung dieser Elastizitäten wurden historische Gebotsdaten der EEX mithilfe eines Regressionsmodells ausgewertet und die beobachteten Effekte unter Berücksichtigung des gestiegenen Strompreisniveaus auf den Prognosezeitraum übertragen. Die zugrunde gelegten Strompreisentwicklungen in den jeweiligen Szenarien entsprechen dabei den Prognosen des Instituts für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft der RWTH Aachen (IAEW) aus Los 1 des Instituts für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft der RWTH Aachen (IAEW).¹⁰

Validierung

Die verwendete Methodik wurde anhand des Szenariorahmens des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 validiert. Hierfür wurden die Szenarien der Jahre 2037 und 2045 mittels des JERICHO-E-usage Modells nachgerechnet. Die Ergebnisse der Nettostromverbräuche zeigen lediglich geringfügige Abweichungen im Bereich von zwei bis drei Prozent.

Zwischenfazit

- Fokus auf detaillierte Prognose der Nettostromnachfrage in hoher zeitlicher, räumlicher und sektoraler Auflösung
- Verwenden eines nutzenenergiebasierten Ansatzes
- Dedizierte Berücksichtigung der Verbreitung von Sektorenkopplungstechnologien und dem damit verbundenen Bedarf an Elektrizität
- Berücksichtigung von Preiselastizitäten der Stromnachfrage

2 Ausgangslage und Datengrundlage 2021 & 2022

Wesentliche Definitionen und Datenquellen

Der Nettostrombedarf setzt sich aus den von Energieversorgungsunternehmen (EVU) gelieferten Strommengen, eigens erzeugten Strommengen sowie sonstigem Letztverbrauch zusammen. Hinzu kommen Lieferungen an Stromspeicher, die jedoch zur Vermeidung einer doppelten Bilanzierung separat ausgewiesen werden. Im Folgenden werden die Datenveröffentlichungen der AG Energiebilanzen sowie die im Rahmen der Durchführung dieser Studie durch die vier Übertragungsnetzbetreiber bereitgestellten Testate über Letztverbrauchsmengen herangezogen.

Die Definition der Letztverbrauchssektoren orientiert sich an derjenigen der AG Energiebilanzen und wird wie folgt erweitert: Strommengen, die im Umwandlungssektor verbraucht werden, werden dem Industriesektor zugeordnet.¹¹ Ausgenommen sind Kraftwerkseigenverbräuche, die nicht als Letztverbrauch definiert werden. Dies folgt der Definition der vorangegangenen Mittelfristprognosen zur deutschlandweiten Abgabe von Strommengen an Letztverbraucher und dient damit der Vergleichbarkeit. Zusätzlich werden Strommengen, die für die Erzeugung von Wasserstoff in Elektrolyseanlagen benötigt werden, dem Industriesektor zugeordnet.

2.1 Nettostrombedarf

In den Jahren 2017 bis 2021 wurde der Nettostrombedarf maßgeblich von Konjunktur und Effizienzgewinnen beeinflusst

Der allgemeine Trend eines abnehmenden Stromverbrauchs in den Jahren 2017 bis 2019 traf im Jahr 2020 pandemiebedingt auf einen zusätzlichen konjunkturellen Einbruch. Dieser Sachverhalt führte im Jahr 2020 insgesamt zu der niedrigsten jährlichen Nettostromnachfrage innerhalb der letzten fünf Jahren in Höhe von 492,1 TWh. Insbesondere die Sektoren Industrie und GHD verzeichneten dabei rückläufige Strombedarfe, während im Sektor der privaten Haushalte gleichzeitig eine Zunahme des Stromverbrauchs zu beobachten war.

¹¹ Kokereien, Steinkohlenzechen und -brikettfabriken, Braunkohlengruben und -brikettfabriken, Erdöl- und Erdgasgewinnung, Mineralölverarbeitung und sonstige Energieerzeuger.

Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Abgabe von Strommengen an Letztverbraucher für die Kalenderjahre 2023 bis 2027

RWTH Aachen University, Lehrstuhl für Energiesystemökonomik

Für das Jahr 2021 liegen zum Zeitpunkt der Studiererstellung nur vorläufige Ergebnisse der AG Energiebilanzen vor. Die Schätzung für den Stromverbrauch liegt bei 503,4 TWh. Die Ergebnisse sind in sektoraler Aufschlüsselung in Abbildung 4 dargestellt.

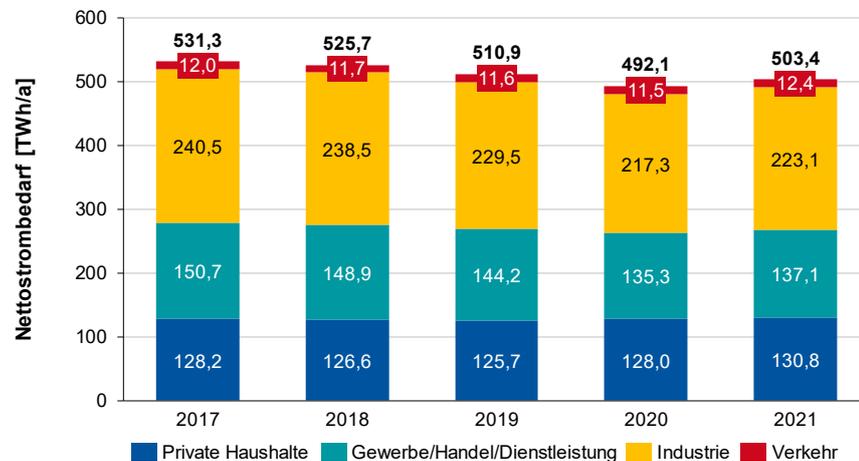


Abbildung 4: Nettostrombedarf für die Jahre 2017 bis 2021 (nicht temperaturbereinigt)^{12,13}. Dem Industriesektor sind Stromverbräuche im Umwandlungsbereich (exkl. Kraftwerkseigenverbrauch) zugeordnet.

Der generelle Trend eines Rückgangs des gesamten Nettostrombedarfs im oben dargestellten Betrachtungszeitraum ist neben den Effekten der COVID-19-Pandemie auf Effizienzgewinne sowie auf einen strukturellen Nachfragerückgang im Industriesektor in Deutschland zurückzuführen. Neue Verbraucher wie Elektrofahrzeuge, elektrische Wärmebereitstellung oder Elektrolyseure führten im historischen Verlauf der letzten Jahre noch nicht zu einer Umkehr dieses Trends.

2.2 Datenschnittstellen

Zusammenhänge zwischen Daten der AG Energiebilanzen und Testaten der ÜNB

Wie eingangs bereits erwähnt, werden für die Analyse der Ausgangslage des Nettostrombedarfs die Datenveröffentlichungen der AG Energiebilanzen sowie die im Rahmen der Durchführung dieser Studie durch die vier Übertragungsnetzbetreiber bereitgestellten

¹² AG Energiebilanzen e.V. (AGEB), 2022. Energiebilanzen der Bundesrepublik Deutschland (2017 - 2020). Abrufbar unter: ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/bilanzen-1990-bis-2020/?wpv-jahresbereich-bilanz=2011-2020 (Stand: 04/2022)

¹³ AG Energiebilanzen e.V. (AGEB), 2022. Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2021. Abrufbar unter: ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2022/04/AGEB_Jahresbericht2021_20220524_dt_Web.pdf. (Stand: 02/2022)

Testate über Letztverbrauchsmengen verwendet. Beide Datensätze werden für die spätere Validierung des methodischen Ansatzes herangezogen und müssen daher miteinander in Bezug gesetzt werden. Abbildung 5 zeigt die Schnittstellen zwischen den beiden Datensätzen in Anlehnung an die Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromabgabe an Letztverbraucher für die Kalenderjahre 2021 bis 2025.¹⁴

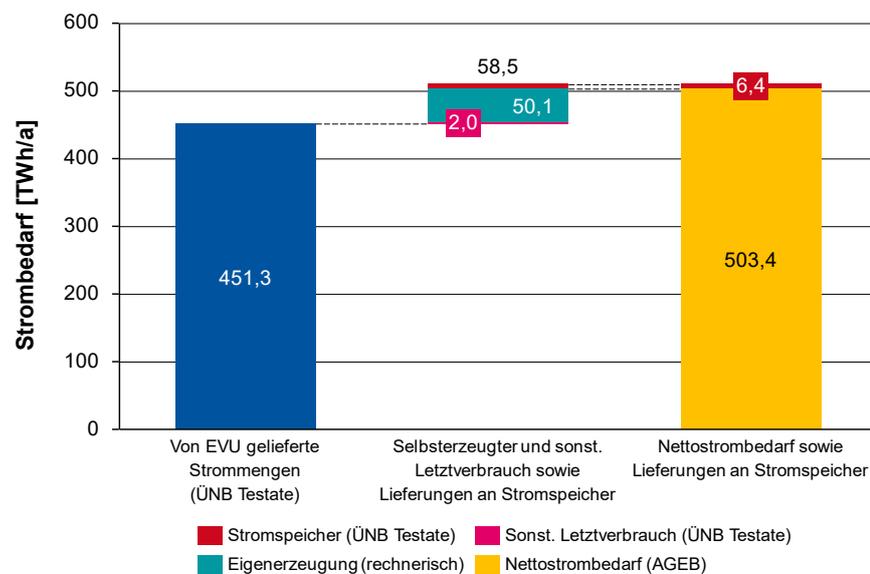


Abbildung 5: Datenschnittstellen für die Berechnung der Stromabgabe an Letztverbraucher für das Jahr 2021.^{15,16}

Zwischenfazit

- Nettostromverbrauch seit 2017 deutlich gesunken
- Grund hierfür sind unter anderem Effekte der COVID-19-Pandemie, Effizienzgewinne sowie ein struktureller Nachfragerückgang im Industriesektor in Deutschland
- Neue Verbraucher wie Elektrofahrzeuge, elektrische Wärmebereitstellung oder Elektrolyseure führten bis zum Jahr 2021 noch nicht zu einer Umkehr des Trends eines sinkenden Nettostromverbrauchs

¹⁴ Fraunhofer ISI, 2020. Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromabgabe an Letztverbraucher für die Kalenderjahre 2021 bis 2025. Abrufbar unter: www.netztransparenz.de/portals/1/Content/EEG-Umlage/EEG-Umlage%202021/2020-10-15%20Endbericht%20Fraunhofer%20ISI.pdf. (Stand: 10/2020)

¹⁵ 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, 2022. Datenlieferung der Übertragungsnetzbetreiber; Letztverbrauchsmengen nach Kategorien und Vorjahren.

¹⁶ AG Energiebilanzen e.V. (AGEB), 2022. Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2021. Abrufbar unter: ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2022/04/AGEB_Jahresbericht2021_20220524_dt_Web.pdf. (Stand: 02/2022)

3 Annahmen für die Entwicklung bis 2027

Szenario-basierter Ansatz

Um die Entwicklung des Nettostrombedarfs bis zum Jahr 2027 adäquat abbilden zu können, wurde auf einen szenariobasierten Ansatz zurückgegriffen. Im Folgenden werden daher zunächst die betrachteten Szenarien definiert, um daran anschließend die jeweiligen Szenariodeterminanten einzeln zu beleuchten.

3.1 Definition der Szenarien und Übersicht zu befragten Experten

Beschreibung der Szenarien

Analog zu den Mittelfristprognosen der Vorjahre werden für die Betrachtung des Prognosezeitraums drei unterschiedliche Szenarien definiert:

- ein **oberes Szenario**, welches eine hohe Lastentwicklung widerspiegelt,
- ein **Referenzszenario**, welches die aus Sicht der Gutachter zum Zeitpunkt der Studiererstellung erwartbarste Lastentwicklung darstellt und
- ein **unteres Szenario**, welches eine niedrige Lastentwicklung abbildet.

Aufgrund der aktuell unsicheren geopolitischen Lage und den damit verbundenen wirtschaftlichen Unwägbarkeiten sowie der angesprochenen anstehenden Umbrüche im Energiesystem bilden die Szenarien dabei einen breiten Trichter potentieller Entwicklungen ab. Neben der Berücksichtigung des Konjunkturverlaufs werden dabei eine Vielzahl relevanter Parameter für die zukünftige Entwicklung berücksichtigt:

- demographische Entwicklung
- technologischer Wandel in der Industrie
- Diffusion von elektrischen Wärmepumpen
- Diffusion von Elektrofahrzeugen
- Sanierungsrate im Gebäudebestand

Dabei wurden in einem iterativen Prozess zunächst literaturbasiert Entwicklungsszenarien je Szenariodeterminante definiert, dann mit jeweiligen Branchenexperten validiert, bei Bedarf angepasst und daraufhin erneut validiert.

Abbildung 6 fasst die Szenarien, relevante Determinanten sowie das Vorgehen zur Validierung der Szenarioannahmen in Experteninterviews zusammen.

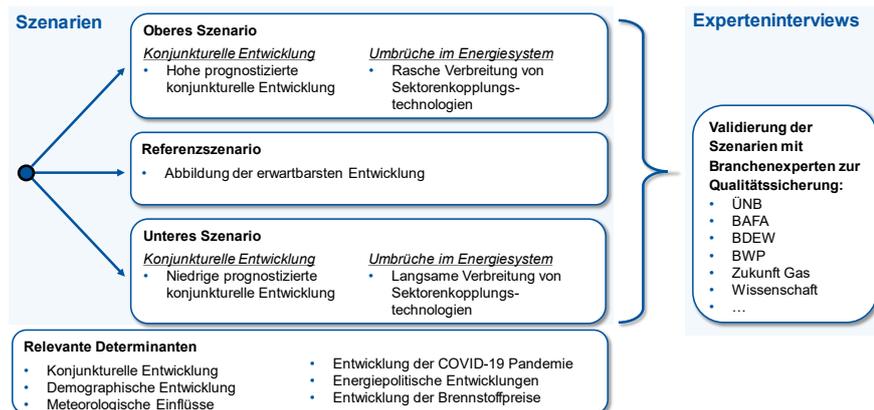


Abbildung 6: Betrachtete Szenarien.

Durchführung von Experteninterviews zur Validierung der Szenarioannahmen

Die nachstehende Tabelle 1 gibt einen Überblick zu den befragten Experten für die Validierung der Szenarioannahmen.

Tabelle 1: Übersicht zu befragten Experten.

Expertise	Befragte Experten	Themen
Gesetzesvorhaben	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) und Deutsche Akademie der Technikwissenschaften (acatech)	<ul style="list-style-type: none"> Aktuelle Gesetzesvorhaben mit Auswirkungen auf die Stromnachfrage
Stromnachfrage	Bundesverband der Deutschen Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW)	<ul style="list-style-type: none"> Allgemeine Entwicklung der Stromnachfrage Diffusion von Sektorkopplungstechnologien
Konjunktur, Bauen, Wohnen	Institut der Deutschen Wirtschaft (IW) Köln, Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. (BDI)	<ul style="list-style-type: none"> Konjunkturprognose Entwicklungen im Gebäudebestand
Erdgas, Wasserstoff, Wärme	Zukunft Gas e.V., VNG AG	<ul style="list-style-type: none"> Wärmeversorgung Zukunftsszenarien Wasserstoff, Wasserstoffnachfrage, inländische Produktion, Importpotential
Wärme	Institute for Energy Efficient Buildings and Indoor Climate (EBC) der RWTH Aachen, Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. (AGFW), Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU), Bundesverband Wärmepumpe e.V. (BWP)	<ul style="list-style-type: none"> Wärmeversorgung Diffusion von Wärmepumpen

Vorteile einer nutzenenergiebasierten Betrachtung im Rahmen der Szenarioanalyse

Dabei kommen die Vorteile einer nutzenenergiebasierten Analyse zum Tragen: Eine Erhöhung der Energieeffizienz (zum Beispiel durch Gebäudesanierung) und damit ein direkter Rückgang der Nutzenergienachfrage sowie eine Erhöhung von Wirkungsgraden von Endanwendungstechnologien können unabhängig voneinander und im Zusammenwirken abgebildet werden. Darüber hinaus können durch

die Berücksichtigung der Veränderung bei der Ausstattung mit Endanwendungstechnologien (unter anderem der Austausch von Endanwendungstechnologien in den Bereichen batterieelektrische Fahrzeuge, Wärmepumpen oder wasserstoffbasierte Fertigungsprozesse) die Auswirkungen einer zunehmenden Sektorenkopplung auf die Nettostromnachfrage in den einzelnen Szenarien abgebildet werden. Auch der Einfluss der COVID-19-Pandemie auf die Nachfrage nach elektrischem Strom können nutzenergiebasiert erfasst und unter Berücksichtigung der Wadlungsketten für den Prognosezeitraum ermittelt werden. Die einzelnen Szenariodeterminanten werden im Folgenden jeweils separat beleuchtet.

3.2 Szenariodeterminante: Konjunkturelle Entwicklung

Wesentliche Einflussparameter und Annahmen

Wesentliche Einflussparameter und ihre potentiellen Ausprägungen für die Entwicklung der Konjunktur in Deutschland im Zeitraum bis 2027 umfassen:

- *Entwicklung der COVID-19 Pandemie:*

Schnelle wirtschaftliche Erholung durch Nachholeffekte oder langfristige Einschränkungen, die sich dämpfend auf die konjunkturelle Entwicklung auswirken.

- *Auswirkungen des Ukrainekriegs:*

Erhebliche Auswirkungen potentieller Engpässe bei der Versorgung mit fossilen Energieträgern, insbesondere Erdgas, auf die industrielle Produktion oder Abfangen dieser Effekte durch frühzeitiges Bilden von Reserven und Umstieg auf alternative Energieträger.

- *Entwicklungen am Arbeitsmarkt:*

Weiterhin stabile Entwicklung der Erwerbstätigenzahlen oder Notwendigkeit von Kurzarbeit und Entlassungen durch Auftragswegfall und internationale Lieferengpässe.

- *Entwicklung der Inflationsraten:*

Abschwächen der Inflationsraten oder Beitrag einer hohen Inflation zu einem verminderten realen Wachstum des Bruttoinlandsprodukts (BIP).

*Berücksichtigte
Konjunktur-
prognosen*

Zur Abbildung möglicher wirtschaftlicher Gesamtentwicklungen vor dem Hintergrund der oben genannten Einflussparameter wird auf die Konjunkturprognosen der Bundesregierung¹⁷ sowie des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung (DIW)¹⁸ und des ifo Instituts – Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung¹⁹ zurückgegriffen. Um auch potentielle Auswirkungen eines Gasmangelszenarios mitbetrachten zu können, wird der Szenariorahmen zusätzlich um eine Analyse aus der Gemeinschaftsdiagnose Frühjahr 2022 erweitert: In einem dort beschriebenen Alternativszenario werden die Konsequenzen einer ernsthaften Versorgungslücke mit Erdgas berechnet. Die Analysen ergeben, dass in diesem Fall mit einer Rezession in Deutschland in 2023 und einem Rückgang des BIP um 2,2 % zu rechnen wäre.²⁰

Basierend auf den Prognosen der oben genannten Institutionen sowie unter Berücksichtigung einer erhöhten Unsicherheitsbandes ergibt sich der in Abbildung 7 dargestellte Szenariotrichter für die Wachstumsraten des Bruttoinlandsprodukts.

¹⁷ BMWK und BMF, 2022. Gesamtwirtschaftliches Produktionspotenzial und Konjunkturkomponenten - Datengrundlagen und Ergebnisse der Schätzungen der Bundesregierung (sog. Frühjahrsprognose). Abrufbar unter: www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/G/gesamtwirtschaftliches-produktionspotenzial-fruehjahrsprojektion-2022.pdf?__blob=publicationFile&v=8 (Stand: 04/2022)

¹⁸ DIW, 2022. DIW-Konjunkturprognose: Dem Wintertief folgt ein Sommerhoch. Abrufbar unter: www.diw.de/de/diw_01.c.836355.de/diw-konjunkturprognose_dem_wintertief_folgt_ein_sommerhoch.html (Stand 02/2022)

¹⁹ ifo, 2022. ifo Konjunkturprognose Sommer 2022: Inflation, Lieferengpässe und Krieg bremsen wirtschaftliche Erholung in Deutschland. Abrufbar unter: www.ifo.de/fakten/2022-06-15/ifo-konjunkturprognose-sommer-2022-inflation-lieferengpaesse-und-krieg-bremsen (Stand 06/2022)

²⁰ DIW Berlin, ifo Institut, KOF der ETH Zürich, ifW Kiel, IWH, RWI, Institut für Höhere Studien Wien im Auftrag des BMWK, 2022. Gemeinschaftsdiagnose Frühjahr 2022. Abrufbar unter: gemeinschaftsdiagnose.de/wp-content/uploads/2022/04/GD_F22_Langfassung_online.pdf (Stand: 04/2022)

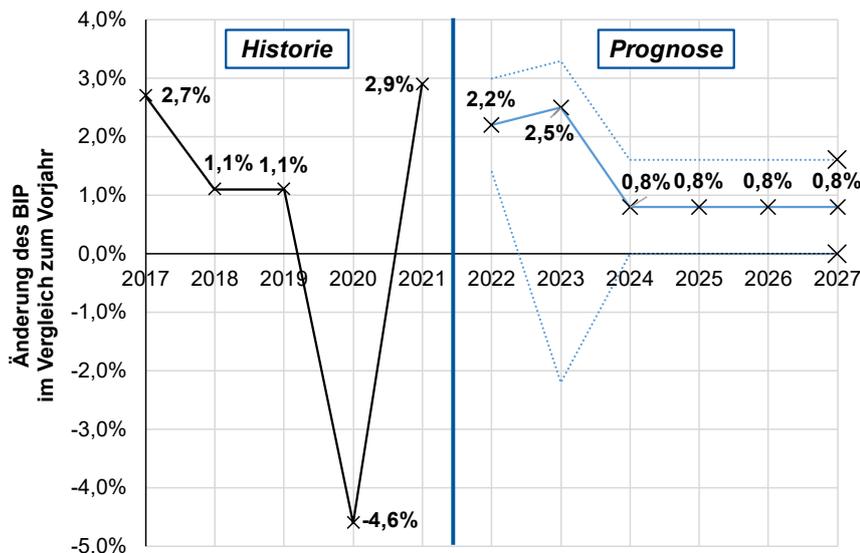


Abbildung 7: Betrachteter Szenariotrichter zur konjunkturellen Entwicklung, reale Veränderung des Bruttoinlandsprodukts (BIP).

Für die oben dargestellten Wachstumsprognosen ergeben sich die in Tabelle 2 dargestellten realen Absolutwerte für das BIP.

Tabelle 2: Reale Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts. Verkettete Volumenangaben, berechnet auf Basis der vom Statistischen Bundesamt veröffentlichten Indexwerte (2015=100).

Bruttoinlandsprodukt [Mrd. EUR, real]	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Oberes Szenario	3.570,6	3.677,7	3.799,1	3.859,9	3.921,7	3.984,4	4.048,2
Referenzszenario	3.570,6	3.649,2	3.740,4	3.770,3	3.800,5	3.830,9	3.861,5
Unteres Szenario	3.570,6	3.620,6	3.540,9	3.540,9	3.540,9	3.540,9	3.540,9

Ergebnisse der
Expertenvalidierung

In den Expertengesprächen während der ersten Jahreshälfte 2022 haben insbesondere Vertreter von Konjunkturforschungsinstitutionen ein grundsätzlich positives Bild hinsichtlich der konjunkturellen Entwicklung in Deutschland gezeichnet. Dabei wurden die Wachstumsprognosen basierend auf der Frühjahrsprognose des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) und des Bundesministeriums der Finanzen (BMF) angesichts des Innovationsumfelds im europäischen Wirtschaftsraum und der Nachholeffekte infolge der pandemiebedingten konjunkturellen Einbrüche für plausibel gehalten. In der zweiten Jahreshälfte 2022 kippte diese Einschätzung allerdings zugunsten einer erhöhten Wahrscheinlichkeit auch von Rezessionsszenarien, insbesondere für das Jahr 2023. Allen voran die Befragten aus der Gaswirtschaft betonten, dass vor

dem Hintergrund des Krieges und der Energiepreiskrise ein Rezessionsszenario zunehmend realistisch erscheine.

Da das angelegte Unsicherheitsband von $\pm 0,8$ Prozentpunkten um die Referenzentwicklung basierend auf aktuellen Konjunkturprognosen von den Experten vor dem Hintergrund aktueller Unsicherheitsfaktoren als realistisch eingeschätzt wurde und auch gut mit der mittleren Prognoseungenauigkeit historischer Konjunkturprognosen übereinstimmt²¹, wurde dieses Band für die vorliegenden Szenarioprognosen verwendet.

3.3 Szenariodeterminante: Demographische Entwicklung

Berücksichtigte Prognosen zur demographischen Entwicklung

Für die Abbildung der Bevölkerungsentwicklung in Deutschland wird auf die offiziellen amtlichen Statistiken und Vorausberechnungen zurückgegriffen. Die Ergebnisse der Bevölkerungsvorausberechnung werden dabei mit der sogenannten Kohorten-Komponenten-Methode generiert, bei der die Geburtsjahrgänge (Kohorten) nach Geschlecht fortgeschrieben werden. Um die Bevölkerungsgröße vorzuberechnen, werden Annahmen zur künftigen Entwicklung der Geburtenhäufigkeit, der Sterblichkeit sowie der Zu- und Fortzüge nach Alter und Geschlecht getroffen. Die Annahmen basieren auf Untersuchungen von früheren Verläufen der genannten Komponenten.

Bei der zurzeit aktuellen Bevölkerungsvorausberechnung handelt es sich dabei um die 14. koordinierte Bevölkerungsvorausberechnung des Bundes und der Länder. Im Rahmen dieses Gutachtens wird dabei die sog. „Variante 2: Moderate Entwicklung der Fertilität, Lebenserwartung und Wanderung“ (berücksichtigter langfristiger Wanderungssaldo: 206.000 jährlich) verwendet.²²

Ein Abgleich mit anderen Varianten für die Vorausberechnung zeigt für den Prognosezeitraum keine relevanten Abweichungen, daher

²¹ Vgl. Heilemann, U., Müller, K, 2018. Wenig Unterschiede – Zur Treffsicherheit Internationaler Prognosen und Prognostiker. AStA Wirtsch Sozialstat Arch 12, 195–233. <https://doi.org/10.1007/s11943-018-0230-3>

²² Statistisches Bundesamt (Destatis), 2022. Bevölkerungsstand in Deutschland 1950-2060. Abrufbar unter: www.bib.bund.de/DE/Fakten/Fakt/B02-Bevoelkerungsstand-1950-Vorausberechnung.html (Stand: 08/2022)

Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Abgabe von Strommengen an Letztverbraucher für die Kalenderjahre 2023 bis 2027

erfolgt im Weiteren ausschließlich die Berücksichtigung einer Referenzentwicklung.²³ Auch die Angaben gemäß vdek-Basisdaten des Gesundheitswesens in Deutschland stimmten in guter Näherung mit den amtlichen Statistiken überein.²⁴

Diese betrachtete Referenzentwicklung ist in Abbildung 8 dargestellt. Es wird ersichtlich, dass gemäß den amtlichen Statistiken das moderate Wachstum der letzten Jahre im Prognosezeitraum durchbrochen und eine Stagnation hinsichtlich der Bevölkerungsentwicklung erwartet wird.

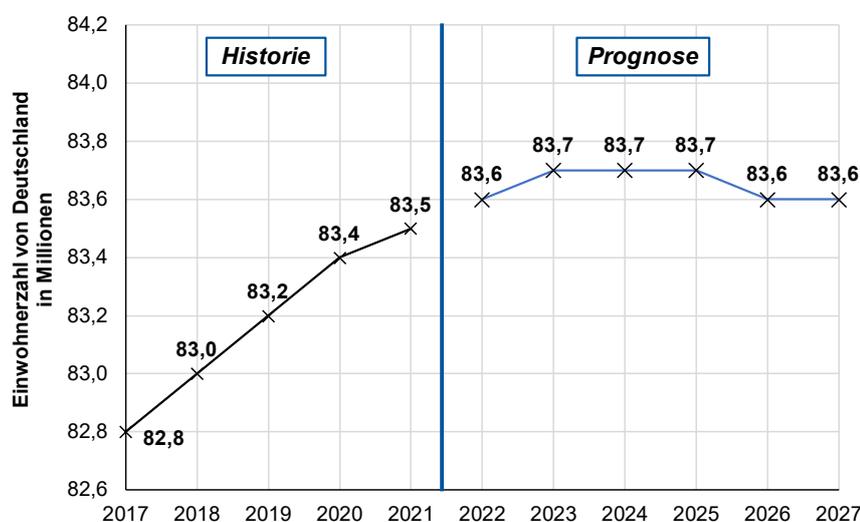


Abbildung 8: Demographische Entwicklung im Prognosezeitraum.

3.4 Szenariodeterminante: Gebäudesanierungsrate

Berücksichtigte Prognosen zur Entwicklung der Sanierungsrate

Für die Abbildung der Entwicklung des Nutzenergiebedarfs nach Raumwärme stellt die Sanierungsrate im Gebäudebestand eine wichtige Determinante dar. Zur Abbildung dieser Szenariodeterminante wird dabei insbesondere auf aktuelle Prognosen in der dena-Leitstudie „Aufbruch Klimaneutralität“²⁵ zurückgegriffen. In dieser

²³ Vgl. Statistisches Bundesamt (Destatis), 2022. Vorausberechneter Bevölkerungsstand: Deutschland, Stichtag, Varianten der Bevölkerungsvorausberechnung. Abrufbar unter: www-genesis.destatis.de/genesis/online (Stand 08/2022)

²⁴ Vgl. Verband der Ersatzkassen e. V. (vdek), 2022. vdek-Basisdaten des Gesundheitswesens in Deutschland. Abrufbar unter: www.vdek.com/presse/daten.html (Stand 07/2022)

²⁵ dena, 2021. dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität – Eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe. Abrufbar unter: www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht_dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf (Stand: 10/2021)

Studie wird von einem stetigen Wachstum der Sanierungsrate um 0,1 Prozentpunkte pro Jahr ausgegangen, sodass die Sanierungsrate kontinuierlich von 0,9 % im Jahr 2020 bis 1,9 % im in der dena-Studie abgebildeten Szenariojahr 2030 ansteigt. Dies deckt sich grundsätzlich mit den Annahmen der von Agora-Energiewende herausgegebenen Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“²⁶: Dort wird von einer durchschnittlichen Sanierungsrate von 1,6 % bis zum Jahr 2030 ausgegangen. Auch die seitens des BMWK innerhalb der „Langfristigen Renovierungsstrategie“ (LTRS) der Bundesregierung verwendeten perspektivischen Einordnungen der Sanierungsraten liegen im gleichen Bereich. Hier wird eine mittlere Sanierungsrate von 1,3 % bis über 2 % für Ein- und Zweifamilienhäuser sowie eine Rate von 1,5 % bis über 2 % für Mehrfamilienhäuser und Nichtwohngebäude angeführt.²⁷

Aufgrund der relativ guten Übereinstimmung der prognostizierten Verläufe hinsichtlich der Sanierungsrate wird an dieser Stelle wiederum ausschließlich ein Referenzverlauf betrachtet. Dieser ist in Abbildung 9 dargestellt.

²⁶ Prognos, Öko-Institut, 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. Abrufbar unter: www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2021/KNDE_2045_Langfassung/Klimaneutrales_Deutschland_2045_Langfassung.pdf (Stand: 06/2021)

²⁷ BMWK, 2020. Langfristige Renovierungsstrategie der Bundesregierung. Gemäß Artikel 2 der Richtlinie 2018/844/EU des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinie 2010/31/EU über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden (Energy performance of buildings directive, EPBD2018). Abrufbar unter: www.bmwk.de/Redaktion/DE/Textsammlungen/Energie/ltrs.html (Stand: 08/2020)

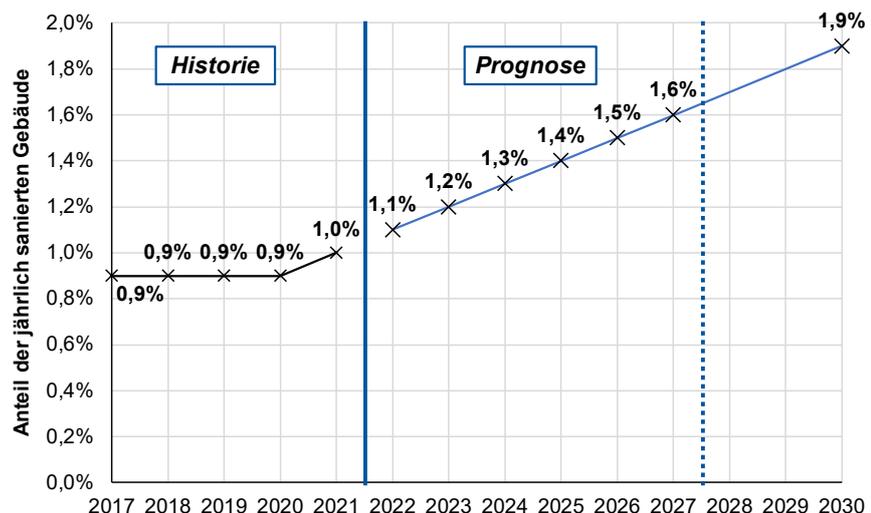


Abbildung 9: Entwicklung der Sanierungsrate im Gebäudebestand.

Ergebnisse der Expertenvalidie- rung

In den Validierungsgesprächen zu dem angenommenen Verlauf der Sanierungsraten hat sich durchweg das Bild ergeben, dass eine solche Entwicklung zwar als sehr ambitioniert, aber bei hinreichend politischem Willen als realistisch bewertet wird. Wesentliche Einflussgrößen seien laut den Experten die vergleichsweise hohen Amortisationsdauern für Sanierungsmaßnahmen und potentielle Engpässe in der Bauindustrie auf der einen sowie regulatorische Eingriffe, um das Erreichen der avisierten Sanierungsraten sicher zu stellen, auf der anderen Seite.

3.5 Szenariodeterminante: Technologischer Wandel in der Industrie

Wesentliche Einflussparame- ter und Annah- men

Zur Abbildung des technologischen Wandels im Industriesektor sind folgende wesentliche Einflussparameter zu berücksichtigen:

- Elektrifizierung von Prozessen:

Umstellung hin zu strombasierten Produktionsprozessen, wie beispielsweise das Einschmelzen von Stahl mittels Elektrolichtbogenöfen, die Elektrifizierung der Prozesswärmebereitstellung mittels Hochtemperaturwärmepumpen oder die strombasierte Dampfproduktion.

- Effizienzgewinne:

Der Steigerung des Strombedarfs durch Elektrifizierung stehen Effizienzmaßnahmen in der Industrie gegenüber.

- Konjunkturelle Einflüsse:

Die Produktionsmengen und damit implizit der Strombedarf im Industriesektor hängen direkt mit der konjunkturellen Entwicklung zusammen.

*Berücksichtigte
Prognosen für
den technologischen Wandel
in der Industrie*

Unter Berücksichtigung der oben genannten Faktoren ergibt sich ein vergleichsweise breites Szenarioband für Prognosen des Elektrizitätsbedarfs in der Industrie. So gibt die Deutsche Energie-Agentur (dena) für das Jahr 2030 einen Strombedarf von 263 TWh (bzw. 257 TWh exkl. Elektrolyseprozesse) basierend auf einer zunehmenden Elektrifizierung der Industrie an²⁸, wohingegen die Agora-Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“²⁹ aufgrund stark zunehmender Effizienzgewinne und Substitutionen durch grünen Wasserstoff lediglich einen Strombedarf von 214 TWh vorsieht. Eine deutliche Steigerung der Stromnachfrage ist laut der Agora-Studie erst in den Jahren ab 2030 zu erwarten. Beide Studien basieren dabei auf einem Szenariorahmen zum Erreichen der avisierten Klimaneutralität bis 2045.

Um der offenen Frage danach gerecht zu werden, ab welchem Zeitpunkt eine zunehmende Elektrifizierung in der Industrie Effizienzbestrebungen überkompensieren, wird ein entsprechend breiter Szenariorahmen definiert, welcher beide potentiellen Entwicklungen abdeckt. Dieser ist in Abbildung 10 dargestellt.

²⁸ dena, 2021. dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität – Eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe. Abrufbar unter: www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht_dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf (Stand: 10/2021)

²⁹ Prognos, Öko-Institut, 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. Abrufbar unter: www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2021/KNDE_2045_Langfassung/Klimaneutrales_Deutschland_2045_Langfassung.pdf (Stand: 06/2021)

Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Abgabe von Strommengen an Letztverbraucher für die Kalenderjahre 2023 bis 2027

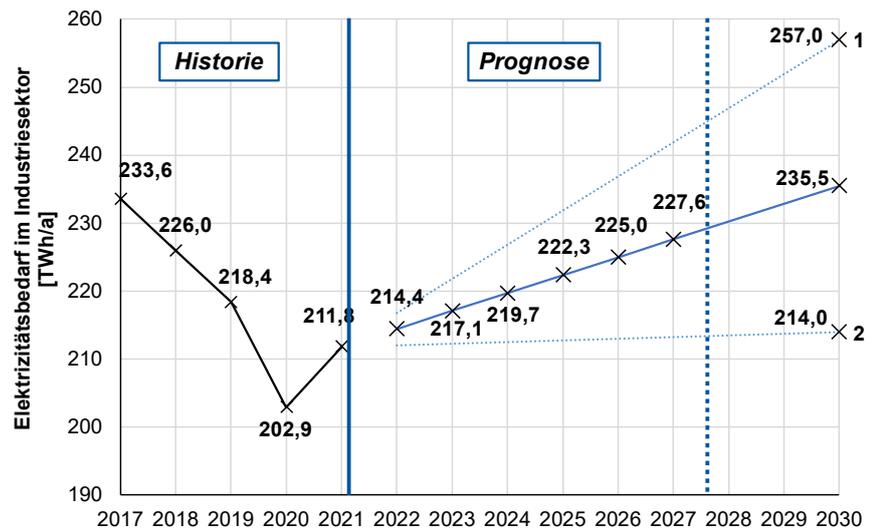


Abbildung 10: Technologischer Wandel in der Industrie. 1: Szenario KN100 (dena, 2021), 2: Szenario KN2045 (Agora, 2021).³⁰

Ergebnisse der Expertenvalidie- rung

Während eine überwiegende Mehrheit der Experten einen starken Anstieg des industriellen Strombedarfs während der nächsten Jahre prognostiziert, wurden auch Argumente für eine spätere Elektrifizierung angeführt. So wird beispielsweise eine großskalige direkte Elektrifizierung in der Stahlindustrie sowie für die Kalk- und Zementproduktion aktuell aufgrund der hohen Strompreise als nicht realistisch eingeschätzt.

Insgesamt wird das Referenzszenario als realistische Entwicklung eingeschätzt und ein deutlicher Anstieg des Strombedarfs in der Industrie spätestens in der zweiten Hälfte der 2020er Jahre als wahrscheinlich bezeichnet.

3.6 Szenariodeterminante: Verbreitung von Sektorenkopplungstechnologien

Bedeutung von Sektorenkopplungstechnologien für die

Neben den genannten Umbrüchen in der Industrie stellt die zunehmende Verbreitung strombasierter Endanwendertechnologien insbesondere in den Sektoren Wärme und Verkehr einen wesentlichen Treiber für den Elektrizitätsbedarf in den nächsten Jahren dar. Aus

³⁰ Zusätzlich zum dargestellten Bedarf werden ~10 TWh Elektrizitätsbedarf im Umwandlungsbereich berücksichtigt. Darüber hinaus erfolgt eine Skalierung anhand der konjunkturellen Entwicklung, vgl. Abschnitt 3.2.

<i>Prognose des Nettostrombedarfs</i>	diesem Grund werden im Folgenden die Diffusion von elektrischen Wärmepumpen sowie batterieelektrischen PKW detailliert betrachtet.
<i>Verbreitung von Wärmepumpen: Wesentliche Einflussparameter und Annahmen</i>	<p>Für den Diffusionsverlauf von elektrischen Wärmepumpen spielen vor allem folgende konträre Einflussparameter eine wesentliche Rolle:</p> <ul style="list-style-type: none"> - <u><i>Regulatorischer Rahmen:</i></u> Durch ordnungspolitische Vorgaben, Fördermaßnahmen und Informationskampagnen kann der Gesetzgeber starken Einfluss auf den Technologiemarkt zur Wärmebereitstellung nehmen. Dies gilt sowohl für Neubau- als auch für Sanierungsmaßnahmen. - <u><i>Begrenzung des Zubaus:</i></u> Sowohl die Produktionskapazitäten der Hersteller von Wärmepumpen als auch die zum Verbau notwendigen Fachkräfte begrenzen den maximal möglichen jährlichen Zubau von Wärmepumpen. - <u><i>Preisentwicklungen:</i></u> Entwicklung des Strompreises sowie von Brennstoffpreisen für alternative Wärmetechnologien (z.B. Gasbrennwertkessel) haben starken Einfluss auf Investitionsanreize für Endkunden.
<i>Berücksichtigte Prognosen für die Verbreitung von Wärmepumpen</i>	Für die Verbreitung von Wärmepumpen existiert eine Vielzahl unterschiedlicher Annahmen aus unterschiedlichen Studien. Zu beachten ist dabei, dass es sich häufig nicht um Prognosen im eigentlichen Sinne handelt, sondern vielmehr um szenariobasiert notwendige Diffusionspfade zur Erreichung von Klimaschutzziele. Aus diesem Grund werden in diesem Gutachten sehr breite Prognoseannahmen zur Diffusion von Wärmepumpen berücksichtigt. Diese umfassen Szenarien aus der dena-Leitstudie „Integrierte Energiewende“ ³¹ , der

³¹ dena, 2018. dena-Leitstudie Integrierte Energiewende – Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050. Abrufbar unter: www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf (Stand: 07/2018)

dena-Leitstudie „Aufbruch Klimaneutralität“³², der Agora-Studie „Wärmewende 2030“³³ sowie der Branchenstudie des Bundesverbands Wärmepumpe e.V. (BWP)³⁴.

Wie Abbildung 11 veranschaulicht, ergibt sich ein breites Spektrum hinsichtlich der Anzahl an Wärmepumpen, welche sich bis zum häufig verwendeten Zieljahr 2030 am Markt befinden. Während sich das aktuelle Ziel der Bundesregierung, der verstärkten Einbau von mindestens sechs Millionen Wärmepumpen in Deutschland bis 2030, im mittleren Bereich des Prognosebandes einordnet, gehen Szenarien mit hohem Elektrifizierungsgrad von 8,1 Millionen Wärmepumpen aus. Szenarien, die weniger als 4,2 Millionen Wärmepumpen bis 2030 vorhersehen, wurden basierend auf den geführten Expertengesprächen als eher unrealistisch eingeordnet und werden daher auch nicht für das untere Prognoseband in diesem Gutachten verwendet.

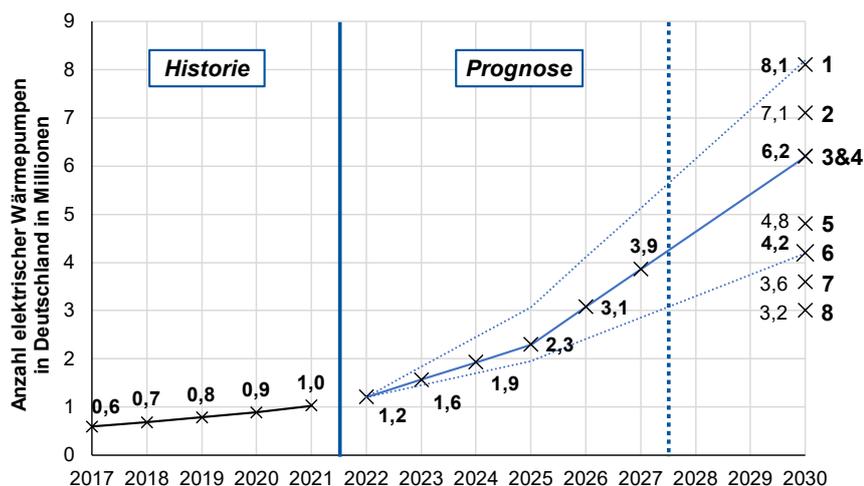


Abbildung 11: Diffusion von Wärmepumpen. 1: Szenario Klimaziel -95% (Agora, 2017), 2: Szenarien EL80/EL95 (dena, 2018), 3: Szenario Klimazielerreichung (BWP, 2021), 4: Ziel der Bundesregierung: Bis 2030 mind. 6 Millionen Wärmepumpen, 5: Szenarien Electrons (dena, 2021), 6: Szenario KN100 (dena, 2021), 7: Szenario Klimaziel -80% (Agora, 2017), 8: Szenarien Molecules (dena, 2021)

³² dena, 2021. dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität – Eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe. Abrufbar unter: www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht_dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf (Stand: 10/2021)

³³ Fraunhofer IWES/IBP, 2017: Wärmewende 2030. Schlüsseltechnologien zur Erreichung der mittel- und langfristigen Klimaschutzziele im Gebäudesektor. Studie im Auftrag von Agora Energiewende. Abrufbar unter: www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Sektoruebergreifende_EW/Waermewende-2030_WEB.pdf (Stand: 02/2017)

³⁴ BWP, 2021. Branchenstudie 2021: Marktanalyse – Szenarien – Handlungsempfehlungen. Abrufbar unter: www.waermepumpe.de/fileadmin/user_upload/BWP_Branchenstudie_2021_WEB.pdf (Stand 07/2021)

Ergebnisse der Expertenvalidie- rung

In den Experteninterviews wurde insbesondere die Rolle des Ordnungsrechts betont: Durch die Einführung eines Mindestanteils von erneuerbaren Energien zur Gebäudeenergieversorgung von 65 % werden viele Alternativtechnologien zu einer Wärmeversorgung mit Wärmepumpen *per se* ausgeschlossen. Dies könne sich disruptiv auf die Absatzzahlen von Wärmepumpen auswirken. Dabei wird von Branchenvertretern insbesondere ab 2025 mit einem deutlich erhöhten Absatz von Wärmepumpen gerechnet. Letztere Aussage wird sowohl in den Expertengesprächen mit Vertretern aus der Wissenschaft als auch von Fundamentalmodellen zur Modellierung des Diffusionsverlaufs gestützt (sog. S-Kurvenverlauf, vgl. Bass-Modell³⁵).

Der Handwerkermangel sowie beschränkte Produktionsprozesse werden zwar als potentielle Engpässe benannt, allerdings wurde auch auf die Möglichkeit kurzfristiger Umschulungen von Handwerkern, die aktuell konventionelle Heizungssysteme wie Öl- und Gaskessel verbauen, hingewiesen.

Aufgrund der mit den beschriebenen Einflüssen verbundenen Unsicherheiten werden dabei sowohl das untere als auch das obere Szenario als prinzipiell realistisch angesehen. Lediglich Diffusionsverläufe mit einem Zielwert von weniger als vier Millionen Wärmepumpen werden durchweg als unrealistisch beschrieben.

Verbreitung von batterieelektri- schen PKW:

Wesentliche Einflussparame- ter und Annah- men

Für die Verbreitung von batterieelektrischen Fahrzeugen am Fahrzeugmarkt in Deutschland sind mittelfristig allen voran die folgenden Einflussparameter relevant:

- *Akzeptanzniveau in der Bevölkerung*
- *Zeitpunkt der Kostenparität mit Verbrennern, Kostendegression auf Herstellerseite*
- *Ausbau der Ladeinfrastruktur*
- *Förderungen und regulatorischer Rahmen*

Berücksichtigte Prognosen für

Auch hinsichtlich der Diffusion von Elektrofahrzeugen existiert eine Vielzahl unterschiedlicher Studien, welche verschiedene Verläufe

³⁵ Rogers, E., M., 2003. Diffusion of Innovations. Free Press, New York, 5. Auflage.

*die Verbreitung
von batterie-
elektrischen
PKW*

während der nächsten Jahre angeben. Im Rahmen dieses Gutachtens werden dabei wiederum die beiden dena-Leitstudien der letzten Jahre^{36,37} sowie das Ziel der Bundesregierung gemäß des Koalitionsvertrags berücksichtigt. Letzteres besagt, dass Deutschland „Leitmarkt für Elektromobilität mit mindestens 15 Millionen Elektro-PKW im Jahr 2030 ist“³⁸. Da sich dieses Ziel in der aktuellen Studienlage als sehr ambitioniert darstellt, wird es als obere Abschätzung für den Szenariotrichter herangezogen. Als Referenzwert wird eine Entwicklung mit einem Gesamtbestand von elf Millionen Elektro-PKW im Jahr 2030 hinterlegt. Das untere Szenario reflektiert eine recht konservative Abschätzung hinsichtlich der Diffusion der Elektromobilität in Deutschland mit Fokus auf andere alternative Antriebstechnologien wie beispielsweise Brennstoffzellen-Fahrzeuge. Auch für die Diffusion der Elektromobilität wird ein S-förmiger Verlauf durch die Berücksichtigung einer erhöhten Verbreitungsrate ab dem Jahr 2025 abgebildet. Insgesamt ergibt sich somit der in Abbildung 12 dargestellte Verlauf.

³⁶ dena, 2018. dena-Leitstudie Integrierte Energiewende – Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050. Abrufbar unter: www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf (Stand: 07/2018)

³⁷ dena, 2021. dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität – Eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe. Abrufbar unter: www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht_dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf (Stand: 10/2021)

³⁸ Die Regierungspartien, 2021. Mehr Fortschritt wagen – Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit. Koalitionsvertrag 2021-2025 zwischen der Sozialdemokratischen Partei Deutschlands (SPD), Bündnis 90/Die Grünen und den Freien Demokraten (FDP). Abrufbar unter: www.spd.de/fileadmin/Dokumente/Koalitionsvertrag/Koalitionsvertrag_2021-2025.pdf (Stand: 12/2021)

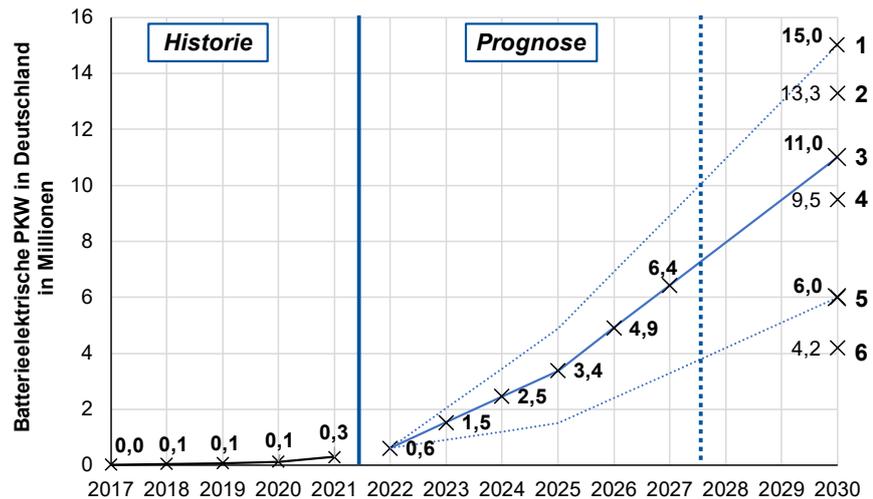


Abbildung 12: Verbreitung von batterieelektrischen PKW. 1: Ziel der Bundesregierung laut Koalitionsvertrag, 2: Szenario EL80 (dena, 2018), 3: Szenario More Electrons (dena, 2021), 4: Szenario KN100 (dena, 2021), 5: Szenario TM80/TM95 (dena, 2018), 6: Szenario Molecules (dena, 2021)³⁹

Ergebnisse der Expertengültigkeits- validierung

Von den befragten Experten wurde eine rasche Diffusion in der Größenordnung der von der Bundesregierung avisierten Ziele als durchaus realistisch bezeichnet. Dem entgegen stünden allerdings die aktuell oftmals langen Lieferzeiten von Elektrofahrzeugen sowie potentielle Lieferkettenprobleme. Insgesamt wurde daher auch das untere Szenario als für die Betrachtung relevant eingestuft. Eine noch weiter verzögerte Diffusion mit weniger als sechs Millionen Elektrofahrzeugen im Jahr 2030 wurde hingegen als sehr unwahrscheinlich bezeichnet und wird daher auch nicht im Szenariorahmen betrachtet.

3.7 Szenariodeterminante: Elektrizitätsbedarf für die inländische Wasserstoffherzeugung

Berücksichtigte Prognosen für den Elektrizitätsbedarf aus

Zur Abbildung des Elektrizitätsbedarfs für die inländische Wasserstoffherzeugung mittels Elektrolyse kann auf eine breite Studienbasis

³⁹ Über die dargestellten rein batterieelektrischen PKW hinaus wurden Plug-in Hybride mit sinkendem Marktanteil (0,6 Millionen in 2021 und 5,0 Millionen in 2030) und eine konstante Zunahme der Elektrifizierung im Transportbereich auf bis zu 9 % batterieelektrische LKW in 2030 berücksichtigt.

Wasserstoff- elektrolyse

zurückgegriffen werden. Neben der dena-Leitstudie „Aufbruch Klimaneutralität“⁴⁰ umfasst dies insbesondere die BDI-Studie „Klimapfade 2.0“⁴¹, die vom Forschungszentrum Jülich (FZ-Jülich) herausgegebene Studie „Neue Ziele und alte Wege?“⁴², die Agora-Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“⁴³ sowie die Kopernikus Studie „Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045“⁴⁴. Während alle genannten Studien Elektrizitätsbedarfe für die Wasserstoffproduktion in Deutschland im Jahr 2030 ausweisen, wird lediglich in der Kopernikus Studie ein Wert für den Prognosezeitraum bis 2027 angegeben. Dieser beträgt 9 TWh für das Jahr 2025.

Anhaltspunkte für die Prognose bieten auch die Pläne der Bundesregierung. So hat diese im Koalitionsvertrag⁴⁵ 10 GW installierte Elektrolyseleistung als Zielgröße für das Jahr 2030 definiert, dieses Ziel allerdings im Rahmen der Nationalen Wasserstoffstrategie⁴⁶ dann auf 5 GW reduziert. Letzteres entspräche einem Strombedarf von bis zu 20 TWh für die elektrolysebasierte Wasserstoffproduktion in Deutschland.

Der Prognosetrichter, welcher sich aus den oben genannten Rahmenszenarien ableiten lässt, ist in Abbildung 13 dargestellt.

⁴⁰ dena, 2021. dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität – Eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe. Abrufbar unter: www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht_dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf (Stand: 10/2021)

⁴¹ BDI, 2021. Klimapfade 2.0 – Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft. Abrufbar unter: issuu.com/bdi-berlin/docs/211021_bdi_klimapfade_2.0_-_gesamtstudie_-_vorabve (Stand: 10/2021)

⁴² FZ-Jülich, 2021. Neue Ziele auf alten Wegen? Strategien für eine treibhausgasneutrale Energieversorgung bis zum Jahr 2045. Abrufbar unter: www.fz-juelich.de/iek/iek-3/DE/ Documents/Downloads/transformationStrategies2045ShortStudy.pdf (Stand: 10/2021)

⁴³ Prognos, Öko-Institut, 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. Abrufbar unter: www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2021/KNDE_2045_Langfassung/Klimaneutrales_Deutschland_2045_Langfassung.pdf (Stand: 06/2021)

⁴⁴ DLR-FK, DLR-VE, DLR-VF, Fraunhofer-IEE, Fraunhofer-IEG, Fraunhofer-ISE, Fraunhofer-ISI, Hereon, IER, MCC, PIK, PSI, RWL, 2021. Ariadne-Report: Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 – Szenarien und Pfade im Modellvergleich. Arbufbar unter: ariadneprojekt.de/media/2022/02/Ariadne_Szenarienreport_Oktober2021_corr0222.pdf (Stand: 10/2021)

⁴⁵ Die Regierungsparteien, 2021. Mehr Fortschritt wagen – Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit. Koalitionsvertrag 2021-2025 zwischen der Sozialdemokratischen Partei Deutschlands (SPD), Bündnis 90/Die Grünen und den Freien Demokraten (FDP). Abrufbar unter: www.spd.de/fileadmin/Dokumente/Koalitionsvertrag/Koalitionsvertrag_2021-2025.pdf (Stand: 12/2021)

⁴⁶ BMWi, 2020. Die Nationale Wasserstoffstrategie. www.bmbf.de/bmbf/shareddocs/downloads/files/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf (Stand: 06/2020)

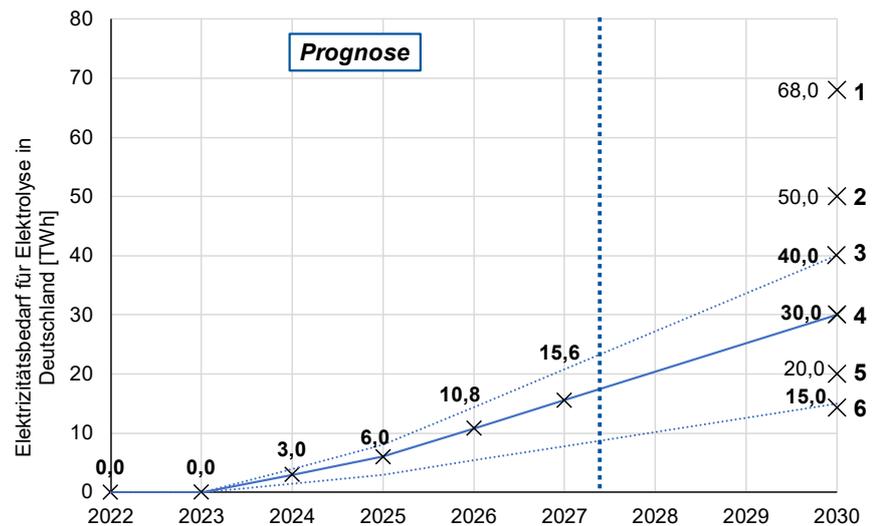


Abbildung 13: Elektrizitätsbedarf für die inländische Wasserstoffelektrolyse. 1: Szenario Zielpfad (BDI, 2021), 2: Szenario KSG2045 (FZJ, 2021), 3: Szenario REMIND (Kopernikus, 2021), 4: Szenario KN2045 (Agora, 2021), 5: Ziel gemäß der Nationalen Wasserstoffstrategie, 6: Szenario KN100 (dena, 2021)

Ergebnisse der Expertenvalidie- rung

In den Experteninterviews wurde mehrmals betont, dass eine ausgeprägte Nutzung von Wasserstoff als Energieträger sowie eine substantielle Produktion von Wasserstoff in Deutschland erst ab der zweiten Hälfte der 2020er Jahre zu erwarten ist. Ab diesem Zeitpunkt werden aber durchaus auch steile Kapazitätzunahmen als realistisch betrachtet. Daher werden die Ziele der Bundesregierung gemäß der Nationalen Wasserstoffstrategie als plausibel betrachtet. Vor allem bei der direkten Kopplung der Elektrolyseure mit Offshore Windparks werden auch höhere Produktionsmengen und damit erhöhte Strombedarfe wie im oberen Szenario abgebildet als plausible Entwicklung betrachtet.

3.8 Annahmen zur zeitlichen Verteilung

Wesentliche Quellen zur zeit- lichen Disaggre- gation

Die jährlichen Stromverbräuche werden für 8.760 Stunden (bzw. 8.784 Stunden bei Schaltjahren) berechnet. Die zeitliche Verteilung erfolgt separat für die vier betrachteten Sektoren private Haushalte, Industrie, GHD und Verkehr.

Für die privaten Haushalte werden neben den VDEW-Lastprofilen⁴⁷ sowie den Referenzprofilen des VDI⁴⁸ zusätzlich regionale Wetterzeitreihen des DWD⁴⁹ für die zeitliche Verteilung von Stromverbräuchen für die Bereitstellung von Heizwärme verwendet. Die regionalen Temperaturzeitreihen beeinflussen zudem die Leistungszahl von Wärmepumpen. Die Datengrundlage hierfür wird von Ruhnau *et al.* bereitgestellt⁵⁰.

Die Sektoren Industrie und GHD werden weiter in Subsektoren nach der Klassifikation der Wirtschaftszweige, Ausgabe 2008 (WZ 2008) aufgeschlüsselt. Auf einer Aggregationsebene von 13 Subsektoren werden für die zeitliche Verteilung der Stromverbräuche im Industriesektor von der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) bereitgestellt Referenzprofile verwendet⁵¹. Im Falle des GHD-Sektors werden vier Subsektoren betrachtet, deren Stromverbräuche mittels der oben genannten VDEW-Lastprofile zeitlich verteilt werden. Stromverbräuche zur Deckung des Bedarfs an Heizwärme werden erneut mittels regionaler Wetterzeitreihen des DWD zeitlich verteilt.

Im Sektor Verkehr finden maßgeblich Zeitreihen basierend auf Verkehrszählungen der Bundesanstalt für Straßenwesen⁵² sowie Referenzladeprofile nach Heinz *et al.*⁵³ Anwendung.

⁴⁷ Meier, H., Fünfgeld, C., Adam, T., Schieferdecker, B., 1999. Repräsentative VDEW-Lastprofile. Abrufbar unter: www.bdew.de/media/documents/1999_Repraesentative-VDEW-Lastprofile.pdf (Stand: 10/1999)

⁴⁸ Verein Deutscher Ingenieure (VDI). 2008. Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen (VDI 4655). Abrufbar unter: www.vdi-nachrichten.com/shop/referenzlastprofile-von-ein-und-mehrfamilienhaeusern-fuer-den-einsatz-von-kwk-anlagen/ (Stand: 06/2007)

⁴⁹ DWD, 2017. Ortsgenaue Testreferenzjahre von Deutschland für mittlere, extreme und zukünftige Witterungsverhältnisse. Deutscher Wetterdienst, Offenbach, Germany.

⁵⁰ Ruhnau, O., Hirth, L., Praktiknjo, A., 2019. Time series of heat demand and heat pump efficiency for energy system modeling. *Sci Data* 6, 1–10. <https://doi.org/10.1038/s41597-019-0199-y>

⁵¹ FfE München, 2021. Normalized Industrial Electrical Load Profiles (Germany). Abrufbar unter: opendata.ffe.de/dataset/normalized-industrial-electrical-load-profiles-germany/ (Stand: 04/2021)

⁵² BAST, 2017. Automatische Straßenverkehrszählung. Bundesanstalt für Straßenwesen (BAST), Bergisch Gladbach, Germany. Abrufbar unter: www.bast.de/DE/Verkehrstechnik/Fachthemen/v2-verkehrszaehlung/Aktuell/zaehl_aktuell_node.html (Stand: 12/2021)

⁵³ Heinz, D., 2018. Erstellung und Auswertung repräsentativer Mobilitäts- und Ladeprofile für Elektrofahrzeuge in Deutschland (No. 30), Working Paper Series in Production and Energy. Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Karlsruhe, Germany. <https://doi.org/10.5445/IR/1000086372>

Weitere Details der Methodik der zeitlichen Disaggregation sind in der zugrundeliegenden Veröffentlichung beschrieben.⁵⁴

Validierung der zeitlichen Stromverbrauchsprofile

Schließlich werden die stündlichen Stromverbräuche der vier Sektoren aggregiert und Bundesebene validiert. Hierfür werden die historischen und prognostizierten Jahreshöchstlasten für Deutschland als Stützpunkte herangezogen. Zwischen den Stützpunkten der Jahreshöchstlasten erfolgt eine lineare Interpolation. Für die Jahre 2026 und 2027 wird eine Trendfortschreibung vorgenommen. Schließlich werden die aggregierten Stromverbrauchsprofile für Gesamtdeutschland auf die jeweiligen Jahreshöchstlasten angepasst.

Für das Jahr 2019 wird eine Jahreshöchstlast in Höhe von 82,6 GW zugrunde gelegt.⁵⁵ Die Jahreshöchstlast kann perspektivisch durch zusätzliche elektrische Verbrauchsanwendungen steigen. Für das Jahr 2025 wird eine Jahreshöchstlast von 86,0 GW angenommen, welche dem prognostizierten Mittelwert des European Resource Adequacy Assessments der ENTSO-E entspricht.⁵⁶

3.9 Annahmen zur regionalen Verteilung

Wesentliche Quellen zur räumlichen Disaggregation

Die jährlichen Stromverbräuche werden zunächst in einem Bottom-Up Verfahren räumlich und sektoral disaggregiert berechnet. Beides beeinflusst die prognostizierte regionale Verteilung der Stromverbräuche. Später erfolgt eine Validierung der Ergebnisse mittels eines Abgleichs zu einer Top-Down Berechnung. Räumlich werden die Berechnungen auf der Ebene von 401 Kreisen und kreisfreien Städten durchgeführt. In jeder der Regionen werden die vier Sektoren der

⁵⁴ Priesmann, J., Nolting, L., Kockel, C., Praktiknjo, A., 2021. Time series of useful energy consumption patterns for energy system modeling. Scientific Data 8, 148. <https://doi.org/10.1038/s41597-021-00907-w>

⁵⁵ 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, 2020. Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2018-2022. Abrufbar unter: www.amprion.net/Dokumente/Netzkennzahlen/Leistungsbilanz/Bericht-zur-Leistungsbilanz/Bericht_zur_Leistungsbilanz_2019.pdf (Stand 02/2020).

⁵⁶ ENTSO-E, 2021. ENTSO-E Demand Dataset. European Resource Adequacy Assessment (2021 Edition). Abrufbar unter: www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2021/eraa-downloads/ (Stand: 10/2021)

privaten Haushalte, Industrie, GHD sowie Verkehr separat betrachtet. Für die Sektoren Industrie und GHD erfolgt eine weitere Aufschlüsselung in Subsektoren nach WZ 2008.

Für die privaten Haushalte erfolgt die räumliche Verteilung anhand demographischer Daten.⁵⁷ Hierbei wird die Verteilung von Heiztechnologien räumlich disaggregiert betrachtet. Für die Abbildung der zukünftigen Verteilung von Wärmepumpen werden historische Daten zu Fertigstellungen von Gebäuden und deren Ausstattung mit Wärmepumpen verwendet.⁵⁸ Regionale Wetterzeitreihen des DWD tragen auch bei der regionalen Verteilung zu einer differenzierten Betrachtung von Stromverbräuchen bei.

In den Sektoren Industrie und GHD werden Stromverbräuche zunächst anhand historischer Daten disaggregiert. Hierfür werden verschiedene Datenquellen miteinander verschnitten:

- Regionale Energieverbräuche im Industriesektor⁵⁹
- Energieverbräuche im Industriesektor nach Subsektoren (WZ 2008)⁶⁰
- Regionale Daten zur Anzahl an Betrieben und Beschäftigten im Industriesektor⁶¹
- Regional Daten zur Bruttowertschöpfung im GHD-Sektor⁶²

Der Stromverbrauch durch Elektrolyse, der hier dem Industriesektor zugeordnet ist, wird anhand von umgesetzten und geplanten Power-

⁵⁷ Statistische Ämter des Bundes und der Länder, 2011. Zensus 2011. Abrufbar unter: [ergebnisse2011.zensus2022.de/datenbank/online/](https://www.destatis.de/DE/Presseportal/Neuerscheinungen/Zensus2011/ergebnisse2011.zensus2022.de/datenbank/online/) (Stand: GENESIS V4.5 R2.1 – 2022)

⁵⁸ Statistische Ämter des Bundes und der Länder. Fertigstellungen neuer Wohngebäude und Nichtwohngebäude sowie Wohnungen in Wohngebäuden nach Zahl der Wohnungen und primär verwendeter Heizenergie - Jahressumme - regionale Tiefe: Kreise und krfr. Städte (2016-2020). 31121-06-01-4w. Abrufbar unter: www.regionalstatistik.de (Stand: GENESIS V4.4.1 – 2022)

⁵⁹ Statistische Ämter des Bundes und der Länder. Energieverbrauch - Jahressumme - regionale Tiefe: Kreise und krfr. Städte (2019), 43531-01-02-4. Abrufbar unter: www.regionalstatistik.de (Stand: GENESIS V4.4.1 – 2022)

⁶⁰ Statistische Ämter des Bundes und der Länder, n.d. Energieverbrauch der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe: Deutschland, Jahre, Nutzung des Energieverbrauchs, Wirtschaftszweige, Energieträger (2019), 43531-0001. Abrufbar unter: www-genesis.destatis.de (Stand: GENESIS V4.3.3 – 2021)

⁶¹ Statistisches Bundesamt. Betriebe und Beschäftigte nach Wirtschaftszweigen (WZ 2008) - Stichtag: 30.09. - regionale Tiefe: Kreise u. krfr. Städte. Verarbeitendes Gewerbe - Jahre ab 2009 mit WZ2008. (2019), 42111-01-04-4. Abrufbar unter: www.regionalstatistik.de (Stand: GENESIS V4.4.1 – 2022)

⁶² Statistische Ämter des Bundes und der Länder. Bruttoinlandsprodukt/Bruttowertschöpfung nach Wirtschaftsbereichen - Jahressumme - regionale Tiefe: Kreise und krfr. Städte (2019), 82111-01-05-4. Abrufbar unter: www-regionalstatistik.de (Stand: GENESIS V4.4.1 – 2022).

to-Gas-Projekten regional verteilt.⁶³ Des Weiteren werden Stromverbräuche durch Großwärmepumpen für die Bereitstellung von Fernwärme ebenfalls dem Industriesektor zugeordnet und anhand der derzeitigen Verteilung von Energieverbräuchen für die Fernwärmebereitstellung regional verteilt. Für die sonstige Stromnachfrage durch technologischen Wandel im Industriesektor (siehe Abschnitt 3.5) wird davon ausgegangen, dass diese im Wesentlichen auf eine Umstellung von Prozessen für die Bereitstellung von Prozesswärme zurückzuführen ist. Die räumliche Verteilung erfolgt anhand der derzeit benötigten Prozesswärme in den Temperaturbereichen bis 500 °C.

Im Sektor Verkehr werden Ladestrombedarfe anhand von regionalen Zulassungszahlen⁶⁴ sowie Auswertungen der automatischen Straßenverkehrszählungen⁶⁵ regional verteilt. Zusätzliche Stromverbräuche durch Schienenbahnen in den Prognosejahren wurden anhand der durch die Übertragungsnetzbetreiber bereitgestellten derzeitigen regionalen Verteilung den Regelzonen zugeordnet.

Validierung der regionalen

Stromverbräuche

Die regionale Verteilung der Stromnachfragen wird an zwei Schnittstellen validiert und skaliert:

- Gelieferte Strommengen von Elektrizitätsversorgungsunternehmen, aufgeschlüsselt nach Regelzonen⁶⁶
- Stromverbräuche der Sektoren private Haushalte, Industrie, GHD und Verkehr^{67,68}

⁶³ DVGW, 2022. Interaktive Power to Gas Karte Deutschland. Abrufbar unter: www.dvgw.de/themen/energie-wende/power-to-gas/interaktive-power-to-gas-karte (Stand: 04/2022)

⁶⁴ Kraftfahrt-Bundesamt, 2022. Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Zulassungsbezirken. Kraftfahrt-Bundesamt (KBA), Flensburg, Germany. Abrufbar unter: www.kba.de/DE/Statistik/Produktkatalog/produkte/Fahrzeuge/fz1_b_uebersicht.html (Stand: 04/2022)

⁶⁵ BAST, 2019. Automatische Straßenverkehrszählung. Bundesanstalt für Straßenwesen (BAST), Bergisch Gladbach, Germany. Abrufbar unter: www.bast.de/DE/Verkehrstechnik/Fachthemen/v2-verkehrszaehlung/Stundenwerte (Stand: 12/2021)

⁶⁶ 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, 2022. Datenlieferung der Übertragungsnetzbetreiber; Letztverbrauchsmengen nach Kategorien und Vorjahren.

⁶⁷ AG Energiebilanzen e.V. (AGEB), 2022. Energiebilanzen der Bundesrepublik Deutschland (2019 - 2020). Berlin. Abrufbar unter: <https://ag-energiebilanzen.de> (Stand: 04/2022)

⁶⁸ AG Energiebilanzen e.V. (AGEB), 2022. Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2021. Abrufbar unter: ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2022/04/AGEB_Jahresbericht2021_20220524_dt_Web.pdf (Stand: 02/2022)

Zwischenfazit

- Detaillierte Abbildung einer Vielzahl an Szenariodeterminanten
- Literaturbasiert ermittelte Annahmen für die Szenariodeterminanten wurden mittels Experteninterviews iterativ validiert
- Sektorspezifische Verfahren für die zeitliche und regionale Verteilung von Stromverbräuchen

4 Mittelfristprognosen für die Stromabgabe an Letztverbraucher bis zum Jahr 2027

Ergebnisdarstellung

Die nachfolgende Beschreibung der Studienergebnisse fokussiert die Prognose des Nettostrombedarfs in den Jahren 2022 bis 2027 für die drei betrachteten Szenarien (Referenzszenario sowie oberes und unteres Szenario). Besondere Berücksichtigung finden der Elektrizitätsbedarf durch Sektorenkopplungstechnologien sowie Preiseffekte. Diese werden ebenso wie die sektorale und räumliche Aufschlüsselung des Nettostrombedarfs anhand des Referenzszenarios aufgeführt.

4.1 Nettostrombedarf

Starker Anstieg des Nettostrombedarfs prognostiziert

In allen betrachteten Szenarien wird ein deutlicher Anstieg des Nettostrombedarfs prognostiziert (vgl. Abbildung 14). Im Referenzszenario liegt der Nettostrombedarf im Jahr 2022 bei 503,6 TWh. Die Mittelfristprognose für das Prognosejahr 2027 beläuft sich im Referenzszenario auf 611,0 TWh. Der deutliche Anstieg von 21,4 % verglichen mit dem Jahr 2021 wird maßgeblich durch den schnellen Markthochlauf von Sektorenkopplungstechnologien und die damit einhergehende voranschreitende Elektrifizierung des Wärme-, Verkehrs- und Industriesektors beeinflusst.

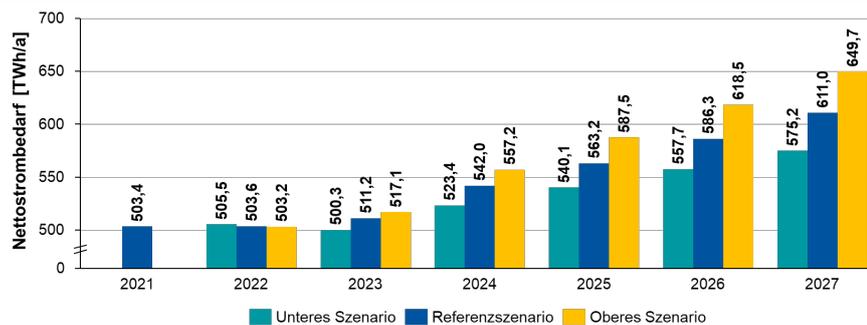


Abbildung 14: Prognostizierte Entwicklung des Nettostrombedarfs für die Jahre 2022 bis 2027 sowie Referenzwertwerte für 2021: Szenariovergleich, Jahreswerte.⁶⁹

Im Szenariovergleich anhand der Monatswerte (vgl. Abbildung 15) spiegelt sich darüber hinaus die zunehmende Unsicherheit und der breitere Szenariotrichter mit größerer Entfernung des Prognosejahres zum Status Quo wider.

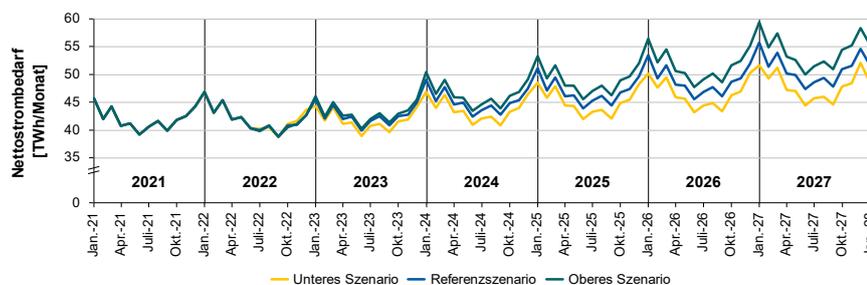


Abbildung 15: Prognostizierte Entwicklung des Nettostrombedarfs für die Jahre 2022 bis 2027 sowie historische Werte für 2021: Szenariovergleich, Monatswerte.

Sektorale und räumliche Auf- schlüsselung im Referenzszena- rio

Der starke Anstieg des Nettostrombedarfs ist insbesondere auf eine Steigerung des Stromverbrauchs im Industrie- sowie Verkehrssektor zurückzuführen, welche zwischen 2021 und 2027 einen Anstieg von 50,5 TWh/a (22,6 %), respektive 25,0 TWh/a (200,0 %) verzeichnen. Mit 11,2 % bzw. 12,8 % fällt die relative Zunahme im Letztverbrauch in den Sektoren GHD und private Haushalte vergleichsweise moderat aus. Im Industriesektor wird die Entwicklung geprägt durch die Umstellung auf strombasierte Produktionsprozesse, wie bspw. die Stahlherstellung mit Elektrolichtbogenofen und die Elektrifizierung der Prozesswärmebereitstellung (u.a. mithilfe von Hochtemperatur-

⁶⁹ Der verringerte Strombedarf im Jahr 2022 im oberen Szenario sowie im Referenzszenario im Vergleich zum unteren Szenario ergibt sich aus Preiseffekten.

wärmepumpen). Hinzu kommt der Strombedarf durch Elektrolyseprozesse, welcher im Rahmen dieser Studie dem Industriesektor zugeordnet wurde. Der wesentliche Einflussparameter für den starken Anstieg im Verkehrssektor ist der prognostizierte Markthochlauf von batterieelektrischen Fahrzeugen.

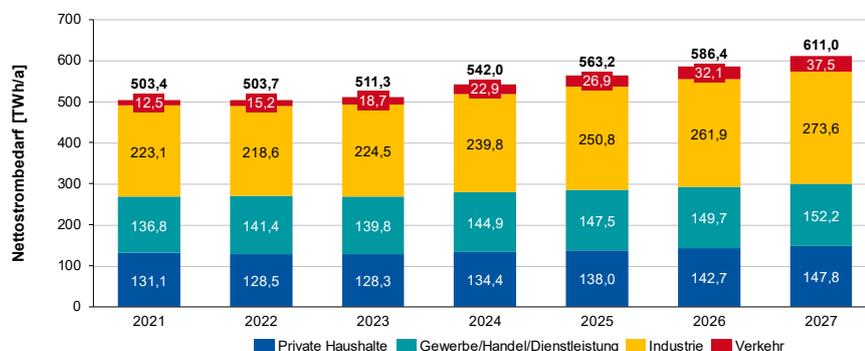


Abbildung 16: Sektorale Aufschlüsselung des prognostizierten Nettostrombedarfs im Referenzszenario für die Jahre 2022 bis 2027 sowie Referenzwerte für 2021: Referenzszenario, Jahreswerte.

Einordnung der Entwicklung im Vergleich zu weiteren Studien

Im Vergleich zu den Vorgängerstudien für die Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromabgabe an Letztverbraucher ergibt sich im Rahmen dieses Gutachtens mittelfristig eine deutliche Zunahme des Nettostromverbrauchs in allen betrachteten Szenarien. Der wesentliche Grund hierfür liegt in der dedizierten Abbildung der wachsenden prognostizierten Verbräuche durch Elektrifizierung in den Bereichen Mobilität, Wärmebereitstellung sowie Herstellung von Wasserstoff.

Zur Einordnung der Ergebnisse dieser Studie zeigt Abbildung 17 einen Vergleich mit den prognostizierten Nettostromverbräuchen des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Strom 2023-2037/2045⁷⁰.

⁷⁰ Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2022. Genehmigung des Szenariorahmens 2023-2037/2045. Abrufbar unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmen_2037_Genehmigung.pdf (Stand: 07/2022)

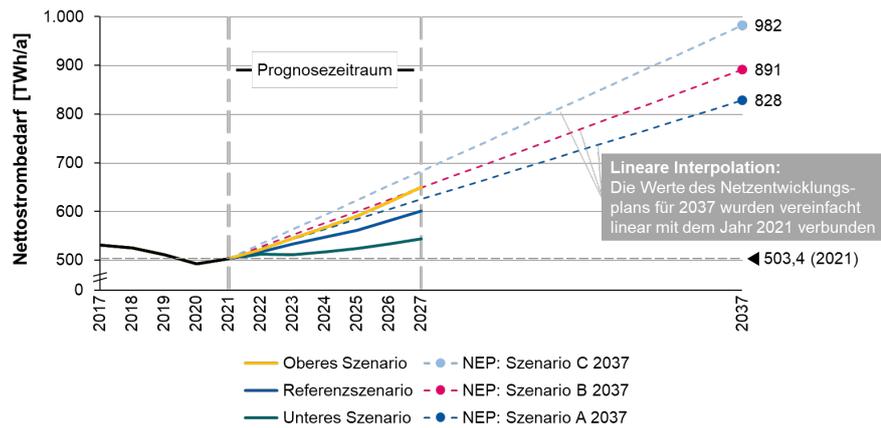


Abbildung 17: Indikative Gegenüberstellung der Studienergebnisse mit dem Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans Strom 2023-237/2045.

Der Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 berücksichtigt Anstiege des Nettostromverbrauchs von 64 % bis 95 % im Jahr 2037 gegenüber 2021. Dieser Prognoserahmen deckt sich mit den im Rahmen dieses Gutachtens prognostizierten steigenden Elektrizitätsbedarfen in der Mittelfrist. Es wird ersichtlich, dass das Referenzszenario und insbesondere das untere Szenario einen Verlauf mit einem nach 2027 stärker ansteigenden Elektrizitätsbedarf durch eine spätere Elektrifizierung abdecken.

4.2 Beiträge der Sektorenkopplungstechnologien

Sektorenkopplungstechnologien treiben den Anstieg der Nettostromnachfrage maßgeblich an

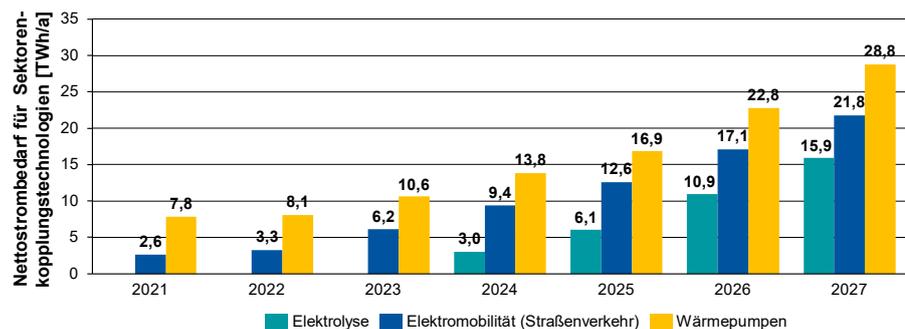


Abbildung 18: Beiträge der Sektorenkopplungstechnologien zur Entwicklung des prognostizierten Nettostrombedarfs für die Jahre 2021 bis 2027: Referenzszenario, Jahreswerte.

Der starke Anstieg des prognostizierten Nettostrombedarfs ist insbesondere auf den Hochlauf von strombasierten Endanwendungstechnologien zurückzuführen. Abbildung 18 zeigt die Beiträge der sektorenkoppelnden Technologien Elektrolyseure, Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen. Im Bereich der Wärmepumpen steigt der Nettostrombedarf von 7,8 TWh in 2021 auf 28,8 TWh im Jahr 2027 und

verzeichnet damit einen Anstieg von 269,2 %. Noch stärker fällt der relative Anstieg des Nettostrombedarfs infolge des Markthochlaufs der Elektromobilität im Straßenverkehr aus. Ausgehend von einem relativ niedrigen Niveau von 2,6 TWh in 2021 wird eine Steigerung auf 21,8 TWh (738,5 %) im Jahr 2027 prognostiziert. Der prognostizierte Hochlauf der inländischen Wasserstoffproduktion mittels Elektrolyse nimmt erst im Jahr 2024 Fahrt auf, entwickelt sich in den Folgejahren jedoch dynamisch, sodass sich der prognostizierte Nettostrombedarf dieser Technologie 2027 bereits auf 15,9 TWh beläuft. Insgesamt liegt der Beitrag der drei genannten Sektorenkoppelungstechnologien am Anstieg des Nettostrombedarfs zwischen 2021 und 2027 bei 66,5 TWh/a (52,1 % des Gesamtanstiegs).

4.3 Preiseffekte

Starke Reaktion der Nachfrage auf hohe Strompreise in den Jahren 2022 und 2023

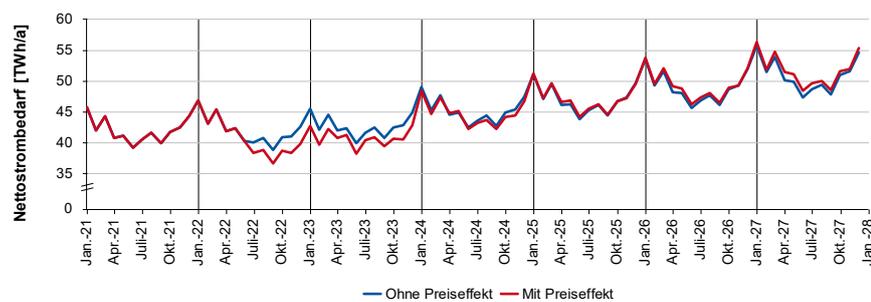


Abbildung 19: Prognostizierte Entwicklung des Nettostrombedarfs mit und ohne Preiseffekte für die Jahre 2022 bis 2027: Referenzszenario, Monatswerte.

Die Berücksichtigung der Preiseffekte führt insbesondere in der zweiten Hälfte des Jahres 2022 sowie im Jahr 2023 zu einem Rückgang der prognostizierten Nettostromnachfrage. Hierbei wurden die im Rahmen von Los 1 durch das IAEW der RWTH Aachen ermittelten Preisverläufe zugrunde gelegt. Im Referenzszenario beträgt dieser Rückgang für das Jahr 2022 10,5 TWh, für das Jahr 2023 24,0 TWh. Grund für diese Nachfrageanpassung ist die drastische Steigerung der Strompreise im Rahmen der aktuellen Energiepreiskrise. Mit einer erwarteten Stabilisierung des Strompreinsniveaus auf ein konstanteres Niveau ab 2024 nehmen die prognostizierten Preiseffekte ab. Insgesamt wird für den Zeitraum 2025 bis 2027 sogar ein leichter Anstieg der Nettostromnachfrage prognostiziert. Dies begründet sich mit dem dann wieder sinkenden Preisniveau laut Prognose aus Los 1.

4.4 Entwicklung der Jahreshöchstlast

*Starker Anstieg
der Jahres-
höchstlast prog-
nostiziert*

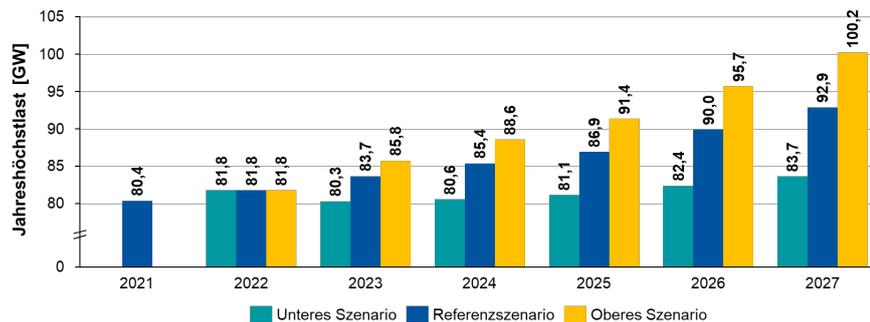


Abbildung 20: Prognostizierte Entwicklung der Jahreshöchstlast für die Jahre 2022 bis 2027: Szenariovergleich, Jahreswerte.

Abbildung 20 zeigt die prognostizierte Entwicklung der Spitzenlast für die Jahre 2021 bis 2027 anhand der drei dieser Studie zugrundeliegenden Szenarien. Dabei wird in allen drei betrachteten Szenarien ein Anstieg der Jahreshöchstlast prognostiziert, wobei die Höhe des Anstiegs zwischen den einzelnen Szenarien deutlich variiert. Im unteren Szenario fällt der Anstieg zwischen 2021 und 2027 mit 3,3 GW (4,1 %) moderat aus, während im Referenzszenario mit 12,5 GW (15,5 %) und im oberen Szenario mit 19,8 GW (24,6 %) hohe bzw. sehr hohe Steigerungsraten für diesen Zeitraum prognostiziert werden. Diese Entwicklung wird maßgeblich geprägt durch den dynamischen Anstieg des prognostizierten Nettostrombedarfs (vgl. Kapitel 4.1) und den Umstand, dass die zusätzliche Stromnachfrage anteilig auch zu Spitzenlastzeiten auftritt.

Gesamtfazit

- Deutlicher Anstieg des Nettostrombedarfs sowie der Jahreshöchstlast in allen betrachteten Szenarien
- Zunehmende Verbreitung von Sektorenkopplungstechnologien sowie eine steigende Elektrifizierung in der Industrie als wesentliche Treiber
- Preiseffekte wirken zunächst nachfragereduzierend bis zum Jahr 2024, danach tritt eine leichte Erhöhung der Nachfrage aufgrund eines wieder abnehmenden Preisniveaus auf

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Nutzenergiebasierte Ableitung des Elektrizitätsbedarfs am Beispiel ausgewählter Technologien.....	8
Abbildung 2: Kombiniertes Bottom-Up und Top-Down Ansatz.....	9
Abbildung 3: Konvertierung von Nutz- zu Endenergie in den Sektoren Industrie, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) sowie Haushalte und Verkehr.....	10
Abbildung 4: Historie des Nettostrombedarfs für die Jahre 2017 bis 2021 (nicht temperaturbereinigt). Dem Industriesektor sind Stromverbräuche im Umwandlungsbereich (exkl. Kraftwerkseigenverbrauch) zugeordnet.....	13
Abbildung 5: Datenschnittstellen für die Berechnung der Stromabgabe an Letztverbraucher für das Jahr 2021.....	14
Abbildung 6: Betrachtete Szenarien.....	16
Abbildung 7: Betrachteter Szenariotrichter zur konjunkturellen Entwicklung, reale Veränderung des Bruttoinlandsprodukts (BIP).....	19
Abbildung 8: Demographische Entwicklung im Prognosezeitraum.....	21
Abbildung 9: Entwicklung der Sanierungsrate im Gebäudebestand.....	23
Abbildung 10: Technologischer Wandel in der Industrie. 1: Szenario KN100 (dena, 2021), 2: Szenario KN2045 (Agora, 2021).....	25
Abbildung 11: Diffusion von Wärmepumpen. 1: Szenario Klimaziel -95% (Agora, 2017), 2: Szenarien EL80/EL95 (dena, 2018), 3: Szenario Klimazielerreichung (BWP, 2021), 4: Ziel der Bundesregierung: Bis 2030 mind. 6 Millionen Wärmepumpen, 5: Szenarien Electrons (dena, 2021), 6: Szenario KN100 (dena, 2021), 7: Szenario Klimaziel -80% (Agora, 2017), 8: Szenarien Molecules (dena, 2021).....	27
Abbildung 12: Verbreitung von batterieelektrischen PKW. 1: Ziel der Bundesregierung laut Koalitionsvertrag, 2: Szenario EL80 (dena, 2018), 3: Szenario More Electrons (dena, 2021), 4: Szenario KN100 (dena, 2021), 5: Szenario TM80/TM95 (dena, 2018), 6: Szenario Molecules (dena, 2021).....	30
Abbildung 13: Elektrizitätsbedarf für die inländische Wasserstoffelektrolyse. 1: Szenario Zielpfad (BDI, 2021), 2: Szenario KSG2045 (FZJ, 2021), 3: Szenario REMIND (Kopernikus, 2021), 4: Szenario KN2045 (Agora, 2021), 5: Ziel gemäß der Nationalen Wasserstoffstrategie, 6: Szenario KN100 (dena, 2021).....	32

Abbildung 14: Prognostizierte Entwicklung des Nettostrombedarfs für die Jahre 2022 bis 2027 sowie historische Werte für 2021: Szenariovergleich, Jahreswerte.....	39
Abbildung 15: Prognostizierte Entwicklung des Nettostrombedarfs für die Jahre 2022 bis 2027 sowie historische Werte für 2021: Szenariovergleich, Monatswerte.....	39
Abbildung 16: Sektorale Aufschlüsselung des prognostizierten Nettostrombedarfs im Referenzszenario für die Jahre 2022 bis 2027 sowie historische Werte für 2021: Referenzszenario, Jahreswerte.	40
Abbildung 17: Indikative Gegenüberstellung der Studienergebnisse mit dem Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans Strom 2023-237/2045.	41
Abbildung 18: Beiträge der Sektorenkopplungstechnologien zur Entwicklung des prognostizierten Nettostrombedarfs für die Jahre 2021 bis 2027: Referenzszenario, Jahreswerte.....	41
Abbildung 19: Prognostizierte Entwicklung des Nettostrombedarfs mit und ohne Preiseffekte für die Jahre 2022 bis 2027: Referenzszenario, Monatswerte.	42
Abbildung 20: Prognostizierte Entwicklung der Jahreshöchstlast für die Jahre 2022 bis 2027: Szenariovergleich, Jahreswerte.....	43

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht zu befragten Experten.....	16
Tabelle 2: Reale Entwicklung des Bruttoinlandprodukts. Verkettete Volumenangaben, berechnet auf Basis der vom Statistischen Bundesamt veröffentlichten Indexwerte (2015=100).....	19
Tabelle 3: Nettostrombedarf in Deutschland im Referenzszenario für die Jahre 2021 bis 2027	48
Tabelle 4: Nettostrombedarf in Deutschland im oberen Szenario für die Jahre 2021 bis 2027.....	48
Tabelle 5: Nettostrombedarf in Deutschland im unteren Szenario für die Jahre 2021 bis 2027.....	48
Tabelle 6: Monatswerte des Nettostrombedarfs im Jahr 2023 im Szenariovergleich.....	49

Abkürzungsverzeichnis

AGEB	AG Energiebilanzen, e.V.
BesAR	Besondere Ausgleichsregelung
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BMF	Bundesministerium der Finanzen
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BWP	Bundesverbands Wärmepumpe, e.V.
Dena	Deutsche Energie-Agentur (dena)
DIW	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetzes
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FZ-Jülich	Forschungszentrum Jülich GmbH
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
LTRS	Langfristigen Renovierungsstrategie
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
WZ 2008	Klassifikation der Wirtschaftszweige 2008

Anhang

Tabellarische Ergebnisse nach Szenarien

Tabelle 3: Nettostrombedarf in Deutschland im Referenzszenario für die Jahre 2021 bis 2027.

Referenzszenario

Strommengen in TWh	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Nettostrombedarf (ohne Pumpstrom, ohne Preiseffekt)	503,40	517,12	533,22	547,50	561,50	581,35	601,51
Nettostrombedarf (ohne Pumpstrom, mit Preiseffekt)	503,40	506,62	509,14	542,03	563,16	586,36	611,04
Sektoren							
Private Haushalte	131,08	129,24	127,85	134,39	138,05	142,68	147,77
Gewerbe/Handel/Dienstleistung	136,77	142,21	139,20	144,94	147,45	149,69	152,17
Industrie	223,06	219,86	223,53	239,83	250,77	261,87	273,56
Verkehr	12,49	15,32	18,56	22,87	26,88	32,12	37,53
Technologien							
Wärmepumpen	7,82	8,15	10,63	13,83	16,89	22,77	28,79
Elektrolyse	0,00	0,00	0,00	2,99	6,05	10,94	15,91
Elektromobilität (Straßenverkehr)	2,59	3,30	6,13	9,38	12,59	17,11	21,76
Sonstiges							
Preiseffekte	-	-10,50	-24,07	-5,47	1,66	5,01	9,52

Tabelle 4: Nettostrombedarf in Deutschland im oberen Szenario für die Jahre 2021 bis 2027.

Oberes Szenario

Strommengen in TWh	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Nettostrombedarf (ohne Pumpstrom, ohne Preiseffekt)	503,40	519,42	545,06	567,45	590,23	619,62	649,62
Nettostrombedarf (ohne Pumpstrom, mit Preiseffekt)	503,40	506,26	515,02	557,31	587,72	618,72	650,06
Sektoren							
Private Haushalte	131,08	128,59	127,75	135,89	140,96	146,39	151,92
Gewerbe/Handel/Dienstleistung	136,77	141,49	138,21	144,73	147,82	150,06	152,20
Industrie	223,06	220,90	229,48	251,51	268,40	285,21	302,19
Verkehr	12,49	15,27	19,58	25,18	30,53	37,07	43,75
Technologien							
Wärmepumpen	7,82	8,11	12,22	17,27	22,17	29,64	37,15
Elektrolyse	0,00	0,00	0,00	3,96	8,02	14,47	20,94
Elektromobilität (Straßenverkehr)	2,59	3,29	7,15	11,59	16,05	21,82	27,73
Sonstiges							
Preiseffekte	0,00	-13,16	-30,04	-10,14	-2,51	-0,89	0,44

Tabelle 5: Nettostrombedarf in Deutschland im unteren Szenario für die Jahre 2021 bis 2027.

Unteres Szenario

Strommengen in TWh	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Nettostrombedarf (ohne Pumpstrom, ohne Preiseffekt)	503,40	514,84	511,04	516,88	523,74	533,70	543,86
Nettostrombedarf (ohne Pumpstrom, mit Preiseffekt)	503,40	508,47	498,08	523,22	539,72	557,15	574,46
Sektoren							
Private Haushalte	131,08	130,28	129,97	136,29	140,14	144,24	148,43
Gewerbe/Handel/Dienstleistung	136,77	143,36	141,87	147,76	150,84	153,62	156,26
Industrie	223,06	219,43	209,22	219,33	226,34	233,08	239,70
Verkehr	12,49	15,40	17,03	19,85	22,40	26,20	30,07
Technologien							
Wärmepumpen	7,82	8,22	10,10	12,56	14,94	18,73	22,62
Elektrolyse	0,00	0,00	0,00	1,53	4,16	7,59	11,08
Elektromobilität (Straßenverkehr)	2,59	3,32	4,78	6,59	8,36	11,44	14,57
Sonstiges							
Preiseffekte	0,00	-6,37	-12,96	6,34	15,99	23,45	30,60

Monatliche Verläufe im Jahr 2023

Tabelle 6: Monatswerte des Nettostrombedarfs im Jahr 2023 im Szenariovergleich.

Referenzszenario												
Strommengen in TWh	Jan. 23	Feb. 23	Mrz. 23	Apr. 23	Mai. 23	Jun. 23	Jul. 23	Aug. 23	Sep. 23	Okt. 23	Nov. 23	Dez. 23
Nettostrombedarf (ohne Pumpstrom, ohne Preiseffekt)	48,33	44,46	46,78	43,18	43,57	41,52	42,91	44,01	42,21	44,31	45,01	46,91
Nettostrombedarf (ohne Pumpstrom, mit Preiseffekt)	45,96	42,41	44,82	41,43	41,85	39,34	41,07	41,90	40,27	42,43	42,77	44,89
Sektoren												
Private Haushalte	12,81	12,05	11,70	10,77	9,67	8,80	9,01	9,08	9,09	10,66	11,37	12,84
Gewerbe/Handel/Dienstleistung	12,65	11,83	11,90	11,22	11,30	10,77	11,30	11,51	11,00	11,62	11,57	12,53
Industrie	18,98	17,16	19,66	17,89	19,28	18,22	19,14	19,71	18,63	18,55	18,32	17,99
Verkehr	1,51	1,37	1,57	1,54	1,60	1,55	1,62	1,60	1,54	1,61	1,50	1,54
Technologien												
Wärmepumpen	1,75	1,95	1,11	0,98	0,34	0,21	0,09	0,03	0,34	0,87	1,25	1,73
Elektrolyse	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Elektromobilität (Straßenverkehr)	0,48	0,44	0,52	0,51	0,53	0,52	0,55	0,54	0,51	0,55	0,49	0,49

Oberes Szenario												
Strommengen in TWh	Jan. 23	Feb. 23	Mrz. 23	Apr. 23	Mai. 23	Jun. 23	Jul. 23	Aug. 23	Sep. 23	Okt. 23	Nov. 23	Dez. 23
Nettostrombedarf (ohne Pumpstrom, ohne Preiseffekt)	48,33	44,46	46,78	43,18	43,57	41,52	42,91	44,01	42,21	44,31	45,01	46,91
Nettostrombedarf (ohne Pumpstrom, mit Preiseffekt)	45,96	42,41	44,82	41,43	41,85	39,34	41,07	41,90	40,27	42,43	42,77	44,89
Sektoren												
Private Haushalte	12,81	12,05	11,70	10,77	9,67	8,80	9,01	9,08	9,09	10,66	11,37	12,84
Gewerbe/Handel/Dienstleistung	12,65	11,83	11,90	11,22	11,30	10,77	11,30	11,51	11,00	11,62	11,57	12,53
Industrie	18,98	17,16	19,66	17,89	19,28	18,22	19,14	19,71	18,63	18,55	18,32	17,99
Verkehr	1,51	1,37	1,57	1,54	1,60	1,55	1,62	1,60	1,54	1,61	1,50	1,54
Technologien												
Wärmepumpen	1,75	1,95	1,11	0,98	0,34	0,21	0,09	0,03	0,34	0,87	1,25	1,73
Elektrolyse	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Elektromobilität (Straßenverkehr)	0,48	0,44	0,52	0,51	0,53	0,52	0,55	0,54	0,51	0,55	0,49	0,49

Unteres Szenario												
Strommengen in TWh	Jan. 23	Feb. 23	Mrz. 23	Apr. 23	Mai. 23	Jun. 23	Jul. 23	Aug. 23	Sep. 23	Okt. 23	Nov. 23	Dez. 23
Nettostrombedarf (ohne Pumpstrom, ohne Preiseffekt)	46,38	42,67	44,83	41,40	41,73	39,76	41,08	42,13	40,41	42,46	43,16	45,04
Nettostrombedarf (ohne Pumpstrom, mit Preiseffekt)	44,74	42,07	44,35	40,51	40,78	38,36	40,14	40,52	39,05	41,42	41,91	44,23
Sektoren												
Private Haushalte	12,90	12,35	12,02	10,93	9,82	8,96	9,20	9,17	9,19	10,81	11,55	13,07
Gewerbe/Handel/Dienstleistung	12,80	12,18	12,26	11,43	11,49	10,97	11,53	11,63	11,14	11,82	11,80	12,81
Industrie	17,66	16,26	18,61	16,74	18,00	17,02	17,92	18,27	17,32	17,33	17,17	16,92
Verkehr	1,38	1,28	1,45	1,41	1,47	1,42	1,49	1,45	1,41	1,47	1,38	1,42
Technologien												
Wärmepumpen	1,65	1,87	1,06	0,93	0,32	0,20	0,08	0,02	0,32	0,82	1,19	1,65
Elektrolyse	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Elektromobilität (Straßenverkehr)	0,37	0,35	0,41	0,40	0,41	0,40	0,43	0,42	0,40	0,42	0,39	0,39