

Vergleich von Szenarien zur Treibhausgas-Reduktion in Deutschland bis 2050

Fokus Energiewirtschaft

Berlin, 12.1.2022

Autor

Dr. Alexander Zerrahn
Öko-Institut e.V.

Kontakt

info@oeko.de
www.oeko.de

Geschäftsstelle Freiburg

Postfach 17 71
79017 Freiburg

Hausadresse

Merzhauser Straße 173
79100 Freiburg
Telefon +49 761 45295-0

Büro Berlin

Borkumstraße 2
13189 Berlin
Telefon +49 30 405085-0

Büro Darmstadt

Rheinstraße 95
64295 Darmstadt
Telefon +49 6151 8191-0

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	4
Tabellenverzeichnis	5
Abkürzungsverzeichnis	6
1 Motivation und Zielsetzung	8
2 Betrachtete Studien und Szenarien	9
3 Preise für Brennstoffe und Emissionszertifikate	14
4 Treibhausgasemissionen	16
5 Energiewirtschaft	19
5.1 Stromnachfrage	19
5.2 Stromerzeugung	30
5.2.1 Stromerzeugung gesamt	30
5.2.2 Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien	32
5.2.3 Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen	38
5.2.4 Stromimporte	40
5.2.5 Wasserstoff: Stromerzeugung und Importe	42
5.3 Installierte Leistung	45
5.3.1 Installierte Leistung erneuerbarer Energien	45
5.3.2 Installierte Leistung von Kohle- und Gaskraftwerken	51
5.3.3 Flexibilität: Pump- und Batteriespeicher	53
5.3.4 Kapazitäten der Elektrolyseure	55
5.4 Ausbau der Stromnetze	55
5.5 Erzeugung netzgebundener Wärme	56
6 Vergleich und Schlussfolgerungen	60
Literaturverzeichnis	63

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 5-1: Entwicklung des Stromverbrauchs in den Szenarien	20
Abbildung 5-2: Aufteilung der Stromnachfrage nach klassischen und neuen Verbrauchern	22
Abbildung 5-3: Stromerzeugung nach Technologien	31
Abbildung 5-4: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien	32
Abbildung 5-5: Aufteilung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nach Technologien	36
Abbildung 5-6: Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen und Kernenergie	39
Abbildung 5-7: Netto-Stromimporte (Jahressumme)	41
Abbildung 5-8: Stromerzeugung aus Wasserstoff und strombasiertem Methan	42
Abbildung 5-9: Wasserstoff: inländische Erzeugung und Importe	44
Abbildung 5-10: Installierte Leistung PV	45
Abbildung 5-11: Installierte Leistung Windenergie an Land	47
Abbildung 5-12: Installierte Leistung Windenergie auf See	49
Abbildung 5-13: Installierte Leistung Bioenergie	51
Abbildung 5-14: Installierte Leistung thermischer Kraftwerke (inklusive Kernkraft und Bioenergie)	52
Abbildung 5-15: Installierte Leistung der Elektrolyseure in Deutschland	55
Abbildung 5-16: Erzeugung von Fernwärme aus verschiedenen Quellen	57

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1: Untersuchte Szenarien	10
Tabelle 3-1: Brennstoff- bzw. Zertifikatspreise	14
Tabelle 4-1: THG-Gesamtemissionen und Minderung gegenüber 1990	17
Tabelle 5-1: Anzahl an elektrisch angetriebenen Pkw in Millionen	26
Tabelle 5-2: Anzahl an elektrisch angetriebenen Nutzfahrzeugen in Millionen	26
Tabelle 5-3: Anteil der erneuerbaren Energien in Prozent	34
Tabelle 5-4: Vollbenutzungsstunden der PV	46
Tabelle 5-5: Vollbenutzungsstunden der Windenergie an Land	48
Tabelle 5-6: Vollbenutzungsstunden der Windenergie auf See	50
Tabelle 5-7: Leistung (Auspeichern) der netzverfügbaren Batterie- und Pumpspeicher (in GW)	54

Abkürzungsverzeichnis

BECCS	<i>Bio Energy Carbon Capture and Storage</i>
BEE	Bundesverband Erneuerbare Energie
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
CCS	<i>Carbon Capture and Storage</i>
CO ₂ -Äqu.	CO ₂ -Äquivalente
CRF	<i>Common Reporting Format</i>
DACCS	<i>Direct Air Carbon Capture and Storage</i>
dena	Deutsche Energie-Agentur GmbH
DIW	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung
EE	Erneuerbare Energien
EU ETS	<i>European Union Emissions Trading System</i>
EWG	<i>Energy Watch Group</i>
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GW	Gigawatt
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie
KSG	Klimaschutzgesetz
LULUCF	<i>Land Use, Land Use Change and Forestry</i>
Mt	Megatonne
MWh	Megawattstunde
NEP	Netzentwicklungsplan
PtG	<i>Power to Gas</i>
PtH	<i>Power to Heat</i>
PtL	<i>Power to Liquid</i>

PV	Photovoltaik
----	--------------

THG	Treibhausgas
-----	--------------

TWh	Terawattstunde
-----	----------------

UBA	Umweltbundesamt
-----	-----------------

1 Motivation und Zielsetzung

Das 2021 novellierte Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) verpflichtet die Bundesregierung zur Einhaltung ambitionierterer Klimaziele. Bis zum Jahr 2030 müssen die Emissionen von Treibhausgasen (THG) gegenüber dem Basisjahr 1990 um mindestens 65 % sinken und bis zum Jahr 2040 um mindestens 88 %. Im Jahr 2045 schließlich soll Netto-Treibhausgasneutralität erreicht werden. Die Minderung der Emissionen betrifft alle Sektoren. Für die 20er Jahre sind mit Ausnahme der Energiewirtschaft jährliche Emissionsobergrenzen hinterlegt; für das Jahr 2030 für alle Sektoren, einschließlich der Energiewirtschaft. Diese wurden im Rahmen der 2021er Novelle des Bundes-Klimaschutzgesetzes teilweise deutlich nach unten angepasst.

Im Jahr 2018 stammte mit gut einem Drittel der größte Anteil der Treibhausgasemissionen aus der Energiewirtschaft. Nach Abgrenzung des Klimaschutzgesetzes umfasst diese die öffentliche Strom- und gekoppelte Fernwärmeversorgung, die ungekoppelte Wärmeerzeugung (Kokereien, Raffineriewärmeerzeuger, öffentliche Heizwerke), den Pipelinetransport und flüchtige Emissionen aus Brennstoffen. Hierbei stammt der größte Teil der Emissionen der Energiewirtschaft aus der öffentlichen Stromversorgung, worauf sich auch die meisten Studien fokussieren.

Neben der Relevanz alleine aufgrund der durch die Stromproduktion verursachten Emissionshöhe ist die Stromversorgung aus zwei weiteren Gründen besonders interessant. Zum einen kann sie mit den etablierten erneuerbaren Energien (EE) Windenergie und Photovoltaik (PV) vergleichsweise einfach dekarbonisiert werden. Zum anderen ist auf Basis erneuerbarer Energien erzeugter Strom ein effektives und effizientes Mittel, um Brennstoffe in anderen Sektoren zu ersetzen. Um die Bereiche Industrie, Verkehr oder Gebäude erfolgreich zu dekarbonisieren, wird in Zukunft daher mehr erneuerbarer Strom benötigt, der fossile Kraft- und Brennstoffe ersetzt.

Szenarien können dabei helfen, mögliche Entwicklungen der Treibhausgasemissionen *ex ante* abzuschätzen. Sie sind keine Prognose, wie sich die Emissionen am wahrscheinlichsten entwickeln werden, sondern beschreiben konsistente potenzielle Entwicklungen. Diese können, je nach Ausgestaltung des Szenarios, einen deutlich anderen Schwerpunkt in der Technologiewahl haben sowie sich in zentralen Annahmen zum wirtschaftlichen und individuellen Verhalten oder in der Geschwindigkeit und Tiefe der Dekarbonisierung unterscheiden. Insofern kann ein Vergleich sowohl alternative Wege und die damit verbundenen Weichenstellungen aufzeigen als auch gemeinsame *No-Regret*-Optionen ermitteln.

Für ältere Szenarien, die von einer langsameren und weniger tiefgehenden Dekarbonisierung ausgehen, liefern Öko-Institut (2016) – für die Energiewirtschaft – und Öko-Institut et al. (2016) – für die Gesamtemissionen – bereits eine Übersicht und Synthese. Für neuere Szenarien, die (größtenteils) in Einklang mit den aktuellen Zielen ausgestaltet sind, fehlt eine solche Zusammenschau. Diese wird in diesem Arbeitspapier geleistet.

Die vorliegende Übersicht fokussiert sich auf Szenarien, die eine Treibhausgasreduktion (möglichst) in Einklang mit dem 65 %-Ziel für 2030 entwerfen sowie bis spätestens 2050 Netto-Nullmissionen erreichen. Dabei liegt der Schwerpunkt auf der Energiewirtschaft und hier insbesondere auf der Stromerzeugung. Diese wird in den meisten Szenarien am eingehendsten modelliert und diskutiert. Ziel dieses Vergleichs ist, eine Übersicht zu schaffen und Gemeinsamkeiten und Unterschiede herauszuarbeiten. Dabei wird zwar auf die Mechanismen eingegangen, wie und durch welche Technologien die Emissionen reduziert werden. Eine Verknüpfung zu den zugrundeliegenden

Maßnahmen, wie etwa die Ausgestaltung von Ordnungsrecht und Förderlinien, wird jedoch nicht betrachtet.

2 Betrachtete Studien und Szenarien

Diese Studie vergleicht Szenarien zur deutlichen Reduktion von Treibhausgasen in Deutschland. Stichtag ist eine Veröffentlichung vor dem 15.11.2021. Dabei werden drei Kriterien an ein Szenario angelegt, damit es in diesem Vergleich betrachtet wird.

- Das Szenario muss aus einer Studie stammen, die im Jahr 2019 oder später veröffentlicht worden ist. Hierdurch wird gewährleistet, dass zentrale Annahmen, etwa zu Kostenentwicklungen oder zur gesamtwirtschaftlichen Einbettung, möglichst vergleichbar sind.
- Im Jahr 2030 muss die THG-Reduktion gegenüber dem Jahr 1990 mindestens 65 % betragen, oder diesem Wert sehr nahe kommen. Somit ist das Szenario konform mit dem mittelfristigen Ziel des im Jahr 2021 novellierten Bundes-Klimaschutzgesetzes. Zudem wird hierdurch eine Vergleichbarkeit der Szenarien mit Blick auf die THG-Emissionen hergestellt.
- Spätestens im Jahr 2050 darf das Szenario keine THG-Emissionen oder muss zumindest eine Reduktion der Emissionen von über 95 % aufweisen, zusammen mit einer Option, wie die restlichen Emissionen gegebenenfalls durch Maßnahmen außerhalb der Szenariogrenzen abgebaut werden können. Neben der Vergleichbarkeit der Szenarien wird hierdurch sichergestellt, dass der eingeschlagene Pfad langfristig zur Treibhausgasneutralität führt.

Basierend auf diesen Kriterien wurden zehn Studien mit insgesamt 13 Szenarien identifiziert (Tabelle 2-1). Die Zusammenstellung erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit. So nimmt sie auch bei einigen Studien nicht alle Szenarien in den Vergleich auf, wie etwa Sensitivitätsuntersuchungen zu Randbedingungen.

Zehn Szenarien, in sieben Studien, beruhen auf einer detaillierten Modellierung des Energiebedarfs und der Energiebereitstellung in allen (oder den meisten) Sektoren.¹ Diese Szenarien werden im Folgenden als umfassende Szenarien bezeichnet. Drei weitere Szenarien modellieren größtenteils nur die Energiewirtschaft und hier spezifisch die Strombereitstellung. Diese Szenarien werden im Folgenden als sektoral bezeichnet. Zwei der drei sektoralen Szenarien (DIW 100 und EWG 100) entwerfen eine treibhausgasneutrale Versorgung mit 100 % erneuerbaren Energien. Das Szenario BEE 2030 verfolgt einen bilanziellen Ansatz auf Flughöhe der Jahresenergiemengen und -emissionen.

¹ Nach Abgrenzung des KSG sind dies Energiewirtschaft, Industrie, Gebäude, Verkehr, Landwirtschaft sowie Abfall. Sektorale Aufteilungen, in denen dieselben Emissionen anders systematisiert werden, sind ebenso gängig.

Tabelle 2-1: Untersuchte Szenarien

Kurztitel	Umfassende Studien							Sektorale Studien		
	Agora KND 2045	UBA Green-Supreme	BMWi Langfrist 3	ISE Wege 65/10	BDI Pfade 2.0	dena Leit KN100	Ariadne	BEE 2030	EWG 100	DIW 100%
Titel	Klimaneutrales Deutschland 2045	Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität – Rescue-Studie	Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3	Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem 2050 – Update unter einer Zielvorgabe von 65 % CO ₂ -Reduktion in 2030 und 100 % in 2050	Klimapfade 2.0 Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft	dena-Leitstudie – Aufbruch Klimaneutralität	Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 – Szenarien und Pfade im Modellvergleich	BEE-Szenario 2030	100% Erneuerbare Energien für Deutschland bis 2030: Klimaschutz – Versorgungssicherheit – Wirtschaftlichkeit	100% erneuerbare Energie für Deutschland unter besonderer Berücksichtigung von Dezentralität und räumlicher Verbrauchsnähe
Auftraggeber	Agora Energiewende, Agora Verkehrswende, Stiftung Klimaneutralität	Umweltbundesamt (UBA)	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)		Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI)	Deutsche Energie-Agentur (dena)				100 Prozent Erneuerbar Stiftung
Durchführung	Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut	UBA, Fraunhofer IEE, ifeu, SSG	Consentec, Fraunhofer ISI, TU Berlin, ifeu	Fraunhofer ISE	Boston Consulting Group	dena, EWI, FIW, ITG, Jacobs University, Stiftung Umweltenergie-recht, Wuppertal Institut	PIK, DLR, Fraunhofer IEE, Fraunhofer IEG, Fraunhofer ISE; Fraunhofer ISI, Hereon, IER, MCC, PSI, RWI	BEE	EWG, TU München	TU Berlin, DIW Berlin
Veröffentlichung	06/2021	09/2019	Kurzbericht: 05/2021	12/2020	10/2021	10/2021	10/2021	04/2021	05/2021	04/2021
Untersuchte Szenarien	Klimaneutral 2045	Green Supreme	H ₂ -G PtG/PtL Strom	Referenz 65/100	Zielpfad	Klimaneutralität 100	Remind-Mix Remind-Elek-DE	BEE-Szenario 2030	EWG-Szenario	Nachfrage: Referenz, dezentral
Anmerkung	Vorgängerstudie: <i>Klimaneutrales Deutschland 2050</i>	Szenario innerhalb des RESCUE-Projekts	Laufende Analyse (Stand 11/2021)	Update einer Vorgängerstudie	Vorab-Version der Gesamtstudie		Durch das BMBF in einem Kopernikus-Projekt gefördert			Kein konkretes Jahr

Das umfassende Szenario „Klimaneutrales Deutschland 2045“ (im Folgenden kurz **Agora KND 2045**), veröffentlicht im Juni 2021, wurde von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende sowie der Stiftung Klimaneutralität beauftragt und von Prognos, dem Öko-Institut sowie dem Wuppertal Institut bearbeitet (Prognos et al. 2021). Für das Szenario wurden die im KSG abgegrenzten Sektoren separat modelliert und die Resultate für die Emissionsbilanzierung zusammengeführt. Ergebnisse liegen für die Jahre 2025 bis 2045 in Fünfjahresschritten vor. Im Jahr 2030 liegen die gesamten deutschen Treibhausgas-Emissionen um 65 % unter denen des Jahres 1990. Diese Reduktion umfasst nicht den Beitrag des Sektors Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft (*Land Use, Land Use Change, and Forestry*, LULUCF).² Das Ziel des aktuellen Klimaschutzgesetzes wird erreicht. Auch im Sektor Energiewirtschaft liegen die THG-Emissionen mit 98 Millionen Tonnen unter dem Sektorziel von 108 Millionen Tonnen. Im Jahr 2045 liegen die gesamten THG-Emissionen ohne Berücksichtigung des Sektors LULUCF bei minus zwei Millionen Tonnen.³ Hierbei werden geringe Rest-Emissionen, vor allen Dingen aus der Landwirtschaft, dadurch kompensiert, dass der Atmosphäre Treibhausgase technologisch entzogen werden. Gegenüber dem vorhergehenden Szenario Klimaneutrales Deutschland 2050 wird in KND 2045 vor allem der technologische Wandel schneller umgesetzt; eine Beschleunigung bei der Entwicklung der Effizienz oder Verhaltensänderungen über aktuelle Entwicklungen hinaus sind keine zentralen Stellgrößen.

Das Szenario GreenSupreme (im Folgenden kurz **UBA GreenSupreme**), veröffentlicht im Dezember 2020, ist Teil der umfassenden Studie RESCUE des Umweltbundesamtes (UBA), welche „Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität“ im Jahr 2050 beschreibt (UBA 2020). Das Szenario wurde vom ifeu, dem Fraunhofer IEE, SSG und dem UBA bearbeitet. GreenSupreme ist das ambitionierteste Szenario der RESCUE-Studie, in welchem die Transformation besonders zeitnah erfolgt. Es enthält sowohl technologische Änderungen als auch Verhaltensänderungen sowie Effizienzsteigerungen. Neben der Senkung der Treibhausgasemissionen legt das Szenario ein besonderes Augenmerk auf die Verringerung des Rohstoffverbrauchs. Das Szenario betrachtet die Jahre 2030, 2040 und 2050. Im Jahr 2030 liegen die THG-Emissionen, ohne Berücksichtigung natürlicher Senken, um gut 70 % unter denen des Jahres 1990, wodurch das Szenario das KSG-Ziel erreicht. Auch in der Energiewirtschaft liegen die Emissionen unter 108 Millionen Tonnen. Im Jahr 2050 sind die THG-Emissionen insgesamt um knapp 97 % reduziert.

Die umfassende Studie Langfristszenarien 3 ist beauftragt vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) und durchgeführt von Fraunhofer ISI, Consentec, dem Lehrstuhl Energie- und Ressourcenmanagement der TU Berlin sowie dem ifeu. Mitte November 2021 lag der Endbericht noch nicht vor. Zentrale Ergebnisse sind jedoch bereits veröffentlicht (Fraunhofer ISI et al. 2021). Die Studie erfasst die Sektoren Energiewirtschaft, Verkehr, Gebäude und Industrie in drei Haupt-Szenarien, mit unterschiedlichem technologischem Schwerpunkt. Das Szenario TN-Strom (im Folgenden kurz **BMWi Langfrist 3 Strom**) geht von einer deutlich verstärkten direkten Nutzung erneuerbaren Stroms aus. Das Szenario TN-H₂-G (im Folgenden kurz **BMWi Langfrist 3 H₂**) sieht eine herausragende Rolle für Wasserstoff im Energiesystem vor. Das Szenario TN-PtG/PtL (im Folgenden kurz **BMWi Langfrist 3 PtX**) weist synthetischen Kohlenwasserstoffen, auf Basis von erneuerbarem Strom, eine zentrale Rolle zu. Die Modellierung wurde für die Jahre 2030, 2040 und 2050 durchgeführt. Nur das Szenario Strom erreicht das KSG-Ziel einer THG-Emissionsreduktion von 65 % im Jahr 2030 gegenüber 1990. Die anderen beiden Szenarien verfehlen mit einer

² Hier kommen noch 2 Millionen Tonnen THG-Emissionen hinzu.

³ Hier kommen noch -11 Millionen Tonnen hinzu.

Minderung von etwas unter 64 % das Ziel knapp. Für das Jahr 2050 weisen die Ergebnisse, inklusive des Sektors LULUCF, bei allen drei Szenarien Negativemissionen aus.

Das umfassende Szenario „Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem 2050 - Update unter einer Zielvorgabe von 65 % CO₂-Reduktion in 2030 und 100 % in 2050“ (im Folgenden kurz **ISE Wege 65/100**) wurde vom Fraunhofer ISE im Dezember 2020 veröffentlicht (Fraunhofer ISE 2020). In dem Szenario wird im Jahr 2030 eine 65-prozentige und im Jahr 2050 eine 100-prozentige Reduktion der deutschen THG-Emissionen vorgegeben. Es stellt ein Update angesichts ambitionierterer Klimaziele zu zuvor veröffentlichten Szenarien mit einer geringeren THG-Reduktion dar. Das Szenario modelliert die Bereiche Strom, Wärme in Industrie und Gebäuden sowie Verkehr, indem es die jährlichen Kosten bis zum Jahr 2050 für Investitionen in und den Betrieb von Erzeugung und Verbrauch minimiert.

Das umfassende Szenario Klimapfade 2.0 – Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft (im Folgenden kurz **BDI Pfade 2.0**) wurde von der Boston Consulting Group (BCG) erstellt, beauftragt und begleitet vom Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI) (BDI 2021). Es wurde im Oktober 2021 in einer Vorab-Version veröffentlicht und stellt die Folgestudie der vom BDI beauftragten „Klimapfade für Deutschland“ aus dem Jahr 2018 dar, indem es auf die in der Zwischenzeit ambitionierteren Reduktionsziele für THG eingeht. So wird im Jahr 2030 eine Reduktion von 65 % und im Jahr 2045 Treibhausgasneutralität erreicht. Das Szenario modelliert die Sektoren Industrie, Verkehr, Gebäude und Energiewirtschaft und empfiehlt jeweils und übergreifend zentrale Maßnahmen, die eher in den Bereichen Bepreisung und Förderung verortet sind und weniger im Ordnungsrecht.

Das umfassende Szenario Klimaneutralität 100 aus der dena-Leitstudie – Aufbruch Klimaneutralität (im Folgenden kurz **dena Leit KN100**) wurde von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) beauftragt und von dem Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität zu Köln (EWI), dem Forschungsinstitut für Wärmeschutz (FIW), dem Institut für technische Gebäudeausrüstung (ITG), der Jacobs University, der Stiftung Umweltenergierecht und dem Wuppertal Institut durchgeführt (dena 2021). Eine Vorab-Version wurde im Oktober 2021 veröffentlicht und stellt die Folgestudie zur dena-Leitstudie Integrierte Energiewende von 2018 dar. Für diese Übersicht wird das zentrale Szenario Klimaneutralität 100 herangezogen. Es erreicht im Jahr 2030 eine THG-Emissionsreduktion von 65 % und weist im Jahr 2045 Treibhausgasneutralität auf.

Die umfassenden Szenarien aus dem vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) im Kopernikus-Programm geförderten Ariadne-Projekt wurden vom Potsdam Institut für Klimafolgenforschung (PIK), den Fraunhofer-Instituten IEE, IEG, ISE und ISI, dem Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), dem Helmholtz-Zentrum Hereon, dem Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart, dem Mercator Research Institute on Global Commons and Climate Change (MCC), dem Paul Scherrer Institut (PSI) und dem RWI analysiert und im Oktober 2021 veröffentlicht. Die Ariadne-Studie bedient sich mehrerer paralleler Modelle für dieselben Sektoren. Für diese Zusammenfassung wurde das Modell Remind gewählt, welches als integriertes Energie-Ökonomie-Klima-Modell als ein Leitmodell für das gesamte Energiesystem, den Stromsektor und die Sektorenkopplung herausgestellt wird. Insbesondere umfasst Remind alle Sektoren und Emissionen und liefert somit eine in sich konsistente Schätzung für das Gesamtsystem. Unter den untersuchten Szenarien werden hier die Szenarien Technologiemit (im Folgenden kurz **Ariadne Remind-Mix**) und Elektrifizierung (inländisch) (im Folgenden kurz **Ariadne Remind-Elek-DE**) betrachtet. Ariadne Remind-Mix geht von einer gemischten Nutzung von direkter Elektrifizierung, Wasserstoff und strombasierten

Kraftstoffen aus. Ariadne Remind-Elek-DE priorisiert die direkte Elektrifizierung und beschränkt zudem Energie-Importe.

Das sektorale BEE-Szenario 2030 (im Folgenden kurz **BEE 2030**) wurde vom Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE) erstellt und im April 2021 veröffentlicht (BEE 2021). Es bildet die Sektoren Energiewirtschaft, Gebäude und Verkehr mithilfe eines vereinfachten bilanziellen Ansatzes ab.⁴ Der Fokus liegt auf der Stromerzeugung. Es wurde nur das Jahr 2030 betrachtet. Basierend auf einer deutlichen Abnahme des Endenergieverbrauchs durch ambitionierte Effizienzsteigerungen sowie dem Ausbau der Versorgung mit erneuerbaren Energien wird das Ziel einer 65-prozentigen Reduktion der THG-Emissionen erreicht.

Das sektorale Szenario 100 % erneuerbare Energie für Deutschland (im Folgenden kurz **DIW 100**) wurde vom DIW Berlin und der TU Berlin im April 2021 veröffentlicht (Kendzioriski et al. 2021). Die Studie entstand in Kooperation mit der 100 Prozent erneuerbar stiftung. Das Szenario modelliert eine Versorgung mit 100 % erneuerbaren Energien in der deutschen und europäischen Strom- und Wasserstoffversorgung. Die Sektoren Industrie, Verkehr und Gebäude sind implizit über ihre Stromnachfragen abgebildet. Methodisch minimiert der Ansatz die Gesamtkosten von Investitionen in Anlagen zu Erzeugung und Transport von Strom und Wasserstoff sowie ihres Betriebs. Hierbei wägt der Ansatz explizit zwischen regionalen Investitionen in die Stromerzeugung und dem Stromtransport zwischen Regionen ab. Die Studie geht von keinem konkreten Jahr aus. Für diese Übersicht werden für die Stromnachfrage der Referenzfall sowie die integrierte Optimierung von Stromerzeugung und Stromnetzen betrachtet.

Das sektorale Szenario 100 % erneuerbare Energien für Deutschland bis 2030 (im Folgenden kurz **EWG 100**) wurde von der Energy Watch Group (EWG) in Zusammenarbeit mit der Technischen Universität München erstellt und im April 2021 veröffentlicht (Energy Watch Group 2021). Es betrachtet eine kostenminimale Versorgung Deutschlands mit 100 % erneuerbaren Energien in der Bereitstellung von Strom und Wärme im Jahr 2030. Die Sektoren Industrie und Verkehr sind implizit über ihre Stromnachfragen berücksichtigt. Für diese Übersicht wird das EWG-Szenario herangezogen, welches von einem hohen Potenzial zum Ausbau der Windenergie in Süddeutschland ausgeht.

⁴ Der bilanzielle Ansatz basiert auf Jahresenergiemengen und hat keine zeitliche Auflösung nach einzelnen Stunden. Ebenso beruht dieser Ansatz nicht auf einer Simulation oder Optimierung.

3 Preise für Brennstoffe und Emissionszertifikate

Die Preise für Brennstoffe und Emissionszertifikate beeinflussen die Wirtschaftlichkeit und damit den Einsatz von Technologien maßgeblich. Sie sind damit wichtige Rahmenbedingungen für ein Szenario. Dies gilt insbesondere für die fossilen Energien Steinkohle und Erdgas. Einige Szenarien (Agora KND 2045, die beiden Ariadne-Szenarien, BDI Pfade 2.0, dena Leit KN100, UBA GreenSupreme, ISE Wege 65/100) geben Preise explizit an (Tabelle 3-1).⁵ In den 100 %-Szenarien (DIW 100, EWG 100) sind sie nicht weiter von Relevanz.

Tabelle 3-1: Brennstoff- bzw. Zertifikatspreise

	Jahr	Steinkohle	Erdgas	Wasserstoff	EU ETS	Einheit
Agora KND 2045	2025	7,8	19		35	EUR(2019)/MWh bzw. EUR(2019)/t CO ₂
	2030	7,8	20		52	
	2035	8,0	20		60	
	2040	8,1	21		70	
	2045	8,3	21		80	
BMWi Langfrist 3^{ac}	2030	6,0	22	101		EUR/MWh
	2040	6,3	22	91		
	2050	6,5	22	81		
UBA GreenSupreme	2030	7,9	23,4			EUR(2010)/MWh
	2040	7,7	22,2			
	2050	7,7	22,2			
ISE Wege 65/100	2025	13	23	242		EUR/MWh ^a
	2030	13	23	212		
	2035	13	23	187		
	2040	13	23	164		
	2045	13	23	145		
	2050	13	23	127		
BDI Pfade 2.0^b	2025	7	13	99	55	EUR(2019)/MWh bzw. t CO ₂
	2030	7	13	87	72	
dena Leit KN100	2030	10,3	17,9			EUR/MWh ^a
	2040	10,4	24,2			
	2045	10,2	23,7			
	2050	10,0	23,1			
Ariadne Remind-Mix	2025	8,1	26,1			EUR(2020)/MWh
	2030	7,8	25,7			
	2035	7,3	25,4			
	2040	7,1	25,6			
	2045	7,3	26,2			

⁵ In den BMWi Langfrist 3-Szenarien sind in der Kurz-Dokumentation der Hauptergebnisse keine Preise angegeben.

	Jahr	Steinkohle	Erdgas	Wasserstoff	EU ETS	Einheit
Ariadne Remind-Elek-DE	2025	8,4	26,2			
	2030	8,1	25,7			
	2035	7,6	25,4			EUR(2020)/MWh
	2040	7,1	25,6			
	2045	7,0	26,2			

Quelle: Eigene Zusammenstellung, basierend auf den in Tabelle 2-1 genannten Studien

Anmerkungen: Alle Preise ohne Mehrwertsteuer.

^a Es ist kein Jahr angegeben, auf das sich das Preisniveau bezieht.

^b Für die weiteren Jahre sind die Preise nicht explizit angegeben. Bei Kohle und Erdgas Großhandelspreise. Bei Wasserstoff Kosten für Großabnehmer mit Direktanbindung an ein Pipelinesystem für in Deutschland produzierten grünen Wasserstoff.

^c Werte auf eine Dezimalstelle gerundet. Hier angegebene Preise gelten für alle BMWi Langfrist 3-Szenarien. Preise beziehen sich auf die Modellregion „AT_0“. Für andere Modellregionen sind die Preise offensichtlich identisch. Für Wasserstoff sind Preise für Importe aus Nicht-EU-Ländern angegeben.

- Zwischen den Szenarien variieren die Preise für Steinkohle zwischen 6 und 13 Euro/MWh, bei Erdgas liegen sie um 20 bis etwa 25 Euro/MWh. Einzig BDI Pfade 2.0 geht von einem geringeren (Großhandels-)Preis für Erdgas von 13 Euro/MWh aus. Insgesamt ist der Vergleich aber schwierig, weil sich die Preise auf unterschiedliche Basisjahre für das Preisniveau beziehen bzw. kein Basisjahr angegeben ist. Zudem sind der Bezug zum Heizwert sowie ggf. anfallende Transportkosten nicht einheitlich dokumentiert.
- Mehrere Szenarien weisen explizit Preise für Wasserstoff aus. Bei ISE Wege 65/100 fällt der Preis von 242 Euro/MWh im Jahr 2025 auf 127 Euro/MWh im Jahr 2050. In BDI Pfade 2.0 beträgt der Preis für grünen, in Deutschland produzierten Wasserstoff für Großabnehmer mit Direktanbindung an ein Pipelinesystem 99 Euro/MWh im Jahr 2025 und 87 Euro/MWh im Jahr 2030. Die BMWi Langfrist 3-Szenarien gehen von fallenden Preisen für importierten Wasserstoff aus Nicht-EU-Ländern aus, von 101 Euro/MWh im Jahr 2030 auf 81 Euro im Jahr 2050. Zudem weisen die Langfrist 3-Szenarien nationale Marktwerte für Wasserstoff aus. Diese liegen im Jahr 2030 zwischen 44 Euro/MWh (Szenario PtX) und knapp 62 Euro/MWh (Szenario Strom) bzw. etwa 64 Euro/MWh (Szenario H₂). Im Jahr 2040 liegt die Spannbreite für diesen Marktwert zwischen knapp 58 Euro/MWh (Szenario PtX) und knapp 74 Euro/MWh (Szenario H₂), im Jahr 2050 zwischen 62 Euro/MWh (Szenario Strom) und knapp 68 Euro/MWh (Szenario H₂).⁶
- Zwei Szenarien weisen dezidiert Preise für Emissionszertifikate im EU-ETS (*European Union Emissions Trading System*) aus, jeweils in realen Preisen von 2019. In Agora KND 2045 steigt der Preis von 35 Euro/Zertifikat im Jahr 2025 auf 80 Euro/Zertifikat im Jahr 2045 an. Angesichts der Entwicklung der Jahre 2020 und 2021, mit Preisen um und über 50 Euro/Zertifikat ist dieser Anstieg eher als moderat einzuschätzen. BDI Pfade 2.0 geht von 55 Euro/Zertifikat im Jahr 2025 und 72 Euro/Zertifikat im Jahr 2030 aus.

⁶ Die Preise in den BMWi Langfrist 3-Szenarien sind zudem innerhalb Deutschlands nach Regionen differenziert. Hier angegeben sind die Spannbreiten zwischen den insgesamt niedrigsten und höchsten Preisen. Für einige Szenarien und Jahre können die Preise den bereitgestellten Daten nicht entnommen werden.

4 Treibhausgasemissionen

Die meisten Szenarien erreichen das Ziel einer 65-prozentigen THG-Reduktion bis 2030 oder übertreffen es (Tabelle 4-1). Ausgehend von rund 1.250 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalenten (Mt CO₂-Äqu.) im Basisjahr 1990 entspricht dies nach KSG höchstens 438 Millionen Tonnen im Jahr 2030.⁷ Das 88-Prozent-Ziel für das Jahr 2040 erreichen explizit vier Szenarien. Spätestens im Jahr 2050 erreichen alle Szenarien, abgesehen von UBA GreenSupreme, eine 100-prozentige Reduktion und gehen teilweise von Negativemissionen aus. In Agora KND 2045, BDI Pfade 2.0, dena Leit KN100 und den Ariadne-Szenarien wird dies schon 2045 erreicht.

- In **Agora KND 2045** wird im Jahr 2030 ohne den Beitrag des Sektors LULUCF eine Minderung der THG-Emissionen um 65 % erreicht. Bis 2040 sinken sie um 90 %. Im Jahr 2045 werden Netto-Negativemissionen erreicht.⁸ Hierbei werden 63 Millionen Tonnen Restemissionen, vor allem aus der Landwirtschaft, mit Negativemissionen durch *Bio Energy Carbon Capture and Storage* (BECCS) und *Direct Air Carbon Capture and Storage* (DACCS) sowie grüne Polymere überkompensiert.
- Von den **BMWi Langfrist 3-Szenarien** erreicht nur das Szenario Strom die geforderte Minderung im Jahr 2030 sowie im Jahr 2040. Die beiden anderen Szenarien weisen leicht höhere THG-Emissionen aus. Im Jahr 2050 weisen inklusive des Beitrags des Sektors LULUCF alle drei Szenarien Negativemissionen auf. Diese werden unter anderem durch technische Maßnahmen erreicht.
- **UBA GreenSupreme** übertrifft das 2030er Ziel mit einer Minderung von 69 % inklusive des Beitrags des Sektors LULUCF (ohne Wald). Im Jahr 2050 verbleiben noch 43 Millionen Tonnen, vor allem aus der Landwirtschaft.⁹ Technische Senken in Form von *Carbon Capture and Storage* (CCS) werden nicht betrachtet.
- In **BDI Pfade 2.0** wird im Jahr 2030 mit Treibhausgasemissionen von 438 Millionen Tonnen CO₂-Äqu. das 65 %-Minderungsziel ohne den Beitrag des Sektors LULUCF genau erreicht. Im Jahr 2045 verbleibende Emissionen von etwa 70 Millionen Tonnen aus Landwirtschaft und Industrie werden durch technische Abscheidung des Kohlenstoffs (BECCS, DACCS, CCS in der Industrie) sowie aus dem Bereich LULUCF kompensiert.
- **dena Leit KN100** übertrifft mit 432 Millionen Tonnen CO₂-Äqu. inklusive des Beitrags des Sektors LULUCF das THG-Ziel von 438 Millionen Tonnen leicht. Im Jahr 2045 fallen keine THG-Emissionen mehr an. Hierbei werden die verbleibenden Emissionen von knapp 50 Millionen Tonnen, vor allem aus der Landwirtschaft, durch den Sektor LULUCF und negative Emissionen in der Energiewirtschaft kompensiert.
- In den **Ariadne-Szenarien** wird im Jahr 2030 eine Minderung der THG-Emissionen um 67 % (Remind-Mix) bzw. 69 % (Remind-Elek-DE) und im Jahr 2045 Netto-Treibhausgasneutralität

⁷ Ohne Berücksichtigung des Beitrages von LULUCF. Die beiden sektoralen Szenarien DIW 100 und EWG 100 sind hier nicht aufgeführt, weil sie die Bereiche Verkehr, Industrie, Gebäude und Landwirtschaft nicht explizit betrachten. ISE Wege 65/100 gibt keine Emissionen an, hat aber eine Minderung von 65 % im Jahr 2030 bzw. 100 % im Jahr 2050 als Randbedingung vorgegeben.

⁸ LULUCF wird in Agora KND 2045 nachrichtlich ausgewiesen. Der Beitrag beträgt -11 Mio. t im Jahr 2045.

⁹ UBA (2020) geht für 1990 von etwa 1.290 Millionen Tonnen CO₂-Äqu. aus.

erreicht. Diese Zahlen beinhalten keine Negativemissionen aus Forstwirtschaft, Landnutzung sowie BECCS.

Tabelle 4-1: THG-Gesamtemissionen und Minderung gegenüber 1990

	Netto-Emissionen [Mt CO ₂ -Äqu.]				Minderung ggü. 1990 [%]			
	2030	2040	2045	2050	2030	2040	2045	2050
<i>Ziel nach KSG</i>	≤ 438	≤ 150	0	< 0	≥ 65	≥ 88	100	≥ 100
Agora KND 2045 ^a	438	124	-2		65	90	100	
BEE 2030 ^a	440				65			
BMWi Langfrist 3 Strom ^b	429	149		-24	66	88		102
BMWi Langfrist 3 PtX ^b	457	201		-24	64	84		102
BMWi Langfrist 3 H ₂ ^b	451	166		-21	64	87		102
ISE Wege 65/100					65			100
UBA GreenSupreme ^c	388			43	69			97
BDI Pfade 2.0 ^d	438		0		65		100	
dena Leit KN100 ^b	432	116	0	-26	65	91	100	102
Ariadne Remind-Mix ^e	412	52	-3		67	96	100	
Ariadne Remind-Elek-DE ^e	393	49	0		69	96	100	

Quelle: Eigene Zusammenstellung, basierend auf den in Tabelle 2-1 genannten Studien

^a Ohne Beitrag von LULUCF

^b Inklusive Beitrag von LULUCF

^c Inklusive Beitrag von LULUCF (ohne Wald)

^d Im Jahr 2030 ohne Beitrag von LULUCF, im Jahr 2045 inklusive Beitrag von LULUCF

^e Ohne Forstwirtschaft, Landnutzung sowie Negativemissionen durch BECCS

Das KSG spezifiziert ebenso ein Ziel für den Sektor Energiewirtschaft. Die Abgrenzung ist nicht deckungsgleich zu den Emissionen aus der Stromerzeugung. Einige Kraftwerke werden nach KSG im Industriesektor bilanziert, und zu den energiewirtschaftlichen Kraftwerken kommen zusätzliche Emissionsquellen hinzu.¹⁰ Für 2030 liegen die maximalen Emissionen nach KSG bei 108 Millionen Tonnen CO₂-Äqu.¹¹ Einige Szenarien weisen diese dezidiert aus.

- In **Agora KND 2045** liegen sie im Jahr 2030 bei 98 Millionen Tonnen und im Jahr 2045 bei -18 Millionen Tonnen.
- In **UBA GreenSupreme** betragen die Emissionen aus der Energiewirtschaft (Stromerzeugung und KWK sowie weitere Emissionen aus dem Umwandlungssektor) insgesamt höchstens 61 Millionen Tonnen im Jahr 2030. Dies schließt potenziell auch Kraftwerke der Industrie mit ein. In jedem Fall wird das Sektorziel des Jahres 2030 übererfüllt. Im Jahr 2050 liegen keine Emissionen mehr vor.

¹⁰ Nach KSG umfasst die Energiewirtschaft die Erzeugung von Strom und Fernwärme für die öffentliche Versorgung, Raffinerien und die Herstellung von Brennstoffen, den Pipelinetransport sowie flüchtige Emissionen aus Brennstoffen.

¹¹ Für die folgenden Jahre sind im KSG keine expliziten Sektorziele definiert.

- In **BEE 2030** liegen die Emissionen aus der Stromerzeugung sowie Raffinerien im Jahr 2030 bei 95 Millionen Tonnen. Auch hier könnten noch einige Kraftwerke im Industriesektor bilanziert werden. In jedem Fall wird das Sektorziel Energiewirtschaft übererfüllt.
- In **BDI Pfade 2.0** betragen die Emissionen der Energiewirtschaft im Jahr 2030 108 Millionen Tonnen. Somit wird das Sektorziel genau erfüllt. Im Jahr 2045 sind sie mit -10 Millionen Tonnen negativ. Dies wird vor allem durch BECCS in der Fernwärme erreicht.
- Das Szenario **dena Leit KN100** übererfüllt das 2030er Sektorziel der Energiewirtschaft mit 104 Millionen Tonnen CO₂-Äqu. Im Jahr 2045 werden in der Energiewirtschaft mit - 8 Millionen Tonnen Negativemissionen erreicht. Dies erfolgt vor allem durch BECCS sowie CCS bei Müllverbrennungsanlagen.
- In den **Ariadne-Szenarien** liegen die THG-Emissionen der Energiewirtschaft im Jahr 2030 bei 64 (Remind-Elek-DE) bzw. 74 Millionen Tonnen (Remind-Mix). Das Sektorziel wird also deutlich unterboten. Dies gleicht insbesondere Zielüberschreitungen in den Sektoren Verkehr und Gebäude aus.¹² Im Jahr 2045 weisen die Szenarien negative Emissionen von -40 (Remind-Mix) bzw. -42 Millionen Tonnen (Remind-Elek-DE) auf. Allerdings ist der Sektor Energiewirtschaft nicht deckungsgleich mit dem Zuschnitt nach KSG. In den Ariadne-Szenarien enthält er auch Kraftwerke der Industrie, aber nicht die öffentliche Wärmeversorgung.¹³

Die übrigen Szenarien weisen keine sektoralen Emissionen aus. Anhand der Stromerzeugung aus fossilen Kraftwerken kann in den BMWi Langfrist 3-Szenarien jedoch von einer Erfüllung des sektoralen Ziels in der Energiewirtschaft ausgegangen werden (vgl. Kapitel 5.2.3). Das Szenario EWG 100 weist keine THG-Emissionen auf und erfüllt damit das 2030er Ziel. DIW 100 bezieht sich auf kein spezifisches Jahr.

¹² Die CO₂-Emissionen im Verkehrssektor betragen in Ariadne Remind-Mix im Jahr 2030 etwa 126 Mt und in Ariadne Remind-Elek-DE etwa 124 Mt, gegenüber dem Sektorziel nach KSG von 85 Mt. Im Gebäudebereich betragen die CO₂-Emissionen in Ariadne Remind-Mix im Jahr 2030 etwa 87 Mt und in Ariadne Remind-Elek-DE etwa 84 Mt, gegenüber dem Sektorziel nach KSG von 67 Mt. Für die Emissionen des Gebäudesektors wurde die Zahl für die Kategorie *Emissions | CO₂ | Energy | Demand | Residential and Commercial* zugrunde gelegt, für den Verkehrssektor *Emissions | CO₂ | Energy | Demand | Transportation*. Es ist naheliegend, aber nicht eindeutig dokumentiert, inwiefern dieser Zuschnitt mit dem des KSG zusammenfällt.

¹³ Es ist naheliegend, dass die CO₂-Emissionen der öffentlichen Wärmeversorgung in Ariadne Remind-Mix im Jahr 2030 9,5 Mt und in Ariadne Remind-Elek-DE 6,7 Mt betragen. Im Jahr 2045 fallen hier keine Emissionen mehr an. Hierzu wurde die Kategorie *Emissions | CO₂ | Energy | Supply | Heat* zugrunde gelegt, welche naheliegenderweise die öffentliche Wärmeversorgung betrifft. Emissionen der Industriekraftwerke werden nicht gesondert ausgewiesen.

5 Energiewirtschaft

5.1 Stromnachfrage

Grundsätzlich wird die Entwicklung des Stromverbrauchs von den gegenläufigen Größen *Reduzierung des Einsatzes von Stromerzeugern mit hohem Eigenverbrauch* (Kohle, Atom), *Effizienz* und *Elektrifizierung/Sektorenkopplung* beeinflusst.

- Durch höhere *Effizienz* von stromverbrauchenden Geräten und Anwendungen verringert sich die Nachfrage nach Strom als Energieträger. Dies ist etwa bei effizienteren Haushaltsgeräten oder Industrieprozessen der Fall.¹⁴ Neben Effizienzsteigerungen sind auch Verhaltensänderungen im Sinne der Suffizienz ein relevanter Einfluss, indem insgesamt weniger Strom nachgefragt wird.
- Hingegen erhöht sich die Stromnachfrage durch neue Verwendungen. Diese können entweder eine neue Energienachfrage schaffen, die durch direkte Stromnutzung gedeckt wird. Oder neue Verwendungen ersetzen den Verbrauch anderer Energieträger. Diese *Elektrifizierung*, als Teil der *Sektorenkopplung*, gewinnt zukünftig deutlich an Relevanz. So erhöht sich etwa die Stromnachfrage durch batterieelektrische Mobilität, die Erzeugung strombasierter Kraft- und Rohstoffe, elektrische Wärmepumpen oder Lichtbogenöfen bei der Stahlherstellung. Im klimapolitischen Kontext senkt diese Elektrifizierung THG-Emissionen, falls der Strom hinreichend emissionsarm erzeugt wird, indem andere Energieträger wie Öl, Gas oder Kohle verdrängt werden.

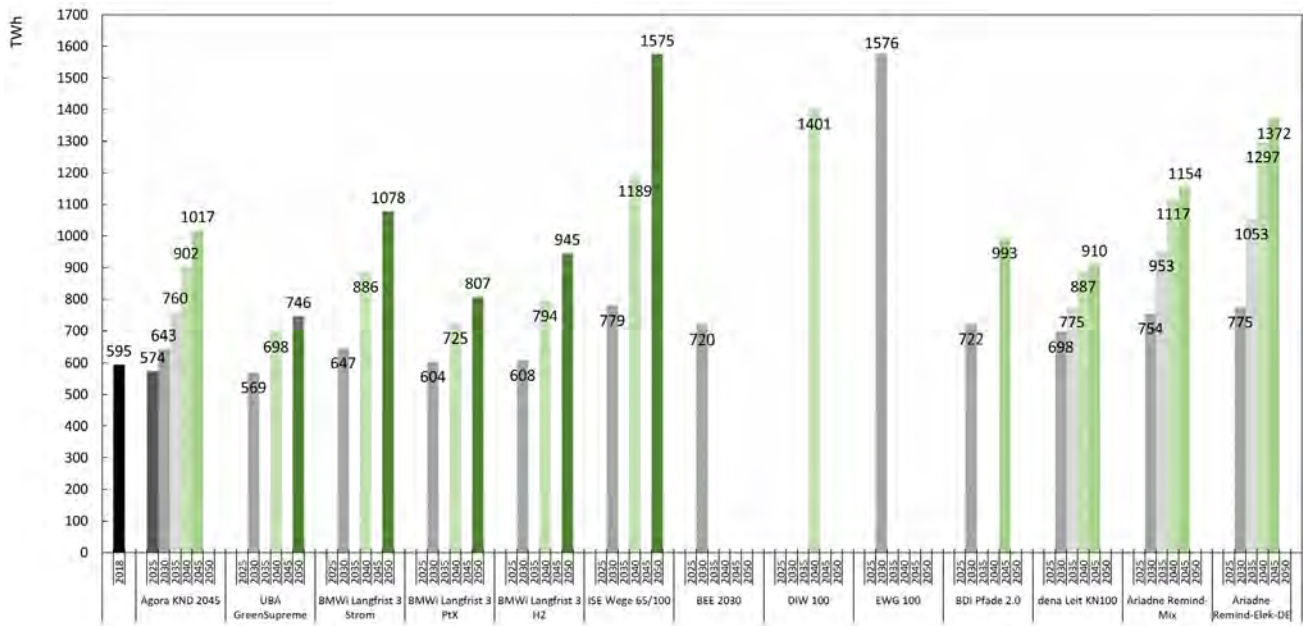
Zudem trägt der verminderte Eigenstromverbrauch im Bereich der Stromerzeugung selbst (Kraftwerkseigenverbrauch) insbesondere aufgrund des Ausstiegs aus der Kernenergie und der schrittweisen Beendigung der Kohleverstromung – mit im Jahr 2018 noch fast 27 Terawattstunden (TWh) (inkl. Tagebaubetrieb) – zur Reduzierung der Stromnachfrage bei (AGEB 2021, AGEB 2008-2020).

Im Jahr 2018 betrug der Bruttostromverbrauch in Deutschland etwa 595 TWh (AGEB 2021). Er umfasst die Nachfrage für den Endverbrauch und daneben den Eigenverbrauch der Kraftwerke, Netzverluste sowie die Nachfrage von Stromspeichern. Abbildung 5-1 zeigt die Entwicklung in den Szenarien. Für die meisten Szenarien liegt der Bruttostromverbrauch vor.¹⁵

¹⁴ Es ist gut dokumentiert, dass Effizienzgewinne von Geräten und Anwendungen durch *Rebound*-Effekte abgeschwächt werden. Energieverbraucher sparen bei höherer Effizienz Geld, welches sie zum Teil für eine umfassendere Verwendung der Geräte und Anwendungen ausgeben. Führt höhere Effizienz zu einer insgesamt geringeren Stromnachfrage, sinken *ceteris paribus* die Strompreise und können auch bei anderen Stromverbrauchern eine höhere Nachfrage bewirken. Die Stromnachfragen in den vorliegenden Szenarien berücksichtigen diese *Rebound*-Effekte bereits.

¹⁵ Grundsätzlich wird der Bruttostromverbrauch berichtet. Hiervon gibt es aber Ausnahmen und Abweichungen. Konkret liegen folgende Angaben vor: Agora KND 2045: Bruttostromverbrauch; UBA GreenSupreme: Bruttostromverbrauch ohne Eigenverbrauch der Kraftwerke. BMWi Langfrist 3-Szenarien: Bruttostromverbrauch; ISE Wege 65/100: keine explizite Angabe, ob der Brutto- oder der Nettostromverbrauch berichtet ist. Die Daten legen den Nettostromverbrauch inklusive der Netzverluste nahe. BEE 2030: Bruttostromverbrauch; wobei der Stromverbrauch von Speichern, inklusive Elektrolyse für anschließende Rückverstromung, explizit nicht enthalten ist, sondern nur implizit mittels Speicherverlusten. Ebenso sind abgeregelte EE-Mengen (25 TWh) in den 720 TWh nicht enthalten. DIW 100: Bruttostromverbrauch, wobei nicht eindeutig dokumentiert ist, ob die Netzverluste berücksichtigt sind. Zudem ist der Stromverbrauch keinem konkreten Jahr zugeordnet. Im Folgenden wird für die graphischen Darstellungen vom Jahr 2040 ausgegangen. EWG 100: Bruttostromverbrauch; BDI Pfad 2.0: Nettostromverbrauch; dena Leit KN100: Bruttostromverbrauch; Ariadne: Bruttostromverbrauch. Diese

Abbildung 5-1: Entwicklung des Stromverbrauchs in den Szenarien



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf den in Tabelle 2-1 genannten Studien

Bis zum Jahr 2030 lassen sich bei den Szenarien drei Gruppen ausmachen.¹⁶

- Ein Szenario weist mit knapp 570 TWh einen sinkenden Stromverbrauch auf (UBA GreenSupreme, 569 TWh).
- Vier Szenarien liegen mit 600-650 TWh auf heutigem Niveau oder moderat höher (BMWi Langfrist 3 PtX, 604 TWh; BMWi Langfrist 3 H₂, 608 TWh; Agora KND 2045, 643 TWh; BMWi Langfrist 3 Strom, 647 TWh).
- Sechs Szenarien haben mit 700-780 TWh einen, teils deutlich, höheren Stromverbrauch (dena Leit KN100, 698 TWh; BEE 2030, 720 TWh; BDI Pfade 2.0, 722 TWh;¹⁷ Ariadne Remind-Mix, 754 TWh; Ariadne Remind-Elek-DE, 775 TWh; ISE Wege 65/100, 779 TWh).

Bis zum Zeitpunkt der (fast) vollständigen Dekarbonisierung unterteilen sich die Szenarien beim Stromverbrauch in drei Gruppen.

- Zwei Szenarien weisen mit ungefähr 750-810 TWh eine weitere moderate Erhöhung des Stromverbrauchs auf (UBA GreenSupreme, 746 TWh; BMWi Langfrist 3 PtX, 807 TWh).
- Sechs Szenarien weisen mit etwa 900-1.150 TWh eine merkliche Erhöhung des Stromverbrauchs auf (dena Leit KN100, 910 TWh; BMWi Langfrist 3 H₂, 945 TWh; BDI Pfade 2.0, 993 TWh;

Angaben sind mit Unsicherheiten behaftet, weil nicht in allen Szenarien explizit auf diese Frage eingegangen wird.

¹⁶ Im Szenario EWG 100 ist die vollständige Dekarbonisierung im Jahr 2030 erreicht. Um Vergleichbarkeit mit den anderen Szenarien herzustellen, wird dieses Szenario im Folgenden unter „Zeitpunkt der (fast) vollständigen Dekarbonisierung“ erfasst und nicht unter dem Jahr 2030.

¹⁷ Bei BDI Pfade 2.0 wird der Nettostromverbrauch angegeben. Die Stromverbräuche für Netzverluste, Kraftwerkseigenverbrauch und Speicherverluste fehlen. BEE 2030 weist ebenfalls keinen Stromverbrauch der Speicher aus.

Agora KND 2045, 1.017 TWh; BMWi Langfrist 3 Strom, 1.077 TWh; Ariadne Remind-Mix, 1.154 TWh).

- Vier Szenarien weisen mit etwa 1.350-1.580 TWh einen besonders hohen Stromverbrauch auf (DIW 100, 1.401 TWh;¹⁸ Ariadne Remind-Elek-DE, 1.372 TWh; ISE Wege 65/100, 1.575 TWh; EWG 100, 1.576 TWh¹⁹).

Diese Unterschiede sind auf mehrere Faktoren zurückzuführen: die Entwicklung von Effizienz bzw. Suffizienz sowie die Entwicklung und Struktur der Sektorenkopplung.²⁰ Diese Faktoren lassen sich anhand der vorliegenden Daten und Modellansätze nicht immer sauber trennen. Abbildung 5-2 bricht den Stromverbrauch nach verschiedenen Nachfragern herunter.²¹

Der „klassische“ **Stromverbrauch** umfasst dabei die Segmente Industrie (einschließlich des Stromverbrauchs für die Elektrifizierung von Prozesswärme²²), Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) und Haushalte (ohne Stromverbrauch für Wärmepumpen) sowie sonstigen Stromverbrauch (Eigenverbrauch der Kraftwerke, Netzverluste, Schienenbahnen, sofern separat angegeben, sonstiger Stromverbrauch sowie den gesamten Stromverbrauch von Pump- und Batteriespeichern).²³ Falls ein Szenario diese Segmente weiter differenziert, ist dies in Abbildung 5-2 dargestellt und im Folgenden diskutiert. Deziert nicht Teil des klassischen Stromverbrauchs sind neben Wärmepumpen die Nachfragen für Verkehr (außer Schienenverkehr) und Elektrolyse, auch wenn letztere zu relevanten Teilen Wasserstoff für die Verwendung in der Industrie produziert.

¹⁸ Der Stromverbrauch in DIW 100 ist in der Studie mit 1.070 TWh angegeben. Hinzu kommen noch die Stromnachfrage für Elektrolyse sowie Pump- und Batteriespeicher.

¹⁹ In EWG 100 wird der Stromverbrauch im EWG-Szenario im Text der Studie mit 1.666 TWh angegeben. Die Zahlen zur Erzeugung addieren sich jedoch nur auf 1.576 TWh. Dies liegt vermutlich daran, dass im Text und in den begleitenden Daten jeweils ein anderes Szenario als EWG-Szenario bezeichnet wird. Im Folgenden beziehen sich alle Zahlen auf das Szenario 3, mit hohem Windausbau in Süddeutschland, mit einer Bruttostromerzeugung von 1.576 TWh. Da kein Stromaustausch mit dem Ausland angenommen wird, wird diese Zahl auch für den Bruttostromverbrauch angesetzt.

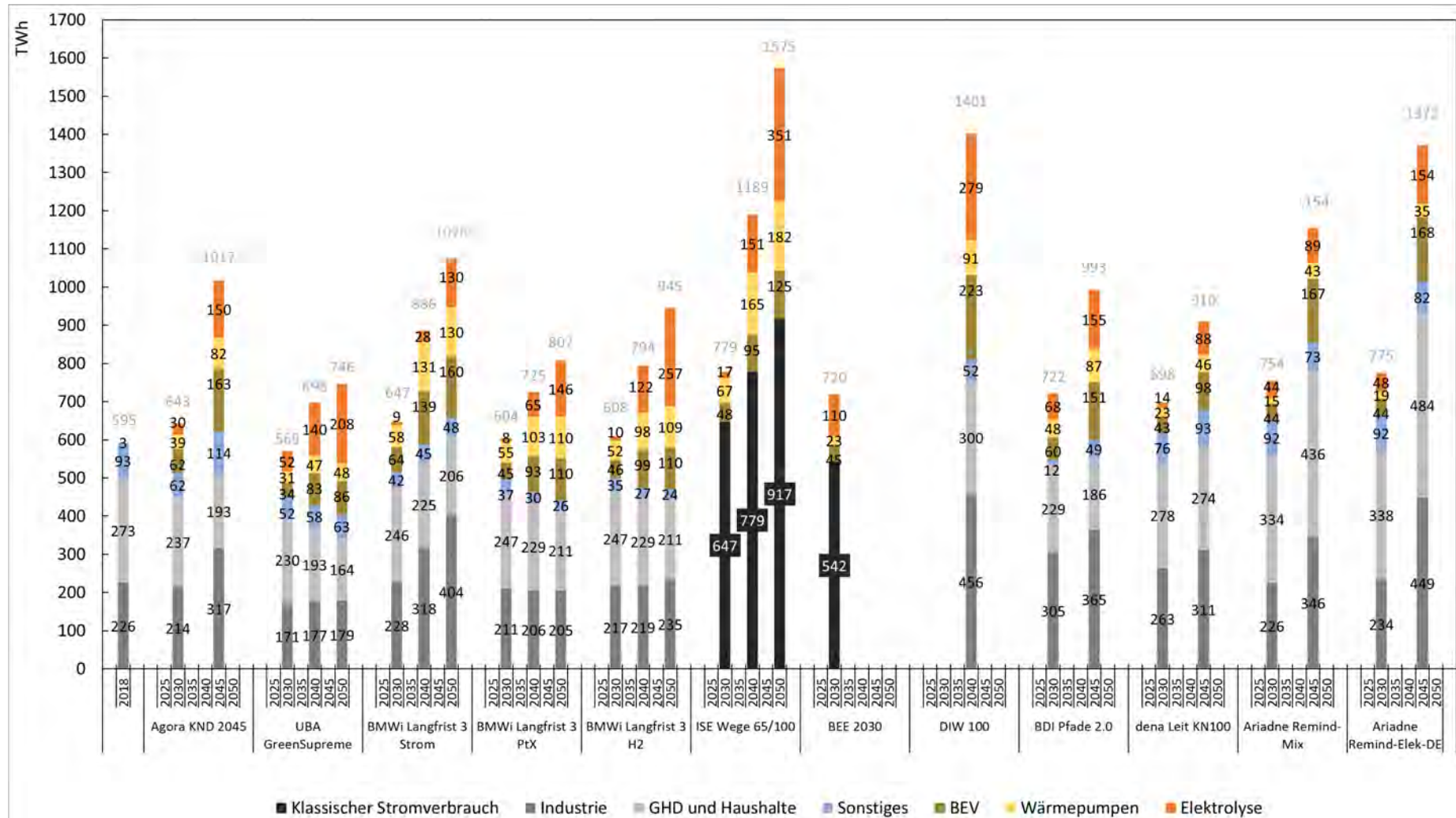
²⁰ Hinzu kommen der Umfang der Importe von Wasserstoff – im Gegensatz zur inländischen Erzeugung – sowie bilanzielle Effekte, insbesondere ob die Nachfrage nach (inländisch erzeugtem erneuerbarem) Strom für Langfristspeicherung, vor allem Elektrolyse mit anschließender Rückverstromung, von den Modellansätzen ausgewiesen wird.

²¹ In EWG 100 ist der Stromverbrauch nicht näher unterteilt.

²² Der Stromverbrauch in der Industrie, der über Bereiche der gegenwärtigen Verwendung von Strom hinausgeht, wird, abgesehen von der Wasserstoffproduktion, in den meisten Szenarien nicht separat berichtet und ist daher hier im Bereich Industrie enthalten.

²³ Für Speicher ist der gesamte Stromverbrauch angegeben. Diese Zahl ist nicht um die anschließende Stromerzeugung korrigiert. Liegen etwa 7 TWh Stromverbrauch von Pumpspeichern vor und eine Stromerzeugung aus Pumpspeichern von 5 TWh, so fließen die 7 TWh in den hier berichteten Bruttostromverbrauch ein. Sofern dies in einigen Szenarien explizit anders berichtet ist, ist dies gesondert vermerkt.

Abbildung 5-2: Aufteilung der Stromnachfrage nach klassischen und neuen Verbrauchern



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf den in Tabelle 2-1 genannten Studien

Im Jahr 2018 machte dieser klassische Stromverbrauch den größten Teil des Bruttostromverbrauchs von 595 TWh aus. Über die Szenarien hinweg sinkt dieser durch ein höheres Niveau von Effizienz bzw. Suffizienz, kann aber durch zusätzliche Elektrifizierung steigen, vor allem in der Industrie.

- Bis zum Jahr 2030 sinkt der klassische Stromverbrauch in den meisten Szenarien auf ca. 500-550 TWh (BMW Langfrist 3 PtX, 496 TWh; BMW Langfrist 3 H₂, 500 TWh; BMW Langfrist 3 Strom, 516 TWh; Agora KND 2045, 513 TWh; BDI Pfade 2.0, 546 TWh; BEE 2030, 542 TWh)²⁴, oder liegt noch darunter (UBA GreenSupreme, 453 TWh). Neben einem deutlich sinkenden Eigenverbrauch der fossilen Kraftwerke ist dies auf Effizienzsteigerungen von Querschnittstechnologien in der Industrie sowie im Gebäudebereich zurückzuführen, etwa bei Ventilatoren, Pumpen, Beleuchtung, Haushalts- und IKT-Geräten.
- Am anderen Ende der Bandbreite gehen vier Szenarien von etwa 620-660 TWh aus (dena Leit KN100, 617 TWh; ISE Wege 65/100, 647 TWh; Ariadne Remind-Mix, 651 TWh; Ariadne Remind-Elek-DE, 663 TWh). Bei den Ariadne-Szenarien liegt allerdings nahe, dass hier auch der Stromverbrauch von Wärmepumpen in Gebäuden in Höhe von 73-74 TWh enthalten ist.²⁵
 - Im Bereich der Industrie vermerken für das Jahr 2030 die meisten Szenarien, die dies separat ausweisen, einen Stromverbrauch von 210-230 TWh. Dieser bewegt sich in der Größenordnung des Jahres 2018 (226 TWh). Effizienzsteigerungen und zusätzlicher Verbrauch gleichen sich also ungefähr aus. Nur UBA GreenSupreme geht wegen deutlicher Effizienzsteigerungen sowie eines wirtschaftlichen Nullwachstums von einem merklichen Rückgang auf gut 170 TWh aus. Dieser Verbrauch enthält bereits gut 10 TWh für *Power to Heat* (PtH) bzw. Wärmepumpen in der Industrie, die separat ausgewiesen werden. dena Leit KN100 und BDI Pfade 2.0 weisen hingegen einen höheren Verbrauch von über 260 TWh bzw. über 300 TWh aus.²⁶ In BDI Pfade 2.0 enthält dieser dezidiert 100 TWh für Prozesswärme.
 - Im Bereich GHD und Haushalte liegt der Stromverbrauch im Jahr 2030 meist zwischen 230 und 250 TWh.²⁷ Dieser Rückgang, von über 270 TWh im Jahr 2018, ist vor allem auf Steigerungen der Effizienz sowie, bei UBA GreenSupreme, Suffizienz zurückzuführen. Das Szenario dena Leit KN100 geht von 278 TWh aus, ungefähr ein Verbleib auf heutigem Niveau. Diese Zahl inkludiert allerdings Wärmepumpen in Nichtwohngebäuden, deren Verbrauch nicht separat ausgewiesen ist. Die Ariadne-Szenarien weisen einen Stromverbrauch von etwa 330-340 TWh auf. Dieser könnte allerdings auch etwa 73-74 TWh für Wärmepumpen und andere elektrische Heizelemente in Gebäuden enthalten.²⁸

²⁴ BDI Pfade 2.0 weist keinen Stromverbrauch für Netzverluste, Kraftwerkseigenverbrauch sowie Speicher aus. BEE 2030 weist ebenso keinen Stromverbrauch von Speichern aus. Unter Berücksichtigung dieser Verbräuche läge der klassische Stromverbrauch höher.

²⁵ Die Ariadne-Szenarien berichten einen Stromverbrauch für *Residential and Commercial* und einen um etwa 73-74 TWh niedrigeren Stromverbrauch von *Residential and Commercial – Appliances and Lighting*. Im Sinne der Graphik wurde der höhere Stromverbrauch von *Residential and Commercial* verwendet. Die Differenz könnte als Stromverbrauch von Wärmepumpen und anderen elektrischen Heizelementen in Gebäuden interpretiert werden. Diese spielen in den Ariadne-Szenarien auf jeden Fall eine wichtige Rolle. Eine genaue Information zum Stromverbrauch von Wärmepumpen in Gebäuden liegt nicht vor.

²⁶ In BDI Pfade 2.0 enthält der Stromverbrauch der Industrie aus einer Graphik geschätzte Werte für Prozesskälte, IKT und Beleuchtung.

²⁷ In BDI Pfade 2.0 enthält der Stromverbrauch der Gebäude 8 TWh Stromverbrauch von Nachtspeicherheizungen, die aus einer Graphik geschätzt worden sind.

²⁸ Siehe Fußnote 25 für weitere Erläuterungen.

- Der sonstige Stromverbrauch bewegt sich im Jahr 2030 im Bereich von etwa 25-60 TWh,²⁹ in BDI Pfade 2.0 bei 12 TWh, in den Leit KN100 bei 76 TWh und bei den Ariadne-Szenarien bei etwas über 90 TWh.³⁰ Die Unterschiede rühren vor allem aus der Bedeutung der Speicher her sowie gegebenenfalls unklaren Zuordnungen einzelner Elemente wie dem Schienenverkehr zum sonstigen Stromverbrauch.
- Bis zur (fast) vollständigen Dekarbonisierung lassen sich die Szenarien in vier Kategorien einordnen und zwar mit niedrigem, mittlerem oder hohem Stromverbrauch für die klassischen Stromverbraucher.
 - Ein Szenario (UBA GreenSupreme) geht von einer deutlichen Abnahme auf gut 400 TWh im Jahr 2050 aus. Hiervon entfallen knapp 180 TWh auf die Industrie, gut 160 TWh auf GHD und Gebäude sowie gut 60 TWh auf sonstigen Stromverbrauch. Der Rückgang fußt auf Effizienzgewinnen, Verhaltensänderungen beim Verbrauch von Energie sowie einem Bevölkerungsrückgang verbunden mit einem Nullwachstum der Volkswirtschaft. In der Industrie enthält der Verbrauch etwas über 40 TWh Nachfrage für PtH bzw. Wärmepumpen, die separat ausgewiesen werden.
 - In zwei weiteren Szenarien (BMW Langfrist 3 PtX, 441 TWh; BMW Langfrist 3 H₂, knapp 470 TWh) sinkt der klassische Stromverbrauch bis zum Zeitpunkt der vollständigen Dekarbonisierung ebenfalls. Hiervon entfallen 205 bzw. 235 TWh auf die Industrie sowie jeweils gut 210 TWh und gut 20 TWh auf GHD/Haushalte und Sonstiges. Neben Effizienzsteigerungen geht insbesondere der relativ niedrige Verbrauch der Industrie auf den verstärkten Einsatz von Wasserstoff und wasserstoffbasierten Energieträgern zurück, die in nicht unerheblichem Maße importiert werden.
 - In vier Szenarien (BDI Pfade 2.0, etwa 600 TWh; Agora KND 2045, gut 620 TWh; BMW Langfrist 3 Strom, knapp 660 TWh; den Leit KN100, knapp 680 TWh) steigt der klassische Stromverbrauch bis 2045 bzw. 2050 moderat an. Hiervon entfallen gut 310 TWh (den Leit KN100), knapp 320 TWh (Agora KND 2045), 365 TWh (BDI Pfade 2.0) bzw. gut 400 TWh (BMW Langfrist 3 Strom) auf die Industrie, zwischen etwa 190 und 210 TWh auf GHD/Haushalte – bei den Leit KN100 über 270 TWh³¹ – sowie zwischen knapp 50 TWh und 115 TWh auf sonstigen Stromverbrauch. Dieser enthält in Agora KND 2045 (115 TWh) gut 20 TWh für *Direct Air Capture* von CO₂, die explizit ausgewiesen werden, sowie mit 35 TWh eine vergleichsweise hohe ausgewiesene Nachfrage von Speichern. In BDI Pfade 2.0 entfallen knapp 40 TWh auf die Abscheidung von CO₂.
 - In vier Szenarien steigt der klassische Stromverbrauch deutlich auf über 800 TWh (DIW 100, knapp 810 TWh; Ariadne Remind-Mix, 855 TWh; ISE Wege 65/100, knapp 920 TWh; Ariadne Remind-Elek-DE, 1.015 TWh) an. Bei DIW 100 entfallen hiervon über 450 TWh auf die

²⁹ In den BMW Langfrist 3-Szenarien ist der sonstige Stromverbrauch residual aus den Angaben für den Gesamtstromverbrauch abzüglich aller anderen, explizit aufgeführten Stromverbräuche bestimmt.

³⁰ Für die Ariadne-Szenarien wurde für diese Zusammenstellung der sonstige Stromverbrauch residual als Differenz zwischen dem Bruttostromverbrauch und den ausgewiesenen sektoralen Stromverbräuchen bestimmt.

³¹ Die Zahl für den Leit KN100 enthält auch den Stromverbrauch von Wärmepumpen in Nichtwohngebäuden.

Industrie, 300 TWh auf GHD/Haushalte und gut 50 TWh auf Speicher. In den Ariadne-Szenarien sind hier mutmaßlich auch Wärmepumpen in Gebäuden enthalten.³²

Zusätzlich zur „klassischen“ Stromnachfrage erhöht die über die klassischen Anwendungen hinausgehende Elektrifizierung der Nachfragesektoren den Stromverbrauch. Hier weisen die Szenarien entweder eine stärkere Direktnutzung von Strom oder eine Nutzung von Wasserstoff bzw. wasserstoffbasierten Energieträgern auf.³³

Für den **Verkehrsbereich** entwerfen die Szenarien folgendes Bild:

- Im Jahr 2030 liegt der neue Stromverbrauch im Verkehrsbereich³⁴ in den meisten Szenarien bei etwa 45 TWh (dena Leit KN100, 43 TWh; Ariadne-Szenarien, 44 TWh; BMWi Langfrist 3 PtX und BEE 2030, 45 TWh; BMWi Langfrist 3 H₂, 46 TWh; ISE Wege 65/100, 48 TWh). Die geringere Nachfrage von 34 TWh in UBA GreenSupreme geht vor allem auf eine stärkere Verlagerung auf öffentliche Verkehrsmittel, Sharing-Angebote sowie Rad- und Fußverkehr zurück. In den Szenarien Agora KND 2045, BMWi Langfrist 3 Strom und BDI Pfade 2.0 liegt die Nachfrage bei etwas über 60 TWh. Dies korrespondiert mit einer hohen Zahl an batterieelektrischen und Plug-In-Hybrid-Fahrzeugen (Tabelle 5-1, Tabelle 5-2).
- Zum Zeitpunkt der (fast) vollständigen Dekarbonisierung variiert die Stromnachfrage von neuen Verbrauchern im Verkehr in den meisten Szenarien zwischen 86 und 190 TWh.
 - Zwei Szenarien gehen von einem relativ geringen Verbrauch von unter 100 TWh für die Elektrifizierung im Verkehr aus (UBA GreenSupreme, 86 TWh; dena Leit KN100, 98 TWh). Bei UBA GreenSupreme liegt dies vor allem an der Verlagerung auf andere Verkehrsmittel.
 - Drei Szenarien gehen mit etwa 110-125 TWh von einem mittleren neuen direkten Stromverbrauch des Verkehrs aus (BMWi Langfrist 3 PtX, BMWi Langfrist 3 H₂, je 110 TWh; ISE Wege 65/100, 125 TWh). Insbesondere in BMWi Langfrist 3 H₂ nehmen wasserstoffbasierte Antriebe einen relevanten Anteil ein (Tabelle 5-1, Tabelle 5-2), in BMWi Langfrist 3 PtX verbleiben noch relativ viele Verbrenner.
 - Sechs Szenarien gehen von einer besonders hohen Nachfrage von etwa 150-220 TWh aus (BDI Pfade 2.0, gut 150 TWh; Agora KND 2045, BMWi Langfrist 3 Strom, je etwa 160 TWh; Ariadne-Szenarien, knapp 170 TWh; DIW 100, 223 TWh). In diesen Szenarien spielt batterieelektrische Mobilität die zentrale tragende Rolle (Tabelle 5-1, Tabelle 5-2).
 - Ein Szenario (EWG 100) sticht mit 400 TWh heraus. Hier liegen jedoch keine Details zur angenommenen Flotte vor.

³² Siehe Fußnote 25 für weitere Erläuterungen.

³³ Die Zuordnung des Stromverbrauchs zu neuen Verbrauchern bzw. dem klassischen Stromverbrauch ist in den Szenarien insbesondere im Bereich der Wärmeerzeugung nicht immer eindeutig gegeben. Die Zahlen sollten daher mit einer gewissen Vorsicht gelesen werden.

³⁴ Dies umfasst explizit batterieelektrische Fahrzeuge sowie Oberleitungs-Lkw. Der Stromverbrauch des Schienenverkehrs ist in den meisten Szenarien entweder im Segment sonstiger Stromverbrauch des „klassischen“ Stromverbrauchs enthalten oder dies wird unterstellt, sofern es nicht explizit anders angegeben wird. Bei den Ariadne-Szenarien sowie Agora KND 2045, BDI Pfade 2.0 und dena Leit KN100 wird pauschal der Wert von 2018 (12 TWh) für den Schienenverkehr von der berichteten Stromnachfrage für den gesamten Verkehr bzw. von der berichteten Stromnachfrage für „Elektromobilität“ abgezogen und dem sonstigen Stromverbrauch zugeschlagen.

Tabelle 5-1: Anzahl an elektrisch angetriebenen Pkw in Millionen

	Batterieelektrisch				Plug-In-Hybrid				Brennstoffzelle			
	2030	2040	2045	2050	2030	2040	2045	2050	2030	2040	2045	2050
Agora KND 2045	9,2	27,5	33,9		4,9	4,0	2,0		0	0,1	0	
BEE 2030	12,0											
BMWi Langfrist 3 Strom	7,6	21,4		31,4	3,4	4,2		4,2		0,1		1,8
BMWi Langfrist 3 PtX	5,1	9,4		11,9	2,4	5,4		9,1		0,1		1,3
BMWi Langfrist 3 H ₂	6,1	16,8		24,4	1,8	1,7		0,9		1,0		9,7
ISE Wege 65/100	19	39		39	4	2			2	8		12
UBA GreenSupreme ^a	12											
BDI Pfade 2.0	14,0		38,7		1,4		0,5					
dena Leit KN100	9,1	29,0	31,8		5,0	6,0	4,0		0	0,1	0,2	
Ariadne Remind-Mix ^b	10,6	35,5	41,7						0,2	0,0	0,0	
Ariadne Remind-Elek-DE ^b	10,7	36,1	42,7						0,2	0,0	0,0	

Quelle: Eigene Zusammenstellung basierend auf den in Tabelle 2-1 genannten Studien

Hinweis: auf eine Dezimalstelle gerundet. Keine expliziten Angaben in den nicht gelisteten Szenarien.

^aKeine weiteren expliziten Angaben zu den anderen Jahren und Antriebstechnologien

^bGesamtzahl *Light Duty Vehicles* (leichte Nutzfahrzeuge), die für diese Zusammenstellung als Pkw interpretiert werden. In der Datendokumentation getrennt ausgewiesen werden *Trucks*, auch von 0-3,5 Tonnen. Für diese liegen jedoch keine Zahlen vor. Hinzu kommt noch jeweils eine geringe Zahl (unter 0,2 Millionen) an elektrischen Fahrzeugen (*Light Duty Vehicles*), die nicht batterieelektrisch angetrieben werden, mutmaßlich Plug-In-Hybride.

Tabelle 5-2: Anzahl an elektrisch angetriebenen Nutzfahrzeugen in Millionen

	Batterieelektrisch				Oberleitung				Brennstoffzelle			
	2030	2040	2045	2050	2030	2040	2045	2050	2030	2040	2045	2050
Agora KND 2045	0,8	2,6	3,5		0	0,1	0,1		0	0,2	0,3	
BEE 2030	0,1											
BMWi Langfrist 3 Strom	0,5	3,8		4,6	0	0		0,2	0	0		0,1
BMWi Langfrist 3 PtX	0,5	3,7		4,6	0	0		0	0	0		0,2
BMWi Langfrist 3 H ₂	0,5	3,8		4,5	0	0		0	0	0		0,4
ISE Wege 65/100	0,1	0,1		2,0	0	0		0	0,2	3,0		5,0
dena Leit KN100	1,1	2,2	2,6		0	0	0		0	0,5	0,7	

Quelle: Eigene Zusammenstellung basierend auf den in Tabelle 2-1 genannten Studien.

Hinweise: Lkw und leichte Nutzfahrzeuge addiert. Auf ganze Zahlen gerundet. Keine expliziten oder unklare Angaben in den nicht gelisteten Szenarien.

Die **Elektrifizierung im Wärmebereich** umfasst im Sinne dieser Zusammenstellung den Einsatz von Wärmepumpen zur thermischen Gebäudekonditionierung. Dies kann im Objekt (dezentral) oder durch Nah- oder Fernwärme (zentral) erfolgen. Im Bereich der Fernwärme kommen zudem elektrische Heizelemente hinzu, deren Stromverbrauch in einigen Szenarien mitberichtet ist. Abgrenzung und Dokumentation erfolgen in den Szenarien nicht einheitlich. Insbesondere ist die Elektrifizierung der Bereitstellung von Prozesswärme in der Industrie durch PtH in der „klassischen“ Stromnachfrage enthalten; der Stromverbrauch von Wärmepumpen in der Industrie ist jedoch in den Szenarien nicht einheitlich dokumentiert.

- Im Jahr 2030 liegt der neue Stromverbrauch für Gebäude-Wärmepumpen und Wärmepumpen sowie andere elektrische Heizelemente in der Fernwärme insgesamt zwischen gut 20 und knapp 70 TWh
 - Hiervon entfallen auf Gebäude-Wärmepumpen meist zwischen 20 und gut 30 TWh (dena Leit KN100, 20 TWh;³⁵ BMWi Langfrist 3 H₂ und PtX, 22 TWh; Agora KND 2045, 30 TWh; BMWi Langfrist 3 Strom 33 TWh). In den Szenarien Agora KND 2045 und BMWi Langfrist 3 Strom liegen rund 6 Mio. Wärmepumpen zugrunde.
 - Sofern explizit angegeben, liegt der Stromverbrauch für Fernwärme in zwei Szenarien bei etwa 5-10 TWh (dena Leit KN100, 4 TWh; Agora KND 2045, 9 TWh), in zwei Szenarien bei etwa 15-20 TWh (Ariadne Remind-Mix, 15 TWh; Ariadne Remind-Elek-DE, 19 TWh)³⁶ und in drei Szenarien bei 25-35 TWh (BMWi Langfrist 3 Strom, 25 TWh; BMWi Langfrist 3 H₂, 31 TWh; BMWi Langfrist 3 PtX, 34 TWh, jeweils nur Wärmepumpen).
 - Die übrigen Szenarien differenzieren nicht zwischen Wärmepumpen in Gebäuden und in der Fernwärme. Hier liegt der Stromverbrauch für Wärmepumpen und andere elektrische Fernwärme insgesamt zwischen gut 20-30 TWh (BEE 2030, 23 TWh;³⁷ UBA GreenSupreme, 31 TWh), knapp 50 TWh (BDI Pfade 2.0, 48 TWh) und knapp 70 TWh (ISE Wege 65/100, 67 TWh). Bei ISE Wege 65/100 und BDI Pfade 2.0 ist zudem nicht differenziert, ob auch Wärmepumpen in der Industrie unter den angegebenen Verbrauch fallen.
- Zum Zeitpunkt der (fast) vollständigen Dekarbonisierung liegt der neue Stromverbrauch für Gebäude-Wärmepumpen sowie Wärmepumpen und andere elektrische Heizelemente in der Fernwärme insgesamt zwischen knapp 50 und gut 180 TWh.
 - Hiervon entfallen auf Gebäude-Wärmepumpen meist etwa 45-50 TWh (BMWi Langfrist 3 PtX und H₂, 45 TWh; UBA GreenSupreme, 48 TWh; Agora KND 2045, 50 TWh), in einem Szenario 67 TWh (BMWi Langfrist 3 Strom). Bei Agora KND liegen dem 14 Millionen Wärmepumpen zugrunde, bei BMWi Langfrist 3 Strom über 16 Millionen. Bei dena Leit KN100 liegt der Stromverbrauch von Gebäude-Wärmepumpen bei 29 TWh; dieser enthält allerdings keine Wärmepumpen in Nichtwohngebäuden.

³⁵ Die Zahl für dena Leit KN100 enthält nicht den Stromverbrauch von Wärmepumpen in Nichtwohngebäuden.

³⁶ Die Zahl bezieht sich auf den Verbrauch von Großwärmepumpen, die für diese Zusammenstellung als der Fernwärme zugeordnet interpretiert werden. Der Stromverbrauch von Wärmepumpen in Gebäuden ist nicht dezidiert angegeben und beträgt mutmaßlich maximal 73-74 TWh. Siehe Fußnote 25 für weitere Erläuterungen.

³⁷ Bei BEE 2030 ist ein separater zusätzlicher Stromverbrauch von 6 TWh für Wärmepumpen in der Industrie angegeben. Dieser ist bereits in der „klassischen“ Stromnachfrage enthalten.

- In zwei Szenarien liegt der explizit ausgewiesene Stromverbrauch für Fernwärme bei 15-30 TWh (dena Leit KN100, 17 TWh; Agora KND 2045, 30 TWh), in zwei weiteren Szenarien bei etwa 35-45 TWh (Ariadne Remind-Elek-DE, 35 TWh; Ariadne Remind-Mix, 43 TWh),³⁸ und in drei Szenarien liegt dieser bei etwa 65 TWh (alle BMWi Langfrist 3-Szenarien).
- Die übrigen Szenarien differenzieren nicht zwischen Wärmepumpen im Gebäude und in der Fernwärme. In diesen Szenarien liegt der Stromverbrauch bei etwa 50 TWh (UBA GreenSupreme, 48 TWh), 90 TWh (DIW 100, 91 TWh; BDI Pfade 2.0,³⁹ knapp 90 TWh) und 182 TWh (ISE Wege 65/100). Bei den drei letztgenannten Szenarien könnte dieser Verbrauch aber auch Wärmepumpen in der Industrie umfassen.⁴⁰

Alle Szenarien geben eine Stromnachfrage für die inländische Wasserstoffproduktion (Elektrolyse) an. In den Studien wird dieser sowohl im Industrie-, Gebäude- und Verkehrssektor eingesetzt als auch wieder verstromt. Einige Szenarien differenzieren diese Verwendungen explizit (vergleiche Kapitel 5.2.5).

- Im Jahr 2030 variiert der neue Stromverbrauch für Elektrolyse deutlich, zwischen 10 und 110 TWh. Zum Vergleich: In ihrer Nationalen Wasserstoffstrategie geht die Bundesregierung von einem Stromeinsatz zur Produktion von grünem Wasserstoff von 20 TWh im Jahr 2030 aus.
 - Fünf Szenarien sehen eine relativ geringe Stromnachfrage für Elektrolyse zwischen 10 und 20 TWh (BMWi Langfrist 3-Szenarien, 8-10 TWh; dena Leit KN100, 14 TWh; ISE Wege 65/100, 17 TWh). In den BMWi Langfrist 3-Szenarien wird der erzeugte Wasserstoff größtenteils in anderen Sektoren genutzt, vor allem in der Industrie. Bei ISE Wege 65/100 entsteht etwa die Hälfte der Stromnachfrage für Elektrolyse für die Erzeugung von flüssigen Kraftstoffen (*Power to Liquid*, PtL).
 - Vier Szenarien entwerfen eine etwas höhere Stromnachfrage zwischen etwa 30 und 50 TWh (Agora KND 2045, 30 TWh; Ariadne Remind-Mix, 44 TWh; Ariadne Remind Elek-DE, 48 TWh; UBA GreenSupreme, 52 TWh). In diesen Szenarien spielt die Rückverstromung eine etwas größere Rolle.
 - Zwei Szenarien gehen von einem hohen Stromverbrauch von knapp 70 TWh (BDI Pfade 2.0, 68 TWh) bzw. 110 TWh (BEE 2030) aus, ausschließlich für die Nutzung des Wasserstoffs in anderen Sektoren.⁴¹
- Zum Zeitpunkt der (fast) vollständigen Dekarbonisierung variiert die Stromnachfrage für Elektrolyse ebenfalls deutlich, zwischen 130 und gut 350 TWh.
 - Zwei Szenarien gehen von einer sehr geringen Stromnachfrage von unter 100 TWh (dena Leit KN100, 88 TWh; Ariadne Remind-Mix, 89 TWh) aus. Insbesondere bei dena Leit KN100 ist

³⁸ Siehe Fußnote 25 und Fußnote 36 für weitere Erläuterungen.

³⁹ BDI Pfade 2.0 weist einen Stromverbrauch für Fernwärme für den Zeitpunkt der (fast) vollständigen Dekarbonisierung in einer Graphik aus. Die Zahl konnte mit 15 TWh allerdings nur aus dieser Graphik geschätzt werden und ist in den 87 TWh für Wärme insgesamt enthalten.

⁴⁰ In EWG 100 ist kein separater Stromverbrauch für Wärmeerzeugung ausgewiesen.

⁴¹ Der Wasserstoff wird in den Bereichen Verkehr und Industrie sowie Raffinerien verwendet. Bei BEE 2030 sind zudem 35 TWh Stromverbrauch für *Power to X* (PtX) für Prozesswärme in der Industrie enthalten. Unter PtX wird bei BEE 2030 *Power to Gas*, *Power to Liquids* und *Power to Heat* verstanden. Direkter Stromverbrauch für Prozesswärme ist in BEE 2030 separat angegeben. Daher erfolgt hier die Interpretation als Stromverbrauch für Elektrolyse zur anschließenden Nutzung der Erzeugnisse.

nicht ausgeschlossen, dass diese den für die Langfristspeicherung und Rückverstromung vorgesehenen Stromverbrauch nicht enthält, weil in diesem Szenario die sonstige Stromnachfrage, die hier explizit den Verbrauch von Speichern enthält, mit 93 TWh besonders hoch ist. Bei Ariadne Remind-Mix könnte noch eine geringe Stromnachfrage für die Produktion von strombasierten Kraftstoffen hinzukommen, die in dieser Zusammenstellung ggf. unter der sonstigen Stromnachfrage erfasst ist.

- Fünf Szenarien weisen mit etwa 130-160 TWh eine geringe Stromnachfrage für Elektrolyse aus (BMWi Langfrist 3 Strom und PtX, 130 und 146 TWh; Agora KND 2045, 150 TWh; Ariadne Remind-Elek-DE, 154 TWh; BDI Pfade 2.0, 155 TWh). Die Verwendung des Wasserstoffs für die (Rück-)Verstromung spielt bei Agora KND 2045 und BDI Pfade 2.0 mit (mehr als) 60 TWh Stromerzeugung aus H₂ im Vergleich die größte Rolle (BMWi Langfrist 3 PtX, 28 TWh Stromerzeugung; BMWi Langfrist 3 Strom, 42 TWh Stromerzeugung).
- Drei Szenarien gehen mit etwa 210-280 TWh von einer mittleren Stromnachfrage für Elektrolyse aus (UBA GreenSupreme, 210 TWh; BMWi Langfrist 3 H₂, 260 TWh; DIW 100, knapp 280 TWh⁴²). Bei UBA GreenSupreme werden zum einen deutliche Anstrengungen bei Effizienz und Suffizienz angenommen, die die Nachfrage nach Wasserstoff dämpfen. Zum anderen wird aber davon ausgegangen, dass kein Wasserstoff importiert wird. Der größere Teil der Stromnachfrage (120 TWh) wird für *Power to Gas* (PtG) und PtL verwendet. BMWi Langfrist 3 H₂ geht von einer hohen Wasserstoffnutzung in vielen Sektoren aus; zum inländisch erzeugten Wasserstoff kommen hier nochmals deutliche Importe hinzu. Sowohl in UBA GreenSupreme als auch in BMWi Langfrist 3 H₂ wird nur wenig Wasserstoff rückverstromt (jeweils unter 10 TWh Stromerzeugung). Bei DIW 100 dienen knapp zwei Drittel des inländisch erzeugten Wasserstoffs für die Sektorenkopplung und ein gutes Drittel für die Langfristspeicherung und Rückverstromung (etwa 50 TWh Stromerzeugung).
- Ein Szenario weist mit 351 TWh eine besonders hohe Stromnachfrage für Elektrolyse auf (ISE Wege 65/100). Dies liegt auch an einer mit knapp 100 TWh Stromerzeugung hohen Rückverstromung des Wasserstoffs. Zudem werden über 140 TWh des Stroms für PtG und PtL verwendet.

Insgesamt fällt im **Vergleich zu älteren Szenario-Studien** (Öko-Institut 2016) auf, dass die meisten Szenarien auch mittelfristig, bis 2030, von einem steigenden Stromverbrauch ausgehen. Zwar sinkt die „klassische“ Stromnachfrage durch höhere Effizienz. Durch das ambitioniertere 65 %-Ziel für THG-Reduktionen findet eine breite Elektrifizierung aber früher statt, was die Effizienzgewinne insgesamt überkompensiert. Eine Ausnahme ist UBA GreenSupreme, welches zwar von einer breiten Elektrifizierung ausgeht, aber ein sehr ambitioniertes Narrativ zu Effizienz bzw. Suffizienz verfolgt.

⁴² Der Wert ist in persönlicher Kommunikation mitgeteilt und nicht explizit in DIW 100 vermerkt.

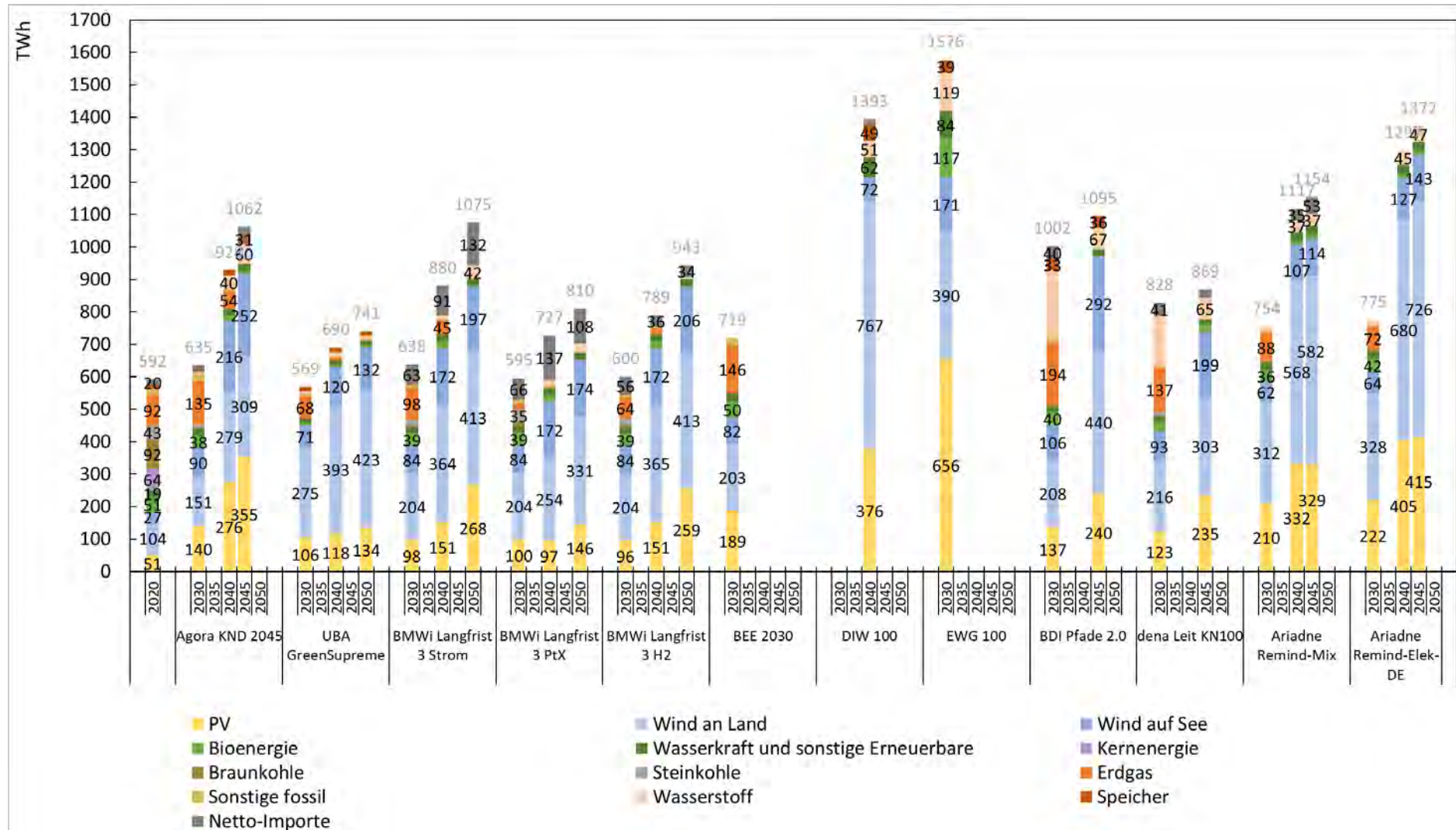
5.2 Stromerzeugung

5.2.1 Stromerzeugung gesamt

Abbildung 5-3 zeigt den Strommix in den betrachteten Szenarien und Jahren sowie zum Vergleich die Situation in Deutschland im Jahr 2020. Zumeist ist die Nettostromerzeugung berichtet.⁴³ Insgesamt fällt auf, dass die erneuerbaren Energien, insbesondere Windenergie und PV, ihren Anteil deutlich steigern, die Verstromung von Kohle spätestens nach 2030 ausläuft und die Verstromung von Erdgas spätestens nach 2040. Ein homogenes Bild ergibt sich dennoch nicht. Die Rolle von Speichern, Importen und Wasserstoff wird deutlich unterschiedlich gesehen. Gleiches gilt für den Mix der erneuerbaren Energien sowie das Timing, zu welchen Zeitpunkten Erdgas noch oder Wasserstoff schon eine bedeutende Rolle spielen. Im Folgenden werden daher die einzelnen Elemente der Aufkommenseite des Stroms separat betrachtet.

⁴³ Die Erzeugung in Abbildung 5-3 summiert sich nicht für alle Szenarien auf die nachgefragte Strommenge (vergleiche Abbildung 5-1). Die Gründe hierfür sind Unterschiede in der Dokumentation des Kraftwerkseigenverbrauchs, der Abregelung erneuerbarer Energien sowie der Stromnachfrage bzw. -erzeugung von Speichern. Zudem liegen ggf. Rundungsfehler vor. Konkret liegen folgende Daten vor: Agora KND 2045: Nettostromerzeugung, wobei die Erzeugung aus erneuerbaren Energien vor Abregelung vorliegt. UBA GreenSupreme: Nettostromerzeugung, wobei die Erzeugung aus erneuerbaren Energien wahrscheinlich vor Abregelung vorliegt. BMWi Langfrist 3-Szenarien: Es ist nicht eindeutig dokumentiert, ob die Brutto- oder Nettoerzeugung vorliegt. Daten und Dokumentation legen nahe, dass es die Nettostromerzeugung ist, wobei die Erzeugung aus EE vor Abregelung vorliegt und die Erzeugung aus Speichern, die ohnehin sehr gering ist, fehlt. BEE 2030: Bruttostromerzeugung, wobei die Erzeugung aus erneuerbaren Energien nach Abregelung vorliegt. Hierzu ist die gesamte Abregelung von 25 TWh anteilig auf PV, Windenergie an Land und Windenergie auf See verteilt worden. DIW 100: Es ist nicht eindeutig dokumentiert, ob die Brutto- oder Nettostromerzeugung vorliegt. Dies betrifft insbesondere den Eigenverbrauch der Wasserstoffkraftwerke und die Abregelung von EE. EWG 100: Bruttostromerzeugung; BDI Pfade 2.0: Nettostromerzeugung, wobei die Stromerzeugung aus Speichern enthalten ist, die Nachfrage der Speicher hingegen nicht. Zudem sind für das Jahr 2045 keine Netto-Importe berichtet. dena Leit KN100: Nettostromerzeugung, wobei die Erzeugung aus Speichern fehlt. Ariadne: Bruttostromerzeugung, wobei die Erzeugung aus Speichern nicht explizit angegeben ist.

Abbildung 5-3: Stromerzeugung nach Technologien

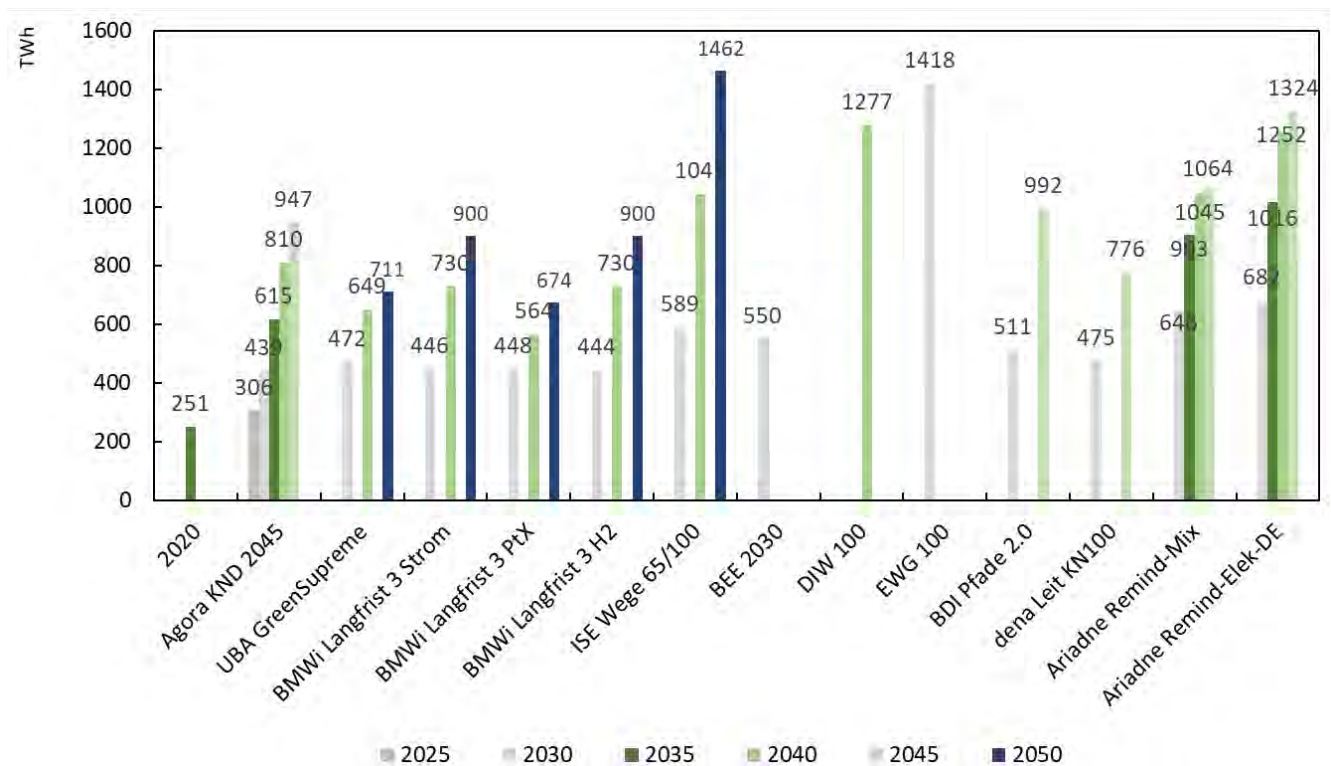


Quelle: Eigene Darstellung basierend auf den in Tabelle 2-1 genannten Studien

5.2.2 Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Alle Szenarien haben gemein, dass die **Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien** deutlich ansteigt, um bei steigender Stromnachfrage die sektoralen Emissionen zu senken. Die Szenarien variieren untereinander aber teilweise deutlich, was Geschwindigkeit und Gesamterzeugung angeht (Abbildung 5-4).⁴⁴ Zum Vergleich: Im Jahr 2020 betrug die Nettostromerzeugung aus Windenergie an Land und auf See, PV, Wasserkraft (Laufwasser und Speicherwasser), Bioenergie (feste und flüssige Biomasse, Biogas, biogener Anteil des Abfalls, Deponie-/Klärgas) und Geothermie rund 250 TWh (BMW i 2021).

Abbildung 5-4: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf den in Tabelle 2-1 genannten Studien

- Zum Zeitpunkt der (fast) vollständigen Dekarbonisierung
 - gehen drei Szenarien von einer relativ geringen bis mittleren Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zwischen etwa 670 und 780 TWh aus (BMWi Langfrist 3 PtX, 674 TWh; UBA GreenSupreme, 711 TWh; dena Leit KN100, 776 TWh). Bei UBA GreenSupreme ist die zu bedienende Stromnachfrage wegen einer ambitionierten Entwicklung der Effizienz und Suffizienz geringer. Im PtX-Szenario der BMWi Langfrist 3-Szenarien werden in relevantem Umfang wasserstoffbasierte Energieträger importiert. Bei dena Leit KN100 trifft ein relativ geringer Stromverbrauch auf relevante Strom- und Wasserstoff-Importe.

⁴⁴ Siehe Fußnote 43 für Erläuterungen, ob jeweils die Brutto- oder Nettostromerzeugung vorliegt und inwiefern die Erzeugung vor oder nach möglicher Abregelung vorliegt.

- gehen fünf Szenarien von einer mittleren bis hohen Erzeugung aus erneuerbaren Energien zwischen etwa 900 und 1.050 TWh aus (BMW Langfrist 3 Strom und H₂, je 900 TWh; Agora KND 2045, 947 TWh; BDI Pfade 2.0, 992 TWh; Ariadne Remind-Mix, 1.064 TWh). Diese Szenarien weisen dabei einen relativ hohen Stromverbrauch auf (vergleiche Abbildung 5-1).
- gehen vier Szenarien von einer sehr hohen Erzeugung aus Erneuerbaren zwischen etwa 1.250 und 1.500 TWh aus (DIW 100, 1.277 TWh;⁴⁵ Ariadne Remind-Elek-DE, 1.324 TWh; EWG 100, 1.418 TWh; ISE Wege 65/100, 1.462 TWh). Dies geht sowohl mit einem hohen Stromverbrauch einher (siehe Abbildung 5-1) als auch mit geringeren Importen von Strom und wasserstoffbasierten Energieträgern.

Langfristig sind bezüglich des Indikators „**Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch**“ zwei Aspekte zu berücksichtigen. Dies betrifft zum einen die zunehmende Stromerzeugung aus Speichern (Batteriespeicher und Pumpspeicher) oder aus Wasserstoff bzw. wasserstoffbasierten Brennstoffen, die zuvor aus Strom erzeugt worden sind. Dieser Speicherverbrauch erhöht den Bruttostromverbrauch, wobei die Erzeugung aus Speichern nicht als erneuerbare Energie angerechnet wird. Somit erreichen selbst 100 %-Szenarien keine 100 % erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch. Zum anderen spielen in einigen Szenarien Stromimporte eine relevante Rolle. Auch diese werden in der üblichen Metrik nicht als erneuerbare Erzeugung bilanziert. Der linke Block in Tabelle 5-3 stellt den Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch dennoch möglichst konsistent mit dieser konventionellen Metrik dar.⁴⁶

Im Jahr 2020 lag der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bei etwa 45 % (BMW 2021).

- Bis 2030 steigt dieser Anteil in fast allen Szenarien auf mindestens 68 %, wobei er in UBA GreenSupreme mit 83 % sowie den Ariadne-Szenarien mit 86 % bzw. 88 % besonders hoch liegt. In UBA GreenSupreme trifft eine deutlich ausgebaute Erzeugung aus erneuerbaren Energien auf eine relativ geringe Stromnachfrage; in den Ariadne-Szenarien werden die erneuerbaren Energien besonders stark ausgebaut. In den Szenarien Agora KND 2045 und den Leit KN100 liegt er mit 68 % am niedrigsten.

⁴⁵ In der Studie addieren sich die Zahlen nur auf 1.235 TWh. Hinzu kommen noch etwa 42 TWh PV für Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge im Prosumage-Segment, die von Haushalten direkt erzeugt werden und nicht ins Netz eingespeist werden.

⁴⁶ Die Studien weisen sowohl die Stromerzeugung als auch den Stromverbrauch unterschiedlich als brutto oder netto aus. Erzeugung und Verbrauch enthalten teilweise den Anteil für den Eigenverbrauch von Kraftwerken sowie die Erzeugung aus erneuerbaren Energien vor oder nach Abregelung. Die heute am weitesten verbreitete Metrik ist der Anteil der Bruttostromerzeugung am Bruttostromverbrauch. Für die Szenarien sind folgende Größen angegeben. Agora KND 2045: Anteil der Nettostromerzeugung vor Abregelung am Bruttostromverbrauch; BEE 2030: Anteil der Bruttostromerzeugung nach Abregelung am Bruttostromverbrauch, wobei für Speicher nur die Verluste eingehen; BMW Langfrist 3-Szenarien: Anteil der Stromerzeugung (keine Information, ob brutto oder netto) vor Abregelung am Bruttostromverbrauch; DIW 100: Anteil der Stromerzeugung (keine Information, ob brutto oder netto, keine Information zur EE-Abregelung) am Bruttostromverbrauch (keine Information, ob Netzverluste in diesen mit eingehen); EWG 100: Anteil der Bruttostromerzeugung am Bruttostromverbrauch; ISE Wege 65/100: Anteil der Stromerzeugung (keine Information, ob brutto oder netto, keine Information zur Abregelung) am Stromverbrauch (keine Information, ob brutto oder netto); UBA GreenSupreme: Anteil der Nettostromerzeugung (keine Information zur Abregelung) am Bruttostromverbrauch ohne Eigenverbrauch; BDI Pfade 2.0: Anteil der Nettostromerzeugung am Nettostromverbrauch ohne den Stromverbrauch von Speichern; dena Leit KN100: Anteil der Nettostromerzeugung am Bruttostromverbrauch; Ariadne: Anteil der Bruttostromerzeugung am Bruttostromverbrauch.

- Zum Zeitpunkt der (fast) vollständigen Dekarbonisierung liegt der Anteil der Erneuerbaren rechnerisch zwischen 84 und etwa 97 %.⁴⁷ Insbesondere in den BMWi Langfrist 3-Szenarien Strom und PtX sowie in den Leit KN100 sorgen relevante Stromimporte für einen niedrigen Wert der Kennzahl. Bei EWG 100 und den Leit KN100 kommt noch eine merkliche Stromerzeugung aus Wasserstoff hinzu.

Tabelle 5-3: Anteil der erneuerbaren Energien in Prozent

	am Stromverbrauch					an der Stromerzeugung (ohne die Erzeugung von Speichern)				
	2020	2030	2040	2045	2050	2020	2030	2040	2045	2050
Agora KND 2045		68	90	93			72	93	100	
BEE 2030		76					76			
BMWi Langfrist 3 Strom		69	82		84		78	94		100
BMWi Langfrist 3 PtX		74	78		83		85	98		100
BMWi Langfrist 3 H ₂		73	92		95		82	97		100
DIW 100			91					100		
EWG 100	45,4	90				45,6 ^b	100			
ISE Wege 65/100 ^a		> 76	> 88		> 93		> 77	> 91		> 96
UBA GreenSupreme		83	93		95		86	98		99
BDI Pfade 2.0 ^c		71		100			71		100	
dena Leit KN100		68		85			75		100	
Ariadne Remind-Mix		86	94	92			87	100	100	
Ariadne Remind-Elek-DE		88	97	97			90	100	100	

Quelle: Eigene Zusammenstellung basierend auf den in Tabelle 2-1 genannten Studien sowie BMWi (2021) und AGEb (2021).

Hinweise: auf ganze Zahlen bzw. eine Dezimalstelle gerundet.

^a ISE Wege 65/100 differenziert die Stromerzeugung aus Gaskraftwerken nicht nach der Quelle des Gases. Das eingesetzte Methan ist für diese Tabelle daher als fossil gezählt. Der tatsächliche Anteil der erneuerbaren Energien liegt somit höher.

^b Im Jahr 2020 beeinflussen relevante Stromexporte den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung im Vergleich zur Stromnachfrage negativ und die Erzeugung aus Pumpspeichern den Anteil positiv. Im Gesamteffekt liegt die Quote leicht höher. Hierbei ist aber insbesondere die Zählung der Stromerzeugung aus Pumpspeichern als erneuerbare Stromerzeugung als kritisch anzusehen.

^c Bei BDI Pfade 2.0 werden der Stromverbrauch von Speichern, der Kraftwerkseigenverbrauch sowie Netzverluste nicht ausgewiesen. Würden diese Größen mit einbezogen, wären die EE-Anteile am Stromverbrauch geringer. Zudem werden für das Jahr 2045 keine Importe ausgewiesen.

⁴⁷ BDI Pfade 2.0 hat rechnerisch einen Anteil von 100 %. In dem Szenario werden für das Jahr 2045 weder Importe noch der Stromverbrauch von Speichern ausgewiesen. Die Zahl ist daher nur begrenzt vergleichbar.

Legt man hingegen die Bruttostromerzeugung zugrunde – und abstrahiert so von Stromimporten – und betrachtet die Stromerzeugung aus Speichern, darunter auch rückverstromten Wasserstoff, nicht als konventionelle, sondern als erneuerbare Stromerzeugung, so liegen die Anteile der erneuerbaren Energien deutlich höher (rechter Block von Tabelle 5-3). Diese Zahl reflektiert die tatsächliche Quote der erneuerbaren Energien am Aufkommen des Stroms für hohe Anteile erneuerbarer Energien besser, kann jedoch bei relevanten Mengen importierten Wasserstoffs zu einer Überschätzung führen.⁴⁸

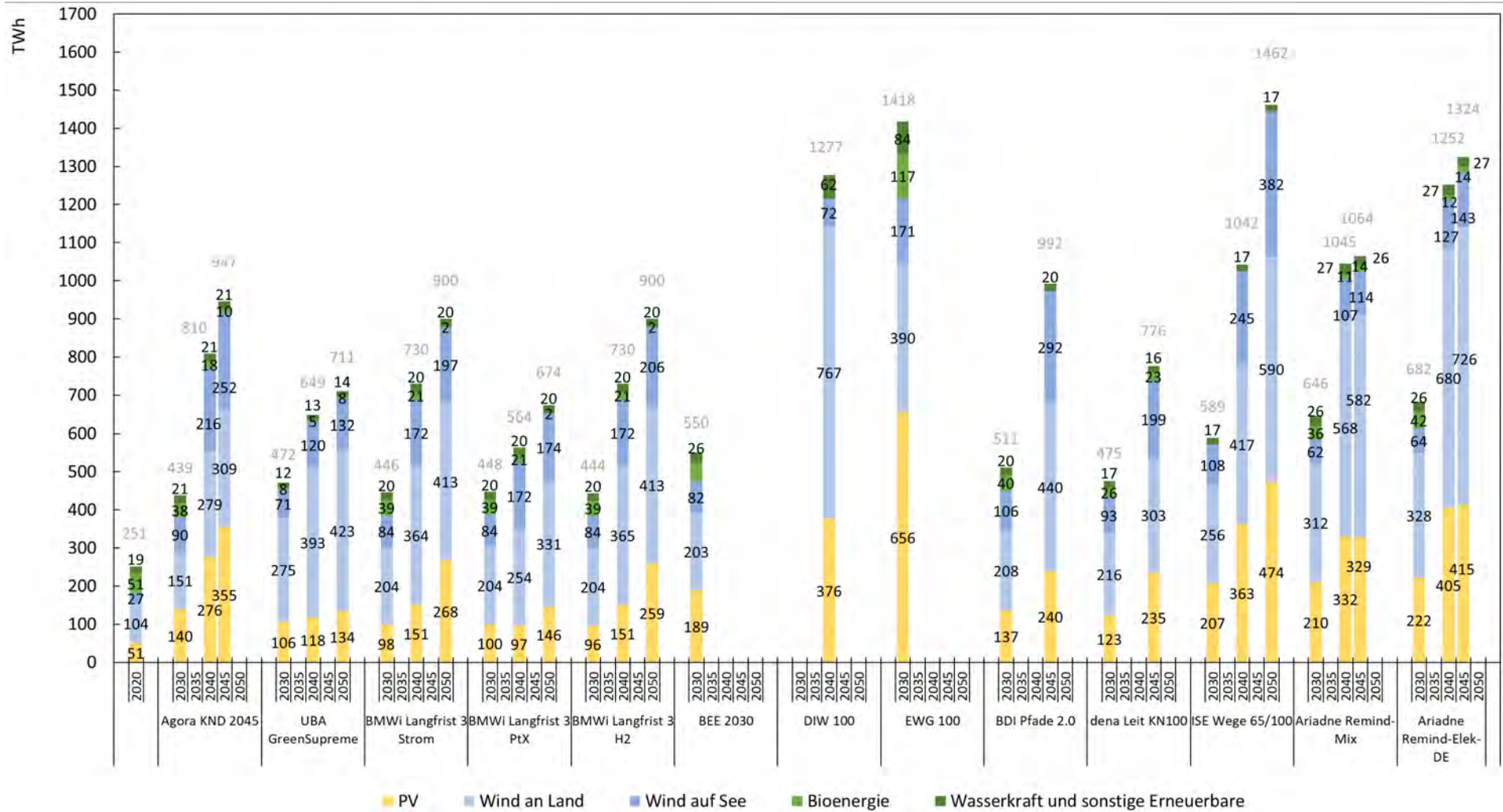
Die wichtigsten erneuerbaren Energien sind in allen Szenarien Windenergie (an Land und auf See) und PV, jedoch mit teils deutlich unterschiedlicher Gewichtung. Bioenergie, Wasserkraft und sonstige erneuerbare Energien spielen eine deutlich geringere Rolle, mit weniger Variation über die Szenarien. Zum Vergleich, im Jahr 2020 erzeugte PV knapp 51 TWh Strom, Windenergie an Land knapp 104 TWh, Windenergie auf See gut 27 TWh, Bioenergie⁴⁹ über 50 TWh und Wasserkraft knapp 19 TWh (BMWi 2021). Abbildung 5-5 zeigt die Entwicklung für die Szenarien.⁵⁰

⁴⁸ Vergleiche Buttermann et al. (2020). Diese Metrik trägt auch Importen (oder Exporten) von Wasserstoff Rechnung, weil sie nur die Aufkommens- aber nicht die Verwendungsseite des Stroms betrachtet. Bei importiertem Wasserstoff, der nicht mit erneuerbaren Energien hergestellt worden ist, führt die Metrik zu einer Überschätzung des EE-Anteils. Ebenso führt die Zählung der Stromerzeugung aus Speichern als erneuerbar tendenziell zu einer Überschätzung des EE-Anteils. Diese Überschätzung sinkt aber mit steigendem Anteil der erneuerbaren Energien.

⁴⁹ Umfasst biogene Fest- und Flüssigbrennstoffe, Biogas, Biomethan, Klär- und Deponiegas und den biogenen Anteil des Abfalls.

⁵⁰ Angaben zur Brutto-/oder Nettoerzeugung sowie der Rolle der Abregelung in Fußnote 43.

Abbildung 5-5: Aufteilung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nach Technologien



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf den in Tabelle 2-1 genannten Studien

Für PV

- gehen im Jahr 2030 vier Szenarien von einem Beitrag von etwa 100 TWh aus (alle BMWi Langfrist 3-Szenarien, 96-100 TWh; UBA GreenSupreme, 106 TWh). Ein Szenario liegt mit gut 120 TWh (dena Leit KN100, 123 TWh) und zwei Szenarien mit etwa 140 TWh darüber (BDI Pfade 2.0, 137 TWh; Agora KND 2045, 140 TWh). Vier weitere Szenarien gehen von einer deutlich höheren Erzeugung von um und etwas über 200 TWh aus (BEE 2030, 189 TWh; ISE Wege 65/100, 207 TWh; Ariadne Remind-Mix, 210 TWh; Ariadne Remind-Elek-DE, 222 TWh).
- gehen zum Zeitpunkt der (fast) vollständigen Dekarbonisierung zwei Szenarien von einer moderaten Erzeugung um 140 TWh aus (UBA GreenSupreme, 134 TWh; BMWi Langfrist 3 PtX, 146 TWh). Beide teilen eine geringe Stromnachfrage – UBA GreenSupreme durch Effizienz und Suffizienz, BMWi Langfrist 3 PtX durch deutliche Importe von Wasserstoff sowie Strom. In vier Szenarien werden etwa 240-270 TWh erzeugt (dena Leit KN100, 235 TWh; BDI Pfade 2.0, 240 TWh; BMWi Langfrist 3 H₂, 259 TWh; BMWi Langfrist Strom, 268 TWh). Drei Szenarien liegen bei etwa 330-350 TWh (Ariadne Remind-Mix, 329 TWh; DIW 100, 376 TWh;⁵¹ Agora KND 2045, 355 TWh). Drei weitere Szenarien liegen teils deutlich darüber (Ariadne Remind-Elek-DE, 415 TWh; ISE Wege 65/100, 474 TWh; EWG 100, 656 TWh).

Für Windenergie an Land

- geht im Jahr 2030 ein Szenario von gut 150 TWh aus (Agora KND 2045). Sechs Szenarien weisen etwa 200-220 TWh aus (BmwI Langfrist 3-Szenarien, 204 TWh; BEE 2030, 203 TWh; BDI Pfade 2.0, 208 TWh; dena Leit KN100, 216 TWh). Zwei Szenarien liegen zwischen 250 und 275 TWh (ISE Wege 65/100, 256 TWh; UBA GreenSupreme, 275 TWh) und zwei weitere Szenarien legen mit 310-330 TWh (Ariadne Remind-Mix, 312 TWh; Ariadne Remind-Elek-DE, 328 TWh) eine besonders hohe Erzeugung an.
- gehen zum Zeitpunkt der (fast) vollständigen Dekarbonisierung drei Szenarien von etwa 300-330 TWh aus (dena Leit KN100, 303 TWh; Agora KND 2045, 309 TWh; BMWi Langfrist 3 PtX, 331 TWh). Fünf weitere Szenarien weisen eine Erzeugung von etwa 390-440 TWh aus (EWG 100, 390 TWh; BMWi Langfrist 3 Strom und H₂, 413 TWh; UBA GreenSupreme, 423 TWh; BDI Pfade 2.0, 440 TWh). Vier Szenarien legen besonders hohe Werte zugrunde (Ariadne Remind-Mix, 582 TWh; ISE Wege 65/100, 590 TWh; Ariadne Remind-Elek-DE, 726 TWh; DIW 100, 767 TWh).

Für Windenergie auf See

- gehen im Jahr 2030 die meisten Szenarien von etwa 80-90 TWh aus. Drei Szenarien liegen mit 60-70 TWh etwas darunter (Ariadne Remind-Mix, 62 TWh; Ariadne Remind-Elek-DE, 64 TWh; UBA GreenSupreme, 71 TWh), zwei Szenarien mit um 110 TWh darüber (BDI Pfade 2.0, 106 TWh; ISE Wege 65/100, 110 TWh).
- gehen zum Zeitpunkt der (fast) vollständigen Dekarbonisierung fünf Szenarien von einer relativ geringen Erzeugung von nur 72 TWh (DIW 100) oder zwischen etwa 110 und 150 TWh aus (Ariadne Remind-Mix, 114 TWh; UBA GreenSupreme, 132 TWh; Ariadne Remind-Elek-DE, 143 TWh; Agora KND 2045, 152 TWh). Fünf Szenarien weisen etwa 175-200 TWh aus (EWG

⁵¹ In der Studie sind nur 334 TWh angegeben. Hinzu kommen noch etwa 42 TWh für Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge im Prosumage-Segment, die von Haushalten direkt erzeugt werden und nicht ins Netz eingespeist werden.

100, 171 TWh; BMWi Langfrist 3 PtX, 174 TWh; BMWi Langfrist 3 Strom, 197 TWh; dena Leit KN100, 199 TWh; BMWi Langfrist 3 H₂, 206 TWh). Zwei Szenarien gehen von einer besonders hohen Erzeugung um 300 TWh oder deutlich darüber aus (BDI Pfade 2.0, 292 TWh; ISE Wege 65/100, 382 TWh).

Für Bioenergie

- geht im Jahr 2030 ein Szenario davon aus, dass sie nicht mehr zur Stromerzeugung eingesetzt wird (ISE Wege 65/100). Zwei weitere Szenarien gehen von nur 8 TWh (UBA GreenSupreme) bzw. 26 TWh (dena Leit KN100)⁵² aus. Die meisten anderen Szenarien weisen etwa 40-50 TWh aus.⁵³
- gehen zum Zeitpunkt der (fast) vollständigen Dekarbonisierung die meisten Szenarien von weniger als 10-15 TWh aus. In drei Szenarien (ISE Wege 65/100, DIW 100, BDI Pfade 2.0) wird keine Bioenergie zur Stromerzeugung verwendet. Ein Szenario sieht eine moderate Erzeugung von 23 TWh (dena Leit KN100); ein Szenario weist hingegen einen deutlichen Ausbau auf knapp 120 TWh (EWG 100, 117 TWh) aus.

Die Stromerzeugung aus **Wasserkraft** bleibt auf heutigem Niveau (etwa 20 TWh),⁵⁴ einzig DIW 100 nimmt eine Steigerung auf 60 TWh an.⁵⁵ Andere erneuerbare Energien spielen keine nennenswerte Rolle. Ausnahme ist EWG 100, welches etwa 60 TWh aus **Geothermie** vorsieht.

5.2.3 Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen

Die Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen nimmt in allen Szenarien bis 2030 deutlich ab. Zum Zeitpunkt der (fast) vollständigen Dekarbonisierung verbleibt ggf. eine geringe Resterzeugung aus Abfall (Abbildung 5-6).⁵⁶ Zum Vergleich: Im Jahr 2020 betrug die Bruttostromerzeugung aus Braunkohle und Erdgas jeweils knapp 92 TWh, aus Kernkraft knapp 65 TWh, aus Steinkohle 43 TWh und aus sonstigen fossilen Brennstoffen (Erdöl, Kuppelgase, nicht-biogener Anteil des Abfalls) gut 20 TWh (AGEB 2021).

⁵² Für dena Leit KN100 wird unterstellt, dass 50 % der Stromerzeugung aus Abfall der Stromerzeugung aus Bioenergie zugerechnet werden. Dies umfasst im Jahr 2030 etwa 2 TWh und im Jahr 2045 etwa 1 TWh.

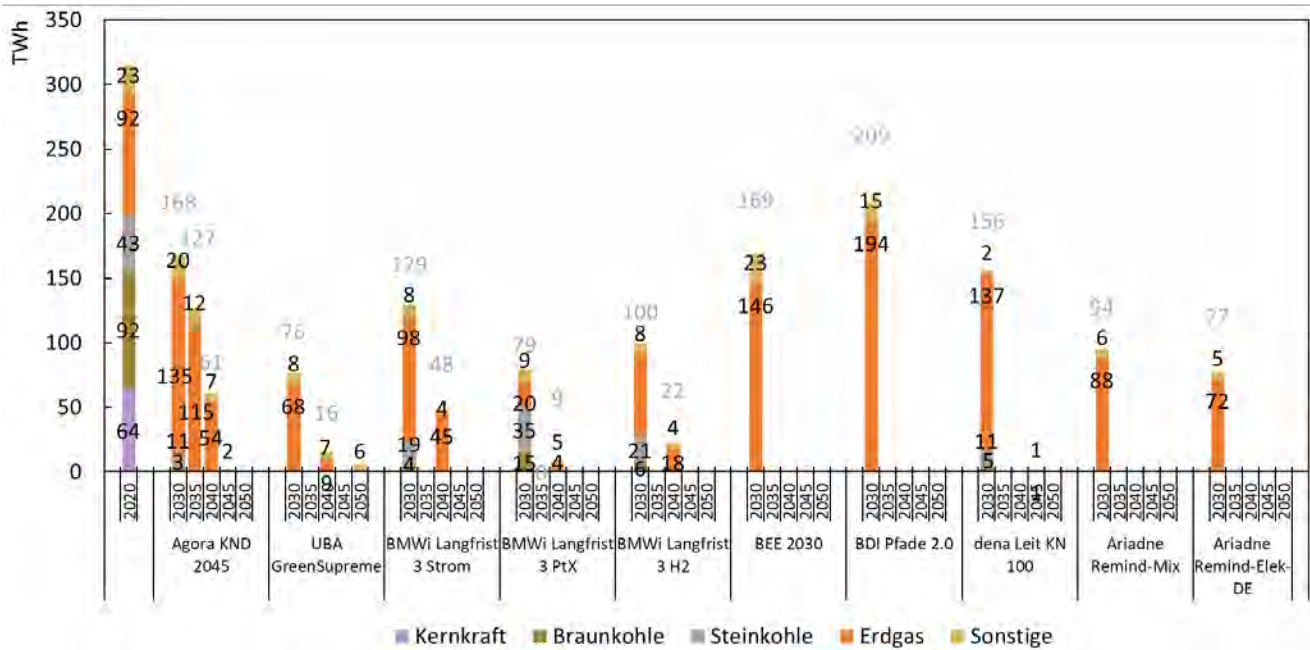
⁵³ In Agora KND 2045 umfasst die Stromerzeugung aus Bioenergie nicht den biogenen Anteil des Abfalls. In BDI Pfade 2.0 ist er Wert aus einer Graphik geschätzt.

⁵⁴ Wert für BDI Pfade 2.0 aus einer Graphik geschätzt.

⁵⁵ Diese Zahl enthält auch Pumpspeicherkraftwerke mit natürlichem Zufluss; der Anteil des natürlichen Zuflusses ist nicht separat ausgewiesen. Auf Laufwasserkraftwerke entfallen 16 TWh. In UBA GreenSupreme enthält die Stromerzeugung aus Pumpspeichern auch Speicherwasserkraftwerke.

⁵⁶ Siehe Fußnote 43 für Erläuterungen, ob jeweils die Brutto- oder Nettostromerzeugung vorliegt.

Abbildung 5-6: Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen und Kernenergie



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf den in Tabelle 2-1 genannten Studien

- Ein Kohleausstieg bis 2030 ist Teil von sechs Szenarien (Ariadne-Szenarien, UBA GreenSupreme, BEE 2030, BDI Pfade 2.0, EWG 100). In zwei Szenarien verbleibt mit 14 TWh (Agora KND 2045) bzw. 16 TWh (dena Leit KN100) eine geringe Resterzeugung aus **Kohle**. Die anderen Szenarien sehen im Jahr 2030 die Stromerzeugung aus Kohle zwischen 23 (BMW Langfrist 3 Strom) und 50 TWh (BMW Langfrist 3 PtX). Gemäß der geltenden Gesetzeslage wird Kohle in den Stützjahren 2040, 2045 und 2050 in keinem Szenario mehr verstromt.
- Die Stromerzeugung aus **sonstigen fossilen Brennstoffen** verbleibt bis 2030 in zwei Szenarien (Agora KND 2045, BEE 2030) auf dem heutigen Niveau von etwa 20 TWh.⁵⁷ In den anderen Szenarien sinkt sie auf etwa 15 TWh (BDI Pfade 2.0)⁵⁸ oder unter 10 TWh.⁵⁹ Bis zum Zeitpunkt der (fast) vollständigen Dekarbonisierung geht sie in allen Szenarien auf 6 TWh oder weniger zurück. Es ist insgesamt aber unklar, ob die sonstige Erzeugung explizit modelliert und berichtet wird bzw. wie sie sich in den einzelnen Szenarien zusammensetzt.⁶⁰

⁵⁷ In BEE 2030 qua Annahme; in Agora KND 2045 umfasst die Stromerzeugung aus sonstigen fossilen Brennstoffen auch den biogenen Anteil des Abfalls.

⁵⁸ Wert für BDI Pfade 2.0 aus einer Graphik geschätzt.

⁵⁹ In UBA GreenSupreme könnte die sonstige fossile Stromerzeugung (8 TWh im Jahr 2030) auch den biogenen Anteil des Mülls enthalten. In dena Leit KN100 umfasst die sonstige fossile Erzeugung nur Abfall. Hier wurde ein fossiler Anteil von 50 % unterstellt.

⁶⁰ In den Ariadne-Szenarien wird für diese Zusammenfassung die Erzeugung aus Öl sowie die Erzeugung aus *Gas-Efuel* verstanden. Insbesondere letztere sinkt von einem geringen Niveau bereits im Jahr 2020 rasch auf null ab.

- **Erdgas** ist im Jahr 2030 in allen Szenarien der wichtigste fossile Energieträger.⁶¹ In fünf Szenarien steigt die Stromerzeugung aus fossilem Erdgas bis 2030 gegenüber 2020 auf etwa 100 TWh oder mehr an, teilweise deutlich auf über 190 TWh (BMWi Langfrist 3 Strom, 98 TWh;⁶² Agora KND 2045, 135 TWh; dena Leit KN100; 137 TWh;⁶³ BEE 2030, 146 TWh; BDI Pfade 2.0, 194 TWh). In weiteren fünf Szenarien sinkt sie moderat auf 70-90 TWh (Ariadne Remind-Mix, 88 TWh; Ariadne Remind-Elek-DE, 72 TWh), etwa 65 TWh (UBA GreenSupreme⁶⁴, 68 TWh; BMWi Langfrist 3 H₂, 64 TWh) bzw. deutlich auf 20 TWh (BMWi Langfrist 3 PtX) ab. Im Jahr 2040 liegt in zwei Szenarien noch eine nennenswerte Erzeugung vor (Agora KND 2045, 54 TWh; BMWi Langfrist 3 Strom, 45 TWh). Zum Zeitpunkt der (fast) vollständigen Dekarbonisierung wird, abgesehen von einem Szenario (dena Leit KN100, 1 TWh) kein Strom aus Erdgas mehr erzeugt.

Die Treibhausgasemissionen in der Stromerzeugung stammen aus der Verwendung fossiler Brennstoffe und gehen daher mit der fossilen Stromerzeugung zurück. Allerdings weisen nur die Szenarien BEE 2030 und UBA GreenSupreme sowie die Ariadne-Szenarien die THG-Emissionen der Stromerzeugung explizit aus. Bei BEE 2030 betragen sie im Jahr 2030 84 Millionen Tonnen CO₂-Äqu.; gemessen an der Bruttostromerzeugung (ohne Speicher) liegt die Emissionsintensität somit bei 113 g/kWh. In UBA GreenSupreme betragen die THG-Emissionen der Stromerzeugung (ohne sonstige Brennstoffe) im Jahr 2030 knapp 36 Millionen Tonnen CO₂-Äqu.; die Emissionsintensität der Nettostromerzeugung (ohne Speicher und sonstige Brennstoffe) liegt bei 65 g/kWh. Bei den Ariadne-Szenarien liegen die Brutto-CO₂-Emissionen der Stromerzeugung im Jahr 2030 bei 29 (Remind-Elek-DE) bzw. 35 Millionen Tonnen (Remind-Mix).

Die Szenarien Agora KND 2045, UBA GreenSupreme, BDI Pfade 2.0, dena Leit KN100 und BEE 2030 (sowie die beiden 100 %-Szenarien DIW 100 und EWG 100) erreichen das 2030er Sektorziel Energiewirtschaft explizit. Bei den BMWi Langfrist 3-Szenarien kann angesichts des Strommixes 2030 ebenfalls davon ausgegangen werden. Auch die Ariadne-Szenarien weisen explizit Emissionen für die Energiewirtschaft aus: 74 Mt CO₂-Äqu. in Remind-Mix und 64 Mt CO₂-Äqu. in Remind-Elek-DE. Allerdings ist der Zuschnitt des Sektors nicht deckungsgleich mit dem KSG. Der Wert in Ariadne enthält zusätzlich noch Emissionen von Kraftwerken der Industrie, aber keine Emissionen der öffentlichen Wärmeversorgung. Angesichts der niedrigen berichteten Zahlen kann allerdings in jedem Fall von einer Übererfüllung des KSG-Sektorziels ausgegangen werden. Kapitel 4 leistet eine eingehendere Betrachtung, auch in Bezug auf eine Übererfüllung des Sektorziels.

5.2.4 Stromimporte

Stromimporte spielen über die Szenarien hinweg eine unterschiedliche Rolle (Abbildung 5-7). Zum Vergleich: Im Jahr 2020 betragen die deutschen Nettoimporte von Strom etwa -16 TWh, Deutschland war also Netto-Exporteur (Destatis 2021).

⁶¹ ISE Wege 65/100 hat keine explizite Unterscheidung von Erdgas und strombasiertem Methan und wird daher hier nicht betrachtet.

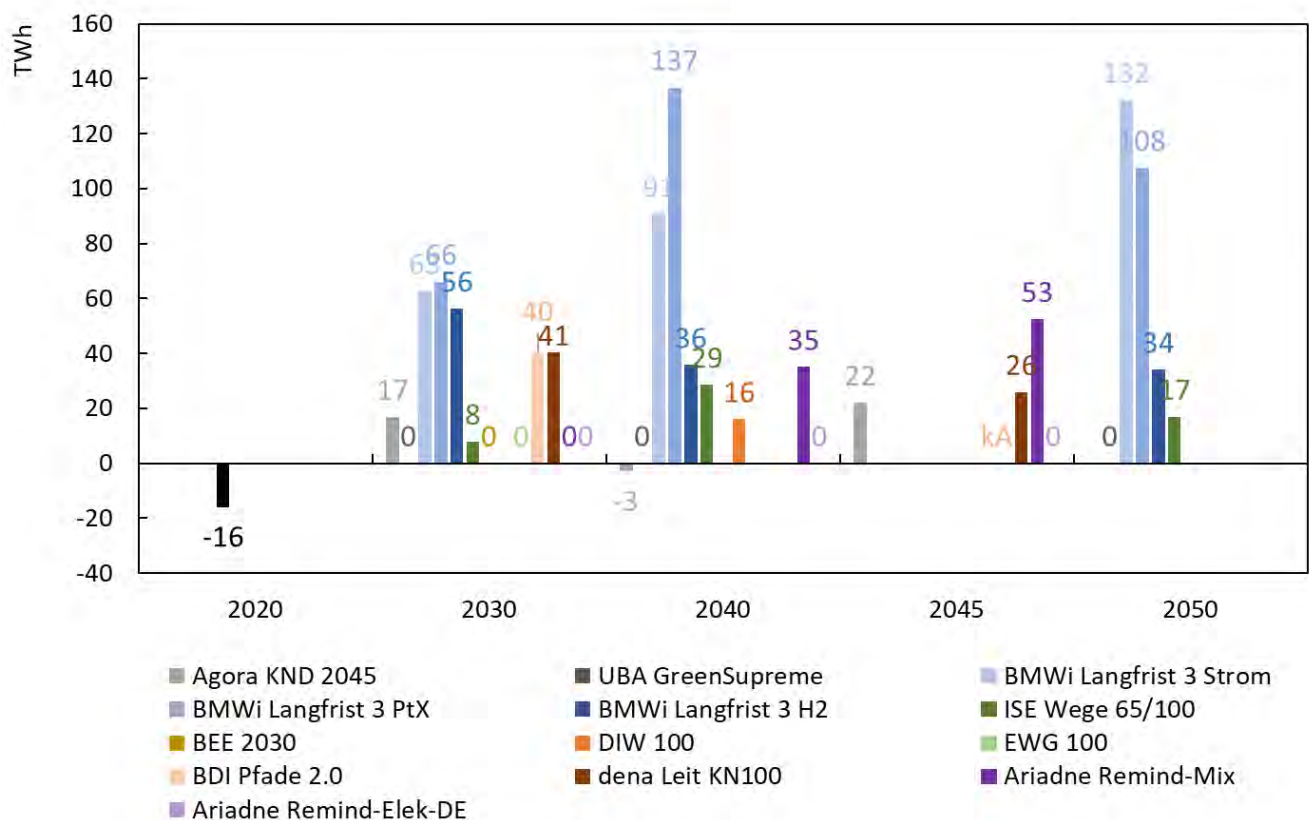
⁶² In der Studie wird die Stromerzeugung aus Methan berichtet. Es wird unterstellt, dass hiermit fossiles Erdgas gemeint ist.

⁶³ In der Studie Stromerzeugung aus Methan. Es wird unterstellt, dass dies im Jahr 2030 ausschließlich fossiles Erdgas ist.

⁶⁴ Die Erzeugung aus fossilem und strombasiertem Methan ist in diesem Szenario nicht getrennt ausgewiesen. Näherungsweise wird die Stromerzeugung anhand des gesamten Einsatzes der Gase als Primärenergieträger unterteilt.

- Zwei Szenarien sehen keinen Stromaustausch mit dem Ausland vor (BEE 2030, EWG 100). Hier wird Deutschland als elektrische Insel modelliert.
- Ein Szenario (UBA GreenSupreme) unterstellt null Netto-Importe über das Jahr, aber erlaubt und modelliert einen stündlichen Stromaustausch zwischen Deutschland und dem europäischen Ausland.
- In einem Szenario (Ariadne Remind-Elek-DE) liegen keine Netto-Importe vor.
- Sieben Szenarien sehen einen moderaten Stromaustausch mit dem Ausland vor, von jährlichen Nettoexporten in Höhe von 3 TWh bis zu Nettoimporten von knapp über 50 TWh (Agora KIND 2045, Ariadne-Szenarien, DIW 100, ISE Wege 65/100, BDI Pfade 2.0,⁶⁵ dena Leit KN100). Die Beträge bewegen sich etwa im Rahmen der historischen Handelssalden.
- Drei Szenarien gehen von zum Teil deutlichen Stromimporten aus (BMW Langfrist 3-Szenarien). Diese betragen um 60 TWh im Jahr 2030 und steigen auf teilweise über 130 TWh in den folgenden Jahren. In diesen Szenarien übersteigt die Stromnachfrage die inländische Erzeugung aus erneuerbaren Energien deutlich.

Abbildung 5-7: Netto-Stromimporte (Jahressumme)



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf den in Tabelle 2-1 genannten Studien

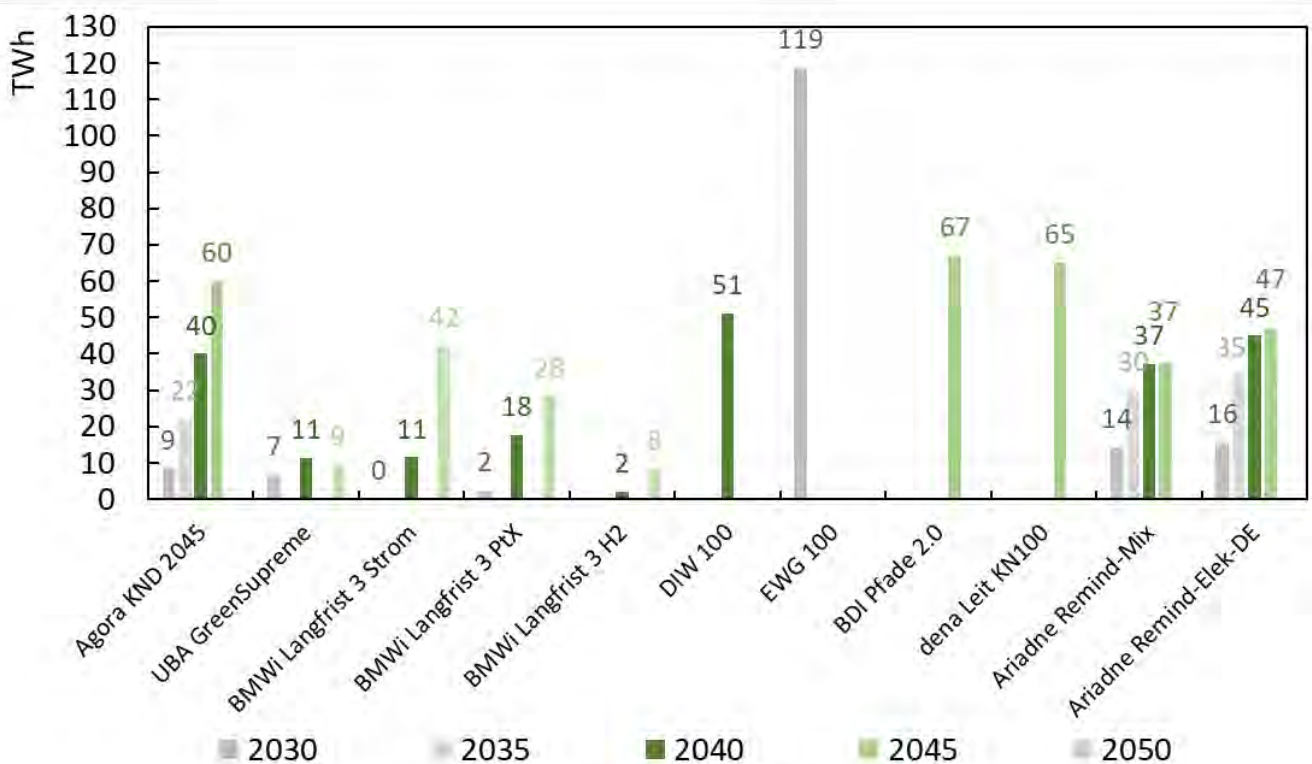
⁶⁵ In BDI Pfade 2.0 ist für das Jahr 2045 keine Information angegeben.

5.2.5 Wasserstoff: Stromerzeugung und Importe

Die Stromerzeugung aus Wasserstoff oder strombasiertem Methan gewinnt über die Szenarien hinweg an Bedeutung. Sie kann sowohl als Flexibilitätsoption gesehen werden, um erneuerbaren Strom zu anderen Zeiten nutzbar zu machen, als auch als Beitrag zur gesicherten Stromversorgung. Abbildung 5-8 summiert die Stromerzeugung aus Wasserstoff und aus strombasiertem Methan.⁶⁶

- Im Jahr 2030 gehen die meisten Szenarien von einer nur geringen Rolle aus. Die maximale Erzeugung beträgt 16 TWh (Ariadne Remind-Elek-DE).
- Zum Zeitpunkt der (fast) vollständigen Dekarbonisierung variieren die Szenarien zwischen einer geringen Rolle von unter 10 TWh (UBA GreenSupreme, BMWi Langfrist 3 H₂), einem moderaten Beitrag zwischen knapp 30 und gut 40 TWh (BMWi Langfrist 3 PtX, 28 TWh; Ariadne Remind-Mix, 37 TWh; BMWi Langfrist 3 Strom, 41 TWh), einem merklichen Beitrag zwischen 50 und knapp 70 TWh (Ariadne Remind-Elek-DE, 47 TWh; DIW 100, 51 TWh; Agora KND 2045, 60 TWh; dena Leit KN100, 65 TWh; BDI Pfade 2.0, 67 TWh) und einer hohen Erzeugung von fast 120 TWh (EWG 100, 119 TWh).

Abbildung 5-8: Stromerzeugung aus Wasserstoff und strombasiertem Methan



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf den in Tabelle 2-1 genannten Studien

⁶⁶ BEE 2030 gibt keine explizite Erzeugung an, geht jedoch implizit von einem Beitrag aus. ISE Wege 65/100 differenziert bei der Erzeugung aus Gaskraftwerken nicht nach fossilem und strombasiertem Methan, weswegen es in dieser Übersicht weggelassen ist. In den übrigen Szenarien ist zumeist von einer Stromerzeugung aus Wasserstoff die Rede.

Einige Szenarien enthalten zudem Informationen zur inländischen Erzeugung sowie zu Importen von Wasserstoff (Abbildung 5-9).⁶⁷ Auf der Aufkommenseite wird hier nur zwischen inländischer Erzeugung und Importen von Wasserstoff aufgeschlüsselt, nicht aber analog für strombasiertes Methan bzw. strombasierte Kraftstoffe. Da Wasserstoff nicht nur zur Stromerzeugung verwendet wird, sondern auch breite Anwendungen in der Industrie und im Verkehr hat sowie zu strombasiertem Methan (PtG) und flüssigen Kraftstoffen (PtL) weiterverarbeitet werden kann, ist eine eindeutige Aufteilung der Wasserstoffmenge auf der Verwendungsseite meist nicht direkt möglich.

Im Jahr 2030

- gehen zwei Szenarien von einer relativ geringen inländischen Erzeugung von etwa 10-20 TWh aus (dena Leit KN100, 10 TWh; Agora KND 2045, 19 TWh). Vier weitere Szenarien legen eine merklich höhere Erzeugung um etwa 40-45 TWh an (Ariadne Remind-Mix, 40 TWh; BDI Pfade 2.0, 43 TWh; Ariadne Remind-Elek-DE, 44 TWh; UBA GreenSupreme, 46 TWh).⁶⁸
- sehen vier Szenarien keine Wasserstoffimporte vor (Ariadne-Szenarien, UBA GreenSupreme, BDI Pfade 2.0). Zwei weitere Szenarien gehen von Importen von um 50 TWh aus (Agora KND 2045, 44 TWh; dena Leit KN100, 56 TWh).

Zum Zeitpunkt der (fast) vollständigen Dekarbonisierung⁶⁹

- sehen drei Szenarien eine relativ geringe inländische Erzeugung von etwa 60-75 TWh vor (dena Leit KN100, 59 TWh; Ariadne Remind-Mix, 65 TWh; UBA GreenSupreme, 77 TWh). Fünf weitere Szenarien gehen von einer Erzeugung von etwa 100 TWh aus (BMW Langfrist 3 Strom, 92 TWh; Agora KND 2045, 96 TWh; BDI Pfade 2.0, 99 TWh; BMW Langfrist 3 PtX, 103 TWh; Ariadne Remind-Elek-DE, 111 TWh).⁷⁰ Zwei Szenarien stechen mit einer hohen Erzeugung zwischen 180 und 220 TWh heraus (BMW Langfrist 3 H₂, 180 TWh; DIW 100, 219 TWh).
- variieren die Importe von Wasserstoff deutlich, zwischen keinen Importen (UBA GreenSupreme, BMW Langfrist 3 PtX), etwa 40 TWh (DIW 100), etwa 100 TWh (Ariadne Remind-Elek-DE, 98 TWh), 140-170 TWh (BDI Pfade 2.0, 138 TWh; Ariadne Remind-Mix, 150 TWh; Agora KND 2045, 169 TWh; BMW Langfrist 3 Strom, 170 TWh) und zwischen fast 400 TWh (dena Leit KN100) sowie 510 TWh (BMW Langfrist 3 H₂).

Insgesamt müssen diese Angaben sowie die resultierenden Gesamtmengen des Wasserstoffbedarfs aber mit Vorsicht gelesen werden, weil komplementäre Informationen zu Erzeugung und Import von PtG und PtL häufig nicht trennscharf ausgewiesen werden

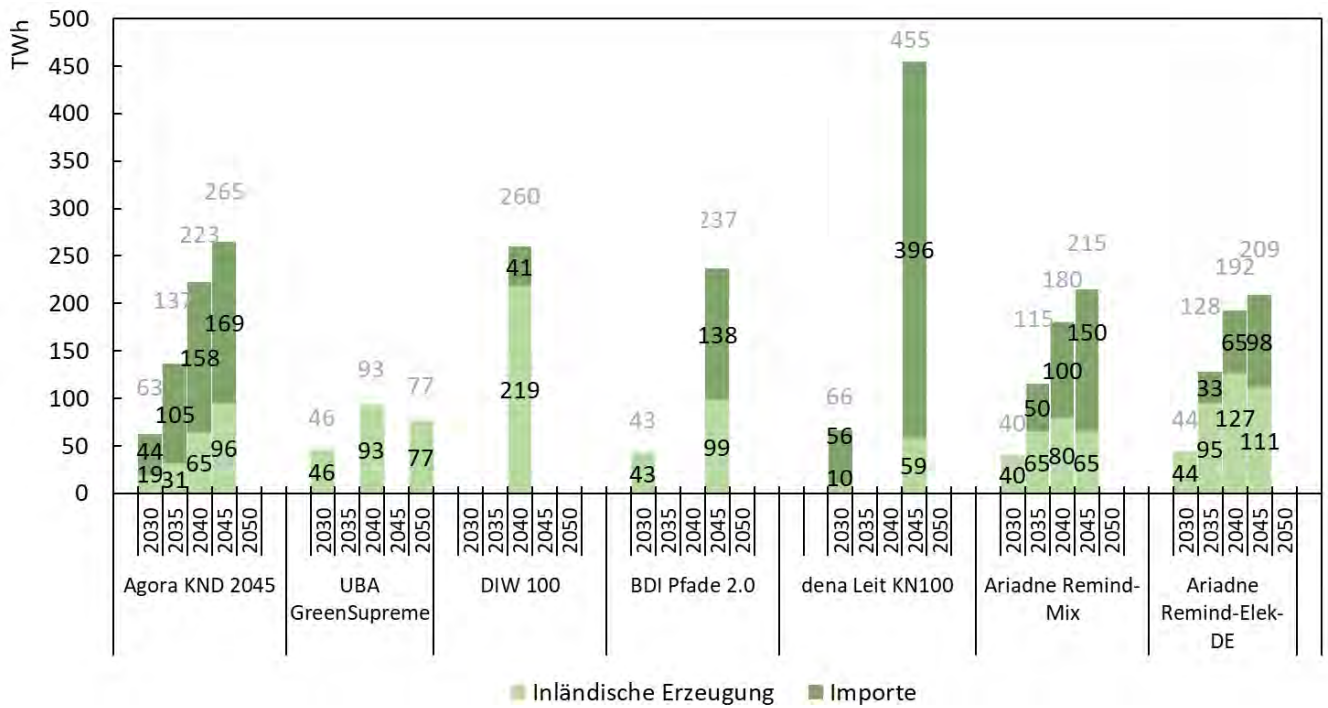
⁶⁷ Agora KND 2045 restringiert die Importe auf grünen, blauen und ggf. türkisen Wasserstoff. dena Leit KN100 geht von grünem Wasserstoff und blauem als Übergangslösung aus. DIW 100 enthält keine konkreten Angaben zum Prozess der Herstellung des importierten Wasserstoffs. BDI Pfade 2.0 erwähnt, dass grüner Wasserstoff eingesetzt wird, schließt aber blauen Wasserstoff als Übergangslösung nicht aus. Keine Studie differenziert das Volumen der Wasserstoff-Importe explizit nach Farben.

⁶⁸ In den Ariadne-Szenarien stammen im Jahr 2030 etwa drei Viertel der Wasserstofferzeugung aus Elektrolyse.

⁶⁹ In den BMW Langfrist 3-Szenarien waren Mitte November 2021 explizite Zahlen für die inländische Erzeugung sowie Importe von Wasserstoff nur für das Jahr 2050 dokumentiert.

⁷⁰ In den Ariadne-Szenarien stammt im Jahr 2045 der größte Teil der Wasserstofferzeugung aus Elektrolyse.

Abbildung 5-9: Wasserstoff: inländische Erzeugung und Importe



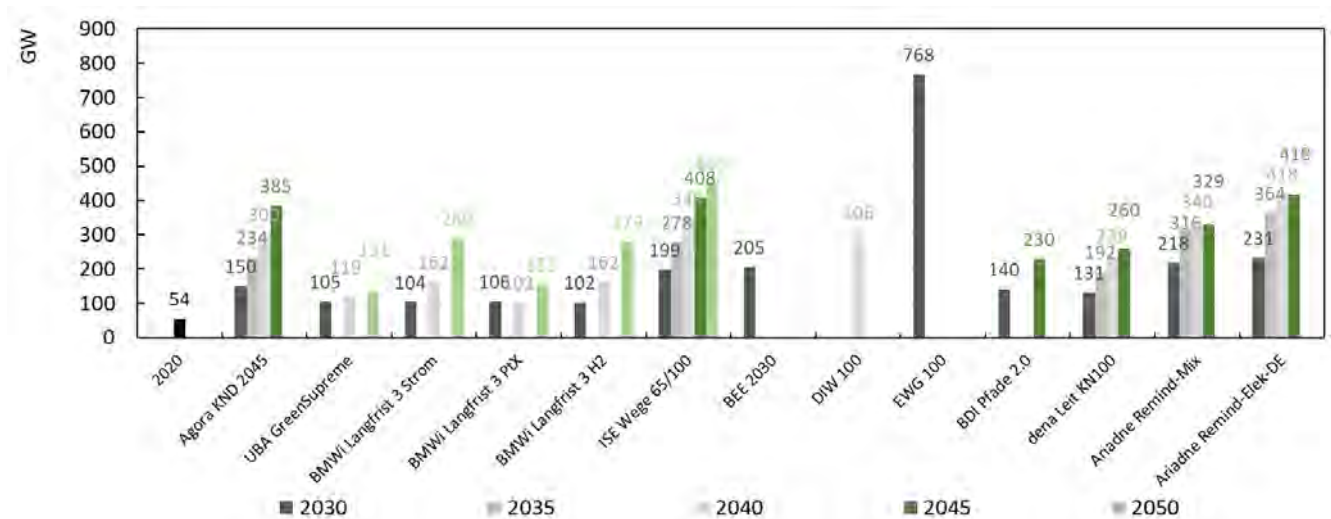
Quelle: Eigene Darstellung basierend auf den in Tabelle 2-1 genannten Studien

5.3 Installierte Leistung

5.3.1 Installierte Leistung erneuerbarer Energien

Da alle Szenarien von einer deutlich höheren Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ausgehen, findet ein starker Ausbau der Kapazitäten statt. Zum Vergleich: Im Jahr 2020 betrug die installierte Leistung der PV und der Windenergie an Land jeweils etwa knapp 54 GW, der Windenergie auf See knapp 8 GW, der Wasserkraft gut 5,5 GW, der Bioenergie gut 10 GW⁷¹ und der Geothermie etwa 50 MW (BMW i 2021).

Abbildung 5-10: Installierte Leistung PV



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf den in Tabelle 2-1 genannten Studien

Für PV (Abbildung 5-10)

- gehen im Jahr 2030 vier Szenarien von etwas über 100 GW aus (alle BMWi Langfrist 3-Szenarien, 104-106 GW; UBA GreenSupreme, 105 GW). Dies entspricht dem Ausbaupfad des aktuellen EEG. Drei Szenarien sehen etwa 130-150 GW vor (dena Leit KN100, 131 GW; BDI Pfade 2.0, 140 GW; Agora KND 2045, 150 GW), vier Szenarien etwa 200-230 GW (ISE Wege 65/100, 199 GW; BEE 2030, 205 GW; Ariadne Remind-Mix, 218 GW; Ariadne Remind-Elek-DE, 231 GW).⁷²

⁷¹ Etwa 1,6 GW biogene Festbrennstoffe, 0,2 GW biogene flüssige Brennstoffe, 6,3 GW Biogas, 0,6 GW Biomethan, 0,4 GW Klärgas, 0,2 GW Deponiegas, 1,1 GW biogener Anteil des Abfalls.

⁷² In den Ariadne-Szenarien liegt *zusätzlich* eine Bottom-Up-Berechnung (Modell energyANTS) der Ausbaupotenziale erneuerbarer Energien vor. Für PV auf Dachflächen ermittelt energyANTS für das Jahr 2030 etwa 920-930 Vollbenutzungsstunden, für Freiflächenanlagen etwa 1.010 Vollbenutzungsstunden und eine obere Grenze für die installierte PV-Leistung von insgesamt 185 GW (2045: 920-930 bzw. etwa 1.010 Vollbenutzungsstunden, 550 GW). In den Ergebnissen von Remind-Mix sind für das Jahr 2030 210 TWh Stromerzeugung aus PV insgesamt (Remind-Elek-DE: 222 TWh) und 218 GW insgesamt installierte Leistung angegeben (Remind-Elek-DE: 231 GW), was rechnerisch 964 Vollbenutzungsstunden entspricht (Remind-Elek-DE: 959 Vollbenutzungsstunden). Für 2045 sieht Remind-Mix insgesamt 329 TWh (Remind-Elek-DE: 415 TWh) und 329 GW (Remind-Elek-DE: 418 GW), was rechnerisch 999 Vollbenutzungsstunden entspricht (Remind-Elek-DE: 992 Stunden). Für die vorliegende Tabelle wird auf die Ergebnisse der Remind-Szenarien aus der Datendokumentation

- gehen zum Zeitpunkt der (fast) vollständigen Dekarbonisierung zwei Szenarien von relativ geringen Kapazitäten zwischen etwa 130 und 150 GW aus (UBA GreenSupreme, 131 GW; BMWi Langfrist 3 PtX, 155 GW). Ein Szenario entwirft 230 GW (BDI Pfade 2.0). Fünf weitere Szenarien weisen etwa 260-330 GW aus (dena Leit KN100, 260 GW; BMWi Langfrist 3 H₂, 279 GW; BMWi Langfrist 3 Strom, 289 GW; DIW 100, 306 GW, Ariadne Remind-Mix, 329 GW). Vier Szenarien enthalten deutlich höhere Leistungen zwischen etwa 380-450 GW (Agora KND 2045, 385 GW; Ariadne Remind-Elek-DE, 418 GW; ISE Wege 65/100, 449 GW) und über 750 GW (EWG 100, 768 GW).

Tabelle 5-4: Vollbenutzungsstunden der PV

	2020	2030	2040	2045	2050
Agora KND 2045 ^a		957	958	959	
BMWi Langfrist 3 Strom ^b		943	935		925
BMWi Langfrist 3 PtX ^b		947	944		937
BMWi Langfrist 3 H ₂ ^b		944	935		927
BEE 2030 ^{af}		1000			
DIW 100 ^c			1229		
EWG 100 ^c	940	983			
ISE Wege 65/100 ^c		1044	1042		1056
UBA GreenSupreme ^d		1011	993		1027
BDI Pfade 2.0 ^d		979		1043	
dena Leit KN100 ^d		938		904	
Ariadne Remind-Mix ^e		964	976	999	
Ariadne Remind-Elek-DE ^e		959	969	992	

Quelle: Eigene Berechnung basierend auf den in Tabelle 2-1 genannten Studien, BMWi (2021)

Hinweise: auf ganze Zahlen gerundet. Vollbenutzungsstunden errechnet als Quotient der jährlichen Energiemenge und der installierten Leistung

^a Wert aus Studie

^b berechneter Wert, basiert auf der Stromerzeugung vor Abregelung

^c berechneter Wert, unklar, ob Netto- oder Bruttostromerzeugung; Rolle der Abregelung unklar. Wert basiert auf 376 TWh Erzeugung (334 TWh in der Studie genannt zuzüglich 42 TWh im Prosumage-Segment) und 306 GW installierter Leistung (Wert aus der Studie, umfasst auch Prosumage-Segment).

^d berechneter Wert, basiert auf der Nettostromerzeugung, Rolle der Abregelung unklar

^e berechneter Wert, basiert auf Bruttostromerzeugung, Rolle der Abregelung unklar. Für weitere Informationen, siehe Fußnote 72.

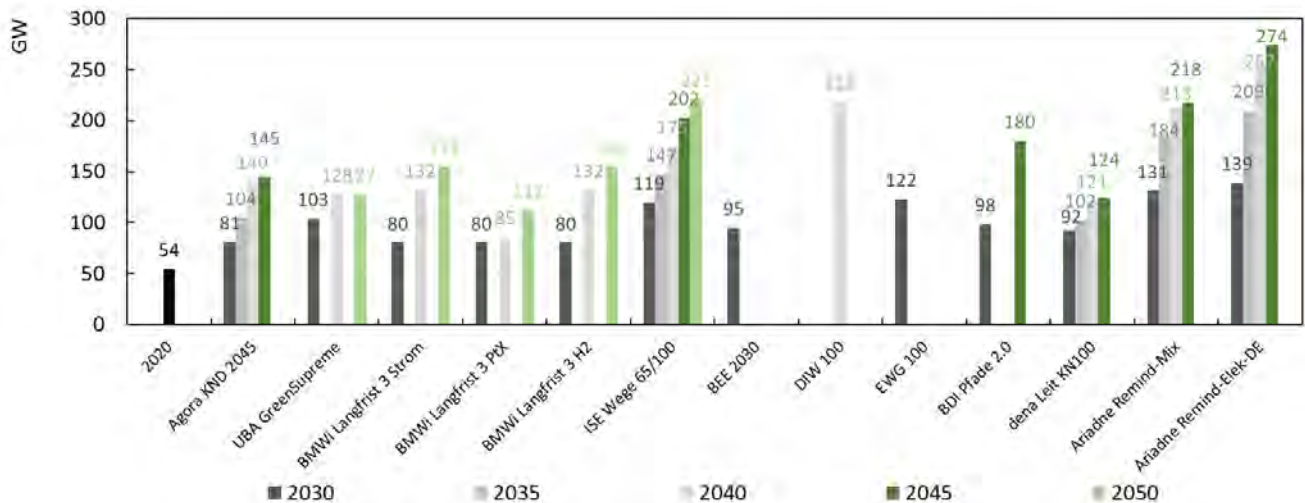
^f BEE 2030 weist als Annahme für Photovoltaik 1000 Vollbenutzungsstunden auf. Allerdings werden nur 189 TWh Strom (vor Abregelung 199 TWh) mit 205 GW installierter Leistung erzeugt, was rechnerisch maximal etwa 971 Vollbenutzungsstunden entspricht.

zurückgegriffen. Im Jahr 2030 übersteigen hier die installierte Leistung und das Energiedargebot die Werte aus energyANTS.

In Kombination mit der Jahresenergie (vgl. Kapitel 5.2.2) ergeben sich aus den installierten Leistungen folgende Vollbenutzungsstunden der PV (Tabelle 5-4). Sofern Annahmen zu Vollbenutzungsstunden in der jeweiligen Studie explizit getroffen werden, sind diese berichtet, ansonsten die errechneten Werte aus Jahresenergie und installierter Leistung. Die Spannbreite reicht von etwas über 900 bis etwa 1.050 Stunden, wobei die meisten Szenarien und Jahre zwischen 900 und 980 Stunden liegen. DIW 100 sticht mit über 1.200 Vollbenutzungsstunden heraus.

Für **Windenergie an Land** (Abbildung 5-11)

Abbildung 5-11: Installierte Leistung Windenergie an Land



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf den in Tabelle 2-1 genannten Studien

- gehen im Jahr 2030 vier Szenarien von etwa 80 GW aus (alle BMWi Langfrist 3-Szenarien, 80 GW; Agora KND 2045, 81 GW). Dies liegt über dem Ausbauziel des EEG 2021 von 71 GW. In vier Szenarien liegen die Kapazitäten bei etwa 90-100 GW (dena Leit KN100, 92 GW; BEE 2030, 95 GW; BDI Pfade 2.0, 98 GW; UBA GreenSupreme, 103 GW). Drei Szenarien weisen etwa 120-140 GW aus (ISE Wege 65/100, 119 GW; Ariadne Remind-Mix, 131 GW; Ariadne Remind-Elek-DE, 139 GW).⁷³
- variiert zum Zeitpunkt der (fast) vollständigen Dekarbonisierung die installierte Leistung in sechs Szenarien zwischen 110 und 155 GW. Fünf Szenarien liegen mit 180 GW (BDI Pfade 2.0), etwa

⁷³ In den Ariadne-Szenarien liegt *zusätzlich* eine Bottom-Up-Berechnung (Modell energyANTS) der Ausbaupotenziale erneuerbarer Energien vor. Für Windenergie an Land ermittelt energyANTS für das Jahr 2030 etwa 2.870-2.940 Vollbenutzungsstunden (2045: 3.100-3.250 Stunden) und eine obere Grenze für die installierte Leistung von 98,3 GW (2045: 180 GW). In den Ergebnissen von Remind-Mix sind für das Jahr 2030 312 TWh Stromerzeugung aus Wind an Land (Remind-Elek-DE: 328 TWh) und 131 GW installierte Leistung angegeben (Remind-Elek-DE: 139 GW), was rechnerisch 2.381 Vollbenutzungsstunden entspricht (Remind-Elek-DE: 2.365 Vollbenutzungsstunden). Für das Jahr 2045 sieht Remind-Mix 582 TWh (Remind-Elek-DE: 726 TWh) und 218 GW (Remind-Elek-DE: 274 GW), was rechnerisch 2.674 Vollbenutzungsstunden entspricht (Remind-Elek-DE: 2.646 Stunden). Für die vorliegende Tabelle wird auf die installierten Leistungen in den Remind-Szenarien aus der Datendokumentation zurückgegriffen. Für die Jahre 2030 und 2045 überschreiten hier die installierte Leistung und das Energiedargebot die Werte aus energyANTS. Die Vollbenutzungsstunden unterschreiten die Werte aus energyANTS.

220 GW (Ariadne Remind-Mix, 218 GW; DIW 100, 218 GW; ISE Wege 65/100, 221 GW) und 274 GW (Ariadne Remind-Elek-DE) deutlich darüber.

In Kombination mit der Jahresenergie (vgl. Kapitel 5.2.2) ergeben sich aus den installierten Leistungen folgende Vollbenutzungsstunden der Windenergie an Land (Tabelle 5-5). Sofern Annahmen zu Vollbenutzungsstunden in der jeweiligen Studie explizit getroffen werden, sind diese berichtet, ansonsten die errechneten Werte aus Jahresenergie und installierter Leistung. Die Spannbreite reicht von etwas über 1.900 bis über 3.500 Stunden, wobei in den meisten Szenarien ein teilweise deutlich ansteigender Trend auszumachen ist. Einige Szenarien (Agora KND 2045, BEE 2030) legen deutlich konservativere Werte zugrunde, die näher an der Zahl des Jahres 2020 liegen. Andere Szenarien gehen hingegen von einer deutlichen Steigerung aus (UBA GreenSupreme, BMWi Langfrist 3-Szenarien, Ariadne-Szenarien).

Tabelle 5-5: Vollbenutzungsstunden der Windenergie an Land

	2020	2030	2040	2045	2050
Agora KND 2045 ^a		1932	2050	2150	
BMWi Langfrist 3 Strom ^b		2550	2766		2667
BMWi Langfrist 3 PtX ^b		2548	2977		2943
BMWi Langfrist 3 H ₂ ^b		2555	2770		2667
BEE 2030 ^{a,f}		3000			
DIW 100 ^c			3520		
EWG 100 ^c	1905	2830			
ISE Wege 65/100 ^c		2148	2390		2667
UBA GreenSupreme ^d		2658	3078		3321
BDI Pfade 2.0 ^d		2122		2444	
dena Leit KN100 ^d		2351		2444	
Ariadne Remind-Mix ^e		2381	2666	2674	
Ariadne Remind-Elek-DE ^e		2365	2588	2646	

Quelle: Eigene Berechnung basierend auf den in Tabelle 2-1 genannten Studien, BMWi (2021)

Hinweise: auf ganze Zahlen gerundet. Vollbenutzungsstunden errechnet als Quotient der jährlichen Energiemenge und der installierten Leistung

^a Wert aus Studie

^b berechneter Wert, basiert auf der Stromerzeugung vor Abregelung

^c berechneter Wert, unklar, ob Netto- oder Bruttostromerzeugung; Rolle der Abregelung unklar

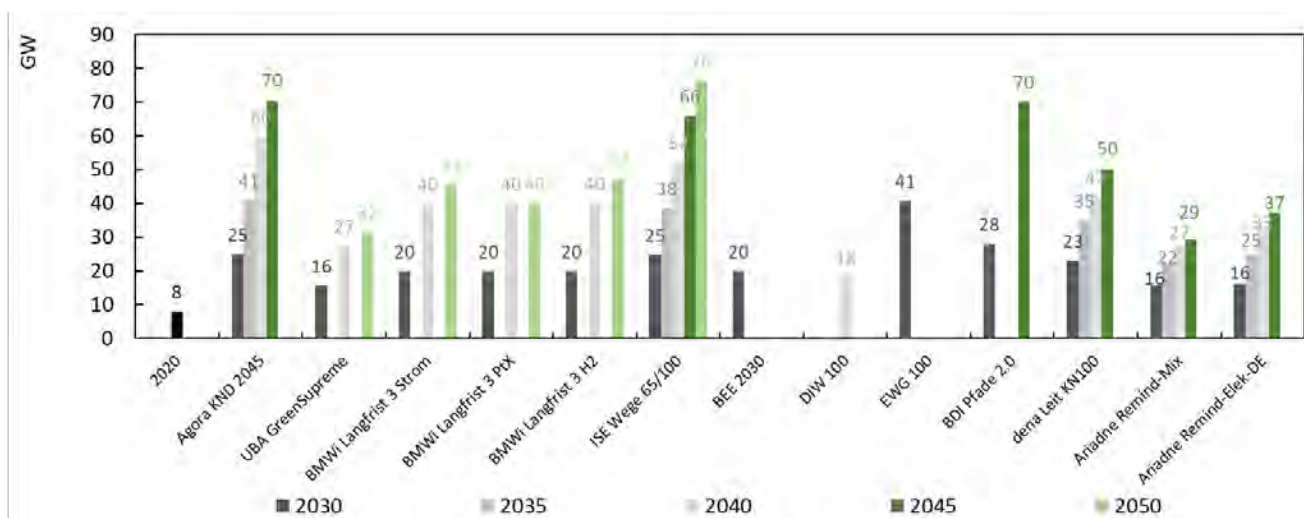
^d berechneter Wert, basiert auf der Nettostromerzeugung, Rolle der Abregelung unklar

^e berechneter Wert, basiert auf Bruttostromerzeugung, Rolle der Abregelung unklar. Für weitere Informationen, siehe Fußnote 73.

^f BEE 2030 weist als Annahme für Windenergie an Land 3000 Vollbenutzungsstunden auf. Allerdings werden nur 203 TWh Strom (vor Abregelung 214 TWh) mit 95 GW installierter Leistung erzeugt, was rechnerisch maximal etwa 2250 Vollbenutzungsstunden entspricht.

Für **Windenergie auf See** (Abbildung 5-12)

- gehen für das Jahr 2030 vier Szenarien vom aktuellen Ausbauziel von 20 GW aus (alle BMWi Langfrist 3-Szenarien, BEE 2030). Drei Szenarien (Ariadne-Szenarien, UBA GreenSupreme) liegen mit 16 GW darunter, vier Szenarien mit 23 GW (dena Leit KN100), 25 GW (Agora KIND 2045, ISE Wege 65/100) bzw. 28 GW (BDI Pfade 2.0) darüber.
- variiert zum Zeitpunkt der (fast) vollständigen Dekarbonisierung die installierte Leistung in den meisten Szenarien zwischen etwa 30 und 50 GW, was um das aktuelle Ausbauziel von 40 GW liegt. Drei Szenarien liegen mit etwa 70-75 GW deutlich darüber (Agora KIND 2045, ISE Wege 65/100, BDI Pfade 2.0). Ein Szenario geht von unter 20 GW aus (DIW 100). Hier werden erneuerbare Energien eher lastnah ausgebaut.⁷⁴

Abbildung 5-12: Installierte Leistung Windenergie auf See

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf den in Tabelle 2-1 genannten Studien

In Kombination mit der Jahresenergie (vgl. Kapitel 5.2.2) ergeben sich aus den installierten Leistungen folgende Vollbenutzungsstunden der Windenergie auf See (Tabelle 5-6). Sofern Annahmen zu Vollbenutzungsstunden in der jeweiligen Studie explizit getroffen werden, sind diese berichtet, ansonsten die errechneten Werte aus Jahresenergie und installierter Leistung. Die Spannweite reicht von etwas über 3.800 bis über 5.000 Stunden. Ein über die Zeit ansteigender Trend ist über die Szenarien nicht konsistent auszumachen. Insbesondere legen einige Szenarien eher konservative Werte von unter oder um 4.000 Stunden zugrunde (Agora KIND 2045, Ariadne-

⁷⁴ In den Ariadne-Szenarien liegt *zusätzlich* eine Bottom-Up-Berechnung (Modell energyANTS) der Ausbaupotenziale erneuerbarer Energien vor. Für Windenergie auf See ermittelt energyANTS für das Jahr 2030 etwa 3.900-3.925 Vollbenutzungsstunden (2045: 3.675-3.780 Stunden) und eine obere Grenze für die installierte Leistung von 25 GW (2045: 56 GW). In den Ergebnissen von Remind-Mix sind für das Jahr 2030 62 TWh Stromerzeugung aus Wind auf See (Remind-Elek-DE: 64 TWh) und jeweils 16 GW installierte Leistung angegeben, was rechnerisch jeweils etwa 3.965 Vollbenutzungsstunden entspricht. Für das Jahr 2045 sieht Remind-Mix 114 TWh (Remind-Elek-DE: 143 TWh) und 29 GW (Remind-Elek-DE: 37 GW), was rechnerisch 3.910 Vollbenutzungsstunden entspricht (Remind-Elek-DE: 3.815 Stunden). Für die vorliegende Tabelle wird auf die installierten Leistungen in den Remind-Szenarien aus der Datendokumentation zurückgegriffen. Für die Jahre 2030 und 2045 unterschreiten hier die maximale installierte Leistung und das Energiedargebot die Werte aus energyANTS. Die Vollbenutzungsstunden überschreiten die Werte aus energyANTS jeweils leicht.

Szenarien, DIW 100, BEE 2030, dena Leit KN 100). Andere Szenarien gehen hingegen von einem höheren Dargebot von etwa 4.200-4.400 Stunden (BMW Langfrist 3-Szenarien, EWG 100, UBA GreenSupreme) oder noch deutlich mehr (ISE Wege 65/100) aus.

Tabelle 5-6: Vollbenutzungsstunden der Windenergie auf See

	2020	2030	2040	2045	2050
Agora KND 2045 ^a		3800	3800	3725	
BMW Langfrist 3 Strom ^b		4221	4310		4360
BMW Langfrist 3 PtX ^b		4210	4303		4353
BMW Langfrist 3 H ₂ ^b		4221	4310		4362
BEE 2030 ^{af}		4600			
DIW 100 ^c			3986		
EWG 100 ^c	3524	4187			
ISE Wege 65/100 ^c		4403	4688		5008
UBA GreenSupreme ^d		4571	4372		4167
BDI Pfade 2.0 ^d		3786		4171	
dena Leit KN100 ^d		4048		3980	
Ariadne Remind-Mix ^e		3965	3926	3910	
Ariadne Remind-Elek-DE ^e		3964	3863	3815	

Quelle: Eigene Berechnung basierend auf den in Tabelle 2-1 genannten Studien, BMWi (2021)

Hinweise: auf ganze Zahlen gerundet. Vollbenutzungsstunden errechnet als Quotient der jährlichen Energiemenge und der installierten Leistung

^a Wert aus Studie

^b berechneter Wert, basiert auf der Stromerzeugung vor Abregelung

^c berechneter Wert, unklar, ob Netto- oder Bruttostromerzeugung; Rolle der Abregelung unklar

^d berechneter Wert, basiert auf der Nettostromerzeugung, Rolle der Abregelung unklar

^e berechneter Wert, basiert auf Bruttostromerzeugung, Rolle der Abregelung unklar

^f BEE 2030 weist als Annahme für Windenergie auf See 4600 Vollbenutzungsstunden auf. Allerdings werden nur 82 TWh Strom (vor Abregelung 86 TWh) mit 20 GW installierter Leistung erzeugt, was rechnerisch maximal 4300 Vollbenutzungsstunden entspricht.

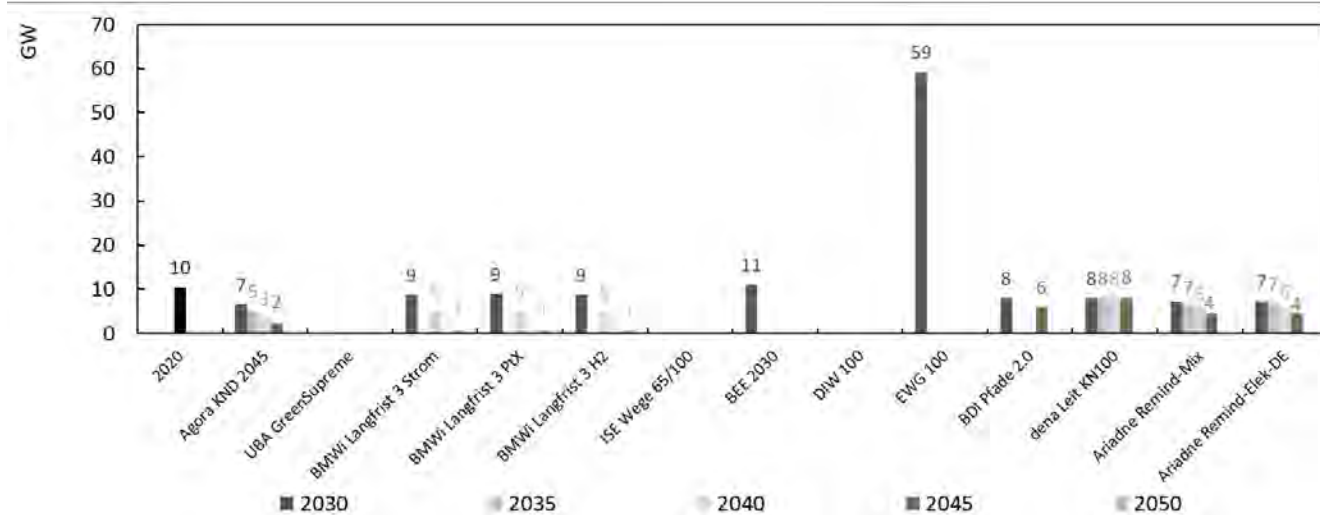
Für Bioenergie (Abbildung 5-13) ⁷⁵

- sinken bis zum Jahr 2030 die installierten Leistungen in den meisten Szenarien moderat auf 6 bis 9 GW. ISE Wege 65/100 sieht gar keine Bioenergie mehr vor.
- sinken bis zum Zeitpunkt der (fast) vollständigen Dekarbonisierung die Kapazitäten in den meisten Szenarien weiter, auf um 2 GW oder darunter. Zwei Szenarien kommen ohne Bioenergie aus (ISE

⁷⁵ Agora KND 2045 schließt den biogenen Anteil des Mülls explizit von der installierten Leistung aus. Bei den anderen Szenarien ist dies nicht eindeutig vermerkt.

Wege 65/100, DIW 100). Zwei Szenarien gehen von 4 GW (Ariadne-Szenarien), eines von 6 GW (BDI Pfade 2.0) und eines von 8 GW (dena Leit KN100) aus, ein Szenario (EWG 100) von einem deutlichen Wachstum auf fast 60 GW.

Abbildung 5-13: Installierte Leistung Bioenergie



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf den in Tabelle 2-1 genannten Studien

5.3.2 Installierte Leistung von Kohle- und Gaskraftwerken

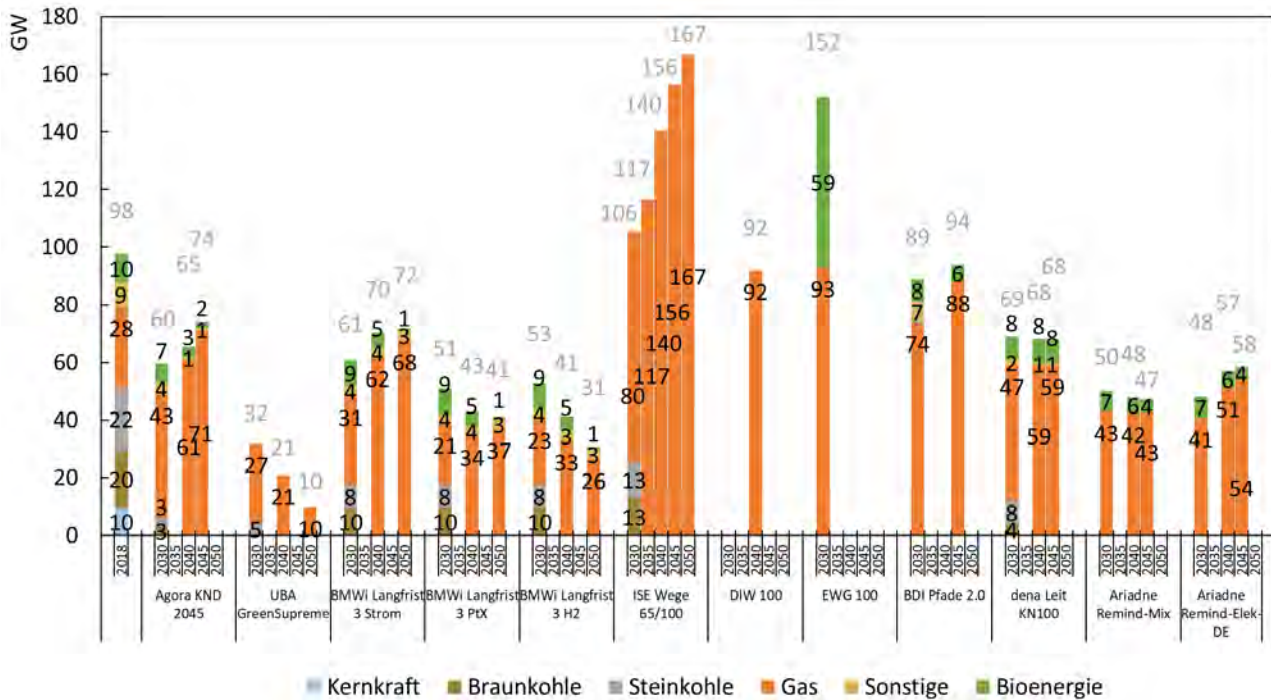
Mit dem Rückgang der Erzeugung fossilen Stroms gehen auch die entsprechenden Kapazitäten zurück – und somit der hierauf entfallende Anteil gesicherter Leistung. Zum Vergleich: Zu Beginn des Jahres 2018 umfasste der Kraftwerkspark in Deutschland etwa 10 GW Kernkraft-, 20 GW Braunkohle-, 22 GW Steinkohle-, 28 GW Erdgas- (inklusive kleiner KWK-Anlagen), 10 GW Bio-Energie-Kraftwerke und 9 GW sonstige fossile Kraftwerke.⁷⁶ Hinzu kamen zu Beginn des Jahres etwa 1 GW Braunkohlekraftwerke in der Sicherheitsbereitschaft.

Bei der **Kohle** liegt – abgesehen von einem Szenario (ISE Wege 65/100, je 13 GW Braun- und Steinkohle) - die installierte Leistung der Kraftwerke im Jahr 2030 bei oder unterhalb der Ziele des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes von 8 GW Steinkohle und 9 GW Braunkohle (Abbildung 5-14).⁷⁷ Mit insgesamt 6 bzw. 5 GW liegt sie in zwei Szenarien deutlich darunter (Agora KND 2045, UBA GreenSupreme). Fünf Szenarien (Ariadne-Szenarien, BDI Pfade 2.0, BEE 2030, EWG 100) gehen von einem kompletten Kohleausstieg vor 2030 aus. Für die Stützjahre nach 2030 sieht – abgesehen von dena Leit KN100 mit 3 GW Steinkohle im Jahr 2035 – kein Szenario mehr Kohlekraftwerke vor. So ist etwa auch im Agora KND 2045-Szenario im Jahr 2030 die Kohleverstromung bereits sehr weitgehend reduziert.

⁷⁶ Die angegebene Gesamtleistung umfasst Kraftwerke am Strommarkt, Kraftwerke in der Netzreserve und vorübergehend vom Netz genommene Kraftwerke.

⁷⁷ Die BMWi Langfrist 3-Szenarien weisen für 2030 10 GW Braunkohle auf. Es ist jedoch unklar, ob dieser Wert dem Jahresanfang, -mittel oder -ende entspricht.

Abbildung 5-14: Installierte Leistung thermischer Kraftwerke (inklusive Kernkraft und Bioenergie)



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf den in Tabelle 2-1 genannten Studien

Neben Kohlekraftwerken bieten **Gaskraftwerke**, welche (fossiles) Methan oder Wasserstoff verstromen, gesicherte Leistung. Ihre Rolle variiert in den Szenarien teilweise deutlich (Abbildung 5-14).⁷⁸

- Vier Szenarien gehen bis 2030 von sinkenden, stagnierenden oder leicht wachsenden Kapazitäten aus, zwischen etwa 20 und 30 GW (BMWi Langfrist 3-Szenarien, 21-31 GW; UBA GreenSupreme, 27 GW). Bei vier Szenarien steigen sie moderat auf Werte um 45 GW an (Ariadne Remind-Elek-DE, 41 GW; Agora KND 2045, 43 GW; Ariadne Remind-Mix, 43 GW; dena Leit KN100, 47 GW), in zwei Szenarien deutlich auf 75-80 GW (BDI Pfade 2.0, 74 GW; ISE Wege 65/100, 80 GW).
- Zum Zeitpunkt der (fast) vollständigen Dekarbonisierung gehen drei Szenarien (BMWi Langfrist 3 PtX und H₂, UBA GreenSupreme) weiterhin von fallenden, stagnierenden oder leicht steigenden Kapazitäten aus, zwischen 10 und 43 GW. Die übrigen Szenarien geben, zum Teil deutlich, steigende Kapazitäten an. So liegen diese zum Zeitpunkt der (fast) vollständigen Dekarbonisierung zwischen 54 und 93 GW, bei einem Szenario (ISE Wege 65/100) sogar bei 167 GW.

Hierbei wird nur in den Ariadne-Szenarien, den BMWi Langfrist 3-Szenarien und dena Leit KN100 explizit zwischen Methan (fossil oder strombasiert) und Wasserstoff als Brennstoff differenziert. Der Übergang von Methan zu Wasserstoff verläuft dabei graduell. In den BMWi-Langfristszenarien sind methanbasierte Kraftwerke im Jahr 2030 noch deutlich dominant; auch im Jahr 2040 spielen sie

⁷⁸ BEE 2030 verfolgt einen methodischen Ansatz, der keine expliziten Kapazitäten von brennstoffbasierten Kraftwerken vorsieht. Implizit wird jedoch davon ausgegangen, dass Gaskraftwerke vorhanden sind.

noch eine relevante Rolle. Im Jahr 2050 basieren alle Gaskraftwerke auf Wasserstoff. In den Leit KN100 stehen im Jahr 2045 zum Zeitpunkt der (fast) vollständigen Dekarbonisierung 9 GW Methankraftwerke 50 GW wasserstofffähigen Kraftwerken gegenüber. In den Ariadne-Szenarien sind im Jahr 2030 noch mehr Methan- als Wasserstoffkraftwerke installiert (Remind-Mix: 27 GW Methan, 16 GW Wasserstoff; Remind-Elek-DE: 23 GW Methan, 18 GW Wasserstoff). Ab dem Jahr 2040 sind nur noch Wasserstoffkraftwerke im System. In den übrigen Szenarien ist keine solche Unterscheidung zu finden. Brennstoffzellen spielen in keinem Szenario eine Rolle.

Bioenergie spielt in keinem Szenario, abgesehen von EWG 100 (59 GW zum Zeitpunkt der vollständigen Dekarbonisierung), eine zentrale Rolle. Die installierte Leistung nimmt kontinuierlich ab und erreicht in den meisten Szenarien maximal 4 GW zum Zeitpunkt der (fast) vollständigen Dekarbonisierung. In zwei Szenarien liegt sie mit 6 GW (BDI Pfade 2.0) bzw. 8 GW (dena Leit KN100) etwas darüber.⁷⁹

5.3.3 Flexibilität: Pump- und Batteriespeicher

Neben der Flexibilisierung der Nachfrage selbst, zu der an dieser Stelle kein Vergleich der untersuchten Studien angestellt werden soll, können Pump- und Batteriespeicher zur gesicherten Leistung beitragen. Zudem stellen sie zeitliche Flexibilität zur Verfügung, um das Dargebot fluktuierender erneuerbarer Energien mit der Stromnachfrage anzugleichen. Tabelle 5-7 fasst die vorgesehene netzverfügbare Leistung (in GW) in den Szenarien zusammen.⁸⁰ Insgesamt ist es in den Szenarien nicht eindeutig dokumentiert, ob und inwieweit Batterien in batterieelektrischen Fahrzeugen und in Haushalten jeweils in die Zählungen aufgenommen sind oder nicht.

- Bei Pumpspeichern gehen die Szenarien auch für die Zukunft etwa vom heutigen Niveau aus. Die 15 GW in UBA GreenSupreme umfassen auch Wasserkraftwerke mit natürlichem Zufluss, die nicht gesondert ausgewiesen sind. In den Ariadne-Szenarien sind Pumpspeicher nicht gesondert ausgewiesen.
- Bei Batteriespeichern gehen vier Szenarien (BMW Langfrist 3-Szenarien, UBA GreenSupreme) von einer langfristigen Stagnation etwa auf dem Niveau des Jahres 2020 aus. Sieben Szenarien (Agora KND 2045, Ariadne-Szenarien, BDI Pfade 2.0, DIW 100, EWG 100, dena Leit KN100) sehen dagegen ein, teilweise merkliches, Wachstum. Insbesondere die Ariadne-Szenarien stechen mit um 60 GW im Jahr 2030 und deutlich über 100 GW zum Zeitpunkt der Dekarbonisierung heraus. Hier liegt auch ein, explizit angegebenes, besonders hohes Verhältnis von Energie zu Leistung von 6 Stunden vor.

⁷⁹ In BDI Pfade 2.0 sind im Jahr 2045 6 GW Bioenergiekraftwerke installiert; es wird aber keine Stromerzeugung aus ihnen ausgewiesen.

⁸⁰ BEE 2030 betrachtet Speicher nur implizit und gibt keine installierten Leistungen an. ISE Wege 65/100 gibt nur eine Speicherenergie in GWh an. Diese beträgt insgesamt 84 GWh im Jahr 2030 und 227 GWh zum Zeitpunkt der vollständigen Dekarbonisierung im Jahr 2050.

Tabelle 5-7: Leistung (Ausspeichern) der netzverfügbaren Batterie- und Pumpspeicher (in GW)

	2030		Zeitpunkt der vollständigen Dekarbonisierung	
	Batterien	Pumpspeicher	Batterien	Pumpspeicher
Agora KND 2045	2	7	52	7
BMWi Langfrist 3 Strom	0,5	7	0,5	7
BMWi Langfrist 3 PtX	0,5	7	0,5	7
BMWi Langfrist 3 H ₂	0,5	7	0,5	7
DIW 100			27	9
EWG 100 ^c			46	
UBA GreenSupreme ^a	0	15	0	15
BDI Pfade 2.0 ^b	12	9	30	9
dena Leit KN100	2	10	15	10
Ariadne Remind-Mix ^c	59		119	
Ariadne Remind-Elek-DE ^c	64		151	

Quelle: Eigene Zusammenstellung basierend auf den in Tabelle 2-1 genannten Studien.

Hinweise: auf ganze Zahlen bzw. eine Dezimalstelle gerundet.

^a Enthalten auch Speicherkraftwerke mit natürlichem Zufluss

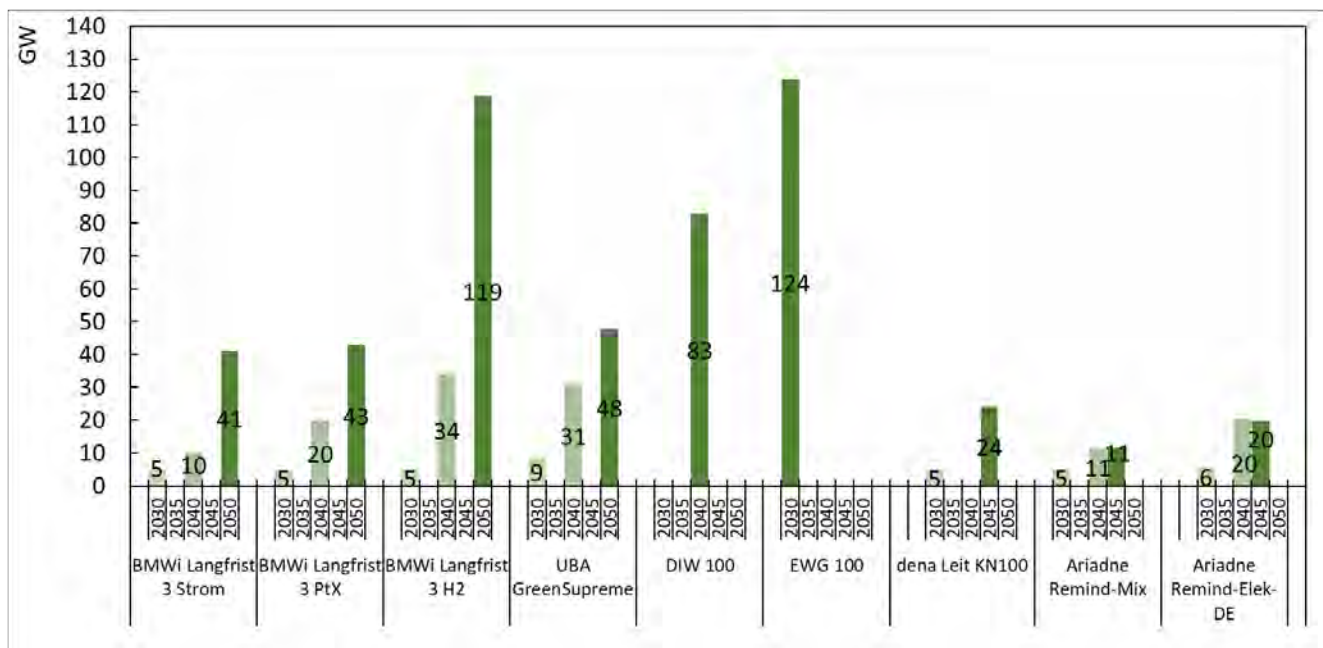
^b Bei Pumpspeichern keine Veränderung gegenüber 2020 angenommen

^c Keine expliziten Angaben zu Pumpspeichern.

5.3.4 Kapazitäten der Elektrolyseure

Zusammen mit dem höheren Bedarf an grünem Wasserstoff werden in den Szenarien die Kapazitäten der inländischen Elektrolyseure ausgebaut. Abbildung 5-15 zeigt eine Übersicht über die vorgesehenen Leistungen in den Szenarien, die hierzu explizite Angaben machen. Insgesamt fällt ein deutlicher Ausbau auf, der jedoch über die Szenarien hinweg uneinheitlich ist. Insbesondere zum Zeitpunkt der (fast) vollständigen Dekarbonisierung variieren die Kapazitäten zwischen 11-20 GW (Ariadne-Szenarien), knapp 25 GW (dena Leit KN 100, 24 GW), 40-50 GW (BMW Langfrist 3 Strom, 41 GW; PtX, 43 GW; UBA GreenSupreme, 48 GW), über 80 GW (DIW 100, 83 GW) und um 120 GW (BMW Langfrist 3 H₂, 119 GW; EWG 100, 124 GW).

Abbildung 5-15: Installierte Leistung der Elektrolyseure in Deutschland



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf den in Tabelle 2-1 genannten Studien

5.4 Ausbau der Stromnetze

Neben dem zeitlichen ist auch der räumliche Ausgleich bedeutsam, um hohe Anteile von Strom aus Windenergie und PV nutzbar zu machen. Die Szenarien behandeln hierbei das inländische Stromnetz in unterschiedlicher Tiefe. Ein Vergleich der Befunde ist daher schwierig:

- Fünf Szenarien betrachten die Stromnetze nicht explizit (Agora KND 2045, BDI Pfade 2.0, BEE 2030, ISE Wege 65/100, UBA GreenSupreme), gehen teilweise aber von Netzverlusten als Teil der Stromnachfrage aus. ISE Wege 65/100 berichtet zudem von einer Erhöhung der Grenzkuppelkapazität von 17 auf 40 GW bis 2050. Ein Szenario (BDI Pfade 2.0) sieht einen deutlich beschleunigten Ausbau des Übertragungsnetzes vor, ohne diesen jedoch explizit mit den sonstigen Befunden zu verknüpfen.
- Ein Szenario geht von einer Zweiteilung Deutschlands in eine nördliche und eine südliche Strompreiszone aus (EWG 100). Hierbei steigt die Übertragungskapazität zwischen den beiden

Strompreiszonen von angenommenen knapp 9 GW heute auf 16,5 GW bei erneuerbarer Vollversorgung.

- Fünf Szenarien betrachten den Ausbau der Stromnetze im Zusammenhang mit der räumlichen Entwicklung von Erzeugung und Nachfrage. Ein Szenario (dena Leit KN100) ermittelt hierbei den Netzausbaubedarf im Anschluss an die Modellierung von Stromangebot und -nachfrage. Vier Szenarien untersuchen explizit die Abwägung zwischen dem räumlichen Ausbau der erneuerbaren Energien und dem Ausbau der Stromnetze (BMW Langfrist 3-Szenarien, DIW 100).
 - In den BMW Langfrist 3-Szenarien kommt bis 2030 zum ohnehin geplanten Netzausbau nochmals etwa dasselbe Volumen an Netzausbau hinzu.⁸¹ Ein vergleichbares Volumen wird wiederum bis 2050 zusätzlich benötigt. Hinzu kommt etwa eine Verdreifachung der Leistung der Grenzkuppelstellen auf 80-100 GW im Jahr 2050. Die Gründe für den Netzausbau sind sowohl der räumliche Ausgleich in Deutschland als auch der Transit im Rahmen der europäischen Einbindung.
 - In DIW 100 führt die explizite Abwägung von räumlichem Ausbau der erneuerbaren Energien und dem Netzausbau zu einer insgesamt lastnahen Erzeugung und einem geringeren Netzausbaubedarf. Im Gegenzug wären vor allem die Investitionen in Windenergie auf See deutlich höher, wenn die Netzplanung bei der Planung der Erzeugung nicht betrachtet würde, wie in einem entsprechenden Alternativszenario ausgewiesen wird.
 - Für das Übertragungsnetz ermittelt dena Leit KN100 gegenüber dem Zielnetz des Jahres 2035 des Szenarios B des Netzentwicklungsplanes (NEP) 2021 bereits für 2030 einen zusätzlichen Ausbaubedarf von etwa 2700 Leitungskilometern im Wechselspannungsnetz (etwa 40 %). Für das Gleichspannungsnetz sowie das Offshore-Netz ist kein Ausbaubedarf gegenüber dem NEP ermittelt. Für das Jahr 2045 ist eine Erhöhung der Leitungslänge im Wechselspannungsnetz gegenüber dem NEP 2021 von etwa 8200 km berechnet. Auch für das Offshore-Netz wird ein gegenüber dem NEP zusätzlicher Investitionsbedarf von 25 % (ca. 14 Milliarden Euro) gesehen. Ebenso weist dena Leit KN100 einen deutlichen Investitionsbedarf für den Ausbau der Verteilnetze aus.

5.5 Erzeugung netzgebundener Wärme

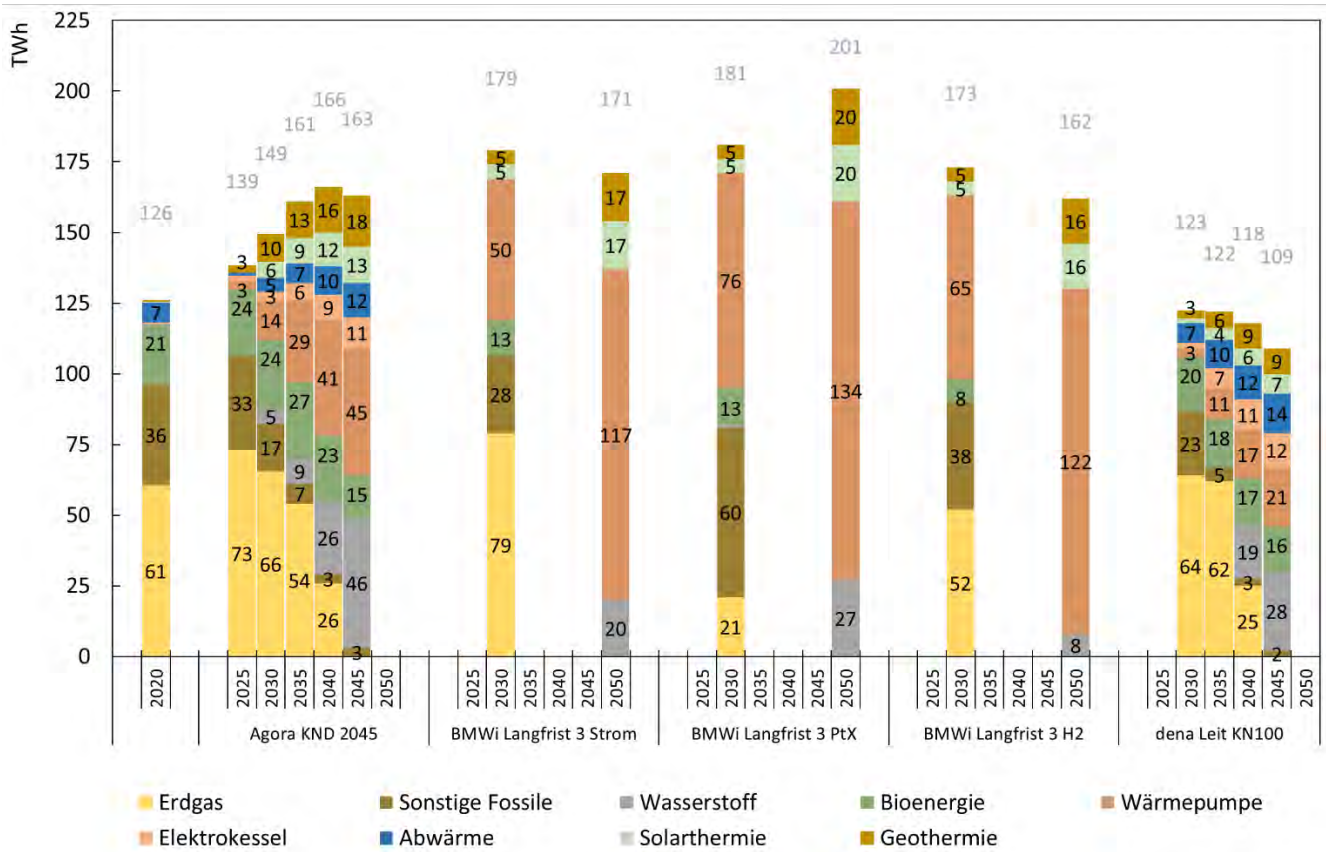
Die Dekarbonisierung der Energiewirtschaft erfordert auch eine Dekarbonisierung der Fernwärme. Einige Szenarien beinhalten dezidiert auch die Fernwärmeversorgung und weisen explizite Ergebnisse aus (Abbildung 5-16).⁸² Zum Vergleich: Im Jahr 2020 betrug die leitungsgebundene Nettoerzeugung insgesamt 126 TWh, davon 61 TWh aus Erdgas, knapp 25 TWh aus Steinkohle, knapp 8 TWh aus Braunkohle, gut 12 TWh aus nicht biogenem Abfall und etwas über 1 TWh aus Mineralöl. Biomasse und der biogene Anteil des Siedlungsabfalls trugen knapp 12 bzw. knapp 10 TWh bei, Geo- und Solarthermie zusammen 1 TWh und sonstige Quellen ebenfalls etwa 1 TWh (BDEW 2020).⁸³

⁸¹ Bis 2030 wird ein Mindest-Ausbau von 18700 Stromkreiskilometern vorgegeben. Der zusätzliche Ausbau beträgt je nach Szenario zwischen 15100 und 21300 km.

⁸² Die Ariadne-Szenarien umfassen auch die Bereitstellung von Fernwärme; jedoch sind keine absoluten Zahlen für den Mix berichtet. Sie werden daher im Folgenden nicht erörtert. Es dominiert in jedem Fall langfristig die elektrische Bereitstellung der Fernwärme durch Wärmepumpen und elektrische Heizelemente.

⁸³ Diese Zahl enthält ebenfalls die Erzeugung netzgebundener Wärme aus kleinen Anlagen unter 1 MW.

Abbildung 5-16: Erzeugung von Fernwärme aus verschiedenen Quellen



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf den in Tabelle 2-1 genannten Studien

Insgesamt steigt die Erzeugung von **Fernwärme** bis 2030 in den meisten Szenarien an; in einem Szenario auf etwa 150 TWh (Agora KND 2045), in drei Szenarien (BMWi Langfrist 3-Szenarien⁸⁴) auf etwa 180 TWh. Bei einem Szenario (dena Leit KN100) geht sie hingegen leicht auf 124 TWh zurück. Bis zum Zeitpunkt der (fast) vollständigen Dekarbonisierung weisen die Szenarien einen unterschiedlichen Verlauf auf. Ein Szenario (dena Leit KN100) sieht einen weiteren Rückgang des Gesamtvolumens auf 109 TWh. Drei Szenarien erreichen etwa 160 TWh (BMWi Langfrist 3 H₂, Agora KND 2045) bis 170 TWh (BMWi Langfrist 3 Strom). Ein Szenario weist eine besonders hohe Fernwärmeerzeugung von über 200 TWh aus (BMWi Langfrist 3 PtX).

Die Einspeisung von **fossil erzeugter Fernwärme** aus Erdgas, Kohle oder anderen fossilen Energieträgern

- beträgt im Jahr 2030 in vier Szenarien zwischen etwa 80 und 90 TWh (Agora KND 2045, dena Leit KN100,⁸⁵ BMWi Langfrist 3 PtX und H₂⁸⁶), in einem Szenario fast 110 TWh (BMWi Langfrist

⁸⁴ Einzelne Angaben zu den BMWi Langfrist 3-Szenarien sind aus einer Abbildung geschätzt.

⁸⁵ Für dena Leit KN100 wird für alle Jahre unterstellt, dass die Fernwärmeerzeugung aus Abfall je zur Hälfte mit fossilem und biogenem Abfall befeuert wird. Zudem wird unterstellt, dass sämtliches Methan fossilen Ursprungs ist.

⁸⁶ Für die BMWi Langfrist 3-Szenarien wird unterstellt, dass die Fernwärmeerzeugung aus Abfall im Jahr 2030 je zur Hälfte mit fossilem und biogenem Abfall befeuert wird.

3 Strom).⁸⁷ Gegenüber etwa 100 TWh im Jahr 2018 nimmt sie daher insgesamt entweder leicht ab oder zu. Die Rolle von fossilem Erdgas wird dabei unterschiedlich gesehen, die Erzeugung variiert zwischen etwa 20 TWh (BMWi Langfrist 3 PtX), 50 TWh (BMWi Langfrist 3 H₂), etwa 65 TWh (Agora KND 2045, dena Leit KN100) und 80 TWh (BMWi Langfrist 3 Strom). Gegenüber etwa 60 TWh im Jahr 2018 bleibt die Rolle von Erdgas in der Fernwärme daher in vier Szenarien etwa konstant oder nimmt zu. Dies liegt vor allem am Rückgang der Kohlenutzung verbunden mit einer Ausweitung der Fernwärme insgesamt.

- ist zum Zeitpunkt der (fast) vollständigen Dekarbonisierung nur noch in zwei Szenarien relevant. Hier wird eine geringe Menge Fernwärme aus nicht-biogenem Abfall erzeugt (dena Leit KN100, 2 TWh; Agora KND 2045, 3 TWh).

Die **Fernwärmeerzeugung aus Wasserstoff** spielt im Jahr 2030 in nur einem Szenario eine, wenn auch untergeordnete, Rolle (Agora KND 2045, 5 TWh). Zum Zeitpunkt der (fast) vollständigen Dekarbonisierung variiert die Erzeugung zwischen unter 10 TWh (BMWi Langfrist 3 H₂), zwischen 20 und 30 TWh (BMWi Langfrist 3 PtX und Strom, dena Leit KN100) und über 45 TWh (Agora KND 2045). In den BMWi Langfrist 3-Szenarien Strom und PtX sind hiervon jeweils 13 TWh aus KWK-Anlagen. In Agora KND 2045 stammt ebenfalls ein Teil der Fernwärme aus Wasserstoff-KWK-Anlagen. Zusammen mit der sinkenden Einspeisung aus fossil befeuerten Heizkraftwerken vermindert sich somit langfristig, spätestens nach 2030, die Rolle der KWK, die insbesondere dann benötigt wird, wenn nur wenig erneuerbarer Strom im Netz ist.

Die **Fernwärmeerzeugung aus Bioenergie und biogenem Abfall** sinkt in allen Szenarien langfristig ab.⁸⁸ Im Jahr 2030 variiert sie zwischen knapp um 10 TWh (BMWi Langfrist 3-Szenarien)⁸⁹ und etwa 20-25 TWh (Agora KND 2045, dena Leit KN100).⁹⁰ Zum Zeitpunkt der (fast) vollständigen Dekarbonisierung spielt sie in den BMWi Langfrist 3-Szenarien kaum noch eine Rolle. In Agora KND 2045 bleibt die Nutzung von Biomasse etwa konstant, jedoch sinkt der Einsatz von biogenem Abfall deutlich ab. Ebenso wie in dena Leit KN100 summiert sich die Erzeugung auf etwa 15 TWh.

Die **Fernwärmeerzeugung aus Wärmepumpen und Elektrokesseln** ist in fast allen Szenarien langfristig am wichtigsten. Im Jahr 2030 variiert sie zwischen 7 TWh (dena Leit KN100), knapp 20 TWh (Agora KND 2045) und 50 bis 75 TWh (BMWi Langfrist 3-Szenarien). Zum Zeitpunkt der (fast) vollständigen Dekarbonisierung werden in den BMWi Langfrist 3-Szenarien mit etwa 120-130 TWh zwei Drittel bis drei Viertel der Fernwärme durch Wärmepumpen erzeugt. Bei Agora KND 2045 ist die Erzeugung mit 45 TWh (Wärmepumpen) bzw. 11 TWh (Elektrokessel) geringer, bei dena Leit KN100 mit 21 TWh (Wärmepumpen) bzw. 12 TWh (Elektrokessel) noch geringer.

Die **Fernwärmeerzeugung aus Abwärme** wird nur in Agora KND 2045 und dena Leit KN100 explizit betrachtet. Sie beträgt dort etwa 5 bzw. 7 TWh im Jahr 2030 und 11 bzw. 12 TWh im Jahr 2045.

⁸⁷ Bei dena Leit KN100 wird nur die Fernwärmeerzeugung aus Methan angegeben. Es wird unterstellt, dass dies Erdgas ist. Dies umfasst auch einen kleinen Anteil Biomethan, der hier auch unter Erdgas berichtet ist. Zudem wird bei allen Szenarien für die Fernwärmeerzeugung aus Abfall unterstellt, dass diese je zur Hälfte biogen und nicht-biogen ist.

⁸⁸ Bei der berichteten Fernwärmeerzeugung aus Abfall wird unterstellt, dass diese zu 50 % biogenen Brennstoffen zuzuordnen ist, sofern nicht anders angegeben.

⁸⁹ Für die BMWi Langfrist 3-Szenarien wird unterstellt, dass die Fernwärmeerzeugung aus Abfall im Jahr 2030 je zur Hälfte mit fossilem und biogenem Abfall befeuert wird. Der Wert für die übrige Bioenergie wurde aus einer Graphik geschätzt.

⁹⁰ Für dena Leit KN100 wird für alle Jahre unterstellt, dass die Fernwärmeerzeugung aus Abfall je zur Hälfte mit fossilem und biogenem Abfall befeuert wird.

Die **Fernwärmeerzeugung aus Solar- und Geothermie** spielt in allen Szenarien eine wachsende Rolle. Im Jahr 2030 beträgt sie 2 TWh (Solarthermie) bzw. 3 TWh (Geothermie) in den Leit KN100, je 5 TWh in den BMWi Langfrist 3-Szenarien⁹¹ und 6 TWh (Solarthermie) bzw. 10 TWh (Geothermie) in Agora KND 2045. Zum Zeitpunkt der (fast) vollständigen Dekarbonisierung steigt die Einspeisung auf jeweils 13 TWh bis 20 TWh. Nur in den Leit KN100 ist sie mit 7 TWh (Solarthermie) bzw. 9 TWh (Geothermie) merklich geringer.

⁹¹ Wert für die BMWi Langfrist 3-Szenarien für das Jahr 2030 aus einer Graphik geschätzt.

6 Vergleich und Schlussfolgerungen

Die Szenarien erreichen (fast) alle das 65 %-Minderungsziel für THG-Emissionen im Jahr 2030, zwei (BMWi Langfrist 3 H₂, BMWi Langfrist 3 PtX) verfehlen es nur knapp. Das 108 Millionen-Tonnen-Sektorziel der Energiewirtschaft wird in allen Szenarien explizit oder implizit erfüllt. Mehrere Szenarien übererfüllen dieses Ziel, mit Emissionen von teils deutlich unter 100 Millionen Tonnen CO₂-Äqu. Langfristig zeigen alle Szenarien eine treibhausgasneutrale Energiewirtschaft auf, entweder im Jahr 2045 oder im Jahr 2050. Dabei weisen die Szenarien einige **Gemeinsamkeiten** auf:

- Zu den Gemeinsamkeiten gehört die langfristige und teilweise deutliche Erhöhung des Stromverbrauchs, spätestens nach 2030. Hierbei liegt die Stromnachfrage im Jahr 2030 in einer Spannweite von etwa 570-770 TWh und es entfallen konsistent etwa 45 bis 60 TWh auf neue Verbraucher im Verkehr (nur ein Szenario sticht, nach unten, heraus). Ab 2030 setzt zudem eine deutlich steigende Stromnachfrage für Elektrolyse ein.
- Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien steigt ebenfalls in allen Szenarien deutlich an. Im Jahr 2030 werden mindestens 440 TWh generiert, danach steigt die Erzeugung merklich an. Windenergie an Land trägt im Jahr 2030 mindestens 150 TWh bei (in einigen Szenarien auch deutlich mehr), und zum Zeitpunkt der (fast) vollständigen Dekarbonisierung mindestens etwa 300 TWh (in einigen Szenarien deutlich mehr). Windenergie auf See trägt langfristig mindestens 110-150 TWh bei (abgesehen von einem Szenario). Die Rolle der Bioenergie nimmt hingegen im Vergleich zu 2021 zumeist deutlich ab.
- Die Stromerzeugung aus fossilen Kraftwerken sinkt hingegen in allen Szenarien deutlich ab. Abgesehen von einem Szenario sehen alle Szenarien maximal 25 TWh aus Kohle im Jahr 2030 vor. Danach spielt sie keine Rolle mehr. Erdgas erzeugt im Jahr 2040 höchstens noch etwa 50 TWh. Die Stromerzeugung aus Wasserstoff und strombasierten Gasen nimmt hingegen in allen Szenarien zu.
- Alle Szenarien, die dies in ihren Berechnungen berücksichtigen, weisen aus, dass Deutschland mittelfristig bis langfristig in den meisten Jahren zum Strom-Importeur wird.
- Im Bereich Fernwärme stimmen die Szenarien überein, dass fossile Brennstoffe mittelfristig relevant bleiben werden. Ab 2030 werden Großwärmepumpen in den meisten Szenarien langfristig zur dominanten Technologie. Solarthermie und Geothermie tragen zum Zeitpunkt der Dekarbonisierung in Summe meist etwa 30-40 TWh bei. Die Rolle der Bioenergie nimmt in den meisten Szenarien gegenüber 2021, teilweise deutlich, ab.

Neben den Gemeinsamkeiten können aber auch zum Teil deutliche **Unterschiede** ausgemacht werden:

- Langfristig sehen die Szenarien deutliche Unterschiede in der Stromnachfrage. Sie variiert zum Zeitpunkt der (fast) vollständigen Dekarbonisierung zwischen etwa 750, 1.000 und 1.500 TWh. Dies ist unter anderem bedingt durch unterschiedliche Entwicklungen von Effizienz und Suffizienz sowie den Importen von Wasserstoff und wasserstoffbasierten Energieträgern, die nicht mit inländischem Strom erzeugt werden müssen.
- Entsprechend bestehen ebenso deutliche Unterschiede in der langfristigen Erzeugung erneuerbaren Stroms, die zwischen etwa 700, 900-1.000 und 1.300-1.500 TWh variiert. Hierbei

unterscheidet sich zudem der Technologiemark. Windenergie an Land liefert im Jahr 2030 zwischen etwa 150 und 320 TWh, langfristig zwischen 300 und 730 TWh. Windenergie auf See erzeugt zum Zeitpunkt der (fast) vollständigen Dekarbonisierung zwischen etwa 110 und 200 TWh oder bis zu 400 TWh. Ebenso unterschiedlich ist die Rolle der PV, mit 100 oder teilweise etwa 140-200 TWh im Jahr 2030 und langfristig 140 bis 400 TWh oder sogar über 600 TWh.

- Entsprechend wird der Kapazitätsausbau der erneuerbaren Energien über die Szenarien unterschiedlich gesehen. Im Jahr 2030 liegt die installierte Leistung der PV entweder zwischen 100 und 150 GW oder bei 200-230 GW. Zum Zeitpunkt der (fast) vollständigen Dekarbonisierung variiert sie zwischen etwa 130 und 450 GW, ein Szenario geht sogar von über 750 GW aus. Die Kapazitäten von Windenergie an Land sehen die Szenarien im Jahr 2030 bei 80 GW, 90-110 GW oder 120-140 GW; langfristig zwischen 110 und 280 GW. Ebenso weisen die Szenarien eine uneinheitliche installierte Leistung von Windenergie auf See auf: im Jahr 2030 zwischen etwa 15 und 30 GW, und zum Zeitpunkt der (fast) vollständigen Dekarbonisierung zwischen etwa 30 und 75 GW.
- Ebenso unterschiedlich sind die Annahmen zu den Vollbenutzungsstunden der erneuerbaren Energien, also dem Verhältnis von Stromangebot und installierter Leistung. Für PV liegen sie in fast allen Szenarien in einem recht engen Band von 900-1.050 Stunden. Bei Windenergie an Land variieren sie zwischen konservativen 1.900 Stunden und ambitionierten Werten um oder über 3.000 Stunden. Eine etwas geringere Spannweite weisen die Annahmen zu Windenergie auf See auf. Die Vollbenutzungsstunden liegen zwischen etwa 3.700 und 4.400 Stunden, wobei ein Szenario langfristig von noch höheren Werten ausgeht.
- Die Rolle von fossilem Erdgas im Jahr 2030 wird ebenfalls unterschiedlich gesehen, mit einer Stromerzeugung von 20-90 TWh, um 140 TWh oder 190 TWh. Hierbei spielt sowohl die Höhe der Stromnachfrage (Suffizienz, Importe) als auch das Volumen der erneuerbaren Stromerzeugung eine Rolle.
- Ebenso uneinheitlich wird die Rolle von Wasserstoff und strombasierten Gasen gesehen. Langfristig tragen sie 10-70 TWh, in einem Szenario fast 120 TWh, zur Stromerzeugung bei.
- Die installierte Leistung regelbarer Kapazitäten (inklusive Biomasse, ohne Wasserkraft und Speicher) variiert über die Szenarien. Im Jahr 2030 liegt sie bei 50-70 GW, in einigen Szenarien auch bei nur 30 oder über 100 GW. Langfristig weisen die Szenarien eine Summe zwischen 10 und 170 GW aus. Gleiches gilt für die Rolle von Pump- und Batteriespeichern. Während einige Szenarien gegenüber 2021 langfristig kein deutliches Wachstum ausweisen, sind bei anderen Szenarien zum Zeitpunkt der (fast) vollständigen Dekarbonisierung 50 GW oder bis zu 120-150 GW installiert. Allerdings ist hier die Dokumentation nicht immer eindeutig.
- Die Importe von Strom werden in den Szenarien ebenfalls unterschiedlich gesehen, von keinen bis etwa 60 TWh Importe im Jahr 2030 und langfristig zwischen etwa 20 und 130 TWh. Gleiches gilt für die Importe von Wasserstoff und strombasierten Gasen und Kraftstoffen, wobei hier Ergebnisse nicht immer ausgewiesen oder trennscharf dokumentiert sind. Für Wasserstoff schwanken im Jahr 2030 die Zahlen zwischen keinen Importen und knapp 60 TWh, zum Zeitpunkt der (fast) vollständigen Dekarbonisierung zwischen keinen, etwa 140, etwa 170 TWh und fast 400 TWh. Für strombasierte Kraftstoffe liegt die Spannweite der Importe im Jahr 2030 zwischen einer und über 60 TWh, zum Zeitpunkt der (fast) vollständigen Dekarbonisierung zwischen 160 und 370 TWh.

- Im Bereich der Fernwärme weisen die Szenarien insbesondere der Erzeugung aus Wasserstoff eine unterschiedliche Rolle zu. Zum Zeitpunkt der (fast) vollständigen Dekarbonisierung ist Wasserstoff entweder kaum relevant oder trägt bis zu einem knappen Drittel zum Fernwärmemix bei.

Da die Szenarien unterschiedliche Narrative konstruieren, hängen die Ausprägungen von Stromnachfrage und -erzeugung eng miteinander zusammen. Zentrale Einflussgrößen sind in jedem Fall die Annahmen zu Suffizienz sowie Importen von Strom und strombasierten Energieträgern. Die erneuerbaren Energien müssen inländisch in jedem Fall deutlich ausgebaut sowie die Verstromung von Kohle zügig bis 2030 reduziert werden.

Literaturverzeichnis

- AGEB - AG Energiebilanzen (2008-2020). Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland, Jahre 2008-2018. Stand 2008 für die Jahre 1990-2002, Stand 2012 für die Jahre 2003-2010, Stand 2013 für das Jahr 2011, Stand 2014 für das Jahr 2012, Stand 2015 für das Jahr 2013, Stand 2016 für das Jahr 2014, Stand 2017 für das Jahr 2015, Stand 2018 für das Jahr 2016, Stand 2019 für das Jahr 2017, Stand 2020 für das Jahr 2018. AG Energiebilanzen, 2008-2020. Online verfügbar unter <https://ag-energiebilanzen.de/7-0-Bilanzen-1990-2018.html>.
- AGEB (2021): Stromerzeugung nach Energieträgern 1990 - 2020, Stand Februar 2021, 2021. Online verfügbar unter <https://ag-energiebilanzen.de/4-0-Arbeitsgemeinschaft.html>.
- BDEW (2020): Die Energieversorgung 2020, Jahresbericht, 2020. Online verfügbar unter https://www.bdew.de/media/original_images/jahresbericht-2020-final-korr.pdf, zuletzt geprüft am 29.10.2021.
- BDI (Hg.) (2021): BCG. Klimapfade 2.0, Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft, Oktober 2021. Online verfügbar unter https://issuu.com/bdi-berlin/docs/211021_bdi_klimapfade_2.0_-_gesamtstudie_-_vorabve.
- BEE (2021): Das „BEE-Szenario 2030“, 65 Prozent Treibhausgasreduzierung bis 2030 – Ein Szenario des Bundesverbands Erneuerbare Energie (BEE). Version 2021, zuletzt geprüft am 29.09.2021.
- BMWi (2021): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland 1990-2020, Februar 2021. Online verfügbar unter https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html, zuletzt aktualisiert am 16.03.2021.
- Buttermann, H. G.; Baten, T.; Nieder, T. (2020): Methodische Konsequenzen der gegenwärtig praktizierten Behandlung von Stromspeichern in der Energiebilanz. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 70, S. 84–89.
- dena (Hg.) (2021). dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität (Vorabversion), 07.10.2021.
- Destatis (2021): Ein- und Ausfuhr von Elektrizität: Deutschland, Monate, Länder.
- Energy Watch Group (Hg.) (2021): Traber, T.; Fell, H.-J.; Hegner, F. S. 100% Erneuerbare Energien für Deutschland bis 2030, Klimaschutz - Versorgungssicherheit - Wirtschaftlichkeit, 2021. Online verfügbar unter https://www.energywatchgroup.org/wp-content/uploads/EWG_Studie_2021_100EE-fuer-Deutschland-bis-2030.pdf, zuletzt geprüft am 29.09.2021.
- Fraunhofer ISE (2020): Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem, Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen – Update für ein CO₂-Reduktionsziel von 65% in 2030 und 100% in 2050, zuletzt geprüft am 29.09.2021.
- Fraunhofer ISI; Consentec; IFEU; TU Energy and Resources (2021): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3, Kurzbericht: 3 Hauptszenarien. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Karlsruhe, Mai 2021.
- Kendzioriski, M.; Göke, L.; Kemfert, C.; von Hirschhausen, C.; Zozmann, E. (2021): 100% erneuerbare Energie für Deutschland unter besonderer Berücksichtigung von Dezentralität und räumlicher Verbrauchsnähe – Potenziale, Szenarien und Auswirkungen auf Netzinfrastrukturen. In: *DIW Politikberatung Kompakt* (167), zuletzt geprüft am 29.09.2021.

- Öko-Institut (2016): Greiner, B.; Hermann, H. Sektorale Emissionspfade in Deutschland bis 2050 – Stromerzeugung. Öko-Institut, 2016.
- Öko-Institut; Fraunhofer ISI; IREES (2016): Überblick über vorliegende Szenarienarbeiten für den Klimaschutz in Deutschland bis 2050. Überarbeitete Fassung. Unter Mitarbeit von Haller, M.; Repenning, J.; Vogel, M.; Schlomann, B.; Reuter, M. et al., 2016.
- Prognos; Öko-Institut; Wuppertal-Institut - Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt, Energie (2021): Klimaneutrales Deutschland 2045, Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Berlin, 2021. Online verfügbar unter https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_01_DE_KNDE2045/KNDE2045_Langfassung.pdf, zuletzt geprüft am 20.10.2021.
- UBA (2020): Transformationsprozess zum treibhausgasneutralen und ressourcenschonenden Deutschland - GreenSupreme, Abschlussbericht, zuletzt geprüft am 29.09.2021.