

**Energiespeicherkonzepte und ihre Nutzungsmöglichkeiten unter
Berücksichtigung einer optimalen Sektorenkopplung**

Von der Fakultät für Georessourcen und Materialtechnik der Rheinisch-
Westfälischen Technischen Hochschule Aachen

zur Erlangung des akademischen Grades eines

Doktors der Ingenieurwissenschaften

genehmigte Dissertation

vorgelegt von

Matthias Gebauer, Master of Science

**Berichtende: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Peter Georg Quicker
Prof. Dr.-Ing. Peter Britz**

Tag der mündlichen Prüfung: 26.06.2023

Diese Dissertation ist auf den Internetseiten der Universitätsbibliothek online verfügbar

Eidesstattliche Versicherung

Ich versichere, diese Arbeit im Rahmen der am Lehrgebiet üblichen Betreuung selbstständig verfasst und nur die angegebenen Quellen verwendet zu haben. Die Arbeit hat in gleicher oder ähnlicher Form noch keiner anderen Prüfbehörde vorgelegen.

Münster, 17.08.2023

Kurzfassung

Die vorliegende Dissertation befasst sich mit der optimalen Umsetzung der Energiewende in Deutschland. Die Auswertung des festgelegten Ausbaupfades erneuerbarer Energien soll Aufschluss darüber geben, ob das Bestreben der Bundesregierung ausreichend ist, um die Ziele des Pariser Klimaabkommens zu erreichen [1]. Die für diese Arbeit entworfenen Auswertungstools sind in der Lage, die festgelegten Zubaumengen des EEG 2021 auszuwerten, Speicherkonzepte zu entwerfen, mit denen die produzierbaren Strommengen bestmöglich ausgenutzt werden und die zur Verfügung stehende Energie mit den notwendigen Maßnahmen zur Erreichung des Pariser Klimaabkommens zu vergleichen. Das Ergebnis dieser Auswertung hat ergeben, dass mit heutiger Ausbauverpflichtung der Bruttostromverbrauch bis 2050 vollständig mittels regenerativer Energien gedeckt werden kann. Die Überschussstrommengen, welche nicht im Stromsektor verbraucht werden, reichen aber nicht aus, um den gesamten Endenergiebedarf zu 60 Prozent aus erneuerbarem Strom zu decken. Eine Vorgabe der Regierung ist es, den Endenergieverbrauch bis 2050 um 50 Prozent gegenüber dem Ausgangsjahr 2008 zu senken. Unter der Bedingung, dass dieses Vorhaben umgesetzt werden kann, werden zirka 1270 Terawattstunden (TWh) Energie benötigt, um alle Sektoren Deutschlands versorgen zu können. Demgegenüber steht eine maximale Stromerzeugung von 620 TWh durch regenerative Erzeuger. Selbst wenn diese Energie ohne Verluste verbraucht werden könnte, würde der Endenergieverbrauch lediglich zu zirka 48 Prozent aus erneuerbaren Energien gedeckt werden können. Werden die zu erwartenden Wirkungsgradverluste mit einberechnet, werden zirka 950 TWh benötigt, um den Endenergieverbrauch wie geplant decken zu können. Damit diese Energien bis 2050 erzeugt werden können, ist ein verbesserter Ausbaupfad notwendig, der u.a. den Zubau von 125 Gigawatt (GW) Wind-Onshore-Leistung, 100 GW Wind-Offshore-Leistung sowie 255 GW PV-Anlagen-Leistung erfordert. Dies entspricht einer Steigerung von zirka 43 GW Onshore-, 47 GW Offshore- sowie 73 GW Photovoltaik-Leistung (PV-Leistung), es bedarf also einer deutlichen Anpassung des EEG 2021, die sofort umgesetzt werden sollte. Zum Zweck der bestmöglichen Ausnutzung der zu errichtenden Erzeugungsanlagen, ist ein zusätzlicher Zubau von Batteriespeicher- und Power-to-Gas-Technologien notwendig, um nicht direkt verbrauchte Energie zwischenspeichern und in andere Sektoren zu überführen. Ein Zubau von Power-to-Gas-Anlagen (PtG-Anlagen) mit einer Leistung von 150 GW wird benötigt, um damit die erzeugte Strommenge, welche mittels des aktuellen Ausbaupfades eingespeist wird, abnehmen zu können. Folglich bedarf es einer deutlichen Anpassung der momentanen Bestrebungen hinsichtlich der Umsetzung der Energiewende seitens der Wirtschaft und der Politik.

Abstract

This dissertation deals with the optimal implementation of the energy transition in Germany. The evaluation of the specified expansion path for renewable energies is intended to provide information as to whether the efforts of the federal government are sufficient to achieve the goals of the Paris climate agreement [1]. The evaluation tools designed for this dissertation are able to evaluate the specified additional amounts of the EEG 2021, to design storage concepts with which the producible amounts of electricity can be used in the best possible way and to compare the available energy with the necessary measures to achieve the Paris climate agreement. The result of this evaluation has shown that with the current expansion obligation, gross electricity consumption can be completely covered by renewable energies by 2050, but the excess electricity quantities that are not consumed in the electricity sector are not sufficient to cover 60 percent of the final energy requirement from renewable electricity. One of the government's targets is to reduce final energy consumption by 50 percent by 2050 compared to 2008 levels. Assuming that this project can be implemented, around 1270 terawatt hours (TWh) of energy will be required to supply all sectors of Germany. This contrasts with a maximum power generation of 620 TWh from regenerative generators. Even if this energy could be consumed without losses, only about 48 percent of the final energy consumption could be covered by renewable energies. If the expected efficiency losses are taken into account, around 950 TWh are required to be able to cover the final energy consumption as planned. In order for this energy to be generated by 2050, an improved expansion path is needed, which requires, among other things, the expansion of 125 gigawatts (GW) of onshore wind capacity, 100 GW of offshore wind capacity and 255 GW of PV system capacity. This corresponds to an increase of around 43 GW onshore, 47 GW offshore and 73 GW PV capacity, so a significant adjustment of the EEG 2021 is required that should be implemented immediately. In order for the generation plants to be set up to be used to the best possible extent, battery storage and power-to-gas technologies must also be installed in order to store energy that is not directly consumed and transfer it to other sectors. In order for the entire amount of electricity to be able to be purchased with the current expansion path, a total of around 150 GW of power-to-gas plants must be installed. A clear adjustment of the current efforts regarding the implementation of the energy transition on the part of business and politics is required.

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung.....	II
Abstract	III
Inhaltsverzeichnis.....	IV
Abkürzungsverzeichnis	VIII
Abbildungsverzeichnis	X
Tabellenverzeichnis	XIII
1 Motivation.....	1
2 Ausgangslage	3
2.1 Bisheriger Ausbau erneuerbarer Energien	5
2.2 Notwendige Technologien der Energiewende	7
3 Grundlagen	8
3.1 Politische Rahmenbedingungen	8
3.1.1 EEG 2021	8
3.1.2 Windenergie-auf-See-Gesetz	9
3.1.3 Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz	10
3.1.4 Weitere gesetzliche Rahmenbedingungen	11
3.2 Beschreibung der relevanten, technischen Systeme.....	12
3.2.1 Photovoltaik-Anlagen.....	12
3.2.2 Windenergieanlagen	14
3.2.3 Biomasseanlagen.....	16
3.2.4 Wasserkraftanlagen	19
3.2.5 Batteriespeicher	20
3.2.6 Elektrolyseure.....	23
3.2.7 Power – to – Gas – Anlagen	25

3.2.8	Brennstoffzellen	26
3.2.9	Wärmepumpen	28
3.2.10	Blockheizkraftwerke.....	30
3.2.11	Das elektrische Versorgungsnetz	31
3.2.12	Gasnetzinfrastruktur	32
3.2.13	Kavernen- und Porenspeicher	34
3.3	Verbrauchssektoren Deutschlands	35
3.3.1	Industriesektor	35
3.3.2	Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungssektor	35
3.3.3	Haushaltssektor	36
3.3.4	Verkehrssektor	36
3.4	Smart Meter Technologie	37
3.4.1	Demand Side Management.....	38
4	Beschreibung der genutzten Datenbasis.....	39
4.1.1	Marktstammdatenregister	39
4.1.2	Agorameter	39
4.1.3	Wind- und Sonnenstunden auf Landesebene	41
4.1.4	Standardlastprofile Strom	42
5	Sektorenkopplung	44
6	Bisherige Ausnutzung erneuerbarer Energien.....	46
6.1	Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch	47
6.2	Abregelung und „Stromverkauf“ zum Negativpreis	49
7	Entwicklung der erneuerbaren Energien	50
7.1	Effizienzmaßnahmen	52
7.2	Energiespeicher- und Umwandlungstechnologien.....	52
7.3	Teillastbereiche von Elektrolyseuren.....	53
7.4	Einhaltung des Pariser Klimaabkommens.....	54

7.5	Fazit zum Ausbaupfad.....	54
8	Methodiken dieser Arbeit.....	55
8.1	Bevölkerungswachstum bis zum Jahr 2050	55
8.2	Dezentralisierte Betrachtung von EE-Anlagen.....	56
8.3	Einwohner nach Gebiet.....	57
8.4	Erzeugungsprofile erneuerbarer Energien.....	58
8.5	Energieverbrauch der Sektoren	60
8.5.1	Zukünftiger Verbrauch Haushalte	60
8.5.2	Zukünftiger Verbrauch Industrie	65
8.5.3	Zukünftiger Verbrauch Gewerbe.....	67
8.5.4	Zukünftiger Verbrauch Verkehr	68
8.6	Anteil der jeweiligen Sektoren am Stromverbrauch.....	71
8.7	Erzeugung von regenerativer Energie.....	74
9	Funktionen des Speicherberechnungstools	77
9.1	Eingabemaske	77
9.2	Berechnung der Erzeugung anhand eines Beispiels	78
9.2.1	Berechnung des Basisjahrs.....	79
9.2.2	Berechnung 2019 bis 2050.....	84
9.2.3	Einbindung von Speichermöglichkeiten	87
9.3	Vergleich verschiedener Städte	93
9.3.1	Vergleich auf Landesebene mit der Stadt Dortmund	93
9.3.2	Vergleich auf Bundesebene	96
9.4	Windenergie Offshore	100
10	Kartographierungstool	101
10.1	Zuordnung der Partnerregionen.....	101
10.2	Energieverbrauch der überregionalen Bezirke	103
10.3	Problematik der gleichzeitigen Erzeugung	108

Inhaltsverzeichnis

10.4	Energieverteilung des umgewandelten Stroms.....	109
10.5	Einbindung der Offshore-Windenergie.....	111
10.6	Deckung der Restenergie.....	115
11	Wirtschaftlichkeitsbetrachtung.....	119
11.1	Batteriespeichertechnologien.....	122
11.2	Power-to-Gas-Anlage.....	129
12	Problemdiskussion	139
13	Handlungsempfehlung für Politik und Wirtschaft	150
14	Fazit der Arbeit	157
	Literaturverzeichnis.....	159

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Beschreibung
AEL	alkalische Elektrolyse
AFC	Alkaline Fuel Cell
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMS	Batteriemanagementsystem
BNetzA	Bundesnetzagentur
CCS	Carbon Capture Storage
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
EE-Anlagen	Erneuerbare-Energie-Anlagen
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EnEG	Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz
EnEV	Energieeinsparverordnung
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
GDEW	Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende
GEG	Gebäudeenergiegesetz
GuD-Kraftwerk	Gas- und Dampfkraftwerk
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunden
HÖS	Höchstspannungsebene
HS	Hochspannungsebene
HTES	Hochtemperatur-Dampfelektrolyse
Hz	Hertz
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie
JAZ	Jahresarbeitszahl
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
VIII	

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Beschreibung
KIT	Karlsruher Institut für Technologie
kV	Kilovolt
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
Li-Ionen	Lithium-Ionen
MaStR	Marktstammdatenregister
MaStR-Nr.	Marktstammdatenregister-Nr.
MCFC	Molten Carbonate Fuel Cell
MS	Mittelspannungsebene
MsBG	Messstellenbetriebsgesetz
Mt	Megatonnen
Nm ³ /h	Normkubikmeter pro Stunde
NS	Niederspannungsebene
Offshore-WEA	Windenergieanlagen auf See
PAFC	Phosphoric Acid Fuel Cell
PEFC	Polymer Electrolyte Fuel Cell
PEMEL	Polymerelektrolytmembran-Elektrolyse
PLZ	Postleitzahl
PtG-Anlagen	Power-to-Gas-Anlagen
PV	Photovoltaik
SLP	Standardlastprofil
SMGW	Smart Meter Gateway
SNG	Erdgassubstitut
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell
SUV	Sport Utility Vehicle
TWh	Terawattstunden
WEA	Windenergieanlagen
WindSeeG	Windenergie-auf-See-Gesetz

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Quantitative Ziele der Energiewende in Deutschland und Status quo [4, p. 12]	4
Abbildung 2: Installierte elektrische Leistung erneuerbarer Energien nach Erzeugerart [8].....	6
Abbildung 3: Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien aufgeteilt nach Erzeugerart [7]	7
Abbildung 4: Bandlücken in Valenz- und Leitungsband mit spezifischen Widerständen [15, pp. 340-345].....	13
Abbildung 5: Strömungsverhältnisse beim Entzug von mechanischer Leistung [17, p. 86]	14
Abbildung 6: Höhenprofile für Onshore- und Offshore-WEA [17, p. 771].....	16
Abbildung 7: Wandlungsketten bei der Biomasseverarbeitung [20, pp. 520-522].....	17
Abbildung 8: Der Verbrennungsprozess verschiedener Arten der Biomasse [20, pp. 520-525]	18
Abbildung 9: Aussetzende, aneinandergereihte und übergreifende Staffelungsart von Kraftwerksketten in Flusskraftwerken [23, p. 102]	19
Abbildung 10: Prinzipieller Aufbau und Funktionsweise einer Lithiumionen-Batterie [24, p. 166]	22
Abbildung 11: Strom-Spannungskurven für alkalische und PEM-Elektrolyse [28, p. 218].....	24
Abbildung 12: Schematischer HELMETH Power-to-SNG Prozess [31]	26
Abbildung 13: Ideale Wirkungsgrade von Verbrennungsmotor und Brennstoffzelle [32, p. 19]	27
Abbildung 14: Schaltbild einer Wärmepumpe [35, p. 198].....	29
Abbildung 15: Spannungsebenen des elektrischen Versorgungsnetzes [38, p. 4]	32
Abbildung 16: Deutsches Gas-Fernleitungsnetz [40]	33
Abbildung 17: Agorameter zur Darstellung des deutschen Energiemixes [52]	40
Abbildung 18: Volllaststunden für Wind, Solar, Bioenergie und Wasser [53]	41
Abbildung 19: Lastgang G0 von Gewerbebetrieben im Sommer normiert auf eine kWh [55].....	43
Abbildung 20: Beispielhafte Sektorenkopplung im Jahr 2050 [56, p. 18]	44

Abbildung 21: Bruttoendenergieverbrauch aus erneuerbaren Quellen [59]	46
Abbildung 22: Erneuerbare Energieerzeugung von 1990-2020 [59].....	47
Abbildung 23: Ausbaupfad erneuerbarer Energien basierend auf dem EEG 2021.....	51
Abbildung 24: 14. Koordinierte Bevölkerungsvorausberechnung [76]	56
Abbildung 25: Jahreserzeugung vs. Mischprofil normiert auf 1 kWh	59
Abbildung 26: Energieverbrauch eines Haushalts von 1991 bis 2017	61
Abbildung 27: Anzahl und Verbrauch von Wärmepumpen-Heizsystemen bis zum Jahr 2050.....	63
Abbildung 28: Zukünftiger Stromverbrauch des Haushaltssektors bis zum Jahr 2050.....	64
Abbildung 29: Zukünftiger Strom- und Wärmeverbrauch des Industriesektors bis zum Jahr 2050.....	65
Abbildung 30: Zukünftiger Stromverbrauch Industrie zu WW und Wärmezwecken.....	66
Abbildung 31: Zukünftiger elektrischer Verbrauch Industriesektor	67
Abbildung 32: Zukünftiger Verbrauch des Gewerbe-, Dienstleistungs- und Handelssektors.....	68
Abbildung 33: zukünftiger Energieverbrauch des Verkehrssektors vor der Elektrifizierung	69
Abbildung 34: Verbrauch verschiedener Autoklassen nach ADAC-Test [94]	70
Abbildung 35: Verbrauch und Anzahl elektrisch betriebener Fahrzeuge	71
Abbildung 36: Zukünftiger Anteil der Sektoren am Bruttostromverbrauch	72
Abbildung 37: Handelbares Stromportfolio an der EEX [95, p. 115].....	73
Abbildung 38: Zukünftige Energieerzeugung aus regenerativen Anlagen	75
Abbildung 39: Gesamtstromerzeugung aller Onshore-EE-Anlagen vor und nach Direktverbrauch.....	77
Abbildung 40: Eingabemaske Speicherberechnungstool	78
Abbildung 41: Erzeugung aller PV-Anlagen im Gebiet Soest 2018 zu unterschiedlichen Jahreszeiten	80

Abbildung 42: Erzeugung aller Windenergieanlagen im Gebiet Soest 2018 zu unterschiedlichen Jahreszeiten	81
Abbildung 43: Verbrauch aller Haushalte der gewählten Region zu verschiedenen Jahreszeiten	82
Abbildung 44: Verbrauch aller Industrie- und Gewerbeunternehmen der gewählten Region zu verschiedenen Jahreszeiten	83
Abbildung 45: Energieverbrauch und -erzeugung der Stadt Soest	86
Abbildung 46: Installierte Batteriespeicherkapazität Stadt Soest.....	90
Abbildung 47: Energieerzeugung und -verbrauch des Kreises Soest.....	91
Abbildung 48: Darstellung des Energieverbrauchs und der -erzeugung in Dortmund	94
Abbildung 49: Darstellung des Energieverbrauchs und der Erzeugung in Rendsburg-Eckernförde.....	97
Abbildung 50: Darstellung des Energieverbrauchs und der Erzeugung in Stuttgart.....	98
Abbildung 51: Erzeugung Windenergie Offshore.....	100
Abbildung 52: Aufteilung Deutschlands nach Postleitzahlen [109]	102
Abbildung 53: Energieverbrauch und -erzeugung nach Gebiet/Region	104
Abbildung 54: Zur Verfügung stehende Energie aus umliegenden Gebieten nach Direktverbrauch .	105
Abbildung 55: CCS-Prinzip	107
Abbildung 56: Überschüssige Energie der Kreise Soest und Paderborn	109
Abbildung 57: Restenergie und Energie aus umliegenden Kreisen und Region	111
Abbildung 58: Offshore-Windenergie: Erzeugung nach Direktverbrauch	113
Abbildung 59: Einbindung aller Energien inklusive der Offshore-Windenergie	116
Abbildung 60: Strompreisentwicklung bis 2035.....	123
Abbildung 61: Speicherausnutzung im Jahr 2035	125
Abbildung 62: Statische Amortisationszeit des Batteriespeichers.....	128

Tabellenverzeichnis

Abbildung 63: Geschätzte Kosten pro Kilowatt der HELMETH-Power-to-Gas-Anlage.....	129
Abbildung 64: verschiedene Zubauszenarien von Power-to-Gas-Anlagen	131
Abbildung 65: Kosten pro Jahr der zugebauten Power-to-Gas-Anlagen	131
Abbildung 66: Preissteigerung Energieträger	132
Abbildung 67: Überschüssige Energie aus erneuerbaren Energien	134
Abbildung 68: Kosten und Gewinne verschiedener Szenarien	135
Abbildung 69: Einnahmen Gasverkauf aus überschüssigem Methan.....	136
Abbildung 70: Maximaler Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch	145
Abbildung 71: Prognostizierter Kohlendioxidausstoß bis zum Jahr 2050 aufgeteilt nach Sektoren ..	148
Abbildung 72: Gesamtemissionsmenge CO ₂ aller Sektoren bis zum Jahr 2050.....	149
Abbildung 73: Benötigte Erzeugung aus erneuerbaren Energien zur Erreichung der Ziele der Energiewende	152
Abbildung 74: Korrigierter Ausbaupfad erneuerbarer Energien.....	153
Abbildung 75: Deutschlandweiter Energieverbrauch mit korrigierter Erzeugung.....	154

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Verbrauch und Erzeugung von Strom der Stadt Dortmund Basisjahr	93
Tabelle 2: Stromerzeugung und -verbrauch Rendsburg-Eckernförde Basisjahr	96
Tabelle 3: Stromerzeugung und -verbrauch Stuttgart Basisjahr	98
Tabelle 4: Verbrauch der energieintensivsten Städte nach Einbindung aller Onshore-Energien.....	112
Tabelle 5: Verbrauch nach Einbindung der Offshore-Windenergie	114
Tabelle 6: Restlicher Verbrauch nach Nutzung von Methan aus Offshore-Windenergieanlagen	115
Tabelle 7: Anteil erneuerbarer Energien auf lokaler Ebene vor Nutzung von Offshore-Windenergie	117

Tabelle 8: Anteil erneuerbarer Energien auf lokaler Ebene nach Nutzung von Offshore-Windenergie	118
Tabelle 9: Daten der PV-Anlage des Beispielhaushaltes	126
Tabelle 10: Technische Eckdaten des Batteriespeichers.....	127
Tabelle 11: Investitionskosten Batteriespeicher	127
Tabelle 12: Wirtschaftlichkeitsberechnung Batteriespeicher	128
Tabelle 13: Maximale zeitgleich benötigte Anlagenleistung von PtG-Systemen	130
Tabelle 14: Gesamtkosten der verschiedenen Szenarien	133
Tabelle 15: Technische Eckdaten 10 MW PtG-Anlage	137
Tabelle 16: Berechnung Investitionskosten 10 MW PtG-Anlage	137
Tabelle 17: Wirtschaftlichkeitsberechnung 10 MW PtG-Anlage.....	138
Tabelle 18: Prognostizierte Stromerzeugung des Tools im Vergleich mit dem Strommengenpfad ...	140
Tabelle 19: CO ₂ -Faktoren für Energieträger ermittelt durch das BAFA im Jahr 2021 [137]	147

1 Motivation

Durch die Nutzung fossiler Kraftstoffe ist der Ausstoß von Kohlenstoffdioxid in den letzten Jahrzehnten sehr stark angestiegen. Diese als Treibhausgas bekannte chemische Verbindung führt unter anderem dazu, dass die durchschnittliche Erdtemperatur ansteigt und sich die klimatischen Bedingungen in den meisten Teilen der Welt verschlechtern. Zur Verbesserung und Rettung des Weltklimas haben sich spätestens mit dem Pariser Klimaabkommen 2015 insgesamt 197 Staaten auf eine Begrenzung des Ausstoßes von umweltschädlichen Gasen geeinigt. Deutschland versucht seit einigen Jahren mit dem Ausbau vor allem von Wind-, Photovoltaik- und Biomasseanlagen, eine nationale, regenerative Energieversorgung aufzubauen, die möglichst bis zum Jahr 2050 klimaneutral die deutsche Stromversorgung übernehmen soll. Dafür werden seit Jahren erneuerbare Energieerzeugungsanlagen in ganz Deutschland errichtet und in das Stromnetz integriert. Durch die Einbettung dieser Anlagen haben sich jedoch die Anforderungen an das Stromnetz im Laufe der Jahre stark verändert. So kann die schwankende Einspeiseleistung von volatilen Stromerzeugern wie Photovoltaik- und Windenergieanlagen zu lokalen Stromengpässen oder Überschüssen, die nicht im Netz verweilen können, führen. Damit eine lokale Überlastung des Netzes vermieden wird, ist neben einem umfangreichen Netzausbau auch ein intelligentes Lastmanagement erforderlich. Dies bedeutet, dass neben der besseren Einbindung von regenerativ erzeugten Energien, der Verbrauch der Erzeugung angepasst werden muss, bzw. dass es Möglichkeiten der Synchronisierung von Last und Produktion geben muss.

Der Deutsche Bundestag hat aufgrund des oben genannten Abkommens ein Klimaschutzprogramm unter anderem im Erneuerbare-Energien-Gesetz (kurz EEG) verankert, das Deutschland zur Klimaneutralität bis spätestens 2050 verpflichtet. Darin soll z.B. der deutsche Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2050 zu 100 Prozent aus erneuerbarer und somit klimaneutraler Energie bereitgestellt werden. Volatile Erzeugeranlagen, also Anlagen mit einer inkonstanten Energieproduktion wie Wind- und Photovoltaikanlagen, sollen überwiegend genutzt werden, um die notwendige Stromproduktion zu liefern. Durch diese unregelmäßige Einspeisung von Energie ist die Verfügbarkeit ohne weitere Hilfsmittel jedoch nicht planbar, da der Stromverbrauch unabhängig von der Energieerzeugung dieser Anlagen gedeckt werden muss. Für den Netzbetreiber ist es daher eine Herausforderung, Erzeugung und Verbrauch so miteinander zu kombinieren, dass es zu keinerlei Über- oder Unterlast im Netz kommt. Eine der Hauptaufgaben der Stromversorger besteht also darin, Last und Produktion trotz einer extremen Volatilität auf Seiten der Erzeugung so zu synchronisieren, dass zu jeder Zeit ein Gleichgewicht zwischen Entnahme und Einspeisung im Energieversorgungsnetz gegeben ist. Diese Aufgaben können allerdings nicht ohne weitere Hilfsmittel, wie beispielsweise Smart Meter, welche den Verbrauch und die Erzeugung eines jeden Netzteilnehmers sekundenscharf erfassen können, durchgeführt werden. Jedoch kann es auch unter Zuhilfenahme dieser Geräte dazu kommen, dass zu einigen Zeitpunkten des Jahres mehr Energie produziert oder verbraucht wird als durch Verbraucher oder Erzeuger dem Netz entnommen bzw. hinzugeführt werden kann. Speicher- und

Umwandlungstechnologien sowie die Möglichkeit, Energie aus anderen Sektoren zu nutzen oder in andere Sektoren abzugeben, kann wieder zu dem gewünschten Netzgleichgewicht führen. Sollte es zu einem Energieüberschuss kommen, muss der überschüssige Strom das Netz schnellstmöglich wieder verlassen oder darf gar nicht erst eingespeist werden. Momentan werden diese Mengen entweder direkt abgeregelt, z.B. dadurch, dass Windenergieanlagen aus dem Wind gedreht oder Photovoltaikanlagen nicht an das Netz angeschlossen werden. Im ungünstigsten Fall wird die Überschussmenge zu einem negativen Strompreis in das Ausland verkauft. Zur künftigen Verhinderung dieser Szenarien und um den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch zu erhöhen, sollen Energiespeicher- und Umwandlungstechnologien wie bspw. Power-to-Gas-Anlagen eingesetzt werden, um die Überschussenergie anderweitig zu verbrauchen oder zu einem anderen Zeitpunkt nutzbar zu machen. In einem umgekehrten Szenario, in dem der Verbrauch die Erzeugung übersteigt, kann die aus regenerativen Quellen gewonnene Energie, welche zuvor aus Überschussenergie gespeichert oder umgewandelt wurde, dazu genutzt werden, dieses Stromdefizit auszugleichen.

Das zu schaffende Berechnungstool soll daher in der Lage sein, die Erzeugung und den Verbrauch auf kommunaler Ebene zu analysieren, Möglichkeiten zur Installation von Speicher- und Umwandlungstechnologien zu liefern und zu berechnen, wie Überschussenergie zwischen einzelnen Regionen verschoben und zu späteren Zeitpunkten genutzt werden kann. Im Fokus der Arbeit steht daher, zukünftige Energieanlagen bestmöglich zu platzieren und die dabei entstehende Erzeugung zielgenau zu verbrauchen, damit die Ausnutzung regenerativer Quellen erhöht und die Verlustenergie durch Abregelung und Verkauf deutlich minimiert wird. Dabei werden sowohl Möglichkeiten zur Nutzung innerhalb des Stromsektors als auch in anderen Verbrauchssektoren betrachtet. Es kann Kommunen und Städte geben, die in einem solchen Übermaß Energie produzieren, dass es sowohl sinnvoll wäre, Speicher- und Umwandlungstechnologien zu installieren, als auch den Strom in andere Sektoren zu überführen. Andere Städte hingegen, vor allem Städte mit großen Industriegebieten oder einer hohen Populationsdichte, sind niemals in der Lage, genügend Energie für sich selbst zu produzieren und daher auf die Produktion umliegender Gebiete sowie Offshore-Energien angewiesen. Städte mit einem Überschuss an Energie können diese in anderen Sektoren verbrauchen oder weitere Städte beliefern und somit helfen, den erneuerbaren Energieanteil lokal zu erhöhen. Als weiteres Ziel dieser Arbeit werden die Bemühungen Deutschlands im Zuge der Energiewende bewertet und gegebenenfalls weitere Bemühungen zum Erreichen der Klimaziele definiert. Dabei wird vor allem auf bestehende Gesetzmäßigkeiten eingegangen, die sich mit dem Ausbau von regenerativen Anlagen sowie den benötigten Technologien für eine erfolgreiche Energiewende befassen.

2 Ausgangslage

In Paris haben sich im Jahre 2015 197 Staaten auf ein neues, globales Klimaabkommen geeinigt, welches am vierten November 2016 in Kraft trat. Dazu wurde es von 55 Staaten, die für mindestens 55 Prozent der globalen Treibhausgase verantwortlich sind, ratifiziert. Mittlerweile wurde dieses Abkommen (Stand September 2018) von 180 Staaten auf nationaler Ebene als gesetzgebend anerkannt. Dieses geschlossene und vertraglich bindende Abkommen verfolgt drei Ziele [2, p. 5]:

- Die Erderwärmung soll im Vergleich zum vorindustriellen Zeitalter auf unter zwei Grad Celsius begrenzt werden, wenn möglich sogar auf unter 1,5 Grad Celsius.
- Die Fähigkeit zur Anpassung an den Klimawandel soll gestärkt werden und wird neben der Minderung der Treibhausgasemissionen als gleichberechtigtes Ziel etabliert.
- Es sollen genügend finanzielle Mittel zur Bewältigung dieser Aufgabe bereitgestellt werden.

Zur Erreichung dieser Ziele findet, mit 2018 beginnend, alle fünf Jahre eine globale Bestandsaufnahme aller Mitgliedsstaaten statt. Weiterhin sollen ab 2025 alle fünf Jahre die Klimaschutzbeiträge aller Mitglieder fortgeschrieben und gesteigert werden, dies wird als Ambitionsmechanismus festgelegt. Alle Staaten waren angehalten, bis spätestens 2020 Langfriststrategien hin zu einer treibhausgasarmen Entwicklung vorzulegen [1].

Die Umsetzung des Pariser Klimaabkommens in nationales Recht wurde in Deutschland durch verschiedene Gesetze, wie beispielsweise das EEG, umgesetzt. In dieser Gesetzgebung sind u.a. der Ausbaupfad der Energiewende, welcher Aufschluss über die geplante Größe des Zubaus von regenerativen Anlagen gibt und die Anreize, wie dies umgesetzt werden soll, verankert worden. Dieser Ausbauweg wurde dabei so definiert, dass eine stete Steigerung der am Markt verfügbaren erneuerbaren Energie als Ziel deklariert wurde und in Etappen, welche in regelmäßigen Abständen überprüft werden, realisiert werden soll [3].

Abbildung 1 zeigt die quantitativen Ziele der Energiewende, wie sie von der Bundesregierung Anfang Februar 2021 ausgegeben wurden. Eine der Absichten ist die Klimaneutralität, eine weitere ein Anteil von 60 Prozent erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch bis spätestens zum Jahr 2050. Diese Ziele sollen durch bestimmte Etappenziele erreicht werden. So müssen bspw. die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2030 um mindestens 55 Prozent gegenüber dem Referenzjahr 1990 gesenkt werden. Markant ist dabei, dass die Emissionen bis zum jetzigen Zeitpunkt um etwa 35 Prozent gesenkt werden konnten und eine Reduzierung von fünf Prozent pro Jahr als realistisch angesehen wird. Auch andere Sektoren als der Verkehrssektor oder der Wärmebedarf für Gebäude sollen im Laufe der nächsten Jahrzehnte deutlich weniger Energie verbrauchen. So soll es im Verkehrssektor durch Effizienzsteigerungsmaßnahmen und einer Überführung in den Stromsektor durch die Nutzung von batteriebetriebenen Fahrzeugen zu einer Senkung des Verbrauchs um etwa 40 Prozent kommen. Auch der Energiebedarf des Gebäudesektors soll durch Senkung von 20 Prozent gegenüber dem Jahr 2008 verbessert werden [4].

	2018	2019	2020	2030	2040	2050
TREIBHAUSGASEMISSIONEN						
Treibhausgasemissionen (ggü. 1990)*	-31,5%	-35,1%	mindestens -40%	mindestens -55 %		Treibhausgas- neutralität
ERNEUERBARE ENERGIEN						
Anteil am Bruttoendenergieverbrauch	16,8%	17,4%	18%	30%	45%	60%
Anteil am Bruttostromverbrauch	37,8%	42,0%	mindestens 35%	65 %**		***
Anteil am Wärmeverbrauch	14,8%	14,7%	14%			
EFFIZIENZ UND VERBRAUCH						
Primärenergieverbrauch (ggü. 2008)	-8,7%	-11,1%	-20%	-30%  -50%		
Endenergieproduktivität (2008 – 2050)	1,6% pro Jahr	1,4% pro Jahr	2,1% pro Jahr			
Bruttostromverbrauch (ggü. 2008)	-4,2%	-6,9%	-10%  -25%			
Nicht erneuerbarer Primärenergieverbrauch Gebäude (bzw. Primärenergiebedarf) (ggü. 2008)	-26,0%	-23,6%  -55%				
Wärmebedarf Gebäude (ggü. 2008)	-14,4%	-10,9%	-20%			
Endenergieverbrauch Verkehr (ggü. 2005)	6,1%	7,2%	-10%  -40%			

Abbildung 1: Quantitative Ziele der Energiewende in Deutschland und Status quo [4, p. 12]

Das EEG 2021 soll zur Umsetzung dieser gesetzten Ziele dienen. In diesem Gesetz ist unter anderem gefordert, dass regenerative Erzeuger bis zum Jahr 2050 die deutsche Energie- und Stromversorgung komplett übernehmen sollen. In den letzten Jahren wurden daher viele Gesetze reformiert und Investitionsanreize in Form von Gesetzen, Verordnungen, Normen oder Vorschriften gesetzt, um den Markteintritt dieser neuen Technologien zu vereinfachen und den Anteil damit sukzessive auszubauen [3]. Neben dem Ausbau regenerativer Anlagen ist der Einsatz effizienterer Technologien nötig. Wenn Gebäude weniger Energie verbrauchen sollen, müssen z.B. neuere Heiztechnologien oder bessere Materialien zur Dämmung genutzt werden. Dasselbe gilt für den Verkehrssektor, hier ist das Optimierungspotenzial bestehender Brennersysteme aufgrund der schon sehr weit fortgeschrittenen Entwicklung eingeschränkt. Batteriebetriebene Fahrzeuge besitzen jedoch ein erhebliches Entwicklungspotenzial, daher können Neuerungen zu einer deutlichen Verbesserung der Fahrzeugtechnik führen. Der Einsatz von Strom kann einerseits neben der Einsparung kohlenstoffreicher Brennstoffe, andererseits durch direkte Umsetzung der Energie auf den Antriebstrang den Wirkungsgrad desselben erhöhen [4].

2.1 Bisheriger Ausbau erneuerbarer Energien

Als die zentralen Stützen zur treibhausgasneutralen Erzeugung von Energie im Sinne des EEG können die Photovoltaik-, Windenergie-, Wasserkraft- und Biomasseanlagen gesehen werden. Wasserkraft und Biomasse zählen dabei zu den Stromlieferanten, die in der Lage sind „gesicherte Kraftwerksleistung“ zur Verfügung zu stellen, was gegenüber den Wind- und Photovoltaik-Anlagen als sehr großer Vorteil angesehen werden kann. Anlagen werden neben der Klassifizierung in unterschiedliche Erzeugerarten u.a. in ihrer installierten Leistung differenziert, jedoch kann in den meisten Fällen nicht die volle Leistung, die auch installiert wurde, zur Herstellung von Energie genutzt werden. Hierfür wurde die Formulierung der „gesicherten Kraftwerksleistung“ eingeführt, welche nicht selten von der installierten Leistung abweicht, da hier nur die zu jedem Zeitpunkt verfügbare Leistung berücksichtigt wird. Volatile Erzeuger wie Photovoltaik- (kurz PV-) und Windenergieanlagen unterliegen dem schwankenden Angebot der Wind- und Solarenergie, welche zu keinem Zeitpunkt des Jahres mit hoher Wahrscheinlichkeit exakt planbar sind, daher ist auch der Anteil der gesicherten Kraftwerksleistung sehr gering. Wasserkraft hingegen kann, je nach Ausführung, durch einen konstanten Wasserstrom permanent Energie herstellen, d.h. die gesicherte Kraftwerksleistung ist sehr hoch. Unter anderem wird aufgrund dieses Umstandes das Potenzial der Wasserkraft in Deutschland mittlerweile zu etwa 80 Prozent ausgeschöpft. Weitere Ressourcen zur Stromgewinnung sind nur schwierig zu erschließen, sodass die vorhandenen Möglichkeiten im Wesentlichen als genutzt und erschlossen angesehen werden müssen [5]. Auch Bioenergie ist aus Reststoffen, wie bspw. Gülle oder Biomasse, in der Lage, gesicherte Kraftwerksleistung zur Verfügung zu stellen, jedoch gilt auch hier das Prinzip des nicht unendlich verfügbaren Platzangebotes, da hierfür entweder Mais oder Holz angebaut werden müssen, welche dann keiner anderen Anwendung, z.B. als Futtermittel, zugeführt werden können. Sollten deutlich mehr Flächen zur Produktion von Biomasse für Feuerungsanlagen genutzt werden, sinkt dementsprechend die nutzbare Fläche für andere Erzeugnisse [6]. Unter anderem aus diesem Grund wird im EEG festgelegt, dass vor allem der Ausbau von volatilen Erzeugern wie Wind- und Photovoltaikanlagen gefördert wird [3].

Wie in Abbildung 2 sichtbar, werden erneuerbare Energien seit dem Jahr 1990 sukzessive ausgebaut. Die Erzeugungsart Wasserkraft machte zu Anfang den größten Teil der installierten Leistung aus, diesen installierten 3.982 Megawatt standen 55 Megawatt Windenergie-Onshore sowie 64 Megawatt aus biogenen Festbrennstoffen gegenüber. Andere Arten wurden damals entweder noch nicht genutzt oder standen gerade am Beginn ihrer Entwicklung, so konnte die Photovoltaiktechnik nur zwei Megawatt installierte Leistung aufweisen. Bereits im Jahr 2000 löste die Onshore-Windenergie die Wasserkraft als den erneuerbaren Energieträger mit der größten installierten Leistung in Höhe von 6.097 gegenüber 4.831 Megawatt ab. Die PV- sowie Biomasseanlagen wurden ebenfalls weiter ausgebaut. Insgesamt waren im Jahr 2000 bereits 12.038 Megawatt regenerative Erzeugungsanlagenleistung im deutschen Stromnetz integriert. Der geförderte Ausbau der PV- und Windenergieanlagen führte bereits im Jahr 2010 dazu, dass diese Erzeuger am Markt dominierten.

Daher standen den installierten 26.823 Megawatt Wind- bzw. 18.006 Megawatt PV-Leistung lediglich zirka 12.000 Megawatt anderer Erzeugerleistung gegenüber. Im Jahr 2020 wurde diese Kluft noch größer. So waren es nur 5.606 MW Wasserkraft sowie zirka 16.000 MW verschiedener Biomasseerzeuger gegenüber 53.848 MW installierter Leistung von PV-Anlagen und 7.747 MW von Offshore-WEA sowie 54.420 Onshore-WEA, die in das deutsche Versorgungsnetz integriert wurden. Anhand dieser Entwicklung kann sehr gut erkannt werden, dass die zukünftig hauptsächlich zu nutzende Technologie aus volatilen Stromerzeugern besteht, welche die Energie nicht planbar in das Netz einspeisen [7].

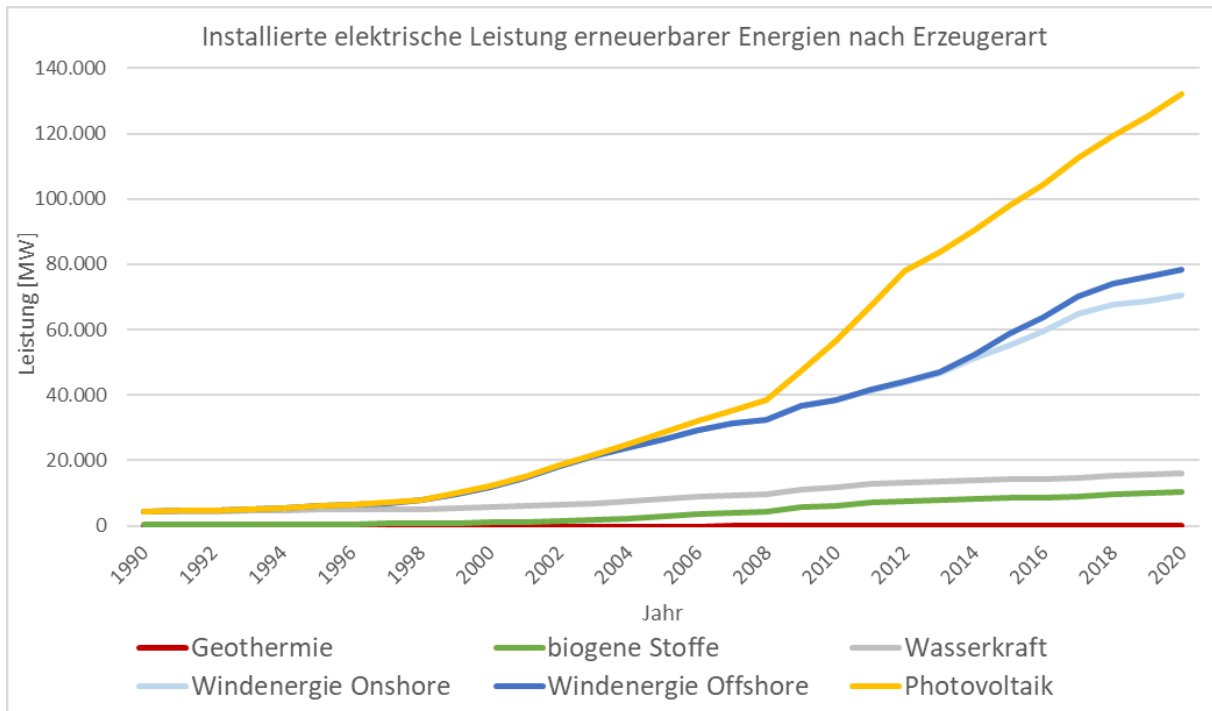


Abbildung 2: Installierte elektrische Leistung erneuerbarer Energien nach Erzeugerart [8]

Abbildung 3 zeigt die von den verschiedenen Erzeugerarten produzierte Energie, welche schlussendlich in das Versorgungsnetz eingespeist wurde. Photovoltaik- und Windenergie sind seit dem Jahr 2020 die überwiegend genutzte Technologie zur Energiegewinnung [7]. Wenn die in diesem Abschnitt gezeigten Abbildungen miteinander verglichen werden, wird deutlich, dass die annähernd gleichbleibende Leistung aus Wasserkraft im Vergleich zur Wind- oder PV-Leistung in der Lage ist, verhältnismäßig viel Strom aus den vorhandenen Kapazitäten zu produzieren. Hier wird der Unterschied zwischen Erzeugern mit gesicherter Leistung und volatilen Erzeugern deutlich. Wasserkraftwerke, allen voran solche mit einem beständigen Wasserstrom, sind in der Lage, das ganze Jahr über Energie zu erzeugen, wohingegen das wechselnde Angebot von Wind oder Sonne ausschlaggebend für die Energieerzeugung der Photovoltaik- oder Windkraftanlagen ist. Durch deren steten quantitativen Ausbau wird dennoch die meiste Energie aus diesen produziert. Daraus lässt sich das Problem der nicht gesicherten Versorgung für Verbraucher ableiten, da die Last unabhängig von der Produktion besteht

und volatile Erzeuger nicht garantieren können, dass zu jedem Zeitpunkt immer genügend Energie zur Verfügung gestellt werden kann, um den Verbrauch zu decken.

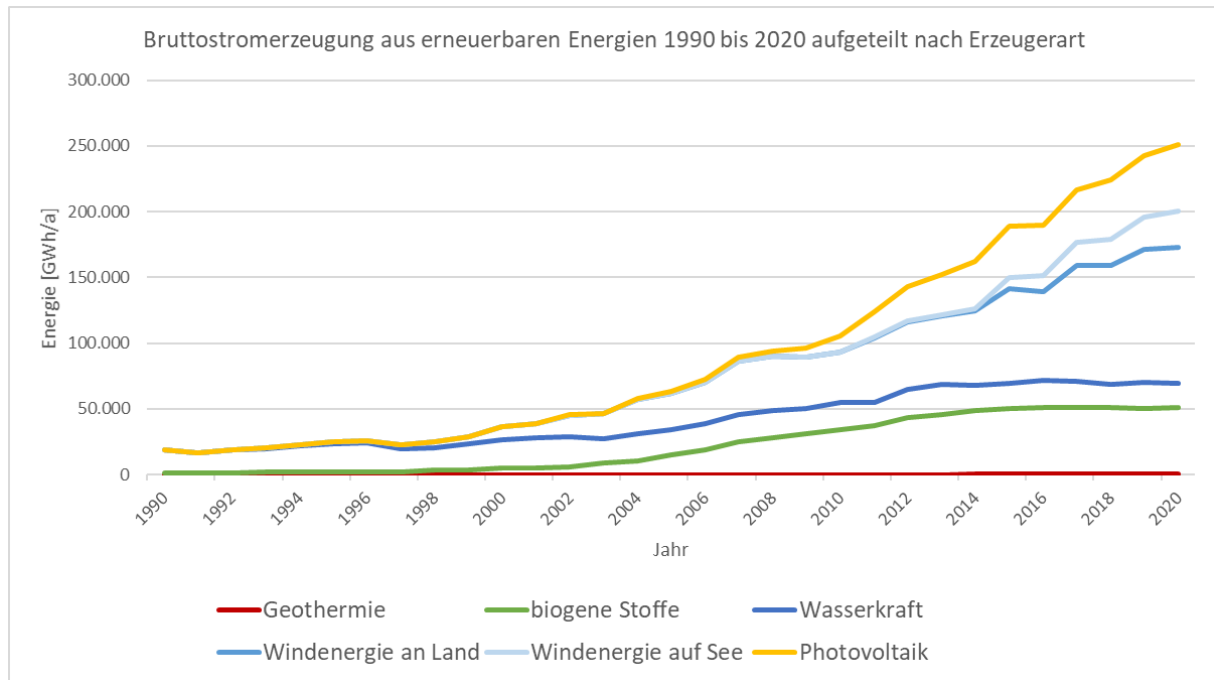


Abbildung 3: Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien aufgeteilt nach Erzeugerart [7]

2.2 Notwendige Technologien der Energiewende

Allein der Ausbau von regenerativen Energien kann nicht zum gewünschten Ziel, der optimalen Umsetzung der Energiewende, führen. Die zusätzliche Einbindung von Speicher- und Umwandlungstechnologien ist unerlässlich, um produzierte Überschussenergien der erneuerbaren Anlagen aufnehmen zu können und die Abregelung dieser zu verhindern. Die Förderung oben genannter Technologien sollte daher zentraler Bestandteil der zukünftigen Gesetzgebungen, die zum Ziel haben, das Pariser Klimaabkommen zu wahren, sein. Die Volatilität der vorherrschenden Erzeugerarten Wind- und Photovoltaik wird ansonsten die vollständige, gesicherte Deckung der deutschen Stromversorgung gefährden bzw. verhindern.

3 Grundlagen

Um die Energieerzeugung und den Verbrauch auf lokaler Ebene zu erfassen und den dabei entstehenden Überschuss bestmöglich zu nutzen, wird zunächst ein Darstellungs- und Auswertungstool erstellt. Starke regionale Unterschiede sowohl in der Population als auch der Industrie, der Zubau und die Art der regenerativen Energie machen ein Mittel zur besseren Übersicht unerlässlich. Dieses Programm liefert Aufschluss über die konkrete Erzeugungs- und Verbrauchssituation auf kommunaler Ebene und verbindet verschiedene Regionen zwecks besserer Einbindung erneuerbarer Energien. Um die erhobenen Parameter jedoch konkret benennen zu können, werden Systeme und Gesetze gebraucht. Die in dieser Arbeit verwendeten Gesetze und Technologien werden daher nachfolgend in den Grundlagen kurz vorgestellt.

3.1 Politische Rahmenbedingungen

Für eine saubere, sichere und bezahlbare Stromversorgung hat die Bundesregierung am 29. März 2000 mit der Schaffung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes den Beginn der Energiewende erklärt und setzt seitdem auf eine wachsende Beteiligung von regenerativ gewonnenem Strom an der Energieerzeugung. Damit das zu schaffende Visualisierungstool in der Lage ist, genaue Prognosen bezüglich des Ausbaus zu treffen, müssen dementsprechend aktuelle Gesetzeslagen und Ausbaupfade integriert werden. Dazu zählen die aktuelle Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, das EEG 2021, das Kraft-Wärme-Kopplung-Gesetz, das Windenergie-auf-See-Gesetz sowie weitere gesetzliche Bestimmungen, die in den folgenden Kapiteln genauer beschrieben werden.

3.1.1 EEG 2021

Das revidierte Erneuerbare-Energien-Gesetz, kurz EEG 2021, wurde in erster Version am 21.07.2014 veröffentlicht und zuletzt am 16. Juli 2021 durch Artikel 11 erweitert. Zweck des Gesetzes ist der Wechsel von der fossilen Energieversorgung hin zu einer regenerativen und treibhausgasfreien Energiebereitstellung. Um das Fortschreiten der Energiewende gut überwachen zu können, sind Ausbaupfade, bspw. für den Anteil erneuerbarer Energien an der Strombereitstellung, definiert worden. So sollen bis zum Jahr 2030 65 Prozent und bis zum Jahr 2050 100 Prozent des Bruttostromverbrauchs aus regenerativen Quellen bereitgestellt werden. Ein weiterer Aspekt des EEG 2021 ist es, die Kosten der Energiebereitstellung künftig unabhängiger von externen Ressourcen zu gestalten. Ziel ist es, der Bundesrepublik Deutschland zu ermöglichen, den benötigten Strom autark herzustellen. Erreicht werden sollen diese Vorgaben durch den in Artikel 4 definierten Ausbaupfad, in dem Leistungsmengen für einen zehnjährigen Zeitraum für verschiedene Energieerzeugerarten, wie bspw. Wind, Biomasse und Photovoltaik, angegeben sind. Spätestens im Jahr 2030 soll dann über weitere Ausbaumengen für die nächsten Jahre entschieden werden. Die installierte Leistung von Windenergieanlagen, kurz WEA, an Land soll bis zum Jahr 2030 auf 71 Gigawatt, die von Solaranlagen auf 100 Gigawatt und die von Biomasseanlagen auf 8400 Megawatt anwachsen. Um überprüfen zu

können, ob die erneuerbaren Energieanlagen in einem geeigneten Tempo ausgebaut werden, ist in Artikel 4a ein Strommengenpfad festgelegt worden, der Aufschluss über die installierten Leistungen geben soll. So sollen im Jahr 2021 259 Terawattstunden aus regenerativen Quellen gewonnen werden und im Jahr 2029 bereits 376 Terawattstunden. Sollten diese Ziele nicht erreicht werden, müssen die Ausbaupfade angepasst und gegebenenfalls neue Anreize für Investitionen geschaffen werden. Da dieser Ausbau nicht von der Bundesregierung durchgeführt, sondern lediglich unterstützt wird, können Betreiber von erneuerbaren Anlagen, kurz EE-Anlagen, Zahlungsansprüche für ihre Anlagen, sollten sie im Rahmen des EEG geschaffen worden sein, geltend machen. Dieser Zahlungsanspruch wird in der Regel gegenüber dem Netzbetreiber erhoben. Wenn dieser erzeugte Strom direkt an der Stromhandelsbörse EEX vermarktet wird, hat der Betreiber nach Paragraph 20 Anspruch auf die Zahlung einer Marktprämie, die bei optimaler Vermarktung der Anlage mit dem erzielten Verkaufspreis höher sein kann als die Einspeisevergütung. Weitere Vergütungsmöglichkeiten sind die Einspeisevergütung sowie der Mieterstromzuschlag, welche der Paragraph 21 regelt. Hier kann ein Anspruch gegenüber dem Netzbetreiber geltend gemacht werden, wenn der Strom aus Anlagen mit einem Leistungsvermögen von weniger als 100 Kilowatt stammt und er dem Netzbetreiber nach Paragraph 11 zur Verfügung gestellt wird.

In Abschnitt 3 des Gesetzes werden Ausschreibungsvolumina für Windenergie an Land, Solaranlagen und Biomasse-Anlagen geregelt. Die Vorgabe hier ist, dass, wenn das Ausschreibungsvolumen in einem Jahr nicht vollständig erreicht wird, die fehlende Differenz mit in das neue Jahr übernommen und höher vergütet werden soll. So wird ein steter Ausbau von erneuerbaren Energien gewährleistet. Die Höhe der Vergütung wird dabei abhängig von der Erzeugerart bestimmt und kann je nach Ausbaziel und erreichtem Ausbaupfad schwanken. Skalierungseffekte und der stete Ausbau regenerativer Anlagen führen zu vergünstigten Produktionsbedingungen, welche bei einer festgelegten Vergütung später zugebaute Anlagen deutlich begünstigen würden. Um diesen Missstand zu umgehen, wird eine stete Degression der Vergütung für eingespeiste Energiemengen eingeführt, die je nach Erzeugerart unterschiedlich ausfallen kann [3].

3.1.2 Windenergie-auf-See-Gesetz

Ähnlich wie das EEG 2021 beschäftigt sich das Windenergie-auf-See-Gesetz, kurz WindSeeG, mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien. Einziger Unterschied ist, dass hier statt des Ausbaus von Photovoltaik-, Wind- oder Biomasseanlagen an Land der Ausbaupfad von Windenergieanlagen auf See geregelt wird. Diese Anlagen werden oft auch als Offshore-WEA bezeichnet. Das WindSeeG trat am 13. Oktober 2016 in Kraft und wurde zuletzt, wie das EEG 2021, am 16. Juli 2021 durch Artikel 12a geändert. Ziel ist auch hier die nachhaltige Gestaltung der deutschen Energieversorgung. So soll durch den Ausbau von WEA auf See dafür gesorgt werden, dass Treibhausgasemissionen gesenkt, fossile Energieerzeugungsanlagen ersetzt und die globale Erderwärmung durch einen verringerten Ausstoß von Kohlendioxid gedrosselt wird. Dazu soll die installierte Leistung von Offshore-WEA zunächst bis zum Jahr 2030 auf 20 Gigawatt und bis zum Jahr 2040 auf 40 Gigawatt erhöht werden. Aufgrund der

flächenbedingten begrenzten Ausbaumöglichkeiten ist ein Hauptmerkmal des Gesetzes der Flächennutzungsplan, in welchem festgelegt wird, dass die Deutschland zur Verfügung stehende Meeresfläche ordnungsgemäß und effizient bebaut wird. So werden Korridore und Leistungsmengen von der Bundesregierung Jahr für Jahr ausgeschrieben und an das beste eingereichte Konzept vergeben. Auch Offshore-WEA haben nach Paragraph 14 Zahlungsanspruch für eingespeiste Energiemengen nach Paragraph 19 des EEG in Form einer Marktprämie oder einer Einspeisevergütung, sofern die Anforderungen nach Paragraph 23 oder 34 erfüllt werden. Der anzulegende vergütbare Wert wird in einem Bieterverfahren ermittelt, das Angebot mit dem niedrigsten Gebotswert erhält den Zuschlag. Sofern gleiche Angebote abgegeben werden, entscheidet ein Losverfahren über den Zuschlag. Die WEA-Betreiber, die den Zuschlag für ihre geplanten Anlagen erhalten haben, haben nach Errichtung und Anschluss der Anlage also die Möglichkeit zu wählen, ob sie die produzierte Energie nach Paragraph 19 des EEG an der Stromhandelsbörse EEX vertreiben oder ihre zugesagte Einspeisevergütung erhalten wollen [8].

Da die Errichtung einer Offshore-WEA oftmals als gesamter Windpark, bestehend aus mehreren Anlagen, geschieht und der Geldbedarf dabei enorm ist, bietet die Kreditanstalt für Wiederaufbau, kurz KfW, Kredite zwecks zinsgünstiger Finanzierung für Unternehmen an. Da ausschließlich neu zu errichtende Offshore-Windparks im Rahmen dieses Programms förderbar sind, können nur dann Anträge eingereicht werden, wenn die zu fördernden Projekte den Anforderungen des EEG 2021 genügen [9].

3.1.3 Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz

Neben den Gesetzen, die sich mit dem Ausbau regenerativer Energien beschäftigen, gibt es weitere Gesetze, die für die Umsetzung der Energiewende von großer Bedeutung sein können. Das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz, kurz KWKG, gehört aufgrund der Möglichkeit der Einbindung von Brennstoffzellen und anderen Verbrauchern, die in der Lage sind, grüne Brennstoffe, wie bspw. aus erneuerbaren Quellen gewonnenes Methan, zu nutzen, dazu. Mit Ausfertigung des KWKG am 21.12.2015 wurde die Möglichkeit geschaffen, energieeffiziente Anlagen mit einem hohen Brennstoffausnutzungsgrad durch die gleichzeitige Nutzung von Strom und Wärme zu fördern. Zuletzt wurde dieses Gesetz am 10. August 2021 überarbeitet, so wurde in Artikel 88 im Interesse des Umwelt- und Klimaschutzes die Erhöhung der Nettostromerzeugung durch KWK-Anlagen auf 120 Terawattstunden bis zum Jahr 2025 festgelegt. Selbst wenn für den Betrieb dieser Anlagen kohlenstoffhaltige Gase verwendet werden, ist durch die hohe Brennstoffausnutzung im Vergleich zu herkömmlichen Brennersystemen eine Treibhausgasreduktion erreichbar. Als förderfähige Anlagen können dabei Systeme angesehen werden, die Strom aus Steinkohle, Braunkohle, Abfall, Abwärme, Biomasse, gasförmigen oder flüssigen Brennstoffen gewinnen und neben der Stromgewinnung die dabei entstehende Wärme für weitere Zwecke nutzen. Die Vergütung und Zuschlagszahlungen dieser Anlagen richten sich auch hier wieder stark nach den vom Betreiber präferierten Modellen. So kann z.B. eine Marktprämie ausgezahlt werden, wenn die gewonnene Energie direkt am Markt an Dritte

verkauft wird. Auch eine Einspeisevergütung wird durch Paragraph 7 des KWKG ermöglicht. Hier richtet sich die tatsächliche Vergütung nach KWK-Leistungsanteilen und kann mit zunehmender Größe der Anlage geringer ausfallen. Auch eine innovative Wärmenutzung kann zu einer weiteren Vergütung führen, so dass wirtschaftliche Anreize für die Einführung von neuen Möglichkeiten geschaffen werden. Im Allgemeinen gilt, dass sowohl neue als auch Bestandsanlagen unter bestimmten Voraussetzungen förderfähig sind. Bestehende Systeme können bspw. durch geeignete Maßnahmen modernisiert und dadurch förderfähig gemacht werden. Hauptziel ist eine stete Effizienzsteigerung von technischen Systemen zur Senkung der Treibhausgasemissionen. Sinkende Vergütungssätze pro erzeugter Kilowattstunde mit steigender Größe der Anlage sollen vor allem kleine Verbraucher wie Privathaushalte dazu bewegen, ihre Wärmebereitstellungsanlagen zu modernisieren [10].

3.1.4 Weitere gesetzliche Rahmenbedingungen

Weitere wichtige gesetzliche Rahmenbedingungen zur Umsetzung der Energiewende sind zum Beispiel die Energieeinsparverordnung, kurz EnEV, das Gebäudeenergiegesetz, kurz GEG, sowie das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende. In der EnEV regelt der Gesetzgeber, wie viel Energie ein Gebäude zur Beheizung sowie für die Bereitstellung von Warmwasser verbrauchen darf. Bei der Berechnung des maximal zulässigen Verbrauchs wird dabei in Bestandsgebäude und Neubauten unterschieden. Wichtigstes Kriterium zur Bestimmung des maximalen Verbrauchs ist die Verlustenergie über Flächen wie Wand, Fenster und Dach. Sollte dieser Wert den maximal zulässigen Wert, meist angegeben in Energieverlust pro Quadratmeter Wohnfläche, übersteigen, so muss bei weiterer Nutzung dieses Bestandsgebäudes neu zu installierende Technologie dafür sorgen, dass die Grenzen eingehalten werden. Bei der Errichtung von Neubauten ist es verpflichtend, dass effiziente Technologien und Baustoffe verwendet werden, andernfalls wird keine Bauzulassung erteilt. Im Jahr 2020 wurde die EnEV in das Gebäudeenergiegesetz integriert [11].

Das Gebäudeenergiegesetz wurde am 08. August 2020 geschaffen, um mehrere Einzelgesetze, darunter die EnEV, das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz und das Energieeinsparungsgesetz, kurz EnEG, zusammenzufassen. Zweck dieses Gesetzes ist der sparsame Einsatz von Energieerzeugungstechnologien in Gebäuden einschließlich der Nutzung von regenerativen Quellen zur Erzeugung von Wärme, Kälte und Strom. Neben Privathaushalten gilt dieses Gesetz auch für Gewerbe- und Industriebetriebe, in denen Menschen einer Beschäftigung nachgehen. Konkrete Regelungen zur Bauweise und Richtwerte bei der Errichtung und Modernisierung von Gebäuden sind DIN-Normen zu entnehmen, auf die das GEG verweist. Schriftlich festgehalten wurde, dass Neubauten einen Niedrigstenergie-Gebäudestandard einhalten müssen und dementsprechend einen maximalen Energiebedarf von 45 – 60 Kilowattstunden pro Quadratmeter Wohnfläche aufweisen dürfen. Die konkreten Werte werden nach Paragraph 9 des GEG allerdings spätestens 2023 einer Prüfung unterzogen und gegebenenfalls verschärft [11].

Mit der Einführung des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende, kurz GDEW, will der Gesetzgeber schlussendlich die Kommunikation zwischen Verbrauchern und Erzeugern in Stromnetzen verbessern. Bedingt durch die volatile Stromeinspeisung regenerativer Erzeuger einerseits und der Notwendigkeit, dass der Verbrauch immer gleich dem eingespeisten Strom im Netz sein muss, ist es andererseits wichtig, einen genauen Überblick über die erzeugten Energiemengen und der Last zu haben. Die dazu notwendigen, sogenannten Smart Meter Gateways, kurz SMGWs, können sowohl auf Verbraucher- als auch auf Erzeugerseite eine sekundenscharfe Erfassung gewährleisten. Das Messstellenbetriebsgesetz, kurz MsBG, ist ein großer Part des GDEW. Es regelt, dass alle Verbraucher in Deutschland in Folge des geplanten Smart Meter Einsatzes bis zum Jahr 2032 verpflichtet sind, digitale Stromzähler zur Verbrauchsüberwachung zu installieren. Natürlich gilt diese Regelung auch für neu installierte Erzeuger, da auch hier die in das Netz eingespeiste Energie genau überwacht werden muss [12].

3.2 Beschreibung der relevanten, technischen Systeme

Die in den gesetzlichen Rahmenbedingungen aus Punkt 3.1 beschriebenen und für diese Arbeit verwendete Systeme und Technologien werden weitergehend in den untenstehenden Punkten erläutert. Vor allem Technologien zur Erzeugung und zum Verbrauch regenerativer Energien befinden sich fortwährend in der Entwicklung, so dass hier der aktuelle Stand aller Technologien erfasst wird.

3.2.1 Photovoltaik-Anlagen

Die Technik von PV-Anlagen zur Stromgewinnung basiert auf dem photovoltaischen Effekt von eingesetzten Halbleitermaterialien. Dieser wandelt die eintreffende Strahlungsenergie von Photonen direkt in elektrische Energie um, welche, ohne dass dabei Komponenten oder Teile bewegt werden müssen, abgegriffen wird [13]. Wie genau Photonenenergie genutzt werden kann, lässt sich am besten durch das Energiebändermodell erklären: Atome innerhalb eines Mediums, beispielsweise des Materials der PV-Anlage, stehen in starken energetischen Wechselwirkungen zueinander und werden durch diese Wechselwirkungen in einer bestimmten Position gehalten. Das Hinzugeben von Energie auf eines der dazugehörigen Elektronen führt zur Anregung desselben und solange die hinzugegebene Energie den Energiebereich, mit dem es in diesem Strukturbereich gehalten wird, nicht überschreitet, verweilt es weiterhin innerhalb seiner Position. Sollte der Energieeintrag jedoch höher sein als die Bindungsenergie innerhalb der Struktur, so kann es herausgelöst werden und auf ein neues Energieniveau gebracht werden. Dieser Vorgang wird allgemein auch als Leiten bezeichnet. Festkörper werden dabei in drei verschiedene Kategorien unterschieden, in Metalle, Halbleiter und Isolatoren, wobei Metalle eine sehr gute und Isolatoren kaum Leitfähigkeit besitzen [14].

In Abbildung 4 sind die Unterschiede von Metallen, Halbleitern und Isolatoren dargestellt. Jedes dieser Materialien besitzt ein Valenz- und ein Leitungsband, jedoch ist die Energie, welche benötigt wird, um ein Elektron vom niedrigen auf das energetisch höhere Band zu heben, sehr unterschiedlich. In den

Leitern findet der Transport elektrischer Ladung aufgrund der Überlappung von Valenz- und Leitband oder geringen Energielücken statt, so dass die Elektronen sich quasi frei bewegen können. Dies führt zu sehr geringen spezifischen Widerständen der Leiter. Halbleiter, die oftmals aus z.B. Silizium bestehen, leiten ohne Energieeintrag nicht. Sie weisen allerdings einen sehr geringen Bandabstand auf, welcher mit einem Energieeintrag zwischen 0,1 bis 3 Elektronenvolt bereits überwunden werden kann. Dies führt zu höheren Widerständen, jedoch ist auch hier der spezifische Widerstand deutlich geringer als bei Isolatoren [15, pp. 340-345].

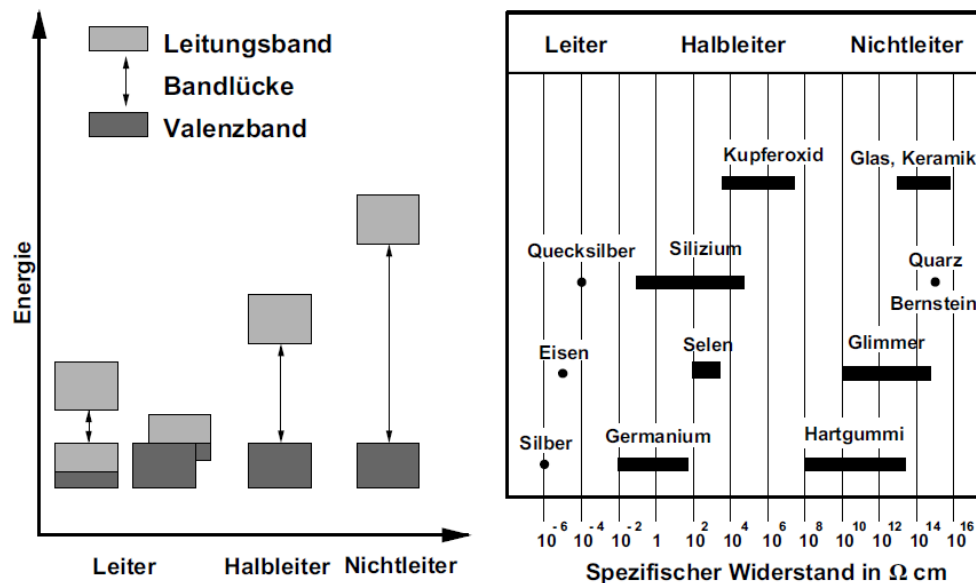


Abbildung 4: Bandlücken in Valenz- und Leitungsband mit spezifischen Widerständen [15, pp. 340-345]

Der am häufigsten verwendete Solarzellentyp ist die Siliziumzelle auf mono- oder polykristalliner Basis mit einem Licht-zu-Strom-Wirkungsgrad von etwa 20 Prozent. Diese Solarzelle wird mit einem Fremdmaterial dotiert, um die Leitfähigkeit des Halbleiters beeinflussen zu können. Dabei werden die Eigenschaften des Fremdmaterials, welches meist eine höhere Valenzelektronenanzahl als Silizium aufweist, ausgenutzt. Diese Dotierung sorgt dafür, dass sich im Kristall Elektronen besser lösen und in das Leitungsband übergehen können. So erhöht sich der Energieertrag der Anlage. Dieser Vorgang ermöglicht es einzelnen Solarzellen mittlerweile, zwischen zwei und vier Watt Leistung bei entsprechender Sonneneinstrahlung zu erbringen. Durch Serien- und Parallelschaltung dieser Zellen kann dementsprechend eine PV-Anlage mit der gewünschten Leistung geschaffen werden. Der Ertrag aus diesen Systemen kann jedoch nach wie vor je nach Standort und der dortigen Sonneneinstrahlung schwanken. Die Sonneneinstrahlung liegt generell bei etwa 1,37 Kilowatt pro Quadratmeter und gilt für senkrecht einfallendes Licht außerhalb der irdischen Atmosphäre. Dieser Wert wird durch die Atmosphäre und das vorherrschende Wetter abgeschwächt, sodass meist nicht mehr als 1000 Watt pro Quadratmeter auf der Erdoberfläche erreicht werden können [16, pp. 441-465].

3.2.2 Windenergieanlagen

Windenergieanlagen generieren Strom durch die Entnahme von kinetischer Energie aus dem Wind. In Abbildung 5 wird ein ziehender Luftstrom über eine Rotorfläche gezeigt. Durch die Energieentnahme aus dem Luftstrom ändern sich hinter der Rotorfläche Geschwindigkeit und Fläche der über die WEA gezogenen Luftmasse. Der entnommene Energieinhalt der Luft kann als ein Produkt von Luftdichte, Geschwindigkeit sowie Querschnittsfläche angegeben werden, d.h., wenn die Rotorblätter dem Luftstrom Energie entziehen, verringert sich die Strömungsgeschwindigkeit und die Querschnittsfläche vergrößert sich. Die Betz'sche Theorie beschäftigt sich mit der Frage, wie viel Energie maximal aus einem Luftstrom durch eine mechanische Entnahmestelle abgeführt werden kann, ohne dass der Luftstrom dahinter zum Erliegen kommt. Das Verhältnis zwischen der mechanischen Leistung des Wandlers und der Leistung des Luftstroms, der durch die gleiche Querschnittsfläche strömt, wird als Leistungsbeiwert angegeben und gibt das ideale Geschwindigkeitsverhältnis vor und hinter der Entnahmestelle an. Die im Idealfall erreichbare Leistungsentnahme wird auf 59,3 Prozent bestimmt und gilt als oberes Maximum für WEAs zur Energieentnahme über einen beliebigen Querschnitt [17, pp. 85-89].

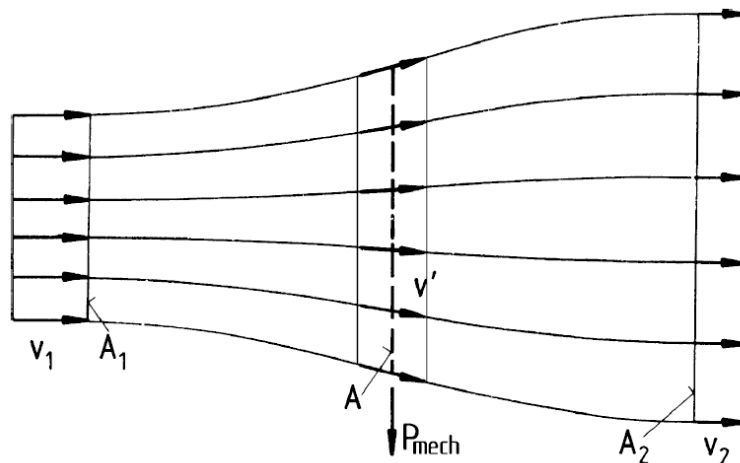


Abbildung 5: Strömungsverhältnisse beim Entzug von mechanischer Leistung [17, p. 86]

Der Horizontalachsen-Rotor stellt in der WEA-Herstellung das beherrschende Konstruktionsprinzip dar und kennzeichnet sich durch um ihre Längsachse verstellbare Rotorblätter, aerodynamisch optimal ausgelegte Rotorblattformen zur Nutzung des bestmöglichen Auftriebsprinzips sowie der technologisch am weitesten fortgeschritten Entwicklung gegenüber anderen Bauformen von Windenergieanlagen [17, p. 71].

Da die Gondeln von modernen WEAs mittlerweile auf Höhen von mehr als 100 Metern installiert werden und Rotorblätter eine Länge von bis zu 70 Metern erreichen, kann sich durch Drehen des Rotorblattes die Windgeschwindigkeit im untersten Punkt zum obersten Punkt unterscheiden und es so zu unterschiedlichen Lasten auf die WEA kommen. Außerdem unterscheiden sich, vor allem auf dem Festland, die Windgeschwindigkeiten in verschiedenen Höhenschichten, die durch die Länge des

Rotorblatts erreicht werden. Damit jedoch trotzdem bestimmt werden kann, wie groß die Schwankungen ausfallen, werden diese mithilfe der Hellmann-Formel und einer Referenzmessung in zehn Metern Höhe berechnet. Diese Werte sind vor allem bei der Bestimmung eines neuen Standortes für WEA wichtig, da so die Qualität des Standortes und damit die Windenergieausbeute im Voraus bestimmt werden kann. Standorte werden nur dann für den Zubau von Anlagen interessant, wenn die Windkraftanlage möglichst häufig ihre Nennleistung erreichen kann, welche, nach der Beaufort-Skala zur Klassifizierung der Windstärke, bei einer Windgeschwindigkeit zwischen 10 und 20 Metern pro Sekunde erreicht wird [18, pp. 5-10].

Die Bewegungsenergie der Rotorblätter wird bei jeder eingesetzten WEA durch Asynchron- oder Synchrongeneratoren, welche üblicherweise hinter die Rotorblätter im Turmkopf installiert werden, abgenommen und in elektrische Energie umgewandelt. Eine Turbinenwelle verbindet die Rotornabe mit einem Getriebe, welches die Bewegungsenergie an den Generator weitergibt. Die daraus entstehende Energie wird durch einen oder mehrere Wechselrichter umgewandelt, um in das Stromversorgungsnetz eingespeist werden zu können [19, pp. 123-130].

Es gibt unterschiedliche Anwendungsgebiete für WEA. An Land werden sie oft als Onshore-WEA und auf der See als Offshore-WEA bezeichnet. Die Energieerzeugung unterscheidet sich bei den beiden Standorten signifikant dadurch, dass das Windangebot auf der See oftmals größer ist als auf dem Land. Durch die deutlich geringere Oberflächenrauigkeit des Meeres gegenüber dem Land nehmen die Windgeschwindigkeiten in der Höhe dort schneller zu und können genutzt werden. Außerdem herrschen auf See weniger Windturbulenzen, die durch Ermüdungslasten auf die Windkraftanlage zu schwierigeren Verhältnissen bei der Energieentnahme aus dem Wind führen. Dadurch bedingt stoppt der Wind hinter einer Onshore-WEA schneller ab als bei einer auf See. Ein positiver Nebeneffekt davon ist allerdings, dass Onshore-WEA in geringeren Abständen hintereinander installiert werden können als Offshore-WEA. In Abbildung 6 ist zu erkennen, dass die mittlere Windgeschwindigkeit Auswirkungen auf die Nabenhöhe der WEA hat. Anlagen mit derselben Nabenhöhe von etwa 100 Metern sind auf See höheren Windgeschwindigkeiten als Onshore-WEA im Küstenbereich ausgesetzt und können daher bei gleicher Höhe mehr Energie produzieren [17, pp. 770-771].

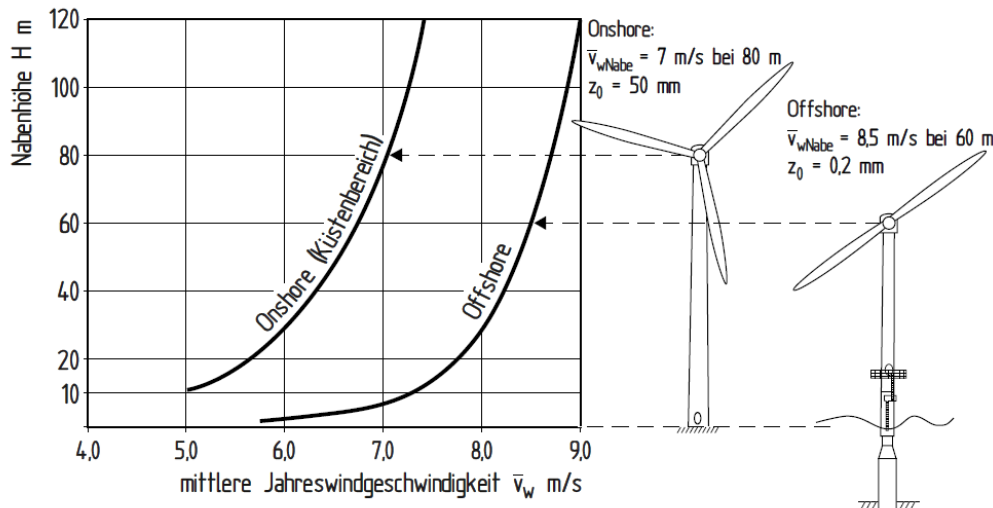
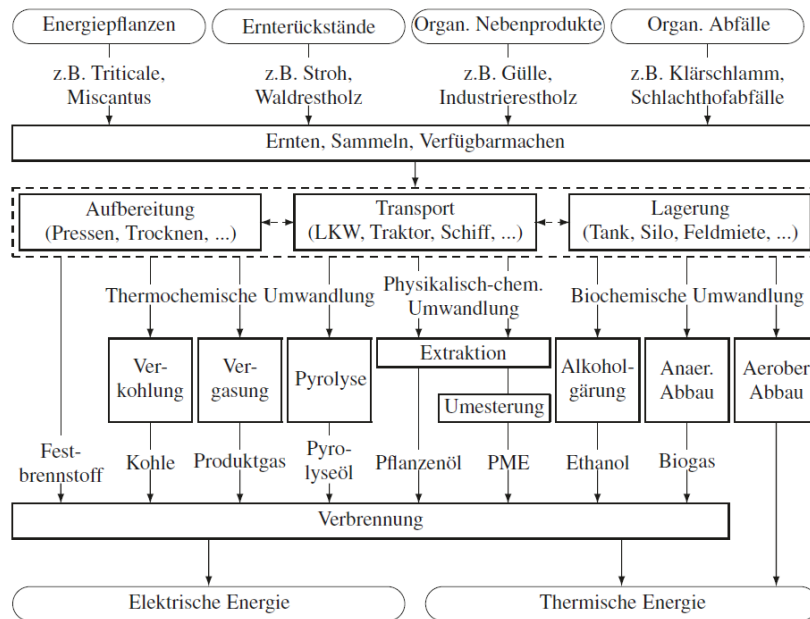


Abbildung 6: Höhenprofile für Onshore- und Offshore-WEA [17, p. 771]

3.2.3 Biomasseanlagen

In Biomasseanlagen können sehr unterschiedliche Güter umgesetzt werden, daher gibt es verschiedene Möglichkeiten, um Energie aus Biomasse herzustellen. Allen Arten ist die Notwendigkeit des vorgeschalteten Anbaus gemeinsam. So kann erst mit der Ernte die Kette zur Energiebereitstellung beginnen. In Abbildung 7 sind verschiedene Stoffe, wie Gülle, Holz, Stroh, Energiepflanzen und andere energiereiche Produkte zur Nutzung dargestellt. Nach der Ernte werden sie den vorgesehenen Anlagen zugeführt, wobei es sein kann, dass bestimmte Biomassearten noch anderweitige Aufbereitungsprozesse durchlaufen müssen, um schlussendlich verbrannt werden zu können. Grundsätzlich wird in drei grundlegende Verfahren unterschieden, die thermochemische, physikalisch-chemische und biochemische Umwandlung. Die einzige Art der Biomasseumsetzung ohne Verbrennung des Endproduktes ist der aerobe Abbau. Hierbei laufen Stoffwechselvorgänge unter der Beteiligung von Sauerstoff ab, wobei Wärme entsteht. Alle anderen Umsetzungen erfordern eine weitere Vorbehandlung, da die Stoffe oft in einer Form vorliegen, die nicht ohne weitere Komplikationen in einer Biomasseanlage verbrannt werden können. So muss Holz bspw. vor dem Brennvorgang gepresst und getrocknet werden, um den Energiegehalt bezogen auf das Nettogewicht zu steigern. Stoffe wie Gülle hingegen, aus denen in einem nachgeschalteten Prozess Biogase entstehen, müssen mittels biochemischer Verfahren zur vermehrten Kohlenwasserstoffbildung angeregt werden, um sie später verbrennen zu können [20, pp. 521-522].



Abbildungung 7: Wandlungsketten bei der Biomasseverarbeitung [20, pp. 520-522]

Die Verbrennung eines Festbrennstoffes lässt sich, wie in Abbildung 8 ersichtlich, in verschiedene Teilprozesse unterteilen. Zuerst finden eine Aufheizung und Trocknung des Brennstoffes statt, in der ungebundenes und zellgebundenes Wasser durch die Erhitzung auf 100 Grad Celsius ausgetrieben wird. Sollte der Wassergehalt der Biomasse über 60 Prozent liegen, was meistens ohne Trocknung der Fall ist, kann die für die Verbrennung benötigte Flammentemperatur nicht aufrecht gehalten werden und der Vorgang kommt zum Erliegen. Nach diesem Teilprozess des Biobrennstoffes findet entweder die direkte Verbrennung, eine Vergasung oder Pyrolyse statt. Bei der Pyrolyse wird der Brennstoff unter Sauerstoffausschluss weiter erhitzt, um Stoffe wie Holzkohle, Pyrolyseöl oder Synthesegas herzustellen. Da Biomasse zu einem großen Teil aus Cellulose besteht, kann auch unter Sauerstoffausschluss eine Oxidationsreaktion aufgrund des hohen Sauerstoffgehalts des Stoffes selbst stattfinden. Die Cellulose wird dabei unter Energieeinwirkung in kurzkettige Kohlenwasserstoffe aufgetrennt und so für eine spätere energetische Nutzung brauchbar. Bei der Vergasung wird die Biomasse bei einer Temperatur zwischen 800 und 1000 Grad Celsius im Brennraum und unter der Zufuhr von weniger Sauerstoff als zu einer vollständigen Verbrennung benötigt wird zu Biogas umgesetzt. In diesem Prozess entstehen überwiegend Kohlenwasserstoffe, Wasser, Kohlenmonoxid und Wasserstoff. Interessant wird dieses Gas vor allem für die Anwendung in Verbrennungsmotoren. Jedoch muss in diesem Fall eine nachgeschaltete Rauchgasreinigung vorgenommen werden, um den Anforderungen an die hohe Reinheit der Gase für diesen Zweck gerecht zu werden.

Die letzte Stufe der Biomasseverarbeitung stellt die Verbrennung dar. Bei Temperaturen zwischen 700 und 1400 Grad werden die zuvor unter überwiegend endothermen Prozessen gewonnenen Gase und Feststoffe vollständig oxidiert. Unter Luftüberschuss, d.h. unter Zuführung von mehr Sauerstoff als eigentlich für die Verbrennung benötigt wird, werden im Idealfall alle enthaltenen Gase und Feststoffe

in Wasser und Kohlendioxid umgesetzt und Energie in Form von Wärme und Elektrizität gewonnen [21, pp. 653-681].

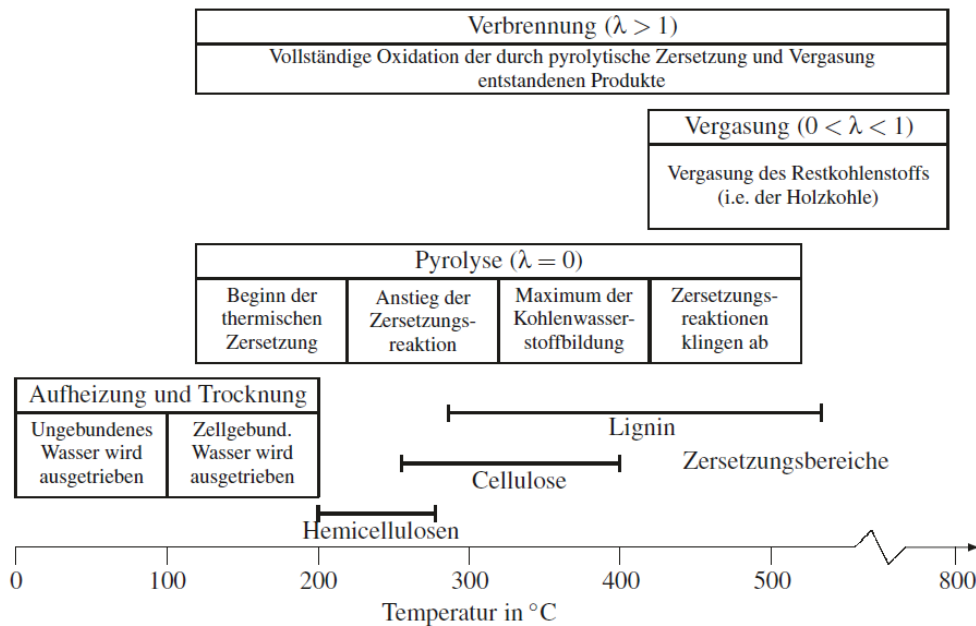


Abbildung 8: Der Verbrennungsprozess verschiedener Arten der Biomasse [20, pp. 520-525]

Biomasseanlagen können aus diesem Grund sehr unterschiedlich und auf ihre Anwendung spezifiziert ausfallen. Vor dem Bau einer solchen Anlage ist daher die Art des Brennstoffes und die gewünschte Nutzung zu analysieren, damit eine auf den Prozess optimal abgestimmte Anlage zur Umsetzung der Masse geschaffen werden kann. Ferner muss vorab entschieden werden, ob die zu verbrennende Masse fest, flüssig oder gasförmig ist, ob eine Vorbehandlung nötig ist, ob die Anlage das Produkt auch mit beinhalteten Schadstoffen umsetzen kann und wie rein der zu verbrennende Stoff ist.

3.2.4 Wasserkraftanlagen

Auch bei der Stromgewinnung aus Wasserkraftanlagen werden verschiedene Kraftwerksbauarten genutzt, welche von den verschiedenen Nutzungsmöglichkeiten des Wassers abhängen. So können Potenziale zur Energiegewinnung durch fließende, aber auch stehende Gewässer oder die Nutzung von Strömung oder Gezeiten entstehen. Der Vorteil der Gewinnung von Strom aus Wasserkraft ist die zirka tausendfach größere Dichte des Wassers gegenüber Luft. Sie ermöglicht auch bei verhältnismäßig geringen Fließgeschwindigkeiten die Erzielung relativ großer Strommengen. Nachteilig sind hingegen die deutlich höheren Verschleißerscheinungen an Bauteilen, bedingt durch eine höhere Viskosität des Wassers sowie Korrosions- und Erosionsneigungen an metallischen Werkstoffen wie beispielsweise Eisen oder Kupfer. Auch die schwankenden Kraftbelastungen sowie enthaltene Fremdstoffe gehen zu Ungunsten der Langlebigkeit der eingesetzten Baustoffe und erhöhen das Wartungsaufkommen [22, p. 116].

Wasserkraftanlagen können aufgrund der unterschiedlichen Nutzungsarten unterschieden werden. So können sie nach technischen, topografischen, wasserwirtschaftlichen oder energiewirtschaftlichen Gesichtspunkten sowie nach der Nutzfallhöhe, der Betriebsweise oder der installierten Leistung eingeteilt werden. In dieser Arbeit erfolgte die Differenzierung nach der Nutzfallhöhe [23, p. 99].

Niederdruckkraftwerke charakterisieren sich durch ihre geringe Fallhöhe bis etwa 15 Meter und werden meist als Laufwasserkraftwerke gebaut. Speichermöglichkeiten können in diesen Kraftwerkstypen meist nicht realisiert werden, da eine Überstauung des Flusslaufes oft zu Überschwemmungen der Umgebung führt. Besonders geeignet sind Flüsse und Ströme mit einem Gefälle von weniger als zwei Prozent. Abbildung 9 zeigt wesentliche Bauweisen von Flusskraftwerken. Die Fallhöhe ist die Differenz zwischen der Staumauer und der Staulinienwurzel. Sollten zwei Staumauern so weit auseinander liegen, dass die Staulinienwurzel zwischen ihnen liegt, so handelt es sich hierbei um eine sogenannte aussetzende Staffelungsart. Sofern es die Begebenheiten zulassen, bietet sich daher die aneinandergereihte Bauweise an, da so die maximale Höhendifferenz zur Gewinnung von Energie genutzt werden kann. Wenn das Gefälle des Flusslaufs für normale Laufwasserkraftwerke allerdings zu groß sein sollte, kann sich auch die Bauweise der übergreifenden Staffelung anbieten [23, pp. 101-105].

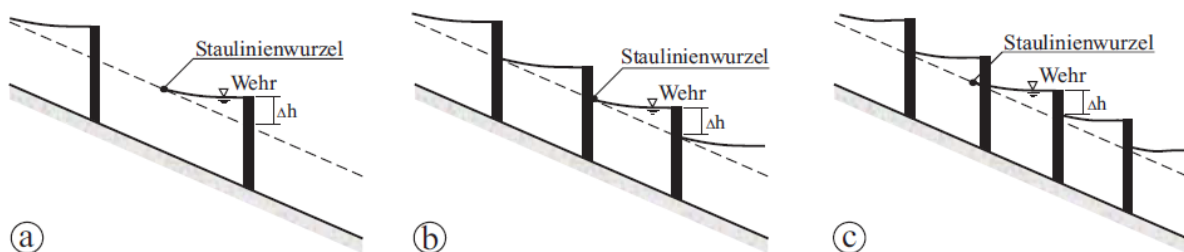


Abbildung 9: Aussetzende, aneinandergereihte und übergreifende Staffelungsart von Kraftwerksketten in Flusskraftwerken [23, p. 102]

Der Übergang zu Kraftwerken mit einer mittleren Fallhöhe zwischen 15 und 50 Metern ist fließend und nicht immer deutlich gegenüber Anlagen mit einer niedrigen oder hohen Fallhöhe zu unterscheiden. Die für solche Wasserkraftanlagentypen durchschnittlichen, mittleren Wasserdurchsätze sind oftmals nur durch eine geeignete Speicherbewirtschaftung zu erreichen. Dafür werden diese Anlagen als niedrige Talsperren mit Speicherfunktion oder an höheren Wehren als Laufwasserkraftanlage ausgeführt. Neben der täglichen Stromerzeugung haben solche Anlagen oftmals weitere Funktionen, die sie zu erfüllen haben. So müssen sie in der Lage sein, die jahreszeitlich schwankenden Durchflüsse aufzunehmen, bei Spitzenlasten zusätzliche Energie erzeugen, eine eventuelle Pumpspeicherung zu ermöglichen, Trinkwasser für Wohngebiete zu liefern, als Hochwasserschutz zu arbeiten oder Niedrigwassergebiete zu erhöhen. Dieses breite Anwendungsspektrum wird dabei von Flusslauf zu Flusslauf individuell entschieden [23, pp. 110-111].

Hochdruckkraftwerke charakterisieren sich dementsprechend durch ihre Fallhöhe ab etwa 50 Metern und ihren verhältnismäßig geringen Durchfluss, aus dem sie Energie gewinnen müssen. Sie werden in Hochdruckanlagen mit Freispiegelkanal und Einlaufbecken, Hochdruckanlage mit gänzlicher Druckleitung und Speicher- bzw. Talsperrenkraftwerk unterschieden. Ohne hohe Speicherkapazitäten wäre ein Betrieb dieser Kraftwerksart nicht rentabel. Genutzt werden sie vor allem als Spitzenlastkraftwerke zur Erbringung von Ausgleichsenergie. Dabei können sie sowohl als Verbraucher als auch als Erzeuger auftreten [23, pp. 111-114].

3.2.5 Batteriespeicher

Batteriespeicher finden sowohl im Verkehrssektor als auch im Industrie-, Gewerbe- und Haushaltssektor eine immer größere Anwendung. Durch den Ausbau volatiler Erzeugungsanlagen gibt es wie erwähnt immer mehr Energie, die nicht direkt verbraucht werden kann und daher zunächst in Systemen gespeichert oder transformiert werden muss, um zu einem späteren Zeitpunkt verwendet werden zu können. Batteriespeicher nutzen dabei die Fähigkeit der elektrischen Ladung, sich zu ändern, um erzeugte Energie speichern zu können. Sie arbeiten sehr verlustfrei, sind aufgrund ihrer Beschaffenheiten allerdings nicht in der Lage, große Speichermengen fassen zu können. Die drei gängigsten Batterietypen, die in verschiedenen Varianten genutzt werden, sind Blei-, Lithium-Ionen-, sowie Redox-Flow-Batterien. Bleibatterien werden aufgrund ihrer preiswerten Herstellung, einem Wirkungsgrad von etwa 80 Prozent, einer gemäßigten Selbstentladung zwischen zwei und fünf Prozent im Monat und einer begrenzten Zyklenlebensdauer von etwa 1500 Be- und Entladungen genutzt. Lithiumbatterien wegen ihrer hohen Energiedichte, einer hohen Zyklenfestigkeit von etwa 10.000 Be- und Entladungen, einem Wirkungsgrad von zirka 95 Prozent und einer Selbstentladerate von nur einem Prozent im Monat. Redox-Flow-Batterien finden aufgrund ihres erhöhten Energiespeicherpotenzials, bedingt durch den Energieträger, der in separaten Tanks gespeichert werden kann, Anwendung. Auch die Gesamtwirkungsgrade von um die 70 Prozent und über 10.000 Lade-Entlade-Zyklen sprechen für eine Langlebigkeit dieser Batterieart und relativieren die geringe Zellspannung von etwa 1,4 Volt [24, pp. 18-21].

Die grundsätzlichen Anforderungen an einen Batteriespeicher und das dazugehörige Management können grundlegend in vier funktionale Ebenen unterteilt werden: die mechanische Integration, das elektrische und thermische Management und die Kommunikation nach außen. Unter der mechanischen Integration wird der Zusammenschluss der einzelnen Komponenten zu einer Batterie verstanden, das elektrische Management stellt die elektrische Versorgung der nachgeschalteten Komponenten sicher, das thermische Management sorgt für die Temperierung der Batterieanwendung und die Kommunikation nach außen verbindet Batterie, Erzeuger und Verbraucher. Vor allem das thermische Management ist für die Funktionalität der Batterie unerlässlich [25, pp. 94-99].

Weitere Klassifizierungen der Batteriespeicher sind u.a. die stationäre und mobile Anwendung. Stationäre Batteriespeicher werden unter anderem im Privatsektor zur Stromspeicherung genutzt, um die Ausnutzung regenerativer Energien zu steuern und zu optimieren. Aufgrund ihres hohen Energiepotenzials werden in diesem Sektor Lithium-Ionen-Batterien als die momentan dominierende Form genutzt. Sie besitzen ein extrem negativ liegendes Redoxpotential von minus 3,05 V gegenüber einer Normal-Wasserstoff-Elektrode und sind damit in der Lage, bis zu 600 Wattstunden pro Kilogramm Batterie zu speichern. In Abbildung 10 ist der prinzipielle Aufbau und die Funktionsweise einer wiederaufladbaren Lithium-Ionen-Batterie zu sehen. Grundsätzlich besteht jede Batteriezelle aus einer Anode und einer Kathode. Bei Lithium-Ionen-Zellen wird als Kathode Metalloxid, welches mit Lithium dotiert wurde, verwendet, sowie als Anode Graphit. Der Separator, bestehend aus Lithiumhexafluorophosphat, ist für Lithium-Ionen durchgängig und garantiert den Energiefluss innerhalb der Zelle. Das im Aktivmaterial eingelagerte Lithium spaltet sich beim Ladevorgang, also der Energiezufuhr, in ein Lithium-Ion und ein Elektron auf, wobei das Elektron über die Aluminiumkathode hin zur Kupferanode fließt und das Lithium-Ion durch den Elektrolyten hindurch zur Anode wandert. Das Lithium-Ion lagert sich zusammen mit dem zur Anode gebrachten Elektron im Graphit ein. Beim Entladevorgang spalten sich das Lithium-Ion und das Elektron wieder vom Graphit ab und gehen den umgekehrten Weg des Ladevorgangs zurück zur Kathode. Der dabei entstehende Elektronenfluss von der Anode zur Kathode kann durch einen Verbraucher genutzt werden. Um die Fläche einer einzelnen Batteriezelle zu vergrößern, wird sie in der Regel in einer zylindrischen Form produziert [25, pp. 4-5, 8].

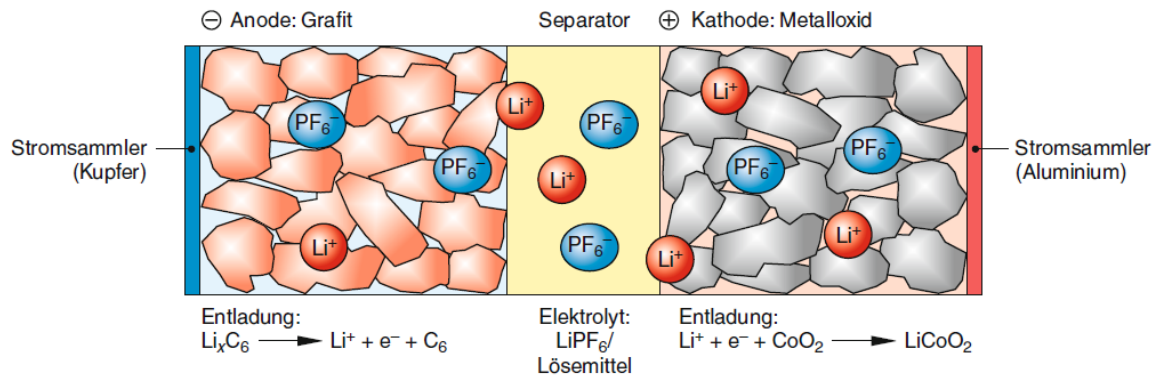


Abbildung 10: Prinzipieller Aufbau und Funktionsweise einer Lithiumionen-Batterie [24, p. 166]

Batteriespeichersysteme bestehen aus mehreren in Serie und Reihe geschalteten Zellen, wobei eine Parallelschaltung die Spannung und eine Serienschaltung die Kapazität des Systems regulieren kann. Die Batterie besteht neben den elektrochemischen Speicherzellen des Weiteren aus mechanischen, elektrischen und elektrotechnischen Komponenten, wie beispielsweise einem oder mehreren Umrichtern zur Einstellung der Spannung. Das sogenannte Batteriemanagementsystem, kurz BMS, übernimmt neben der Funktion der Überwachung und Steuerung auch die Aufgabe der Datenkommunikation nach außen mit den dazugehörigen Aktoren. Lithium-Ionen-Batterien sind grundsätzlich in ihrem Leistungsverhalten und ihrer Lebensdauer stark von der Umgebungstemperatur abhängig, da bei hohen Be- und Entladeströmen hohe Abwärmeströme, bedingt durch ansteigende Innenwiderstände, entstehen, was durch eine optimale Kühlstruktur verhindert werden soll [25, pp. 94-99].

Aufgrund ihrer hohen Energiedichte werden Lithium-Ionen-Batterien nicht nur für stationäre Anwendungen, sondern mittlerweile auch als Energiequelle für Antriebsstränge in Fahrzeugen genutzt. Andere Batterietypen, wie zum Beispiel Blei-Akkumulatoren, Nickel-Metallhydrid-Batterien oder Redox-Flow-Batterien, weisen eine zu geringe Energiedichte auf, als dass die Anwendung im Automobilbereich technisch sinnvoll sein könnte. Ein weiterer Vorteil von Lithium-Ionen-Batterien ist das nicht symmetrische Be- und Entladen. Die Laderate C, welche die Lade- und Entladegeschwindigkeit eines Batteriesystems angibt, liegt meistens zwischen einem und zwei C bzw. bis zu zehn C bei Entladung. Wobei gilt, wenn ein Batteriesystem eine Laderate von einem C aufweist, bedeutet dies, dass die Batterie innerhalb einer Stunde vom leeren in den vollen Zustand versetzt werden kann. Eine Entladerate von zehn C bedeutet dementsprechend, dass die Zelle in einem Zehntel einer Stunde komplett entladen werden kann. Die Lithium-Ionen-Batterie benötigt ein thermisches Management, welches sie stets in einem Temperaturbereich zwischen 20 und 60 Grad Celsius hält. Ein weiterer wichtiger Faktor für die Langlebigkeit des Systems ist die Dichtigkeit, da Wasser und Sauerstoff die Zellen dauerhaft schädigen. Sollten diese Faktoren weitestgehend eingehalten werden, kann eine kalendarische Lebensdauer von zehn und 15 Jahren erreicht werden [26, pp. 146-149].

3.2.6 Elektrolyseure

Durch das Anlegen elektrischen Gleichstroms an eine leitfähige Flüssigkeit kann diese aufgespalten und in speicherbare, energiereiche Stoffe umgesetzt werden. Um diese Flüssigkeit trennen zu können, muss die angelegte Spannung mindestens der Zersetzungsspannung der jeweiligen Ausgangsprodukte entsprechen. Die elektrische Aufspaltung wässriger Lösungen wird unterschieden in die alkalische Elektrolyse, kurz AEL, die polymerelektrolytmembran-Elektrolyse, kurz PEMEL, sowie die Hochtemperatur-Dampfelektrolyse, auch HTES genannt. Dabei wird Wasser mittels Strom in Wasserstoff und Sauerstoff gespalten und, sofern die dafür aufgewendete Energie aus regenerativen Quellen stammt, als grüner Energieträger bezeichnet. So können beispielsweise überproduzierte Mengen an Strom aus Wind- und Solarenergie in Wasserstoff gewandelt und in speicherfähigen Anlagen gelagert werden [27, pp. 251-252].

Die alkalische Elektrolyse ist die älteste genutzte Methode, um Wasser in seine Bestandteile zu zerlegen. Hierbei wird eine wässrige Kalilauge mit einer Konzentration zwischen 20 und 40 Prozent typischerweise bei einer Betriebstemperatur von etwa 80 Grad Celsius verwendet. Mithilfe dieser Rahmenbedingungen können Stromdichten zwischen 0,2 und 0,6 Ampere pro Quadratzentimeter realisiert werden. Eine Vielzahl dieser Anlagen wird drucklos betrieben. Allerdings wurden solche Elektrolysetypen in den letzten Jahrzehnten nur in begrenzter Anzahl hergestellt, wodurch sich der Stand der Technik nur marginal verändert hat. Größere Anlagen mit einem Durchsatzvolumen von bis zu 30.000 Normkubikmeter Wasserstoff pro Stunde wurden nur selten gebaut und individuell auf den Anwendungsfall zugeschnitten [28, p. 214].

Das Filterdesign von AEL ist in klassischer Pressanordnung ausgeführt und ermöglicht eine große Variabilität der Zellfläche, in welcher das Wasser gespalten wird. Filterflächen zwischen 0,1 bis über 3 Quadratmetern können in einer solchen Bauweise realisiert werden. Auch die Elektroden unterscheiden sich teilweise grundlegend: Es können simple Metalle wie Nickel, aber auch poröse Metallstrukturen zur Schaffung von ZeroGap-Zellen genutzt werden. Grundlegend gleich bei allen AEL-Anlagen ist der Aufbau, bestehend aus einem alkalischen Elektrolysestack, dem thermischen und fluidischen-Management, einer Systemsteuerung, der Leistungselektronik, wie beispielsweise Gleichrichtern, einer ähnlichen Anlagenperipherie sowie der Wasserstoffaufbereitung [29, pp. 32-33].

In der PEM-Elektrolyse kommen protonenleitende Membranen zum Einsatz, welche Wasserstoffionen diffundieren lassen. An der Anode wird dabei das Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff gespalten und der Sauerstoff an die Umwelt abgegeben. Die Wasserstoffionen gelangen durch die „Proton Exchange Membran“ zur Kathode und verbinden sich dort zu Wasserstoff. Die von den Wasserstoffionen benötigten Elektronen gelangen durch das Anlegen von elektrischer Energie von der Anode zur Kathode. Wie in Abbildung 11 zu erkennen ist, kann diese Art der Elektrolyse höhere Stromdichten als AEL-Anlagen realisieren. Bei Betriebsdrücken von maximal 30 bar ermöglichen PEMEL-Anlagen einen größeren Teillastbereich als AEL-Anlagen und können auf Zell- und Stackebene auf bis zu null Prozent

Teillast heruntergeregelt werden. Ein Stack besteht aus mehreren Zellen und kann als System mehrerer Zellen verstanden werden [28, p. 218].

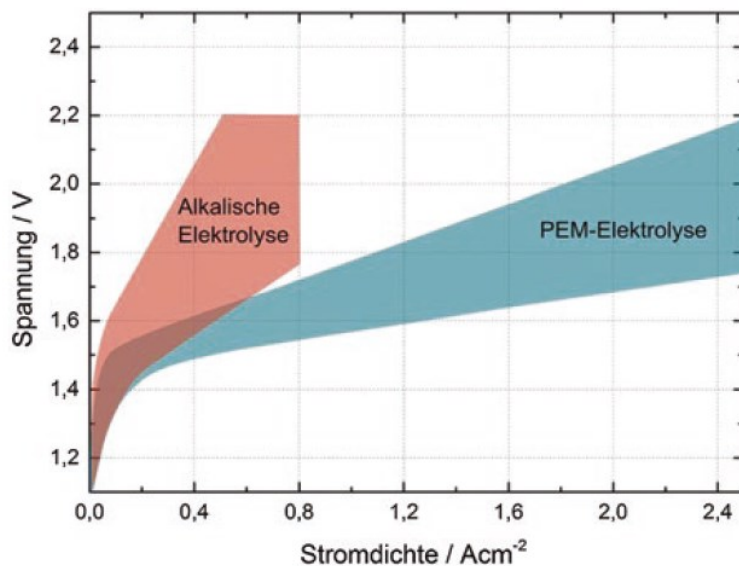


Abbildung 11: Strom-Spannungskurven für alkalische und PEM-Elektrolyse [28, p. 218]

Die HTES findet bei Temperaturen zwischen zirka 800 bis 1000 Grad Celsius statt. Im Gegensatz zu flüssigen Systemen, wo etwa fünf Kilowattstunden elektrische Energie von Nöten sind, um einen Kubikmeter Wasserstoff herzustellen, reichen bei der Wasserdampf-Elektrolyse bereits drei Kilowattstunden aus. Dies ist in der Reaktionsenthalpie bei der Zersetzung von flüssigem Wasser begründet, welche in der Dampfphase von 286 Kilojoule pro Mol auf zirka 245 Kilojoule sinkt. Aufgrund der Wassergas-Shift-Reaktion von Kohlendioxid zu Kohlenmonoxid bei 850 Grad Celsius kann, neben der Aufspaltung des Wassers, Synthesegas in einer Hochtemperatur-Elektrolyse gewonnen werden und die Attraktivität des Systems so noch gesteigert werden. Ausführungsformen für HTES-Anlagen sind platten- oder röhrenförmig und begünstigen die optimale Durchführung des Wasserdampfes an der Kathode entlang. Dabei spalten sich Wasser- und Sauerstoff voneinander ab, sodass als Kathodengas ein wasserstoffreiches Gas mit Restanteilen von Wasser entsteht und der Sauerstoff an der Anode mit nahezu 100 Prozent abgeschieden wird. Damit die eingesetzten Elektrolyte den hohen Temperaturen standhalten, werden poröse, nickelbasierte Materialien an der Kathode und Materialien mit Perowskitstruktur an der Anode eingesetzt. Die daraus resultierende mechanische Instabilität begrenzt die Elektrodenflächen auf 100 Quadratzentimeter, wobei mit der Entwicklung von Stützstrukturen zur Stabilitätssteigerung größere Querschnitte erwartet werden können [24, pp. 468-470].

3.2.7 Power – to – Gas – Anlagen

Power-to-Gas-Anlagen, kurz PtG-Anlagen, sind in der Lage, elektrische Energie in eine chemische Energieform zu überführen. Die in 3.2.6 vorgestellten Elektrolyseure stellen eine Form der PtG-Anlage dar. Neben der Wandlung von Strom in Wasserstoff können jedoch auch andere chemische Produkte, wie beispielsweise Methan, hergestellt werden. So kann unter Zugabe von Kohlendioxid aus Strom und Wasser Methan und Sauerstoff hergestellt und zum Beispiel in die bestehende Gasnetzinfrastruktur eingespeichert werden. Diese sogenannte Methanisierung ist neben der Wasserstoffelektrolyse der zweite bedeutende Verfahrensschritt, um aus elektrischer chemische Energie herzustellen. PtG-Anlagen können Methan auf verschiedenen Arten - der chemischen bzw. biologischen - gewinnen. Bei der biologischen Gewinnung werden Enzyme der verwendeten Mikroorganismen genutzt, die bei einer Betriebstemperatur von 40 bis 70 Grad Celsius Wasser und Kohlendioxid zu Methan umsetzen können. Meist ist dafür ein Energieeinsatz zwischen 0,4 und 1,8 Kilowattstunden pro erzeugtem Kubikmeter Methan und ein Druckbereich zwischen einem und 20 bar notwendig. Die chemische Methanisierung hingegen findet bei hohen Betriebstemperaturen zwischen 200 und 700 Grad Celsius und einem Druck bis zu 80 bar statt. Der Energiebedarf pro erzeugtem Kubikmeter Methan beträgt bei einem Einspeisedruck von 16 bar nur bis zu 0,4 Kilowattstunden, außerdem ist auch der stündliche Gasdurchsatz deutlich höher als bei einer biologischen Anlage. So kann ein Durchsatz zwischen 500 und 5000 Kubikmetern pro Stunde problemlos realisiert werden, wohingegen eine biologische Anlage nicht mehr als 110 Kubikmeter pro Stunde umsetzen kann [30, pp. 165-180].

Forschungsprojekte, wie beispielsweise das HELMETH-Projekt des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT), arbeiten fortwährend an einer Verbesserung der Power-to-Gas-Technologie und haben bereits eine Anlage geschaffen, welche eine HTES mit einer chemischen Methanisierungsanlage verbindet und so den Wirkungsgrad des Methanisierungsprozesses signifikant steigert. Wie in Abbildung 12 zu sehen ist, soll die Energie für diese Anlage aus erneuerbaren Energien gewonnen werden. Zunächst wird die HTES bei 850 Grad Celsius und 15 bar betrieben, um Wasserstoff für die nachgeschaltete Methanisierung herzustellen. Die Abwärme, die hierbei entsteht, wird an den Methanisierungsprozess, welcher bei einer Temperatur von 250 Grad Celsius optimal betrieben werden kann, abgegeben. So wird der Energieeinsatz minimiert. Bei Drücken zwischen zehn bis 30 bar und einem regelbaren Durchsatz von 20 bis 100 Prozent kann dabei mit einem Wirkungsgrad von bis zu 76 Prozent das Erdgassubstitut (kurz SNG), welches alle Kriterien an die Reinheit von Erdgas erfüllt, hergestellt werden. Dies stellt eine deutliche Steigerung zu anderen Systemen dar, bei welchen mithilfe einer Niedertemperatur-Elektrolyse Wasserstoff gewonnen wird. In diesen beträgt der übliche Wirkungsgrad maximal 54 Prozent. Bei entsprechender Skalierung im Industriemaßstab kann hier ein Wirkungsgrad von über 80 Prozent erwartet werden [31].

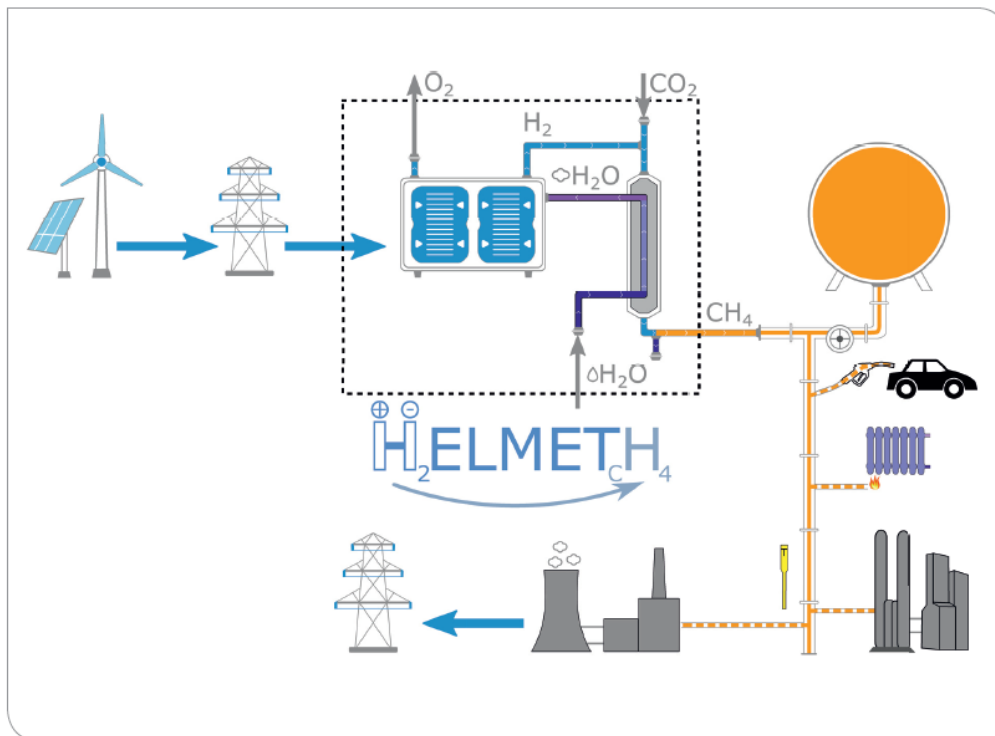


Abbildung 12: Schematischer HELMETH Power-to-SNG Prozess [31]

3.2.8 Brennstoffzellen

Brennstoffzellen arbeiten, anders als ihr Name vermuten lässt, nicht mit einer Verbrennung des Brennstoffes, sondern mit der elektrochemischen Verstromung eines chemischen Stoffes. Meist wird Wasserstoff unter Zugabe von Sauerstoff zu Wasser „rückverstromt“, um so Energie aus einer Zelle zu gewinnen. Die in einem Brennstoff gespeicherte chemische Energie wird direkt in Elektrizität umgewandelt, bei diesem Prozess entsteht keine Wärme. Theoretisch können daher Wirkungsgrade von bis zu 100 Prozent erreicht werden, welche jedoch in der Praxis durch Überspannungen begrenzt sind. Diese sogenannte stille Verbrennung arbeitet anders als der sogenannte Carnot-Prozess bei der Verfeuerung eines Brennstoffes. Es gibt keinen Kreisprozess. Abbildung 13 stellt die idealen Wirkungsgrade von Verbrennungsmotoren denen von Brennstoffzellen gegenüber. Zu erkennen ist der mit steigender Temperatur sinkende Wirkungsgrad von Brennstoffzellen, wohingegen der von Verbrennern zunimmt. Dies ist vor allem mit der Tatsache zu begründen, dass, wenn die Brennstoffzelle bei höheren Temperaturen gasförmiges statt flüssiges Wasser produziert, mehr Wärme aus dem System getragen wird, welche nicht zur Stromerzeugung genutzt werden kann und somit verloren geht. Bei sehr hohen Temperaturen hat dementsprechend der Verbrenner einen Vorteil gegenüber der Brennstoffzelle, welche im Niedertemperaturbereich dagegen mit einem sehr hohen Wirkungsgrad punktet [32, pp. 2-19].

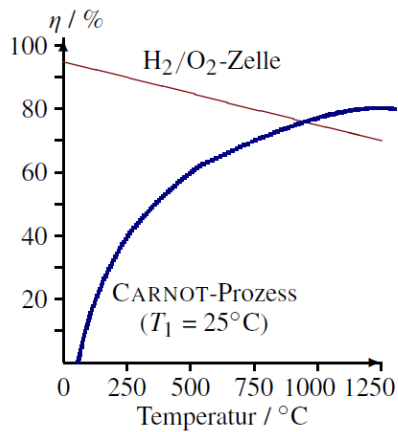


Abbildung 13: Ideale Wirkungsgrade von Verbrennungsmotor und Brennstoffzelle [32, p. 19]

Grundsätzlich werden Brennstoffzellen auf zwei Arten voneinander unterschieden. Es gibt zum einen die Klassifizierung in verschiedene Temperaturbereiche, unterteilt in Niedertemperaturzellen bis zirka 100 Grad, Mitteltemperaturzellen um etwa 200 Grad und Hochtemperaturzellen, welche oberhalb von 600 Grad Celsius betrieben werden. Zum anderen gibt es die Unterscheidung nach der Verwendung des in der Brennstoffzelle befindlichen Elektrolyten. Hier können fünf Kategorien unterschieden werden: Bei der Alkaline Fuel Cell, kurz AFC, werden Kalilauge als Elektrolyt, bei der Polymer Electrolyte Fuel Cell (PEFC) Kunststoff-Folien, bei der Phosphoric Acid Fuel Cell (PAFC) Phosphorsäure, bei der Molten Carbonate Fuel Cell (MCFC) Karbonatschmelzen und bei der Solid Oxide Fuel Cell (SOFC) dotierte Keramik verwendet. Die optimalen Betriebstemperaturen dieser Brennstoffzellen bestimmten sich nach der temperaturabhängigen Leitfähigkeit des Elektrolyten, welche von 70 bis 1000 Grad Celsius variieren kann [33, pp. 273-284].

Zu den Niedertemperatur-Brennstoffzellen zählt unter anderem die AFC, die bei einer Betriebstemperatur zwischen 60 und 100 Grad Celsius optimal betrieben werden kann. Der größte Vorteil dieser Bauart ist, dass durch das Verwenden von Kalilauge und der damit verbundenen geringen Korrosivität preisgünstige Materialien eingesetzt werden können. Aufgrund der geringen Betriebstemperatur lassen sich elektrische Wirkungsgrade bis zu 60 Prozent erreichen. Allerdings wird für den Betrieb hochreiner Wasser- und Sauerstoff benötigt, da die Lauge in Verbindung mit Kohlendioxid ein unlösliches Karbonat bildet und die Reaktion so zum Erliegen bringt. Da die Herstellung von hochreinem Wasserstoff allerdings mit einem sehr hohen technischen und somit auch finanziellen Aufwand verbunden ist, wird die alkalische Brennstoffzelle nur in Nischenbereichen wie der Raumfahrt oder für das Militär genutzt [27, p. 228].

Aktuelle Entwicklungen bevorzugen aus diesem Grund PEFCs. Diese weisen bei einer hohen Leistungsdichte von bis zu 0,7 Watt pro Quadratzentimeter und einer Betriebstemperatur zwischen 60 und 120 Grad Celsius wesentliche Vorteile auf. Die Zelle ist einfach zu regeln und reagiert schnell auf Laständerungen. Außerdem verursacht die Reaktion innerhalb einer PEFC keinen Lärm und stößt keinen Schadstoff aus. Selbst Stickstoffbelastungen können durch einen solchen Vorgang umgangen

werden. Allerdings ist auch diese Zelle kohlenstoffempfindlich, sodass auch hier hochreiner Wasserstoff eingesetzt werden muss [32, pp. 77-79].

Die PAFC ist eine Mitteltemperaturzelle, welche ihre optimale Betriebstemperatur bei 120 Grad Celsius hat. Ein großer Vorteil dieser Brennstoffzelle ist die gute Verträglichkeit des Kohlenstoffdioxids und der Schwefelsäure, sodass in ihr problemlos wasserstoffreiche Gase aus fossilen Brennstoffen ohne aufwändige Feinreinigung umgesetzt werden können. Außerdem liefert die Zelle eine hohe Stromdichte und besitzt eine gute Langzeitstabilität [32, pp. 163-164].

Die MCFC ist eine beliebte Hochtemperatur-Brennstoffzelle. Bei einer Betriebstemperatur von zirka 650 Grad Celsius erfolgt die elektrochemische Umsetzung in einem aus Kalium- und Lithiumkarbonat bestehenden Elektrolyten. Der Schmelzpunkt dieses Karbonatgemisches liegt bei 430 Grad Celsius und weist bei einer Betriebstemperatur von 650 Grad Celsius eine gute elektrische Leitfähigkeit auf. Ein solch hohes Wärmeniveau kann zahlreiche Kohlenwasserstoffe direkt im Anodenraum reformieren und ist daher äußerst attraktiv für die Umsetzung zahlreicher Gase wie bspw. Erd-, Kohle- oder Biogas. Aufgrund der hohen Temperaturen und der in Abbildung 13 erläuterten Abhängigkeit des Wirkungsgrades kann eine elektrische Leistungsabgabe von bis zu 50 Prozent realisiert werden. Eine nachgeschaltete Turbine kann die anfallende Abwärme nutzen und so den Nutzungsgrad auf bis zu 65 Prozent, je nach eingesetztem Brennstoff, erhöhen [27, pp. 231-232].

3.2.9 Wärmepumpen

Nach DIN EN 14511 wird eine Wärmepumpe (kurz WP) wie folgt definiert: Eine Wärmepumpe ist eine „als Einheit ausgelegte, von einem Gehäuse umschlossene Baugruppe, die den Dampfverdichtungszyklus, betrieben durch einen elektrischen Verdichter, nutzt, um Wärme bereitzustellen [34, p. 8]“. Eine Wärmepumpe besteht also aus mehreren Komponenten, welche die Wärme eines Systems durch Verdichten auf ein höheres Temperaturniveau heben. Dafür wird das Energieumwandlungsprinzip des thermodynamischen Kreisprozesses genutzt, welches sinnbildlich als Komponentenform in Abbildung 14 dargestellt ist. Bei Punkt eins wird das gasförmige Medium dem Verdichter zugeführt und auf ein höheres Druckniveau gebracht. Zwischen den Punkten zwei und drei wird Wärmeenergie aus dem verdichteten Gas über einen Kondensator an einen weiteren Heizkreis abgegeben. Das nun immer noch unter Druck stehende, aber kältere Medium wird zwischen den Punkten drei und vier über ein Expansionsventil entspannt und wieder verflüssigt. Da diese Flüssigkeit nun dasselbe Druckniveau wie im Ausgangspunkt besitzt, jedoch weniger Wärmeenergie, wird sie über den Verdampfer geführt, um so aus einem dort anliegenden Heizkreis Wärme an das Medium zu übertragen und so den Ausgangszustand im oben angesprochenen Punkt eins wieder herzustellen. Danach beginnt der Prozess von vorn [35, pp. 106-112].

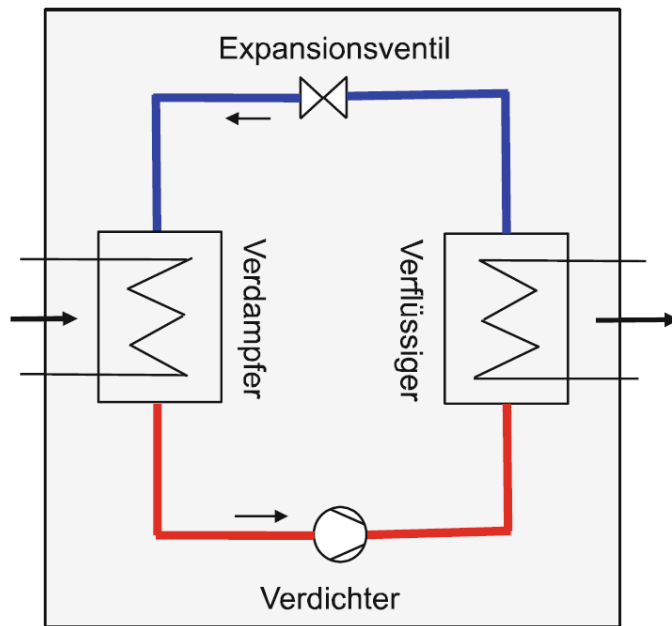


Abbildung 14: Schaltbild einer Wärmepumpe [35, p. 198]

Oft werden Wärmepumpensysteme mit einer leistungszahldefinierenden elektrischen Komponente, welche die Effizienz eines Systems bestimmt, ausgestattet. Diese Zahl kennzeichnet das Verhältnis von nutzbarer Wärmeenergie zur genutzten elektrischen Energie zum Verdichten des Mediums. Das System arbeitet dann am effizientesten, wenn die eingesetzte Strommenge zur Bereitstellung einer Kilowattstunde Wärme möglichst gering ist. Benannt werden unterschiedliche Wärmepumpentypen daher oft nach der Art der Wärmequelle und des Wärmeträgers auf der kalten sowie warmen Seite. Wesentliche Systeme, die in dieser Arbeit genutzt werden, sind Sole/Wasser-WP, Wasser/Wasser-WP, sowie Luft/Wasser-WP, wobei erstgenannter Wärmeträger immer auf der Verdampferseite und letztgenannter auf der Kondensatorseite anliegt. Somit ist die Wasser/Wasser-WP ein System, welches Wasser mit einem gewissen Temperaturniveau aus dem Erdreich zum Verdampfer fördert und dort Energie genau wie auf der Kondensatorseite an einen weiteren Wasserkreislauf abgibt [36, pp. 245-249].

Die Jahresarbeitszahl (JAZ) gibt dabei die Ausnutzung des Systems über ein Jahr an. Sie ist stark von den Temperaturen der Wärmequelle sowie den benötigten Temperaturen abhängig. Typische Werte liegen von Luft/Wasser-WP beispielsweise zwischen 2,7 und 3,2 und variieren je nach gewählter Vor- und Rücklauftemperatur des zweiten Kreislages. Eine möglichst geringe Vor- und Rücklauftemperatur führt zu einer höheren JAZ, da nicht so viel Energie für die Verdichtung aufgebracht werden muss. Ein Wert von 3,0 bedeutet, dass aus einer Kilowattstunde elektrischer Energie drei Kilowattstunden Wärme erzeugt werden können. Somit hängt die Wirtschaftlichkeit einer Wärmepumpe unmittelbar von der Vor- und Rücklauftemperatur auf der Abnehmerseite ab. Weitere JAZ von WP-Systemen liegen für Wasser/Wasser-WP zwischen 3,5 und 4,0 sowie für Sole/Wasser-WP zwischen 3,8 und 4,6. Höhere Werte der JAZ stehen bei unterschiedlichen Systemen jedoch auch höheren Investitionskosten

gegenüber, daher ist eine wirtschaftliche Betrachtung für jedes einzelne System unbedingt durchzuführen [35, pp. 187-194].

3.2.10 Blockheizkraftwerke

Zur gleichzeitigen Bereitstellung von Wärme und Elektrizität können Blockheizkraftwerke (kurz BHKW) verwendet werden. Diese nutzen das Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung aus und haben einen entscheidenden Vorteil gegenüber herkömmlichen fossilen Verbrennern, da sie den Brennstoff deutlich effizienter ausnutzen. Bei der Verbrennung wird die vorhandene Energie des Stoffes in elektrische Energie und Heizwärme getrennt und genutzt. Die bei diesem Prozess entstehende Abwärme soll in einem nachgeschalteten Prozess für Heizzwecke genutzt werden. Durch die gleichzeitige Nutzung von Wärme und Elektrizität kann der Wirkungsgrad deutlich erhöht werden. So erreichen Anlagen, die ausschließlich Elektrizität bereitstellen, oft nur Wirkungsgrade zwischen 35 und 60 Prozent, wohingegen eine Strom-Heizwärme-Kopplung auf Nutzungsgrade von 80 bis 90 Prozent kommt. Grundvoraussetzung zum wirtschaftlichen Betrieb einer solchen Anlage ist somit der gleichzeitige Bedarf von elektrischer Energie und Heizwärme, ansonsten würde eines der Produkte ergebnislos abgegeben werden und der Wirkungsgrad drastisch sinken. Jede Anlage, die in der Lage ist, sowohl Strom als auch Wärme zu erzeugen, ist im Allgemeinen ein BHKW, somit kann auch die Brennstoffzelle als BHKW bezeichnet werden [35, pp. 305-307].

In diesem Abschnitt werden ausschließlich Geräte betrachtet, in denen fossile Brennstoffe verarbeitet werden. Der Einsatz eines BHKWs sollte stets an eine optimale Betriebsweise gekoppelt werden. Es kann entweder auf die optimale Strom- oder Wärmeproduktion ausgelegt werden und sollte die dabei entstehende, nebensächliche Energie komplett verbrauchen können. Diese Betriebsweise wird auch strom- oder wärmegeführter Betrieb genannt. Wirtschaftlich sinnvoller ist in der Regel der wärmegeführte Betrieb, in dem Strom als sehr edler Energieträger als Abfallprodukt anfällt und in der Regel besser in einem Unternehmen genutzt werden kann als Wärme. Die dabei produzierte Wärme der Anlage ist somit auf den Industrie- bzw. Wärmebedarf anzupassen, und der Strom kann als zusätzliches Produkt genutzt werden. Ein weiteres, wirtschaftliches Plus des wärmegeführten Betriebes ist die in 3.1.3 beschriebene, mögliche finanzielle Vergütung des Stroms, welche nur dann in Anspruch genommen werden kann, wenn der Brennstoff bestmöglich, das heißt sowohl zur Nutzung als Heizwärme als auch als Elektrizität, genutzt wird. Andernfalls entfällt diese Vergütung [37, p. 232].

3.2.11 Das elektrische Versorgungsnetz

Für den Betrieb elektrischer Verbraucher wird eine Infrastruktur benötigt, welche in der Lage ist, zeitnah und passend den erforderlichen Bedarf zu liefern. Das deutsche elektrische Versorgungsnetz wurde genau für diese Aufgabe geschaffen und dient dem Transport elektrischer Energie vom Erzeuger hin zum Verbraucher. Die Versorgung ist in verschiedenen Spannungsstufen mit Drehstrom und einer Netzfrequenz von 50 Hertz (Hz) standardisiert. Die Netzfrequenz sollte einen konstanten Wert annehmen und kaum Schwankungen unterliegen, da elektrische Geräte ansonsten Schaden nehmen können. Die Frequenz wird maßgeblich von der Ein- und Ausspeisung von Strom in und aus dem Netz beeinflusst. Sofern zu viel Energie im Netz vorliegt, steigt sie und umgekehrt sinkt sie bei einer zu geringen Energiemenge. Das Netz ist in vier verschiedene Spannungsebenen eingeteilt, der Höchstspannungsebene (HöS) mit einer Spannung von 220 oder 380 Kilovolt (kV), der Hochspannungsebene (HS) mit einer Spannung zwischen 60 und 150 kV, der Mittelspannungsebene (MS), welche zwischen einem und 35 kV betrieben wird und der Niederspannungsebene (NS) auf 400-Volt-Basis [38, pp. 1-4].

Die Anforderungen an das Netz und die Spannungsebenen haben sich in den letzten Jahren im Zuge der Energiewende sehr stark verändert: War es früher üblich, das Netz lediglich mit großen Erzeugern, welche in die Höchstspannungsebene eingespeist und von dort den Strom in die verschiedenen Ebenen und Regionen unterverteilt haben, zu versorgen, so gibt es diese klassische Einteilung heute nicht mehr. Wie in Abbildung 15 zu sehen ist, gibt es auf jeder Ebene verschiedene Arten von Energieerzeugern, welche Energie in das Netz einspeisen. Dabei kommt es oft vor, dass dezentrale Erzeugungsanlagen, wie Photovoltaik- und Windenergieanlagen, Strom in die unteren Spannungsebenen, beispielsweise in das NS- und MS-Netz, regional einspeisen, dieser Strom aber nicht direkt verbraucht werden kann und daher überregional verteilt werden muss. Dazu muss er von der NS- oder MS-Ebene in die nächsthöheren Ebenen transformiert werden, was eine sogenannte bidirektionale Nutzung des Versorgungsnetzes darstellt. Diese führt zu einem erhöhten organisatorischen Aufwand und einer spezielleren Überwachung der Produktion und des Verbrauchs, da der Verbrauch durch Industrie und private Nutzer relativ konstant ist und der erzeugte Strom nun aus allen Ebenen in alle Ebenen verteilt werden muss. Es muss, wie in Kapitel 3.4 beschrieben, eine Technologie eingesetzt werden, die in der Lage ist, Verbrauch und Erzeugung sekundenscharf registrieren zu können. Die Übertragungsnetzbetreiber Tennet, Amprion, 50Hertz und Transnet BW teilen daher die Überwachung des deutschen Stromnetzes in der Höchstspannungsebene in Regelzonen auf und verteilen den anfallenden Strom in die Hochspannungsebene, welche meist von regionalen Netzbetreibern wie den Stadtwerken betrieben wird, unter [38, pp. 3-8].

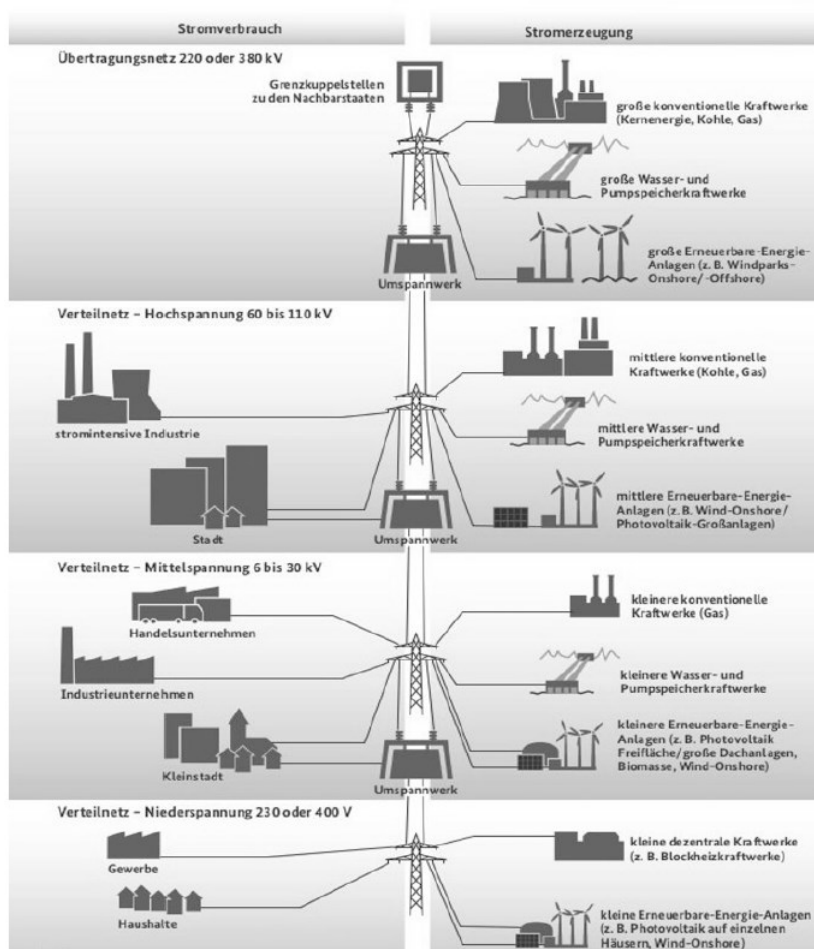


Abbildung 15: Spannungsebenen des elektrischen Versorgungsnetzes [38, p. 4]

3.2.12 Gasnetzinfrastruktur

Die heutige Gasnetzinfrastruktur entstand im Zuge der Entdeckung von Erdgasvorräten in Europa. Sinn der Schaffung dieses Netzes war es, das teurere Stadtgas durch billigere Gasvorräte zu ersetzen. Die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) stimmen den jährlichen Ausbau oder die Instandhaltungsmaßnahmen miteinander ab und lassen sich das Investitionsvolumen vorab von der Bundesnetzagentur (BNetzA) genehmigen. Auf lokaler Ebene sind die untergeordneten Verteilnetzbetreiber, wie beispielsweise die Stadtwerke, in der Verantwortung, das Netz instand zu halten und das Gas zu den Endabnehmern zu bringen. Die Grundlage zur Verteilung der Gasvorräte im Land bildet das zu überwachende Erdgasnetz mit einer Länge von zirka 505.000 Kilometern, wovon etwa 123.000 Kilometer als Überdrucknetz und somit als Fernleitungsnetz betrieben wird (vgl. Abbildung 16). Insgesamt 51 Untertageerdgasspeicher sorgen für ein Speichervolumen von etwa 24,1 Milliarden Normkubikmetern, was bei einem ungefähren Heizwert von 10 Kilowattstunden pro Kubikmeter für Gas etwa einem Energiegehalt von 241 Terawattstunden (TWh) entspricht [39].

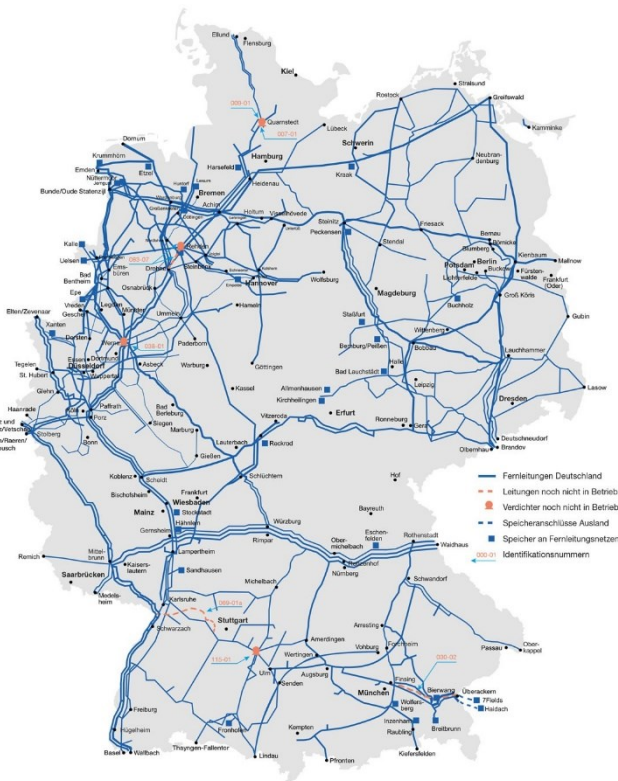


Abbildung 16: Deutsches Gas-Fernleitungsnetz [40]

Mithilfe einer neu entwickelten Technologie des Fraunhofer-Instituts für Keramische Technologien und Systeme (IKTS) im Projekt HYPOS kann das Gasnetz bald dazu genutzt werden, sowohl (Erd-)Gas als auch Wasserstoff aufzunehmen und zu transportieren. Wasserstoff, der aus grünen Energiequellen gewonnen wird, kann so durch eine Schicht, bestehend aus porösem, keramischem Trägermaterial, bei der Entnahme aus dem Netz vom Methan getrennt und beispielsweise Brennstoffzellen zur Energiegewinnung zugeführt werden. Dieses Polymer bildet an seiner Oberfläche bei der Herstellung eine Kohlenstoffschicht, welche eine Porendicke mit einem Durchmesser von unter einem Nanometer aufweist. Durch diese Poren kann das Molekül Wasserstoff anders als das Gas Methan durch diese Struktur diffundieren und somit vom Methan getrennt werden. Der dadurch abgefilterte Wasserstoff weist eine Reinheit von 80 Prozent auf und kann durch weitere Aufbereitungsprozesse auf 90 Prozent gesteigert werden [41].

3.2.13 Kavernen- und Porenspeicher

Erdgas wird, wie in 3.2.11 bereits erwähnt, in Gasspeichern verschiedener Art gelagert, um eine saisonale Verfügbarkeit der Energie zu erreichen. Die Gase werden in Kavernen- oder Porenspeichern gelagert, wobei erstgenannte meist für tageszeitliche Spitzenlastabdeckungen und letztgenannte für die Bereitstellung von saisonalen Speichermöglichkeiten genutzt werden. In Porenspeichern wird das Gas in die gasdurchlässige Gesteinsstruktur eingelassen. Den Speicher umgebende gasundurchlässige Strukturen wie Ton verhindern ein unkontrolliertes Weiterströmen des gespeicherten Mediums. Am besten geeignet sind daher ehemalige Erdgas- oder Erdöllagerstätten oder Aquifere. Kavernenspeicher hingegen nutzen die durch Aussolung künstlich erzeugten Hohlräume in Salzstöcken mit einer dazugehörigen, errichteten gasdichten Abdeckung aus. Was beide Speicherformen gemeinsam haben, ist die Einteilung des Gesamtvolumens, welches sich aus dem sogenannten Kissen- und Arbeitsgasvolumen zusammensetzt. Das Kissen- und Arbeitsgasvolumen ist das nicht nutzbare Volumen, also die Menge Gas, die im Speicher verweilen muss, damit überhaupt Gas entnommen werden kann. Das Arbeitsgas ist das nutzbare Gasvolumen, welches aus dem Speicher ausgespeist werden kann. 21 Poren- und 29 Kavernenspeicher bildeten im Jahr 2012 das zur Verfügung stehende Speichervolumen von insgesamt 22,7 Milliarden Kubikmetern [42, pp. 91-92].

Die Vorteile dieser Art der Speicherung untertage sind dabei vielzählig. Zum einen bieten diese Optionen die Sicherheit, dass keine Gase, bedingt durch Wanddicken von mehreren hundert Metern Gestein, unbeabsichtigt an die Oberfläche austreten können. Sie verbrauchen kaum Platz an der Oberfläche und durch die vorhandene Speicherstruktur lassen sich die Installations- und Betriebskosten äußerst geringhalten. Nachteil kann allerdings die regionale Verfügbarkeit sein, da Salzkavernen und Porenspeicher nur beschränkt verfügbar sind [43, p. 406].

Als mögliche Alternativen für fossile Gase können im Zuge der Energiewende zukünftig Wasserstoff oder regenerativ erzeugtes Methan genutzt und in Untertagespeichern gespeichert werden. Soll der erzeugte Kraftstoff saisonal gespeichert werden, kann dieser bspw. in Salzkavernen eingespeist werden. Je nach Speicherbedarf können Speichervolumina von bis zu 1.000.000 Kubikmetern genutzt werden. Meist haben diese Speicher Abmessungen zwischen 300 und 500 Metern in der Höhe und 50 bis 100 Metern im Durchmesser und werden bei Drücken von teilweise über 200 bar betrieben. Im zukünftigen Energiesystem werden diese unterirdischen Speicher zum Erhalt der Versorgungssicherheit beitragen können [28, pp. 315-316].

3.3 Verbrauchssektoren Deutschlands

Deutschland hat im Jahr 2019 insgesamt 2.514 TWh Energie, aufgeteilt auf die vier Sektoren Haushalt, Industrie, Verkehr sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistungen, verbraucht. Der Nettostromverbrauch, das heißt der Stromverbrauch bereinigt um den Eigenenergieverbrauch der Erzeuger, betrug davon 513 TWh. Im Vergleich zum Jahr 1990 ist der Verbrauch um 58 TWh oder 12,8 Prozent angestiegen. Dies liegt unter anderem am verbundenen Wachstum von Wirtschaft und Industrie und dem damit verbundenen gestiegenen Bruttoinlandsprodukt. Der größte stromverbrauchende Sektor war, wie auch in den Jahren zuvor, der Industriesektor mit einem Verbrauch von 226 TWh in 2018. Dies macht einen Anteil von 44 Prozent am gesamten Stromverbrauch der Bundesrepublik Deutschland aus. Zweitgrößter Sektor ist der Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungssektor mit einem Verbrauch von 149 TWh, gefolgt vom Haushaltssektor mit 127 TWh und dem Verkehrssektor mit 12 TWh [44, pp. 51-52]. Alle Sektoren beziehen bislang einen Großteil ihrer Energie aus fossilen Quellen. Diese Versorgung sollte zukünftig durch die Bereitstellung von Strom aus regenerativen Anlagen stattfinden. Zur besseren Umsetzung können vor allem Batteriespeicher und Umwandlungstechnologien helfen, volatile Energie für spezielle Zwecke nutzbar zu machen.

3.3.1 Industriesektor

Alle physischen Erzeugnisse, die nicht aus der Fischerei, Land- oder Forstwirtschaft entspringen, werden im Industriesektor, auch Sekundärsektor genannt, zusammengefasst. Darunter werden alle verarbeitenden Arbeiten verstanden, die mithilfe eines maschinellen Produktionsprozesses durchgeführt werden können [45]. Von 1991 bis 2018 stieg der Nettostromverbrauch in diesem Sektor um insgesamt 16,6 Prozent an, dies entspricht einem Mehrverbrauch von 32,2 TWh auf 226 TWh. Die Bereiche, in denen der Strom verbraucht wurde, waren (in Prozent) die Erbringung von mechanischer Energie (67,4), Bereitstellung von Prozesswärme (17,2) und -kälte (4,6), Beleuchtung (4,1), die Informations- und Kommunikationstechnik (4,0) sowie die Erzeugung von Klimakälte (2,2) [44, pp. 55-56].

Die Stromversorgung im Industriesektor ist sehr komplex, da sie für viele verschiedene Anwendungen benötigt wird. Mechanische Energie, Prozesswärme und -kälte sowie Informations- und Kommunikationstechniken sind meist Verbraucher, welche stetig Energie benötigen, wohingegen Beleuchtung und die Bereitstellung von Klimakälte saisonal schwanken können, da diese Faktoren eher vom Bedienerverhalten abhängig sein können.

3.3.2 Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungssektor

Der Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungssektor, auch tertiärer Sektor genannt, grenzt sich vom Industriesektor in der Form ab, als dass hier keine Sachgüter produziert werden, sondern anderweitige Leistungen zur Verfügung gestellt werden. Einen großen Anteil stellen die Dienstleistungen,

beispielsweise die Auslieferung von Post, dar [46]. Der Stromverbrauch im Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungssektor ist in den letzten Jahren stark gewachsen. Er lag im Jahr 1991 noch bei 117 TWh, wohingegen im Jahr 2018 bereits 149 TWh benötigt wurden, was einem Anstieg von 27,2 Prozent entspricht. Auch hier kann das Wachstum auf die verbesserte wirtschaftliche Lage zurückgeführt werden, da Berufsfelder ausgeweitet und neu geschaffen wurden. Insgesamt ist der Stromverbrauch hier variantenreicher verteilt als im Industriesektor. So ist die Beleuchtung für 32,2 Prozent des Verbrauchs verantwortlich, gefolgt von mechanischer Energie (24,1 Prozent), Informations- und Kommunikationstechnik (17,7 Prozent), sonstiger Prozesskälte (9,5 Prozent), sonstiger Prozesswärme (5,3 Prozent), Raumwärme (4,4 Prozent), Warmwasser (4,4 Prozent) sowie Klimakälte (2,3 Prozent) [44, pp. 57-58]. Vor allem der erhöhte Verbrauch der Informations- und Kommunikationstechnik sowie der Raumwärme, von Warmwasser und Klimakälte ist in diesem Sektor markant. Die Bereitstellung von Strom für IT-Systeme ist dem erhöhten Aufwand technischer Systeme, wie sie beispielsweise für Amazon bekannt sind, geschuldet. Die Energie für Raumwärme, Warmwasser und Klimakälte fällt durch anwesende Personen an. Da dieser Anteil gegenüber der Erbringung von mechanischer Energie einen größeren Anteil umfasst, kann davon ausgegangen werden, dass weniger anlagenbezogene Prozesse genutzt, dafür aber mehr Personen in diesem Sektor beschäftigt werden.

3.3.3 Haushaltssektor

Der Stromverbrauch des Haushaltssektors beschränkt sich auf den anfallenden Verbrauch von privaten Wohnungen und Wohnhäusern. Auch in diesem Sektor stieg der Stromverbrauch von 1991 bis 2018, hier allerdings nicht so sehr wie in den vorher besprochenen Sektoren. Insgesamt gab es eine Steigerung von 8 Prozent auf 127 TWh im Jahr 2018. Der Verbrauch setzt sich aus Prozesswärme (30,2 Prozent), Prozesskälte (22,4 Prozent), Informations- und Kommunikationstechnik (16,9 Prozent), Warmwasser (12,1 Prozent), Beleuchtung (8,1 Prozent), Raumwärme (5,8 Prozent), mechanischer Energie (3,5 Prozent) sowie Klimakälte (1 Prozent) zusammen [44, pp. 59-60].

Die meiste Energie in Haushalten fällt durch den alltäglichen Gebrauch und die Erbringung von Beleuchtung und Heizwärme an. Vor allem der Zubau elektrischer Wärmepumpen lässt den Anteil der Raumwärme am elektrischen Energieaufwand steigen.

3.3.4 Verkehrssektor

Der Stromverbrauch im Verkehrssektor ist mit 12 TWh Verbrauch im Jahr 2018 bislang noch relativ klein im Gegensatz zu den drei vorherig genannten. Dies liegt vor allem an der gerade erst beginnenden Elektrifizierung dieses Sektors. In den nächsten Jahren und Jahrzehnten ist mit einem starken Anstieg des Bedarfs in diesem Bereich zu rechnen.

3.4 Smart Meter Technologie

Die in Kapitel 3.1.4 bereits eingeführten intelligenten Erfassungsgeräte SMGWs sind zur genauen Erfassung aller Verbraucher- und Erzeugerdaten notwendig und müssen im Laufe der Jahre installiert werden. Diese Geräte sind Zähler für Strom, Gas, Wasser und Fernwärme und können dank eines Kommunikationsmoduls per Fernausslese gesteuert werden. Ersetzen sollen diese SMGWs die sogenannten Ferraris-Zähler, welche in Bestandsgebäuden bislang installiert und genutzt wurden. Der Grund für den Wechsel ist in den Eigenschaften der jeweiligen Systeme zu suchen, so kann der Ferraris-Zähler lediglich zählen, wie viel Energie bis zum Zeitpunkt der Ablesung vor Ort verbraucht wurde. Das SMGW hingegen nimmt sowohl den Verbrauch als auch die Erzeugung auf und kann dies einem genauen Zeitwert zuordnen. Die Möglichkeit der Fernausslese bietet weiterhin die Option einer sekundenscharfen Überwachung von Verbrauch und Erzeugung. Da das deutsche Energieerzeugungssystem zukünftig hauptsächlich durch volatile Erzeuger gespeist wird, ist eine genaue Momentaufnahme des Verbrauchs und der Erzeugung von höchster Priorität. Ohne den Einsatz von Smart-Meter-Technologie würde das deutsche Energienetz zusammenbrechen, da, wie in Kapitel 3.2.11 beschreiben, eine bidirektionale Einspeisung von Strom auf allen Verbrauchsebenen stattfindet und dieser schnellstmöglich zu einem Verbraucher gelangen muss, weil ansonsten Frequenzschwankungen auftreten, die zu Schädigungen an elektrischen Verbrauchern führen würden. Aus diesem Grund ist eine flächendeckende Installation von SMGWs in Haushalten und allgemein bei Verbrauchern und Erzeugern unerlässlich. Ein marktgetriebener Rollout wurde daher in Deutschland bis zum Jahr 2012 als geeignete Option betrachtet, diese Systeme ganzheitlich zu installieren. So war es beispielsweise verpflichtend, beim Bau eines regenerativen Erzeugers ein SMGW zu installieren, um genau protokollieren zu können, wie viel Strom erzeugt wird. Allerdings gibt es die Schwierigkeit, den Verbraucher bei einem marktgetriebenen Ausbau davon zu überzeugen, ein solches Gerät auf eigene Kosten anzuschaffen [47, pp. 46-52].

Dies ist auch der Grund, warum in Deutschland bislang eine flächendeckende Einführung ausgeblieben ist. Jedoch ist ein schneller Ausbringungsgrad enorm wichtig für Stromnetzbetreiber, da die immer größeren Mengen an volatiler Energie zunehmen und so eine Netzbeherrschung nur durch die Reaktion auf Last- und Erzeugungsspitzen immer schwieriger wird. SMGWs würden die Verantwortlichen zur Netzbeherrschung dazu befähigen, statt auf plötzlich auftretende Schwankungen zu reagieren, eine direkte Ein- oder Ausspeisung von Strom durch die Bereitstellung der jeweiligen Maßnahme quasi sekundenscharf zu negieren. Des Weiteren ist die Etablierung von SMGWs zur Erreichung energiepolitischer Ziele zum Klimaschutz und im Zuge der Energieeffizienz wichtig, da mit ihnen eine Möglichkeit zum verbrauchsbewussten Energiekonsum geschaffen werden kann [48, pp. 3-15].

3.4.1 Demand Side Management

Das sogenannte Demand Side Management, also die Möglichkeit der Laststeuerung zur Schaffung einer flexibleren Stromnachfrage, kann als eine Möglichkeit der Energiewende dazu genutzt werden, um in Zeiten einer erhöhten erneuerbaren Energieproduktion den Strombedarf etwas an die Erzeugung anzupassen. Die volatile Einspeisung von Strom führt neben einer erschwerten Versorgung von Verbrauchern zu schwankenden Preisen, weshalb unter anderem Unternehmen dazu angeleitet werden sollen, mithilfe flexiblerer Prozesse Schwankungen der Stromerzeugung auszugleichen. Dies können sie tun, indem sie bspw. über den Stromspotmarkt, also dem täglichen Energiehandel, Strom beziehen und so ihre Produktion an das Angebot anpassen. Generell gilt daher das Prinzip: Umso größer die flexible Last ist und umso schneller sie sich ansteuern lässt, desto größer ist das Potential der möglichen Ersparnis durch flexible Strommarktpreise. Die deutsche Energieagentur hat dazu Studien begleitet, die zu der Erkenntnis gekommen sind, dass es in Deutschland etwa 10 Gigawatt (GW) installierter Leistung gibt, die mithilfe von Demand Side Management bedarfsgerecht optimiert werden könnte. Das Problem besteht allerdings in den Opportunitätskosten, also den entgangenen Kosten für die Nutzung bestimmter Mehrwerte der Unternehmen, was zu einer geringen Bereitschaft zur Umsetzung eines umfangreichen Demand Side Managements führt [49].

4 Beschreibung der genutzten Datenbasis

In diesem Abschnitt wird die für diese Arbeit fundamentale Datenbasis erläutert, damit der Leser einen Überblick darüber bekommt, worauf Datenauswertungen und Grafiken zurückzuführen sind.

4.1.1 Marktstammdatenregister

Das Marktstammdatenregister (MaStR) ist ein behördliches Register, in dem alle Erzeuger und Verbrauchereinheiten, welche mit einem SMGW ausgerüstet sind, hinterlegt sind. Dieses Portal wird von der BNetzA betrieben und hat die Vereinheitlichung verschiedener Register zum Ziel. So soll beispielsweise eine einfachere Struktur für Meldungen und Überwachung des Strommarktes geschaffen werden, auf die die Marktteilnehmer Zugriff bekommen, um so eine möglichst hohe Datenqualität und Transparenz zu schaffen. Die registrierten Nutzer sind in der Lage, auf einzelne Informationen verschiedener Anlagen zuzugreifen. In das MaStR kann lediglich die Stamminformation einer Anlage eingetragen werden. Unter solchen Informationen werden unter anderem Standortdaten, Kontaktinformationen sowie technische Anlagendaten verstanden, nicht jedoch Bewegungsdaten, die energiewirtschaftliche Aktivitäten wie Erzeugung und Verbrauch abbilden, wozu auch Last- und Einspeisezeitreihen, Energiemengen sowie Speicherfüllstände zählen. Alle Akteure, die unmittelbar an das Strom- oder Gasnetz angeschlossen sind, sind verpflichtet, Anlagen in das MaStR einzupflegen. Um einen einzelnen Marktteilnehmer aus der Vielzahl der hinterlegten Daten herauszufiltern, bekommt er eine Marktstammdatenregister-Nummer (MaStR-Nr.). Diese Kennung wird aus drei Buchstaben, die die Marktfunktion beschreiben, einer Versionsnummer, einer abschließenden Prüfziffer sowie zehn zufälligen Ziffern festgelegt [50]. So steht beispielsweise die Kennung „SEE“ für eine Stromerzeugereinheit und „SVE“ für eine Stromverbrauchseinheit. Eine weitere Besonderheit des MaStR ist es, dass alle Informationen grundsätzlich jedem zur freien Verfügung stehen, sofern es sich nicht um geschützte oder vertrauliche Daten handelt [51]. Dieser Umstand ermöglicht es, diese Daten für eine regionale Auswertung der Erzeugung und des Verbrauchs zu verwenden, um mit deren Hilfe den zukünftigen Ausbaupfad des EEG 2021 zu prognostizieren. Die hinterlegten Leistungsmengen erneuerbarer Energieerzeuger ermöglichen es, in Kombination mit Erzeugungsprofilen, einen genauen Überblick über die möglichen Produktionsmengen bis in das Jahr 2050 zu erlangen. Durch die regionale Trennbarkeit der Datenbasis ist es möglich, eine genaue regionale Energieerzeugung zu ermitteln und für die folgenden Jahre auf Stadt und Kommunenebene zu bestimmen.

4.1.2 Agorameter

Die Agora Energiewende, eine Tochtergesellschaft der Smart Energy for Europe Platform gGmbH, betreibt das in Abbildung 17 abgebildete „Agorameter“, ein Tool zur Darstellung der momentanen Entwicklung der Stromerzeugung und des Stromverbrauchs. Die Stromerzeugung aus fossilen Energien ist dabei als grau schraffierte Fläche dargestellt, die aus erneuerbaren Energien ist jeweils einzeln

dargestellt. Da in untenstehender Grafik ein Vier-Tage-Rhythmus abgebildet ist, sind insgesamt vier Erzeugungskurven von Photovoltaikstrom zu erkennen. Der Stromverbrauch über diesen Zeitraum ist mit der roten Lastkurve dargestellt und, sobald die insgesamt Erzeugungsleistung diese überschreitet, muss Strom exportiert werden, um das Netz nicht zu überlasten. Umgekehrt gilt dieses Prinzip jedoch auch für den Fall, dass die erzeugte Energie nicht ausreicht, um die Last zu decken. Dann muss Strom importiert oder durch Speicher verfügbar gemacht werden, um das Defizit auszugleichen [52].

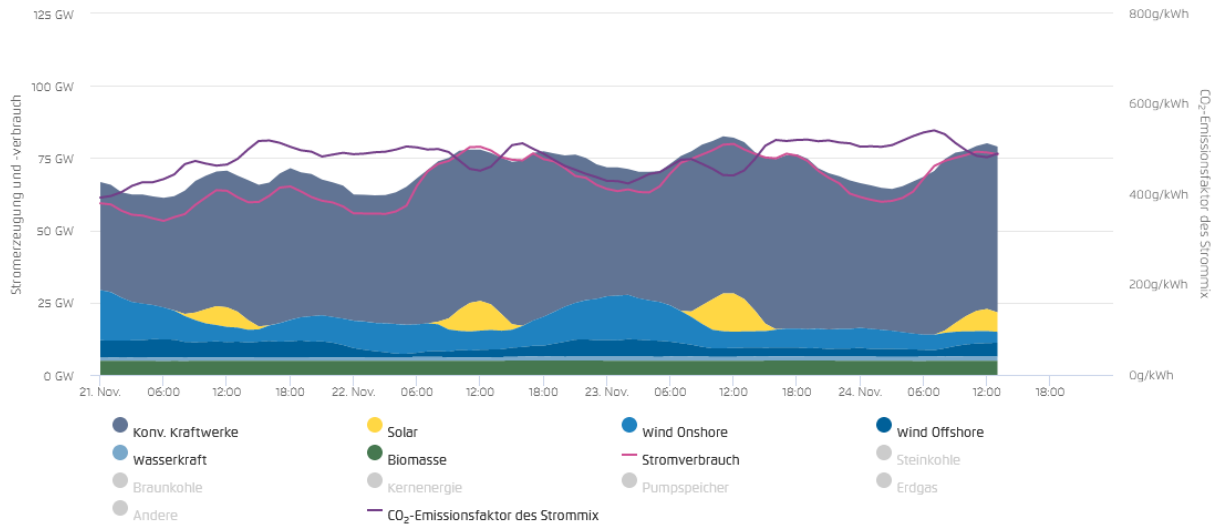


Abbildung 17: Agorameter zur Darstellung des deutschen Energiemixes [52]

Für diese Arbeit hat die Agora Energiewende ihre Quelldaten, welche zur Darstellung dieses Agorameters genutzt werden, zur Verfügung gestellt. Damit ist es möglich, genaue Erzeugungswerte für Windenergie- und Photovoltaikanlagen über einen Zeitraum von insgesamt sieben Jahren zu erhalten und diese mit den regionalen Leistungsdaten des MaStR zu verbinden. Die gelieferte Datenbasis kann bis auf den ersten Januar 2012 zurückgeführt werden und liefert eingespeiste Energiemengen aus den verschiedenen regenerativen Quellen. Um daraus geeignete Erzeugungsprofile zu formen, ist es notwendig, diese jährlichen Einspeisewerte auf eine Basiseinheit, in diesem Fall ist eine Kilowattstunde gewählt worden, zu vereinen. Damit jährliche Schwankungen in der Erzeugung durch das stark volatile Angebot von Wind und Sonne negiert werden können, ist aus den Erzeugungsprofilen von 2012 bis 2018 ein kombiniertes Erzeugungsprofil, welches auf eine Kilowattstunde genormt wurde, entstanden. Dieses Mischprofil wird deswegen für alle regenerativen Erzeuger auch für die zukünftige Berechnung der erzeugten Energiemengen verwendet werden, weil es starke Schwankungen im zur Verfügung stehenden Angebot beseitigt. Es stellt daher ein geeignetes Profil auch für zukünftige Erzeugermengen dar.

4.1.3 Wind- und Sonnenstunden auf Landesebene

Die Agentur für Erneuerbare Energien mit Sitz in Berlin bietet für alle regenerativen Quellen Informationen an, unter anderem zu der produzierten Energiemenge, der installierten Leistung, aber auch den Volllaststunden auf Länderebene. Auf der für jedermann zugänglichen Webseite sind Daten für Wind, Solar, Bioenergie, Wasser und Erdwärme für jedes Bundesland zur Verfügung gestellt. Wie in Abbildung 18 zu erkennen ist, unterscheiden sich die Volllaststunden der Erzeugerarten von Bundesland zu Bundesland. So gibt es in Freiburg mehr Sonnenstunden für die Erzeugung von Solarenergie als beispielsweise in Bremen oder Hamburg, dafür ist dort das Windangebot für die Windenergieerzeugung deutlich besser. Allein die Biomasseanlagen können in jedem Bundesland nahezu mit gleicher Volllaststundenzahl genutzt werden. Das liegt daran, dass Biomasse eine regenerative Erzeugerart darstellt, die einen hohen Anteil an gesicherter Leistung bereitstellen kann [53]. Besonders hervorgehoben werden sollte die Offshore-Windenergie, da diese deutlich höhere Volllaststunden, abhängig von ihrer Entfernung zum Festland, aufweist als jegliche Windenergieproduktion auf dem Festland [54].

Volllaststunden für PV, Windkraft, Wasser und Biomasse					
Bundesland	PV	Windkraft Onshore	Biomasse	Wasser	Einheit
	Durchschnitt				
NRW	841	1624	6253	2142	[h/a]
Niedersachsen	835	1718	6951	3713	[h/a]
Bremen	739	1993	5968	4200	[h/a]
Hamburg	733	1601	4866	5080	[h/a]
Schleswig-Holstein	883	1895	6849	1053	[h/a]
Brandenburg	995	1584	6665	4000	[h/a]
Mecklenburg-Vorpommern	908	1807	7078	2533	[h/a]
Berlin	784	2503	6330	0	[h/a]
Sachsen-Anhalt	987	1603	5505	3804	[h/a]
Sachsen	973	1563	6120	3221	[h/a]
Thüringen	903	1561	6696	7696	[h/a]
Hessen	874	1607	5827	3647	[h/a]
Rheinland-Pfalz	897	1533	5317	5034	[h/a]
Saarland	880	1656	4428	5739	[h/a]
Baden-Württemberg	942	1242	6227	6010	[h/a]
Bayern	943	1588	6263	4885	[h/a]
Gesamt	882	1692	6084	3922	[h/a]
Offshore - Wind	sehr gute Standorte	Mittlere Entfernung zur	geringe Entfernung zur	Durchschnitt	
	4500	3600	3200	3766,666667	[h/a]

Abbildung 18: Volllaststunden für Wind, Solar, Bioenergie und Wasser [53]

4.1.4 Standardlastprofile Strom

Sofern Stromkunden kein SMGW zur genauen Verbrauchs- oder Erzeugungserfassung besitzen, werden vom zuständigen Energieversorger Standardlastprofile, auch SLPs genannt, zur ungefähren Berechnung verwendet. Sie ersetzen den nicht vorhandenen Lastgang des Verbrauchers mit einem für den jeweiligen Anwendungstyp standardisierten. Diese repräsentativen Lastprofile sind für unterschiedliche Gruppen, beispielsweise Haushalt, Landwirtschaft und Gewerbe, entwickelt worden und geben den zu erwartenden Verbrauch zu einer bestimmten Tageszeit wieder. Die Verbrauchsdatenerfassung geschieht hier entweder im Viertelstunden- oder Stundentakt, wobei in dieser Arbeit die Betrachtung stundenweise erfolgt. Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) stellt diese Lastprofile frei zur Verfügung und unterteilt die unterschiedlichen Gruppen in Unterkategorien. Abbildung 19 zeigt einen standardisierten, allgemeinen Lastgang für Gewerbebetriebe im Sommer. Dieser wird mit G0 gekennzeichnet und bildet den allgemeinen Verbrauch aller kombinierten Gewerbebetriebe ab. Spezifizierte Betriebe, wie beispielsweise eine Bäckerei, können jedoch einen komplett anderen Verbrauch aufweisen. Die benötigte Energie würde in einem solchen Unternehmen üblicherweise nachts und morgens anfallen, da zum Backen in dieser Zeit große Mengen an Energie benötigt werden und der Betrieb ab dem frühen Nachmittag ruht. In dem allgemeinen Profil ist der Verbrauch morgens am geringsten, Lastspitzen treten gegen Mittag sowie in den Abendstunden auf. Der Verbrauch der Bäckereien findet sich trotz alledem in diesem Lastgang wieder, da sie nur einen kleinen Anteil an allen Gewerbebetrieben ausmachen. Unterschiede gibt es auch in der Betrachtung der Wochentage, so sind die Werk- und Samstage in ihrer Lastspitze mittags weitestgehend gleich, wohingegen am Sonntag, auch aufgrund der höheren Personalkosten am Sonntag, nur wenige Betriebe mit einem einigermaßen konstanten Verbrauch über den Tag verteilt Energie benötigen [55].

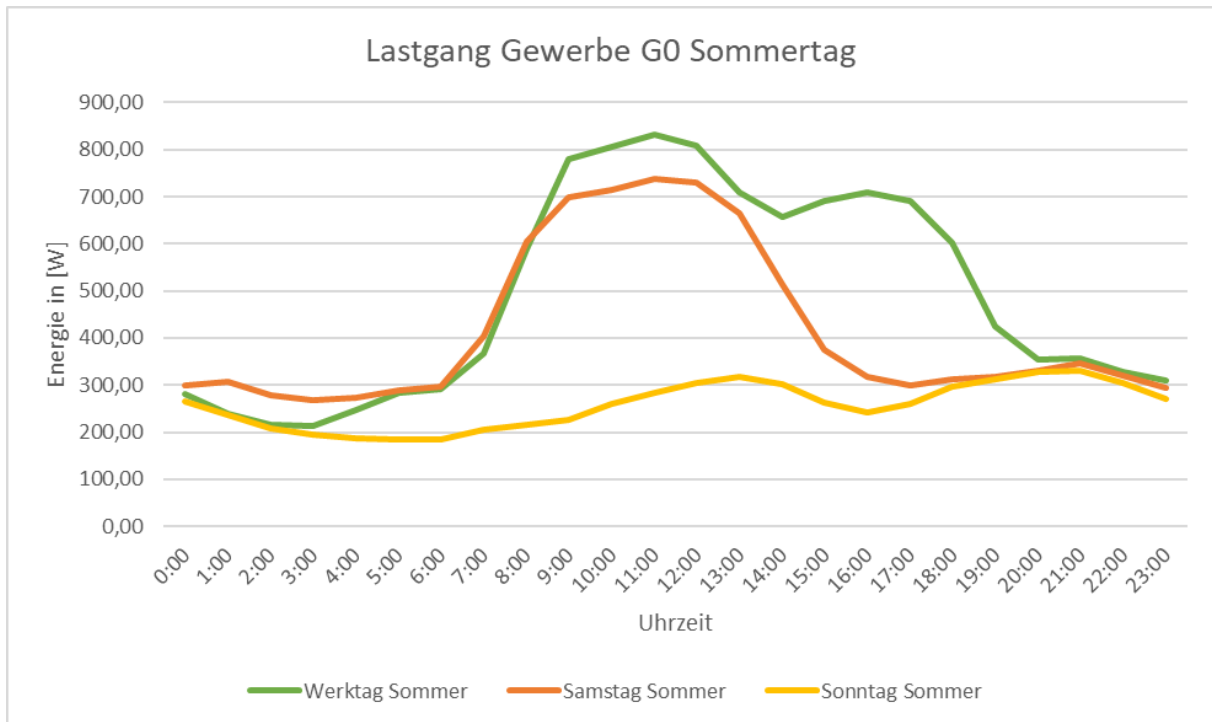


Abbildung 19: Lastgang G0 von Gewerbebetrieben im Sommer normiert auf eine kWh [55]

In dieser Arbeit sind für Haushalte, Industrie und Gewerbe lediglich die allgemeinen Standardlastprofile zur Berechnung des Energieverbrauchs der einzelnen Sektoren genutzt worden. Diese allgemeinen Profile können zwar keine speziellen Anwendungen darstellen, sind jedoch für die Berechnung des Verbrauchs und der damit anfallenden Last über den Tag verteilt genauer. Einzelne Betriebe können mit diesen genutzten Profilen dementsprechend nicht adäquat dargestellt werden, jedoch geht der Verbrauch eines einzelnen Betriebes gegenüber allen anderen auch auf regionaler Ebene oft unter und das Verbrauchsprofil passt sich dem des allgemeinen Profils weitestgehend an.

5 Sektorenkopplung

Das deutsche Energiesystem wird in verschiedene Sektoren geteilt, die mit unterschiedlichen Mitteln, dazu gehören unter anderem Strom, Wärme oder Gas, Energie produzieren und verbrauchen. Die Überführung und dementsprechend der Verbrauch von Energie eines Sektors in den nächsten wird Sektorenkopplung genannt. Abbildung 20 zeigt ein mögliches Prinzip einer solchen: Erzeuger, wie beispielsweise Wind- oder Solaranlagen, liefern Energie für verschiedene Verbrauchssektoren, hier als Beispiel Verkehr, Gewerbe, Handel, Dienstleistung, Haushalt sowie Industrie. Da die Energieproduktion im Jahr 2050 weitestgehend durch regenerative Quellen gedeckt werden soll, überwiegen hier die Umwandlungstechnologien von Strom hin zu einem Medium, bspw. stellt „Power-to-Heat“ Wärme zur Verfügung. Energiespeicher- und Flexibilitätsoptionen sollen dafür sorgen, dass Energie lastabhängig zur Verfügung stehen kann. Die restlichen, noch nicht durch erneuerbare Energien zu deckenden Bedarfe, werden weiterhin von fossilen Energien gedeckt, jedoch im Laufe der Jahre weiter reduziert. In der Zukunft wird also vor allem eine Kopplung vom Strom in andere Sektoren stattfinden. Strom als edelste Energieform besitzt dabei das meiste Potential, Energie für andere Sektoren zur Verfügung zu stellen, da er in jede andere Art umgewandelt werden kann [56, pp. 17-22].

Auch heute gibt es bereits Bestrebungen einer solchen Kopplung. Überschüssige Energie aus erneuerbaren Energiequellen kann zum Beispiel dazu genutzt werden, um Heizwärme für Haushalte bereitzustellen. Um regenerative Quellen in größerem Ausmaß für den Verkehr- und Wärmesektor zu nutzen, sollten daher Märkte, Netze und Umwandlungstechnologien in größerem Umfang in den Prozess mit eingebunden werden. Strom aus Solar- oder Windenergieanlagen könnte zu Zeiten der hohen Erzeugung, aber des niedrigen Verbrauchs, auch heute schon gut in die Mobilität oder Beheizung von Haushalten abgegeben werden [57].

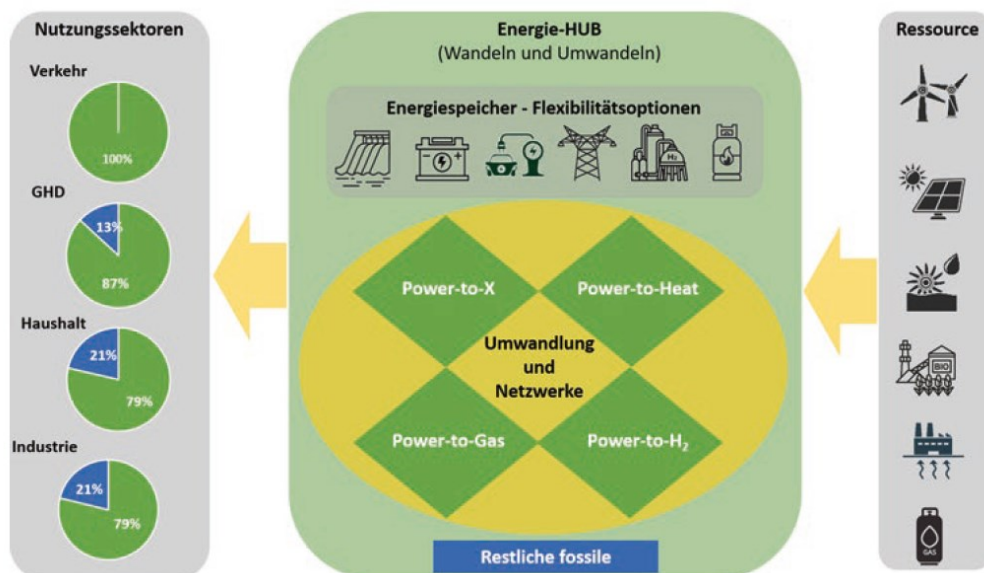


Abbildung 20: Beispielhafte Sektorenkopplung im Jahr 2050 [56, p. 18]

Dabei gibt es Trends, die die verschiedenen Sektoren zukünftig unweigerlich zusammenführen werden. Die Bereiche der elektrischen Energieversorgung, des Verkehrs und Transports sowie der Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) vereint dabei durch verschiedenen Faktoren der Bedarf großer Mengen Energie. Es wird neben dem aktuellen Atomausstieg in den nächsten Jahren der Kohleausstieg vollzogen, was zu einer weiteren Verknappung der fossilen Energieträger führen und andere Erzeugerarten notwendig machen wird. Auch im Verkehr und Transportwesen sollen fossile Energieträger weitestgehend durch regenerative Erzeuger ersetzt werden. In der IKT hingegen ist der gestiegene Anspruch an Vernetzung und Informationssicherheit der Grund, warum ein immer größerer Energiebedarf entsteht. All diese Sektoren werden über kurz oder lang ihre Energie über erneuerbare Anlagen beziehen, was zu einer Vereinheitlichung der Versorgung verschiedener Anwendungsgebiete führt. Kühlleistung oder die Erbringung von mechanischer Energie zur Fortbewegung werden nicht mehr von dafür spezialisierten Anwendungen, wie dem Verbrennermotor und seinem typischen, fossilen Brennstoff geliefert, sondern durch Power-to-X-Möglichkeiten, welche Strom in die jeweilig gewünschte Energieform umwandeln können [58, pp. 34-37].

6 Bisherige Ausnutzung erneuerbarer Energien

In Abbildung 21 ist der Bruttoendenergieverbrauch, welcher ausschließlich aus erneuerbaren Energien gedeckt wurde, zu sehen. Der Endenergieverbrauch der Sektoren Wärme und Kälte sowie Strom nahm zwischen 1990 und 2020 enorm zu, wohingegen im Verkehrssektor ein kurzeitiges Ansteigen um die Jahre 2005 und 2006, welches danach allerdings stagniert, zu erkennen ist. Vor allem die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien hat im Vergleich zu den anderen beiden Sektoren in den letzten Jahren stark an Bedeutung, bedingt durch die Energiewende und den damit erklärten Zielen, gewonnen. Wurden bis zum Jahr 2014 noch im Bereich Wärme- und Kältebereitstellung die meisten regenerativen Technologien eingesetzt und die meiste regenerative Energie erzeugt, so wurde dieser Sektor, auch aufgrund einer Stagnation, vom Stromsektor überholt.

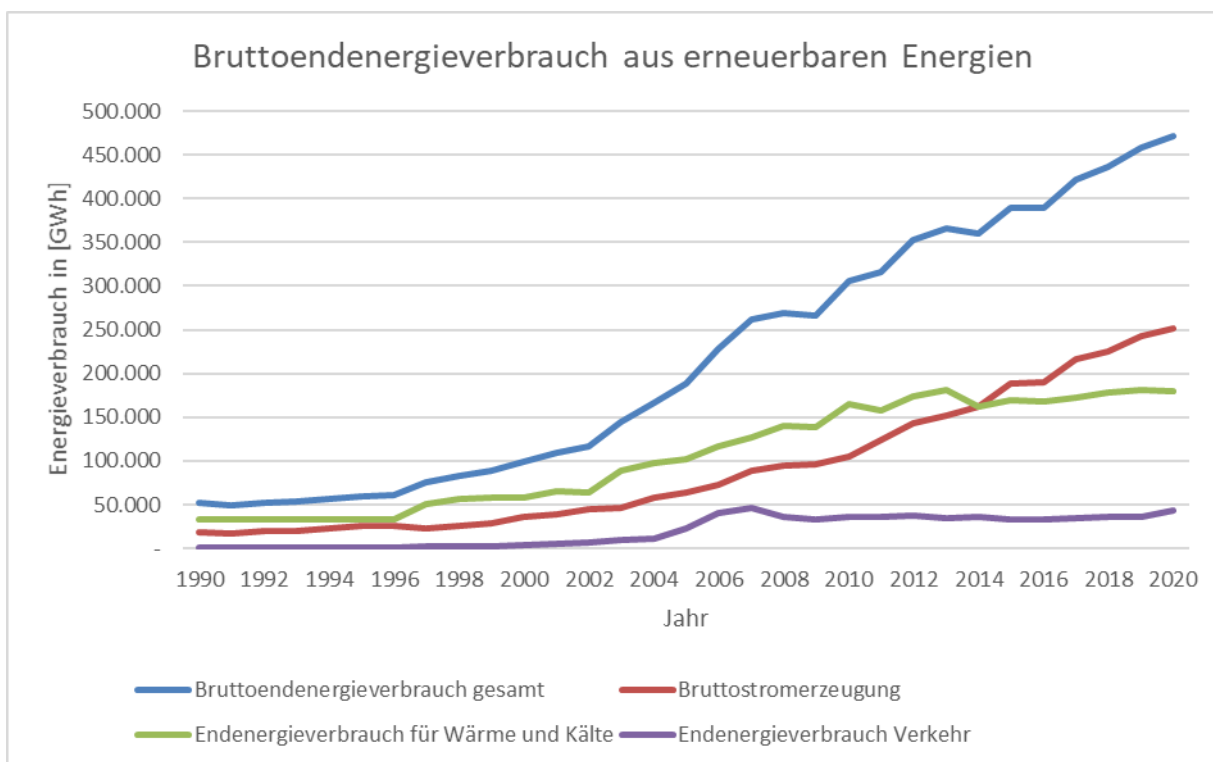


Abbildung 21: Bruttoendenergieverbrauch aus erneuerbaren Quellen [59]

Gemessen am gesamten Endenergieverbrauch Deutschlands, welcher sich im Jahr 2020 auf 2515 TWh belief, beträgt der Anteil erneuerbarer Energien aktuell 19,6 Prozent. Damit wird das von der Regierung ausgegebene Ausbauziel von 18 Prozent um 1,6 Prozent übertroffen. Bis zum Jahr 2030 soll dieser Anteil auf insgesamt 30 Prozent ansteigen. Die erneuerbare Erzeugung von Strom belief sich im selben Jahr auf etwa 45,4 Prozent und soll bis 2030 auf 65 Prozent ausgebaut werden [60].

6.1 Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch

Abbildung 22 zeigt die Bruttostromerzeugung aller erneuerbaren Energien. Zu erkennen ist hier, dass vor allem ab den frühen 2000er Jahren der Zubau regenerativer Anlagen deutlich zugenommen hat und dadurch die Erzeugung immens gesteigert wurde. Machte im Jahr 2000 der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung lediglich 6,3 Prozent aus, so konnten bereits im Jahr 2010 17 Prozent durch regenerative Quellen gedeckt werden. Ab diesem Zeitpunkt ist das Thema Energiewende nochmal deutlich kritischer angegangen worden, wie im weiteren Ausbaupfad zu sehen ist. So konnte der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch, bis auf im Jahr 2016, im Schnitt um jährlich drei Prozent gesteigert werden, was u.a. auch am reformierten EEG gelegen hat, wie in 3.1.1 beschrieben. Aufgrund des wachsenden öffentlichen Interesses und der Weichenstellung seitens der Politik hin zu einer grünen Stromversorgung konnte so der Stromverbrauch 2020 bereits zu 45,4 Prozent aus regenerativen Anlagen gedeckt werden [60].

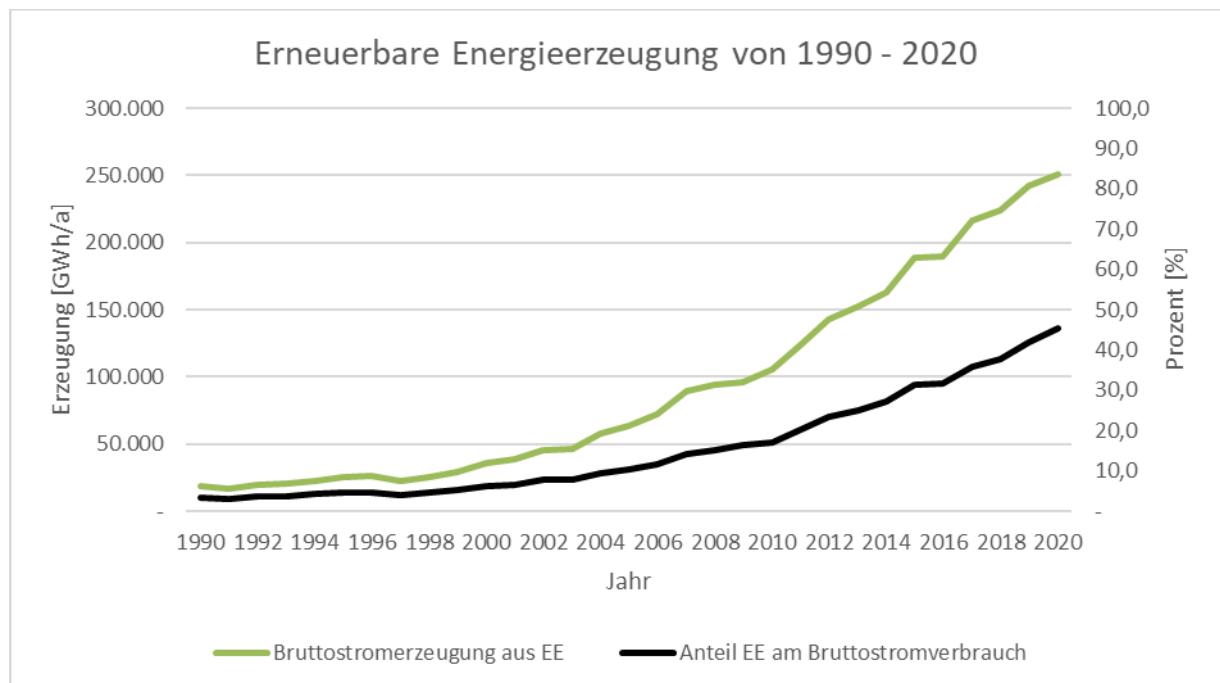


Abbildung 22: Erneuerbare Energieerzeugung von 1990-2020 [59]

Ein weiterer Faktor, der zu einem erhöhten Ausbau von Energieanlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien geführt hat, sind die geplanten Ausstiege aus der Kernenergie bis zum Jahr 2022 sowie aus der Kohleenergie bis spätestens zum Jahr 2038. Nach der Reaktorkatastrophe in Fukushima im Jahr 2011 wurde seitens der Bundesregierung der Entschluss gefasst, die Kernkraft innerhalb der nächsten 11 Jahre abzuschalten. Im Jahr 2010 machten die 20.490 MW an installierter Leistung noch 23 Prozent der Stromerzeugung aus. Dieser Leistungswegfall wurde durch Wind-, Solar- und Biomasseanlagen weitestgehend kompensiert [61].

Eine weitere grundlegende Umstellung der Energieversorgung stellt der Kohleausstieg bis zum Jahr 2038 dar. Laut des Abschlussberichts der von der Bundesregierung eingesetzten Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ betrug der kombinierte CO₂-Ausstoß von Stein- und Braunkohle im Jahr 2017 235 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalent, was bei einem Gesamtausstoß über alle Sektoren von 905 Mio. Tonnen einem Anteil von zirka 26 Prozent entspricht [62, p. 17].

6.2 Abregelung und „Stromverkauf“ zum Negativpreis

Zwei Probleme von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien die zu einer Drosselung des weiteren Ausbaus führen können, sind die Abregelung regenerativ erzeugter Energie sowie der Verkauf von Energie zu einem Negativpreis in das Ausland. Allein in den Jahren 2017 bis 2019 wurden insgesamt 17.403 GWh an Energie abregelt und dementsprechend nicht genutzt [63]. Mit dem weiteren Ausbau von Wind- und Solaranlagen wird diese nicht nutzbare Energie in den nächsten Jahren weiter ansteigen, sollte das Energieerzeugungs- und -verteilungssystem nicht grundlegend modernisiert werden. Außerdem gab es im selben Zeitraum insgesamt 643 Stunden, in denen zu viel Energie im Energienetz vorhanden war und daher für einen negativen Strompreis an ausländische Staaten verkauft wurde [64]. Von diesen 643 Stunden führten allein die 120 Stunden zwischen Dezember 2012 und Dezember 2013 zu Mehrkosten in Höhe von knapp 90 Millionen Euro, welche von der EEG-Umlage gedeckt werden mussten. Dieses Geld steht dementsprechend nicht mehr zur Förderung neuer Technologien zur Verfügung. Gründe, dass diese Energie nicht genutzt werden konnte, waren allerdings nicht nur die Volatilität der regenerativen Erzeugungsanlagen, sondern vielmehr auch die fossilen Kraftwerke, die nicht flexibel genug produzieren können. So zeigt eine Analyse der 120 Überschussstunden zwischen den Jahren 2012 und 2013, dass zu keinem Zeitpunkt mehr als 65 Prozent des Stromverbrauchs durch erneuerbare Energien gedeckt werden konnten. Dieser Umstand ist der Trägheit von u.a. Atom- und Kohlekraftwerken geschuldet, die in ihrer Laständerungsgeschwindigkeit, also der Geschwindigkeit, in der die Kraftwerke in der Lage sind, ihre Produktionsmenge zu erhöhen oder zu verringern, zu langsam sind, um auf die Einspeisung des erneuerbaren Stroms zu reagieren. Ohne eine deutliche Flexibilisierung von konventionellen Kraftwerken und der Stromnachfrage werden daher die Stunden mit negativen Strompreisen vermutlich stark zunehmen [65, p. 2].

Anpassungsfähiger sind vor allem Gasturbinen in Gas- und Dampfturbinenkraftwerken (GuD-Kraftwerk). Sie können meistens den Energiebedarf bis zu einem gewissen Grad decken. Die Laständerungsgeschwindigkeit liegt für solche Anlagen bei bis zu 10 Prozent pro 10 Sekunden und ist damit im Vergleich zu anderen fossilen Erzeugern äußerst lastflexibel und für den Betrieb des Frequenzstützungsbetriebes geeignet [66]. Kohle- und vor allem Kernkraftwerke sind hier deutlich träger und können ihre Last meist nur innerhalb eines größeren Zeitraums begrenzen. Das Anfahren und Erhöhen der Leistung ist deutlich schwieriger, da erst eine gewisse Temperatur zur Bedienung der Turbine erreicht werden muss. Daher sind diese Kraftwerke nicht für eine schnelle Unterstützung zur Frequenzhaltung geeignet. Um die nicht genutzte, erneuerbare Energie nicht verfallen zu lassen, können neben der besseren Flexibilisierung fossiler Kraftwerke auch Batteriespeicher Energie aufnehmen und abgeben. So war im Jahr 2018 insgesamt eine Kapazität von 405 MWh in Großbatteriespeichern installiert. Diese Energie soll hauptsächlich zur Netzstabilisierung genutzt werden, d.h. zum Auffangen von Erzeugungsspitzen und -engpässen [67].

7 Entwicklung der erneuerbaren Energien

Der in Kapitel 3.1.1 erwähnte gesetzlich festgelegte Ausbaupfad beschränkt sich bislang auf einen Zubau bis zum Jahr 2030. Da jedoch die Ziele der Energiewende bis zum Jahr 2050 definiert wurden und u.a. die Deckung des Strombedarfs vollständig aus regenerativen Quellen bestehen soll, muss, ausgehend von den bis dahin ausgebauten Mengen, ein weitergehender, geeigneter jährlicher Zubaupfad festgelegt werden. Abbildung 23 zeigt den prognostizierten Ausbau regenerativer Anlagen. Der Ausbaupfad bis zum Jahr 2030 ist durch das EEG 2021 bestimmt und beinhaltet eine Ausbauhöhe von 71 GW für Onshore-WEA, 20 GW für Offshore-WEA sowie 100 GW für PV-Anlagen. Ferner sollen bis zum Jahr 2040 insgesamt 40 GW an Offshore-WEA verfügbar sein, weitere Ausbaupfade bis ins Jahr 2050 sind bislang noch nicht beschlossen und sollen in späteren Legislaturperioden weiter definiert werden [3].

Ausgehend vom Ausbau bis zum Jahr 2030 sind in dieser Arbeit für die verschiedenen Erzeugerarten, Wind-Onshore, Wind-Offshore, PV sowie Biomasse, Annahmen für den Ausbaupfad bis zum Jahr 2050 getroffen worden. Hierbei wurden die bisherigen Zubaumengen weitestgehend beibehalten und auf der Grundlage des EEG 2021 bis zum Jahr 2050 fortgeführt. Für WEA-Onshore bedeutet dies einen weiteren Zubau von 1.658 MW pro Jahr, Offshore-WEA werden mit 2.000 MW, PV-Anlagen mit 4.615 MW und Biomasseanlagen mit zirka 210 MW pro Jahr erweitert. Die durchschnittliche Lebensdauer dieser Technologien kann stark variieren, jedoch ist sie bei Bestandsanlagen oftmals durch ihren begrenzten Förderzeitraum limitiert. Alte EEG-Gesetze sahen beispielsweise für Windkraft- und Solaranlagen einen Förderzeitraum von 20 Jahren vor, nach dieser Betriebszeit bekommen sie keine weitere Förderung und müssen teilweise vom Netz genommen werden. Ab dem ersten Januar 2022 fallen daher bisweilen große Leistungsmengen an regenerativen Anlagen aus der Erzeugung heraus [68, pp. 305-309]. Neben der endenden Förderung der Anlagen haben sie auch technische Limitierungen und müssen nach gewissen Zeiträumen ersetzt werden, so beträgt die durchschnittliche Lebensdauer von PV-Anlagen 20 bis 30 Jahre, je nach verwendeter Zelle und Baujahr [69]. Als Annahme für den Zeitraum bis zum Jahr 2050 wurde daher eine durchschnittliche Lebensdauer für Solaranlagen von 25 Jahren gewählt. Neben der durchschnittlichen Altersbeschränkung können wirtschaftliche Aspekte zum Rückbau einer Anlage führen, im Bereich der PV-Stromversorgung wird daher von einem Rückbau von 50 Prozent aller Anlagen nach Ende des Vergütungszeitraums ausgegangen. Vor allem Anlagen, welche im industriellen Maßstab genutzt werden, das heißt auf Solarfeldern bzw. nicht in der Privatwirtschaft, werden nach dem Förderende oft durch neue Anlagen mit höherer Leistung ersetzt. Diese Prognose vorausgesetzt wird die PV-Anlagen-Leistung bis 2040 auf zirka 142 GW und bis zum Jahr 2050 auf etwa 182 GW anwachsen.

Für WEA gilt derselbe Ansatz wie für PV-Anlagen, jedoch wirken sich hier die Vergütungen aus früheren EEGs stärker auf den Rückbau bestehender Anlagen aus. Ende des Jahres 2018 betrug der Anteil von Windkraftanlagen, welche ein Alter von 20 Jahren bereits überschritten hatten, 15,4 Prozent, allerdings hatten diese Anlagen durchschnittlich lediglich 473 kW an installierter Leistung erbracht.

Forscher des Fraunhofer IWES gehen daher davon aus, dass der erwartete Abbau dieser Anlagen nur einen geringen Einfluss auf die gesamte installierte Windleistung haben wird und dass die Standorte für Repowering-Maßnahmen sehr interessant sind [70]. Die durchschnittliche Lebensdauer für Windkraftanlagen wurde auf dieser Basis auf 25 Jahre geschätzt und Repowering-Maßnahmen werden, sofern möglich, durchgeführt. Probleme kann es allerdings im Bundesland NRW geben, hier wurde ein Gesetz erlassen, welches einen Mindestabstand von WEA von 1.000 Metern zu Wohngebieten fordert. Bestandsanlagen sind hiervon nicht betroffen, jedoch können dadurch Repowering-Maßnahmen bei vielen Anlagen nicht mehr wie geplant durchgeführt werden [71]. Auf dieser Grundlage aufbauend beträgt die geplante WEA-Leistung im Jahr 2040 Onshore 73,8 GW sowie Offshore 40 GW. Für das Jahr 2050 sind Onshore zirka 82 GW und Offshore 53,8 GW eingeplant worden. Bestands-Biomasseanlagen sollen, sofern die Anlage aufgrund von Alterungsprozessen ersetzt werden muss, durch eine Anlage gleicher Bauart ersetzt werden. Daher beträgt der Ausbau dieser Technologie im Jahr 2040 zirka 11 GW und im Jahr 2050 11,5 GW. Der Zubau anderer erneuerbarer Energieerzeugerarten ist nicht geplant, da zum Beispiel die Ressourcen zum Ausbau von Wasserkraftanlagen weitestgehend ausgeschöpft sind und in diesem Bereich mit keinem nennenswerten Anstieg der Leistung neuer Anlagen gerechnet wird.

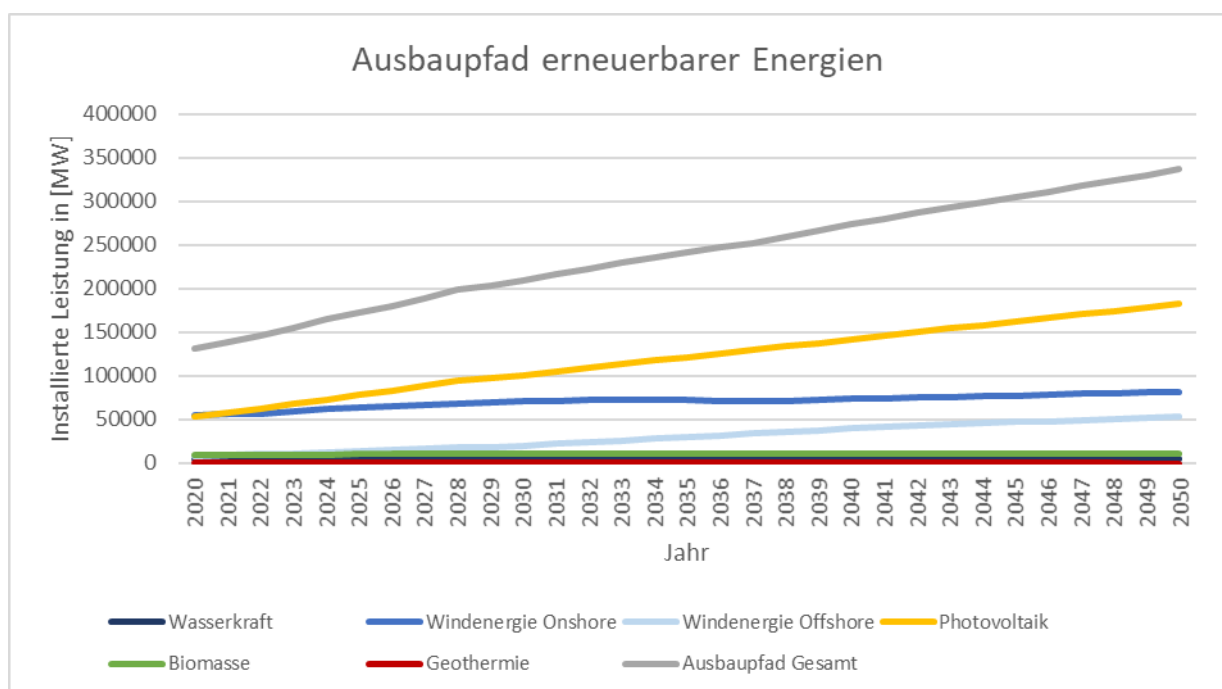


Abbildung 23: Ausbaupfad erneuerbarer Energien basierend auf dem EEG 2021

Mithilfe dieses Ausbaupfades soll es Deutschland dementsprechend bis ins Jahr 2050 möglich sein, Klimaneutralität im Stromsektor und die weiteren Ziele der Energiewende, wie zum Beispiel die 60-prozentige Deckung des Bruttoendenergieverbrauchs aus erneuerbaren Energien, zu erreichen. Hier stellt sich jedoch die in Kapitel 9 und 10 beantwortete Frage:

Ist dieser Ausbaupfad ausreichend, um die Ziele der Energiewende zu erreichen?

7.1 Effizienzmaßnahmen

Wie in Kapitel 2.1 kurz angeschnitten, sind neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien Effizienzsteigerungsmaßnahmen vorgesehen, die zu einem deutlich geringeren Energiebedarf führen sollen. Abbildung 1 sagt u.a. aus, dass bis zum Jahr 2050 der Bruttostromverbrauch um 25 Prozent und der Wärmebedarf für Gebäude um insgesamt 20 Prozent gesenkt werden soll. Sollte es nicht gelingen, genügend Anreize zu schaffen, um sowohl den Stromverbrauch als auch den Wärmebedarf für Gebäude um diesen Wert zu senken, sei es durch Energieeinsparpotentiale oder gesetzliche Vergütungen im Zuge von Modernisierungsmaßnahmen, so kann der Stromverbrauch deutlich höher als erwartet ausfallen und die Produktion der erneuerbaren Energien nicht imstande sein, diesen zu decken. Das Einsparpotential im Privathaussektor ist durch alte Wohngebäude zwar enorm, jedoch müssen die Besitzer auch die Notwendigkeit zur Installation klimaneutraler Technologie sehen. Dies kann meist durch die Preisanhebung von umweltschädlicheren Ressourcen oder aber vergünstigten Angeboten von regenerativen Techniken geschehen.

Die Senkung des Stromverbrauchs lässt sich hauptsächlich durch Modernisierungsmaßnahmen realisieren, hierbei müssen vor allem Industriebetriebe berücksichtigt werden, da diese einen beträchtlichen Teil des Gesamtverbrauchs ausmachen. Hinzu kommt der steigende Stromverbrauch aus den Sektoren Verkehr und Wärme, welche mit einem immer stärkeren Gewicht in den gesamtdeutschen Stromverbrauch einfließen werden. Auch wenn der Endenergieverbrauch im Verkehrssektor um bis zu 40 Prozent gesenkt und der Antriebsstrang der Fahrzeuge stetig verbessert werden kann, sodass weniger Energie zur Fortbewegung benötigt wird, kann nicht automatisch von einer drastischen Senkung des Verbrauchs ausgegangen werden. Sollte es in den nächsten Jahren einen Trend zu schweren Fahrzeugen wie SUVs geben, so kann es sein, dass der Energieverbrauch tendenziell nicht sinken, sondern ansteigen wird. Die Prognose eines sinkenden Bedarfs an Energie im Verkehrssektor durch verbrauchsmindernde Maßnahmen ist daher mit vielen Unwägbarkeiten verbunden.

7.2 Energiespeicher- und Umwandlungstechnologien

Energiespeicher- und Umwandlungstechnologien helfen bei der Speicherung und Umwandlung volatiler Energieerzeugungstechnologien und können diese saisonal bzw. flexibel zur Verfügung stellen. Die in 3.2.5 und 3.2.7 beschriebenen Technologien sind daher essenziell für die vollständige Deckung des Energiebedarfs durch regenerativen Strom und müssen in den nächsten Jahrzehnten vermehrt zugebaut und in das Netz integriert werden. Mit dem Auslauf des KfW-Förderprogramms 275 zur Förderung von Batteriespeichern im Zusammenhang mit dem Ausbau von PV-Anlagen zum 31.12.2018 gibt es allerdings keine direkte Förderungsmaßnahme mehr, die einen Ausbau begünstigen würden [72]. Sollten die Kosten für die Stromerzeugung in den nächsten Jahren sinken, würde der Zubau von Batteriespeichern unwirtschaftlicher werden, da das Geschäftsmodell darauf beruht, dass günstig zur Verfügung stehender Strom, zum Beispiel aus einer eigenen PV-Anlage, in den Speicher

eingespeist wird und zu einem späteren Zeitpunkt, wenn der Strom zu einem teureren Preis aus dem Netz eingekauft werden müsste, wieder abgegeben und genutzt wird. Das Preis-Delta zwischen Ein- und Ausspeisung stellt dabei den Ertrag dar, der im Vergleich zur Nichtnutzung eingespart werden könnte, dar. Da Batteriespeicher aufgrund der direkten Verfügbarkeit oder Aufnahme von Strom primärregelfähig sind, sind sie integraler Bestandteil einer gut funktionierenden Energiewende und sollten durch Förderprogramme begünstigt ausgebaut werden. Dasselbe gilt für PtG-Anlagen, welche zu viel erzeugten Strom aus dem Netz nehmen und in eine andere Energieform überführen können. Zwar sind diese Anlagen nicht primärregelfähig, jedoch können sie Energie direkt aus dem Netz abführen und so zur Frequenzhaltung beitragen und die Energie beispielsweise in Form von Methan langfristig speichern. Saisonale Energiespeicher sind in Zukunft sehr wichtig, da volatile Energieerzeuger keine durchgängige Energieversorgung gewährleisten können. Vor allem die Energieproduktion von PV-Anlagen variiert zwischen Sommer und Winter sehr stark. Im Sommer gibt es oft ein ausreichendes Sonnenangebot, wohingegen im Winter die Sonnenstunden zurückgehen und die Produktion damit deutlich heruntergefahren wird. Der in den Sommermonaten aus dem Netz in eine andere Energieform überführte Überschussstrom kann so für den Winter saisonal verfügbar gemacht werden.

7.3 Teillastbereiche von Elektrolyseuren

Elektrolyseure können meist einen gewissen Leistungsbereich zur Produktion von Wasserstoff abdecken, so kann beispielsweise ein kommerziell erhältliches alkalisches Elektrolysemodul einen bis $760 \text{ Nm}^3/\text{h}$ Wasserstoff herstellen. Der dabei anfallende Energieverbrauch kann, je nach Produktionsmenge und Auslastung der Zelle, schwanken, somit ist auch der Wirkungsgrad abhängig von der Produktion des Gesamtsystems. Auch bei der PEM-Elektrolyse lässt sich diese Beobachtung bestätigen. Sollten diese Zellen oft im Teillastbetrieb gefahren werden, kann die optimale Menge an Wasserstoff nicht hergestellt werden. Hochtemperaturelektrolysen sind bislang noch nicht im kommerziellen Maßstab erhältlich, jedoch gibt es auch hier Forschungsergebnisse, die den Ausbau unterstützen [73, pp. 10-16].

Da volatile Energieerzeuger jedoch schwankend Energie bereitstellen, wird es bei der Elektrolyse unweigerlich zu Mengenverlusten, bedingt durch die Nutzung von Elektrolyseuren im Teillastbereich, kommen. Unter Teillast sinkt der Wirkungsgrad der Elektrolyseure, daher wird aus derselben Menge Strom weniger Wasserstoff hergestellt, der dann bei der Rückverstromung zu einem späteren Zeitpunkt fehlt.

7.4 Einhaltung des Pariser Klimaabkommens

Verschiedene Studien zur Energiewende zeigen, dass der im EEG 2021 vorgeschriebene Ausbaupfad zur vollständigen Deckung des deutschen Bruttostromverbrauchs mit regenerativem Strom bis zum Jahr 2050 nicht genügt, um die Vorgaben des Pariser Klimaabkommens zu erreichen. Damit die Erderwärmung auf maximal zwei Grad Celsius begrenzt werden kann, bedarf es eines schnelleren als des bislang vorgesehenen Ausbaupfades. Ein UN-Klimabericht hat sich konkret mit den ausgestoßenen Mengen an Treibhausgasen von insgesamt 191 Ländern auseinandergesetzt und ist zu dem Ergebnis gekommen, dass bei aktuellem Ausbaupfad und gleichbleibender Ausstoßmenge von CO₂ die Erderwärmung drei Grad betragen wird. Das anfangs anvisierte Ziel von einer Beschränkung auf 1,5 Grad würde demnach bereits im Jahr 2030 erreicht werden, was zur Folge hätte, dass Naturkatastrophen und weitere Einschnitte im Lebensraum der Menschen zu erwarten wären [74, p. 15].

Das Wuppertaler Institut für Klima, Umwelt und Energie hat sich mit der Frage beschäftigt, wie ein Ansteigen der Erderwärmung dennoch auf 1,5 Grad begrenzt werden kann und hat einen Zielkorridor definiert, wie dieses Ziel mit einer 50-prozentigen Wahrscheinlichkeit noch erreichen kann. Ab dem Jahr 2018 beginnend dürfen weltweit nur noch 580 Gigatonnen CO₂ an Gesamtemissionen in die Umwelt emittiert werden, was bei einer gleichmäßigen Pro-Kopf-Verteilung aller Emissionen eine Ausstoßmenge von jährlich etwa 4,2 Gigatonnen CO₂ für Deutschland bedeuten würde. Außerdem müssten die Treibhausgasemissionen in den nächsten fünf bis sechs Jahren in etwa halbiert werden, was einer Einsparung von zirka 60 bis 70 Megatonnen pro Jahr entsprechen würde. Mit den bisherigen Bestrebungen zur Umsetzung der Energiewende hat Deutschland in den letzten zehn Jahren im Schnitt lediglich acht Megatonnen pro Jahr reduzieren können [75, p. 10].

7.5 Fazit zum Ausbaupfad

Allein anhand der in 7.4 gezeigten Beispiele ist der derzeitige Ausbaupfad nicht ausreichend, um die Ziele der Energiewende erreichen zu können. Es müssen größere Anstrengungen beim Ausbau regenerativer Erzeugeranlagen und unterstützender Technologie getroffen werden, um die Treibhausgasemissionen deutlich senken zu können. Technologien zur Umwandlung und Speicherung von Energie sind zwingend notwendig, um überhaupt die bislang vorgegebenen Ziele zu erfüllen und sollten daher zwingend gefördert und verstärkt ausgebaut werden. Außerdem muss ein verbesserter Ausbaupfad definiert werden, der in der Lage ist, genügend regenerativen Strom zu produzieren, um die Vorgaben der quantitativen Energieziele zu erreichen (vgl. Abbildung 1).

8 Methodiken dieser Arbeit

Ausgehend von dem in Kapitel 7 beschriebenen Ausbaupfad für erneuerbare Erzeugungsanlagen werden verschiedene Verbrauchsszenarien betrachtet, die zu einer unterschiedlichen Nutzung der produzierten Energie führen. So werden neben unterschiedlichen Beispielen zur Bevölkerungsentwicklung verschiedene Speicher- und Umwandlungstechnologien als grundlegend zur Umsetzung erneuerbarer Energien betrachtet und bewertet. Außerdem werden mögliche Ausbaufehlentwicklungen sowohl aus positiver als auch aus negativer Sicht betrachtet, es wird ermittelt zu welcher Mehr- oder Minderproduktion von erneuerbarer Energie diese führen werden.

8.1 Bevölkerungswachstum bis zum Jahr 2050

Für die Berechnung des Energieverbrauchs ist die zukünftige Bevölkerungsentwicklung von zentraler Bedeutung. Abbildung 24 zeigt die drei wahrscheinlichsten Varianten der Bevölkerungsvorausberechnung des Bundesinstituts für Bevölkerungsforschung. Diese Vorausberechnung beginnt Ende des Jahres 2019, zu diesem Zeitpunkt leben insgesamt 83,2 Millionen Menschen in Deutschland. Neben den drei gezeigten Varianten gibt es viele verschiedene andere, welche allerdings vom Bundesinstitut für Bevölkerungsforschung als nicht wahrscheinlich eingestuft wurden. Aus diesem Grund wurde sich auf die drei Hauptvarianten beschränkt, mit der das Wachstum bestmöglich prognostiziert werden soll. Markant ist, dass alle Varianten für die nächsten zehn Jahre ein weiteres, leichtes Wachstum prognostizieren, danach jedoch ein Rückgang zu verzeichnen ist. Zum einen ist das seit einigen Jahrzehnten bestehende niedrige Geburtenniveau ein Grund für den Rückgang, aber selbst wenn auf eine konstant gleichbleibende Fertilität pro Frau gesetzt wird, wird durch die sinkende Anzahl an Frauen die Geburtenrate jährlich sinken. Heutzutage beträgt das Geburtendefizit bereits 170.000 pro Jahr, das heißt es sterben 170.000 mehr Menschen als geboren werden. Bis zum Jahr 2050 könnte dieser Wert auf über 400.000 anwachsen, was selbst eine hohe Zuwanderung von Menschen aus anderen Ländern nicht auffangen könnte. Die durchschnittliche Nettozuwanderung wird für die Zukunft lediglich auf 250.000 Personen geschätzt [76].

Variante 1 geht von einem Rückgang der Bevölkerung ab dem Jahr 2030 aus, so sollen bis 2040 nur noch etwa 97,2 Prozent der jetzigen Bevölkerungsdichte erreicht sein, dies entspricht einer Einwohneranzahl von etwa 80.722.000. Bis 2050 soll dieser Wert auf 93,5 Prozent oder 77.578.000 Einwohner fallen. Variante 2 sieht ein etwas weniger stark fallendes Szenario vor, so sollen zwar auch hier ab 2034 weniger Einwohner in Deutschland leben als bisher, jedoch wird hier von einer Einwohneranzahl von 82.091.000 im Jahr 2040 und 80.200.000 im Jahr 2050 ausgegangen. Variante 3 hingegen geht von einer ansteigenden Bevölkerung aus, der Peak ist hier im Jahr 2033 mit 84.346.000 Millionen Einwohnern erreicht und geht bis zum Jahr 2050 auf 83.642.000 zurück, was einem Anteil von 100,76 Prozent gegenüber dem Jahr 2020 entspricht [76]. Variante 2 wird in dieser Arbeit hauptsächlich genutzt und zur weiteren Berechnung des zukünftigen Verbrauchs gewählt. Die

Bevölkerungszahl wird auf die lokale Ebene aufgeteilt und stellt eine Vereinfachung des Bevölkerungswachstums anhand vorhandener Populationsdichten aus dem Jahr 2018 dar.

Bevölkerungszahl, 1950–2060

Anzahl in Millionen

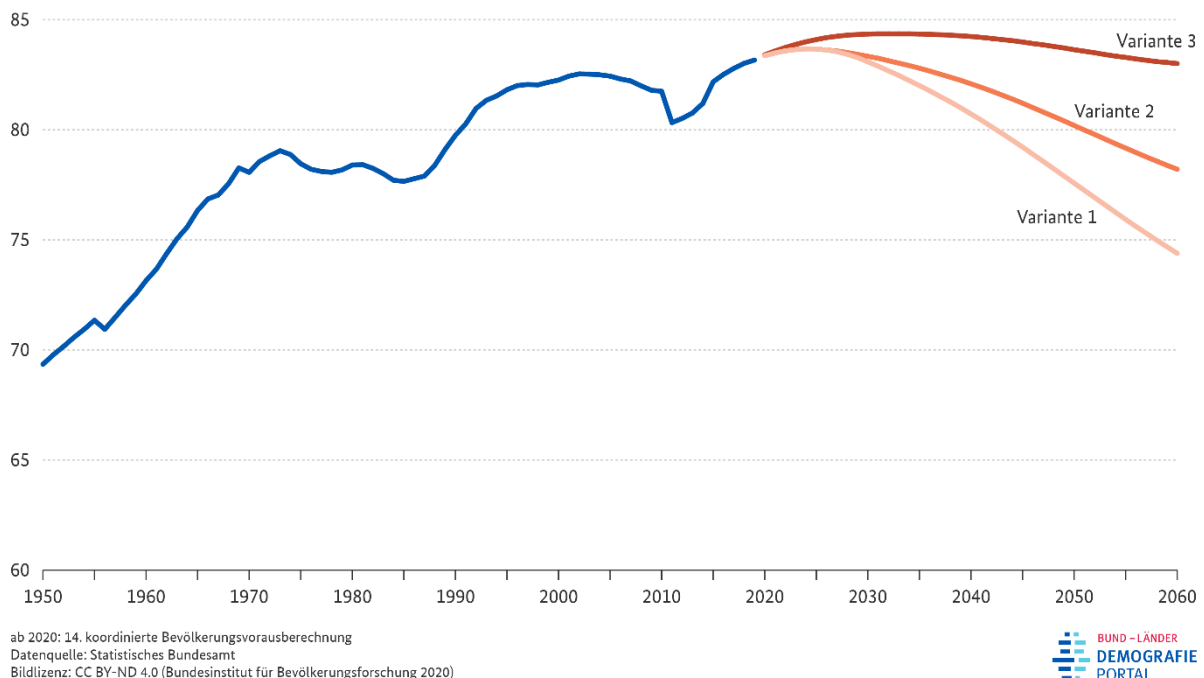


Abbildung 24: 14. Koordinierte Bevölkerungsvorausberechnung [76]

8.2 Dezentralisierte Betrachtung von EE-Anlagen

Die im Marktstammdatenregister hinterlegten und in 4.1.1 kurz beschriebenen erneuerbaren Energieanlagen können aufgrund ihrer Kennung innerhalb dieses Registers einem genauen Standort zugeordnet werden. Die BNetzA unterscheidet in öffentlich zugängliche und unzugängliche Daten, wobei erstgenannte dementsprechend weniger Informationen besitzen als unzugängliche. So können den öffentlichen, für diese Arbeit zugänglichen, Daten neben Erzeugungsart und Leistung auch die Postleitzahlen, das heißt die ungefähren Standorte in Deutschland, entnommen und aufbereitet werden. Da dieses Verzeichnis permanent erneuert wird, steht ein neuer Datenauszug jeden Morgen ab zirka fünf Uhr zur Verfügung und kann zur Auswertung beispielsweise für diese Dissertation genutzt werden. Da jede einzelne Anlage mit den genauen Leistungsmengen und ihrer Postleitzahl (PLZ) hinterlegt ist, werden sie für diese Arbeit in ihren jeweiligen Gebieten zusammengefasst und nach ihrer Erzeugerart, Wind, Solar, Wasser oder Biomasse, eingeteilt. Diese Auswertung der lokalen Leistungsmengen wird mit dem Ausbaupfad des EEG 2021 kombiniert, um so das erwartete, regionale Wachstum bestimmen zu können. So kann die genaue Menge an installierter Leistung eines Ortes wiedergegeben werden. Zum Beispiel sind im Bereich der PLZ 01067, also in Dresden, Ende des Jahres 2019 1,3 MW an regenerativen Energieträgern, aufgeteilt auf 0,95 MW Photovoltaik und 0,35 MW

Biomasse, installiert gewesen. Der Ausbaupfad des EEG, wie in Kapitel 7 beschrieben, wird zur weiteren Prognose erneuerbarer Energieträger auf lokaler Ebene verwendet. Das EEG 2021 begründet dabei den Ausbaupfad der erneuerbaren Energieträger und schreibt vor, wie viel Leistung welches Erzeugers pro Jahr zugebaut werden soll. Gegenüber dem Jahr 2018 sollen beispielsweise im Jahr 2030 100 GW oder zirka 220 Prozent der jetzigen installierten Leistung an PV-Anlagen zugebaut worden sein. In welchen Gebieten dieser Leistungszubau geschehen soll, ist nicht näher definiert und wird in dieser Arbeit auf alle Gebiete gleichmäßig aufgeteilt. Das bedeutet für die erneuerbare Energieentwicklung für den Standort in Dresden, dass im Jahr 2030 2,09 MW an Solarleistung installiert sein sollte.

Das Problem bei dieser Betrachtungsweise ist, dass der zukünftige Ausbau deutlich abweichend von dieser Annahme ausfallen kann, zum Beispiel, wenn Räume zur Installation neuer Anlagen erschlossen werden, die so bislang nicht genutzt werden konnten. Jedoch kann nicht davon ausgegangen werden, dass ein Gebiet beispielsweise für die PV-Produktion zukünftig deutlich bevorzugt werden wird, daher wird vom bestehenden Ausbau ausgehend ein kontinuierliches Wachstum in allen Bereichen angenommen. Dieselbe Vorgehensweise gilt dabei auch für die Erzeugerarten Wind, Biomasse und Wasserkraft. Der Vorteil dieser Betrachtungsweise ist, dass aktuelle Missstände im Zubau erneuerbarer Energien gut erkannt und daher in der späteren Handlungsempfehlung besser adressiert werden können. Sollte beispielsweise der Ausbau in einem großen Ballungsraum im Vergleich zu anderen deutlich abgeschlagen sein, könnte hier die Empfehlung ausgesprochen werden, bei der Errichtung passender Technologien vor allem diesen Standort auszurüsten, um so eine gleichmäßige Versorgung besser gewährleisten zu können. Weitreichende Probleme in der Erzeugungsstruktur Deutschlands werden somit aufgedeckt und können mit geeigneten Maßnahmen angegangen werden.

8.3 Einwohner nach Gebiet

Außer der dezentralen Betrachtung der Erzeugung soll ebenfalls der Verbrauch auf lokaler Ebene bestimmt werden. Um eine einheitliche Berechnung durchführen zu können, ist das deutsche Postleitzahlensystem, bestehend aus insgesamt 8196 PLZ, für die Unterteilung des Verbrauches herangezogen worden. In Deutschland befinden sich insgesamt 379 Städte und Kreise, welche neben allen Einwohnern auch jede Art von Industrie, Gewerbe oder sonstige Verbrauchsquellen beherbergen. Mithilfe des in Kapitel 8.1 beschriebenen Bevölkerungswachstums bis zum Jahre 2050 sollen die steigenden und sinkenden Einwohnerzahlen der verschiedenen Stadt- und Kreisgebiete erfasst und prognostiziert werden. Die Bevölkerungsanzahl für jeden Kreis und jede Stadt ist so einheitlich wie möglich bestimmt worden, da diese Daten jedoch von Region zu Region zu unterschiedlichen Zeiten erhoben worden sind, kommt es bei einer Aufsummierung zur Gesamtbevölkerung zu Abweichungen. In Regionen, in denen es keine Angaben zur Bevölkerungsanzahl gab, wurden Daten des Zensus 2011 herangezogen und bestimmt, wie groß die Bevölkerung dieser Gebiete prozentual zu anderen Städten zum selben Zeitpunkt gewesen ist. Darauf aufbauend ist die Bevölkerungsanzahl für das Jahr 2018 ermittelt worden. Auch diese Gebiete sind

dafür verantwortlich, dass der so ermittelte Wert der gesamten Bevölkerung nicht ganz dem Wert der offiziellen Angaben des statistischen Bundesamtes entspricht [77].

Jeder Stadt wurde, ausgehend vom Jahr 2018, ein prozentualer Anteil am gesamten Bevölkerungsaufkommen zugeteilt. Somit konnte die weitere Bevölkerungsanzahl mithilfe der ausgewählten Variante der Bevölkerungsprognose bis zum Jahr 2050 bestimmt werden. So stellt beispielsweise Berlin mit 3,75 Millionen Einwohnern im Jahr 2018 4,6 Prozent der gesamten Bevölkerung. Ausgehend von diesem Wert wurde die Bevölkerung für die Jahre 2019 bis 2050 bestimmt. Die anfangs ermittelten 4,6 Prozent bestimmen die Basis der Berechnung und verändern sich in den betrachteten Jahren nur sehr gering. Auch wenn diese Annahme für die folgenden Jahre durch Zu- und Wegzug von Personen fehlerbehaftet sein wird, ist sie dennoch als Berechnungsgrundlage bestimmt worden, da die Größe der Stadt einen wesentlichen Einfluss auf den Verbrauch hat und dieser neben Privathaushalten wesentlich durch ansässige Industriebetriebe bestimmt wird, welche im betrachteten Zeitraum in der Regel an ihrem momentanen Ort verweilen und dementsprechend als Verbraucher fest an diesen Orten bleiben werden.

8.4 Erzeugungsprofile erneuerbarer Energien

Die in 4.1.2 angesprochenen Erzeugungsprofile für erneuerbare Energieanlagen werden in diesem Kapitel näher erläutert. Aus den von der Agora Energiewende zur Verfügung gestellten Messdaten für die Bereitstellung von Strom aus Wind-, Solar-, Biomasse- und Wasserkraftanlagen, beginnend mit dem 01.01.2012, sind standardisierte Erzeugungsprofile entwickelt worden. Dazu wurden die Erzeugungsdaten der einzelnen Jahre 2012 bis 2018 auf eine Kilowattstunde genormt und als ein Mischprofil miteinander kombiniert. Abbildung 25 zeigt den Unterschied zwischen dem ermittelten Mischprofil und dem Erzeugungsprofil des Jahres 2012 von Onshore-Windenergie. In der jährlich isolierten Betrachtung ist eine sehr schwankende Erzeugung zu erkennen. Die auftretenden Erzeugungsspitzen des Mischprofils sind im Vergleich zur restlichen Erzeugung enorm und zeigen, dass zu diesen Zeiten das Windangebot im Vergleich zu anderen Jahren abweichend hoch gewesen sein muss. Die großen Ausschläge im Januar und Dezember zeigen zudem, dass die vorherrschenden Windgeschwindigkeiten in der kalten Jahreszeit größer sein müssen als in den Sommermonaten. Das Mischprofil hingegen hat sowohl geringere Ausschläge nach unten als auch nach oben, was auf ein verändertes Windangebot in den folgenden Jahren schließen lässt. Wenn beispielhaft der 1. Januar von 2012 bis 2018 miteinander verglichen wird, kann bereits erkannt werden, dass es zur selben Zeit des Jahres starke Schwankungen gibt. So betrug die Erzeugung der genormten Erzeugungsprofile für den gewählten Zeitraum zwischen 0,0098 Wh und 1,65 Wh. Aus diesem Grund wird die Erzeugung zusammengefasst und als Mittelwert zur weiteren Berechnung ausgegeben. So ist mit jeder Stunde des Jahres für jede Erzeugerart verfahren worden, was zu einer durchschnittlichen Energieerzeugung führt, die über die kommenden Jahre gesehen ein gutes Abbild der durchschnittlichen Erzeugung wiedergibt, deshalb können auch die zu erwartenden Abweichungen für einzelne Tage in Zukunft sehr

groß ausfallen, da hier willkürliche Lastspitzen durch die Bestimmung des Mittelwertes weitestgehend ausgemerzt worden sind.

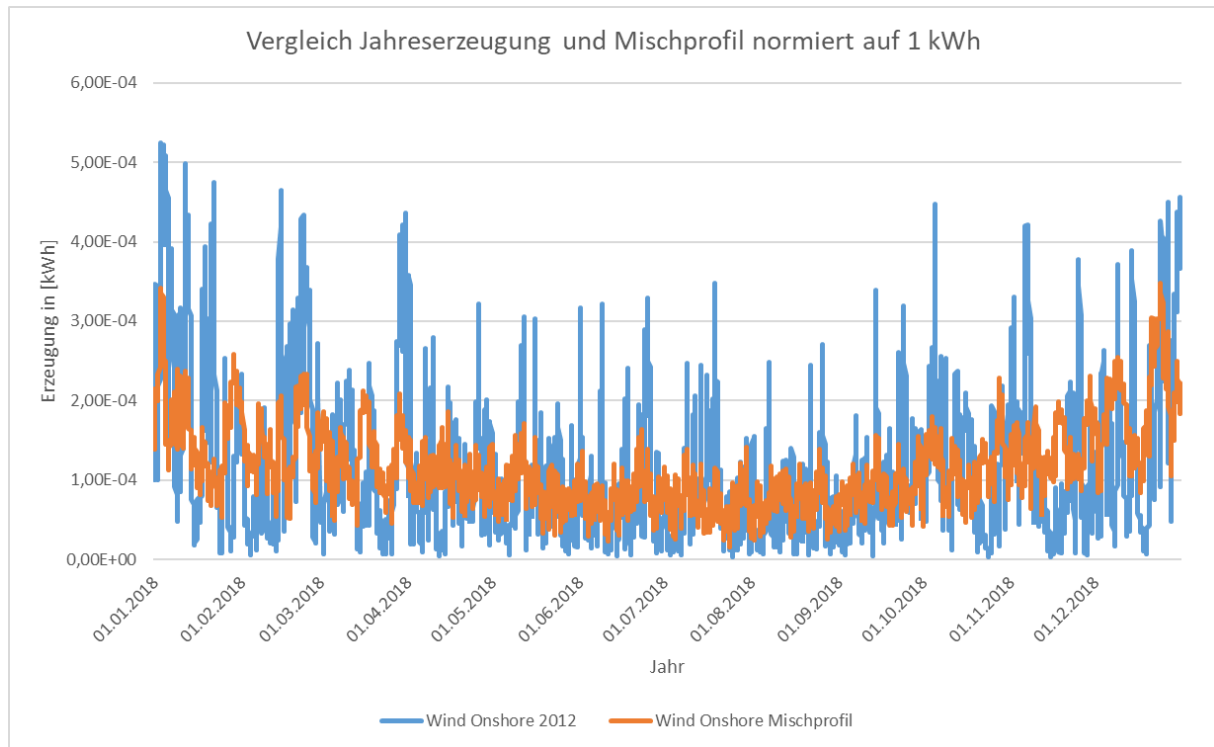


Abbildung 25: Jahreserzeugung vs. Mischprofil normiert auf 1 kWh

Für die Erzeugung von Offshore-Windenergie konnte das Mischprofil einzig aus den Jahren 2016 bis 2018 zusammengesetzt werden, da der Zubau dieser Anlagen erst im Laufe des Jahres 2015 begonnen hat und für den vorherigen Zeitpunkt keine verlässlichen Daten zur Verfügung standen. Bei der Auswertung dieses Mischprofils sind daher größere Ausreißer sowohl bei der Mehr- als auch bei der Minderproduktion zu erkennen. Diese Mischprofile bieten eine nicht ganz so genaue Berechnungsgrundlage wie die für die anderen Erzeugerarten, welche auf eine deutlich fundiertere Datenbasis zurückgreifen können.

8.5 Energieverbrauch der Sektoren

Neben den momentanen Verbrauchsaufnahmen der Sektoren Haushalt, Industrie, Gewerbe und Verkehr sind weitere Daten erforderlich, die auf den Energiebedarf dieser Sektoren schließen lassen. Die notwendigen Annahmen und die genaue Vorgehensweise werden in den folgenden Kapiteln näher erläutert.

8.5.1 Zukünftiger Verbrauch Haushalte

Damit der Verbrauch auf lokaler Ebene möglichst gleich für alle Kreise dargestellt werden kann, muss ein einheitliches Gebäude geschaffen werden, welches den Verbrauch eines durchschnittlichen Haushaltes wiedergeben kann. Einer Person stehen in Deutschland im Schnitt zirka 47 m² Wohnfläche zur Verfügung, abhängig von der jeweiligen Wohnsituation. Die Wohnfläche in Häusern ist naturgemäß am größten, wohingegen die Wohnfläche in Wohnungen oft unter den erwähnten 47 m² liegt. Des Weiteren nehmen Ein-Personen-Haushalte zu, welche die Größe positiv beeinflussen [78]. Für die zukünftige Wohnsituation wurde anhand der sinkenden Bevölkerungsanzahl und der steigenden Wohnpreise eine konstante Wohnfläche vorausgesetzt, d.h. ein Ein-Personen-Haushalt hat im Jahr 2050 immer noch die beschriebenen 47 m² zur Verfügung. Die Anzahl der Privathaushalte hat ausgehend vom Jahr 1991 bis zum Jahr 2018 von anfangs 35.256.000 Haushalten auf 41.378.000 deutlich zugenommen [79]. Diese Zunahme an Haushalten führt zu einer Verringerung der Bewohner pro Haushalt, haben im Jahr 1991 noch 2,28 Personen in einem Haushalt gelebt, so waren es im Jahr 2018 nur noch 2,01. Wenn in diesem Bereich ein konstantes Wachstum der privaten Haushalte wie in den zurückliegenden Jahren angenommen wird, würden im Jahr 2050 knapp 50 Millionen Haushalte für eine sinkende Bevölkerungsanzahl zur Verfügung stehen. Aufgrund der Annahme, dass so für eine sinkende Bevölkerungsdichte zu viele Haushalte zur Verfügung stehen, wird von einer Stagnation des Wachstums bei 45 Millionen Einheiten ausgegangen, sodass die durchschnittliche Personenanzahl eines Haushalts auf 1,8 absinken wird.

Abbildung 26 zeigt den Energieverbrauch eines einzelnen Haushaltes zwischen 1991 und 2017. Hier ist zu erkennen, dass der Stromverbrauch, anders als der Wärmebedarf, in dieser Zeit kaum einer Schwankung unterlag. Im Jahr 1991 mussten noch zirka 15563,5 kWh im Jahr an Heizenergie aufgewendet werden, wohingegen im Jahr 2017 nur noch etwa 12648,7 kWh verbraucht wurden. Dies ist mit einer besseren Wärmedämmung und den verbesserten Heizungsanlagen zu erklären [80]. Ab dem Jahr 2000 wurden zusätzlich zu Effizienzsteigerungsmaßnahmen elektrische Wärmepumpen zur Bedienung des Bedarfs installiert, was zu einer weiteren Degression des Wärmebedarfs führt, da diese ihre benötigte Energie aus dem Stromkreis des Hauses nehmen [81]. Die teilweise schwankende Wärmenachfrage in den einzelnen Jahren kann an milderer oder härteren Wintermonaten liegen, in denen die Energienachfrage stark von den Wetterbedingungen abhängig ist.

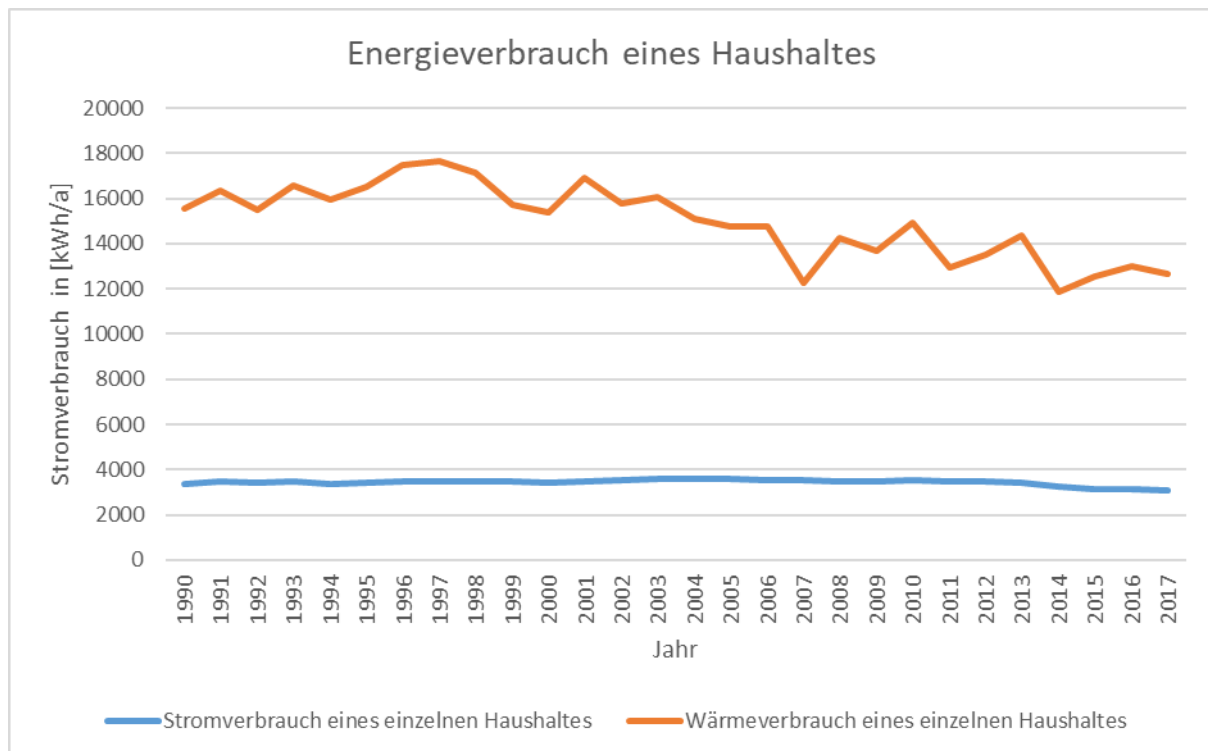


Abbildung 26: Energieverbrauch eines Haushalts von 1991 bis 2017

Das EEG 2021 sieht für den Haushaltssektor Effizienzmaßnahmen, wie in Abbildung 1 aus Kapitel 2 dargestellt, vor. So sollte bis zum Jahr 2020 der Wärmebedarf um 20 Prozent und bis zum Jahr 2050 der Primärenergiebedarf um 80 Prozent gegenüber dem Jahr 2008 gesenkt werden [4, p. 12]. Da erstgenanntes Ziel nach aktuellen Daten nicht erreicht wurde, wurde die Annahme getroffen, dass der Wärmebedarf bis zum Jahr 2030 trotzdem um 30 Prozent gesenkt werden kann und das bisherige Defizit bis dahin aufgearbeitet wird. Bis zum Jahr 2050 wurde das Ziel zur Senkung des Wärmebedarfs auf 50 Prozent vom Ausgangswert des Jahres 2008 definiert. Der durchschnittliche Heizenergiebedarf in Kilowattstunden pro Quadratmeter (kWh/m^2) lag im Jahr 2018 bei 128 kWh/m^2 , da jedoch mittlerweile Neubauten mit einem Bedarf von unter $30 (\text{kWh/m}^2\cdot\text{a})$ errichtet werden, wird eine solch drastische Senkung bis zum Jahr 2050 als machbar angesehen und in dieser Arbeit als Grundlage verwendet [82, p. 16 f.]. Nach dieser Annahme senkt sich bis zum Jahr 2030 der durchschnittliche Heizenergiebedarf auf etwa $103 (\text{kWh/m}^2\cdot\text{a})$ und bis zum Jahr 2050 auf $76 (\text{kWh/m}^2\cdot\text{a})$.

Neben der Senkung des Heizenergiebedarfs werden immer mehr Haushalte mit Wärmepumpen (kurz WP) ausgerüstet, so betrug der Anteil dieser Technologie in Neubauten im Jahr 2020 bereits 45,8 Prozent mit einer stetig steigenden Tendenz [83]. Neben Neubauten müssen auch in Bestandsgebäuden nach und nach alte Heizungsanlagen ausgetauscht werden. Öl- und Gasfeuerungsanlagen bilden dabei den Großteil von Heizungsanlagen, welche in Bestandsgebäuden verbaut sind und sollten, sofern sie erneuert werden müssen, durch umweltfreundliche Technologien ersetzt werden. Eine Analyse der Altersstruktur dieser Anlagen hat ein durchschnittliches Alter von etwa 22 Jahren ergeben. Knapp 85 Prozent aller Anlagen stammen aus den Jahren 1990 bis 1999 (49,3

Prozent aller Ölheizungen sowie 49,4 Prozent aller Gasheizungen) beziehungsweise 2000 bis 2019 (31,8 Prozent aller Ölheizungen sowie 40,3 Prozent aller Gasheizungen), daher kann von einer baldigen Erneuerung von etwa 15 Prozent aller Heizungssysteme ausgegangen werden [84, p. 7 f.]. Weil das Durchschnittsalter selbst jedoch keinen genauen Aufschluss über die Haltbarkeit dieser Systeme gibt, wurde ein Sicherheitsfaktor inkludiert, der die Lebenszeit einer durchschnittlichen Heizung auf 27,5 Jahren definiert. Diese Lebenszeit entspricht einem etwa 1,5-prozentigen jährlichen Ersatz von fossilen Heizsystemen hin zu neuen Systemen wie der elektrischen WP. Dementsprechend werden 75 Prozent aller privaten Neubauten mit WP-Systemen ausgestattet, wobei der Anteil an Luft-Wasser-WP bei 67 Prozent und der der Wasser-Wasser-WP bei 33 Prozent liegt. Diese Annahme ist dem Einkaufspreis dieser beiden Systeme geschuldet, da für Einzelhaushalte oft eine günstigere Luft-Wasser-WP ausreichend ist. Für die Luft-Wasser-WP wurde dabei eine Leistungszahl von 3,5 und für die Wasser-Wasser-WP eine von 5 veranschlagt [85, p. 7 ff.].

Abbildung 27 zeigt das prognostizierte Wachstum an WP-Systemen und den daraus resultierenden Verbrauch. Ab dem Jahr 2019 wird der Ausbau dieser Systeme aggressiver angegangen, was zu einem schnelleren Ausbau und dementsprechend einem schnell wachsenden Strombedarf zu Heizzwecken führt. Bereits im Jahr 2030 wird der Anteil von Wärmepumpen zirka 21 Prozent aller Heizenergiesysteme in Haushalten ausmachen, dieser Anteil wächst bis zum Jahr 2040 auf 38,5 Prozent und bis 2050 auf 54 Prozent an. Die Anzahl der Wärmepumpensysteme wird in diesem Szenario bis zum Jahre 2030 auf zirka 9,4 Millionen und bis zum Jahr 2050 auf etwa 28,8 Millionen anwachsen. Grundlage für diese Annahme ist ein Bericht des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme (ISE). In diesem sind vier Szenarien (Referenz, Beharrung, Inakzeptanz und Suffizienz) zum Ausbau von zukünftigen Heizsystemen erstellt worden. In den Szenarien Referenz, Inakzeptanz sowie Suffizienz wird von einem Anteil zwischen 42 und 54 Prozent von elektrischen Wärmepumpen in Verbrauchereinheiten zur Bereitstellung von Wärme ausgegangen. Lediglich im Szenario der Beharrung werden regenerative Systeme kaum umgesetzt. Dies gilt für den Fall, dass der Klimawandel in den nächsten Jahrzehnten für die Politik keine Rolle spielen wird und die ausgegebenen Ziele bewusst verfehlt werden [86, pp. 41-46]. Dieses Szenario kann aus Sicht der aktuellen Bestrebungen im Sinne der Energiewende jedoch als nicht wahrscheinlich eingestuft werden.

Die annähernd linearen Wachstumsraten der Wärmepumpensysteme aus Abbildung 27 kommen aufgrund der Ausbauvorgaben zustande. Wie oben beschrieben müssen bereits im Jahr 2030 zirka 21 Prozent aller Heizenergiesysteme in Haushalten mit WP-Systemen ausgerüstet sein, damit dies gelingt, muss der unten dargestellte Ausbaupfad eingehalten werden. In den Jahren zwischen 2018 und 2030 bzw. 2030 und 2050 kann der Ausbau von Jahr zu Jahr variieren, wichtig ist lediglich, dass das Gesamtergebnis dem Dargestellten entspricht.

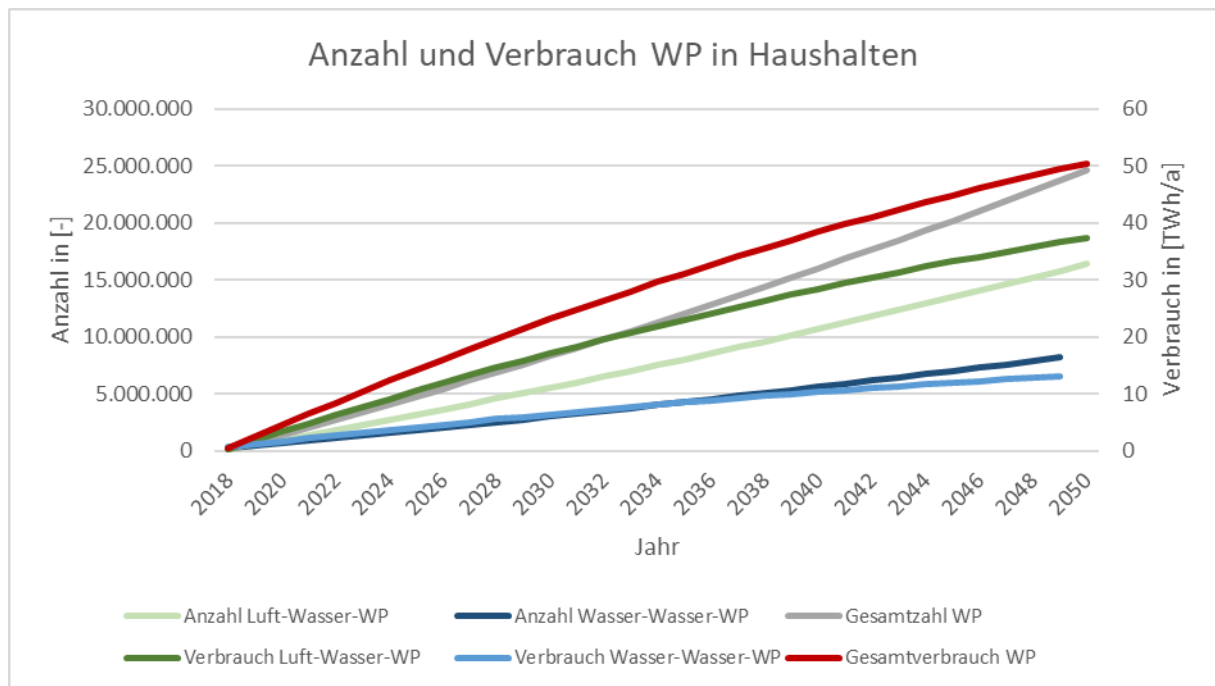


Abbildung 27: Anzahl und Verbrauch von Wärmepumpen-Heizsystemen bis zum Jahr 2050

Neben dem Wärmebedarf, welcher in den kommenden Jahren und Jahrzehnten vermehrt durch Wärmepumpen und damit durch Strom gedeckt wird, muss zusätzlich der eigentliche Strombedarf, das heißt der tägliche Bedarf, bestimmt werden. Der Stromverbrauch pro Person wird auf einen Haushalt hochgerechnet und gibt in Kombination mit der Bevölkerungsentwicklung Aufschluss über den Bedarf aller Haushalte. In Abbildung 28 ist der erwartete Stromverbrauch aller Haushalte mit den oben definierten Parametern aufgetragen. So kann durch Effizienzsteigerungsmaßnahmen für elektrische Verbraucher der Stromverbrauch der Haushalte sukzessive verringert werden und sinkt von 115,3 TWh im Jahr 2019 auf 106 TWh im Jahr 2030 sowie auf 88 TWh im Jahr 2050. Demgegenüber steht der steigende Strombedarf durch WP-Systeme, welche ab 2019 deutlich verstärkt ausgebaut werden sollen, hier kann mit einem Strombedarf von 30 TWh im Jahr 2030 und 57 TWh in 2050 gerechnet werden. Dies lässt den Gesamtstrombedarf aller Haushalte insgesamt ansteigen, betrug er im Jahr 2019 noch 118 TWh, so wächst er 2030 schon auf 132 TWh an und erreicht im Jahr 2050 145 TWh.

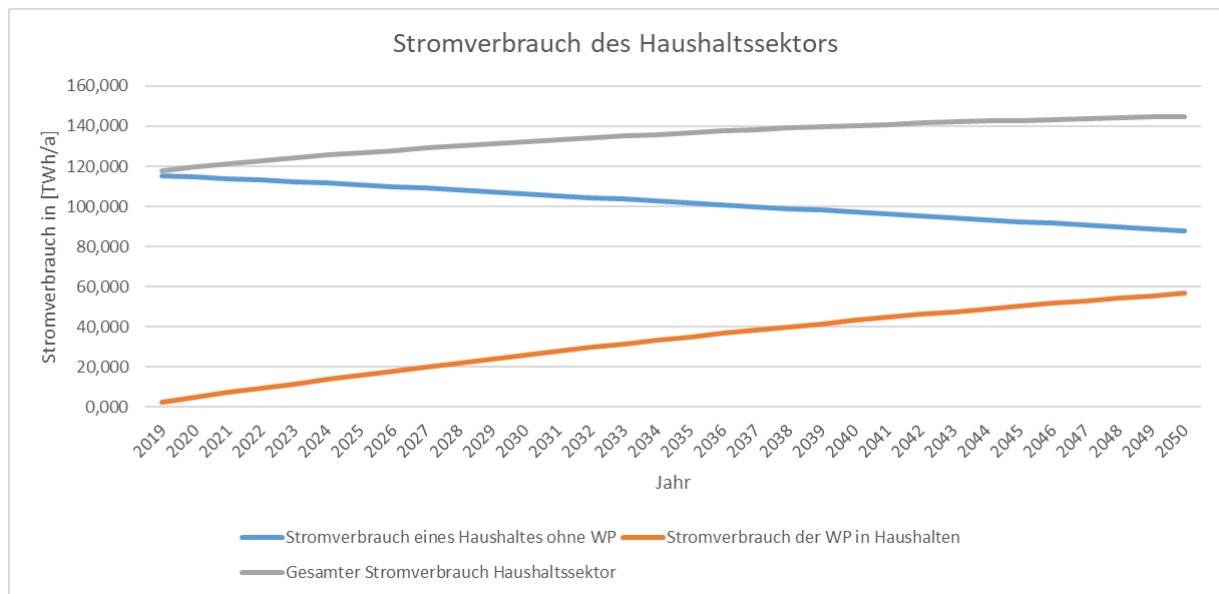


Abbildung 28: Zukünftiger Stromverbrauch des Haushaltssektors bis zum Jahr 2050

Die Einbindung von Wärmepumpen als Stromverbraucher ist einer der Gründe, warum der Anteil des Haushaltssektors am gesamten deutschen Strombedarf in den nächsten Jahren tendenziell steigen wird. Dass der Anteil des Haushaltssektors aufgrund der Bereitstellung von Wärme durch Strom im Verhältnis zu anderen Sektoren mehr Energie verbrauchen wird und dementsprechend anwächst, zeigt die Auswertung der AG Energiebilanzen zum Energieverbrauch nach Energieträger und Anwendungszweck. Hieraus geht hervor, dass der Energieverbrauch für Wärmezwecke in drei Kategorien unterteilt werden kann, der Raum- und Prozesswärme sowie der Bereitstellung von Warmwasser. Die Bereitstellung von Warmwasser sowie die Raumwärme können dabei von regenerativen Energietechniken wie der Wärmepumpe oder eines Durchlauferhitzers gewährleistet werden. Dahingegen hat Prozesswärme, vor allem im industriellen Maßstab, Anforderungen, die Techniken wie die Wärmepumpe nicht leisten können. Die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser macht in Haushalten knapp 93 Prozent des gesamten Wärmebedarfs aus und liegt deutlich über dem Anteil von 8,5 Prozent für den Industriesektor [87, pp. 6, 10, 14].

8.5.2 Zukünftiger Verbrauch Industrie

Die Prozesswärme deckt 91,5 Prozent des gesamten Wärmebedarfs, welcher im Industriesektor benötigt wird. Das Potenzial für Techniken, welche im Zuge der Energiewende verwendet werden, vor allem Wärmepumpen, beschränkt sich daher auf die verbleibenden 8,5 Prozent zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser [87, pp. 6, 10, 14]. Im Jahr 2020 hat der Stromverbrauch des Industriesektors insgesamt 45 Prozent des gesamten deutschen Bruttostromverbrauchs ausgemacht, daher ist hier ein großes Potential zur Effizienzsteigerung und zur Umstellung von fossilen auf erneuerbare Energien vorhanden [88]. Die Degression des Bruttostromverbrauchs, wie in Kapitel 2 vorgestellt, soll auch im Industriesektor zur Anwendung kommen. Eine Einsparung von 25 Prozent gegenüber 2008 bedeutet für den Industriesektor die Senkung von 233 TWh/a auf etwa 175 TWh/a. Wie in Abbildung 29 zu sehen ist, sollen diese Einsparungen konstant über die nächsten Jahre erreicht werden und im Jahr 2050 ihren Zielwert erreichen. Beim Wärmeverbrauch wurden dieselben Vorgaben wie für den Privathaushaltssektor genutzt, hier wird, aufgrund einer steten Effizienzsteigerung von knapp 0,75 Prozent pro Jahr, der Wärmeenergiebedarf für die nächsten Jahre berechnet. Betrug dieser 2019 noch knapp 540 TWh, so sinkt er bereits 2030 auf 495 TWh und im Jahr 2050 auf 426 TWh.

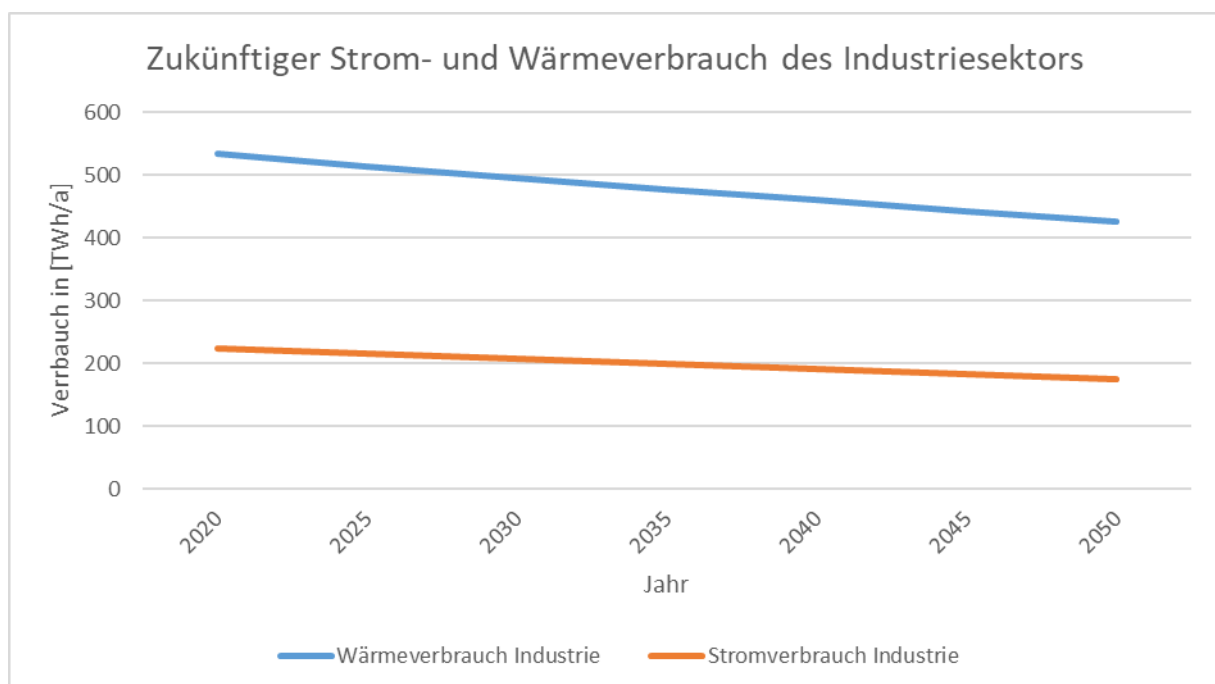


Abbildung 29: Zukünftiger Strom- und Wärmeverbrauch des Industriesektors bis zum Jahr 2050

Hier inbegriffen sind nach wie vor die drei Bereiche Prozess- und Raumwärme sowie Warmwasser, wobei Warmwasser (kurz WW) und Raumwärme auch elektrisch durch den Einsatz von Durchlauferhitzern und Wärmepumpen gedeckt werden können. Hier sind dieselben Maßstäbe wie für die Bereitstellung der Wärme in Haushalten angesetzt worden. Die Heizungsanlage eines Unternehmens wird dabei nach 27,5 Jahren zu 75 Prozent durch eine elektrische Wärmepumpe

ersetzt, der Anteil der Luft-Wasser- und Wasser-Wasser-WP beträgt wieder zwei zu eins. Wie in Abbildung 30 zu sehen ist, müssen im Jahr 2019 36,5 TWh an Heizenergie für WW und Heizwärme aufgebracht werden, was bei einem Ersatz durch WP-Systeme einem elektrischen Verbrauch von 9,4 TWh/a entspricht. Im Jahr 2030 wird der Heizwärmebedarf auf 33,6 TWh sinken und dementsprechend nur noch 8,6 TWh an elektrischer Energie benötigen. Im Jahr 2050 wird der Verbrauch auf etwa 29 TWh sinken und kann durch den Einsatz von 7,4 TWh elektrischer Energie durch WP und Durchlauferhitzern bereitgestellt werden.

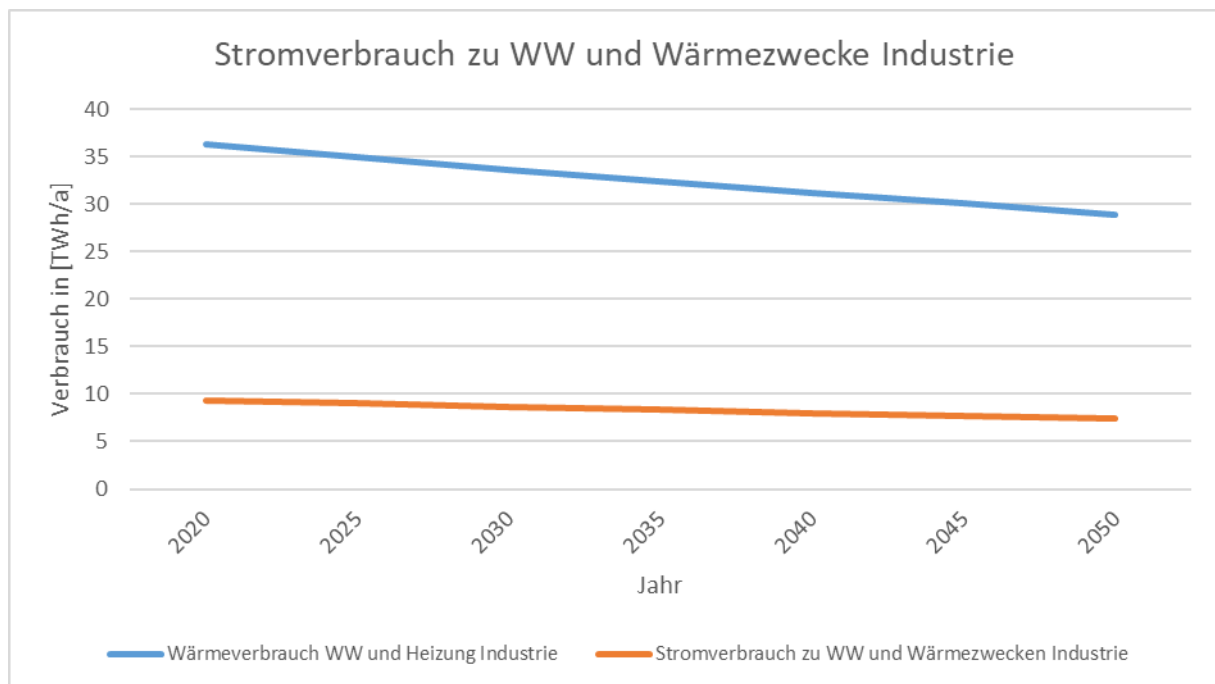


Abbildung 30: Zukünftiger Stromverbrauch Industrie zu WW und Wärmeezwecken

In Abbildung 31 ist der prognostizierte elektrische Verbrauch des Industriesektors aufgetragen. Hier sind die für industrielle Zwecke aufgewendete Energie sowie die Energie, die durch WP und Durchlauferhitzer zur Bereitstellung von WW und Heizwärme genutzt werden, mit beinhaltet. Betrug der elektrische Bedarf 2019 noch 234,77 TWh, so konnte er bereits im Jahr 2030 auf zirka 216,1 TWh gesenkt werden. Im Jahr 2050 wird er auf lediglich 144,8 TWh geschätzt, was zu einem gleichzeitig sinkenden Anteil am gesamten elektrischen Energieverbrauch Deutschlands führt. Neben dem, in Kapitel 8.5.1 beschriebenen, steigenden Verbrauch des Haushaltssektors wird auch der elektrische Verbrauch des Verkehrssektors, beschrieben in Kapitel 8.5.4, stark zunehmen und somit den Anteil des Industriesektors von bislang 45 Prozent im Jahr 2020 auf etwa 38,7 Prozent bis zum Jahre 2050 senken. Diese Entwicklung zeigt zwar, dass der Industriesektor nicht mehr so dominant wie früher den Stromverbrauch beherrscht, jedoch auch in Zukunft den Part des größten Verbrauchers übernimmt und somit weiterhin ein interessanter Sektor für Verbesserungen bleibt.

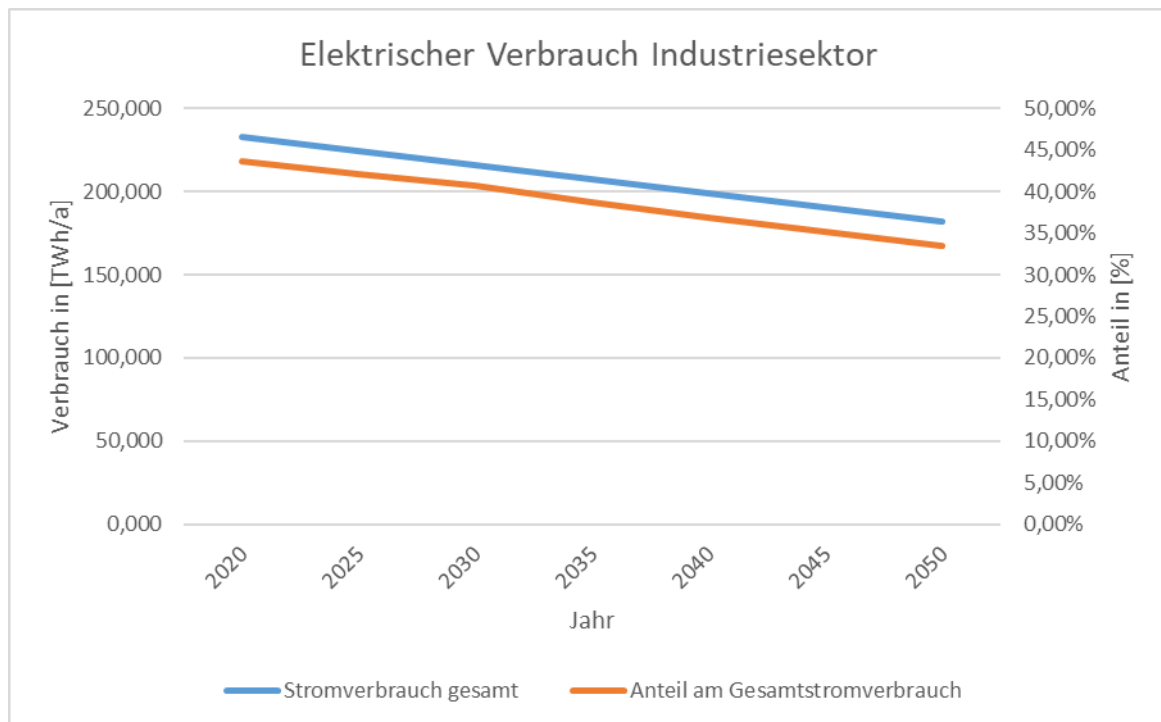


Abbildung 31: Zukünftiger elektrischer Verbrauch Industriesektor

8.5.3 Zukünftiger Verbrauch Gewerbe

Auch der Gewerbe-, Dienstleistungs- und Handelssektor wird mithilfe der gleichen Annahmen und Grundlagen vor allem im Bereich der Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung elektrifiziert. Anders als in den vorherigen Sektoren ist der Energieverbrauch hier jedoch nicht so hoch und liegt mit einem Verbrauch von etwa 777 Petajoule (kurz PJ) im Jahr nicht mal halb so hoch wie etwa der des Haushalts- (2045 PJ) oder Industriesektors (1953 PJ) [87, pp. 6, 10, 14]. Auch hier werden nach 27,5 Jahren alte Heizungsanlagen zu 75 Prozent durch neue Wärmepumpen ersetzt, der Anteil der Luft-Wasser- und Wasser-Wasser-WP liegt wieder bei einem Verhältnis von zwei zu eins. Mit einer jährlichen Effizienzsteigerung von 0,75 Prozent kann der Wärmebedarf Jahr für Jahr etwas gesenkt werden, daher fällt dieser von anfänglich zirka 140 TWh im Jahr 2019 auf 128 TWh im Jahr 2030 sowie 110 TWh 2050. Mit Anwendung derselben Methodik wie in den Kapiteln 8.5.1 und 8.5.2 ergibt sich daraus ein gesamter elektrischer Bedarf durch Wärmepumpen von zirka 28 TWh im Jahr 2050. Kombiniert mit der Degression des bereits vorhandenen Strombedarfs um 25 Prozent bis 2050 gegenüber dem Referenzjahr 2008, ergibt sich ein Gesamtstromverbrauch nach Abbildung 32. Dieser sinkt von anfänglich zirka 180 TWh/a auf 140 TWh im Jahr 2050, hier ist bereits der Verbrauch aller elektrischen Geräte enthalten. Der Anteil dieses Sektors fällt demnach von anfangs knapp 30 Prozent auf etwa 25 Prozent im Jahr 2050.

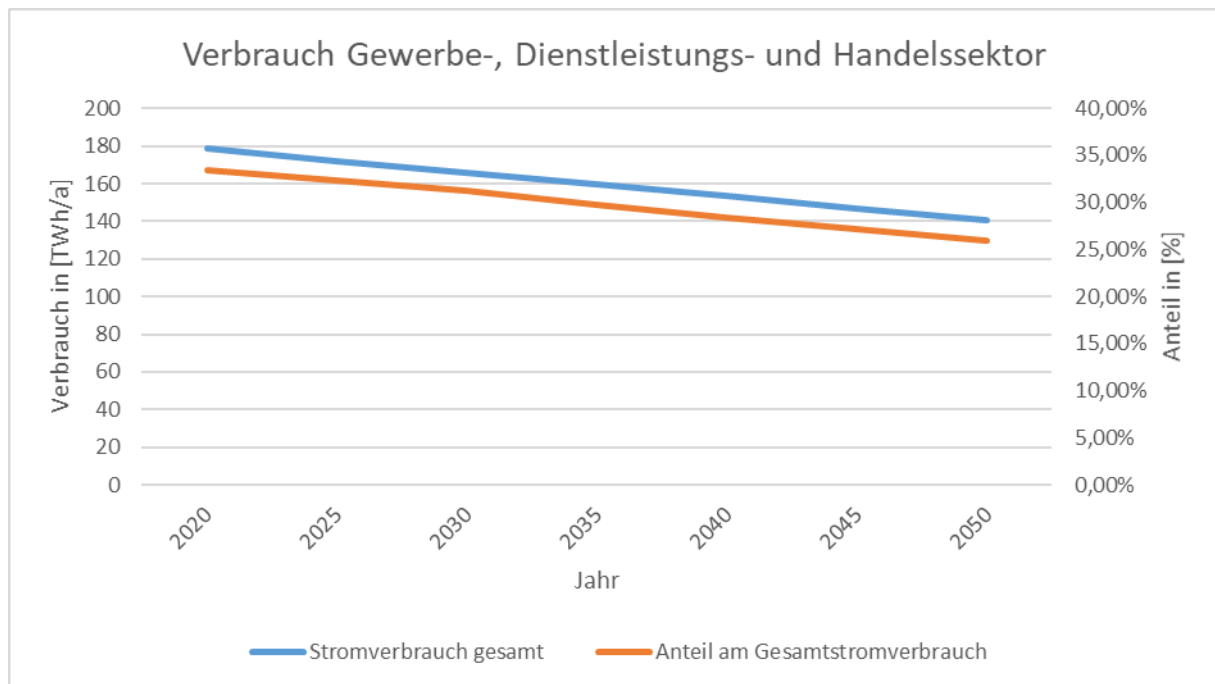


Abbildung 32: Zukünftiger Verbrauch des Gewerbe-, Dienstleistungs- und Handelssektors

8.5.4 Zukünftiger Verbrauch Verkehr

Bei der Ermittlung des zukünftigen Verbrauchs im Verkehrssektor musste zuerst eine Bestandsaufnahme der zur Verfügung stehenden Verkehrsflotte gemacht und mit den Ausbauzielen der Bundesregierung zur Energiewende gekoppelt werden. Da noch nicht genau absehbar ist, wie sich der Transportsektor entwickeln wird, ist hier lediglich von einer Elektrifizierung der PKW-Flotte ausgegangen worden. Der Fahrzeugbestand zum ersten Januar 2021 betrug im Personenkraftwagen-Segment 48.248.584 Einheiten, was einem gesamten Anteil von 82 Prozent an allen Kraftfahrzeugen mit amtlichen Kennzeichen entspricht. Davon befinden sich mit zirka 10 Millionen zugelassenen Fahrzeugen die meisten in NRW, gefolgt von Bayern mit etwa 8 Millionen [89]. Als weitere Annahmen wurden hier getroffen, dass die Antriebstechnik des Flugverkehrs von einer Elektrifizierung weitestgehend unberührt bleibt und der Bahnverkehr komplett auf eine regenerative Technik umgerüstet wird. Der Transportsektor, sprich der Warengüterverkehr per LKW, wird weitestgehend durch Wasserstoff oder grüne Gase geschehen und nicht nennenswert in den Stromverbrauch des Verkehrssektors mit einfließen. Eine Analyse des aktuellen PKW-Bestands kombiniert mit der Bevölkerungsdichte hat dabei ergeben, dass insgesamt etwa 0,6 PKWs pro Person in Deutschland zugelassen sind. Anhand des Bevölkerungswachstums, beschrieben in Kapitel 8.1, wird durch dieses Verhältnis der zukünftige Gesamt-PKW-Bestand bestimmt. Weiterhin sehen die quantitativen Ziele der Energiewende, wie in Kapitel 2 beschrieben, vor, dass bis zum Jahr 2050 der Endenergieverbrauch des Verkehrs gegenüber dem Jahr 2005 um insgesamt 40 Prozent reduziert werden soll [4, p. 12]. Die Zielvorgaben für das Jahr 2020 konnten dabei nicht eingehalten werden, lag der Verbrauch im Jahr 2005 im Individualverkehr noch bei 1437 PJ, so lag er Ende 2019 bereits bei 1501 PJ, was einem Anstieg

von zwei Prozent gegenüber 2005 entspricht [90, p. 303]. Vorgabe war jedoch eine Reduzierung des Verbrauchs um zehn Prozent, dieses Defizit muss daher in den nächsten Jahren ausgeglichen werden. Dazu wurde die Annahme getroffen, dass das Defizit bis zum Jahr 2030 aufgearbeitet werden kann. Der in Abbildung 33 gezeigte, fossile Energieverbrauch des Verkehrssektors soll die erforderlichen Einsparmaßnahmen bis 2050 verdeutlichen. Der durchschnittliche Verbrauch eines PKWs wird auf zirka 7,4 Liter im Jahr 2019 taxiert und die durchschnittliche Laufleistung mit 13.600 km im Jahr angeben [90, p. 309]. Der Heizwert von Diesel wird mit 9,96 kWh pro Liter (kWh/l) und der von Ottokraftstoffen mit 9,02 kWh/l angegeben [91, p. 6]. Der Anteil von Benzinern im Vergleich zu Dieselfahrzeugen betrug im Jahr 2019 56 Prozent, was eine kombinierte Energiedichte von 9,2 kWh/l für deutsche Kraftstoffe, welche in Fahrzeugen eingesetzt werden, ergibt. Mit der durchschnittlichen Fahrleistung eines PKWs ergibt sich daher ein Jahresenergieverbrauch von 9,3 MWh, was bei einem Fahrzeugangebot von 48.248.584 PKWs eine benötigte Energiemenge von 438 TWh für das Jahr 2018 ergibt. Ausgehend von diesem Wert wurden die vorgegeben Effizienzsteigerungen berücksichtigt, was zu einem Jahresverbrauch von 362 TWh im Jahr 2030 und 254 TWh im Jahr 2050 führt. Diese Energiemenge darf der Verkehrssektor also maximal im Jahr 2050 verbrauchen, um den Vorgaben der Regierung gerecht zu werden.

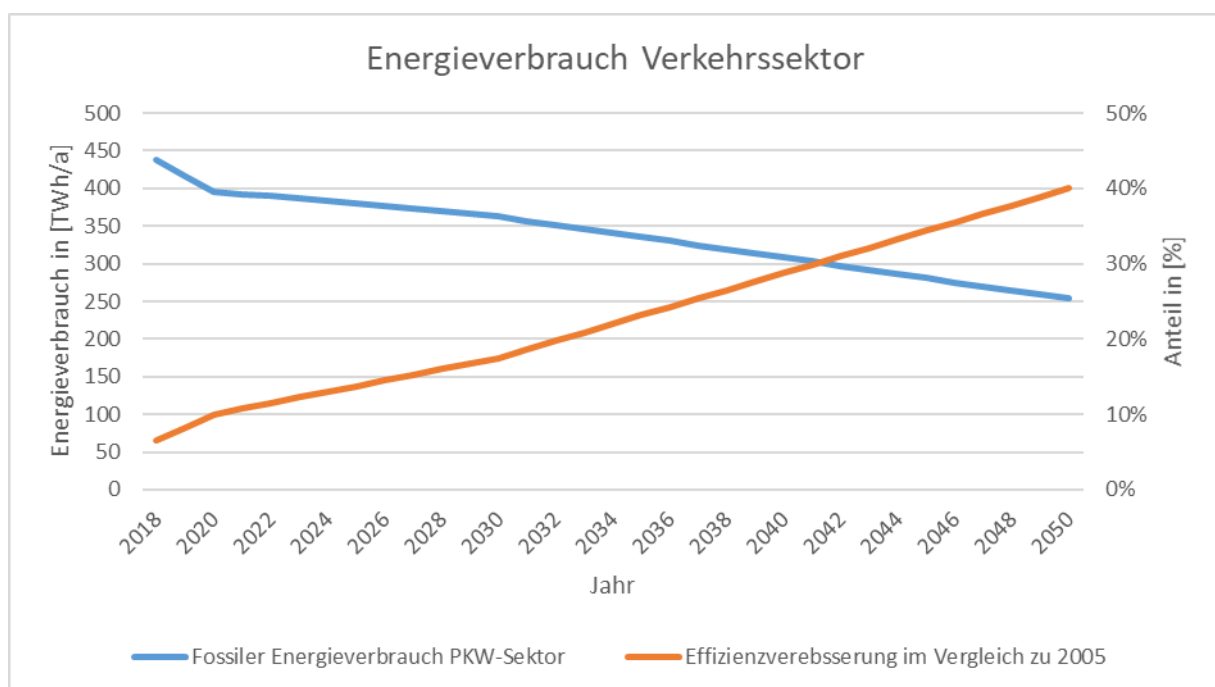


Abbildung 33: Zukünftiger Energieverbrauch des Verkehrssektors vor der Elektrifizierung

Wie genau diese Effizienzverbesserungen erreicht werden sollen, kann unter anderem dem Bericht „eMobil 2050 – Szenarien zum möglichen Beitrag des elektrischen Verkehrs zum langfristigen Klimaschutz“ entnommen werden. Neben Effizienzsteigerungsmöglichkeiten und Einsparpotentialen bei bestehenden PKWs wird weiterhin das Ziel formuliert, in Deutschland bis zum Jahr 2050 insgesamt 27 Millionen elektrisch betriebene Fahrzeuge (kurz BEV) zuzulassen [92, p. 73]. Weiterhin wurden

Etappenziele für die Jahre 2020 und 2030 definiert, so sollten im Jahr 2020 eine Million und im Jahr 2030 sechs Millionen BEVs eine Straßenzulassung erhalten, erstgenannter Wert konnte jedoch wiederum nicht eingehalten werden und muss daher bis 2030 nachträglich realisiert werden [93, p. 10].

In dieser Arbeit wird das Ziel verfolgt, die Voraussetzungen zu entwickeln, um die bis zum Jahr 2050 geforderte Mindestmenge von 27 Millionen BEVs und das Etappenziel 2030 von sechs Millionen Fahrzeugen realisieren zu können. Abbildung 34 zeigt den Verbrauch verschiedener, elektrisch betriebener Fahrzeuge. Diese Verbrauchsaufnahme wurde durch den ADAC durchgeführt. Um eine gewisse Repräsentativität der Daten gewährleisten zu können, wurde bei der Wahl der Fahrzeuge darauf geachtet, sowohl Klein- und Mittelklassewagen als auch SUVs in die Statistik mit aufzunehmen, da der Verbrauch stark vom jeweiligen Gewicht und der Aerodynamik der Karosserie abhängt. Zu erkennen ist hier, dass der durchschnittliche Verbrauch jedes einzelnen PKWs teils stark von den Herstellerangaben abweicht und das Mittel des Verbrauchs bei etwa 20,5 kWh auf 100 km liegt [94]. Dieser Wert wird für die weitere, zukünftige Berechnung des elektrischen Verbrauchs der anwachsenden Verkehrsflotte als Grundlage verwendet. Ausschlaggebend für diese Annahme ist unter anderem die Tatsache, dass Batteriespeicher, wie in Kapitel 3.2.5 beschrieben, einen hohen Ein- und Ausspeicherungswirkungsgrad haben, was eine Verbesserung der Effizienz dieses Systems schwierig gestaltet. Ebenso grundlegend ist der Faktor, dass der Anteil an verschiedenen PKW-Varianten in den nächsten Jahren konstant bleibt, das heißt beispielsweise, dass der Anteil an SUVs an der gesamten PKW-Flotte nicht sinkt oder wächst.

Verbrauch verschiedener Autoklassen nach ADAC - Test			
Modell	Verbrauch im ADAC Ecotest [kWh/100km]	Verbrauch Herstellerangabe NEFZ/WLTP	Einheit
Hyundai Ioniq Elektro Style	14,7	11,5/k.A.	[kWh/100km]
VW e- Golf	17,3	13,2/15,8	[kWh/100km]
VW e- up!	17,7	11,7/14,3	[kWh/100km]
BMW i3 (120 Ah)	17,9	13,1/15,3	[kWh/100km]
Kia e- Niro Spirit (64 kWh)	18,1	k.A./15,9	[kWh/100km]
Smart Fortwo Coupé EQ Prime	18,3	13,9/16,6	[kWh/100km]
Kia e- Soul (64 kWh) Trend	18,8	k.A./15,7	[kWh/100km]
Hyundai Kona Elektro (64 kWh) Trend	19,5	14,3/15,0	[kWh/100km]
Tesla Model 3 Standard Range Plus	19,5	k.A./14,3	[kWh/100km]
Opel Ampera - e First Edition	19,7	14,5/k.A.	[kWh/100km]
Renault Zoe Intens (41kWh)	20,3	13,3/k.A.	[kWh/100km]
Tesla Model 3 Long Range AWD	20,9	k.A./16,0	[kWh/100km]
Nissan Leaf II Acenta (40 kWh)	22,1	15,2/20,6	[kWh/100km]
Tesla Model X 100D	24	20,8/k.A.	[kWh/100km]
Audi e-tron 55 quattro	25,8	k.A./23,0	[kWh/100km]
Jaguar i-Pace EV400 S AWD	27,6	k.A./22,0	[kWh/100km]
Nissan e-NV200 Evalia (40 kWh)	28,1	k.A./25,9	[kWh/100km]
Durchschnitt	20,60588235	-	[kWh/100km]

Abbildung 34: Verbrauch verschiedener Autoklassen nach ADAC-Test [94]

Unter der Annahme, dass die durchschnittliche Fahrleistung eines PKWs keinen großartigen Schwankungen unterliegt, ergibt sich nach Abbildung 35 für den Stromverbrauch des Verkehrssektors ein Verbrauch von zirka 17 TWh im Jahr 2030 sowie 76 TWh im Jahr 2050. Dieser Stromverbrauch wird als Grundlage für die Elektrifizierung des Verkehrssektors angesehen, kann jedoch in den kommenden

Jahrzehnten positiv oder negativ beeinflusst werden. Zum einen könnten durch bessere Umwandlerwirkungsgrade am Antriebsstrang des Fahrzeugs Energiemengen eingespart werden, zum anderen könnten durch steigende Kraftstoffpreise deutlich mehr BEVs zugelassen werden und damit den Stromverbrauch erhöhen. Weitere Möglichkeiten zur Beeinflussung dieser Energiemenge könnten steigende Strompreise durch das schwierige Lastmanagement dieser Technologie oder ein steigender Durchschnittsverbrauch aufgrund der vermehrten Nutzung von schweren Fahrzeugen sein. Da diese Unwägbarkeiten in ihren Einzelheiten nicht vollständig in dieser Arbeit berücksichtigt werden können, werden die Vorgaben der Bundesregierung zum Ausbau von BEVs und der aktuelle Durchschnittsverbrauch als Grundlage zur Bestimmung des Stromverbrauchs des Verkehrssektors genommen.

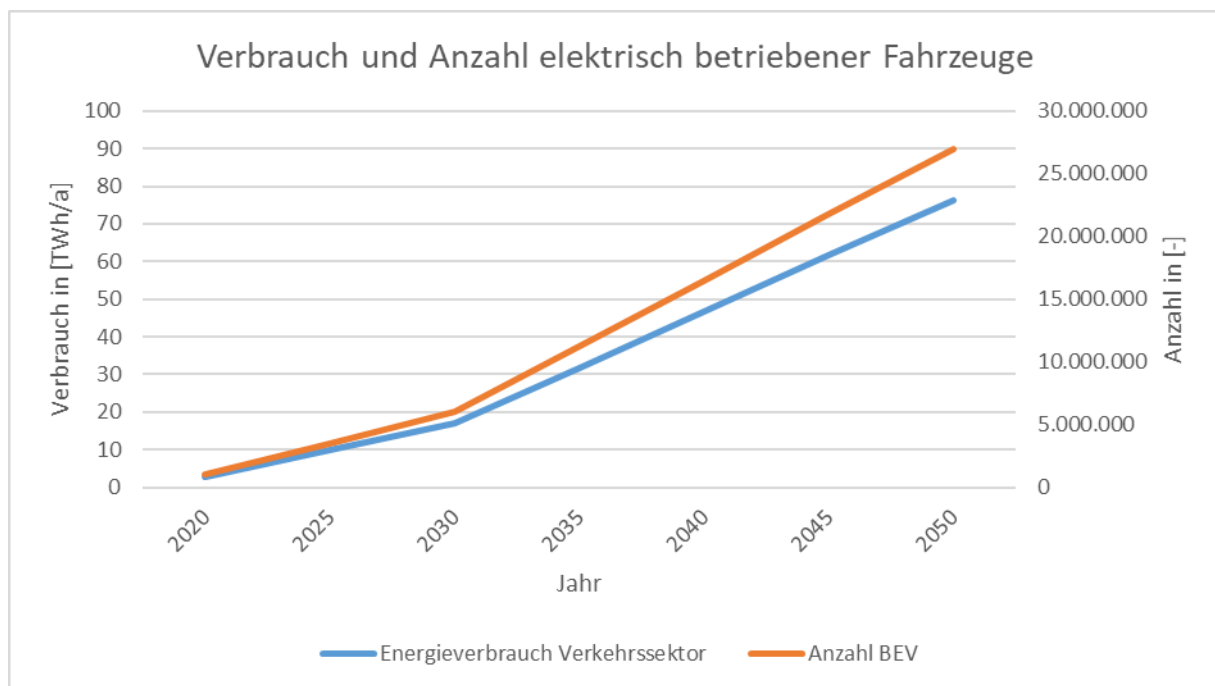


Abbildung 35: Verbrauch und Anzahl elektrisch betriebener Fahrzeuge

8.6 Anteil der jeweiligen Sektoren am Stromverbrauch

Abbildung 36 zeigt den zukünftigen Anteil der verschiedenen Verbrauchssektoren am gesamten Bruttostromverbrauch Deutschlands. Zu erkennen ist, dass durch die weitgehende Elektrifizierung des Wärmeverbrauchs in Haushalten und Räumen, in denen sich Menschen aufhalten, der Haushaltssektor einen steigenden Anteil am Gesamtverbrauch einnehmen wird. Auch der wachsende Stromverbrauch im Verkehrssektor sorgt für eine Umverteilung der erzeugten Energien, sodass der Stromverbrauch des Industrie- und Gewerbesektors anteilig schrumpfen wird. Hatte der Industriesektor Anfang 2019 noch einen Anteil von knapp 44 Prozent am gesamten deutschen Stromverbrauch ausgemacht, so sinkt dieser bedingt durch notwendige Effizienzsteigerungsmaßnahmen in den nächsten Jahren bis 2050. Der Anteil wird bereits 2030 auf etwa 40 Prozent gesunken sein. Bis zum Jahr 2050 soll dieser Anteil

auf etwa ein Drittel des Gesamtverbrauchs sinken, was immer noch einen signifikanten Anteil ausmacht. Jedoch macht der sinkende Verbrauch deutlich, dass die Stromverteilung in Deutschland immer vielschichtiger wird. Die Installation von Wärmepumpen und der Einsatz von BEVs sorgen für eine komplexere Energiebereitstellung.

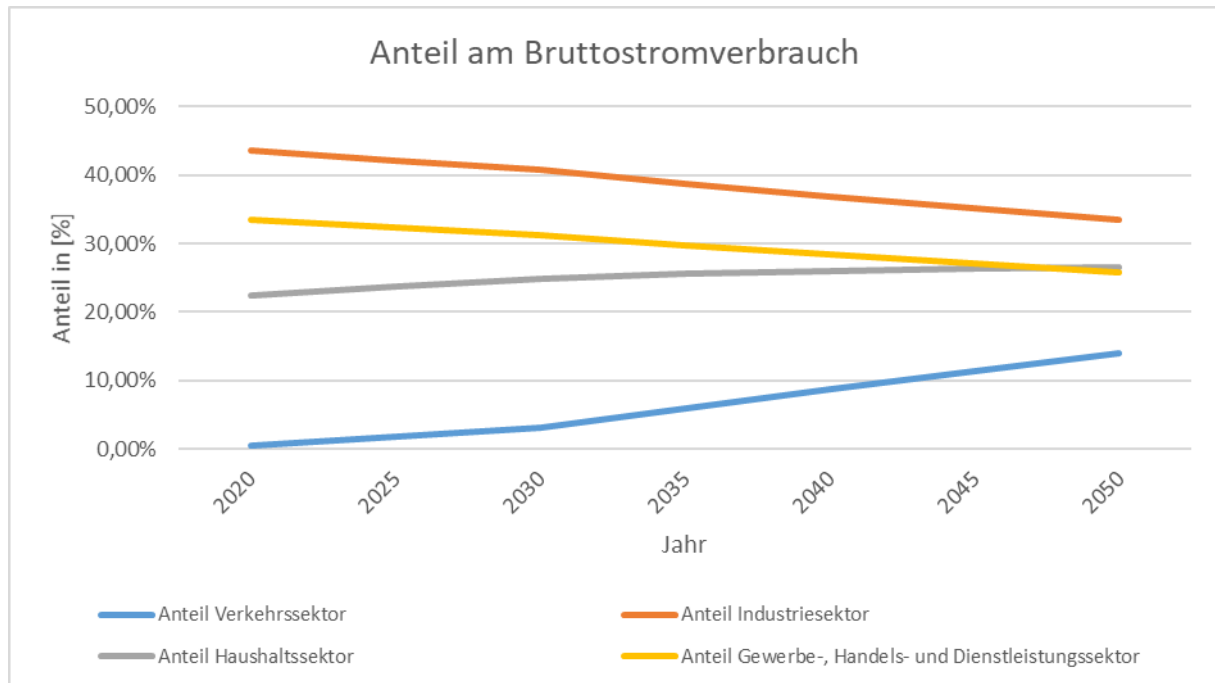


Abbildung 36: Zukünftiger Anteil der Sektoren am Bruttostromverbrauch

Der Grund für die oben genannte Aussage ist in der Individualität der Strombereitstellung zu suchen, können große, industrielle Verbraucher ihre Stromkosten durch die Auswahl von geeigneten Stromhandelsprodukten an der Stromhandelsbörse noch positiv beeinflussen, so ist dies bei privaten und kleinen Verbrauchern nicht gegeben.

Der Strommarkt wird in Spot- und Terminmarkt unterschieden, an welchen es unterschiedliche Arten von Stromhandelsprodukten zu erwerben gibt. Der Spotmarkt wird in der Regel nur für den Erwerb von kurzfristig benötigter Energie genutzt. Diese wird entweder im Intraday-Handel, das heißt direkt am gebrauchten Tag, oder am Day-Ahead-Handel, also einen Tag vor Lieferung, gehandelt. Dieser Marktbereich wird überwiegend zur Deckung von Stromengpässen genutzt, um beispielsweise Fehlkalkulationen auszugleichen. Der Terminhandel hingegen bietet verschiedene Stromhandelsprodukte, welche über einen langen Zeitraum im Voraus gebucht werden können. Durch diese langfristige Vorkalkulation wird den Energieerzeugern sowie den Industrieunternehmen eine Planungssicherheit, was die Abnahme von Energie angeht, geboten. Dieser Strom ist daher oftmals günstiger als kurzfristig, dringend benötigter, abgerufener Strom. Abbildung 37 zeigt das handelbare Stromportfolio, welches an der Stromhandelsbörse vertrieben wird und stellvertretend für den elektrischen Verbrauch eines Industrieunternehmens stehen soll. Die schwarze Kurve versinnbildlicht den Verbrauch über den Tag verteilt. Hier ist zum Beispiel zu erkennen, dass der Verbrauch in den

frühen Morgenstunden zunimmt, gegen Mittag sein Tageshoch erreicht und in den Abendstunden wieder abflaut. Der Grundverbrauch dieses Unternehmens soll, neben der Eigenerzeugung von EE-Anlagen, durch die Produkte „Base Load-Jahresfuture“ und „Base Load-Monatsfuture“ abgedeckt werden. Dieser ist zu jeder Zeit des Tages für die Höhe der beiden Stromhandelsprodukte konstant und kann dementsprechend im Vorhinein genau beziffert werden. Das Jahresfuture muss mit dem längsten Vorlauf gebucht werden, bedarf daher der genauesten Planung, ist aber auch das günstigste Stromprodukt, welches erworben werden kann. Mit dem Begriff „Base Load“ ist die Deckung eines konstant gleichbleibenden Verbrauchs gemeint, das heißt Base Load-Produkte können nur für den gesamten Tag und mit einer konstanten Energielieferung geschlossen werden. Neben dem Jahresfuture gibt es noch das Quartals-, Monats- und Wochenfuture, welche in absteigender Reihenfolge in kürzer werdenden Zeiträumen vor dem Tag der Energielieferung abgeschlossen werden müssen. Kürzer abgeschlossene Stromhandelsprodukte sind dabei in der Regel mit höheren Kosten verbunden, was die langfristige Planung des Verbrauchs honorieren soll. Durch den schwankenden Verbrauch des Industrieunternehmens kann jedoch nicht der gesamte Tag durch Base Load-Kontrakte versorgt werden, daher werden neben diesen Möglichkeiten noch Peak Load-Produkte vertrieben, welche planbare Lastspitzen, beispielsweise zu Mittagszeiten, ausgleichen sollen. Auch hier gilt dasselbe Verfahren wie bei den Base Load-Produkten: Mit kürzerer Zeit zum Lieferzeitraum werden diese Produkte teurer. Weiterhin sind Peak Load-Produkte teurer als Base Load-Produkte, da hier nur zu einem bestimmten Zeitpunkt des Tages Energie geliefert werden muss und hierfür ein zusätzlicher Aufwand bei der Planung zur Erzeugung dieser Energie entsteht. Die restliche Strommenge ist sehr schlecht planbar und wird am Spotmarkt erhandelt [95, pp. 114-119].

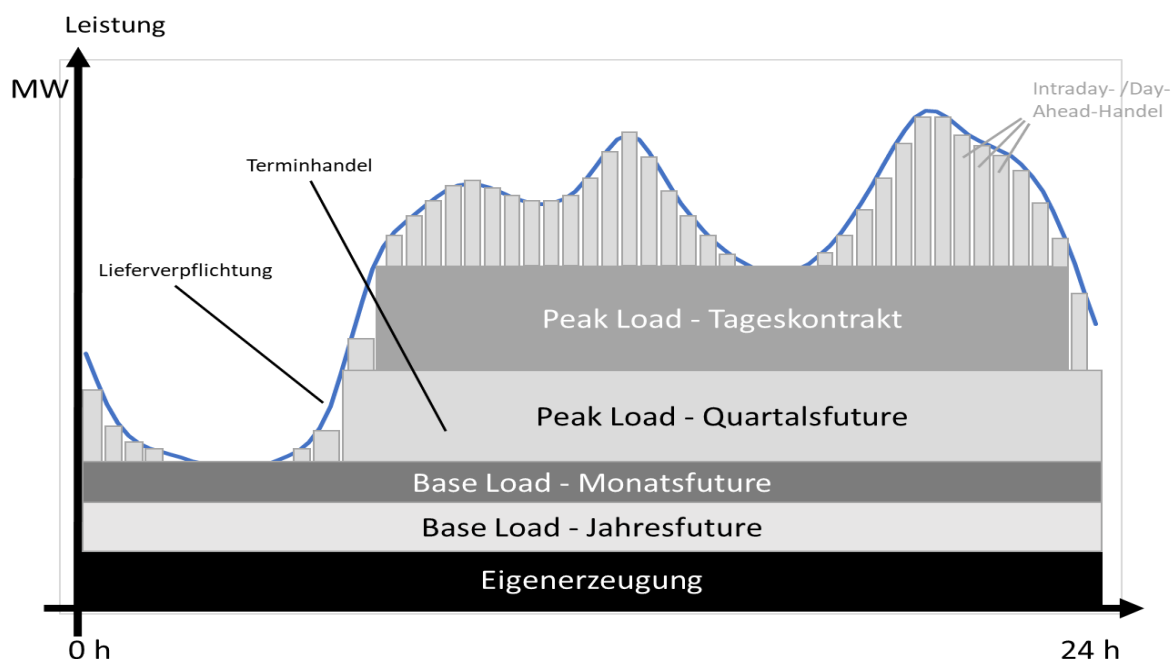


Abbildung 37: Handelbares Stromportfolio an der EEX [95, p. 115]

Da vor allem der Privatverbrauch in den kommenden Jahren einen steigenden Elektrizitätsbedarf aufweisen wird, können diese Energiemengen nicht mehr so einfach wie im Industriesektor bestimmt werden, was zu Schwierigkeiten in der zukünftigen Strombereitstellung führen kann. Wärmeverbrauchsprofile können für den Haushalt noch relativ genau bestimmt werden, weil es hier eine ausreichend große Datengrundlage durch die Bereitstellung von Wärme mit fossilen Energien gibt, welche zur zeitlich genauen Berechnung des Strombedarfs herhalten kann. Auch der immer flächendeckendere Einsatz von SMGWs stellt ein zusätzliches Kontrollorgan zur Überwachung des Verbrauchs und der damit notwendigen, direkten Bereitstellung von Strom dar. Größere Schwierigkeiten könnte der Verkehrssektor bereiten, da durch das Laden von Fahrzeugen kurzfristig große Energiemengen bereitgestellt werden müssen. Beispielsweise enthält der aktuelle BMW i3 eine Lithium-Ionen-Batterie mit einem Energiegehalt von 37,9 kWh und gilt als Kleinwagen mit geringem Verbrauch [96]. Sobald innerhalb eines kleinen Gebietes viele Elektroautos plötzlich geladen werden sollen, kann dies die Energieerzeuger vor große Probleme stellen, da die dafür benötigte Energie direkt im Netz zur Verfügung gestellt werden muss. Da es momentan keine Regelungen für Privatpersonen gibt, die zu einem ähnlichen Energiehandel wie für Industrieunternehmen führen würden, wird der Strom meist stark individuell genutzt.

8.7 Erzeugung von regenerativer Energie

Die in Kapitel 8.1 bis 8.6 beschriebenen Methodiken führen zu einer Notwendigkeit der erneuerbaren Energieerzeugung, wie sie in Abbildung 38 dargestellt werden. Da die Energieerzeugung aus Wasserkraft, wie in Kapitel 3.2.4 beschrieben, weitestgehend erschlossen ist, wird auch zukünftig kaum Wachstum in dieser Sparte erwartet. Die im Jahr 2019 produzierte Menge in Höhe von etwa 15,6 TWh wird in den kommenden Jahren daher als nahezu konstant angesehen. Bestehende Wasserkraftanlagen, welche aufgrund von Defekten oder des Alters ersetzt werden müssen, werden im Laufe der Jahre ausgetauscht. Der Energiegewinn aus neuen Anlagen wird in etwa so hoch ausfallen wie bei den Altanlagen, da selbst das bestehende Portfolio die abgreifbare Strommenge weitestgehend abschöpft.

Auch die Biomasseanlagen werden in den nächsten Jahren keinen großen Sprung in ihrer Erzeugungsmenge mehr machen. Zwar sind im EEG 2021 weitere Ausbaumengen festgelegt worden, jedoch ist der Anteil, den diese Ausbaumengen im Vergleich zu den zuzubauenden Mengen von Wind- und Solarenergieanlagen machen, verschwindend gering. Die Erzeugung steigt von etwa 50 TWh im Jahr 2020 auf 63 TWh im Jahr 2030 sowie auf etwa 64 TWh im Jahr 2050. Die Haltbarkeit der bestehenden Anlagensysteme ist der Grund, warum der Anteil der Biomasseanlagen zwischen 2030 und 2050 kaum noch gesteigert werden kann. Sollten diese defekt sein, ist hier die Annahme, dass diese Systeme nicht mittels zusätzlich zur Verfügung gestellter Ausbaumengen ersetzt werden sollen, sondern durch den bestehenden Ausbaupfad abgedeckt werden müssen.

Den größten Sprung in der Erzeugung machen Offshore-Windenergieanlagen, hier lag die Erzeugung im Jahr 2020 noch bei etwa 32 TWh, bereits im Jahr 2030 kann diese Erzeugung auf zirka 84 TWh auf einen Wert von 173 TWh im Jahr 2050 gesteigert werden. Dieser starke Anstieg ist zweifach zu begründen, zum einen durch den in Kapitel 3.1.2 beschriebenen Ausbaupfad des WindSeeG und zum anderen durch das in Kapitel 4.1.3 beschriebene, auf See übliche, größere Windangebot, was zu höheren Volllaststunden für Windenergieanlagen führt. Daher kann die geringere Leistungsmenge von Offshore-Anlagen mehr Energie produzieren als die Leistung der Onshore-WEAs oder als PV-Anlagen produzieren können. Die Energieproduktion aus Onshore-Anlagen steigt zwischen 2020 und 2050 von 94 TWh auf 141 TWh. Der Ausbaupfad dieses Gebietes wird durch den Rückbau von alten Windenergieanlagen, welche aus dem Erzeugungsportfolio herausfallen, geschmälert. Auch die PV-Anlagen unterliegen selbigem Problem, neben deutlich geringeren Volllaststunden aufgrund des geringeren Sonnenangebotes, gibt es auch hier Altanlagen, welche im Laufe der Zeit vom Netz genommen werden und dadurch das Erzeugungsportfolio negativ beeinflussen. Trotzdem steigt die Erzeugung von 2020 bis 2050 um insgesamt 126 TWh von 47 TWh im Jahr 2020 auf knapp 173 TWh im Jahr 2050.

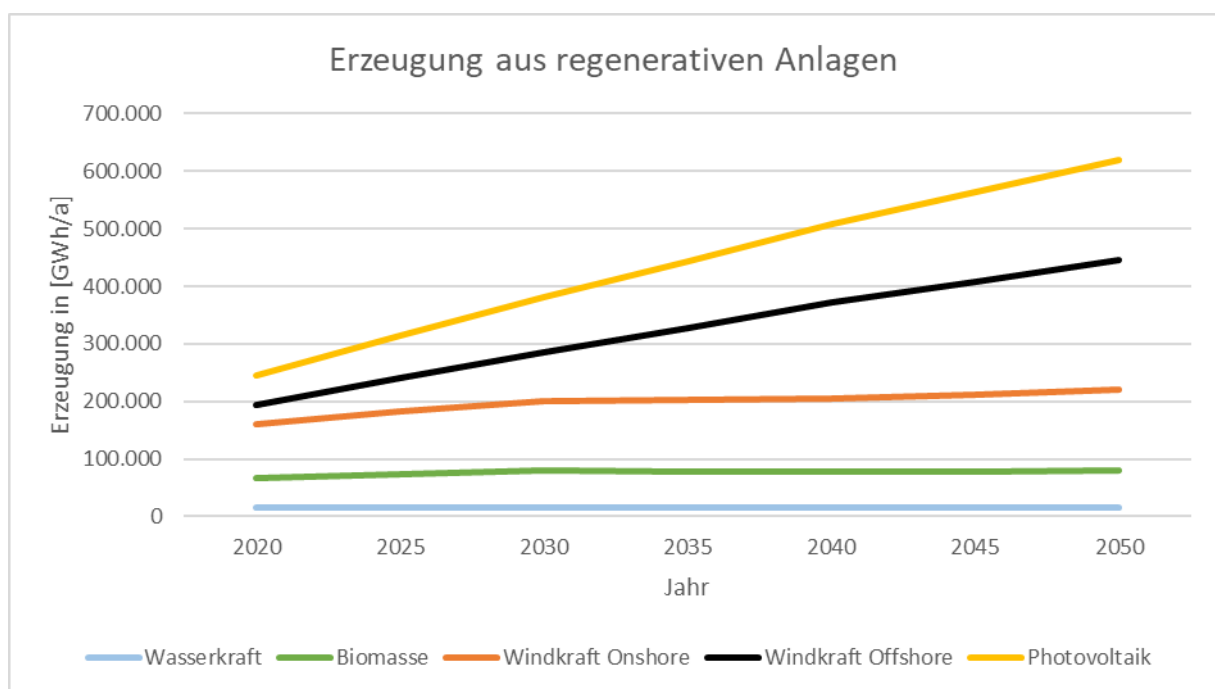


Abbildung 38: Zukünftige Energieerzeugung aus regenerativen Anlagen

In Abbildung 39 ist die Gesamtstromerzeugung aller regenerativen Anlagen an Land vor und nach der direkten Abnahme von benötigter Energie zu sehen. Die von 2019 bis 2050 aufgenommenen Daten zeigen, dass die Erzeugung in den nächsten Jahren signifikant erhöht werden kann. Wurden im Jahr 2019 nur etwa 204 TWh erzeugt, so kann bereits im Jahr 2030 mit einer Erzeugung von annähernd 300 TWh gerechnet werden. Im Jahr 2050 werden durch regenerative Anlagen fast 400 TWh Strom erzeugt, welcher für die oben beschriebenen Zwecke verwendet werden kann. Jedoch kann dieser nicht

komplett direkt verbraucht werden, da die volatile Produktion von Wind- und Solarenergie, wie sie in Kapitel 3.2 beschrieben wird, dazu führt, dass die Stromerzeugung vom Verbrauch entkoppelt stattfindet. Der Verbrauch wird sich in den nächsten Jahren zwar der Erzeugung anpassen müssen, jedoch wird niemals nur dann Energie benötigt, wenn sie durch regenerative Energien zur Verfügung gestellt werden kann. Dieser Direktverbrauch (kurz DV) kann momentan noch gut kontrolliert werden, da die Auswertung des Speicherberechnungstools ergeben hat, dass beispielsweise im Jahr 2020 nur etwa zwei TWh an Energie nicht direkt durch den alltäglichen Bedarf genutzt werden können. Dieser Anteil steigt jedoch in den nächsten Jahren stark an, so gibt es bereits im Jahr 2030 prognostizierte 17 TWh, welche anderweitig genutzt oder zwischengespeichert werden müssen. Obwohl sich dieser Anteil bis zum Jahr 2050 auf insgesamt 117 TWh steigert, besteht weiterhin ein hoher Bedarf an Strom.

Aus dem oben Beschriebenen wird ersichtlich, dass der Einsatz von Speicher- und Umwandlungsmöglichkeiten dringend benötigt wird, um die Energiewende erfolgreich vollziehen zu können. In der Berechnung auf regionaler Ebene ist der Verbrauch von Offshore erzeugtem Strom nicht mit inkludiert, dieser wird erst zu einem späteren Zeitpunkt mit eingebunden und stellt daher weitere Erzeugungsmengen zur Verfügung, die nicht verbraucht werden können. Laut EEG 2021 soll bis 2050 eine vollständige Stromversorgung nur durch regenerative Energien möglich sein. Kurzfristig können diese Ziele erreicht werden, die langfristigen Versorgungsziele bis 2050 werden jedoch verfehlt werden. Die Versorgung aus EE-Anlagen, welche auf dem Festland installiert sind, führt dazu, dass der Stromverbrauch bis 2030 zu 71 Prozent aus regenerativen Quellen gedeckt und damit das Ziel, den Anteil auf 65 Prozent zu erhöhen, weit übertroffen werden kann. Eine Klimaneutralität in der Stromversorgung bis 2050 kann jedoch nicht gewährleistet werden, da zu viel Energie zu Zeiten, in denen es keinen Bedarf gibt, produziert wird und diese dann zu den Zeitpunkten einer hohen Nachfrage fehlt. Der gewinnbringende Einsatz von Speicher- und Umwandlungstechnologien ist daher vor allem in Hinblick auf die ganzheitliche Umsetzung und Erreichung der langfristigen Ziele von Nöten und wird in den nachfolgenden Kapiteln näher beschrieben. Mit der Einbindung der Offshore-Energiemengen kann der Anteil im Jahr 2050 von etwa 88 Prozent weiter angehoben werden, jedoch führt auch diese Maßnahme nicht dazu, dass eine vollständig grüne Stromversorgung erreicht werden kann. Eine genauere Erläuterung zu der Einbindung wird in den Kapiteln 9 und 10 gegeben und daher an dieser Stelle nicht näher ausgeführt.

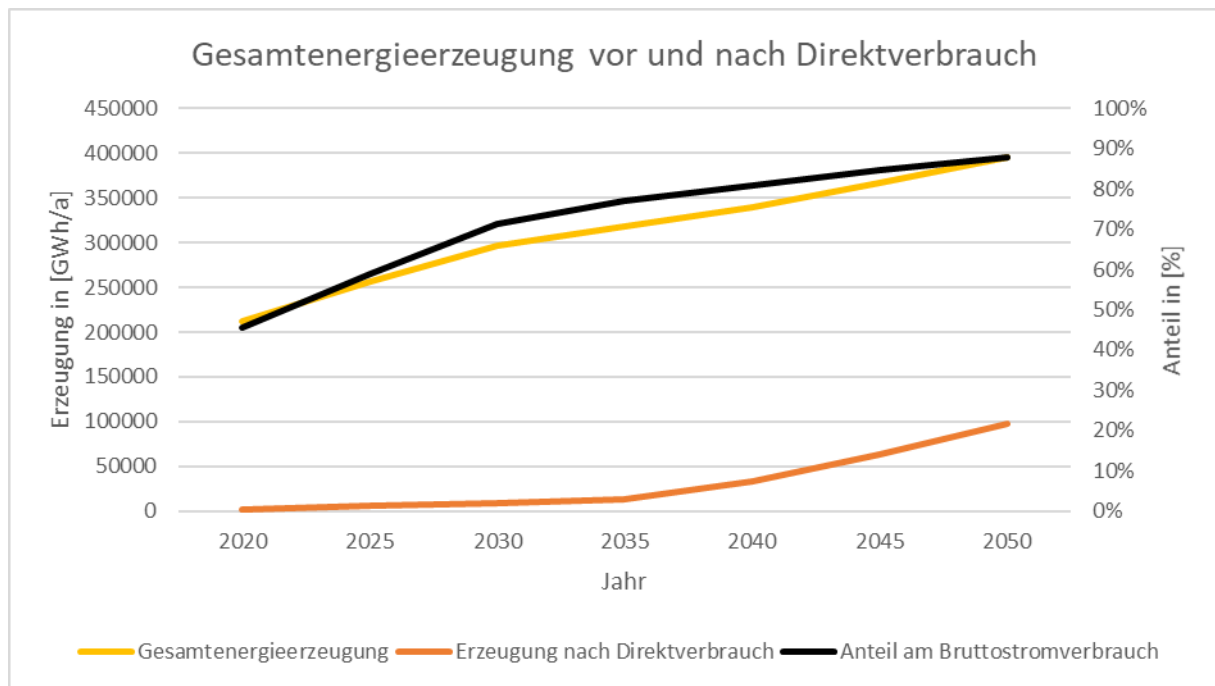


Abbildung 39: Gesamtstromerzeugung aller Onshore-EE-Anlagen vor und nach Direktverbrauch

9 Funktionen des Speicherberechnungstools

Dieses Kapitel befasst sich mit der grundlegenden Berechnung des Verbrauchs und der Erzeugung von Strom auf lokaler Ebene. Es werden die wesentlichen Funktionen des Auswertungstools vorgestellt und anhand ausgewählter Beispiele der zukünftige Energiemix von Städten und Gemeinden erläutert. Die mithilfe dieses Programms ausgewerteten Daten werden als Grundlage für das nachstehende Kartographierungstool, welches in Kapitel 10 genauer erläutert wird, genutzt und zur weiteren Bearbeitung gefiltert. Der Grund für diese separate Bearbeitung liegt in der besseren technischen Umsetzung, da die zur Verfügung stehende Datenbasis zu umfangreich ist und die genutzte Hardware an ihre Grenzen kommen würde. Diese Filterung sorgt dementsprechend für eine vorausgewählte Clusterung selektierter Daten, um so eine überschaubare Menge an Werten darstellen zu können. Die Ausgabe der relevanten Daten erfolgt Excel-basiert, um so eine möglichst einfache Weiterverarbeitung zu ermöglichen.

9.1 Eingabemaske

Das Speicherberechnungstool kann durch eine Eingabemaske bedient werden, welche in Abbildung 40 anhand der Schaltfläche mit den grau unterlegten, veränderlichen Werten visualisiert wird. Die Bereiche „Bundesland“, „Landkreis/Stadt“, „Szenario Bevölkerungswachstum“, „Verwendung Batteriespeicher“, „Wärmepumpe“, „Verwendung Wasserstoffspeicher“ sowie „Verwendung Gasspeicher“ sind die variablen Haupteingabewerte, welche für die Berechnung des zukünftigen Energieverbrauchs und der -erzeugung auf lokaler Ebene verändert werden können. Sollte in der

Schaltfläche „Landkreis/Stadt“ beispielsweise die Stadt Köln eingegeben werden, so erfolgen im Hintergrund Rechenoperationen, die nur diese Stadt betreffen. Damit eine möglichst genaue Berechnung stattfinden kann, muss vorher das richtige Bundesland ausgewählt werden, ansonsten kann es vor allem im Bereich der Erzeugung zu Abweichungen kommen, da vor allem das Wind- und Sonnenangebot auf Bundesebene schwanken kann. Kapitel 8.1 hat bereits die wahrscheinlichsten Szenarien zum Bevölkerungswachstum vorgestellt, diese Szenarien sind mit in das Berechnungsprogramm eingepflegt worden und können unter diesem Reiter ausgewählt werden. Da eine einheitliche Auswertung aller Regionen unerlässlich ist, um Daten qualitativ miteinander zu vergleichen, ist für jede Stadt und jeden Landkreis dasselbe Bevölkerungsszenario gewählt worden. Dasselbe gilt für die Punkte „Batteriespeicher“, „Wärmepumpe“, „Wasserstoffspeicher“ und „Gasspeicher“. Der Punkt Batteriespeicher bietet, genau wie die weiteren Auswahlmöglichkeiten, eine Entscheidung zur Installation der gewünschten Technologie innerhalb privater Haushalte der ausgewählten Region. Die Dimensionierung dieser Komponenten unterliegt streng der Auflage, dass der Betrieb aus wirtschaftlicher Sicht Sinn ergibt. Sollte dieses Kriterium nicht erfüllt sein, so wird mit dem Bau eines solchen Speichers erst in den folgenden Jahren, in denen ein Ausbau sinnvoll erscheint, begonnen. Diese Abgrenzung soll ein wahrscheinliches Ausbauszenario garantieren. Wie genau die Dimensionierung dieser Technologien funktioniert, wird in den weiteren Punkten dieses Kapitels beschrieben.

Variable Eingabewerte	
Bezeichnung	Wert
Bundesland	Gesamt
Landkreis/Stadt	Gesamt
Szenario Bevölkerungswachstum	2
Verwendung Batteriespeicher	Ja
Wärmepumpe	Ja
Verwendung Wasserstoffspeicher	Nein
Verwendung Gasspeicher	Nein

Abbildung 40: Eingabemaske Speicherberechnungstool

9.2 Berechnung der Erzeugung anhand eines Beispiels

Die in dieser Arbeit verwendete Datenbasis stammt zur Vereinheitlichung aus dem Jahr 2018. Dazu gehören Datenmengen wie der Verbrauch, die Erzeugung, die installierte Leistung und die Bevölkerungsdichte. Der Hintergrund der Auswahl des Jahres 2018 als Ausgangslage ist, dass es bei der Erhebung der Daten starke Unterschiede angesichts der Aktualität der Verfügbarkeit gibt. So sind beispielsweise Zählungen zur Populationsdichte in den verschiedenen Regionen und Städten Deutschlands unregelmäßig vorgenommen worden, daher ergibt sich hier ein Spektrum der verfügbaren Daten zwischen 2018 und heute. Auch die Aktualität der Daten zum Wind- und Sonnenangebot schwankt je nach Bundesland, jedoch können für alle zur Berechnung notwendigen Werte Daten aus dem Jahr 2018 herangezogen werden. Für eine gute Vergleichbarkeit ist es

ausschlaggebend, eine gemeinsame Basis zu nutzen, dies ist folglich nur im Jahr 2018 gegeben. Um die Arbeit des Speicherberechnungstools bestmöglich zu beschreiben, wird in diesem Kapitel die Stadt Soest als Beispiel zur Berechnung des Verbrauchs im Jahr 2018 und in den kommenden Jahren bis 2050 herangezogen.

9.2.1 Berechnung des Basisjahres

Die Berechnung der verfügbaren Energiemenge aus Biomasse, Wind-, Wasser- und Solarkraft basiert auf der Ermittlung der verfügbaren Leistung der jeweiligen Erzeugeranlagen vor Ort. Dazu werden die vom Marktstammdatenregister zur Verfügung gestellten Daten mit der Stadt, welche in der Eingabemaske ausgewählt wurde, abgeglichen und aus der Datenbank herausgefiltert. Die ermittelten Leistungsmengen der unterschiedlichen Erzeugerarten multipliziert mit den Volllaststunden der unterschiedlichen Technologien ergeben die spezifische Energieerzeugung für den Standort Soest im Jahr 2018. Wenn dieser ermittelte Wert nun mit den in Abschnitt 8.4 beschriebenen und gemittelten, Erzeugungsprofilen kombiniert wird, kann für alle 8.760 Stunden eines Jahres die genaue Erzeugungsmenge bestimmt werden. Abbildung 41 zeigt die Erzeugung aller PV-Anlagen im Einzugsgebiet zu unterschiedlichen Jahreszeiten. Da das Erzeugungsprofil aus vielen Jahren gemittelt ist, können die hier gezeigten Kurven für Frühling, Sommer, Herbst und Winter als grundlegend für die Berechnung der jetzigen und zukünftigen Erzeugungsmengen angesehen werden. Das heißt, egal welche Stadt oder welches Gebiet berechnet werden soll, die Erzeugungskurven werden immer wie in der unten stehenden Abbildung ausfallen und sich lediglich in ihrer Erzeugungsmenge unterscheiden.

Zu erkennen ist, dass die Produktionsmenge stark von der jeweiligen Jahreszeit abhängt, so kann im Sommer deutlich mehr Energie durch die gleiche installierte Leistungsmenge bereitgestellt werden als im Frühling, Herbst oder Winter. Der Grund dafür ist in den Sonnenstunden, in denen eine PV-Anlage Energie produzieren kann, und in der Intensität der Sonne selbst liegt. Weiterhin muss festgestellt werden, dass im Winter nur etwa ein Viertel der Energie produziert werden kann, was sich in den sehr deutlichen saisonalen Unterschieden bemerkbar macht. Das Versorgungsnetz muss dementsprechend in der Lage sein, die produzierte Energie sowohl im Winter als auch im Sommer aufzunehmen oder mit der Hilfe von anderen Technologien Energien variabel nutzbar zu machen.

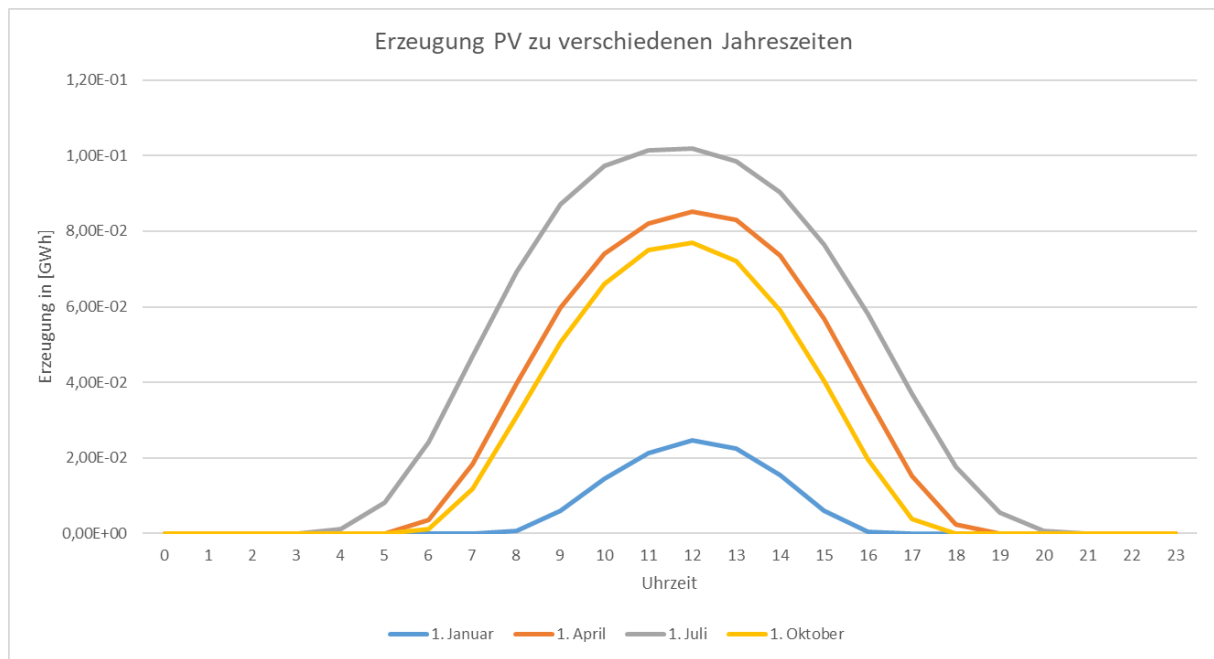


Abbildung 41: Erzeugung aller PV-Anlagen im Gebiet Soest 2018 zu unterschiedlichen Jahreszeiten

Bei der Erzeugung von Windenergie sehen die Erzeugungskurven anders aus. Wenn dieselben Tage im Frühling, Sommer, Herbst und Winter für die Erzeugung von Windenergie im Gebiet von Soest betrachtet werden, wird deutlich, dass vor allem im Winter und Frühling viel Energie produziert wird, wohingegen im Sommer und Herbst das Windangebot etwas abflaut (vgl. Abbildung 42). Allgemein lässt sich festhalten, dass die Produktion von Windenergie über den Tag verteilt gleichmäßiger stattfindet und vor allem, anders als die PV-Energie, in den Abendstunden zur Verfügung steht. Die beiden hier vorgestellten Erzeugungsprofile der volatilen Erzeuger aus Solar- und Windenergie müssen von den lokalen Netzbetreibern in das Netz mit integriert und bestmöglich ausgenutzt werden. Eine Kombination dieser beiden Profile macht deutlich, dass zu den Mittagsstunden und vor allem im Sommer sehr viel nicht planbare Energie in das Netz eingespeist wird.

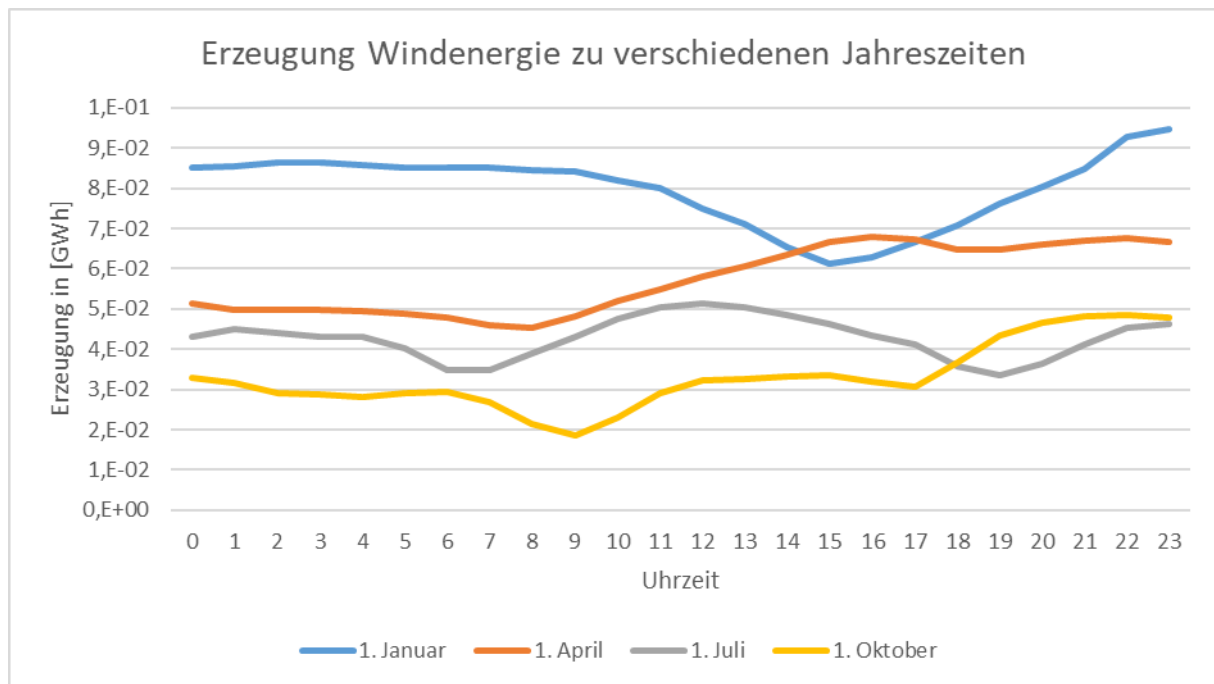


Abbildung 42: Erzeugung aller Windenergieanlagen im Gebiet Soest 2018 zu unterschiedlichen Jahreszeiten

Anders verhält es sich bei der Wasserkraft und den Biomasseanlagen. Wie in Kapitel 4.1.3 beschrieben, weisen diese Technologien sehr hohe Verfügbarkeiten auf und sind in der Lage, gesicherte Kraftwerksleistung vorzuhalten. Durch diese bessere Planbarkeit können Netzbetreiber die Stromerzeugung besser mit anderen Erzeugern kombinieren und zeitgleich die Netzfrequenz bestmöglich stabil halten. Das Produkt aller Erzeugungen aus erneuerbaren Energieanlagen bildet die stündliche Menge an zur Verfügung stehender regenerativer Energie, welche zum direkten Verbrauch oder auch für andere Zwecke genutzt werden kann, ab. Durch Eingeben der notwendigen Daten in die Eingabemaske werden die jeweiligen Leistungsmengen der verschiedenen Erzeugerarten auf lokaler Ebene berechnet.

Der zu erwartende Verbrauch wird anteilig mithilfe der in Kapitel 8.6 beschriebenen Verhältnisse zwischen Haushalt, Industrie, Gewerbe und Verkehr berechnet, wobei für Haushalte das Lastprofil H0 eines Standardhaushaltes und für Industrie, Gewerbe und Verkehr das Lastprofil G0 herangezogen wird. Eine genaue Unterteilung des Verkehrssektors hat in dem betrachteten Jahr noch nicht stattgefunden, da die vorhandenen Elektroautos und installierten öffentlichen Ladesäulen nicht sonderlich ins Gewicht fielen und daher erst für spätere Jahre als eigenständiges Versorgungsprofil berechnet worden sind. Der Gewerbe- und Industriesektor haben ein einheitliches Lastprofil bekommen, da mit diesem am besten die allgemeine Verbrauchsstruktur in deutschen Firmen wiedergegeben werden kann. Die Stadt Soest weist durch die Berechnung des Tools für das Jahr 2018 einen Verbrauch aller Haushalte von etwa 433,6 GWh auf. Die letzte offizielle Messung der Stadt hat einen pro-Kopf-Stromverbrauch von rund 6.414 kWh ergeben [97]. Kombiniert mit der 2018

vorhanden Populationsdichte von 301.693 Einwohnern ergibt sich daraus ein gesamter Stromverbrauch von 1935,06 GWh [98]. Wenn nun das, in Kapitel 8.6 beschriebene, Verhältnis zwischen Haushalts-, Industrie-, Gewerbe- und Verkehrssektor herangezogen wird, ergibt sich, bei einem Anteil von etwa 22,5 Prozent, ein Stromverbrauch von 435,4 GWh für den Haushaltssektor. Dieser Vergleich der realen mit den ermittelten Daten wird als Überprüfung für die Richtigkeit der getroffenen Aussagen verwendet. Dasselbe Prinzip wurde auch bei der Ermittlung der Erzeugungsmenge angewandt, um auch hier eine regionale Genauigkeit gewährleisten zu können. Abbildung 43 zeigt den Verbrauch des Haushaltssektors zu verschiedenen Jahreszeiten, hier sind Unterschiede in der Bereitstellung über den Tag verteilt zu erkennen. Vor allem bei dem Übergang von Sommer zu Winter wird die Heizung schneller angestellt, daher liegt zu dieser Jahreszeit und im Winter der Stromverbrauch für Heizwärme in den frühen Morgenstunden höher als im Frühling und Sommer. Der Grund dafür liegt zum Beispiel in der Bereitstellung von Wärme aus Technologien wie der Wärmepumpe, welche strombasiert funktionieren. Auch ist der Stromverbrauch in den Abendstunden größer, da durch die Dunkelheit und der allgemeinen Neigung, weniger Zeit bei niedrigen Temperaturen draußen zu verbringen, sich mehr Personen im Haushalt aufhalten und dadurch den Verbrauch erhöhen. Auffällig ist zudem, dass der Verbrauch in den Mittagsstunden in den Monaten April und Juli gegenüber Dezember und Oktober stark erhöht ist.

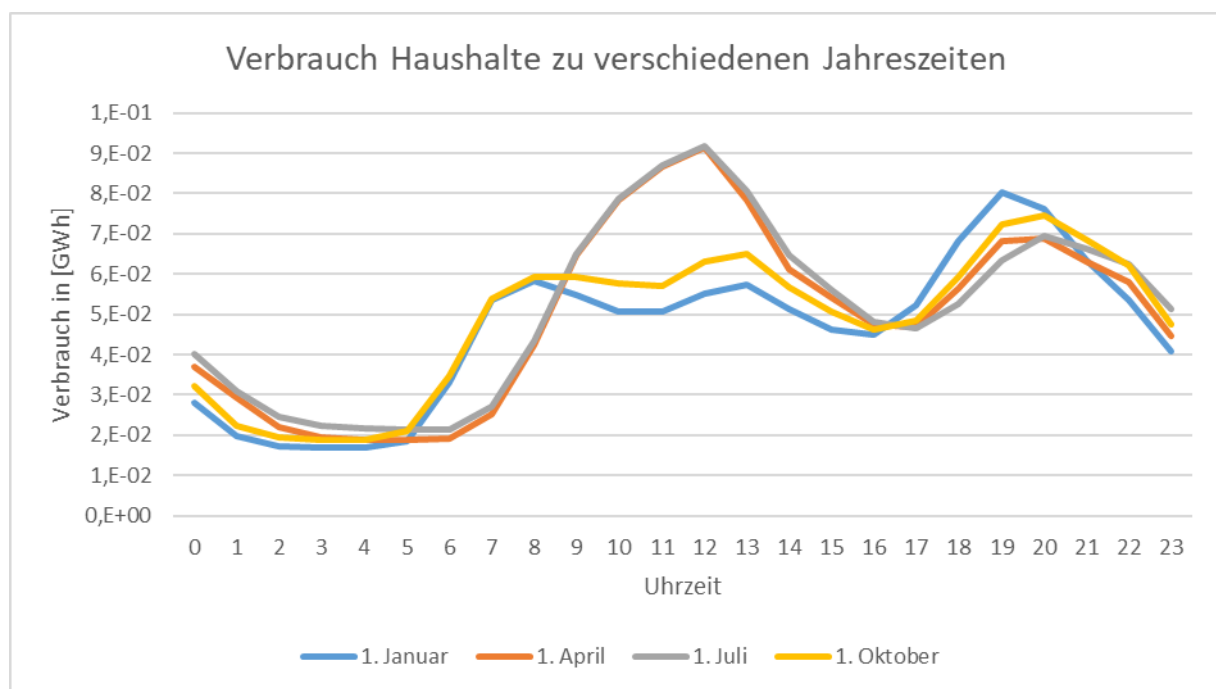


Abbildung 43: Verbrauch aller Haushalte der gewählten Region zu verschiedenen Jahreszeiten

Bei der Betrachtung des Verbrauchs vom Industrie-, Gewerbe- und Verkehrssektor wird deutlich, dass vor allem im Oktober und Dezember der Verbrauch gegenüber den Monaten April und Juli erheblich erhöht ist. Ein Grund dafür ist die erhöhte Bereitstellung von Wärme, da anhand der Kurvenstruktur klare Ausschläge zu den Kernarbeitszeiten von Arbeitern zu sehen sind. So steigt der Stromverbrauch

ab vier Uhr morgens kontinuierlich bis elf Uhr auf das Tagesmaximum an, sinkt bis 15 Uhr wieder leicht ab und erfährt gegen 17 Uhr nochmals ein Hoch. Durch den branchenabhängigen Arbeitsbeginn sind die Zeiten kurz vor Mittag und zwischen 16 und 17 Uhr die Zeiträume, an denen die meisten Arbeitnehmer vor Ort sind und ihrer Arbeit nachgehen. In diesen Zeiten steigt die Produktion dementsprechend stark an und auch der Wärmeverbrauch steigt mit der Arbeitnehmeranzahl an. Die Unterschiede des Stromverbrauchs zwischen warmen und kalten Tagen sind in der Industrie stärker bemerkbar als im Haushaltssektor, da es sich für große Unternehmen oftmals eher lohnt, durch vergünstigte Stromtarife und einen deutlich höheren Verbrauch die verwendeten Technologien durch Wärmepumpensysteme zu ersetzen. Wie in Kapitel 8.5 beschrieben, ist der Anteil an Wärmepumpensystemen in den letzten Jahren stark angestiegen und macht mittlerweile zirka die Hälfte der neu installierten Heizsysteme aus. Des Weiteren werden in Industrieunternehmen oftmals wärmegeführte KWK-Anlagen betrieben, welche nur dann eine Vergütung bekommen können, wenn sowohl die produzierte Wärme als auch der Strom abgenommen werden können. Diese Anlagen sind dementsprechend in der Lage, nochmals die Stromproduktion und damit den Verbrauch innerhalb des Unternehmens anzuregen, wenn mehr Wärme gebraucht werden sollte.

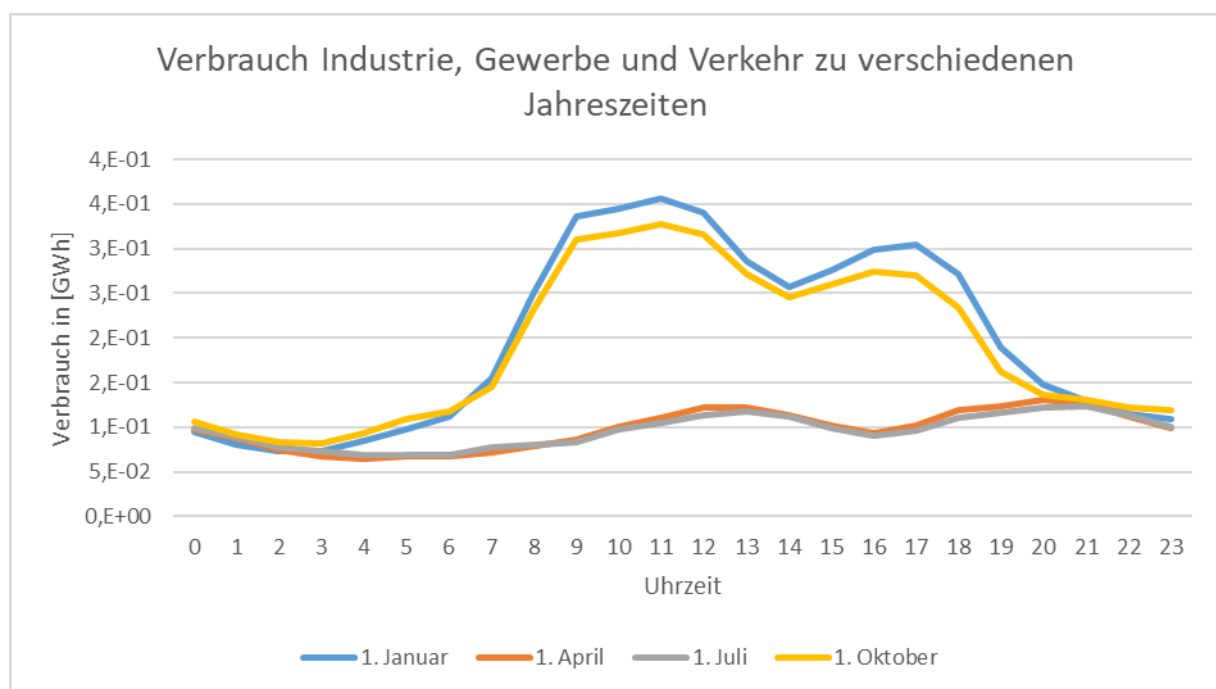


Abbildung 44: Verbrauch aller Industrie- und Gewerbeunternehmen der gewählten Region zu verschiedenen Jahreszeiten

Die ermittelten saisonalen Verbrauchswerte werden im nächsten Schritt gegenübergestellt und stündlich miteinander verglichen. Die erzeugbare Energie wird gegen den erwarteten Verbrauch aufgerechnet. Sollte mehr Energie zur Verfügung stehen als gebraucht wird, so sinkt der Verbrauch dieser Stunde auf null und die Restenergie, welche nicht genutzt wurde, verbleibt als negativer Wert vermerkt. Der Grund für diese Darstellung ist die in späteren Jahren notwendige Dimensionierung von

Batteriespeichern, welche sich an der Summe der negativen Werte orientiert und berechnet, ob eine wirtschaftliche Installation möglich ist. Sollte der umgekehrte Fall eintreten, dass der Verbrauch größer als die Erzeugung ist, so muss dieser Wert weiterhin von fossilen Anlagen gedeckt werden, da es keine regenerativen Quellen mehr gibt, die die Nachfrage innerhalb des Kreises decken können. Die verbleibende Überschussenergie wird erst ab dem Jahr 2019 zur besseren Darstellung und Berechnung in die umliegenden Kreise und Städte zum Verbrauch verteilt. Hierbei ist Wert auf kurze Transportwege gelegt worden, so dass nur direkt angrenzende Gebiete diesen Strom nutzen können. Diese Berechnung wird noch in späteren Kapiteln erläutert und findet daher an diesem Punkt keine weitere Beachtung.

Die Analyse der Erzeugung und des Verbrauchs der Stadt Soest hat ergeben, dass es bereits im Jahr 2018 überschüssige Mengen an erzeugter Energie gab, welche auf Kreisebene nicht verbraucht werden konnten. Diese insgesamt zirka sechs GWh werden auf die umliegenden Kreise verteilt, da es für das Jahr 2018 in anderen Kreisen und Städten noch sehr ungewöhnlich war, große Mengen an erneuerbarem Strom übrig zu haben und diese Energie zu fast jeder Stunde des Jahres direkt an den Abnehmer gebracht werden konnte. Durch den direkten Verbrauch war die Stadt Soest in der Lage, ihren Energieverbrauch mit insgesamt etwa 835 GWh erneuerbarem Strom zu decken, was einem Anteil am Bruttostromverbrauch von etwa 43 Prozent entspricht. Demgegenüber stehen noch etwa 1113 GWh, die durch fossile Anlagen bereitgestellt werden müssen. Weiterhin kann aus der Gegenüberstellung von Verbrauch und Erzeugung entnommen werden, dass es keine Jahreszeit gibt, in der die meiste Energie durch erneuerbare Erzeuger gedeckt werden kann. Lediglich können im Sommer geringere Lastspitzen als im Winter festgestellt werden. Die Nachfrage nach Strom ist jedoch in jedem Monat so groß und die Erzeugung aus regenerativen Quellen so volatil, dass keine flächendeckende Versorgung, auch nicht in der Theorie, möglich ist. Als erste Prognose kann gefolgert werden, dass, wenn der Ausbau von Wind- und Solarenergie vorangetrieben wird, die Zeiten zunehmen, in denen zu viel Energie produziert wird und die Lastspitzen etwas geringer ausfallen werden, es jedoch schwierig bis unmöglich wird, den Verbrauch nur durch die Installation von regenerativen Anlagen abzudecken. Es braucht also Technologien, die in der Lage sind, den nicht verbrauchten Strom zumindest für kurze Zeit zwischenspeichern und ihn für andere Anwendungen oder Zeiten wieder bereitzustellen.

9.2.2 Berechnung 2019 bis 2050

Dasselbe Prinzip, welches in Kapitel 9.2.1 beschrieben worden ist, wird nun auch für die kommenden Jahre und Jahrzehnte angewendet. Um die Energieerzeugung bis zum Jahr 2050 prognostizieren zu können, muss der Ausbaupfad nach Kapitel 7 angewendet und mit der bestehenden Leistung aus dem Jahr 2018 kombiniert werden. Da von einem kontinuierlichen Wachstum auf lokaler Ebene ausgegangen wird, wird das prozentuale Wachstum regenerativer Anlagen auf die regionale Ebene transformiert, das heißt, dass die bestehenden Anlagen im Beispiel Soest im Jahr 2018 als Ausgangslage für das spätere Wachstum mit dem prozentualen Anstieg der verschiedenen

Technologien kombiniert werden und so eine stete Leistungssteigerung über die kommenden Jahre erzielt wird. Dieses Vorgehen wurde gewählt, da es in der jährlichen Zubaumenge Unterschiede geben wird, diese über einen längeren Zeitraum jedoch auf dieses konstante Wachstum runtergebrochen werden können. Außerdem bietet dieses Vorgehen die Sicherheit, dass die geforderten, bundesweiten Leistungsmengen auf lokaler Ebene umgesetzt werden. Neben der genauen Erzeugungsberechnung kann so für jedes Jahr die notwendige Leistungsmenge eines jeden Kreises und jeder Stadt bestimmt werden und dementsprechend auch als Bauempfehlung gelten.

Ein weiterer Punkt, der die Annahme unterstützt, dass der geplante Ausbaupfad zukünftig umsetzbar sein wird, ist die Erneuerung von regenerativen Anlagen. Die durchschnittliche Leistung von Windenergieanlagen konnte im Laufe der Jahre stetig gesteigert werden, so wurden im Jahr 2000 Erzeuger mit einer Leistung von 1,2 Megawatt im Schnitt neu installiert. Und bereits im Jahr 2010 konnte die Kapazität einer einzelnen Anlage auf 2,1 MW erhöht werden. Im Jahr 2018 betrug die durchschnittliche Leistung einer Anlage bereits 3,2 MW. Durch das EEG wurden in den frühen 2000er Jahren viele erneuerbare Energieanlagen, darunter auch Windkraftanlagen, geschaffen, welche über einen Zeitraum von 20 Jahren mithilfe einer EEG-Vergütung finanziert wurden. Nach Ablauf dieser 20-jährigen Vergütung fällt diese jedoch komplett weg und der Weiterbetrieb dieser Anlagen wird sich in den meisten Fällen nicht mehr lohnen, daher sollten viele dieser Anlagen durch Repowering-Maßnahmen durch deutlich größere Anlagenleistungen ersetzt werden. Allein im Jahr 2021 haben WEAs mit einer Gesamtleistung von etwa 4.000 MW ihr Förderende gefunden und sollten daher rückgebaut, ersetzt oder weiterbetrieben werden. Eine klare Handlungsempfehlung ist von Anlage zu Anlage separat zu entscheiden, da hier viele Faktoren, wie bspw. die Beschaffenheit des Standpunkts, die Größe des Fundaments usw. eine Rolle spielen. Allein bis 2025 fallen insgesamt 16.000 MW aus der EEG-Vergütung, was viele Betreiber vor die Frage stellt, ob der Standort weiter genutzt werden kann und sollte und wie mit den bestehenden Anlagen verfahren werden muss [99].

Die durchschnittliche Leistung von Windenergieanlagen in Deutschland stieg in den Jahren 2000 bis 2005 von 1,2 auf 1,7 MW an, was bei einem gleichmäßigen Zubau eine durchschnittliche Leistung von etwa 1,45 MW pro Anlage ergibt [100]. Auch in den darauf folgenden Jahren konnte die Leistung je installierter Anlage sukzessive gesteigert werden, so dass im Jahr 2018 die durchschnittliche Leistung 1,8 MW entsprach [100]. Die durchschnittliche Leistung je neu installierter Anlage konnte dabei deutlich erhöht werden, so betrug im Jahr 2000 die Differenz zwischen bestehender und neuer Anlage lediglich 300 kW, wohingegen im Jahr 2018 diese Differenz bei 1,3 MW lag [100]. Daraus kann geschlossen werden, dass die Leistung kommender Einzelanlagen weiter steigen wird und durch Repowering-Maßnahmen alter Standorte die Leistung bereits bestehender Anlagen durch neue Anlagen deutlich erhöht werden kann. Selbst bei einer konservativen Annahme, dass 50 Prozent aller Anlagen zurückgebaut werden, die Standorte keine weitere Verwendung finden und die andere Hälfte zu Repowering-Maßnahmen mit einer für das Jahr 2018 üblichen durchschnittlichen Leistung von 3,2 MW erneuert werden können, bedeutet dies eine installierte Anlagenleistung von etwa 17.700 MW,

wobei das Bestreben eher in die Richtung gehen sollte, dass jeder bereits erschlossene Standort durch neue Anlagen weiterhin genutzt wird.

Für die Stadt Soest bedeutet der oben beschriebene Ausbaupfad, dass im Jahr 2030 bereits 1280 GWh aus erneuerbaren Energien erzeugt werden können, was einen Anstieg von etwa 53 Prozent gegenüber 2018 bedeutet. Im Jahr 2050 wächst die prognostizierte Produktion auf mehr als das Zweifache, auf dann 1710 GWh, an. Im selben Zeitraum sinkt der Verbrauch durch Effizienzsteigerungsmaßnahmen von anfänglich 1950 GWh im Jahr 2018, auf 1630 GWh im Jahr 2030 sowie 1310 GWh im Jahr 2050. Wie in Abbildung 45 zu sehen ist, übersteigt die Erzeugung bereits im Jahr 2040 den Verbrauch der Stadt Soest, jedoch ist es aufgrund der zeitlich unterschiedlichen Verfügbarkeit zwischen Produktion und Verbrauch nicht möglich, den gesamten Verbrauch ohne weiteres decken zu können. Der erneuerbare Energieanteil kann nur durch den direkten Verbrauch des erzeugten Stroms stetig gesteigert werden, jedoch ist es nicht möglich, komplett ohne weitere Hilfsmittel auszukommen. Bis zum Jahr 2030 können die erzeugten Mengen noch fast vollständig mit in das Netz eingebunden werden und der prozentuale Anteil von regenerativem Strom nimmt stetig und nahezu konstant zu, jedoch führen die zugebauten Mengen an Wind- und Solaranlagen ab spätestens 2030 dazu, dass die zur Verfügung stehende Energie zu immer größeren Teilen ungenutzt bleibt. Insgesamt kann der Stromverbrauch im Jahr 2050 zu nicht mal 90 Prozent aus erneuerbaren Energien gedeckt werden, wobei zeitgleich immer noch über 500 GWh an regenerativer Energie nicht genutzt werden. Dem gegenüber stehen etwa 150 GWh Verbrauch, welcher durch fossile Energien bedient werden muss.

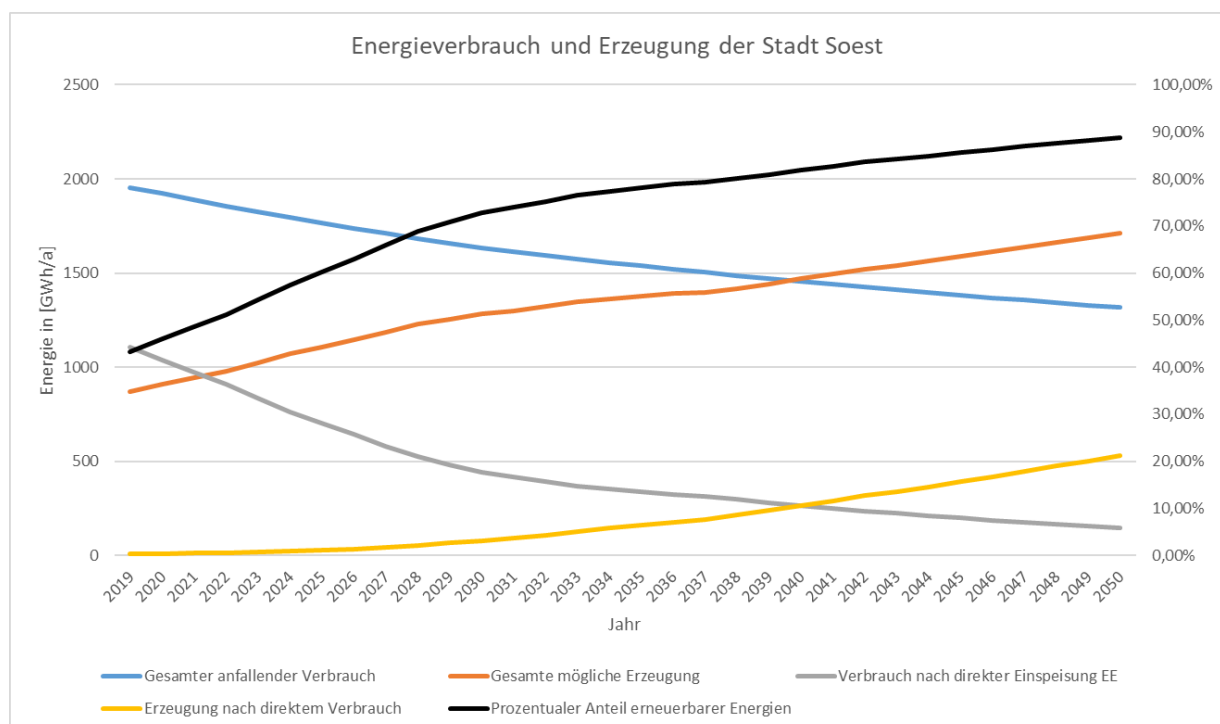


Abbildung 45: Energieverbrauch und -erzeugung der Stadt Soest

Neben dem Problem der Entkopplung von Verbrauch und Erzeugung gibt es noch das Problem, dass mit der Installation großer Mengen volatiler Energien der zur Verfügung stehende Strom innerhalb eines Zeitraums stark zunehmen wird. In der Vergangenheit mussten Netzbetreiber den Verbrauch genau im Auge behalten und schauen, wie hoch die größtmögliche Energiemenge ausfallen kann, welche durch den Verbrauch der Industrie, von Haushalten, dem Gewerbe oder dem Verkehr anfällt, und das Netz danach auslegen. Mit der Installation von volatilen Erzeugern und dem drastischen Anstieg der Leistungsmengen auch auf lokaler Ebene kommt es bereits im Jahr 2036 im Kreis Soest zu dem Phänomen, dass das Netz innerhalb einer Stunde mehr Energie durch die Erzeugung aufnehmen muss, als durch die Verbraucher abgenommen wird.

Verbraucher sind dafür verantwortlich, dass im Jahr 2020 bis zu 280 MW innerhalb einer Stunde durch das Netz transportiert werden müssen. Dem gegenüber steht eine maximale Erzeugung von 80 MW innerhalb einer Stunde. Im Jahr 2030 hat sich dieses Verhältnis bereits etwas angeglichen und die maximale Erzeugung einer Stunde beträgt etwa 150 MW, wobei der Verbrauch mit etwa 200 MW immer noch dominiert. Dieses Verhältnis kippt ab dem Jahr 2036, hier wird erstmals mehr Energie innerhalb einer Stunde in das Netz eingespeist als maximal von der Industrie zu einem Punkt des Jahres verbraucht werden würde. Diese Schere geht in den folgenden Jahren weiter auseinander, sodass im Jahr 2050 maximal 135 MW durch Verbraucher innerhalb einer Stunde abgerufen werden, die Erzeugung aber 343 MW innerhalb einer Stunde einspeisen wird. Für den Netzbetreiber bedeutet diese Umkehr einen erhöhten Überwachungsaufwand, welcher nicht mehr allein durch bestehendes Knowhow gedeckt werden kann, sondern mit der Hilfe von Geräten, wie den in Kapitel 3.4 beschriebenen SMGWs, überwacht werden muss. Ein weiteres Problem bei der Handhabung dieser großen Energiemengen ist die dezentrale Erzeugung. Der Strom wird nicht mehr von einem Erzeuger ausgehend zu den umliegenden Verbrauchern transportiert, sondern fällt überall im Netz an und muss daher auch möglichst dezentral wieder abgegeben werden. Hier sollte das Bestreben vorherrschen, den Strom möglichst erzeugernah wieder zu verbrauchen, um große Leitungswege und damit Unwägbarkeiten zu vermeiden.

9.2.3 Einbindung von Speichermöglichkeiten

Damit die überschüssige Energie bestmöglich ausgenutzt werden kann, ist es notwendig, Speicher- und Umwandlungstechniken zu installieren, die den Strom aufnehmen und zu einem späteren Zeitpunkt wieder zur Verfügung stellen können. Das Speicherberechnungstool ist daher, wie in Kapitel 9.1 kurz beschrieben, in der Lage, verschiedene Arten von Speichern zu dimensionieren. Neben einem Lithium-Ionen-Batteriespeicher können Wasserstoff- und Methanspeicher genutzt werden, um die regionale Erzeugung speicherbar zu machen. Die einzige Voraussetzung für die zu installierenden Speicher ist, dass sie in der Lage sein müssen, Energie möglichst effizient über einen kurzen Zeitraum zu speichern, um so die stundenweise zu bestimmten Zeiten des Tages anfallenden Lastspitzen zu anderen Uhrzeiten zur Verfügung zu stellen. Weitere Energiewandlungsmöglichkeiten, die eine gute Option zur saisonalen Energiespeicherung darstellen, werden zu einem späteren Zeitpunkt dieser Arbeit näher erläutert.

Der Batteriespeicher stellt die Möglichkeit mit den wenigstens Umwandlungsverlusten dar, hat dafür jedoch den Nachteil, die gespeicherte Energie nur über einen kurzen Zeitpunkt halten zu können. Der Wirkungsgrad zum Ein- und Ausspeichern wurde auf 95 Prozent festgelegt, die maximale Entladetiefe mit 80 Prozent entspricht gängigen Batteriespeichersystemen in der häuslichen Anwendung, und nach 5000 Vollladezyklen kann die Batterie nur noch 80 Prozent ihrer Ausgangsmenge aufnehmen und speichern [101]. Damit die Installation eines Batteriespeichers auch aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten Sinn ergibt, wurde die Annahme getroffen, dass der Speicher 0,75 Vollladezyklen täglich leisten muss. Lithium-Ionen-Speichersysteme können verschiedenen degenerativen Prozessen unterliegen, so kann sich die Speicherdichte mit der Nutzung, aber auch mit der Alterung der Batterie verringern. Ziel ist es daher stets, dass die Lebensdauer von 5.000 Vollladezyklen vor dem alterungsbedingten Ende erreicht ist. Batteriespeichersysteme können zwischen 15 und 20 Jahre lang genutzt werden, bevor sie durch neuere Systeme ausgetauscht werden müssen [101]. Mit 0,75 Vollladezyklen pro Tag wären die 5.000 Vollladezyklen nach etwa 18 Jahren erreicht, was im Rahmen der möglichen Haltbarkeit dieser Systeme liegt.

Durch den steten Ausbau der regenerativen Energien wird davon ausgegangen, dass sich die Nutzungsdauer der Batterien über die Jahre erhöhen wird und die täglichen Vollladezyklen daher zunehmen werden. Diese Annahme zugrunde legend kann ein flächendeckender Zubau von Batteriespeichersystemen zu einem bestimmten Zeitpunkt und Jahr vorausgesagt werden. Des Weiteren wurde die Annahme getroffen, dass Batteriespeicher zunächst nur als häusliche Speicher installiert werden sollen, daher wurde die Speichergröße auf 5 kWh und die Anzahl der partizipierenden Haushalte auf 50 Prozent begrenzt. Der Grund für die Annahme dieser Werte ist der, dass die Investition in einen Batteriespeicher eine nicht unerhebliche finanzielle Entscheidung für eine Privatperson darstellen kann und sich einige daher dagegen entscheiden werden. Eine durchschnittliche Leistung von 5 kWh für jeden zweiten Haushalt bedeutet, dass im Schnitt jeder Privathaushalt bereit ist, in 2,5 kWh Speichermenge zu installieren. Im Jahr 2018 betrug die Kapazität von Heimspeichersystemen 750 MWh, was bei 125.000 privaten Haushalten mit Batteriespeichern eine Kapazität von sechs kWh pro Batteriespeicher ergibt [102]. Da alleine zwischen Februar 2019 und Januar 2020 fast 100.000 weitere Batteriespeicher installiert worden sind, kann sowohl von einem starken Wachstum im Bereich der Batteriespeichertechnologie ausgegangen werden als auch davon, dass die installierte Kapazität in den kommenden Jahren eher steigen wird [103]. Ein durchschnittlicher Zubau von 2,5 kWh pro Haushalt entspricht daher einer eher konservativen Annahme in Bezug auf Energiespeichermengen und soll zeigen, dass diese Technologie selbst bei schleppendem Ausbau dringend benötigt wird. Da die maximal wirtschaftliche Zubaumenge nicht von einem Jahr auf das nächste gelingen kann, wird die optimale Speichermenge über einen Zeitraum von fünf Jahren zugebaut und soll in dem Jahr, in dem der Betrieb aller Batteriespeicher wirtschaftlich sinnvoll ist, ihren Höchststand erreichen. Voraussetzung für den Betrieb dieser Speicher ist, dass sowohl Energie aus dem internen Netz, also aus einer privaten Solaranlage, als auch aus dem normalen Netz bezogen

werden kann. Batteriespeicher, welche lediglich mit Energie aus der hauseigenen PV-Anlage versorgt werden können, sind für diese Berechnung nicht geeignet.

Für die Stadt Soest bedeutet das, dass ein Zubau von Batteriespeichern ab dem Jahr 2031 wirtschaftlich umsetzbar ist, sowie dass zur optimalen Speicherung 835 MWh an Batteriespeicherkapazität zugebaut werden können. Damit die Systeme den notwendigen Strom zu jeder Zeit des Tages aufnehmen können, ist ein Umrichter von etwa 1,5 kW Größe notwendig, da diese Leistung im Maximalfall der Batterie entnommen oder hinzugeführt werden muss. Die Dimensionierung dieses Umrichters ist mit einem Sicherheitsfaktor von 15 Prozent versehen worden und wird auch für zukünftige Anwendungen ausreichend sein. Aufgrund der Senkung der notwendigen Energie in Haushalten im Zuge der fortschreitenden Energiewende wird die in die Batterie einzuspeisende Energie steigen und der benötigte Strombedarf des Haushaltes abnehmen.

Abbildung 46 zeigt die Batteriespeicherkapazität und den geplanten Ausbaupfad. Die mögliche Speichermenge durch private Haushalte beläuft sich im Kreis Soest auf insgesamt 84 MWh, weitere Energien können mit den angenommenen Parametern zum Zubau innerhalb des Haushaltssektors nicht zugebaut werden. Diese 84 MWh werden bis 2031 in insgesamt etwa 17.000 Haushalten installiert, damit jedoch nicht in einem Jahr alle Speicher auf einmal zugebaut werden müssen, beginnt der Bau bereits ab dem Jahr 2025. Die ersten zehn Prozent werden im ersten Jahr zugebaut und in den kommenden Jahren jeweils 18 Prozent. Dieser Ausbaupfad kann jedoch nur dann gelingen, wenn es weitere Anreize zur Installation von Batteriespeichertechniken gibt. Sollten diese ausbleiben, kann es zu Verzögerungen im Ausbau kommen, zum Beispiel könnte dieser erst im Jahr 2031 richtig beginnen und so den Verbrauch in den Jahren bis zur vollständigen Installation behindern. Die Speichermenge nimmt in diesem Beispiel ab dem Jahr 2031 nicht mehr zu, da in diesem Szenario bereits alle Haushalte, die in einen Batteriespeicher investieren würden, mit einem solchen versorgt sind, die weiteren Haushalte werden auch in Zukunft nicht auf diese Technologie setzen und dementsprechend nichts zur Steigerung der Kapazitäten beitragen. Einzig externe Firmen könnten Batteriespeichertechnologien zubauen, um die restliche zur Verfügung stehende Energie zu nutzen. Diese Energien werden jedoch an dieser Stelle nicht weiter betrachtet und erst in einem weiteren Schritt nutzbar gemacht, daher erfolgt die Erklärung dazu zu einem späteren Zeitpunkt dieser Arbeit.

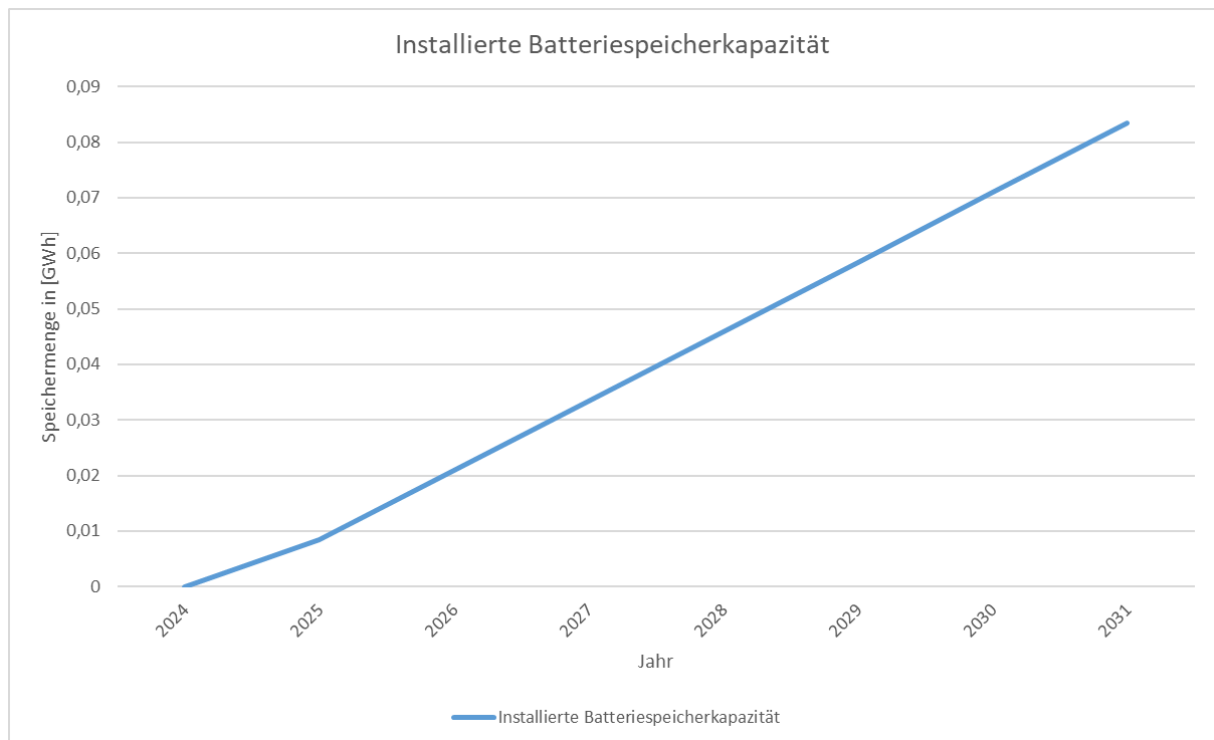


Abbildung 46: Installierte Batteriespeicherkapazität Stadt Soest

Eine Auswertung der Ausnutzung der Batteriespeicher in verschiedenen Jahren macht deutlich, warum ein weiterer Ausbau an Batteriespeicherkapazitäten sehr sinnvoll ist. Wie oben bereits beschrieben, können Batteriespeichertechnologien im Kreis Soest ab 2024 wirtschaftlich betrieben werden, d.h. die Vollladezyklenanzahl des Speichers ist ausreichend groß, um über den Lebenszeitraum des Speichers genügend Energie zu speichern und wieder abzugeben, um die Investitionskosten wieder einzuspielen. Durch den steten Ausbau der erneuerbaren Energien werden jedoch auch größere Mengen Strom produziert, somit gibt es, kombiniert mit den Effizienzsteigerungsmaßnahmen, deutlich mehr Energie, die ohne Batteriespeicher ungenutzt ins Netz eingespeist werden müsste. Die Vollladezyklenanzahl steigt dementsprechend im Laufe der Jahre weiter an, was eine Investition in diese Technologie noch lohnenswerter macht.

Abbildung 47 zeigt den Einfluss, den diese 84 MWh Batteriespeicherkapazität auf den Kreis Soest haben. Der verbleibende Verbrauch kann bereits im Jahr 2030, also noch bevor die gesamte, geplante Kapazität aller Speicher installiert ist, auf 390 GWh reduziert werden, was den erneuerbaren Energieanteil von 72,5 auf 73,5 Prozent steigern kann. Deutlicher wird es in den darauffolgenden Jahren. Bereits 2040 kann der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch von 82 auf 89 Prozent gesteigert werden. Dieser Anstieg zeigt, dass selbst 84 MWh Kapazität zu einer deutlichen Verbesserung in der Versorgung und somit zum Erreichen der Ziele der Energiewende beitragen. Im Jahr 2050 lässt sich der Anteil regenerativer Anlagen schlussendlich von knapp 89 auf annähernd 97 Prozent steigern, was verdeutlicht, dass die Integration von geringen Mengen an Batteriespeichertechnologien große Auswirkungen auf die Versorgung eines gesamten Kreises haben

kann und diese Systeme daher unerlässlich für die Energiewende sein werden. In Zahlen ausgedrückt bedeutet das, dass der Verbrauch im Jahr 2030 von ursprünglich 440 GWh, welche durch fossile Energien gedeckt werden müssten, auf 390 GWh reduziert werden kann. Im Jahr 2040 beträgt dieser Unterschied bereits 100 GWh und im Jahr 2050 105 GWh. Der Unterschied am Anteil erneuerbarer Energien zwischen 2040 und 2050 liegt an der wachsenden Bereitstellung von Energie durch regenerative Anlagen und dem gleichzeitig sinkenden Verbrauch, so kann die gleiche installierte Kapazität und Energiemenge, welche in den Speichern effektiv verarbeitet werden konnte, eine größere Steigerung des erneuerbaren Anteils an der Stromerzeugung ausmachen. Auch nach der weiteren Ausnutzung der regenerativ erzeugten Energie verbleibt noch immer sehr viel Energie, welche nicht direkt verbraucht werden kann und dementsprechend in anderen Regionen und mittels anderer Umwandlungstechnologien nutzbar gemacht werden muss. Im Jahr 2040 übersteigt die restliche Überschussenergie bereits den restlichen Verbrauch, dennoch kann diese Energie nicht ohne weiteres zur Deckung genutzt werden. Dem Verbrauch von zirka 160 GWh steht eine überschüssige Energie in Höhe von 184 GWh gegenüber. Im Jahr 2050 beträgt diese Differenz bereits 420 GWh, so sind 45 GWh nötig, um alle Verbraucher versorgen zu können. Demgegenüber stehen weitere 462 GWh an Restenergie aus erneuerbaren Anlagen.

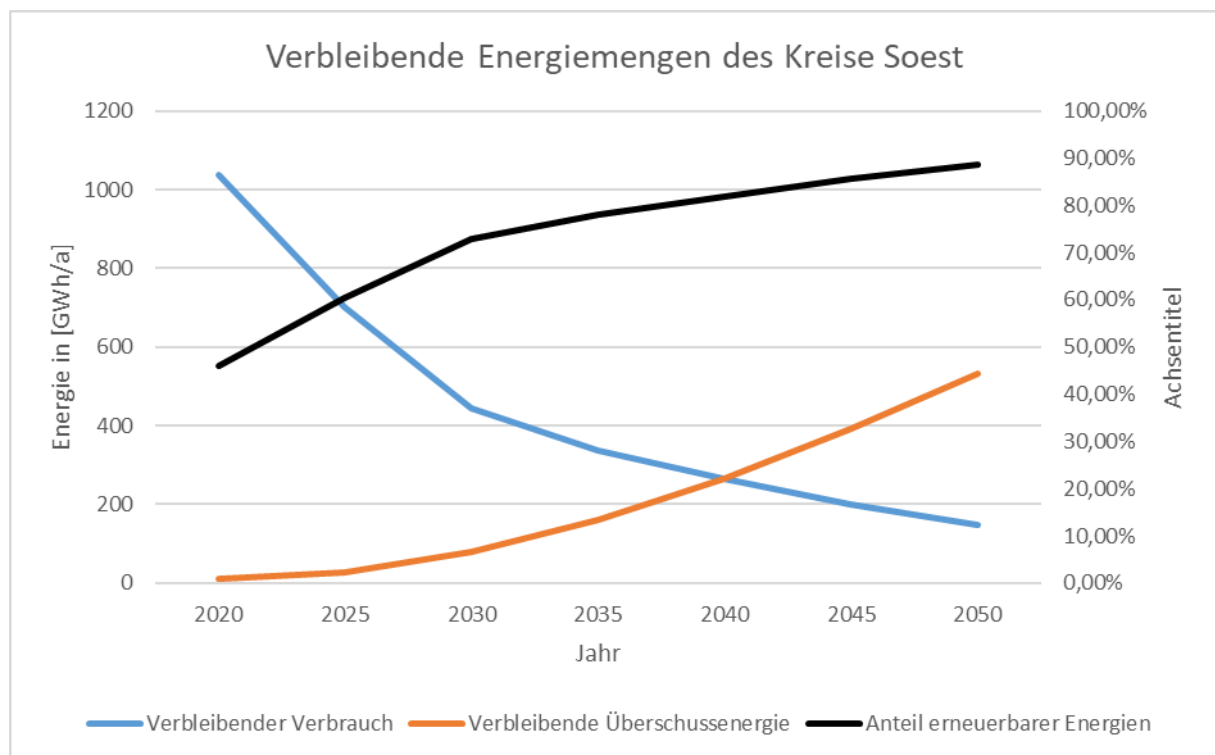


Abbildung 47: Energieerzeugung und -verbrauch des Kreises Soest

Da die Batteriespeicher der privaten Haushalte allein nicht in der Lage sind, eine vollständig regenerative Stromversorgung zu bewerkstelligen, obwohl genügend Energie vorhanden ist, ist eine weitere Umwandlungstechnologie, die in der Lage ist, den restlichen Verbrauch zuverlässig zu decken, notwendig. Wie jedoch mit dem verbleibenden Verbrauch verfahren wird und wie die

Überschussenergie schlussendlich verwendet wird, wird in einem späteren Kapitel genauer erläutert und daher an dieser Stelle nicht weiterverfolgt.

Die weiteren Speichermöglichkeiten, wie der in Kapitel 9.1 kurz angesprochene Wasserstoff- oder Gasspeicher, benötigen weitere Systeme, damit der Strom von seinem Zwischenprodukt wieder verstromt werden kann. Zur Umwandlung des Stroms in Wasserstoff werden Elektrolyseure benötigt, welche einen Strom-zu-Wasserstoff-Wirkungsgrad zwischen 60 und 70 Prozent, in wenigen Ausnahmen auch 75 Prozent, aufweisen [104]. Dieser so hergestellte Kraftstoff muss weiterhin in einem dafür geeigneten Speicher zwischengelagert werden, meist geschieht dies unter hohem Druck, was einen weiteren Energieaufwand bedeutet. Abschließend muss der Wasserstoff mithilfe eines Brennstoffzellensystems wieder verstromt werden. Da gängige Systeme einen Wirkungsgrad zwischen 40 und 50, im Laborbetrieb bis zu 62 Prozent, aufweisen, wird hierdurch der Wirkungsgrad weiter verringert [105]. Kombiniert ergibt die Speicherung und Rückverstromung dementsprechend im Idealfall einen Wirkungsgrad von maximal 46,5 Prozent, wenn die Verluste bei der Einspeicherung in einen Tank vernachlässigt werden. Diese Systemeffizienz ist gegenüber den Batteriespeichertechnologien klar im Nachteil, daher sollte für eine stundenweise Überbrückung stets ein Lithium-Ionen-Speicher einer anderen Speichermöglichkeit vorgezogen werden. Auch bei der Herstellung von Methan in einer Power-to-Gas-Anlage können die Wirkungsgrade der Be- und Entladung eines Batteriespeichers nicht annähernd erzielt werden, was auch hier die Verwendung von Batterien am attraktivsten macht.

9.3 Vergleich verschiedener Städte

Durch die Vorstellung eines beispielhaften Kreises kann nun jedoch der Eindruck entstehen, dass jede Stadt und jeder Kreis gleich beschaffen ist, daher werden in den folgenden Punkten jeweils eine Großstadt aus NRW sowie eine Stadt und ein Kreis aus anderen Bundesländern mit dem Kreis Soest verglichen. Die grundsätzliche Erzeugung und der Verbrauch berechnen sich in jedem Beispiel wie in der Stadt Soest, daher wird hier nicht weiter auf diese Begebenheiten eingegangen, es werden lediglich die unterschiedlichen Merkmale beschrieben.

9.3.1 Vergleich auf Landesebene mit der Stadt Dortmund

In der untenstehenden Tabelle sind die Stromerzeugung und der -verbrauch des Basisjahres der Stadt Dortmund zu sehen. Wenn die hier anfallenden Energiemengen mit der Stadt Soest verglichen werden, fällt auf, dass bereits 2018 mehr Strom in Soest erzeugt werden kann als in Dortmund. Dementsprechend ist der Anteil erneuerbarer Energien, welche direkt vor Ort erzeugt und verbraucht werden können, größer und es verbleibt noch ein wenig Restenergie, welche in anderen Kreisen und Städten verbraucht wird. Die Stadt Dortmund hingegen weist neben einer geringeren Erzeugung auch noch den doppelten Verbrauch gegenüber des Kreises Soest auf. Dies ist mit einer größeren Populationsdichte und dem damit verbundenen größeren Verbrauch des Industriesektors zu erklären. Die erzeugten Energien reichen nicht annähernd aus, um den Energiebedarf der Sektoren zu decken, folglich verbleibt auch keine Resterzeugung, welche in anderen Sektoren verbraucht werden könnte. Der Ballungsraum Dortmund ist Stand 2018 stark von der Energieproduktion umliegender Ortschaften abhängig.

Tabelle 1: Verbrauch und Erzeugung von Strom der Stadt Dortmund Basisjahr

Bezeichnung	Wert	Einheit
Dortmund		
Basisjahr 2018		11.10.2021
Erzeugung Wind - Onshore	17,87	[GWh/a]
Erzeugung Photovoltaik	42,49	[GWh/a]
Erzeugung Biomasse	45,28	[GWh/a]
Erzeugung Gesamt	105,64	[GWh/a]
Verbrauch Haushalte	842,98	[GWh/a]
Verbrauch Industrie, Gewerbe, Verkehr	2897,86	[GWh/a]
Verbrauch - Erzeugung Haushalte	738,85	[GWh/a]
Verbrauch - Erzeugung Industrie, Handel, Verkehr	2946,68	[GWh/a]
Resterzeugung	0,00	[GWh/a]

Wie Abbildung 48 zeigt, kann diese Diskrepanz zwischen Verbrauch und Erzeugung auch in Zukunft nicht geändert werden. Der Stromverbrauch der Stadt Dortmund sinkt zwar stetig, die Erzeugung erneuerbarer Energien kann jedoch niemals einen signifikanten Anteil am Energieverbrauch der Stadt Dortmund ausmachen, so dass eine regenerative Versorgung nicht zu erreichen ist. Die wenigen Windenergieanlagen, die in einem dicht besiedelten Ort wie Dortmund hinzugebaut werden können, reichen genau wie die wenigen installierbaren PV-Anlagen nicht aus, um die Erzeugung stark steigern

zu können. Auch wenn es in Dortmund viele private Wohnungen gibt, so ist der Anteil der Wohnungen, welche sich in großen Wohngemeinschaften wie Hochhäusern befinden, sehr hoch, anders als im Kreis Soest, wo das Flächenangebot dazu führt, dass sich neben genügend Fläche für Windenergieanlagen genügend Einzelhaushalte befinden, die auf die Bevölkerungsdichte gesehen mehr Fläche zur Installation von PV-Anlagen zur Verfügung stellen als in Dortmund. Durch die ländlichere Ausgestaltung gibt es des Weiteren einen größeren Anteil an Biomasseanlagen, welche die Möglichkeiten zur Erzeugung aus regenerativen Quellen weiter erhöhen. Wie der Abbildung entnommen werden kann, wird es auch in Zukunft nicht möglich sein, dass sich Haushalte aus Dortmund aus wirtschaftlichen Aspekten einen Speicher für überschüssige Energien installieren können, ohne dass aus anderen Gebieten Strom nach Dortmund importiert wird.

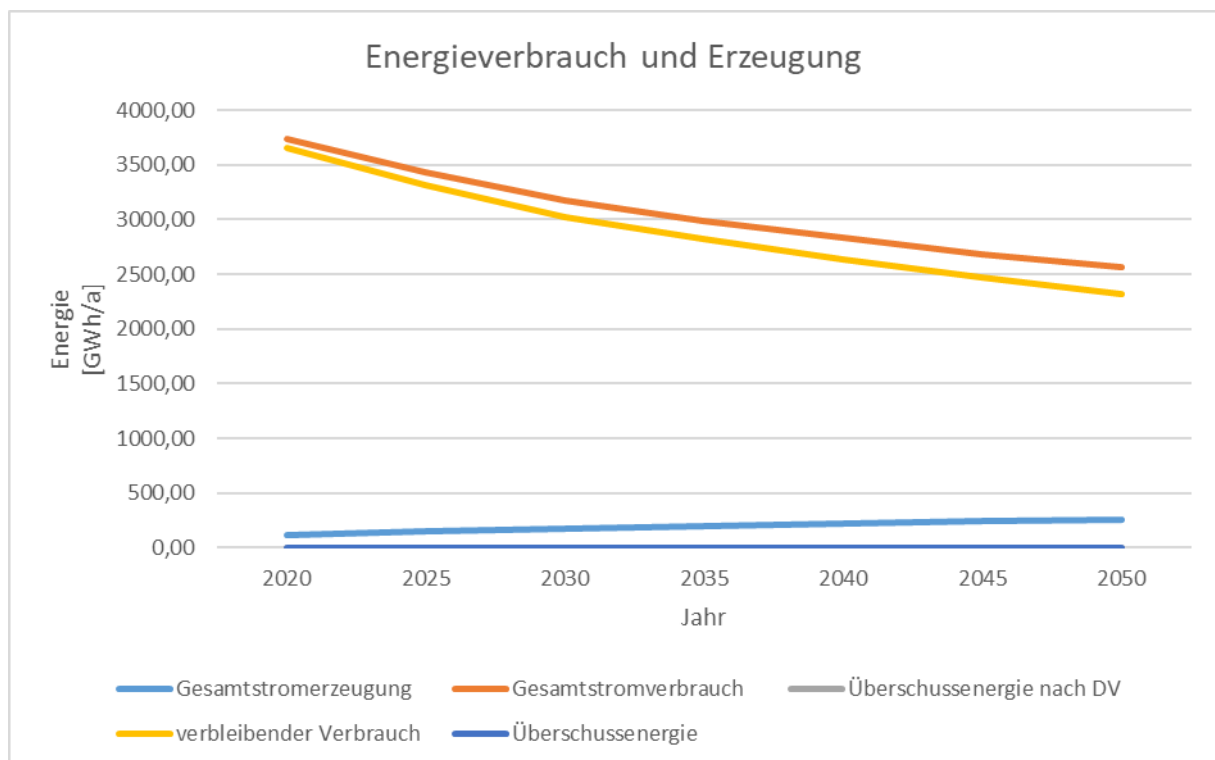


Abbildung 48: Darstellung des Energieverbrauchs und der -erzeugung in Dortmund

Der Vergleich zwischen dem Ballungsraum Dortmund und dem Kreis Soest zeigt, dass Kommunen und Städte mit großer Fläche im Vergleich zur Populationsdichte durchaus in der Lage sind, sich mit regenerativen Energien autark zu versorgen, wohingegen große Städte mit wenig Fläche im Verhältnis zur Population und Industriedichte Energie aus anderen Sektoren brauchen, um ihren Bruttostromverbrauch zu erhöhen. Die Stadt Soest wird bereits im Jahr 2030 in der Lage sein, ihren Energieverbrauch zu über 70 Prozent aus regenerativen Energien zu decken, dazu ist auch ein Ausbau der Batteriespeichertechnologie nicht notwendig. Durch die flächenmäßig große Verfügbarkeit und der Möglichkeit, erneuerbare Anlagen wie WEAs zu bauen, können im Verhältnis zum Verbrauch große Mengen hinzugebaut werden, wohingegen die Stadt Dortmund aufgrund ihres hohen Verbrauchs, bedingt durch Industrie und Bewohner und den geringen unbebauten Flächen, nicht in der Lage ist, in

derselben Menge regenerative Erzeuger hinzuzubauen. Um eine möglichst gute Vernetzbarkeit zwischen verschiedenen Standorten zu gewährleisten, müssen Speicher- und Umwandlungstechnologien in Form von Batteriespeichern oder Power-to-Gas-Anlagen genutzt werden. So können Energien, auch wenn sie im selben Kreis oder derselben Stadt nicht verbraucht werden, in andere Kreise geleitet werden und dort einen Abnehmer finden. Benötigt werden dazu jedoch intelligente Netze und Verbraucher, ein Ausbau der SMGW-Infrastruktur ist daher unabdingbar und sollte zwingend und frühestmöglich umgesetzt werden. Die Umwandlung von Strom in eine andere Energieform, bspw. Wasserstoff oder Methan, muss in den kommenden Jahren stark ausgebaut werden, da vor allem im Sommer große Überschussmengen an Strom durch PV-Anlagen produziert werden, welche nicht direkt verbraucht werden können. Durch die Umwandlung in einen chemischen Energieträger können diese Energien saisonal gespeichert werden und im Winter ihrem Verwendungszweck zugeführt werden. Da der Kreis Soest in den kommenden Jahren seinen Anteil der überschüssigen Energie voraussichtlich immer weiter steigern wird, Dortmund jedoch nicht in der Lage ist, einen großen Überschuss zu generieren, werden Energien bspw. aus dem Kreis Soest benötigt, um diese dem Kreis Dortmund zum direkten oder zeitverzögerten Verbrauch durch Speicher- und Umwandlungstechnologien zuzuführen.

Ein Konzept des gleichmäßigen Wachstums erneuerbarer Energien in allen Kreisen und Städten kann zu einer erfolgreichen Energiewende führen, d.h. Gebiete wie Soest sollten darauf achten nur den Strom zu verbrauchen, der mit dem besten Wirkungsgrad genutzt werden kann. Wenn es in umliegenden Kreisen Engpässe gibt, die direkt durch den vor Ort erzeugten Strom gedeckt werden können, ist es sinnvoller, diese Energie nicht in Batterien zu speichern oder in Methan umzuwandeln, sondern ihn in das andere Gebiet zu geben, wo es lediglich geringfügige Übertragungsverluste, jedoch keine Umwandlungs- oder Einspeicherverluste gibt. Da eine vollständige Versorgung, vor allem in den Wintermonaten dennoch stark von der zur Verfügung stehenden Umwandlungs- und Speichertechnologie abhängt, dürfen auch diese Ausbaumaßnahmen nicht unberücksichtigt bleiben. In den späteren Kapiteln wird daher ein Ausbaupfad für Speicher- und Umwandlungstechnologien beschrieben, der die bestmögliche Nutzung regenerativ erzeugter Energie beschreiben soll.

9.3.2 Vergleich auf Bundesebene

Da die Erzeugung auf Bundesebene für die verschiedenen Erzeugerarten schwankt, werden der Kreis Soest und die Stadt Dortmund mit anderen Gebieten in Deutschland verglichen, um so Unterschiede und Gemeinsamkeiten herauszuarbeiten. Betrachtet werden aus diesem Grund die Stadt Stuttgart aus Baden-Württemberg, da es sich hierbei um eine große Stadt mit dementsprechendem Verbrauch handelt und der Kreis Rendsburg-Eckernförde, da dieser der flächengrößte Kreis im Bundesland Schleswig-Holstein ist [106]. Die etwa 270.000 im Kreis Rendsburg-Eckernförde lebenden Einwohner entsprechen etwa der Einwohnerzahl des Kreises Soest mit etwa 300.000 Einwohnern. Tabelle 2 zeigt die Stromerzeugung und den Stromverbrauch des Kreises Rendsburg-Eckernförde im Jahr 2018. Auffällig ist die verhältnismäßig hohe Erzeugung gegenüber dem gesamten Verbrauch. Auch hier kann sogar noch Restenergie an andere Regionen abgegeben oder zu anderen Zwecken verbraucht werden. Durch den relativ hohen Anteil an Windenergieanlagen, welche in diesem Kreis an Land installiert wurden, fällt die Erzeugung gegenüber dem Kreis Soest etwas größer aus. Daher sind erneuerbare Energien in der Lage, den Verbrauch zu etwa 65 Prozent zu decken.

Tabelle 2: Stromerzeugung und -verbrauch Rendsburg-Eckernförde Basisjahr

Berechnete Ergebnisse		
Bezeichnung	Wert	Einheit
Rendsburg-Eckernförde		
Basisjahr 2018		13.12.2021
Erzeugung Wind - Onshore	604,18	[GWh/a]
Erzeugung Photovoltaik	170,13	[GWh/a]
Erzeugung Biomasse	448,81	[GWh/a]
Erzeugung Gesamt	1223,19	[GWh/a]
Verbrauch Haushalte	391,72	[GWh/a]
Verbrauch Industrie, Gewerbe, Verkehr	1346,59	[GWh/a]
Verbrauch - Erzeugung Haushalte	0,00	[GWh/a]
Verbrauch - Erzeugung Industrie, Handel, Verkehr	612,36	[GWh/a]
Resterzeugung	73,85	[GWh/a]

Abbildung 49 zeigt den steten Zubau erneuerbarer Energieanlagen in Rendsburg-Eckernförde und macht deutlich, dass die Produktion sogar früher als im Kreis Soest den Verbrauch übersteigt. Bereits 2029 liegt die Erzeugung gleichauf mit dem Verbrauch und kann eine Versorgung zu 82 Prozent aus erneuerbaren Energien garantieren. Ein Zubau von Batteriespeichersystemen ist bereits ab dem Jahr 2026 wirtschaftlich umsetzbar und beginnt daher schon langsam in den vorherigen Jahren ab 2020. Auffallend ist hier jedoch nicht nur, dass der Kreis bis 2050 in der Lage ist, insgesamt 2.240 GWh erneuerbaren Strom produzieren zu können und selbst nur noch einen Verbrauch von etwa 1.200 GWh aufweist, sondern vielmehr, dass auch dieser Kreis nicht vollständig in der Lage ist, sich autark nur durch die zusätzliche Installation von Batteriespeichern in Haushalten zu versorgen. Auch hier fehlen insgesamt zirka drei GWh, die nicht durch die Erzeugung aus erneuerbaren Anlagen und den gegebenen Speichermöglichkeiten gedeckt werden können. Dem stehen insgesamt 1.000 GWh an überschüssiger Energie gegenüber. Auch dieser Kreis muss also trotz seiner immensen Unterschiede

zwischen Erzeugung und Verbrauch auf weitere Umwandlungstechnologien zur saisonalen Verfügbarkeit von Energie setzen, um eine vollständige Energieversorgung gewährleisten zu können.

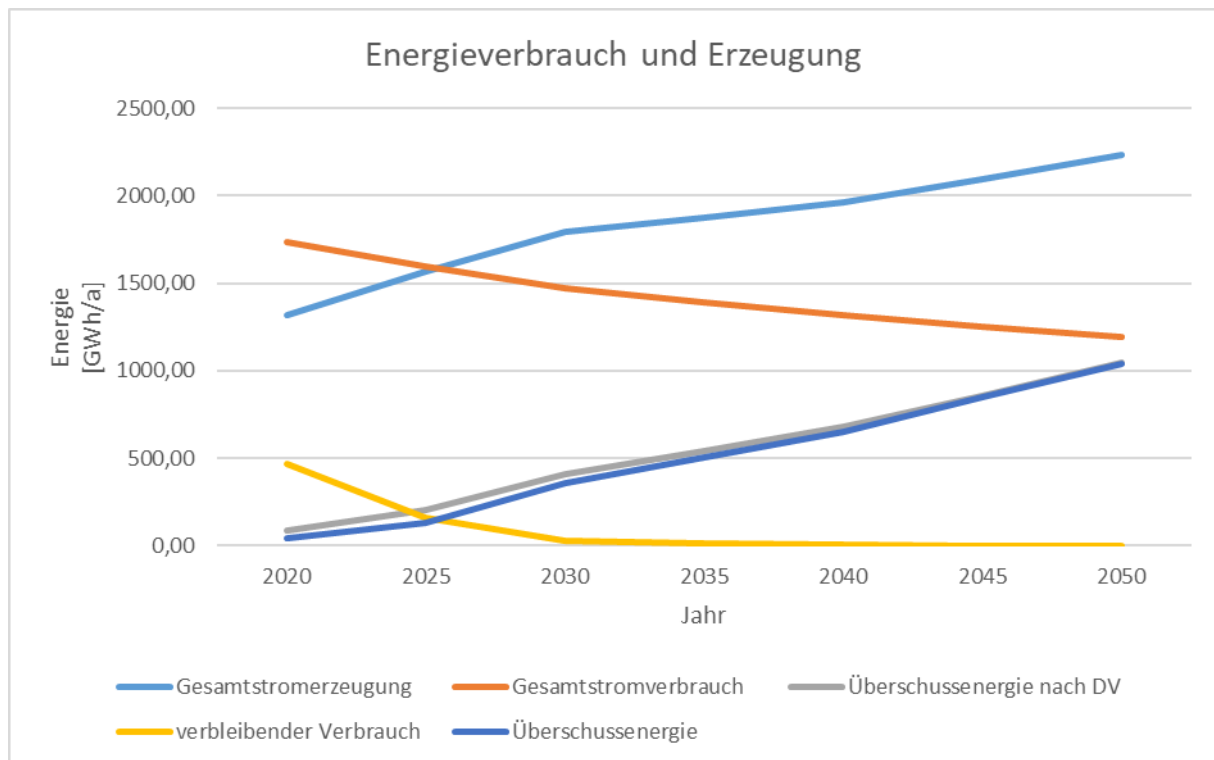


Abbildung 49: Darstellung des Energieverbrauchs und der Erzeugung in Rendsburg-Eckernförde

Die untenstehende Tabelle macht direkt deutlich, dass die Stadt Stuttgart, aufgrund ihrer Größe und der begrenzt zur Verfügung stehenden Fläche, deutlich weniger Energie produzieren kann als sie eigentlich benötigen würde. Dieses Defizit kann bis zum Jahr 2050 nicht aufgeholt werden und eine Versorgung aus umliegenden Kreisen wird unerlässlich sein. Im Jahr 2018 ist die Stadt Stuttgart lediglich in der Lage, 110 GWh an erneuerbarer Energie zu produzieren. Es werden zirka 4.000 GWh verbraucht, der regenerative Anteil an der Stromversorgung liegt hier also bei etwa 1,5 Prozent und kann, wie Abbildung 50 zeigt, in den folgenden Jahren nicht signifikant gesteigert werden. Bis zum Jahr 2050 ist die Stadt Stuttgart lediglich in der Lage, ihren Verbrauch auf etwa 2.750 GWh zu reduzieren und die Produktion aus regenerativen Quellen um das Doppelte auf 220 GWh zu erhöhen, jedoch reicht diese Steigerung nicht aus, um den Bau von Batteriespeichertechnologien wirtschaftlich umzusetzen. Der erneuerbare Anteil an der Bruttostromversorgung aus Anlagen im Raum Stuttgart wird auch zukünftig nicht mehr als sieben Prozent betragen.

Tabelle 3: Stromerzeugung und -verbrauch Stuttgart Basisjahr

Berechnete Ergebnisse		
Bezeichnung	Wert	Einheit
Stuttgart		
Basisjahr 2018		13.12.2021
Erzeugung Wind - Onshore	0,00	[GWh/a]
Erzeugung Photovoltaik	34,10	[GWh/a]
Erzeugung Biomasse	4,25	[GWh/a]
Erzeugung Gesamt	112,38	[GWh/a]
Verbrauch Haushalte	911,65	[GWh/a]
Verbrauch Industrie, Gewerbe, Verkehr	3133,93	[GWh/a]
Verbrauch - Erzeugung Haushalte	800,91	[GWh/a]
Verbrauch - Erzeugung Industrie, Handel, Verkehr	3186,73	[GWh/a]
Resterzeugung	0,00	[GWh/a]

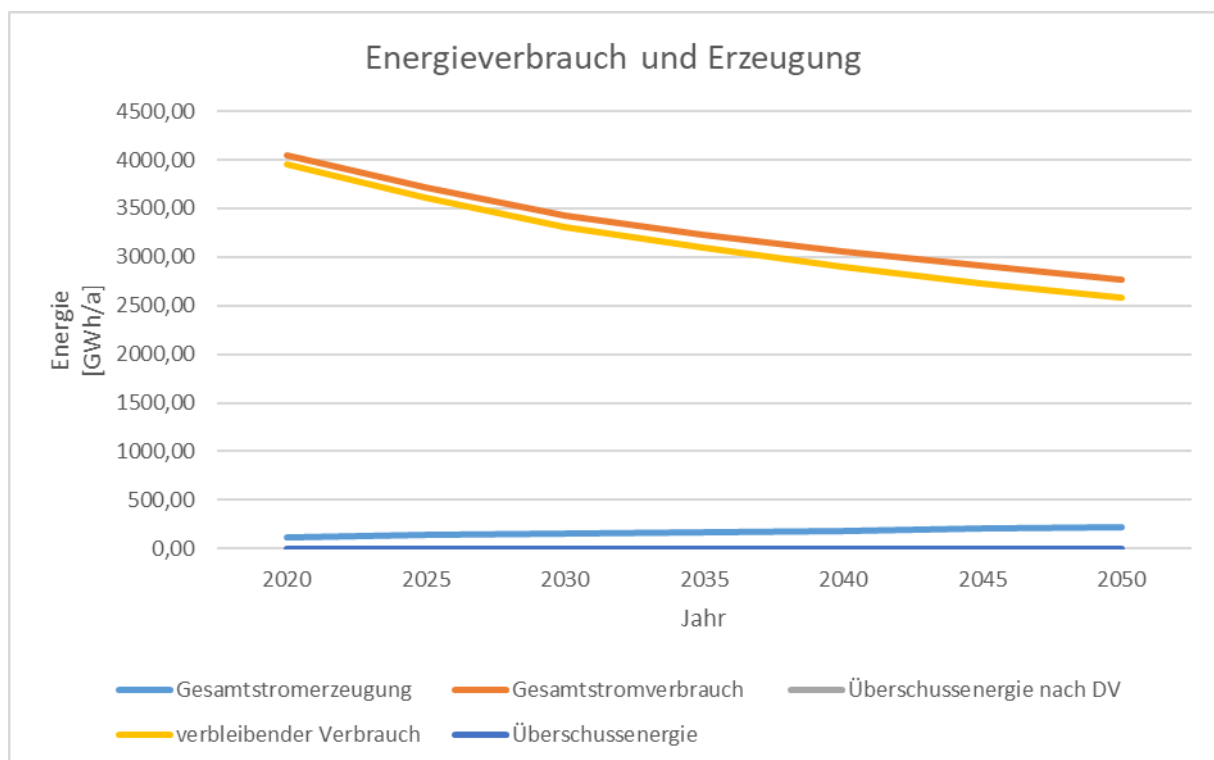


Abbildung 50: Darstellung des Energieverbrauchs und der Erzeugung in Stuttgart

Aus diesen Beispielen kann daher abgeleitet werden, dass auch bei regionalen Unterschieden die Versorgung von Städten und Kreisen maßgeblich von ihrer Größe und Populationsdichte abhängig ist und es innerhalb Deutschlands keine so großen Unterschiede gibt, als dass sich zwei ähnliche Städte oder Kreise nennenswert voneinander unterscheiden. Die Produktion durch erneuerbare Erzeuger kann von Region zu Region schwanken, was jedoch an der örtlichen Verfügbarkeit des Wind- und Sonnenangebots liegt. Im Norden kann aufgrund des besseren Windangebotes und der Installation vieler WEAs mehr Strom produziert werden. Neben den höheren Volllaststunden gegenüber PV-Anlagen sind WEAs außerdem in der Lage, auch nachts Energie zur Verfügung zu stellen, was bei der

Nutzung von PV-Anlagen gänzlich ausgeschlossen ist. Die Installation von Solaranlagen wird vor allem im Süden vorangetrieben. Da die Anlagen nicht so viel Platz zur Installation benötigen, kann auf einer kleinen Fläche theoretisch mehr PV- als Windleistung installiert werden, der Ertrag aus diesen Anlagen kann demnach auch sehr hoch ausfallen. Große Ballungsräume werden dennoch nicht in der Lage sein, die installierte Leistung von EE-Anlagen deutlich zu steigern, um ihren Eigenverbrauch zu erhöhen, da sie flächenmäßig bereits ausgelastet sind und es daher keinen Platz für die Installation von regenerativen Energien gibt. Anhand dieser Beispiele ist ersichtlich, dass große Städte, wie die Ballungsräume Dortmund und Stuttgart, einen deutlich erhöhten Verbrauch gegenüber kleinen Kreisen und Städten haben und die Produktion von Energie in kleinen Städten oft so groß ist, dass die Installation der notwendigen Technik grundsätzlich möglich ist, jedoch nicht in der benötigten Menge realisiert werden kann. Hier sollten Partnerschaften naheliegender Orte geschaffen werden, bspw. das eine Stadt wie Stuttgart in der Lage ist, regenerative Erzeuger in benachbarten Ortsteilen zu installieren und die daraus gewonnene Energie für sich zu beanspruchen. So ist der kleinere Kreis nicht von seinem zur Verfügung stehenden Budget abhängig und große Städte mit besseren Investitionsmöglichkeiten können Gelder abseits ihres Geltungsbereiches nutzen, um den Ausbau erneuerbarer Energien voranzutreiben. Weiterhin können überregionale Förderprogramme für Investoren geschaffen werden, die es bspw. Stadtwerken ermöglicht, ihr Versorgungsgebiet zu erweitern und so als Grundversorger der Region besser in der Lage sein, den Bedarf durch erneuerbare Energien zu decken.

9.4 Windenergie Offshore

Neben der Verteilung der überschüssigen Energie auf regionaler Ebene ist es wichtig, dass weitere Energien zur Verfügung stehen, um den gesamten Strombedarf Deutschlands decken zu können. Eine bislang nicht integrierte Möglichkeit ist die Erzeugung aus Offshore-WEAs, welche nicht direkt einer Region zugeordnet wurde und daher als Ausgleichsenergie für die verschiedenen Kreise dienen kann. Bei einem späteren Vergleich der verschiedenen Regionen und Städte wird der gewonnene Strom aus Windkraftanlagen auf See genutzt, um große Diskrepanzen zwischen Erzeugung und Verbrauch ausgleichen zu können. Abbildung 51 zeigt die Erzeugung von Strom aus diesen Anlagen im Laufe der Jahre. Im Jahr 2030 werden voraussichtlich 80 TWh an Strom in das deutsche Energienetz eingespeist. Dieser Wert wächst bis 2050 auf 230 TWh an. Da das Speicherberechnungstool allein den Zweck verfolgt, dass sich die einzelnen Regionen selbst versorgen sollen und dementsprechend die Energieerzeugung auf lokaler Ebene berechnet, wird diese Energie in einem weiteren Schritt mit dem verbleibenden Verbrauch kombiniert und in das Netz integriert werden. Der hier erzeugte Strom wird als Notfallstrom in bedürftigen Kreisen und Städten genutzt, was durch die Stromleitungsstrasse „Südlink“ vom Norden Richtung Süden sehr gut bewerkstelligt werden kann. Diese als „Windstromleitung“ deklarierte Stromtrasse soll dazu dienen, die großen Mengen an produziertem Strom Offshore wie Onshore vom Norden des Landes in den Süden zu transportieren, um so genügend Energie in das Landesinnere zu bewegen [107].

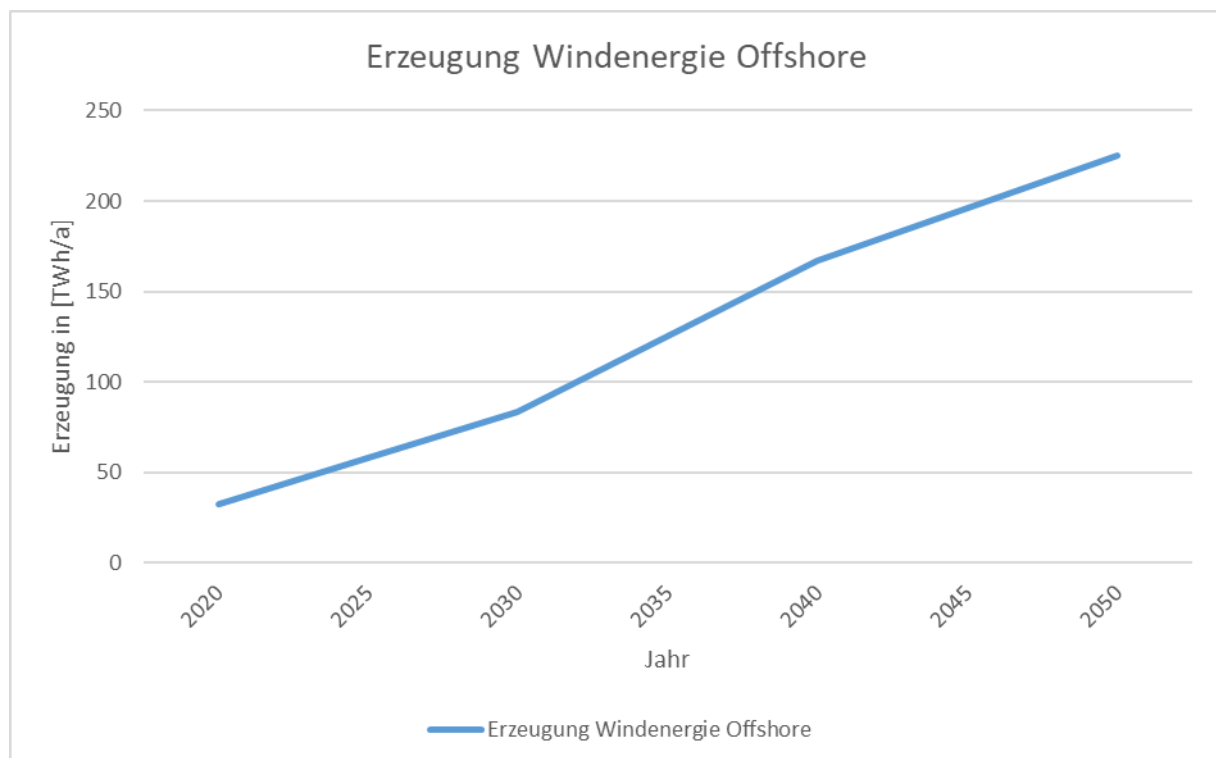


Abbildung 51: Erzeugung Windenergie Offshore

10 Kartographierungstool

Die einzeln ausgewerteten Städte werden durch ein neues, im Folgenden „Kartographierungstool“ genanntes, Programm weiter aufgearbeitet, welches als Ziel hat, den Verbrauch zu bestimmten Jahren bestmöglich zu verteilen. Es ist in der Lage, Deutschlands Verbrauch wiederzugeben. Als Referenzjahre wurden, auch um die Datenmengen zu verkleinern, 2018, 2020, 2030, 2040 und 2050 ausgewählt. Der auf lokaler Ebene erzeugte, überschüssige Strom soll in umliegenden Kreisen und Städten den nicht gedeckten Verbrauch bestmöglich senken und somit für eine regional bessere Ausnutzung erneuerbarer Energien sorgen. Ein positiver Nebeneffekt an der lokalen Nutzung ist, dass der Strom möglichst geringe Strecken zurücklegen muss und somit große Stromleitungstrassen nicht mit unnötigen Kapazitäten belastet sowie Netzverluste im Allgemeinen bestmöglich vermieden werden. Sollte der an Land erzeugte Strom nicht ausreichen, um den Verbrauch eines Gebietes zu decken, kann dieser Sektor genau bestimmt und mit erzeugten Energien, bspw. durch Offshore-Windenergieanlagen, bedient werden. Zum einen bietet diese Betrachtungsweise die Möglichkeit, den Ausbau der geplanten Stromtrasse zu Großverbraucherregionen zu leiten und zum anderen können so Gebiete ermittelt werden, in denen die Erzeugung den Verbrauch deutlich übersteigt und solche, in denen der Verbrauch höher als die Erzeugung ausfällt, auch wenn aus umliegenden Gebieten Strom importiert wird.

10.1 Zuordnung der Partnerregionen

Damit die ausgewerteten Städte bestmöglich miteinander verknüpft werden, muss das deutsche Postleitzahlensystem, welches bereits verwendet wurde, um die Erzeugung aus erneuerbaren Energien zu berechnen, für die Ermittlung benachbarter Kreise und Städte genutzt werden. Das von der deutschen Post zum ersten Juli 1993 eingeführte fünfstellige Postleitzahlensystem unterteilt Deutschland mit seinen insgesamt 8.181 Postleitzahlen für die verschiedenen Orte sehr genau, was eine genaue Positionsbestimmung einzelner Kreise und Städte ermöglicht. Dabei kann es vorkommen, dass verschiedene Kreise und Städte mehrere Postleitzahlen (kurz PLZ) unter sich vereinen. Die Stadt Berlin ist die Stadt mit den meisten einzelnen Postleitzahlen innerhalb Deutschlands. Insgesamt 190 Eingruppierungen unterteilen das Gebiet in kleine Bereiche, um so die Zustellung von Post zu vereinfachen. Ziel dieser Einführung war es, die Gebiete Ost- und Westdeutschland nach der Wende bestmöglich zu verbinden und ein effizientes Verteilsystem zu entwickeln [108].

Dieses Postleitsystem wird in dieser Arbeit zu einem ähnlichen Zweck wieder aufgegriffen. Zum einen können so den Erzeugungsanlagen Bundesländer und Orte direkt zugeordnet und die Produktion von Strom vor Ort berechnet werden, zum anderen eignet sich dieses System für die Zuordnung verschiedener Kreise und Städte untereinander. Anhand der Abbildung 52 wird erkannt, dass das damals entstandene PLZ-System keine genaue Unterteilung nach Bundesländern aufweist, Deutschland ist in eigene Regionen unterteilt worden. Postleitzahlen, welche beispielsweise mit einer Zwei beginnen, sind im Nordwesten Deutschlands zu finden, dazu zählen auch die Städte Hamburg und

Bremen, welche normalerweise eigenständige Bundesländer darstellen. Anhand der Postleitzahl „48151“ soll das genaue System in seiner Funktion kurz erläutert werden. Die erste Ziffer „4“ weist auf die Region hin, in welcher sich der zu suchende Ort befindet, in diesem Fall handelt es sich um die westliche Region an der Grenze zu den Niederlanden. Diese Region ist weiterhin in Unterregionen aufgeteilt, welche mit den Ziffern „0“ bis „9“ beginnen. Die zweite Ziffer „8“ gibt dementsprechend Aufschluss über den Standort innerhalb der übergeordneten Region. Die weiteren Zahlen definieren das Gebiet, in welchem der gesuchte Ort liegt, noch genauer. So ist die PLZ 48151 in Münster zu finden und erstreckt sich auf den Stadtteil „Aaseestadt“.

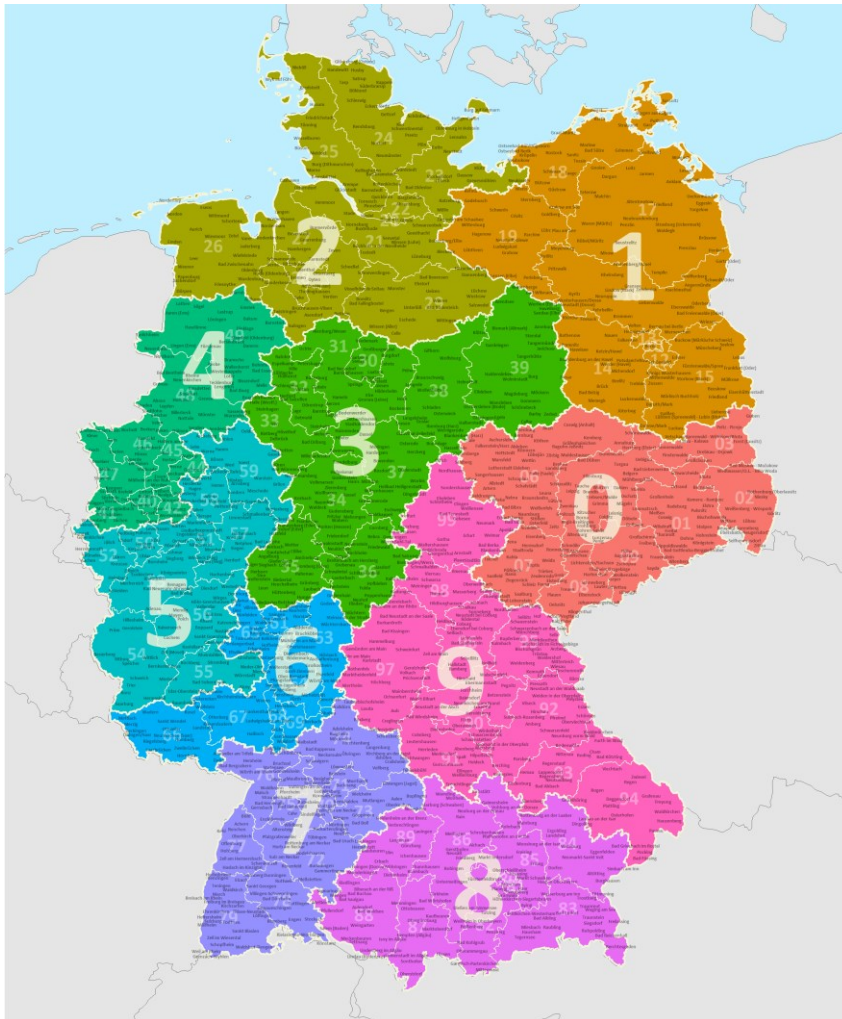


Abbildung 52: Aufteilung Deutschlands nach Postleitzahlen [109]

Die im Speicherberechnungstool ausgewerteten und durch das PLZ-System beschriebenen Städte wurden für das Kartographierungstool den jeweiligen Gebieten und Nachbarn zugeordnet. Die beiden ersten Zahlen einer jeden PLZ sind zur Nachbarschaftsbestimmung verschiedener Kreise und Orte herangezogen worden. Im Gebiet „48“ konnte so bestimmt werden, dass insgesamt sieben Kreise und Städte, nämlich Borken, Coesfeld, Emsland, die Grafschaft Bentheim, Münster, Steinfurt sowie Warendorf, liegen und diese dementsprechend als benachbart angesehen werden können. Um

Dopplungen innerhalb verschiedener PLZ-Gebiete zu vermeiden, sind Städte und Regionen, welche zwei verschiedene erste Ziffern aufweisen, nur einem Kreis zugeordnet und aus dem anderen Gebiet entfernt worden. Die Gebiete „Emsland“ und „Grafschaft Bentheim“ entsprechen beispielsweise diesen Kriterien, da sie sowohl im Gebiet „48“ als auch „49“ zu finden sind.

10.2 Energieverbrauch der überregionalen Bezirke

Abbildung 53 zeigt den nach den ersten beiden PLZs sortierten Verbrauch sowie die Erzeugung der Regionen „01“ bis „09“. Das Gebiet dieser PLZs erstreckt sich, wie in Abbildung 52 zu sehen ist, über die Bundesländer Sachsen, Brandenburg und Sachsen-Anhalt und fasst exemplarisch die überschüssige Energie und den Verbrauch der darin enthaltenen Städte und Kreise zusammen. Region „06“ enthält zum Beispiel die gesamten Energiemengen von zehn Gebieten. Aufsummiert bedeutet dies, dass hier im Jahr 2020 etwa 1.700 GWh an Energie erzeugt wurden, welche nicht direkt verbraucht werden konnten. Demgegenüber standen zirka 3.060 GWh an Verbrauch, welche weder durch die vorhandenen Batteriespeichern noch durch die direkte Nutzung von erneuerbar erzeugtem Strom verbraucht werden konnten. Bereits im Jahr 2030 hat sich der Verbrauch der Region auf etwa 1.880 GWh reduziert, wohingegen der überschüssige Strom auf etwa 5.800 GWh angewachsen ist. Die Nutzung der Überschussenergie in anderen Kreisen bietet sich dementsprechend für das Gebiet „06“ an. Die direkte Abnahme von Strom kann auf diese Weise durch andere Kreise erhöht und so deren benötigter Restenergiebedarf gesenkt werden. Im Jahr 2050 geht im Gebiet „06“ die Schere zwischen Erzeugung und Verbrauch noch weiter auseinander, so werden etwa 11.200 GWh an Energie nicht durch die bestehende Technik genutzt und verbleiben als überschüssiger Strom zur Verteilung oder anderweitigen Nutzung im Netz, wohingegen der restliche benötigte Verbrauch auf etwa 1.200 GWh sinkt. Weiterhin ist zu erkennen, dass andere Gebiete durchaus größere Schwierigkeiten haben, sich mit erneuerbaren Energien zu versorgen. So ist der Verbrauch im Gebiet „08“ größer als im Gebiet „06“, jedoch gibt es hier im Laufe der Jahrzehnte weniger Zubau von regenerativen Erzeugern, welche diesen Verbrauch auffangen können. Energie aus anderen Kreisen wird hier dementsprechend benötigt, um den Stromverbrauch erhöhen zu können.

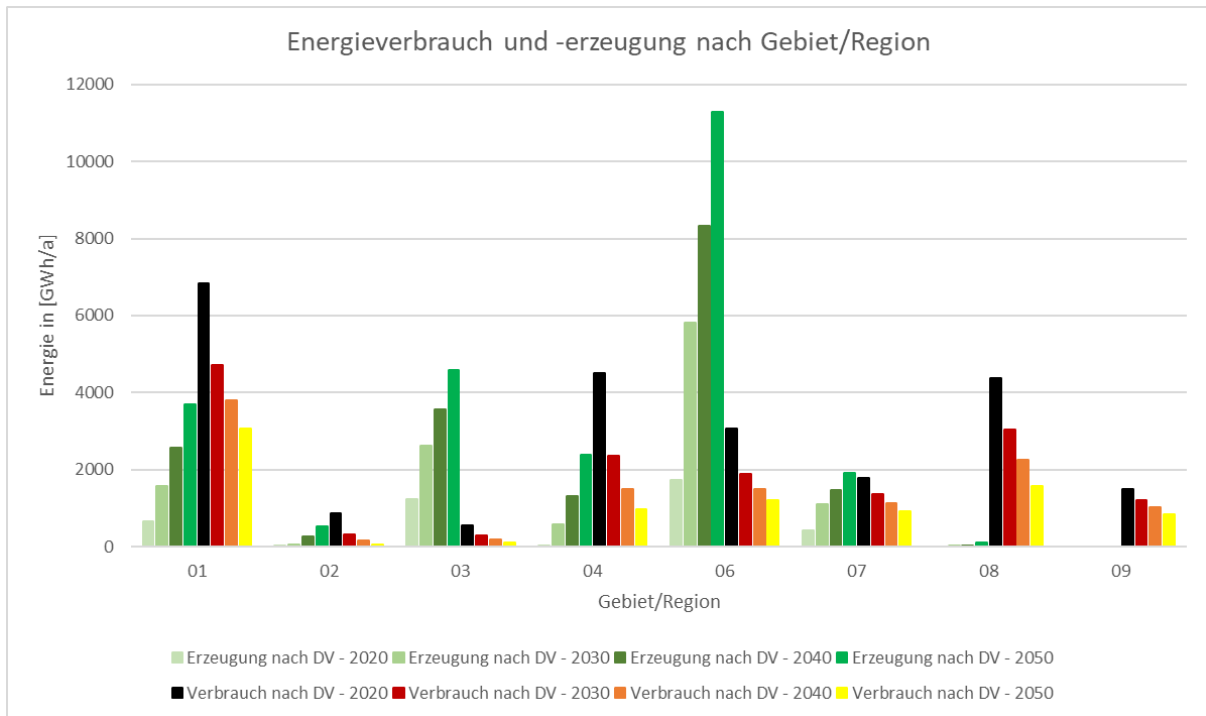


Abbildung 53: Energieverbrauch und -erzeugung nach Gebiet/Region

Das betrachtete Gebiet „06“ wird hier als Beispiel zur Energieverteilung nochmals etwas genauer aufgegriffen. Wie in Abbildung 52 zu sehen ist, grenzt dieses Gebiet an die PLZs beginnend mit „1“, „3“ und „9“ sowie an zwei weiteren Gebieten innerhalb der eigenen örtlichen Begebenheit an. Präziser definiert, können die Gebiete „04“, „07“, „14“, „38“, „39“ und „99“ als direkte Nachbarn ermittelt werden. Die in Abbildung 53 exemplarisch gezeigte Aufsummierung aller erzeugten Energien und des restlichen Verbrauchs können Aufschluss über die weitere Verteilung des Stroms liefern. Abbildung 54 zeigt die für jedes Gebiet verfügbare Energie aus anderen Regionen, ausgehend vom Basisjahr bis zum Jahr 2050. Dieser überschüssige Strom aus anderen Gebieten kann theoretisch in den jeweiligen Zonen zum Verbrauch genutzt werden, sofern zu Zeiten, in denen in einem Gebiet überschüssiger Strom vorhanden ist, in einem anderen Gebiet Bedarf an weiteren regenerativen Energiemengen besteht. Die Unterschiede der Verfügbarkeit an Energie in den jeweiligen Gebieten sind mit den angrenzenden Gebieten zu erklären, so kann das Gebiet „04“ in den kommenden Jahren die meiste Energie nutzen, da es von vielen anderen Gebieten, welche einen hohen Stromüberschuss erzeugen, umringt ist und die dort nicht nutzbare Menge in die umliegenden Gebiete, wie zum Beispiel das Gebiet „04“, verteilt wird. Weiterhin wird in den umliegenden Regionen, wie beispielsweise der Region „06“, ein erheblicher Überschuss an Strom produziert, der folglich verteilt werden muss.

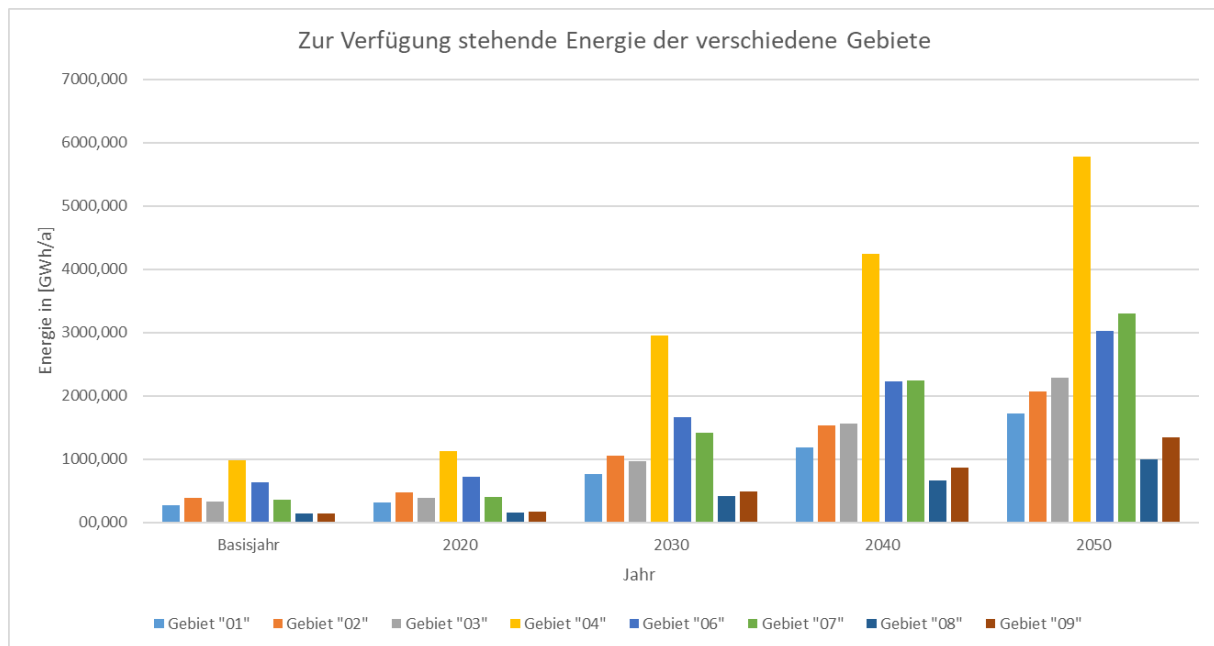


Abbildung 54: Zur Verfügung stehende Energie aus umliegenden Gebieten nach Direktverbrauch

Das größte Problem mit der zur Verfügung stehenden Energie ist jedoch, dass vor allem in Gebieten, welche sich stark ähneln, wie in Abbildung 53 die Gebiete „04“ und „07“, kaum Energie aus anderen Sektoren verbraucht werden kann. Dies liegt vor allem daran, dass die produzierte Energie auf lokaler Ebene meist zur gleichen Zeit entsteht und dementsprechend auch zur gleichen Zeit verbraucht werden muss. Sofern ein Energiemangel innerhalb eines Gebietes, welcher auf die Minderproduktion erneuerbarer Anlagen zurückzuführen ist, entsteht, kann dieser Rückgang auch in angrenzenden Gebieten beobachtet werden. Die zeitgenaue Deckung von benötigter Energie aus anderen Gebieten kann daher oftmals nicht erbracht werden. Um diesen Missstand zu umgehen, werden an dieser Stelle überregionale Power-to-Gas-Anlagen eingeführt, welche den Überschussstrom in einen Energieträger wie Wasserstoff oder Methan umwandeln und ihn dadurch langfristig zur Verfügung stellen. Die in Kapitel 3.2.6 und 3.2.7 beschriebenen Systeme der Brennstoffzelle und des BHKWs werden genutzt, um aus der in Wasserstoff- oder Methanform eingespeicherten Energie wieder Strom herzustellen, welcher zu einem eigens gewählten Zeitpunkt genutzt werden kann. Das in Kapitel 3.2.7 vorgestellte HELMETH-Projekt bietet sich vor allem in der Übergangszeit der Energiewende als Technologie zur Energieumsetzung an, da hier Umwandlungswirkungsgrade von 76 Prozent erreicht werden. Dadurch kann Strom mit einem hohen Wirkungsgrad in die alternative Energieform Methan umgeformt, sehr gut im deutschen Gasnetz verteilt und in Kavernen gespeichert werden [31]. Zur Nutzung dieser Technologie ist neben Wasserstoff, welcher aus der elektrolytischen Spaltung von Wasser gewonnen wird, noch Kohlendioxid von Nöten, welcher in großen Mengen und mit einem hohen Reinheitsgrad zur Verfügung stehen muss. Da der Betrieb der Power-to-Gas-Anlagen von der Erzeugung aus volatilen Erzeugern abhängig ist, bedarf es einiger Speicherkapazitäten der benötigten Ausgangsstoffe. Wasser kann in ausreichenden Mengen aus Grundwasser, Flüssen, Seen oder Meeren genutzt werden, jedoch muss das Kohlendioxid an anderen Stellen abgeschieden und gespeichert werden. Da vor allem fossile

Erzeuger CO_2 abscheiden, braucht es also Anlagen, die diesen Ausgangsstoff zuverlässig und in ausreichender Menge zur Verfügung stellen können. Als Lieferant dieses Stoffes können daher vor allem Gasturbinen angesehen werden, da es in Deutschland bereits eine große Menge an installierter Kraftwerksleistung in diesem Bereich gibt und sie den Brennstoff im Vergleich zu anderen fossilen Erzeugern möglichst sauber verbrennen können. Als saubere Verbrennung wird dabei eine Verbrennung eines Brennstoffs bezeichnet, bei dem wenige Nebenprodukte aus dem Rauchgas abgeschieden werden müssen. Der genutzte Kraftstoff Erdgas besteht vor allem aus den gasförmigen Kohlenwasserstoffen Methan, Ethan, Propan und Butan sowie Luft, Stickstoff und geringen Anteilen an bereits vorhandenem Kohlendioxid. Je nach Quelle des Erdgases kann es außerdem Schwefelwasserstoffe enthalten [110]. Bei der Verbrennung von entschwefelten Gasen entstehen neben Kohlendioxid lediglich Stickoxide, welche vom Kohlendioxid durch ein Membrantrennverfahren abgeschieden werden können. Insgesamt sind im Jahr 2021 etwa 95 GW an Leistung durch Gasturbinen abrufbar, was ausreichend Kapazitäten bietet, um das erforderliche CO_2 für die Power-to-Gas-Anlagen herzustellen [111]. Ein weiterer Vorteil von Gasturbinen ist im Zuge der Energiewende, dass sie, wie in Kapitel 3.2.10 beschrieben, hohe Laständerungsgeschwindigkeiten aufweisen und daher im Zusammenspiel mit volatilen Erzeugern sehr schnell auf Veränderungen bei der Erzeugung und des Verbrauchs reagieren und entsprechend Strom zur Verfügung stellen können.

Die sogenannte Carbon Capture and Storage Methode (kurz CCS) kann dabei zur Abscheidung des Kohlendioxids an fossilen Erzeugern genutzt werden [112]. Dies verringert zwar den Wirkungsgrad des Kraftwerks, jedoch kann eine Wirkungsgradminderung immer dann in Kauf genommen werden, wenn die genutzte Energie ansonsten nicht verbraucht werden könnte. Da es für die Energiewende und der damit einhergehenden Nutzung volatiler Erzeuger von immenser Bedeutung sein wird, Kraftwerksreserven vorzuhalten, welche in der Lage sind, schnell Energie zu produzieren oder ihre Leistung zu drosseln, sind Gasturbinen die Technologie, die am ehesten für diesen Einsatz in Frage kommen. Auch wenn nie das gesamte Kohlendioxid durch CCS-Technologien abgeschieden werden kann, so wird dennoch ein Großteil der Schadstoffe zurückgewonnen. Eine Kreislaufwirtschaft, wie in Abbildung 55 skizziert, ist in der Lage, eine gewisse Nachhaltigkeit bei der Erzeugung von Kohlendioxid zu ermöglichen. Das von den Gasturbinen zu Kohlendioxid verbrannte Methan wird aufgefangen und durch die oben beschriebenen Power-to-Gas-Anlagen zusammen mit Wasserstoff wieder in Methan umgewandelt, welches gespeichert und schlussendlich in einer Gasturbine wieder genutzt werden kann. Jedoch verbleibt nach wie vor die Frage der Speicherung von Kohlendioxid und des produzierten Methans, da vor allem in den späteren Jahrzehnten so viel überschüssiger Strom zur Verfügung steht, dass große Mengen gespeichert werden müssen, herkömmliche Tankvolumen allerdings nicht mehr ausreichen. In Kapitel 3.2.12 und 3.2.13 sind daher die Gasnetzinfrastruktur sowie Kavernenspeicher kurz vorgestellt worden. Das bereits bestehende Gasnetz bietet dem Methan die Möglichkeit, kostengünstig vom Ort der Erzeugung in nahegelegene Speicherorte zu gelangen, wozu sich vor allem Kavernenspeicher bestens eignen. Diese, von dichten Gesteinsschichten umgebenen, unterirdischen Volumina können mit Kohlenwasserstoffen, aber theoretisch auch mit jedem anderen Gas gefüllt und

verschlossen werden. Die Nutzung als Erdgas- sowie Methanspeicher bietet sich an, da das aus grünen Energien gewonnene Methan zusammen mit herkömmlichem Erdgas ohne nennenswerte Beeinträchtigung der Qualität gelagert werden kann. Weitere Kavernenspeicher könnten zur Speicherung von Kohlendioxid dienen, in denen große Mengen möglichst ortsnah an den jeweiligen Verbrauchern gelagert werden.

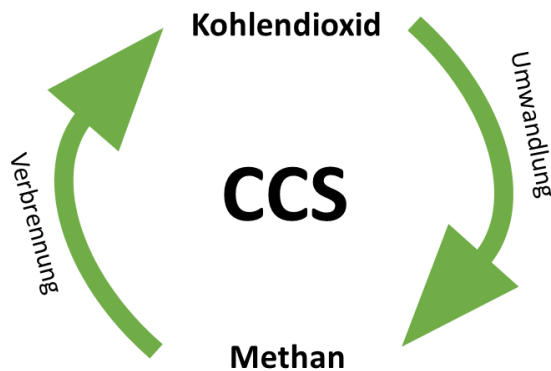


Abbildung 55: CCS-Prinzip

Wie die obige Beschreibung schon zeigt, ist eine Anwendung im kleinen Maßstab nicht wirtschaftlich, deshalb werden die lokalen Energiemengen auf regionaler Ebene zusammengefasst, um so größere Umsätze in Power-to-Gas-Anlagen zu ermöglichen. Die in Abbildung 54 gezeigten, nutzbaren Energiemengen geben somit Aufschluss über die Eignung der Installation einer Power-to-Gas-Anlage zur Umsetzung der Energie. Wie zu sehen ist, hat Gebiet „04“ eine große Menge an Energie in den kommenden Jahren zur Verfügung, daher ist die Installation einer solchen Anlage in diesem Gebiet sehr sinnvoll. Neben den wirtschaftlichen Aspekten spielt die Netzsicherheit eine entscheidende Rolle. In den Gebieten, in denen besonders viel Strom anfällt, muss das Netz größere Mengen an Energie übertragen können. Damit es hier weder zu einer Netzüberlastung noch zu einem Netzzusammenbruch kommt, wird der Strom in diesen Fällen abgeregelt. Dieses Szenario sollte jedoch in den kommenden Jahren so nicht stattfinden, daher muss diese Energie ortsnah mithilfe der Power-to-Gas-Anlagen abgenommen werden. Es haben also nicht nur Wirtschaftsunternehmen den Anreiz, solche Techniken zu installieren, sondern auch die Netzbetreiber, damit sie eine möglichst hohe Netzstabilität garantieren können. Die wirtschaftlichen Berechnungen von den in Kapitel 9 verwendeten Batteriespeichersystemen sowie den Power-to-Gas-Anlagen werden in Kapitel 11 näher erläutert.

10.3 Problematik der gleichzeitigen Erzeugung

Wenn die Erzeugung nah aneinander liegender Kreise miteinander verglichen wird, so kann festgestellt werden, dass sich die Erzeugungsprofile auf lokaler Ebene nicht wesentlich voneinander unterscheiden. Die Möglichkeit zur Installation von erneuerbaren Energien hängt maßgeblich von der Größe der jeweiligen Gebiete ab. So erlauben Regionen mit einer großen Fläche in der Regel die Errichtung von deutlich mehr regenerativen Anlagen als solche mit kleineren. Sollten zwei dieser Kreise nebeneinander liegen, so ähnelt sich das Erzeugungsprofil der jeweiligen Erzeugerarten stark, was zur Folge hat, dass überschüssiger Strom aus dem Gebiet nicht oder nur in geringen Mengen an den benachbarten Sektor abgegeben werden kann. Mit weiterem Ausbau von Erzeugungsanlagen steigen die Zeiten, in denen in benachbarten Gebieten die Erzeugung den Verbrauch zur gleichen Zeit überwiegt, was eine Verteilung von überschüssiger Energie weiter erschwert. Zur Verdeutlichung werden dazu in Abbildung 56 zwei direkt anliegende Kreise, Paderborn und Soest, gegeneinandergestellt. Dies zeigt, dass die Erzeugung in den verschiedenen Jahren zwar unterschiedlich ausfallen kann, wenn jedoch überschüssige Energie vorliegt, so fällt diese in der Regel im anderen Gebiet auch an. Dadurch bedingt, dass Soest im Vergleich zu Paderborn weniger installierte Leistung durch erneuerbare Erzeuger aufweisen kann, sind die Zeiten, in denen in Soest zu viel regenerativer Strom produziert wird, im Jahr 2030 deutlich geringer. Eine Analyse dieses Jahres hat zudem ergeben, dass zu den Zeiten, in denen in Soest der Verbrauch die Erzeugung überwiegt und in Paderborn überschüssiger Strom zur Verfügung steht, in Soest nur wenig Energie direkt verbraucht werden kann, da die eigene Erzeugung dieses Kreises die benötigte Energie fast vollständig liefert. Diese Problematik kann auch in den Folgejahren nicht verhindert werden, was dazu führt, dass die angrenzende Region Paderborn nur einen geringen Einfluss auf die erneuerbare Energieversorgung im Kreis Soest nehmen kann. Durch die steigende Anzahl an regenerativen Anlagen nimmt dieses Problem in den kommenden Jahren weiter zu, wie die Gegenüberstellung des Jahres 2050 zeigt. Soest wird mehr und mehr in der Lage sein, seinen gesamten Verbrauch durch eigens erzeugte Strommengen zu decken und Überschussstrom zu produzieren. Gemeinsam mit dem wachsenden Überschuss in Paderborn entsteht hier also eine Region mit viel überschüssiger Energie, welche überregional verbraucht werden muss, sollte sie einen direkten Abnehmer benötigen.

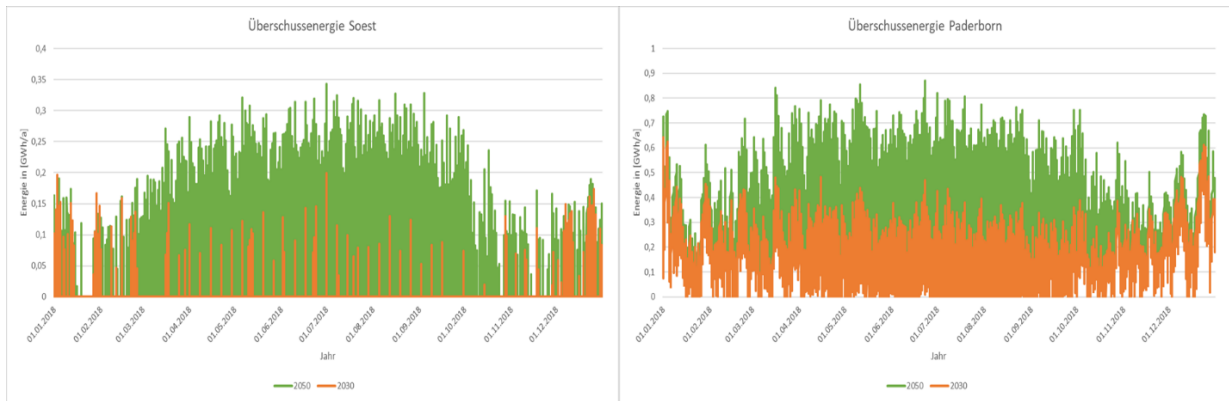


Abbildung 56: Überschüssige Energie der Kreise Soest und Paderborn

Ländliche Gebiete mit einer geringen Populationsdichte im Vergleich zur installierten Leistung regenerativer Anlagen erzeugen oftmals deutlich mehr Strom als sie selbst benötigen. Diese Energie sollte in anderen, verbrauchsstärkeren Gebieten abgenommen werden, was oftmals nicht möglich ist, da die großen Verbraucherkreise nicht in unmittelbarer Nähe liegen und der Strom daher überregional verteilt werden muss. Dadurch entstehen Übertragungsverluste und Schwierigkeiten bei der Netzstabilität für den Netzbetreiber. Diese Energie soll regional gesammelt und mittels Elektrolyse- oder Power-to-Gas-Anlagen in Wasserstoff oder Methan umgewandelt und in geeigneten Speichern saisonal verfügbar gemacht werden.

10.4 Energieverteilung des umgewandelten Stroms

Die, in Abbildung 54 bereits skizzierte, überschüssige Energie wird daher, wie in Kapitel 10.2 beschrieben, mittels Power-to-Gas- und Elektrolyseanlagen in die chemischen Produkte Wasserstoff und Methan umgewandelt. Die eingesetzte Technik des HELMETH-Projektes bietet für die nachträgliche Verwertbarkeit des Stoffes den größten Nutzen. Das so produzierte Methan kann mit einem Wirkungsgrad von bis zu 76 Prozent hergestellt werden, was im Vergleich zu Elektrolysesystemen keinen nennenswerten Unterschied darstellt [31]. Bei den verschiedenen Techniken der Elektrolyse wird von einem Wirkungsgrad von 74 Prozent für die AEL, von 67 Prozent für die PEMEL und von 82 Prozent für die HTES ausgegangen [113]. Da das Methanisierungsverfahren des HELMETH-Projektes als vorgeschaltetes Element zur Herstellung von Wasserstoff eine HTES hat und die Abwärme zur Produktion des Methans aus Wasserstoff und Kohlendioxid genutzt wird, wird dieses System als das für die Energiewende geeignetste angesehen. Der geringfügig verringerte Wirkungsgrad wird wieder dadurch aufgefangen, dass es bereits bestehende Infrastrukturen aufgrund des Gasnetzes und diverser Kavernenspeicher gibt, in welchen der erzeugte Stoff eingespeist und gespeichert werden kann. Die Rückverstromung kann durch Gasturbinen und Brennstoffzellen bewerkstelligt werden, wobei die Gasturbinen von Kraftwerken dazu genutzt werden können, das benötigte Kohlendioxid für die Methanisierung vorzuhalten. Der Wirkungsgrad von GuD-Kraftwerken, also von Kraftwerken, welche zur Erzeugung von Strom eine Gasturbine und eine nachgeschaltete

Wärmerückgewinnung nutzen, kann bis zu 60 Prozent betragen [114]. Bei SOFC-Systemen kann der Wirkungsgrad ebenfalls mit 60 Prozent im optimalen Betriebsfall angegeben werden. Diese Brennstoffzellentechnologie kann vor allem im Leistungsbereich von 5 bis 100 Kilowatt verwendet werden und bietet so die passende Ergänzung zu großen Erzeugeranlagen im MW-Bereich [115].

Das PLZ-Gebiet „01“ wird exemplarisch für die restlichen Gebiete ausgewertet und dient als Erläuterung der Mechanik des Kartographierungstools. Dieses Gebiet umfasst die Kreise und Städte „Dresden“, „Sächsische Schweiz-Osterzgebirge“, „Bautzen“, „Meißen“ sowie „Oberspreewald-Lausitz“. Aus Abbildung 57 kann entnommen werden, wie viel Restenergie jeder Ort, ohne die Unterstützung aus anderen Kreisen und Gebieten, noch von fossilen Stromlieferanten decken muss. Zu sehen ist, dass vor allem die Stadt Dresden und die Kreise Sächsische Schweiz-Osterzgebirge sowie Bautzen Probleme mit der Versorgung aus erneuerbaren Energien haben. Der benötigte Verbrauch kann in den kommenden Jahren gesenkt werden, jedoch reicht es vor allem in Dresden nicht, um den Anteil erneuerbarer Energien signifikant zu steigern. Insgesamt 770 GWh stehen dem PLZ-Gebiet „01“ im Jahr 2030 aus umliegenden Gebieten zur Verfügung, welche zur einfacheren Handhabung gleichmäßig auf alle Kreise und Städte des Gebietes „01“ verteilt worden sind. Diese Gleichstellung führt dazu, dass jeder Ort/Kreis etwa 155 GWh nutzen kann, um fossile Erzeugnisse zu ersetzen. Der zur Verfügung stehende Strom wird nicht direkt in die umliegenden Landkreise eingespeist, da zuerst der auf See produzierte Strom zu großen Verbrauchern geführt wird. Zu diesen Verbrauchern gehört beispielsweise auch die Stadt Dresden des Gebietes „01“. Nach der Versorgung durch die, in Kapitel 10.5 näher erläuterte, Offshore-Windenergie kann der regional anfallende, überschüssige Strom nicht mehr direkt genutzt werden und wird daher erst in den chemischen Stoff Methan umgewandelt und gespeichert. Diese Umwandlung reduziert die zur Verfügung stehende Energiemenge auf etwa 115 GWh, bietet jedoch den Vorteil der flexiblen Verfügbarkeit. Bei der Rückverstromung dieser Energiemengen können, zwecks Erhöhung des regenerativen Stromanteils, durch Brennstoffzellen oder BHKWs insgesamt etwa 70 GWh Strom erzeugt werden. Mithilfe der neuen Technologien können so ein Strom-zu-Strom-Wirkungsgrad von etwa 45 Prozent erzielt und Lastspitzen besser gedeckt werden. Für die in Abbildung 57 zu sehenden Städte und Kreise bedeutet dies, dass die verbliebenen Energiemengen im Jahr 2030 mit maximal 70 GWh Strom aus grünen Quellen gedeckt werden können. Schon ohne die Belieferung von Offshore-Windenergie ist der Kreis Oberspreewald-Lausitz in der Lage, seinen regenerativen Anteil auf 100 Prozent zu erhöhen. Eine weitere Versorgung durch überregionale Erzeuger oder Methan ist somit für diesen Kreis nicht notwendig. Des Weiteren bleiben in letztgenannter Region Energien übrig, die weiterhin für die Deckung des Verbrauchs umliegender Regionen aus regenerativen Anlagen genutzt werden können. Das eingespeicherte Methan kann durch die Kapazitäten des deutschen Gasnetzes grundsätzlich jedem Sektor in Deutschland zur Verfügung gestellt werden.

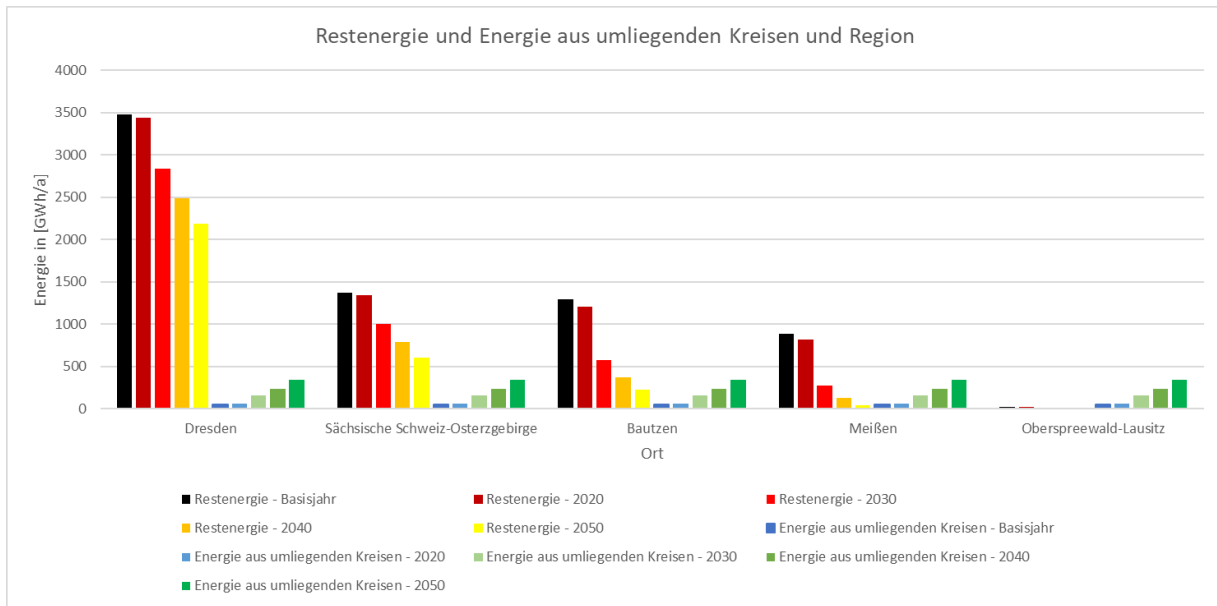


Abbildung 57: Restenergie und Energie aus umliegenden Kreisen und Region

Zweck dieses Vorgehens ist die Ermittlung von Gebieten, welche besonders viel Strom zur weiteren Deckung ihres Verbrauchs benötigen. In diesem Beispiel kann der Bedarf der Stadt Dresden nicht gedeckt werden und muss durch Offshore-Windstrom weiter bedient werden. Die so ermittelten Städte, Gebiete und Räume werden vorrangig durch HÖS-Stromtrassen angebunden. Neben einer bestmöglichen Ausnutzung der erneuerbaren Energien kann so eine zukünftige Ausbauempfehlung für den Trassenbau innerhalb Deutschlands gegeben werden.

10.5 Einbindung der Offshore-Windenergie

Im Folgenden werden die Städte und Kreise mit dem größten Verbrauch im Basisjahr 2018 betrachtet und ausgehend von diesem Jahr für die Jahre 2020 bis 2050 hinsichtlich ihrer Verbrauchsmengen miteinander verglichen (vgl. Tabelle 4). Berlin hat sowohl 2018 als auch 2050 den höchsten Verbrauch, der nicht mit eigener, erzeugter Energie oder Strom aus den umliegenden Kreisen gedeckt werden kann, daher sollte zukünftig eine Stromtrasse Berlin mit Strom versorgen können. Die weiteren Städte zeigen, dass sich der restliche, benötigte Verbrauch im Laufe der Jahre stark verändern kann. Regionen, welche in früheren Jahren einen höheren Verbrauch aufwiesen als andere in dieser Liste, werden zukünftig weniger Energie benötigen. Die Städte Stuttgart und Karlsruhe liefern hier das passende Beispiel, der Verbrauch der Stadt Karlsruhe ist anfangs höher als der der Stadt Stuttgart, aber bereits im Jahr 2030 fällt der restliche Bedarf geringer aus. Des Weiteren bietet diese Auflistung die Möglichkeit, Regionen zu erkennen, welche einen erhöhten Bedarf haben, so kann beispielsweise im Kreis Baden-Württemberg die Region zwischen Stuttgart und Karlsruhe, welche Städte sehr weit oben im Energiebedarf vertreten sind, als solche ausgemacht werden. Auch Nordrhein-Westfalen, vor allem das Ruhrgebiet, braucht zur Bedienung des Verbrauchs sehr viel Hilfe aus erneuerbaren Energien, da

mit Dortmund, Essen, Düsseldorf und Köln vier Städte in den Top 15 der Gebiete mit dem größten Verbrauch nach Nutzung aller verfügbaren Energien gelistet sind.

Tabelle 4: Verbrauch der energieintensivsten Städte nach Einbindung aller Onshore-Energien

Verbrauch nach Einbindung aller zur Verfügung stehenden Energien [GWh/a]						
Nr.	Stadt/Kreis	Verbrauch				
		2018	2020	2030	2040	2050
1.	Berlin	23499	23289	19081	16585	14467
2.	Hamburg	10706	10560	8147	6849	5627
3.	München	9054	8969	7295	6211	5299
4.	Köln	6934	6885	5766	5070	4488
5.	Hannover	6348	6226	4608	3727	2867
6.	Frankfurt am Main	4658	4611	3807	3341	2943
7.	Karlsruhe	4063	3943	2785	2102	1522
8.	Stuttgart	3987	3958	3299	2878	2529
9.	Düsseldorf	3943	3914	3281	2894	2575
10.	Rhein-Sieg-Kreis	3703	3657	2937	2461	2055
11.	Dortmund	3685	3652	3024	2637	2317
12.	Essen	3677	3645	2975	2532	2139
13.	Recklinghausen	3504	3439	2629	2159	1731
14.	Dresden	3454	3415	2771	2377	2034
15.	Nürnberg	3232	3199	2621	2262	1962

Im Weiteren wird auf die verbleibende Offshore-Windenergie, welche nicht durch einen direkten Verbrauch genutzt werden kann, eingegangen. Die Abbildung 58 zeigt, dass im Jahr 2020 weitestgehend alle Energien ausgenutzt werden können, es jedoch in den Jahren darauf, bedingt durch den starken Ausbau von Windenergieanlagen und energiesparenden Techniken, zu einem deutlichen Überschuss an nicht nutzbarem Strom kommt. Vor allem in den Wintermonaten wird mitunter viel Energie produziert, welcher nicht genutzt werden kann. Diese Veranschaulichung zeigt, dass die direkte Distribution von Strom in die jeweiligen Regionen den Stromverbrauch senken kann, es jedoch nicht möglich ist, alle erzeugten Energien direkt zu verwenden. Aus diesem Grund wird die nicht benötigte Energie direkt vor Ort in Methan umgewandelt und folgend in das Gasnetz integriert sowie in Kavernen- und Porenspeichern eingelagert.

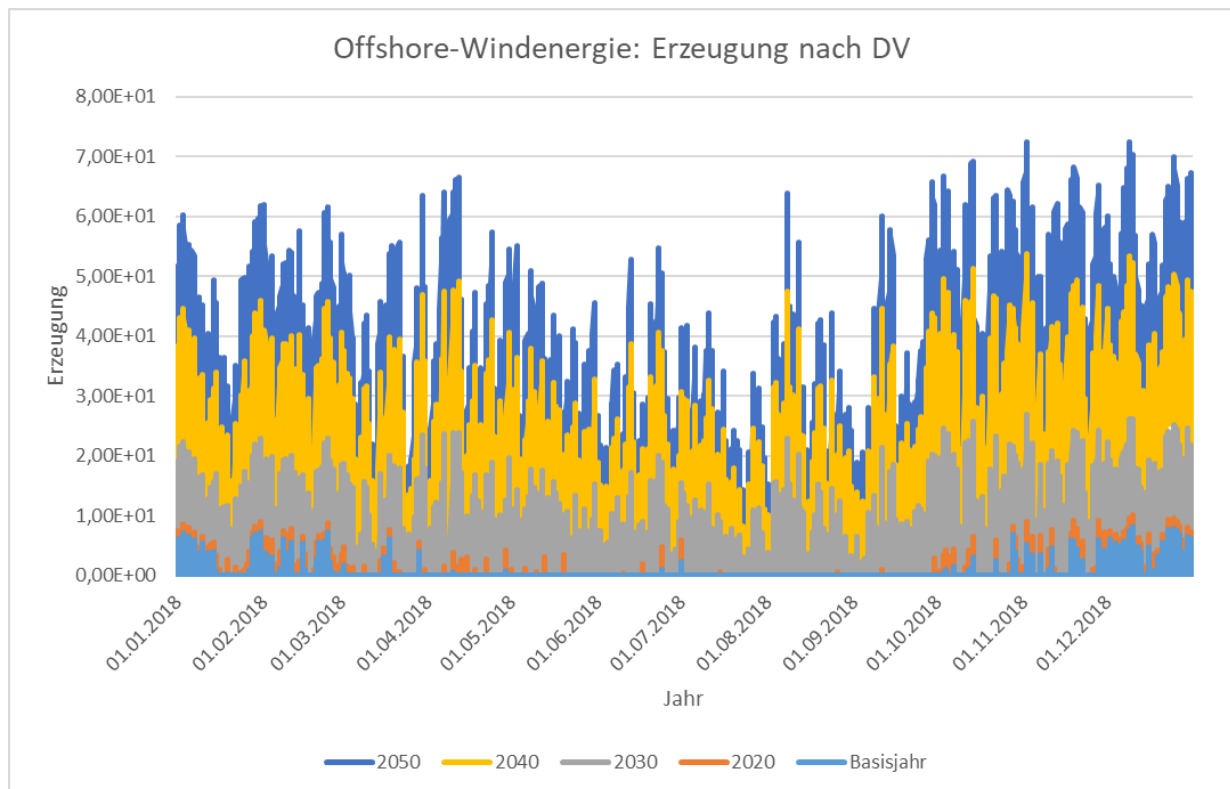


Abbildung 58: Offshore-Windenergie: Erzeugung nach Direktverbrauch

Die Einbindung der Offshore-Windenergie hat einen deutlichen Einfluss auf die noch benötigte Energie aller Verbraucher. Wie in Tabelle 5 zu sehen ist, kann zum Beispiel der Bedarf der Stadt Berlin im Jahr 2020 um zirka weitere 3.000 GWh gesenkt werden. Im Jahr 2030 sinkt der restliche Verbrauch um weitere 6.000 GWh auf insgesamt noch 13.000 GWh. Erkennbar ist allerdings auch, dass die ausschließlich direkte Nutzung von regenerativem Strom nicht das gewünschte Ergebnis der vollständigen Autarkie von fossilen Energien liefern kann. So wird der Verbrauch im Jahr 2050 zwar von 14.500 GWh auf 9.900 GWh gesenkt, gleichzeitig sinkt jedoch der Anteil des Offshore-Stroms von 6.000 GWh auf etwa 5.500 GWh, obwohl die Produktion aus diesen Anlagen zunimmt. Es wird mit steigender Effizienz von elektrischen Verbrauchern und dem damit einhergehenden sinkenden Verbrauch weniger Zeiträume geben, in denen Verbrauch und Erzeugung zeitgleich auftreten. Es braucht also weiterhin Möglichkeiten, den erzeugten Strom nutzbar zu machen. Nichtsdestotrotz kann die direkte Nutzung des regenerativen Stroms einiges zur besseren Versorgung aus sauberen Quellen beitragen, da auch andere Städte und Kreise von der Einbindung signifikant profitieren. Der Verbrauch von München kann beispielsweise im Jahr 2030 um weitere 2.300 GWh aus grünem Strom gedeckt werden, jedoch zeigt sich auch hier, dass der Anteil von Windenergie bis 2050 nicht weiter zunehmen wird. Ein weiteres Phänomen kann beobachtet werden: Die Stadt Köln ist ein großer Abnehmer von Windstrom und kann im Jahr 2030 ihren Verbrauch um 2.800 GWh auf 3.900 GWh senken. In den folgenden Jahren nimmt die Stadt jedoch immer weniger Strom ab. Dies führt zu einer geringeren Nutzung in den Jahren 2040 und 2050. So werden im Jahr 2040 nur noch 2.200 GWh und 2050 1.400 GWh abgenommen. Neben der sinkenden Ausnutzung von Offshore-Strom ist jedoch ersichtlich, dass

der Verbrauch der Stadt Köln im Jahr 2050 mit zirka 3.060 GWh höher ausfällt als im Jahr 2040, wo der Verbrauch nach direkter Nutzung bei 2.800 GWh liegt. Durch Effizienzsteigerungsmaßnahmen kann in Köln Strom, der in Zeiten eines hohen Verbrauchs im Jahr 2040 gut abgenommen werden konnte, im Jahr 2050 nicht mehr in gleicher Höhe genutzt werden, da der Bedarf schlicht gesunken ist. Dieses Phänomen, dass Erzeugung und Verbrauch immer öfter entkoppelt voneinander auftreten, kann in vielen Städten und Kreisen beobachtet werden und der vorhandenen Strom kann schlechter direkt abgenommen werden.

Tabelle 5: Verbrauch nach Einbindung der Offshore-Windenergie

Verbrauch nach Einbindung der Offshore-Windenergie [GWh/a]						
Nr.	Stadt/Kreis	Verbrauch				
		2018	2020	2030	2040	2050
1.	Berlin	21302	20597	12994	9287	9879
2.	Hamburg	9705	9339	5548	3835	3843
3.	München	8208	7932	4968	3478	3619
4.	Köln	6286	6089	3927	2839	3065
5.	Hannover	5755	5507	3138	2087	1958
6.	Frankfurt am Main	4222	4078	2593	1871	2009
7.	Karlsruhe	3684	3487	1896	1177	1039
8.	Stuttgart	3614	3500	2246	1611	1727
9.	Düsseldorf	3574	3462	2234	1620	1759
10.	Rhein-Sieg-Kreis	3357	3234	2000	1378	1403
11.	Dortmund	3341	3230	2059	1477	1582
12.	Essen	3334	3223	2026	1418	1461
13.	Recklinghausen	3177	3042	1790	1209	1182
14.	Dresden	3131	3020	1887	1331	1389
15.	Nürnberg	2930	2830	1785	1267	1340

10.6 Deckung der Restenergie

Die restliche, nicht genutzte Energie der Offshore-Windenergie wird durch Elektrolyse- und Power-to-Gas-Anlagen direkt vor Ort in Wasserstoff und Methan umgewandelt. So kann, wie oben beschrieben, eine gute Speicherung und ein zufriedenstellender Transport durch das Gasnetz und in Kavernen gewährleistet werden. Als zusätzliche Energien stehen somit die in Abbildung 58 gezeigten Offshore-Strommengen zur Verfügung. Die überschüssige Energie beträgt im Jahr 2020 nur etwa 2.700 GWh und im Jahr 2030 bereits etwa 37.000 GWh. Im Jahr 2050 steigt dieser Überschuss stark auf etwa 250.000 GWh an. Da dieser Strom nicht mehr direkt genutzt werden kann, muss er, wie der überschüssige Strom an Land (vgl. Kapitel 10.4), umgewandelt werden. Das so produzierte Methan wird überregional in Deutschland gespeichert und bedarf keiner genauen Aufteilung in die jeweiligen Kreise oder Städte, da ein Transport zu den Abnehmern jederzeit durch die Gasnetzinfrastruktur gewährleistet werden kann. In Tabelle 6 sind nochmals die größten Verbraucher Deutschlands zu sehen. Der Bedarf dieser Orte wird durch das produzierte Methan gedeckt und führt bereits im Jahr 2030 zu erheblichen Minderungen des restlichen Verbrauchs. Berlin senkt so beispielsweise seinen Verbrauch um weitere 4.000 GWh gegenüber der direkten Einbindung des Offshore-Stroms und verbraucht noch zirka 9.900 GWh. Bereits im Jahr 2040 ist für alle Gebiete eine vollständige Deckung des Stroms durch regenerative Energien möglich. Die installierte Leistungsmenge an Offshore-Windenergieanlagen produziert dementsprechend genügend Strom, um ganz Deutschland bereits 2040 regenerativ zu versorgen.

Tabelle 6: Restlicher Verbrauch nach Nutzung von Methan aus Offshore-Windenergieanlagen

Restlicher Verbrauch nach Nutzung von Methan aus Offshore-Windenergie [GWh/a]						
Nr.	Stadt/Kreis	Verbrauch				
		2018	2020	2030	2040	2050
1.	Berlin	21105	20232	9880	0	0
2.	Hamburg	9616	9174	4218	0	0
3.	München	8132	7791	3777	0	0
4.	Köln	6228	5981	2986	0	0
5.	Hannover	5701	5409	2386	0	0
6.	Frankfurt am Main	4183	4006	1971	0	0
7.	Karlsruhe	3649	3425	1442	0	0
8.	Stuttgart	3581	3438	1708	0	0
9.	Düsseldorf	3541	3400	1699	0	0
10.	Rhein-Sieg-Kreis	3326	3177	1521	0	0
11.	Dortmund	3310	3173	1566	0	0
12.	Essen	3303	3166	1540	0	0
13.	Recklinghausen	3147	2988	1361	0	0
14.	Dresden	3102	2967	1435	0	0
15.	Nürnberg	2903	2779	1357	0	0

Die vollständige Versorgung aller Kreise durch erneuerbare Energien kann, wie in Abbildung 59 zu sehen, bis zum Jahr 2040 gelingen. Um dieses Vorhaben umsetzen zu können, ist jedoch ein deutlich schnellerer Zubau von erneuerbaren Anlagen und deren unterstützenden Technologien, wie den Power-to-Gas-Anlagen und Brennstoffzellen sowie Gaskraftwerken zur Rückverstromung, von Nöten. Ohne die Einbindung von Speicher- und Umwandlungsmöglichkeiten können die Ziele der Energiewende nicht erreicht und auch die vollständige Versorgung mit regenerativem Strom bis zum Jahr 2050 nicht umgesetzt werden. Eine weitreichende Förderung dieser Technologien ist daher neben dem vorgeschriebenen Ausbau von regenerativen Quellen besonders wichtig. Außerdem zeigt die untenstehende Abbildung, dass der erzeugte Strom bis zum Jahr 2030 direkt mit eingebunden werden kann, es in den darauffolgenden Jahren einen steten Anstieg an Stunden, in denen eine direkte Abnahme nicht gelingt, gibt und überschüssige Energien anderweitig verbraucht werden müssen.

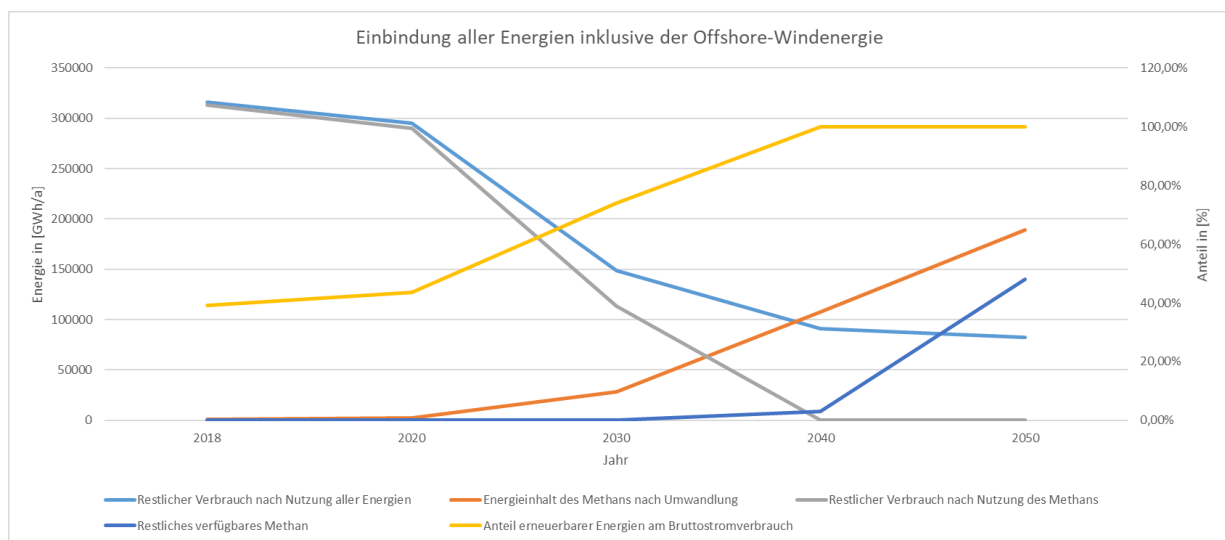


Abbildung 59: Einbindung aller Energien inklusive der Offshore-Windenergie

Abschließend wird der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch auf lokaler Ebene vor und nach der Einbindung der Offshore-Windenergie gegenübergestellt (vgl. Tabelle 7). Hier ist zu erkennen, dass der regenerative Anteil nach Nutzung von Speicher- und Umwandlungstechnologien fast die gesamte Strombereitstellung der Stadt oder des Kreises ausmacht. So ist Berlin nur durch Strom, welcher in und um Berlin erzeugt wurde, nicht in der Lage, einen höheren EE-Anteil als etwa zwölf Prozent aufzuweisen. Erst die Nutzung von Offshore-Windenergie in Strom- und Methanform macht es möglich, genügend Energie zu Zeiten, in denen sie auch verbraucht werden kann, bereitzustellen, um das gesamte Gebiet sicher zu versorgen. Gleiches gilt auch für andere Großstädte. Dortmund oder Düsseldorf können sich beispielsweise noch weniger selbst versorgen als Berlin, da sie nicht in der Lage sind, genügend Energie zu generieren, um auch nur zehn Prozent ihres Verbrauches decken zu können. Mithilfe der zusätzlichen Strommengen kann jedoch bereits 2030 auch für diese Städte eine hohe Versorgung mit erneuerbaren Energien gewährleistet werden.

Tabelle 7: Anteil erneuerbarer Energien auf lokaler Ebene vor Nutzung von Offshore-Windenergie

Anteil erneuerbarer Energien vor der Nutzung der Offshore-Windenergie						
[%]						
Nr.	Stadt/Kreis	Anteil				
		2018	2020	2030	2040	2050
1.	Berlin	1,8%	2,5%	6,0%	8,4%	11,7%
2.	Hamburg	8,8%	9,9%	18,1%	22,8%	29,9%
3.	München	3,5%	4,2%	8,3%	12,5%	17,4%
4.	Köln	0,2%	0,4%	1,7%	3,1%	5,2%
5.	Hannover	14,0%	15,5%	26,3%	33,2%	43,2%
6.	Frankfurt am Main	2,9%	3,8%	6,5%	8,0%	10,4%
7.	Karlsruhe	15,8%	18,2%	32,0%	42,4%	53,9%
8.	Stuttgart	1,4%	2,0%	3,9%	6,0%	8,7%
9.	Düsseldorf	0,1%	0,7%	2,0%	3,1%	4,7%
10.	Rhein-Sieg-Kreis	3,1%	4,2%	9,4%	14,9%	21,4%
11.	Dortmund	1,5%	2,2%	4,7%	6,8%	9,5%
12.	Essen	1,0%	1,8%	5,6%	10,0%	15,9%
13.	Recklinghausen	10,6%	12,2%	20,9%	27,2%	35,5%
14.	Dresden	3,3%	4,3%	8,6%	12,1%	16,8%
15.	Nürnberg	2,2%	3,0%	6,4%	9,5%	13,2%

Tabelle 8: Anteil erneuerbarer Energien auf lokaler Ebene nach Nutzung von Offshore-Windenergie

Anteil erneuerbarer Energien nach der Nutzung der Offshore-Windenergie [%]						
Nr.	Stadt/Kreis	Verbrauch				
		2018	2020	2030	2040	2050
1.	Berlin	11,8%	15,3%	51,3%	100,0%	100,0%
2.	Hamburg	18,0%	21,7%	57,6%	100,0%	100,0%
3.	München	13,3%	16,8%	52,5%	100,0%	100,0%
4.	Köln	10,0%	13,4%	49,1%	100,0%	100,0%
5.	Hannover	22,7%	26,6%	61,9%	100,0%	100,0%
6.	Frankfurt am Main	12,8%	16,4%	51,6%	100,0%	100,0%
7.	Karlsruhe	24,4%	28,9%	64,8%	100,0%	100,0%
8.	Stuttgart	11,5%	14,9%	50,2%	100,0%	100,0%
9.	Düsseldorf	10,3%	13,7%	49,3%	100,0%	100,0%
10.	Rhein-Sieg-Kreis	13,0%	16,8%	53,1%	100,0%	100,0%
11.	Dortmund	11,5%	15,1%	50,7%	100,0%	100,0%
12.	Essen	11,1%	14,7%	51,1%	100,0%	100,0%
13.	Recklinghausen	19,7%	23,7%	59,1%	100,0%	100,0%
14.	Dresden	13,2%	16,9%	52,7%	100,0%	100,0%
15.	Nürnberg	12,1%	15,8%	51,6%	100,0%	100,0%

11 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Da die Ausbaumengen für regenerative Erzeuger seitens der Bundesregierung für PV- und Onshore-Windenergieanlagen bis zum Jahr 2030 und für Offshore-Windenergieanlagen bis zum Jahr 2040 durch das EEG sowie das WindSeeG festgelegt sind und die hier getroffene Prognose einen steten Ausbau dieser Energiemengen vorsieht, wird keine Wirtschaftlichkeitsberechnung für diese Technologien durchgeführt. Lediglich Zusatztechnologien, wie Batteriespeicher und Power-to-Gas-Anlagen zur Erzeugung des notwendigen Methans zur Umsetzung der Energiewende, werden berechnet, um zu zeigen, dass ein Zubau dieser Technologien bereits zu einem frühen Zeitpunkt sehr sinnvoll ist und nicht aufgeschoben werden sollte. In den folgenden Kapiteln werden die untenstehenden Begriffe zur Berechnung der Techniken verwendet. Um später nicht explizit darauf einzugehen, werden sie kurz erläutert:

CO₂-Vermeidungskosten:

Emissionen von Kohlendioxid sind der Hauptverursacher des Klimawandels, daher hat das Umweltbundesamt einen Wert definiert, der den entstandenen Umweltschaden in Bezug auf eine Tonne des ausgestoßenen CO₂ wiedergeben soll. Der Kostensatz für emittierte Treibhausgase lag im Jahr 2021 bei 201 Euro pro Tonne Kohlendioxid und wird als Maßstab verwendet, um bspw. den verursachten Klimaschaden von Unternehmen im Zuge von Energieaudits nach DIN EN 16247 zu ermitteln [116].

Die CO₂-Vermeidungskosten können nach untenstehender Formel berechnet werden:

$$K_{V-CO_2} = \frac{K_i - K_{Ref}}{m_{CO_2,Ref} - m_{CO_2,i}} \quad [117]$$

mit:

- K_{V-CO_2} = CO₂-Vermeidungskosten (in €/t CO₂)
- K_i = Vollkosten (Investition, Betriebskosten) einer Technologie i mit geringeren Treibhausgasemissionen als eine Referenztechnologie, abzüglich der Verkaufserlöse für eventuelle Produkte, die in der Referenztechnologie nicht erzeugt werden (in €/Jahr),
- K_{Ref} = Vollkosten einer Referenztechnologie (in €/Jahr)
- $m_{CO_2,i}$ = erwartete Emissionen der CO₂-ärmeren Technologie i (in t/Jahr)
- $m_{CO_2,Ref}$ = erwartete Emissionen der Referenztechnologie (in t/Jahr)

Kalkulationszinssatz:

Der Kalkulationszinssatz wird i.d.R. vom Unternehmen mitgeteilt und ist der Zinssatz, zu dem die Investitionssumme anderweitig angelegt werden kann, bzw. der Zinssatz, zu dem die Investitionssumme geliehen wird [118].

Statische Kosteneinsparung:

Die statische Kosteneinsparung berechnet die Menge an Geld, die durch eine Investition, bspw. in eine Energieeffizienzmaßnahme, jährlich eingespart werden kann und damit dem Nutzer zusätzlich zur

Verfügung steht. Hier werden, wie bei der statischen Amortisation, keine veränderbaren Werte zur Berechnung angenommen [117, pp. 248-249].

$$G = E - K \quad [117]$$

mit:

G = Gewinn (in €/Jahr)
E = Erlöse (in €/Jahr)
K = Kosten (in €/Jahr)

Statische Amortisationszeit:

Die Wirtschaftlichkeit wird anhand unveränderlicher Parameter gemessen, d.h. es werden bspw. weder Preissteigerung noch anderweitig veränderliche Kosten berücksichtigt und in die Berechnung mit eingepflegt [119].

$$t_A = \frac{K_0}{R} \quad [117]$$

mit:

t_A = Amortisationszeit (in Jahren)
 K_0 = eingesetztes Kapital (in €)
R = jährliche Rückflüsse (in €/Jahr)

Dynamische Amortisationszeit:

Die dynamische Amortisationszeit stützt sich darauf, dass der Kapitalwert einer Investition unter gleichbleibenden Umständen im Regelfall zeitlich veränderlich ist und wächst. Parameter, die die dynamische Amortisationszeit beeinflussen, sind bspw. Preissteigerungsraten für Brennstoffe und Strom sowie der angesetzte Kalkulationszinssatz eines Unternehmens oder Privatanlegers [120].

$$t_{A,dyn} \approx t^* + \frac{KW_{t^*}}{KW_{t^*} - KW_{t^*+1}} \quad [117]$$

mit:

$t_{A,dyn}$ = dynamische Amortisationszeit (in Jahren)
KW = Kapitalwert (in €)
 t^* = Periode, in der letztmalig ein negativer kumulierter Barwert auftritt
 t^*+1 = Periode, in der erstmalig ein positiver Barwert auftritt

Kapitalwert:

Der Kapitalwert ist ein Barwert sämtlicher Ausgaben und Einnahmen aus einem Investitionsprojekt und gibt in dieser Arbeit am Ende der Lebenserwartung den zu erwartenden positiven oder negativen

Ertrag wieder [121]. Er wird in der Regel mit der Kapitalwertmethode bestimmt. Das grundlegende Prinzip dieser Methode ist, dass die anfängliche Investition eine Ausgabe und daher negativ zu bewerten ist. Diese negative Bilanz muss in den folgenden Jahren durch die zu erzielenden Erlöse und Überschüsse erwirtschaftet werden. Ist die Differenz aus jährlichen Einnahmen und Ausgaben positiv, so kann ein Überschuss verzeichnet werden. Am Ende des Betrachtungszeitraums gibt der Kapitalwert Aufschluss darüber, ob sich die Investition im betrachteten Zeitraum als wirtschaftlich und somit lohnenswert erwiesen hat. Die Methode kann nach untenstehender Formel berechnet werden [117, p. 261].

$$KW = \sum_{t=0}^T (e_t - a_t) * \frac{1}{(1+i)^t} \quad [117]$$

mit:

t	= Zeitindex
T	= letzter Zeitpunkt, in dem Zahlungen anfallen (in Jahren)
e _t	= Einzahlungen zum Zeitpunkt t (in €/Jahr)
a _t	= Auszahlungen zum Zeitpunkt t (in €/Jahr)
i	= Kalkulationszinssatz (dezimal)
(1+i) ^{-t}	= Abzinsungsfaktor

Annuität:

Die Annuität ist die von Zinssatz und Laufzeit abhängige Zahlungsmenge, welche jährlich getätigt werden muss, um nach Laufzeitende die zu zahlenden Kosten getilgt zu haben. Anfangs werden mittels der Annuitätenmethode vermehrt Zinsen abgezahlt, erst zum Ende wird die eigentliche Investitionssumme abgetragen [122]. Mit der Annuitätenmethode kann der jährliche Vermögenszusatz ermittelt werden, mit dem ein Investor eine Entscheidungsgrundlage zur Investition in eine bestimmte Technologie ermutigt werden kann. Die Berechnung der Annuität nach der Annuitätenmethode kann untenstehender Formel entnommen werden [117, pp. 267-268].

$$A = KW * \frac{(1+i)^T * i}{(1+i)^T - 1} = KW * a \quad [117]$$

mit:

A	= Annuität (in €/Jahr)
KW	= Kapitalwert (in €)
i _t	= Zinssatz (dezimal)
T _t	= letzter Zeitpunkt, in dem Zahlungen anfallen (Nutzungsdauer)
a	= Annuitätsfaktor

Rendite (interner Zinsfuß):

Rendite bezeichnet den jährlichen Gesamtertrag, der aus einer eingesetzten Menge Kapital

erwirtschaftet werden kann. Ist die Rendite positiv, kann aus dem eingesetzten Kapital die berechnete Rendite erwartet werden, ist sie negativ, so sinkt der Wert der Investitionssumme [123]. Bei der internen Zinsfuß-Methode wird die effektive Verzinsung einer Investition mit Hinzunahme der jährlich anfallenden Zahlungen berücksichtigt. Der Wert, der mittels der internen Zinsfuß-Methode ermittelt wird, kann als Leitwert für eine Geldanlage gesehen werden. Wird eine Geldanlage bspw. mit einem Kalkulationszinssatz zur Geldanlage von fünf Prozent versehen und ergibt die interne Zinsfuß-Methode eine positive Rendite innerhalb des Nutzungszeitraums, so generiert die Investition einen höheren Ertrag als wenn nur das Geld bei einer steten Verzinsung von fünf Prozent angelegt worden wäre. Die Berechnung kann nach untenstehender Gleichung durchgeführt werden [117, pp. 271-272].

$$IRR \approx i_1 + \frac{KW_1}{KW_1 - KW_2} * (i_2 - i_1) \quad [117]$$

- IRR = interner Zinsfuß (in%)
- i_1 bzw i_2 = Zinssatz, mit dem sich KW_1 bzw. KW_2 errechnet (in %)
- KW_1 = positiver/negativer Kapitalwert (in €)
- KW_2 = positiver/negativer Kapitalwert (in €)

11.1 Batteriespeichertechnologien

Die Installation von Batteriespeichern wurde in dieser Arbeit ausschließlich für den privaten Sektor besprochen, daher müssen die Investitionskosten eines solchen Speichers für Einzelpersonen so attraktiv sein, dass die Anschaffung dieser Technologie aus wirtschaftlicher Sicht lukrativ ist. Um einen Batteriespeicher einträglich betreiben zu können, muss der Einkaufspreis durch das Delta zwischen der Vergütung durch eingespeisten Strom und dem Strom, welcher zum Netztarif vom jeweiligen Anbieter bezogen werden muss, genutzt werden. Die Einspeisevergütung einer eventuell installierten PV-Anlage bildet den unteren anzusetzenden Wert und der Bezugspreis von Netzstrom den oberen anzusetzenden Wert des Deltas ab. Wenn bspw. die Nutzung einer Kilowattstunde Strom aus dem Netz 30 Cent kostet und eine durch die Solaranlage erzeugte KWh einen Ertrag von acht Cent für die Einspeisung in das Netz garantiert, so beträgt der gesparte Betrag durch den Batteriespeicher, sollte diese KWh dort eingespeichert werden, 22 Cent. Durch die in Kapitel 9.2.3 getroffenen Annahmen besitzt jeder Haushalt, der einen Batteriespeicher installiert, die dazugehörige PV-Anlage und ist daher in der Lage, seinen erzeugten Strom zu speichern und zu einem späteren Zeitpunkt wieder abzunehmen. Diese Differenz zwischen gespeicherter Kilowattstunde Strom und dementsprechend entfallendem Netzstrombezug und der Einspeisevergütung bildet die Grundlage zur Wirtschaftlichkeitsberechnung des Batteriespeichers. Die Einspeisevergütung ist dabei zwischen dem 01.01.2020 und 01.01.2022 um 17 Prozent auf nunmehr 6,83 Cent pro Kilowattstunde für PV-Anlagen mit einer Leistung von weniger als 10 Kilowatt gefallen [124]. Dieser Wert wird durch den Degressionsmechanismus des EEG in den kommenden Jahren weiter fallen. Als weitere Annahme zur Berechnung wurde die Annahme getroffen, dass dieser Wert konstant bleibt. So soll gezeigt werden,

dass die Installation von Batteriespeichern bereits bei einer gewissen Auslastung wirtschaftlich durchführbar ist.

Als weitere Grundlage wurde der Strompreis nach Abbildung 60 bestimmt. Basierend auf einer Studie zur Entwicklung der Strompreise an der Strombörse, durchgeführt durch die Agora Energiewende, wurde der Strompreis für private Haushalte bis 2035 prognostiziert. Die Auswertung dieser Prognose zeigt, dass der Preis für Stromhandelsprodukte an der Strombörse weitestgehend konstant bleibt [125]. Die Annahme zugrunde legend, dass der Preis an der Stromhandelsbörse für Energieversorger bei der Ermittlung der Kosten für den gelieferten Strom ausschlaggebend ist, wurde ein relativ konstanter Strompreis von etwa 30 Cent pro kWh in den nächsten Jahren bestimmt. Politische Auswirkungen auf den Strompreis werden in dieser Arbeit nicht berücksichtigt, da davon ausgegangen wird, dass diese äußeren Einflüsse keinen nachhaltigen Effekt auf den prognostizierten Strompreis in den kommenden Jahrzehnten haben werden. Auch die Investitionskosten für Batteriespeichersysteme werden in den kommenden Jahren gesenkt werden können, da aber auch dieser Preis nicht vollständig abschätzbar ist, wird mit den Investitionskosten für Lithium-Ionen-Speicher (Li-Ionen-Speicher) aus dem Jahr 2021 gerechnet, welche sich auf zirka 725 Euro belaufen [126]. Skalierungseffekte werden in den nächsten Jahren zu Preissenkungen dieser Technologien führen, jedoch ist auch hier ein konstanter, hoher Wert gewählt worden, um die bereits vorhandene Wirtschaftlichkeit dieses Systems herauszustellen.

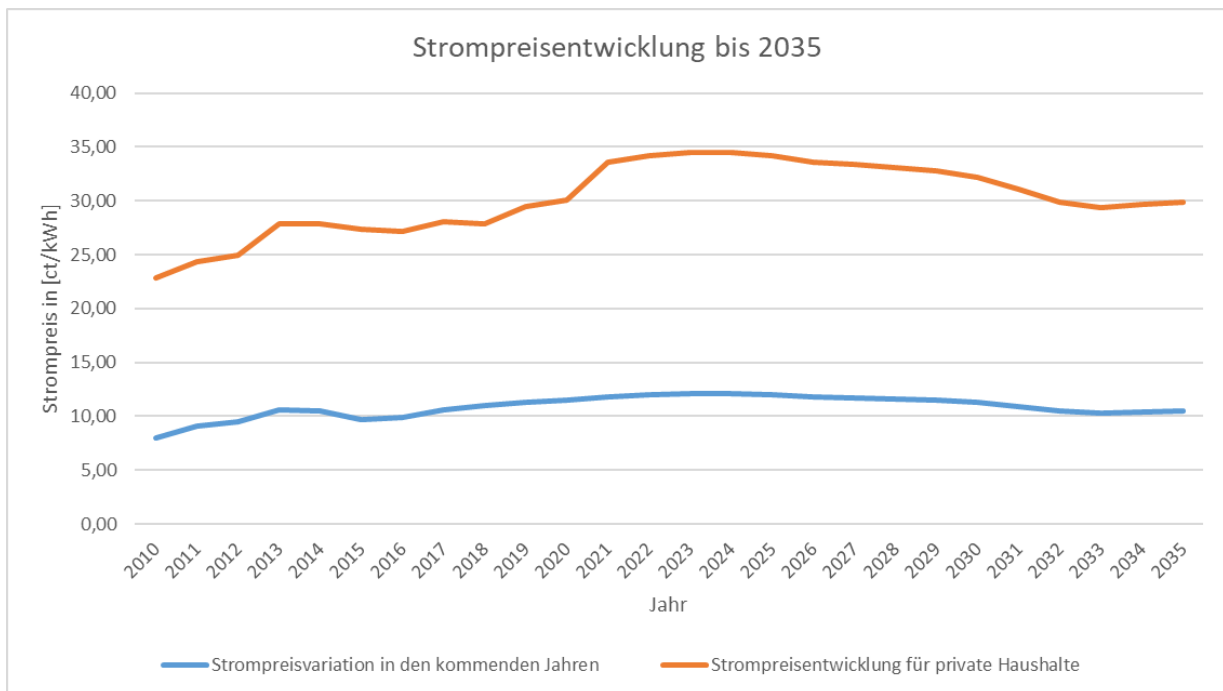


Abbildung 60: Strompreisentwicklung bis 2035

In Kapitel 9 wurden bereits die Installationsparameter für Batteriespeicher erläutert. Kurz zusammengefasst werden in 50 Prozent aller Haushalte Batteriespeicher mit einer Größe von fünf kWh installiert. Mit den erläuterten Parametern belaufen sich die Anschaffungskosten für einen

Batteriespeicher auf etwa 3.600 Euro, welche über die Lebensdauer der Anlage abgeschrieben werden müssen. Eine durchschnittliche Auslastung von 75 Prozent soll garantieren, dass Batteriespeicher wirtschaftlich betrieben werden können, diese technische Annahme soll nun in diesem Kapitel belegt werden. Als weitere Annahme zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit für Batteriespeicher wurde daher angenommen, dass die Auslastung eines Systems nicht erhöht werden kann und demnach bei zirka 274 Vollladezyklen pro Jahr verweilt. Im Schnitt beträgt die durchschnittliche Lebensdauer eines Lithium-Ionen-System etwa 15 Jahre oder 5.000 Vollladezyklen, mit einer Auslastung von etwa 75 Prozent wird die Zyklenanzahl jedoch nicht erreicht, sodass der Batteriespeicher seine Investitionskosten über den alterungsbedingten Lebenszeitraum generieren muss. Um zu zeigen, dass ein Batteriespeicher auch im schlechtmöglichsten Fall wirtschaftlich betrieben werden kann, wird daher eine weitere Annahme in dieser Arbeit getroffen. Die Vollladezyklen des Batteriespeichers verbleiben bei zirka 274 Zyklen im Jahr. Dennoch wird auch an dieser Stelle nochmals erwähnt, dass der Ertrag aus erneuerbaren Energien und somit auch die überschüssige, nicht verbrauchte Energie jährlich steigt und Batteriespeichertechnologien daher in der Zukunft häufiger zum Einsatz kommen sollten.

Mit diesen getroffenen Annahmen ist ein Batteriespeichersystem in der Lage, etwa 280 Euro Stromkosten im Jahr einzusparen. Auf die altersbedingte Lebenserwartung bezogen bedeutet diese durchschnittliche Stromersparnis von 280 Euro im Jahr, dass in etwa 4.500 Euro an Netzstromkosten eingespart werden können. Dem gegenüber stehen Anschaffungskosten in Höhe von zirka 3.600 Euro sowie Betriebskosten über den Abschreibzeitraum von etwa 600 Euro. Berechnet wurden die Betriebskosten jährlich mit einem Prozent der Investitionssumme. Daraus ergeben sich jährlich wiederkehrende Kosten von etwa 40 Euro. Eine Wirtschaftlichkeit über die Lebensdauer von 15 Jahren ist dementsprechend gegeben. Da die Auslastung jedoch Jahr für Jahr gesteigert werden kann, ist auch mit größeren Einsparungen durch das Batteriespeichersystem zu rechnen. Des Weiteren werden bei erhöhter Nachfrage und Produktverbesserungen die Installationskosten sinken und somit das Batteriespeichersystem weiter vergünstigen. Dieses Beispiel wurde anhand von Strompreissteigerungen zwischen 2020 und 2035 sowie den im Vergleich zu späteren Jahren geringen überschüssigen Energiemengen berechnet.

Das nachfolgende Beispiel zeigt ein Batteriespeichersystem, welches in den Jahren 2035 bis 2050 betrieben wird. Zur Berechnung der Stromkosten wurde eine Preissteigerungsrate von Strom in Höhe von 1,5 Prozent angenommen, was im Jahr 2035 zu einem Preis von etwa 37,6 Cent pro kWh sowie im Jahr 2050 zu einem Strompreis von etwa 47 Cent pro kWh führt. Abbildung 61 zeigt die Speicherbeladung im Jahr 2035, hier kann bereits erkannt werden, dass der Speicher an fast jedem Tag im Jahr voll be- und wieder entladen werden kann. Die Vollladezyklen sind im Vergleich zum Jahr 2030 bereits deutlich gesteigert worden. Die weiteren, oben getroffenen Annahmen, wie beispielsweise eine konstante EEG-Vergütung in Höhe von 6,83 Cent pro Kilowattstunde, werden übernommen, um eine gute Vergleichbarkeit der Batteriespeicher in unterschiedlichen Jahren zu erzielen. Die Vollladezyklenanzahl liegt im Jahr 2035 bei zirka 300 und im Jahr 2050 bei etwa 350 Zyklen. Um auch hier wieder vom schlechtmöglichsten Fall auszugehen, wird mit konstant 300 Vollladezyklen pro Jahr

gerechnet. Mit den erläuterten Parametern belaufen sich die Anschaffungskosten für einen Batteriespeicher auf etwa 3.600 Euro, welche über die Lebensdauer der Anlage abgeschrieben werden. Mit den für dieses Beispiel getroffenen Annahmen können durch das System etwa 420 Euro an Stromkosten im Jahr eingespart werden. Auf die altersbedingte Lebenserwartung bezogen bedeutet diese durchschnittliche Stromersparnis, dass in etwa 6.700 Euro an Netzstromkosten eingespart werden können. Dem gegenüber stehen Anschaffungskosten in Höhe von zirka 3.600 Euro sowie Betriebskosten über den Abschreibzeitraum von etwa 600 Euro. Berechnet wurden die Betriebskosten auch hier wieder jährlich mit einem Prozent der Investitionssumme. Daraus ergeben sich wiederkehrende Kosten von etwa 40 Euro im Jahr. Da sich die Investitions- und Betriebskosten nicht geändert haben, kostet auch dieses System insgesamt zirka 4.200 Euro über den Betriebszeitraum. Dem gegenüber stehen Einnahmen, bzw. eingesparte Stromkosten in Höhe von etwa 6.700 Euro. Eine Wirtschaftlichkeit über die Lebensdauer von 15 Jahren ist dementsprechend gegeben. Auch kann mit diesem Beispiel belegt werden, dass die Batteriespeicher zukünftig in der Lage, sind deutlich mehr Kosten einzusparen als es noch zwischen den Jahren 2020 bis 2035 der Fall ist.

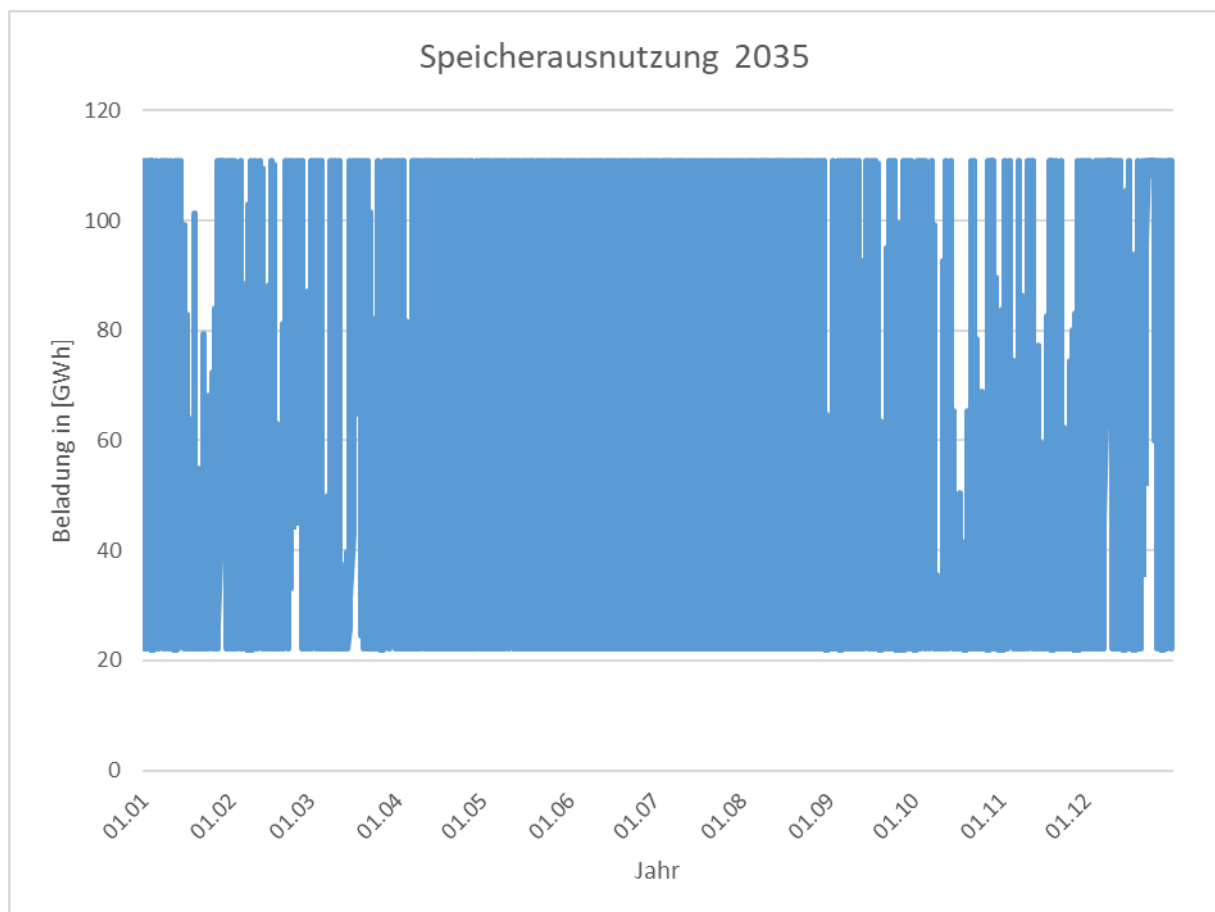


Abbildung 61: Speicherausnutzung im Jahr 2035

Insgesamt werden mit den getroffenen Annahmen in Deutschland etwa 22 GWh an Batteriespeicherkapazität installiert werden. Bis zum Jahr 2050 müssen diese Speicher bei einer zu erwartenden Lebensdauer von 15 Jahren einmal getauscht werden, was zu insgesamt Investitionskosten in Höhe von etwa 32,1 Milliarden Euro führt. Zusätzlich sind Betriebsmittel in Höhe von zirka 320 Millionen Euro vorzuhalten, um die Systeme allesamt warten zu können. Kombiniert ergeben Investitions- und Betriebskosten dementsprechend in den Jahren 2020 bis 2050 ungefähr 32,5 Milliarden Euro. Dem gegenüber stehen Einnahmen in Höhe von zirka 39,15 Milliarden Euro. Es können also abzüglich der zu tätigen Kosten etwa sieben Milliarden Euro, verteilt auf alle Haushalte, an Netzstrombezugskosten eingespart werden.

Das folgende Beispiel soll die Wirtschaftlichkeit eines Batteriespeichers in einem 4-Personen-Haushalt, welcher von 2020 bis 2035 betrieben wird, verdeutlichen. Das Gebäude hat eine 10 kWp Anlage auf dem Dach installiert und der Batteriespeicher speichert nur den Strom, der nicht direkt verbraucht werden kann, zwischen. Der Jahresverbrauch des Haushaltes liegt im Jahr 2020 bei 5.500 kWh.

Tabelle 9: Daten der PV-Anlage des Beispielhaushaltes

Technische Eckdaten		
Angenommene Dachfläche	[m ²]	50
Leistung PV-Anlage	[kWp]	10
Spezifischer Jahresertrag	[kWh/kWp]	841
Erzeugte Strommenge	[kWh/a]	8.410
Selbstgenutzte Strommenge	[kWh/a]	3.778
Eigenstromquote	[%]	45%
Eingespeiste Strommenge	[kWh/a]	4.632
CO ₂ -Einsparung	[kg/a]	3.501
Lebensdauer	[a]	20

In Tabelle 9 ist zu erkennen, dass die angenommene Dachfläche von 50 m² ausreicht, um eine 10 kWp Anlage auf dem Dach des Gebäudes zu installieren. Diese Anlage ist mit dem spezifischen Jahresertrag von 841 Volllaststunden (vgl. Kapitel 4.1.3) für PV-Anlagen im Bundesland NRW in der Lage, insgesamt 8.410 kWh Energie zu erzeugen, welche in Kombination mit einem fünf Kilowattstundenspeicher zu 45 Prozent direkt verbraucht werden kann. Die restliche Energiemenge wird in das Netz eingespeist und muss durch andere Verbraucher genutzt werden. Die selbstgenutzte Strommenge von 3.778 kWh führt zu einer CO₂-Einsparung von etwa 3.500 kg im Jahr. In Tabelle 10 sind noch einmal die technischen Eckdaten des installierten Batteriespeichers aufgeführt. Die Speichergröße beträgt fünf Kilowattstunden und der Speicher weist eine Vollladezyklenzahl von 5.000 auf, bevor er ersetzt werden sollte. Die 10 kWp PV-Anlage speist insgesamt 330-mal in einem Jahr Strom in den Speicher ein, bzw. gibt der Speicher so oft Strom an den Haushalt auch wieder ab. Die eingespeicherte Energiemenge beträgt daher im Jahr zirka 1.000 kWh und führt zu einer CO₂-Einsparung von etwa 432 kg jährlich.

Tabelle 10: Technische Eckdaten des Batteriespeichers

Technische Eckdaten		
Speichergröße	[kWh]	5
Vollladezyklenanzahl	[-]	5.000
Lade- und Entladezyklen der PV-Anlage	[-]	330
Eingespeicherte Energiemenge im Jahr	[kWh/a]	1.076
CO ₂ -Einsparung	[kg/a]	432
Technische Nutzungsdauer	[a]	15

Die oben erwähnten Investitionskosten für einen Batteriespeicher sind in Tabelle 11 genauer erläutert. So fallen für die Materialkosten etwa 2.700 Euro sowie für die Installationskosten durch die Elektrofachkraft etwa 960 Euro an. Daraus ergibt sich eine Gesamtinvestitionssumme von etwa 3.600 Euro. Die Elektrofachkraft wurde mit einem für Marktverhältnisse üblichen Stundensatz von 60 Euro pro Stunde kalkuliert und der Aufwand zur Installation auf insgesamt zwei Arbeitstage geschätzt.

Tabelle 11: Investitionskosten Batteriespeicher

Berechnung Investition		
Geschätzte Materialkosten	[EUR]	2.707
Geschätzte Kosten Elektrofachkraft	[EUR/h]	60
Geschätzter Zeitaufwand Gesamt	[h]	16
Gesamtkosten Elektrofachkraft	[EUR]	960
Investition Gesamt	[EUR]	3.667

In Tabelle 12 ist eine detailliertere Wirtschaftlichkeitsberechnung zur Amortisationszeit des Batteriespeichers zu finden. In einem Jahr ist die Batterie mit den ermittelten Speichermengen in der Lage, insgesamt 394 Euro an Stromkosten einzusparen, was zu einer statischen Amortisationszeit von etwa 9 Jahren führt. Mit einem angenommenen Kalkulationszinssatz von drei Prozent sowie einer Preissteigerungsrate von ebenfalls drei Prozent pro Jahr ergibt sich eine dynamische Amortisationszeit von etwa 10 Jahren, d.h. der Batteriespeicher ist in der Lage, nach 10 Jahren seine Kosten zu erwirtschaften und bis zum Ende seiner altersbedingten Lebenserwartung einen Mehrwert von zirka 2.200 Euro zu generieren. Die zu erwartenden Gewinne des Batteriespeichers abzüglich seiner Investitionskosten umgelegt auf die Lebenserwartung betragen 171 Euro pro Jahr, dies entspricht etwa einer fünfprozentigen Rendite des investierten Geldes und ist als eine lohnenswerte Investition anzusehen.

Tabelle 12: Wirtschaftlichkeitsberechnung Batteriespeicher

Wirtschaftlichkeit		
Investition	[EUR]	3.667
Statische Kosteneinsparung	[EUR/a]	394
Statische Amortisation	[a]	9,31
Dynamische Amortisation	[a]	10,36
Kapitalwert	[EUR]	2.201
Annuität	[EUR/a]	171
Rendite (Internaler Zinsfuß)	[%]	5%

In Abbildung 62 ist die statische Amortisationszeit des Batteriespeichers nochmal grafisch aufgetragen. Hier sind die Kosten in Blau und der Ertrag über die kommenden Jahre in Orange dargestellt. Der Schnittpunkt dieser beiden Achsen liegt bei zirka neun Jahren, ab welchem Zeitpunkt der Batteriespeicher seine Kosten erwirtschaftet hat und dem Eigentümer einen Mehrwert verspricht. Die Kapitalverzinsung in Grau macht deutlich, dass es nicht lohnenswerter ist, diese Investitionssumme mit einer dreiprozentigen Verzinsung anderweitig anzulegen, da der Batteriespeicher über die Lebenserwartung größere Gewinne bzw. Kosteneinsparungen garantieren wird. Die laufenden (Betriebs-)Kosten z.B. für Wartungen am Batteriespeicher sind in die Ertragsberechnung inkludiert und können ebenfalls untenstehender Grafik entnommen werden

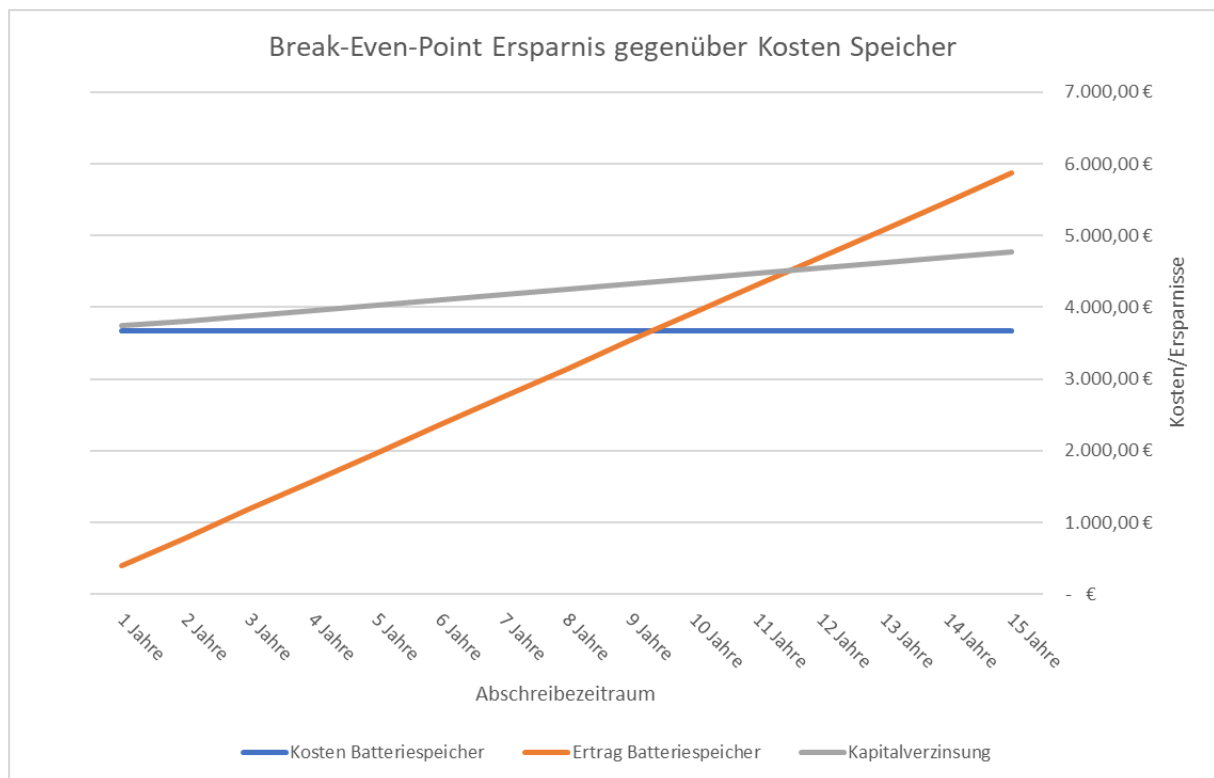


Abbildung 62: Statische Amortisationszeit des Batteriespeichers

11.2 Power-to-Gas-Anlage

Die Berechnung der Wirtschaftlichkeit für Elektrolyse- und Power-to-Gas-Anlagen gestaltet sich dagegen schwieriger als die für Batteriespeicher, da es nur wenige Daten über spezifische Anlagen und ihre Kosten gibt. Als Grundlage zur Berechnung wurde daher eine Studie der Prognos AG über die Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger gewählt [127, p. 31]. Zu installierende Anlagen werden aus dem Grund der bislang geringen Verfügbarkeit nur in großem Maßstab betrachtet und sind somit nur für die Wirtschaft, sprich große Industrieunternehmen, von Relevanz. Privathaushalte werden bei der Anschaffung dieser Technologie nicht mitberücksichtigt. Da vor allem die neu entwickelte Technologie des HELMETH-Projektes zur Umwandlung des Stroms in Methan genutzt wird und es sich hierbei um eine Reihenschaltung einer Hochtemperaturelektrolyse (HTES) und einen Methanisierungsprozess handelt, wurden die Investitionskosten der HTES und der Methanisierung pro Kilowattstunde zu 2.664 Euro pro Kilowatt in 2020 bis hin zu 1.386 Euro pro Kilowatt in 2050 bestimmt. Grundlage für diese Bestimmung ist ein Working Paper der technischen Universität Berlin, in welchem neben den wissenschaftlichen Erkenntnissen zum Umgang mit der Technik auch Kostenabschätzungen sowohl für Elektrolyseure als auch Methanisierungsanlagen durchgeführt wurden [31]. Grundsätzlich sinken die Investitionskosten von technischen Anlagen durch Skaleneffekte, höhere Produktionsvolumina, die Lieferkettenentwicklung und den erhöhten Automatisierungsgrad im Herstellungsprozess. Diese Effekte sind der Grund, warum von der in Abbildung 63 dargestellten Kostenentwicklung zur Investition für die HELMETH-Power-to-Gas-Anlage ausgegangen wird [113, p. 7]. Weiterhin kann erkannt werden, dass die Errichtungskosten pro kW installierter Leistung anfangs schneller sinken als in den darauffolgenden Jahren. Dies liegt vor allem daran, dass die genutzte Technologie immer ausgereifter ist und Entwicklungssprünge nicht mehr so groß ausfallen wie noch in der Anfangsphase.

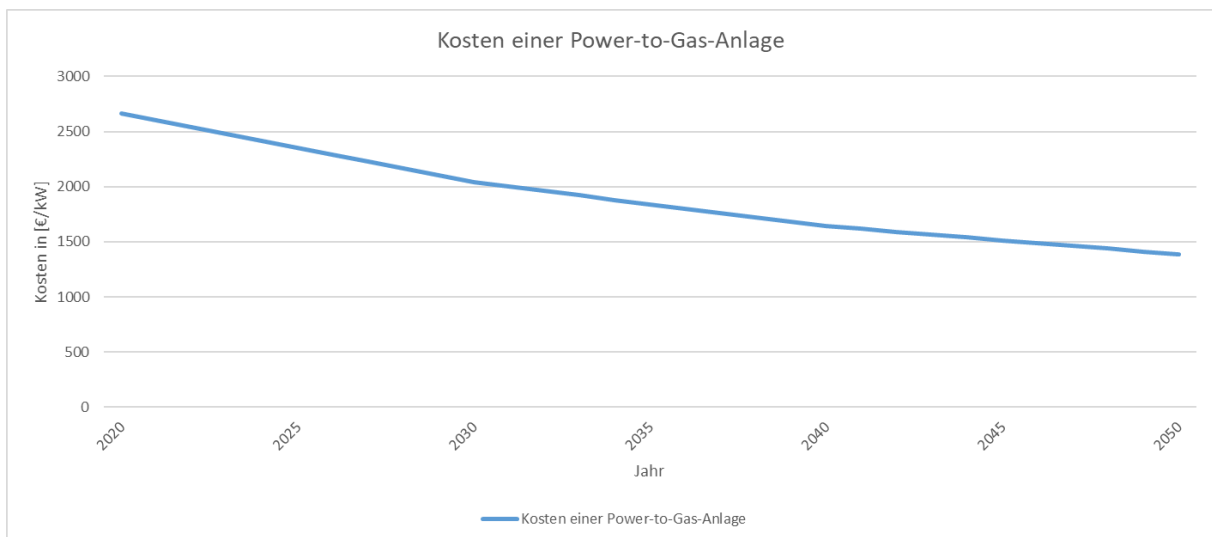


Abbildung 63: Geschätzte Kosten pro Kilowatt der HELMETH-Power-to-Gas-Anlage

Die in Tabelle 13 aufgeführten Leistungen entsprechen der Energiemenge, die innerhalb einer Stunde des Jahres, bspw. im Jahr 2020, erzeugt, jedoch nicht verbraucht werden kann. Die zu installierenden Power-to-Gas-Anlagen müssen demnach mindestens in der Lage sein, diese Leistungsmengen umsetzen zu können. Die Unterteilung Onshore und Offshore wurde deshalb vorgenommen, da die umzuwandelnden Mengen auf See deutlich besser zusammengefasst werden können als die an Land. Die Anlagen auf See werden größer ausfallen und sollten daher in ihren Installationskosten günstiger sein als die vergleichsweise kleinen Anlagen an Land. Da die benötigte Installationsleistung sowohl an Land als auch auf See in etwa gleich groß ist, wurde die Wirtschaftlichkeit mit dem oben genannten Mittelwert berechnet. Im Jahr 2050 gibt es also mindestens eine Stunde des Jahres, in der Onshore etwa 79 GWh und Offshore 72 GWh an überschüssiger Energie produziert werden. Da das Hauptziel darin liegt, keine weiteren erneuerbaren Erzeugnisse zu verschwenden, muss die gesamte Energie dementsprechend genutzt werden. Bis zum Jahr 2050 müssen insgesamt 151 GW Anlagenleistung installiert werden, wobei die Werte der Jahre 2020, 2030 und 2040 dazu dienen, einen Ausbaupfad für die Jahre dazwischen zu ermitteln. So kann eine durchgehende, vollständige Abnahme des regenerativen Stroms gewährleistet werden. Da das Jahr 2020 bereits in der Vergangenheit liegt, wird daher bis 2030 mit einem erhöhten Ausbau der Power-to-Gas-Anlagen gerechnet, so dass der Ausbaupfad ab 2030 wieder eingehalten werden kann.

Tabelle 13: Maximale zeitgleich benötigte Anlagenleistung von PtG-Systemen

benötigte zeitgleiche Leistungsmengen PtG			
Jahr	Onshore	Offshore	Einheit
2020	14,16	10,03	GW
2030	27,75	26,85	GW
2040	47,33	53,71	GW
2050	79,12	72,43	GW

Die in Abbildung 64 dargestellten, selbst entwickelten Ausbauszenarien symbolisieren verschiedene Möglichkeiten, den Leistungszubau bis zum Jahr 2050 zu erreichen. 100 Prozent stehen dabei für die maximale Ausbaumenge von 151 GW. In Szenario zwei wird bspw. ein sehr schneller Ausbau priorisiert, damit die Maschinen frühestmöglich bereitstehen und genutzt werden können. Wie jedoch in Abbildung 65 erkannt werden kann, führt dies zu hohen Kosten vor allem zwischen den Jahren 2030 und 2038, da hier fast die gesamte Leistungsmenge installiert werden soll. Szenario eins sieht einen konstanten Ausbau vor, was zu anfangs hohen Installationskosten führt, welche bis zum Jahr 2050 stetig sinken. Szenario drei beschäftigt sich wieder mit einem schnelleren Zubau, jedoch wird hier ein langsamerer Ausbaupfad als in Szenario zwei gewählt. Die Gesamtmenge soll hier erst im Jahr 2045 vollständig zugebaut worden sein. In Szenario vier bis sieben geschieht der Zubau moderater. Sie sollen gewährleisten, dass die überschüssigen Energiemengen abgenommen werden können, das Gesamtsystem jedoch möglichst kostengünstig errichtet werden kann. Die hauptsächlichen Kosten entstehen so in den Jahren 2040 bis 2050.

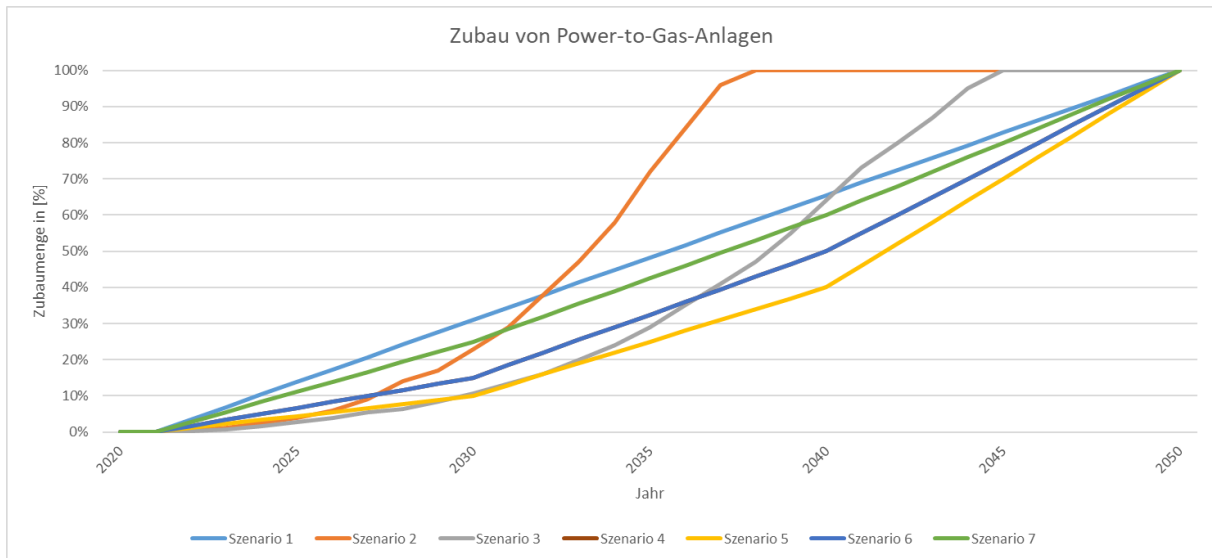


Abbildung 64: verschiedene Zubauszenarien von Power-to-Gas-Anlagen

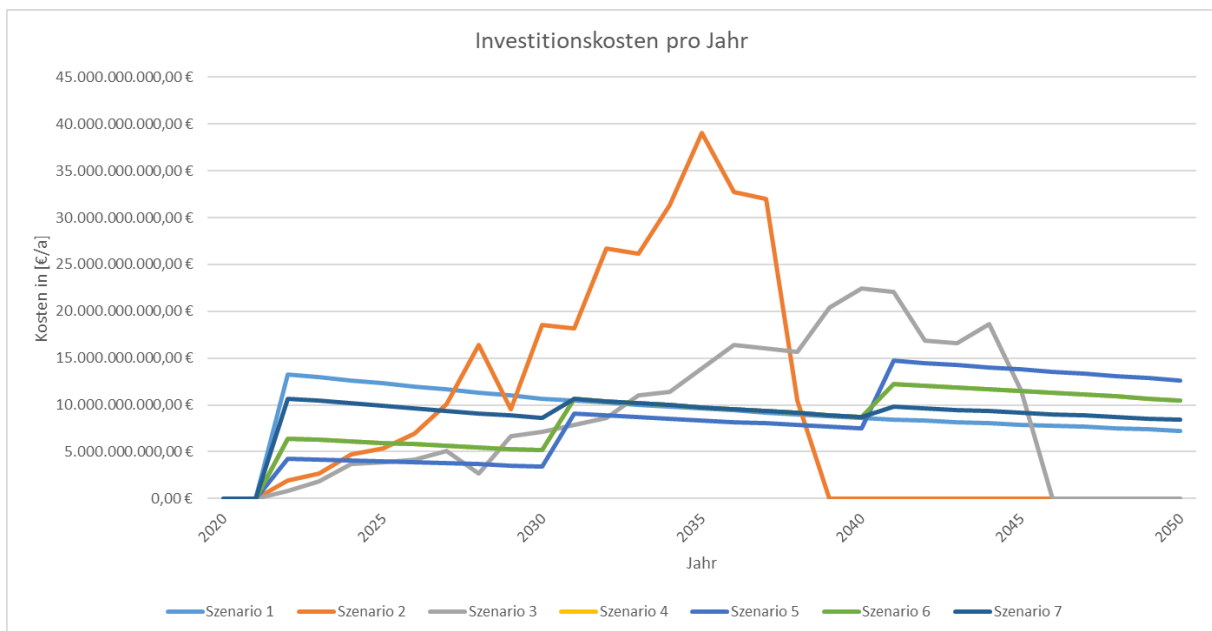


Abbildung 65: Kosten pro Jahr der zugebauten Power-to-Gas-Anlagen

Die gesamten Installationskosten jedes Szenarios sind in Tabelle 14 festgehalten. Hier stellt sich das Szenario zwei, in welchem der Zubau am schnellsten geschieht, mit zirka 293 Milliarden Euro Gesamtkosten als das teuerste aller Szenarien heraus und wird aus wirtschaftlicher Sicht nur dann berücksichtigt, wenn der Ausbau erneuerbarer Energien in den nächsten Jahren stark zunehmen sollte. Das sparsamste Szenario ist demnach Szenario fünf. Hier wird der Großteil der benötigten Energiemenge in den Jahren 2040 bis 2050 installiert, welches zu einer Kostenersparnis von knapp 40 Milliarden Euro verglichen mit Szenario zwei führt. Da die PtG-Anlagen selbst keinen Gewinn erwirtschaften, sondern lediglich Strom in eine andere Energieform, hier Methan, wandeln, soll durch nachstehende Beispiele gezeigt werden, dass die Installation dieser Anlagen notwendig ist und nach

vollständiger Installation alle Anlagen auch wirtschaftlich betrieben werden können. Als Grundlage zur Berechnung wurde der Energieverkauf an der Stromhandelsbörse EEX sowie zu Marktpreisen im Gassegment gewählt. Kalkuliert wurde die Preissteigerungsrate mit drei Prozent jährlich, was in etwa dem Preisanstieg über die letzten Jahrzehnte entsprochen hat. Daraus ergibt sich, basierend auf dem Jahr 2018, ein Gaspreis von vier Cent je kWh für das Jahr 2020 bis hin zu 9,7 Cent je kWh für das Jahr 2050. Auch hier sind politisch bedingte Preisschwankungen wie bspw. der Krieg in der Ukraine nicht mitberücksichtigt. Der Strompreis steigt im selben Zeitraum von 11,5 Cent pro kWh im Jahr 2020 auf 28 Cent pro kWh im Jahr 2050. Weiterhin wird das produzierte Methan zur Stromgewinnung in modernen Gas- und Dampfkraftwerken (kurz: GuD-Anlagen) eingesetzt. Hier können die besten Wirkungsgrade von etwa 58 Prozent für moderne GuD-Anlagen erreicht werden. Dieser Wirkungsgrad wurde gewählt, da die modernsten Anlagen bereits Wirkungsgrade von bis zu 62,4 Prozent erreichen können und ältere Bestandsanlagen einen geringfügig kleineren Wirkungsgrad aufweisen [128]. Die Größe der PtG-Anlagen wird sowohl Onshore als auch Offshore im Mega- bis Gigawattbereich liegen, daher wird die Lebenserwartung auf 30 Jahre geschätzt. In dem zu betrachtenden Zeitraum von 2022 bis 2050 werden demnach keine alten Anlagen abgebaut, erst ab 2052 werden Bestandsanlagen durch neue ersetzt.

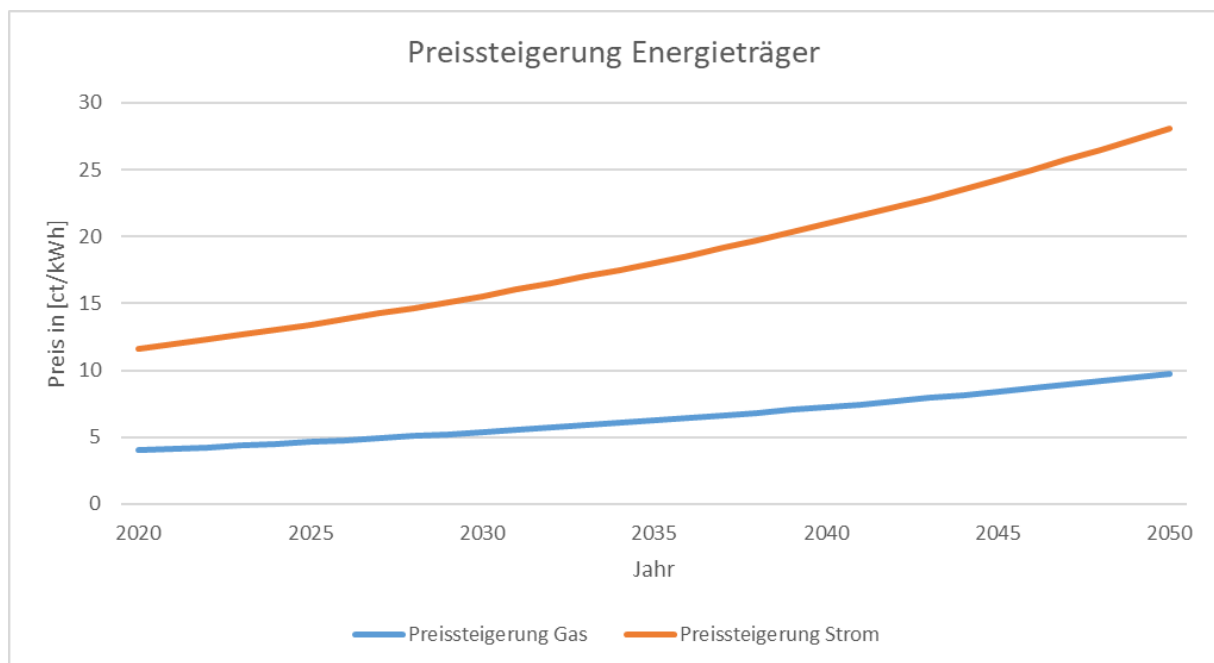


Abbildung 66: Preissteigerung Energieträger

Tabelle 14: Gesamtkosten der verschiedenen Szenarien

Gesamtkosten Zubau Power-to-Gas-Anlagen		
Bezeichnung	Wert	Einheit
Szenario 1	281.000.000.000,00 €	€
Szenario 2	293.000.000.000,00 €	€
Szenario 3	265.000.000.000,00 €	€
Szenario 4	262.000.000.000,00 €	€
Szenario 5	254.000.000.000,00 €	€
Szenario 6	262.000.000.000,00 €	€
Szenario 7	274.000.000.000,00 €	€

Untenstehende Abbildung zeigt die überschüssige Energie aus regenerativen Anlagen. Zu erkennen ist, dass bis zum Jahr 2050 der Überschuss, welcher nicht direkt verbraucht oder in den Batteriespeichern zwischengespeichert werden kann, deutlich ansteigen wird und im Jahr 2050 etwa 365.000 GWh beträgt. Aus diesen 365.000 GWh können etwa 275.000 GWh Methan hergestellt und für andere Zwecke genutzt werden. Ziel ist es, das grüne Gas in GuD-Kraftwerken zu verfeuern, um so Strom zu Zeiten, in denen er benötigt wird, herzustellen. Die zu erwartenden Mengen bei der Rückverstromung betragen im Jahr 2050 etwa 161.000 GWh. Aus diesen jährlich zu erwartenden Energiemengen wird das Geld, welches zur Installation der PtG-Anlagen aufgewendet werden muss, gewonnen. Die folgende Wirtschaftlichkeitsberechnung zeigt, dass sowohl die Investitionskosten als auch die Wartungskosten vom Verkauf des Stromes finanziert werden können und zukünftig mit Gewinnen aus der Umwandlung der überschüssigen Energie gerechnet werden kann. Die Betriebskosten werden auf 1,5 Prozent der Installationskosten der Anlagen geschätzt und in die Wirtschaftlichkeitsberechnung mit einbezogen.

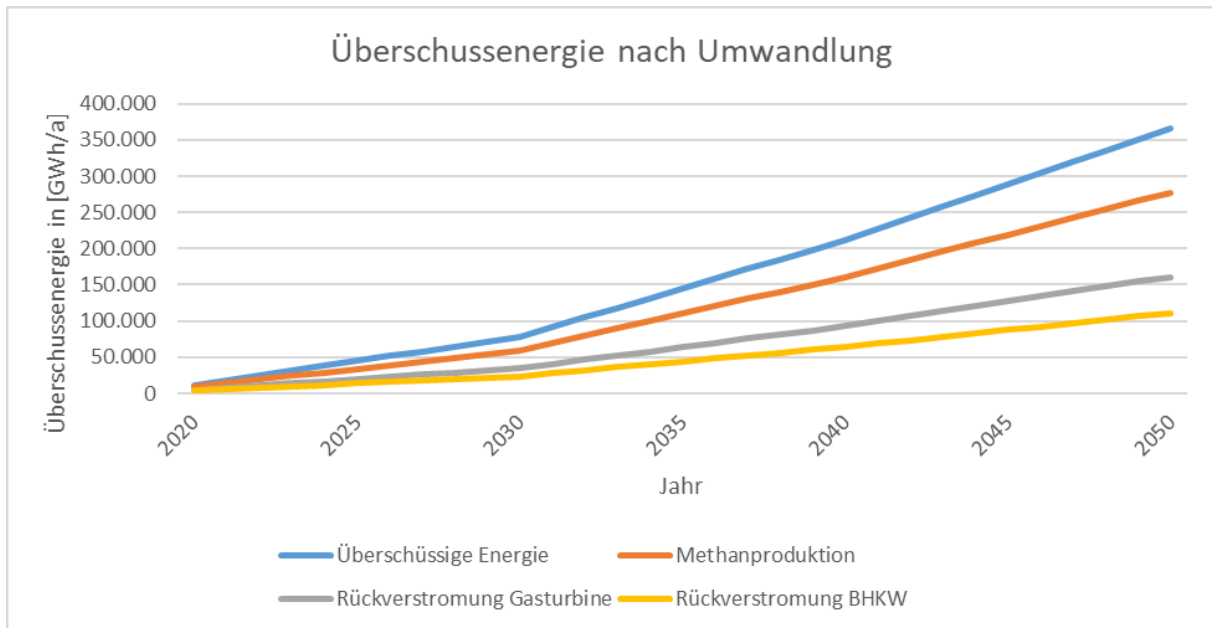


Abbildung 67: Überschüssige Energie aus erneuerbaren Energien

Die zu erwartenden Einnahmen aus dem Stromverkauf steigen von jährlich knapp 1,34 Milliarden Euro im Jahr 2022 auf bis zu 45,3 Milliarden Euro im Jahr 2050. Diese Differenz zeigt nochmals auf, dass der Anteil an überschüssigem Strom in Zukunft deutlich zunehmen wird. Um eine gute Übersicht zu gewährleisten, sind in Abbildung 68 lediglich die Szenarien des konstanten Zubaus (Szenario 1), des teuersten Ausbaupfades (Szenario 2) sowie des günstigsten Ausbaupfades aufgetragen (Szenario 5). In diesen Kosten sind die zu erwartenden Gewinne durch die Rückverstromung des Methans in Gasturbinen sowie die jährlichen Instandhaltungskosten enthalten. Vor allem in Szenario 2 kann erkannt werden, dass ein schneller Zubau wirtschaftlich nicht optimal ist (vgl. Abbildung 68). Da der hauptsächliche Zubau in den Jahren 2030 bis 2038 geschehen soll, entstehen in diesen Jahren immense Kosten, die von den zu erwartenden Gewinnen nicht aufgefangen werden können. Erst mit Fertigstellung aller Anlagen können diese in den folgenden Jahren die Investitionskosten wieder einspielen. Anders verhält es sich bei den Szenarien 1 und 5. Der konstante Zubau in Szenario 1 führt anfangs zu hohen Kosten von etwa 12 Milliarden Euro jährlich, jedoch übersteigen bereits 2035 die Gewinne die Investitionssumme der PtG-Anlagen und es kann durch den Zubau der Technologie mehr Geld eingespart werden als investiert werden muss. Szenario 5 ist das wirtschaftlichste, da der Zubau hier vor allem in den späteren Jahren geschehen wird und die Installationskosten pro kW im Vergleich zu den anderen Szenarien deutlich gesunken sind. Hier können bereits im Jahr 2032 größere Gewinne eingefahren werden als der Ausbau der Technologie kosten würde. Die Investitionssummen, die in den ersten Jahren getätigt werden müssen, ohne dass das System wirtschaftlich operieren kann, könnten bspw. durch Förderprogramme der Bundesregierung subventioniert werden. So kann der Technologie ein möglichst einfacher Markteinstieg gewährt werden.

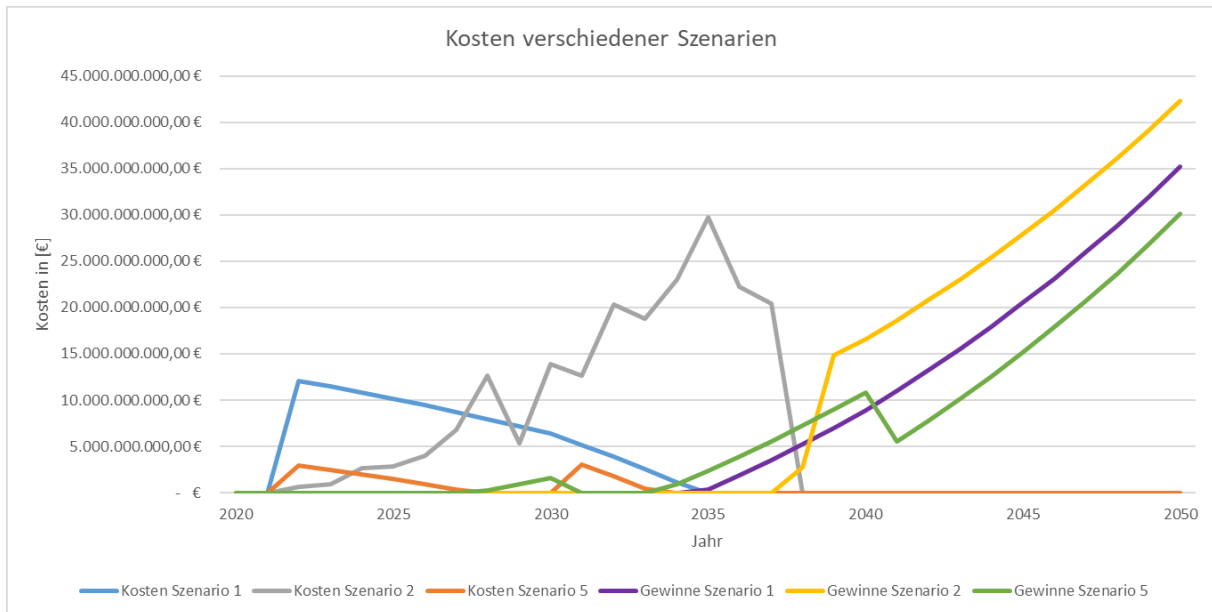


Abbildung 68: Kosten und Gewinne verschiedener Szenarien

Förderprogramme gibt es bereits für verschiedene Technologien, nicht jedoch für PtG-Anlagen. Zu nennen wäre hier bspw. die „Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft“ der Kreditanstalt für Wiederaufbau. Sinn dieses Programms ist die Finanzierung von Maßnahmen, welche die Strom- und Wärmeeffizienz erhöhen. Hier unterstützt die Regierung den Zubau von effizienter und für die Energiewende notwendiger Technik mit bis zu 25 Millionen Euro pro Projekt, wovon bis zu 55 Prozent als Tilgungszuschuss nicht zurückgezahlt werden müssen [129]. Über ein solches Programm können PtG-Anlagen für Investoren interessant werden, und es kann dafür gesorgt werden, dass der Zubau alsbald beginnt.

Sollte es in der Zukunft, wie in Abbildung 59 zu sehen ist, dazu kommen, dass die eingespeicherten Methanüberschüsse nicht mehr im Stromsektor verbraucht werden können, so kann das Gas bspw. in Industrieunternehmen verwendet werden, um Produktionsprozesse zu bedienen. Bereits im Jahr 2040 kann es dazu kommen, dass Gasüberschüsse nicht mehr verbraucht werden können. Die Restenergie beläuft sich im Jahr 2040 auf etwa 8.700 GWh und wächst bis zum Jahr 2050 auf 140.000 GWh an. Der durchschnittliche Gaspreis für Haushalte, Gewerbeunternehmen und Industriekunden lag 2021 kombiniert bei etwa 3,7 Cent pro kWh, wobei es Schwankungen von 2011 bis heute jeweils nach oben und unten gab, sodass ein Trend nicht genau vorhergesagt werden kann [130, p. u.a. S.455]. Abbildung 69 kann entnommen werden, wie hoch die Einnahmen aus dem einfachen Verkauf des Gases gegenüber den entgangenen Einnahmen bei einer Rückverstromung sind. Bereits im Jahr 2040 können 630 Millionen Euro durch den Verkauf des Gases eingenommen werden, jedoch sinken die Einnahmen aus der Strombereitstellung in GuD-Anlagen auch um gleichzeitig zirka eine Milliarde Euro. Im Jahr 2050 können durch den Verkauf von Gas zirka 13,5 Milliarden Euro eingenommen werden, jedoch werden gleichzeitig Einnahmen in Höhe von zirka 23 Milliarden Euro im Stromsektor nicht erzielt, da der Strom zu Gas umgewandelt werden muss, um verbraucht werden zu können.

#

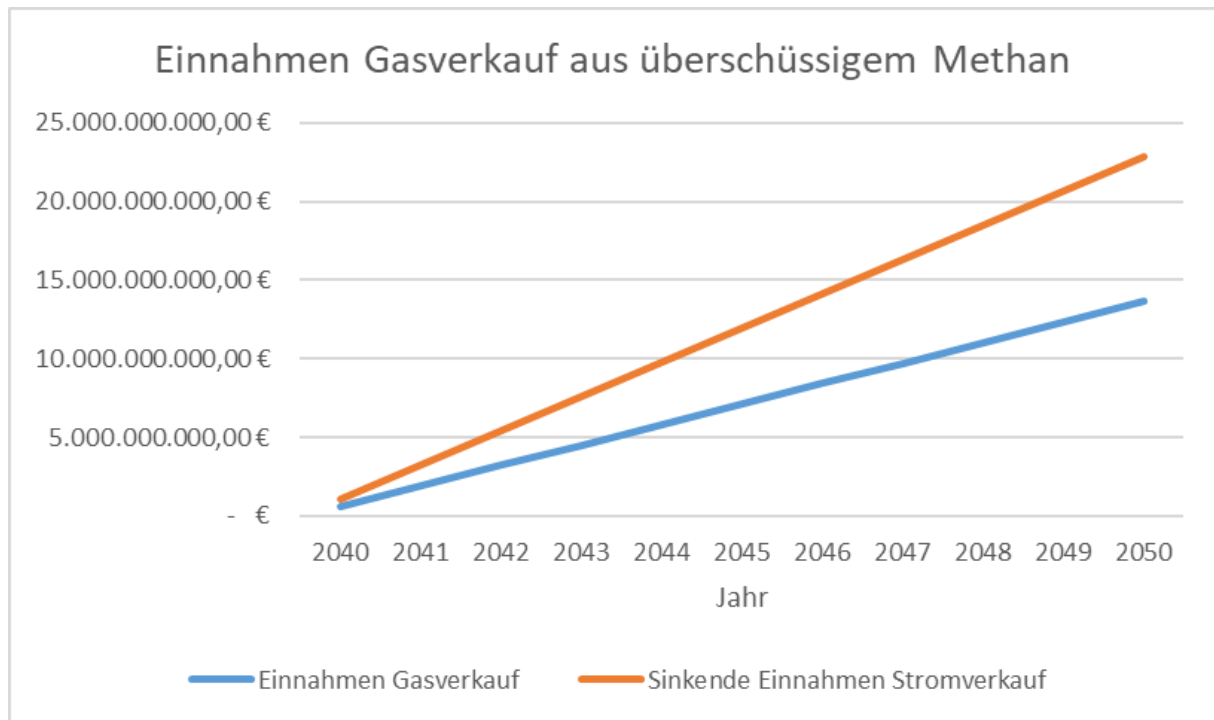


Abbildung 69: Einnahmen Gasverkauf aus überschüssigem Methan

Das folgende Beispiel verdeutlicht nochmals, dass der Zubau von PtG-Anlagen technisch und wirtschaftlich sinnvoll ist und alsbald damit begonnen werden sollte. Beginnend im Jahr 2022 wird erzeugernah eine 10 MW PtG-Anlage errichtet, die eine Laufzeit von etwa 2.000 Stunden im Jahr aufweist, um aus Strom Methan zu gewinnen. In diesen 2.000 Stunden können dementsprechend 20.000 MWh Methan gewonnen werden, die durch eine Rückverstromung in einem GuD-Kraftwerk zu 11.600 MWh Strom umgewandelt werden können. Dadurch, dass der Strom aus grünem Methan gewonnen wurde, kann außerdem eine CO₂-Einsparung von etwa 4.200 kg im Jahr erreicht werden. Die technische Nutzungsdauer wird, wie oben beschrieben, auf 30 Jahre geschätzt. Der anzulegende Strompreis ist wie im Beispiel des Batteriespeichers aus dem Jahr 2022 genommen worden und beträgt 10,6 Cent pro kWh.

Tabelle 15: Technische Eckdaten 10 MW PtG-Anlage

Technische Eckdaten PtG-Anlage		
Leistung der PtG-Anlage	[MW]	10
Anzahl	[n]	1
Laufzeit	[h/a]	2.000
Auslastung	[%]	100%
Umgesetzte Energiemenge im Jahr	[MWh/a]	20.000
Rückverstromung in einem GuD-Kraftwerk	[MWh/a]	11.600
CO ₂ -Einsparung	[kg/a]	4.246
Technische Nutzungsdauer	[a]	30

Die Materialkosten der Anlage werden für ein solches Projekt auf 26,64 Millionen Euro geschätzt und sind mit den prognostizierten Installationskosten aus 2022 kalkuliert worden. Die Kosten für die Fachkräfte werden wieder auf 60 Euro die Stunde geschätzt und die Bauzeit auf 20 Wochen festgelegt. Insgesamt 10 Arbeiter werden zum Bau der Anlage benötigt, sodass sich die gesamten Installationskosten auf 27,12 Millionen Euro belaufen.

Tabelle 16: Berechnung Investitionskosten 10 MW PtG-Anlage

Berechnung Investitionskosten PtG-Anlage		
Geschätzte Materialkosten	[EUR]	26.640.000
Anzahl	[n]	1
Gesamtkosten Material	[EUR]	26.640.000
Geschätzte Kosten Fachkraft	[EUR/h]	60
Geschätzter Zeitaufwand	[h/n]	800,0
Geschätzter Zeitaufwand Gesamt	[h]	800,0
Gesamtkosten Fachkraft	[EUR]	480.000
Investition Gesamt	[EUR]	27.120.000

Tabelle 17 kann entnommen werden, wie hoch die Rendite aus der PtG-Anlage ausfallen wird. Bei einer technischen Nutzungsdauer von 30 Jahren ergeben sich eine Rendite von 2,8 Prozent und ein Kapitalwert von etwa 13,5 Millionen Euro. Es können jährlich 1,35 Millionen Euro durch die Anlage erwirtschaftet werden, was zu einer statischen wie dynamischen Amortisationszeit von etwa 20 Jahren führt. Als Annahmen für den Kalkulationszinssatz und die Preissteigerungsrate des Stroms wurden 3 Prozent angenommen.

Tabelle 17: Wirtschaftlichkeitsberechnung 10 MW PtG-Anlage

Wirtschaftlichkeit PtG-Anlage		
Investition	[EUR]	27.120.000
Statische Kosteneinsparung	[EUR/a]	1.345.600
Statische Amortisation	[a]	20,2
Dynamische Amortisation	[a]	20,2
Kapitalwert	[EUR]	13.248.000
Annuität	[EUR/a]	675.903
Rendite (Interner Zinsfuß)	[%]	2,8%

Auch dieses Beispiel belegt, dass der Zubau der Technik bereits jetzt wirtschaftlich umgesetzt werden kann, was viele Projekte zur Installation von Elektrolyseuren oder anderen Anlagen belegen. Es sollte daher schnellstmöglich mit der Installation begonnen werden, um nicht noch mehr Energie ungenutzt verfallen zu lassen. Sollte der Gaspreis statt zu steigen in den kommenden Jahren durch den Zubau der PtG-Anlagen sinken, so muss die Wirtschaftlichkeitsberechnung erneut mit den angepassten Werten durchgeführt werden, jedoch ist davon nicht auszugehen.

Hindernisse bei der Durchführung von größeren Projekten im industriellen Maßstab sind jedoch oft die hohen Investitionsentscheidungen, die getroffen werden müssen. Ein Investor wird vor der Ausgabe eine Risikoanalyse des Vorhabens durchführen, um das Ausfallrisiko der Investition minimieren zu können. Die in diesem Kapitel durchgeführten Wirtschaftlichkeitsberechnungen können daher für bestimmte Investitionsmengen nicht ausreichend sein, um für ein Unternehmen eine ausreichend große Informationsbasis darzustellen, damit in diese Technologie investiert wird. Wie in Tabelle 17 zu erkennen ist, muss für eine Power-to-Gas-Anlage mit einer Leistung von 10 Megawatt eine Investition von zirka 27 Millionen Euro getätigt werden. Bei solch hohen Summen ist es üblich, vorab Vertragspartner zu finden, die bspw. das Methan nach der Produktion zu einem vorher festgelegten Preis abnehmen. In diesem Berechnungsbeispiel wird nicht weiter auf solche Absprachen eingegangen, sondern vorausgesetzt, dass diese existieren und das Methan zu dem oben beschriebenen Erlös an nachgelagerte Verbraucher abgegeben werden kann.

12 Problemdiskussion

Das Basisjahr 2018, welches in dieser Arbeit die Berechnungsgrundlage für die weitere Prognose des Verbrauchs und der Erzeugung geliefert hat, liegt mit Einreichung dieser Arbeit bereits vier Jahre zurück und kann daher keine genaue Berechnung der ebenfalls bereits zurückliegenden Jahre 2019 bis 2021 liefern. Dass dennoch das Jahr 2018 als Berechnungsgrundlage gewählt worden ist, liegt daran, dass die zur Verfügung stehenden Datenmengen, welche als Grundlage verwendet worden sind, um die Energiemengen sowohl für den Verbrauch als auch für die Erzeugung zu ermitteln, nur in diesem Jahr vollständig zusammengetragen werden konnten. Vor allem Angaben auf lokaler Ebene, wie bspw. das Bevölkerungswachstum, werden meist nicht jährlich und auch nur spärlich aktualisiert. Einen genauen Wert bietet hierbei lediglich der Zensus 2011, eine Volkszählung, welche am neunten Mai 2011 durchgeführt wurde und daher eine genaue Bevölkerungszahl diesem bestimmten Tag garantierte. Erst im Mai 2022 soll in Deutschland eine weitere Volkszählung durchgeführt werden. Ansonsten waren Städte und Kommunen in den Jahren dazwischen selbst für die Bekanntgabe ihrer Bevölkerungsdichte verantwortlich. Vor allem bei kleineren Kommunen mag diese Volkszählung zwar regelmäßig durchgeführt, aber nicht immer publiziert werden. Somit konnte als gemeinsame Datenbasis nur das Jahr 2018 gewählt werden. Da die Bevölkerungszahl auf lokaler Ebene nicht zum selben Zeitpunkt erhoben wurde, können die Statistiken, die im Laufe des Jahres 2018 erhoben worden sind, unterschiedlich sein und weiteren Ungenauigkeiten unterliegen. Auch die angenommene Gesamtbevölkerung kann bis 2050 schwanken. So hat das Statistische Bundesamt in der 14. koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung vom 27. Juni 2019 mehrere Möglichkeiten der Bevölkerungsdichte ausgegeben. Neben den drei in dieser Arbeit verwendeten Entwicklungen gibt es noch andere, die jedoch als weniger wahrscheinlich eingestuft werden und daher nicht weiter in diese Arbeit eingeflossen sind. Nichtsdestotrotz kann auch ein anderes als das geplante Wachstum in den nächsten Jahren zur Entwicklung der Bevölkerung beitragen und daher die Zahlen verändern.

Ein weiterer Grund für die Wahl des Jahres 2018 liegt in der Bereitstellung der Zahlen für Volllaststunden für Photovoltaik-, Windkraft-, Wasser- und Biomasseanlagen auf Landesebene. Die in Kapitel 4.1.3 vorgestellten Werte werden erst nach einer genauen Auswertung publiziert, und da das Zusammentragen und Auswerten dieser Datenmengen mitunter viel Zeit und Arbeit in Anspruch nimmt, werden sie deutlich verspätet veröffentlicht. Aus diesem Grund konnte auch hier lediglich auf Datenmengen bis zum Jahr 2018 zurückgegriffen werden.

Tabelle 18 zeigt die prognostizierten Stromerzeugungswerte dieser Arbeit im Vergleich zu denen des vierten Paragraphen des EEG 2021. Zu erkennen ist, dass die Prognose dieser Arbeit in etwa dem vorliegenden Strommengenpfad entspricht und in den Jahren 2022 bis 2028 die Erwartungen übererfüllt. Das Defizit des Jahres 2021 kann bereits im Jahr 2022 ausgeglichen und geringfügig übertroffen werden. Die Werte des Jahres 2029 zeigen jedoch, dass der prognostizierte Strommengenpfad nicht mit dem zu erwartenden Wachstum des Gesetzes übereinstimmt. Der Grund hierfür ist die verminderte Ausbaumenge zwischen den Jahren 2028 bis 2030, festgehalten durch den

vierten Paragraphen des EEG 2021. Wie bereits in Kapitel 6 beschrieben, sollen u.a. Solaranlagen bis 2030 auf eine Gesamtleistung von 100 GW erweitert werden. Das EEG legt fest, dass bis 2022 63 GW, bis 2024 73 GW, bis 2026 83 GW, bis 2028 95 GW und bis 2030 100 GW Solaranlagenleistung ausgebaut sein sollen. Wenn jedoch der stete Ausbaupfad von 2020 bis 2030 betrachtet wird, fällt auf, dass das Wachstum für Solaranlagen bis 2028 über den Zeitraum von zwei Jahren stets zehn GW oder mehr entspricht und nur der Zeitraum von 2028 bis 2030 mit einem Zubau von fünf GW versehen worden ist. Dieser geringere Zubau führt dazu, dass die Stromerzeugung im Auswertungstool für das Jahr 2029 plötzlich einen geringeren Wert annimmt als eigentlich gewollt.

Tabelle 18: Prognostizierte Stromerzeugung des Tools im Vergleich mit dem Strommengenpfad EEG §4a

Stromerzeugung Prognose vs. Strommengenpfad EEG §4a			
Jahr	Prognose	EEG 2021	Einheit
2021	257,896	259	[TWh/a]
2022	270,769	269	[TWh/a]
2023	286,132	281	[TWh/a]
2024	301,495	295	[TWh/a]
2025	315,134	308	[TWh/a]
2026	328,774	318	[TWh/a]
2027	343,366	330	[TWh/a]
2028	357,958	350	[TWh/a]
2029	369,215	376	[TWh/a]

Des Weiteren können die ermittelten Werte für den Verbrauch innerhalb einer Region nicht ganz den realen Werten entsprechen. Die Berechnungsmethode fordert eine Vereinheitlichung von Städten und Kommunen, weil andernfalls eine genaue Berechnung für alle Regionen nur schwer umsetzbar wäre. Der Verbrauch der verschiedenen Sektoren Haushalt, Industrie, Gewerbe und Verkehr wird durch die bundesweite Aufteilung des Gesamtstromverbrauchs bestimmt und anschließend auf die Unterebenen heruntergebrochen. Vor allem die Verteilung auf lokaler Ebene für kleinere Gebiete kann oftmals nicht genauer spezifiziert werden, was eine Vereinheitlichung des Gesamtstromverbrauches erfordert. Wie in Kapitel 3.3 erläutert, hat Deutschland zirka 513 TWh Strom im Jahr 2018 verbraucht. Der größte Verbraucher, der Industriesektor, benötigte davon zirka 226 TWh, was einem Anteil von etwa 44 Prozent entspricht. Auf den Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungssektor fielen noch 149 TWh und auf den Haushaltssektor 127 TWh. Der Verkehrssektor mit 12 TWh musste, wie in Kapitel 3.3.4 beschrieben, zunächst noch modelliert werden. Der Verbrauch für den Haushaltssektor wurde auf eine einzelne Person heruntergebrochen und für die Folgejahre mithilfe der Prognosemodelle berechnet. Der Anteil aller Sektoren wird prozentual vom ermittelten Haushaltssektorwert auf lokaler Ebene ermittelt, ist also vom errechneten Verbrauch aller Haushalte abhängig. Diese Vereinheitlichung führt jedoch dadurch, dass nicht auf die ortsansässigen Industriezweige eingegangen werden kann, dazu, dass der Verbrauch von Städten und Orten nur ungenau wiedergegeben werden kann. Um eine exakte Aussage treffen zu können, müsste der Verbrauch jedes Unternehmens einsehbar und der Stromverbrauch jeder Kommune genau aufgezählt sein. Wie bei der oben erwähnten Volkszählung

kann jedoch auch dieser Wert in unterschiedlichen Jahren oder Monaten erhoben worden sein, wenn er überhaupt angegeben wird.

Ein weiteres Problem bei der Berechnung des Stromverbrauchs des Industrie- und Gewerbesektors liegt in der Nutzung der Standardlastprofile, bereitgestellt durch das BDEW. Die genutzten Standardlastprofile für die allgemeine Stromnutzung von Haushalten, der Industrie oder Gewerbeunternehmen spiegeln nur in etwa den realen Verbrauch wider, da es genau genommen ein Mischprofil aus den unterschiedlichen Branchen ist. Beispielsweise kann es in der Industrie Unternehmen geben, welche lediglich einen Stromverbrauch zu normalen Arbeitszeiten aufweisen, also zwischen acht Uhr morgens und 16 Uhr nachmittags, dem gegenüber gibt es Unternehmen, welche 24 Stunden durchproduzieren, jedoch am Wochenende die Produktion herunterfahren oder das Wochenende durchproduzieren. Weiterhin kann es z.B. noch Großbäckereien geben, welche ihre Produktion in den Abendstunden hochfahren und morgens, wenn die benötigten Backwaren hergestellt worden sind, ihren Stromverbrauch für den Tag einstellen. Diese Beispiele zeigen, dass es für jede Anwendung stark individuelle Lastprofile gibt, die in der Realität genau ausgewertet und bedient werden müssen. Wenn nun eine Region hauptsächlich Unternehmen eines bestimmten Lastprofils beherbergt, kann hier der direkte Verbrauch von Strom nicht genau dargestellt werden. Eine solche Detailtreue kann diese Arbeit nicht liefern, da auch hierfür die notwendige Datenbasis, aufgrund der Sensibilität der benötigten Daten, nicht zur Verfügung steht. Des Weiteren kann es vor allem in Industrie- und Gewerbeunternehmen zu Unstimmigkeiten in der Bereitstellung von Wärmeenergie durch Wärmepumpen kommen, da der Anteil der Wärmepumpen in der zugrundeliegenden Studie bis zum Jahr 2050 je nach gewähltem Szenario stark schwanken kann. Diese Unterschiede kommen vor allem durch den Ausbau von regenerativen Anlagen zustande und entwickeln sich für den Zubau von WP-Systemen in eine negative Richtung, wenn der Ausbau der Erzeuger ins Stocken gerät. Umgekehrt gilt jedoch für die elektrische Wärmebereitstellung auch, dass mit steigendem Ausbau von erneuerbaren Energien auch der Anteil an Wärmepumpen steigen wird und die gewählte Prognose gegebenenfalls im positiven Sinne korrigiert werden muss.

Auch bei der Berechnung des Stromverbrauchs im Verkehrssektor gibt es viele Unwägbarkeiten. So gibt es bislang bereits eine gewisse Breite an Elektrofahrzeugen, jedoch nicht in jeder Fahrzeugkategorie. Ein Beispiel ist der Autohersteller Tesla, dessen Portfolio das bislang umfassendste ist. Mit dem Model S gibt es ein Fahrzeug in der Fahrzeugoberklasse, das Model 3 kann als Mittelklassewagen klassifiziert werden, die Modelle X und Y als Geländewagen und das Model Roadster als Sportwagen. Wie zu sehen ist, sind bereits verschiedene Fahrzeugklassen bedient worden, jedoch gibt es neben diesen Klassen noch viele weitere, die in den folgenden Jahren aller Voraussicht nach folgen und einen anderen Verbrauch zu den bisherigen Modellen aufweisen werden. Weiterhin kann nicht mit Gewissheit gesagt werden, wie sich der Verbrauch der Elektrofahrzeuge entwickeln wird, da es sich hierbei um eine verhältnismäßig neue Sparte handelt, von der gewisse Technologiesprünge erwartet werden können. Durch die Einbindung verschiedener Fahrzeugklassen und der Unwägbarkeiten des Verbrauchs kann der Stromverbrauch des Sektors starken Schwankungen

unterliegen und dementsprechend höher oder geringer ausfallen. Als weiteres Problem kann das Lastprofil zum Laden der Elektrofahrzeuge angesehen werden. Das entwickelte Profil entspricht in gewissen Zügen dem Lastprofil für Industrie- und Gewerbeunternehmen und ist nur hinsichtlich der voraussichtlichen Entwicklung etwas abgewandelt worden, dass viele Verbraucher ihr Fahrzeug Zuhause am Hausstrom laden. Die zukünftige Ladeinfrastruktur ist noch nicht vollends erschlossen und kann durch verschiedene Schnelllademöglichkeiten an noch zu schaffenden Tankstellen anders ausfallen als angenommen. Auch die Beladung der Fahrzeuge bietet noch Optimierungspotenzial, welches in dieser Arbeit nicht näher spezifiziert werden kann. Das entwickelte Profil kann daher keineswegs als das ideale zur Entnahme von Strom aus dem Netz angenommen werden. Jedoch gab es aufgrund der fehlenden Datenbasis keine andere Möglichkeit, den zukünftigen Verbrauch von Fahrzeugen mit in diese Arbeit zu integrieren.

Der seit Jahren geplante Ausbau von Smart Meter Geräten zur besseren Überwachung des Verbrauchs und der Erzeugung von Strom gerät durch einen Eilbeschluss des Oberverwaltungsgerichts Nordrhein-Westfalen vom vierten März 2021 weiter ins Hintertreffen [131]. Der verpflichtende und bereits vor Jahren beschlossene Einbau von SMGWs ist durch den Eilbeschluss auf unbestimmte Zeit verschoben worden. Durch diese Verzögerung wird es in naher Zukunft schwieriger, den genauen Verbrauch und die Erzeugung zu erfassen und damit für Übertragungsnetzbetreiber zu einer größeren Aufgabe, die Netzfrequenz stabil zu halten. Durch diese Unwägbarkeiten, vor allem bei der Erzeugung durch regenerative Energien, kann es weiterhin vermehrt zu Sicherheitsabschaltungen von Anlagen kommen, um eine Überlast im Netz zu verhindern.

Deshalb kann die Datenbasis des Marktstammdatenregisters leider nicht mehr aktualisiert werden und so wurde mit den zur Verfügung gestellten Daten aus dem November 2019 gearbeitet. Essentiell für die Auswertung der Erzeugung auf lokaler Ebene ist, dass der Standort von regenerativen Erzeugern mindestens mittels Postleitzahl dargestellt wird. Die nutzbaren Daten von 2019 garantieren diese Darstellung und sind in dieser Arbeit genutzt worden. Die Identifikationsnummer, welche jeder Anlage, die im MaStR hinterlegt ist, gegeben wird, füllt mittlerweile weitere Funktionen aus. So gibt das Präfix, bestehend aus drei Buchstaben, die Marktfunktion wieder. Die erste Zahl steht für die Versionsnummer, danach folgen zehn zufällige Ziffern und eine abschließende Prü fziffer. Nutzer, welche nur die öffentlich einsehbaren Daten, so wie die in dieser Arbeit, abrufen können, können mittlerweile aufgrund der Sensibilität der Daten nicht mehr auf die Positionsbezeichnung zugreifen. Dies ist nur noch Marktakteuren, wie beispielsweise Energieversorgern und denen, die im MaStR als solcher Akteur festgelegt worden sind, vorbehalten. Da für diese Arbeit nur mit den öffentlich zugänglichen Daten gearbeitet werden konnte und sich die Informationslage der Daten grundlegend im Laufe der Dissertation geändert hat, können keine neueren Versionen mit weiteren installierten Erzeugern eingebunden werden, daher muss mit einem veralteten Stand gearbeitet werden.

Neben der veralteten Datenbasis des Marktstammdatenregisters können auch die genutzten Erzeugungsprofile der Agora Energiewende nicht ganz den tatsächlichen Erzeugungsprofilen

entsprechen. Durch den voranschreitenden Klimawandel kann es vor allem in etwas fernerer Zukunft zu größeren Wetterschwankungen, bedingt durch die steigende Durchschnittstemperatur auf der Erde und in Deutschland, kommen, was zu einem veränderten Betrieb von Windenergie- und Solaranlagen führen würde. Durch schwankende Wetterverhältnisse können beispielsweise größere Volllaststunden für Windanlagen entstehen, die zu einer erhöhten Produktion führen. Wenn jedoch extreme Wetterbedingungen in den nächsten Jahrzehnten deutlich zunehmen, könnten die Volllaststunden auch abnehmen, da Windparks nur bis zu einer maximalen Windgeschwindigkeit von 25 Metern pro Sekunde betrieben werden dürfen, damit es nicht zu Beschädigungen an der Anlage kommt. Wenn es nun vermehrt Zeiten gibt, in denen diese Geschwindigkeiten deutlich überschritten werden, müssen die Anlagen trotz anliegendem Angebot aus dem Wind gedreht werden und können so weniger produzieren. Ähnlich verhält es sich mit Solaranlagen. Bei steigenden Temperaturen kann auch die Anzahl der Sonnenstunden eines Jahres deutlich steigen und so den Ertrag aus Photovoltaikanlagen erhöhen. Jedoch könnten so in Küstennähe auch mehr Wolken entstehen, die den Ertrag dieser Anlagen einschränken. Die zukünftige Berechnung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien hängt dementsprechend von vielen Faktoren ab, welche momentan noch nicht fassbar sind und sich erst in Zukunft und mit Voranschreiten des menschengemachten Klimawandels zeigen.

Auch in der weiteren Kette der Nutzung von erneuerbaren Energien kann es zu unterschiedlichen Entwicklungen kommen. So ist in dieser Arbeit für die Power-to-Gas-Anlage ein Wirkungsgrad von bis zu 76 Prozent gewählt worden, um aus Strom Methan zu gewinnen. Im Teillastbetrieb zeigt sich für Elektrolyseanlagen, dass der Wirkungsgrad mitunter stark schwanken kann. Unter Volllast können Wirkungsgrade von bis zu 85 Prozent realisiert werden, bei Teillast hingegen fällt bspw. der Wirkungsgrad der, in Kapitel 3.2.6 erklärten, Hochtemperaturelektrolyse auf etwa 72 Prozent. Wie sich das Teillastverhalten des HELMETH-Projektes entwickelt, kann daher nur abgeschätzt werden. Da es jedoch ein Zusammenschluss zwischen Elektrolyseanlage und Methanisierungsprozess ist, wird der Wirkungsgrad wahrscheinlich dem unteren Wert der Elektrolyseanlagen entsprechen oder sogar geringer sein. Jedoch gibt es auch hier noch keine aussagekräftigen Daten, die Aufschluss darüber geben würden. Für den Wirkungsgrad am sinnvollsten wäre daher eine Installation von vielen kleinen Anlagen, welche sehr häufig unter Volllast betrieben werden können. In der Realität ist so etwas jedoch eher unwahrscheinlich, da z.B. Offshore-Windparks oft von einem Betreiber errichtet werden, und die Installation einer größeren PtG-Anlage aus wirtschaftlicher Sicht durch Material- und Arbeitskosteneinsparungen oftmals lohnenswerter ist. Einzig bei der Onshore-Erzeugung von Methan aus Strom besteht die Möglichkeit, viele Anlagen mit möglichst hohen Wirkungsgraden zu betreiben. Die Erzeugung auf lokaler Ebene wird dementsprechend auch von Städten und Kommunen überwacht und kann mittels der notwendigen Technologie umgewandelt werden. Jedoch wird auch hier der Zusammenschluss verschiedener lokaler Regionen präferiert und ein Betreiber gewählt, der den Betrieb einer größeren Anlage übernimmt. Als Beispiel wäre dafür das Unternehmen Trianel zu nennen, welches die Installation eines 20 MW Elektrolyseurs in der Stadt Hamm in NRW plant, um diese und umliegende Regionen mit Wasserstoff beliefern zu können [132]. Mithilfe dieses

Elektrolyseurs sollen umliegende Unternehmen, welche Wasserstoff verbrauchen, versorgt werden. Dabei ist der Umkreis nicht nur auf Hamm beschränkt, sondern weitet sich auf die umliegenden Regionen aus. Diese Problematik führt direkt zum nächsten Hindernis bei der Installation von ausreichend Power-to-Gas-Anlagen. Jeder Betreiber möchte durch den Betrieb seiner Anlage einen möglichst hohen Nutzen aus ihr ziehen, was vor allem dann gegeben ist, wenn diese häufig genutzt wird. Es wird daher nicht möglich sein, im Falle der Überschussenergie, die jedoch nicht ausreicht, um jede Anlage zu versorgen, Anlagen zu bestimmen, die den Strom umsetzen dürfen. Hier wird es aller Voraussicht nach zu einem Bieterverfahren an der Stromhandelsbörse EEX kommen, wo der Strom angeboten und von Abnehmern verbraucht werden kann. Dies führt zwar einerseits dazu, dass zu viel produzierte Energie weiterhin einen Wert hat und noch attraktiv vermarktet werden kann, aber andererseits auch dazu, dass der Strom insgesamt günstiger, aber nicht umsonst zu haben sein wird. Dies führt zu einem geringeren Interesse von Unternehmen, in diese Technologie zu investieren und der geplante Ausbaupfad könnte dadurch ins Stocken geraten. Hier bedarf es einer zusätzlichen Anreizregulierung seitens des Staates, um die Investition in diese Zukunftstechnologie bestmöglich anzukurbeln. Sollte diese ausbleiben, würde der Ausbau einzig vom Markt gesteuert werden und wahrscheinlich zu schleppend vonstattengehen, als dass alle erzeugten Energien verbraucht werden können.

Abbildung 70 zeigt den maximal möglichen Anteil regenerativer Energien am Endenergieverbrauch Deutschlands in den Jahren 2019 bis 2050. Ausgehend vom Endenergieverbrauch zwischen 2000 und 2020 [133] wurde mithilfe der in Abbildung 1 dargestellten quantitativen Ziele der Energiewende der weitere Primärenergieverbrauch bis zum Jahr 2050 bestimmt. Dabei wurde vernachlässigt, ob das Zwischenziel, 30 Prozent des Endenergieverbrauchs des Betrachtungsjahres 2008 zu erzielen, erreichbar ist oder nicht. Es wurde davon ausgegangen, dass die vorgegebenen Werte erreicht werden, da so der Primärenergieverbrauch möglichst gering ist. Dieses Vorgehen wurde gewählt, da so die Diskrepanz zwischen erzeugter Energie und planmäßig zu nutzender Energie gut gezeigt werden kann. Im Februar 2021 ist der achte Monitoring-Bericht zur Energiewende erschienen, in welchem die quantitativen Ziele der Energiewende nach Abbildung 1 festgelegt worden sind [4, p. 12]. Diese schreiben vor, dass der Anteil regenerativer Energien am Bruttoendenergieverbrauch im Jahr 2050 60 Prozent betragen soll. Bei Betrachtung der unteren Abbildung fällt auf, dass der Anteil aus regenerativen Erzeugern auch bei einem vollständigen Verbrauch, ohne dass Verluste berücksichtigt werden, selbst im Idealfall keine 50 Prozent des Gesamtenergiebedarfs decken kann. Dieses Ergebnis heißt im Umkehrschluss, dass, auch wenn die Effizienzsteigerungsmaßnahmen bestmöglich umgesetzt würden, die erneuerbaren Energien nicht in der Lage sein werden, den Primärenergieverbrauch so wie erwartet zu decken. Es bedarf also der Installation weiterer regenerativen Erzeuger, um die fehlende Energiemenge decken zu können.

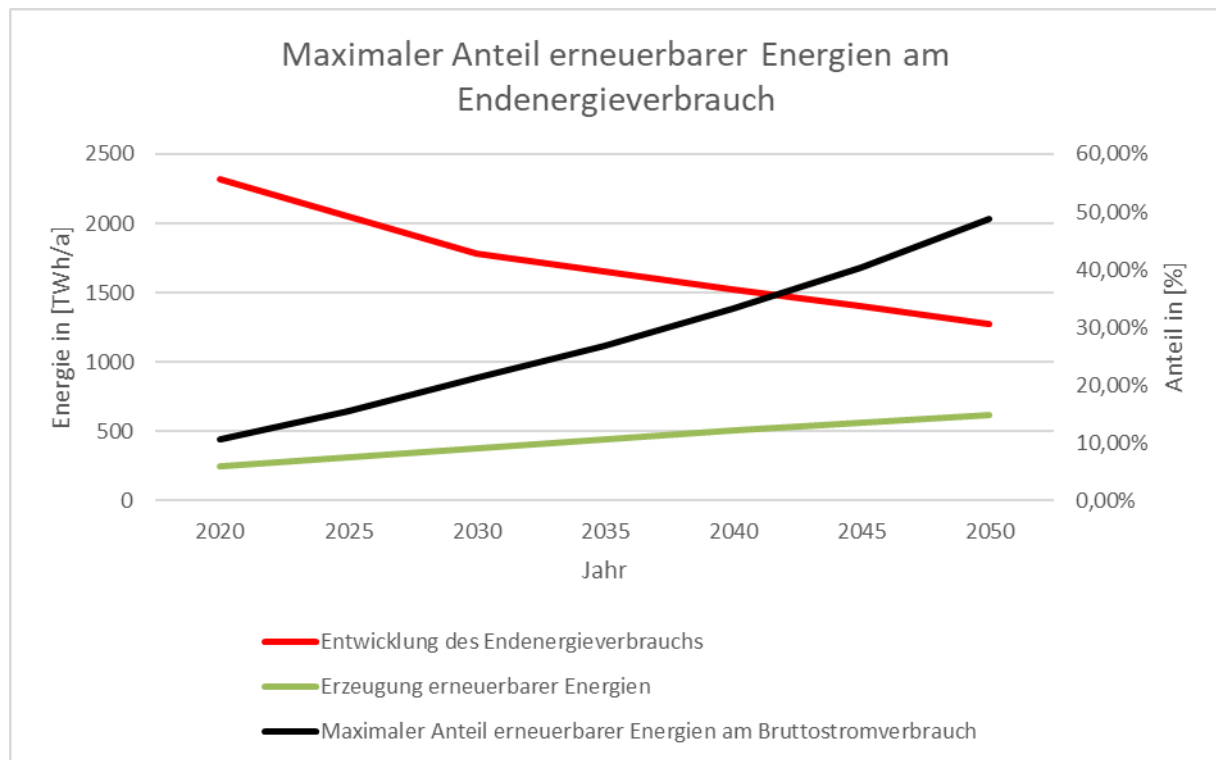


Abbildung 70: Maximaler Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch

Ein weiteres Problem, welches bislang nicht gelöst werden konnte, sind die Speicherkapazitäten zur Ein- und Ausspeicherung von Gas aus erneuerbaren Energien. Deutschland ist im internationalen Vergleich, was die Speicherkapazitäten angeht, zwar führend, kann jedoch trotzdem auf ein Fassungsvermögen von lediglich 228,2 TWh zurückgreifen [134]. Diese werden bislang mit fossilem Erdgas befüllt, welches für verschiedene Anwendungen, bspw. zur Deckung des Wärmeenergiebedarfs in Haushalten, genutzt wird. Da die regenerativen Erzeuger im Jahr 2050 voraussichtlich in der Lage sein werden, etwa 140 TWh überschüssiges Methan, welches in anderen Sektoren verbraucht werden kann, zu erzeugen, muss dieses folglich irgendwo zwischengespeichert werden. Faktisch muss davon ausgegangen werden, dass die gesamte Menge Methan in Speichern untergebracht werden muss, bevor sie einem Verbraucher zugeführt werden kann. Interessant hierbei ist daher die Fragestellung, welche Energie durch das überschüssige Methan ersetzt wird. Wenn es überwiegend fossile Kraftstoffe wie Kohle zu ersetzt, bleibt eine weiterhin hohe Nachfrage nach fossilem Erdgas bestehen, welches seine bisherigen Aufgaben weiterhin erfüllen muss. Durch die oben angesprochenen Effizienzsteigerungsmaßnahmen können wahrscheinlich größere Energiemengen eingespart werden, jedoch kann in dieser Arbeit nicht abgesehen werden, wie die Nutzung ausfallen und der Speicherbedarf in den nächsten Jahren aussehen wird. Es ist gut möglich, dass die momentane Kapazität ausreichend ist, da die Nachfrage nach Energie insgesamt zurückgehen wird. Es ist jedoch genauso möglich, dass die Nachfrage nach Gas extrem steigen wird und die bisherigen Speichermöglichkeiten sehr schnell erschöpft sein werden.

Um eine stabile Stromversorgung gewährleisten zu können, sollen in den nächsten Jahren und Jahrzehnten Kraftwerke Reserveleistung, das heißt Leistung, die bei Bedarf abgerufen werden kann, vorhalten. Diese oftmals fossilen Energieerzeuger sollten, um die Ziele der Energiewende zu wahren, bestimmte Voraussetzungen erfüllen. So sollten sie hohe Laständerungsgeschwindigkeiten aufweisen und wenig Kohlenstoffdioxid ausstoßen. Damit diese beiden Vorgaben bestmöglich erfüllt werden können, sind am besten GuD-Kraftwerke als Reserveleistungskraftwerke vorzusehen. Fraglich ist, ob es bereits genügend solcher Kraftwerke gibt, um die teilweise hohen Laständerungen im Netz auch regional auffangen zu können. Von den insgesamt 224,7 GW sowohl fossiler als auch regenerativer Erzeuger zur Bereitstellung von installierter Kraftwerksleistung im Jahr 2021 sind zirka 13,4 Prozent auf Erdgaskraftwerke zurückzuführen. Das entspricht in etwa einer Leistung von 31 GW [135]. Da Gaskraftwerke lediglich den Brennstoff zum Betrieb benötigen, kann von einer hohen Verfügbarkeit von über 8000 Stunden im Jahr ausgegangen werden. Mit den 31 GW Kraftwerksleistung ergibt das eine mögliche Erzeugungsleistung von etwa 250 TWh. Dies reicht nicht, um den gesamten Stromverbrauch Deutschlands zu decken. Weiterhin bleibt offen, ob die regionale Verteilung der Gaskraftwerke ausreicht, um lokale Energieengpässe sicher decken zu können. Die Deckung von Lastspitzen kann von diesen Kraftwerken einfach übernommen werden. Jedoch kann es sein, dass mehr Kraftwerksleistung von Nöten ist, um Deutschland vor Stromengpässen zu schützen.

In Kapitel 7.4 wurde der Bericht des Wuppertalers Instituts für Klima, Umwelt, Energie gGmbH aufgegriffen. In diesem sind die momentanen Bestrebungen der Bundesregierung mit den Zielen des Pariser Klimaabkommens verglichen worden, ob der aktuelle Ausbaupfad erneuerbarer Energien dazu führen kann, dass das 1,5-Grad-Celsius Ziel zur Erwärmung der Erde eingehalten werden kann. Dazu dürfen beginnend mit dem Jahr 2018 global lediglich noch 580 Gigatonnen (kurz Gt) CO₂ emittiert werden. Von dieser Ausstoßmenge, ausgehend von einer gleichmäßigen pro-Kopf-Emissionsmenge, steht Deutschland ein Restbudget von 4,2 Gt CO₂ zur Verfügung, um die vereinbarten Ziele mit einer Wahrscheinlichkeit von 50 Prozent nicht zu verfehlen. Es ist weiterhin erforderlich, dass Deutschland bis zum Jahr 2035 CO₂-neutral wird und eine mittlere Kohlendioxidemissionsreduktion von 60 bis 70 Megatonnen (kurz Mt) pro Jahr gewährleisten kann [75, p. 10].

Der in dieser Arbeit ermittelte Ausbaupfad regenerativer Energien kann dazu genutzt werden, die Ergebnisse der oben genannten Studie mit den zu erwartenden Kohlenstoffdioxid-Ausstoßmengen zu vergleichen. Grundlage der Erreichung der Ziele der Energiewende waren die in Kapitel 2 beschriebenen quantitativen Ziele der Energiewende, definiert durch die Bundesregierung. Als eines der großen Ziele wurde die vollständige Deckung des Stromsektors sowie die 60-prozentige Deckung des Endenergieverbrauchs durch regenerative Energien ausgegeben [4, p. 12]. Weitere Vorgaben im Sinne der Effizienzsteigerung bei der Verwendung von Technik wurden genutzt, um einen realen Ausbaupfad bis zum Jahr 2050 zu modellieren, welcher in der Lage ist, den Endenergiebedarf bis zum Jahr 2050 zu 60 Prozent zu decken. Die Ergebnisse dieses Ausbaupfades werden in Kapitel 13 als Handlungsempfehlung zur Verbesserung des gegenwärtigen Ausbaupfades näher erläutert.

Grundlage zur Berechnung des CO₂-Ausstoßes bilden die vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (kurz BAFA) veröffentlichten CO₂-Faktoren für Energieträger. Diese können in Tabelle 19 eingesehen werden. Der Ausstoß fossiler Energieträger wie Erdgas wurde als konstant angenommen, das heißt, sollte ein Verbrauchssektor auf nicht regenerative Energien zurückgreifen und dabei bspw. Erdgas verbrennen, so kann der Kohlenstoffdioxidausstoß mit zirka 0,201 Tonnen pro verbrauchter Megawattstunde beziffert werden. Anders verhält es sich mit den Emissionsmengen für Strom, hier kann aus der Entwicklung der spezifischen Treibhausgas-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2021, bereitgestellt durch das Umweltbundesamt, erkannt werden, dass die Emissionsmengen für den Verbrauch einer Kilowattstunde Strom stark von den eingesetzten Technologien zur Stromversorgung abhängen. Wurden im Jahr 1990 noch 764 Gramm CO₂ bei der Produktion einer Kilowattstunde Strom ausgestoßen, so waren es im Jahr 2021 nur noch 420 Gramm [136].

Tabelle 19: CO₂-Faktoren für Energieträger ermittelt durch das BAFA im Jahr 2021 [137]

CO ₂ -Faktoren für Energieträger		
Bezeichnung	Wert	Einheit
Strom (Effizienzmaßnahme)	t_{CO_2}/MWh	0,732
Strom (Energieträgerwechsel zu Strom)	t_{CO_2}/MWh	0,366
Nah-/Fernwärme	t_{CO_2}/MWh	0,280
Heizöl leicht/Diesel	t_{CO_2}/MWh	0,266
Heizöl schwer	t_{CO_2}/MWh	0,288
Flüssiggas	t_{CO_2}/MWh	0,239
Erdgas	t_{CO_2}/MWh	0,201
Steinkohle	t_{CO_2}/MWh	0,335
Braunkohle	t_{CO_2}/MWh	0,383
Rohbenzin	t_{CO_2}/MWh	0,264
Biomasse Holz	t_{CO_2}/MWh	0,027
Pellets	t_{CO_2}/MWh	0,036
Biodiesel	t_{CO_2}/MWh	0,070
Bioethanol	t_{CO_2}/MWh	0,043
Biogas	t_{CO_2}/MWh	0,152
Klärschlamm	t_{CO_2}/MWh	0,010

Der in dieser Arbeit unter Zuhilfenahme von Umwandlungs- und Speichertechnologien prognostizierte Ausbaupfad führt zu einer klimaneutralen Stromherstellung ab dem Jahr 2040. Das heißt, dass ab diesem Jahr keine Emissionsmengen mehr von dem Energiesektor ausgehen werden. Der Ausbaupfad erneuerbarer Energien wurde hier zugrunde gelegt, um einen Degressionspfad der Emissionen in diesem Sektor zu bestimmen. Die so ermittelten CO₂-Faktoren wurden mit dem prognostizierten fossilen Energiebedarf verrechnet und um so die jährlichen, ausgestoßenen Mengen zu ermitteln. Für die weiteren Sektoren wurde die bestehende fossile Energiezufuhr analysiert und prognostiziert, wie sich diese in Zukunft aufteilen wird. Beispielsweise wurde für den Verkehrssektor definiert, dass ab dem Jahr 2035 keine neuen Verbrennermotoren zugelassen werden dürfen, da die Verkehrsinfrastruktur hauptsächlich auf elektrische Antriebe umgestellt werden soll. Abbildung 71 zeigt den ermittelten, jährlichen Verbrauch der Sektoren Strom, Verkehr, Gewerbe, Haushalt und Industrie. Gut zu erkennen ist, dass der Stromsektor es als einziger schafft, Klimaneutralität zu

erlangen, die Degression der CO₂-Emissionen der anderen Sektoren ist zwar erkennbar, weist aber trotz allem bis zum Jahr 2050 noch erhebliche Ausstoßmengen auf. Beispielsweise werden im Jahr 2050 immer noch insgesamt 0,17 Gigatonnen Kohlendioxid ausgestoßen. Eine der Vorgaben der oben genannten Studie zur Einhaltung des Pariser Klimaabkommens ist es, dass jährlich zwischen 60 und 70 Megatonnen CO₂ eingespart werden müssen [75]. Wenn dieser Wert mit der Emissionsreduktion aus Abbildung 71 verglichen wird, kann erkannt werden, dass die durchschnittliche Einsparung weit unter diesen Anforderungen liegen wird. So können in den kommenden Jahren bis 2025 lediglich etwa 18 Megatonnen jährlich eingespart werden. Auch in den folgenden Jahren wird dieser Wert nie erreicht, was zu einer Verfehlung der Ziele des Pariser Klimaabkommens führen wird.

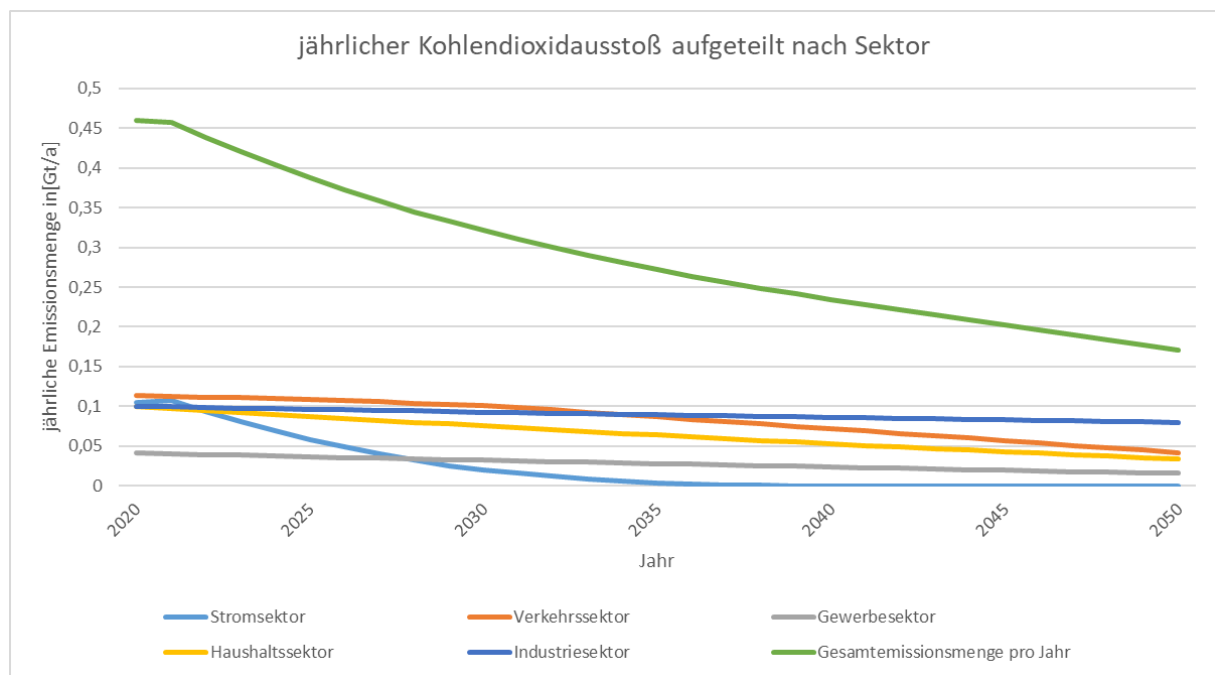


Abbildung 71: Prognostizierter Kohlendioxidausstoß bis zum Jahr 2050 aufgeteilt nach Sektoren

Die in Abbildung 72 zu sehende Gesamtmissionsmenge von CO₂ unterstützt diese These nochmals, da der Treibhausgasausstoß bis zum Jahr 2050 nicht komplett zum Erliegen kommen wird und insgesamt zirka 9,47 Gigatonnen (kurz Gt) Kohlendioxid emittiert werden. Dies entspricht mehr als der doppelten Menge, welche durch die Studie zur Einhaltung der Ziele des Pariser Klimaabkommens definiert worden ist. Den Berechnungen zufolge darf Deutschland lediglich noch 4,2 Gt emittieren und muss es schaffen, bis zum Jahr 2035 in allen Bereichen Klimaneutralität zu erreichen, was angesichts des definierten Ausbaupfades innerhalb des EEG 2021 ausgeschlossen ist [75].

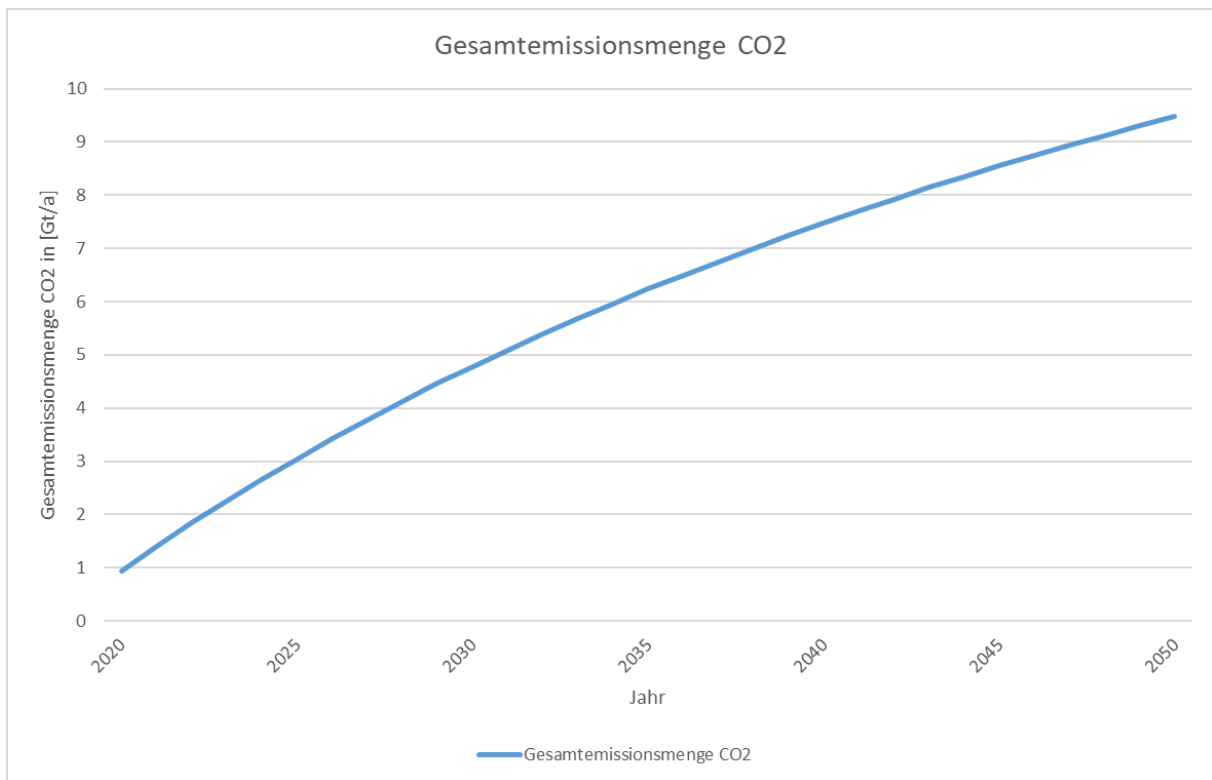


Abbildung 72: Gesamtemissionsmenge CO₂ aller Sektoren bis zum Jahr 2050

Dass die Emissionsmengen jedoch so deutlich über den Zielen liegen, zeigt nochmals deutlich, dass der bislang verfolgte Weg der Energiewende nicht ausreichend ist, um den Ansprüchen, denen sich die Bundesregierung mittels des Pariser Klimaabkommens verpflichtet hat, zu genügen. Es bedarf einer schnellen Anpassung der nationalen, quantitativen Ziele zur Umsetzung der Energiewende und hoher monetärer Aufwendungen, um die nicht getätigten Investitionen in eine saubere Energieversorgung zu kompensieren.

13 Handlungsempfehlung für Politik und Wirtschaft

Das in Kapitel 2 beschriebene Pariser Klimaabkommen definiert die Ziele, denen sich viele Industriestaaten, darunter auch Deutschland, verschrieben haben, klar und deutlich. Hieraus geht hervor, dass die Erderwärmung auf maximal zwei Grad Celsius begrenzt werden muss. Des Weiteren wird ausgeführt, dass eine Grenze von 1,5 Grad Celsius zu befürchtende, extreme Klimaänderungen besser abfangen würde und daher als präferiertes Ziel gilt. Der in Abbildung 1 aufgezeigte Pfad zur Erreichung dieser Ziele auf nationaler Ebene sollte daher zwingend eingehalten werden. Wie jedoch in dieser Arbeit dargestellt, gibt es sowohl beim Ausbaupfad der erneuerbaren Energien als auch bei der Förderung der notwendigen Technologien große Schwächen in der aktuellen Gesetzeslage. Das EEG 2021 wird in Deutschland als Grundlage zur Umsetzung der Energiewende verstanden, hier finden sich die gesetzlichen Regelungen zum Ausbaupfad für regenerative Energien. Obwohl das EEG erst Anfang 2021 angepasst und der Ausbaupfad erweitert wurde, ist dieser nicht ausreichend, um die selbst definierten, quantitativen Ziele der Energiewende zu erreichen. Abbildung 73 zeigt, dass eine höhere Erzeugung aus regenerativen Quellen benötigt wird, um den Bruttoendenergiebedarf zu 60 Prozent aus erneuerbaren Energien decken zu können. Weiter unten im Text werden zwei angepasste Erzeugungspfade bis zum Jahr 2050 beschrieben. Diese geben an, wie viel Energie eigentlich produziert werden müsste, um die Vorgaben des achten Umweltmonitoring-Berichts erfüllen zu können. Momentan können im Jahr 2050 620 TWh aus regenerativen Quellen erzeugt werden, jedoch ist selbst bei einer Umsetzung ohne Wirkungsgradverluste ein Energieaufwand von mindestens 763 TWh notwendig, um 60 Prozent des deutschen Energiebedarfs durch erneuerbaren Strom zu decken. Die Erzeugung reicht also bereits bei vollständiger Abnahme aller Energien ohne Wirkungsgradverluste nicht aus, um die gesetzten Vorgaben einhalten zu können. Um die verbleibenden 1.270 TWh Verbrauch im Jahr 2050 zu 60 Prozent aus regenerativem Strom bedienen zu können, ist folglich ein verbesserter Ausbaupfad erforderlich. Da Energie nicht verlustfrei gespeichert oder übertragen werden kann und der Strom, welcher in chemischer Form gebunden wird, bspw. Methan oder Wasserstoff, Strom zu Strom Wirkungsgrade von annähernd 50 Prozent aufweist, muss der Ausbaupfad deutlich angepasst werden.

Eine erste Abschätzung zeigt dabei die blaue Linie in der untenstehenden Abbildung 68. Hier kann der produzierte Strom insgesamt zu 80 Prozent genutzt werden, das heißt, neben dem direkten Verbrauch des erzeugten Stroms wird weiterer in Methan umgewandelt und in anderen Sektoren verbraucht. Der hier angenommene Wert von 80 Prozent kann insoweit als realistisch angesehen werden, da durch einen direkten Verbrauch der kolportierten 954 TWh insgesamt 267 TWh mit einem Wirkungsgrad von annähernd 100 Prozent verbraucht werden können und noch insgesamt zirka 687 TWh verbleiben, um den Energiebedarf sowohl des Stromsektors als auch aller anderen Sektoren weitestgehend zu decken. Dabei können die genutzten Power-to-Gas-Anlagen im Volllastbereich einen Wirkungsgrad von 76 Prozent erzielen, jedoch im Teillastbereich deutliche Einbußen aufweisen, deshalb wurde für diese

Anlagen im Teillastbereich, wie auch in Kapitel 10 beschrieben, ein Wirkungsgrad von etwa 70 Prozent angesetzt. Diese beiden Grenzen führen dazu, dass aus den restlichen 680 GWh Strom zwischen 470 und 520 TWh Methan entstehen können, die zur Deckung des restlichen Energiebedarfs genutzt werden können. Kombiniert mit den bereits genutzten 267 TWh ergibt das einen Gesamtwirkungsgrad zwischen 78 und 82 Prozent. Die Ausnutzungsgrade der installierten PtG-Anlagen geben ein Mischprofil aus Voll- und Teillastverhalten wieder. Die Bestimmung dieser Nutzung ist jedoch nicht planbar und wird aus diesem Grund auf je 50 Prozent Volllast- und Teillastbetrieb geschätzt. Aufgrund dieser Schätzung beträgt der Gesamtwirkungsgrad der Anlagen 80 Prozent. Nicht berücksichtigt sind die auftretenden Wirkungsgradverluste bei der weiteren Nutzung des Kraftstoffes. Daher kann es sein, dass die benötigten Energien, vor allem wenn aus ihnen weiterer Strom produziert werden sollte, höher als hier angenommen ausfallen. Dies würde eine weitere Anpassung des Ausbaupfades erforderlich machen. Da der Energiebedarf Deutschlands eine Aufsummierung aller Kraftstoffe, darunter zählen Strom, Erdgas, Erdöl usw. darstellt, spiegelt der hier angesetzte Wert, der auch zur Ermittlung des gesamten Bedarfs genutzt wird, den benötigten Verbrauch Deutschlands relativ genau. Die erzeugten 954 TWh im Jahr 2050 werden ausreichen, um den Energiebedarf zu 60 Prozent aus erneuerbaren Quellen zu versorgen. Abweichungen können unter anderem durch das Verfehlen der Effizienzsteigerungsmaßnahmen entstehen, womit das Ausbauziel für regenerative Erzeuger weiter angepasst werden müsste. Ziel dieses Beispiels ist es daher, die exakt benötigte Erzeugung im Jahr 2050 zu prognostizieren, sofern die definierten quantitativen Ziele zur Einsparung von Energie erreicht werden (vgl. Abbildung 1). Diese Prognose zeigt, dass die bisher aufgenommene Zahl zusätzlich installierter erneuerbarer Energieerzeuger gering ist und schnellstmöglich angepasst werden muss.

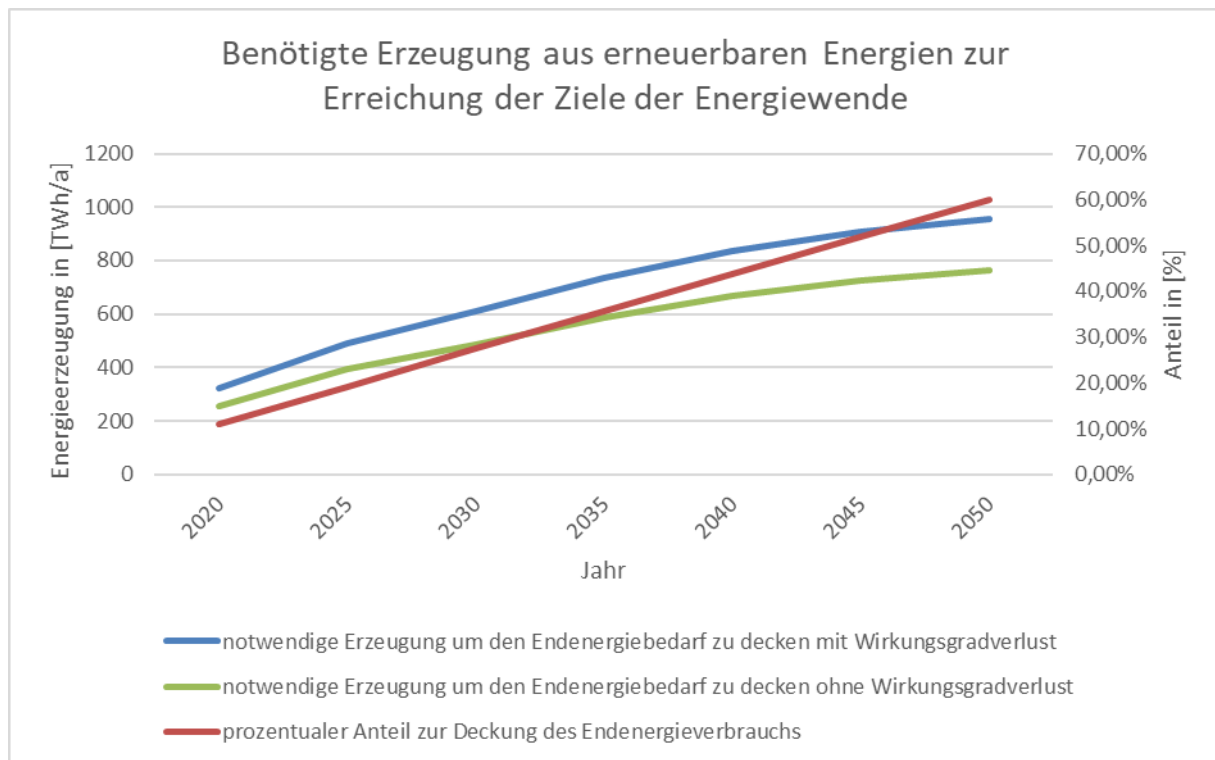


Abbildung 73: Benötigte Erzeugung aus erneuerbaren Energien zur Erreichung der Ziele der Energiewende

Es hat den Anschein, dass die Politik die Dringlichkeit der Energiewende nicht wahrnimmt, da trotz einer Verbesserung des Ausbaupfades im EEG 2021 die eigenen, definierten Ziele zur Erreichung des Pariser Klimaabkommens nicht eingehalten werden. Daher sollte der derzeitige Ausbaupfad nochmals überarbeitet werden. In Abbildung 74 ist ein Ausbau von regenerativen Erzeugern als Beispiel zu sehen. Da das Potenzial von anderen Erzeugungsanlagen, wie beispielsweise der Wasserkraft, fast vollständig ausgeschöpft ist und daher kaum weiter zugebaut werden kann, wurden vor allem die Windenergie- und PV-Anlagen aufgestockt, um die notwendigen 954 TWh zur Deckung von 60 Prozent des Endenergiebedarfs 2050 erzeugen zu können. Der bisherige Ausbaupfad sieht vor, bis 2030 insgesamt 71 GW an Windenergieanlagenleistung an Land sowie bis 2040 40 GW auf See zu installieren. Weiterhin soll die installierte Leistung von Solaranlagen auf 100 GW bis 2030 anwachsen. Diesem Ausbaupfad zugrunde liegend ist die installierte Leistung bis 2050 prognostiziert und die Stromerzeugung von 620 TWh im Jahr berechnet worden. Unter Berücksichtigung der optimalen Energieversorgung wäre die Installation von 80 GW Onshore- sowie 25 GW Offshore-WEA-Leistung bis zum Jahr 2030 notwendig. Außerdem sollten insgesamt 120 GW PV-Anlagenleistung bis 2030 errichtet werden. Bis 2050 müssten des Weiteren 125 GW Onshore- und 100 GW Offshore-Windenergie sowie 255 GW PV-Anlagenleistung installiert sein, um die 954 TWh an notwendiger Energie erzeugen zu können. Da der Zubau dieser Technologien einiges an Zeit in Anspruch nehmen wird, sollte sehr zeitnah die Entscheidung zum nochmals erweiterten Ausbau der notwendigen Technologien erfolgen.

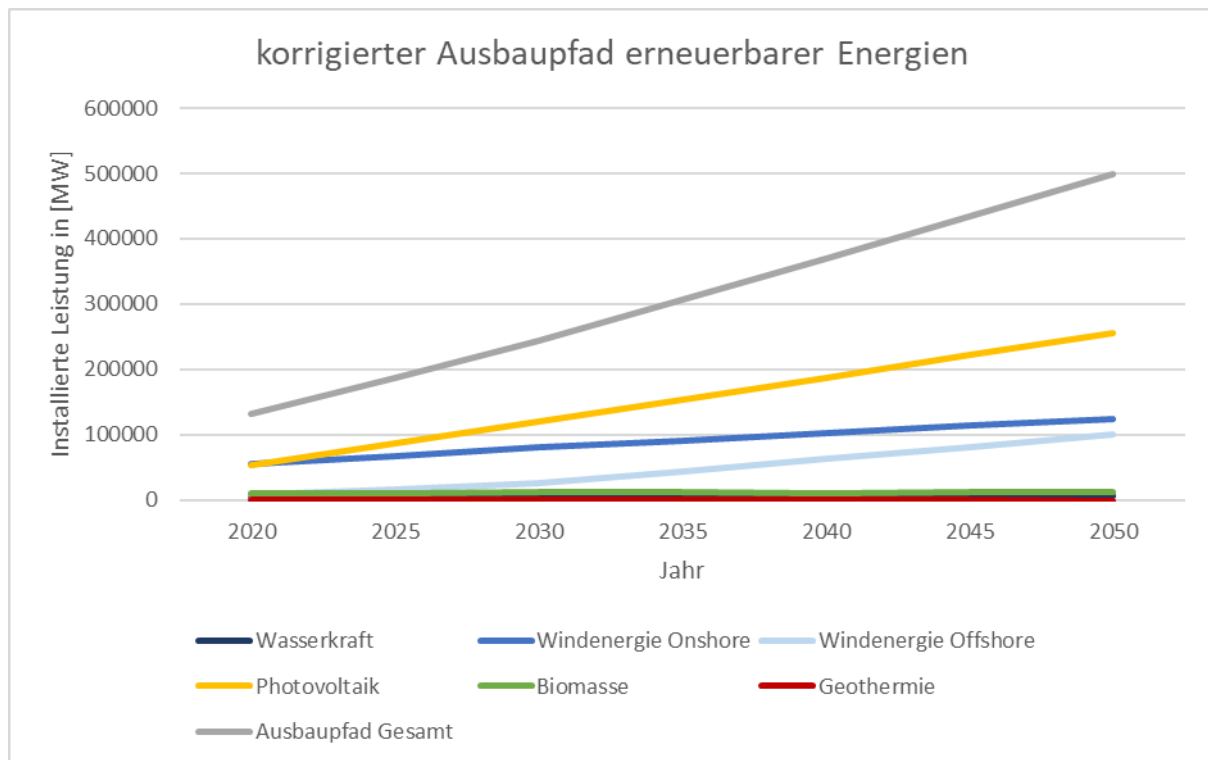


Abbildung 74: Korrigierter Ausbaupfad erneuerbarer Energien

Dass ein verbesserter Ausbaupfad allein jedoch nicht ausreichend ist, um die Stromversorgung vollständig mittels regenerativer Energien decken zu können, verdeutlicht Abbildung 75 nochmals. Hier ist zu erkennen, dass selbst im Jahr 2050, in dem sehr viel Energie nicht verbraucht wird, der Strombedarf nicht zu 100 Prozent direkt aus regenerativen Energien gedeckt werden kann. Daher werden auch hier Technologien wie Batteriespeicher und Power-to-Gas-Anlagen benötigt, um den restlichen Verbrauch, der zu den Zeiten anfällt, in denen die Erzeugung nicht ausreicht, decken zu können. Die übrige Erzeugung muss anderweitig abgenommen werden. Die Möglichkeit, die übrige Erzeugung einer anderen Energieform zuzuführen und speicherbar zu machen, ist zwingend erforderlich und kann durch den Energieträger Gas, welcher einen hohen Energiegehalt aufweist und in großen Mengen in Kavernen- und Porenspeichern untergebracht werden kann, realisiert werden. Es sollte daher genügend Technologien geben, die dafür sorgen, dass die überproduzierte Energie aus dem Netz genommen werden und in Form von Methan gespeichert werden kann. Da die Investition in solche Technologien wahrscheinlich nur dann getätigt wird, wenn ein finanzieller Gewinn erwartet werden kann und dieser, wie in Kapitel 11 beschrieben, davon abhängt, wie häufig z.B. eine Power-to-Gas-Anlage genutzt wird, sollte es Anreizregulierungen geben, die dafür sorgen, dass mit einem vermehrten Zubau frühestmöglich begonnen wird. Sollte darauf gewartet werden, dass der Markt den Zubau von beispielsweise PtG-Anlagen selbst übernimmt, würde er wahrscheinlich für die Erreichung der Ziele des Pariser Klimaabkommens zu spät und nicht in ausreichender Höhe geschehen.

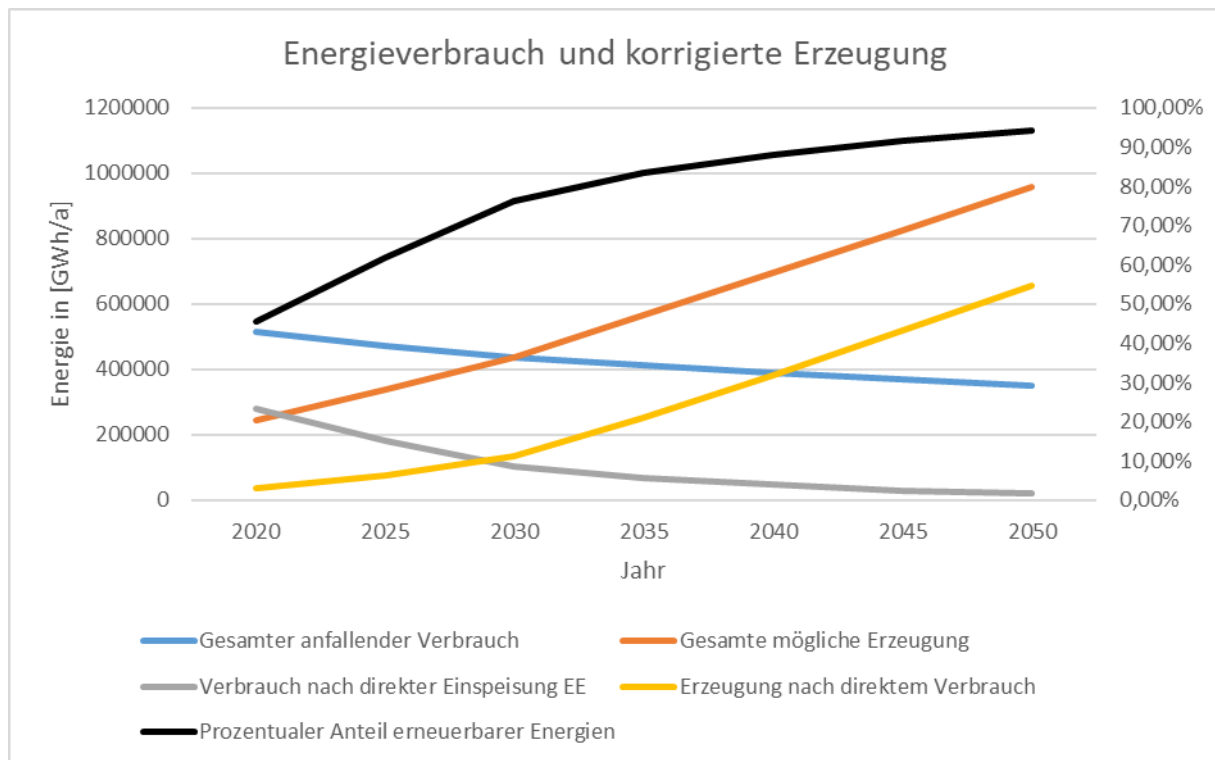


Abbildung 75: Deutschlandweiter Energieverbrauch mit korrigierter Erzeugung

Daher sollte bei der Überarbeitung des EEG neben der Anpassung des Ausbaupfades auch die Subventionierung von Power-to-Gas-Anlagen und Batteriespeichern berücksichtigt werden. In das Gesetz aufgenommen werden kann bspw. die in Kapitel 11 beschriebene, notwendige Leistung von Power-to-Gas-Anlagen, um alle erzeugten Energien aufnehmen und verbrauchen zu können. Dabei kann die angegebene Leistung in den Jahren 2030, 2040, sowie 2050 als Ausbaupfad für diese Energien festgelegt werden. Die Entscheidung zur Subventionierung dieser Technologien sollte allerdings in naher Zukunft gefällt werden, da ein Zubau von Technik viel Zeit in Anspruch nimmt und Vorlauf benötigt.

Weiterhin ist in obenstehender Abbildung 75 erkennbar, dass mit der Korrektur des Ausbaupfades bereits im Jahr 2029 mehr Energie produziert wird als der Stromsektor abnimmt. Dieser Ausbaupfad ermöglicht es, dem Ziel des Pariser Klimaabkommens, die Erderwärmung auf 1,5 Grad zu beschränken, näher zu kommen. Nach einer Studie des Wuppertaler Instituts für Klima, Umwelt und Energie wird dieser Wert nur dann erreicht werden, wenn Deutschland bis 2035 CO₂-neutral wird. Dies kann nur dann gelingen, wenn die Emissionen in den Jahren zuvor drastisch gesenkt werden [75, p. 12]. Mit dem angepassten Ausbaupfad könnte zumindest die Stromversorgung bis 2035 komplett auf erneuerbare Energien umgestellt und der verbleibende Überschussstrom in Höhe von zirka 150 TWh in anderen Sektoren verbraucht werden. Mit dem Reststrom kann nicht der komplette restliche Endenergiebedarf gedeckt werden, es hilft jedoch bei der Umsetzung der Energiewende und setzt realistische Ziele. In der erwähnten Studie wird außerdem dargelegt, dass Deutschland in den kommenden Jahren zwischen 60 und 70 Megatonnen (kurz Mt) CO₂ pro Jahr einsparen muss, wohingegen die bisherigen

Bemühungen jedoch nur dazu geführt haben, dass etwa 8 Mt jährlich eingespart wurden. Diese Diskrepanz zwischen Ausbaupfad und Ergebnis der Studie macht deutlich, dass die notwendigen Schritte zur Erreichung der vereinbarten Klimaziele sehr ambitioniert sind und mittlerweile eher geringe Chancen haben, erreicht zu werden. Ein erweiterter Ausbaupfad hingegen kann einen hohen Mehrwert bringen, da er leicht umgesetzt werden kann. Die Regierung ist dafür lediglich in der Pflicht, die vorgegebenen Zielwerte anzugleichen und Förderprogramme für Batteriespeicher und Power-to-Gas-Anlagen zu etablieren. Dieser Anreiz sollte dazu führen, dass der Ausbau erneuerbarer Erzeuger beschleunigt und unterstützende Technologie genutzt wird. Anders können die von der Regierung formulierten quantitativen Ziele der Energiewende nicht erreicht werden.

Neben der Entscheidung, weitere Technologien zu subventionieren und regenerative Erzeuger deutlich schneller und in größerer Leistung auszubauen, sollte für den reibungslosen Betrieb der Power-to-Gas-Anlagen das notwendige CO₂ vorgehalten werden. Dafür sind weitere Speichertechnologien notwendig, in denen das Gas zwischengelagert werden kann. Diese Möglichkeiten bestehen in diesen benötigten Dimensionen noch nicht und müssen erschlossen werden. Hier könnten Ausschreibungen seitens des Staates dafür sorgen, dass private Investoren die notwendigen Speicher vorhalten. Neben der Möglichkeit der Vorhaltung der benötigten Speichermengen sollten Gaskraftwerke aufgrund ihrer Flexibilität und der Produktion von CO₂ zur Energieproduktion genutzt werden. Wie in Kapitel 12 beschrieben, reichen die zur Verfügung stehenden Kraftwerke auf regionaler Ebene nicht aus, um genügend Energie zu liefern, falls es auf lokaler Ebene zu einer Dunkelflaute, also dem Fehlen von Strom aus Wind- und PV-Anlagen, kommt. Daher sollte es auch hier weitere Anreizregulierungen geben, damit diese GuD-Kraftwerke auch in Zukunft zur Verfügung stehen und, wenn benötigt, neue geschaffen werden.

Die oben erwähnten Notwendigkeiten wie bspw. die Verbesserung des Ausbaupfades führen außerdem dazu, dass der geplante Kohleausstieg früher als bislang geplant stattfinden kann und somit erhebliche Mengen CO₂ früher eingespart werden könnten. Es wird durch die verbesserte Erzeugung von Strom aus regenerativen Quellen genügend Energie produziert, um den Stromsektor mit sauberer Energie zu versorgen. Kohlekraftwerke müssen daher diese Aufgabe nicht weiter übernehmen und sollten aufgrund ihres klimaschädlichen Betriebs vom Netz genommen werden.

Aufgrund der Dringlichkeit dieser Thematik handelt es sich bei den hier genannten Handlungsempfehlungen für die Politik weniger um mögliche Anpassungen von Gesetzen, die zu einer Verbesserung der bestehenden, guten Situation beitragen, sondern eher um dringend notwendige Innovationsschritte, die sofort umgesetzt werden müssen. Sollte länger mit der notwendigen Anpassung der Maßnahmen gewartet werden, wird es Jahr für Jahr schwieriger und in naher Zukunft nahezu unmöglich, die verpflichtenden Maßnahmen des Pariser Klimaabkommens umzusetzen. Sollte das EEG, so wie es jetzt besteht, umgesetzt werden und erst im Jahr 2030 nach Erfüllung der gesetzlich festgeschriebenen Vorgaben abgeklärt werden, wie der weitere Ausbaupfad von regenerativen Erzeugern aussehen soll, damit die vorgegebenen Ziele eingehalten werden können, ist es aufgrund

der notwendigen, jährlichen Zubaumenge bis zum Jahr 2050 nicht möglich, die erklärten Ziele einzuhalten. Auch der Zubau von Batteriespeichern und Power-to-Gas-Anlagen muss in den kommenden Jahren hochgefahren werden, damit die produzierten Energiemengen, welche keinen Abnehmer finden, gespeichert und zwischengelagert werden können.

14 Fazit der Arbeit

Die in dieser Arbeit geschaffenen Berechnungsprogramme haben den Zweck, die bisherige Situation der erneuerbaren Energien auszuwerten und ihre voraussichtliche Erzeugung bestmöglich auszunutzen. Aufgrund der Volatilität von regenerativen Erzeugern kann der generierte Strom bereits heute nicht immer direkt verbraucht werden und wird daher für einen negativen Strompreis in das Ausland abgegeben oder abgeregelt. Da diese Nicht-Nutzung dazu führt, dass der Anteil von grünem Strom am gesamten Energieverbrauch Deutschlands geringer ausfällt als er eigentlich könnte, wurde ein System aufgezeigt, wie überschüssiger Strom bestmöglich genutzt werden kann, um so den Anteil erneuerbarer Energien sowohl am Stromverbrauch als auch am gesamten Energieverbrauch zu erhöhen.

Das Speicherberechnungstool berechnet dazu die Erzeugung und den Verbrauch auf lokaler Ebene und zeigt, wie groß der Autarkiegrad, also der Anteil der Stromversorgung durch regenerative Energien einer Stadt oder einer Kommune ist und wie viel Strom aus umliegenden Gebieten benötigt wird, um die fehlenden Strommengen bereitzustellen. Eines der Ergebnisse dieser ersten Auswertung ist, dass vor allem Ballungsräume, also große Städte mit einer hohen Populationsdichte, nicht in der Lage sind, sich selbst zu versorgen und Strom aus anderen Kreisen benötigen. Dies trifft vor allem auf Städte des Ruhrgebietes zu, da hier viele große Verbrauchsorte direkt nebeneinander liegen und der Ertrag aus regenerativen Quellen sehr gering ist. Das darauf aufbauende Kartographierungstool führt diese einzelnen Städte und Kommunen zusammen und schaut, ob es Synergieeffekte zur Stromumverteilung gibt. Überschüssige Energie eines Sektors soll in einem anderen, angrenzenden Sektor direkt verbraucht werden. So kann gewährleistet werden, dass der Strom möglichst wenig Strecke zurücklegt und dadurch geringere Transportverluste entstehen. Des Weiteren wird durch diese Vorgehensweise weniger Energie von einer niedrigen Spannungsebene auf eine überregionale höhere Spannungsebene transformiert. Die so eingesparten Kapazitäten auf höherer Ebene ermöglichen den verbesserten Transport großer Energiemengen, bereitgestellt durch beispielsweise Offshore-WEA und garantieren eine nicht so hohe Netzbelastung. Außerdem wird der überschüssige Strom, welcher auf lokaler Ebene nicht verbraucht werden kann, zusammengefasst und in Power-to-Gas-Anlagen in Methan umgewandelt. Der so gewonnene Kraftstoff kann besser eingespeichert und zur saisonalen Energieversorgung genutzt werden. Um die Verluste bei der Rückverstromung möglichst gering zu halten, werden überwiegend Gasturbinen oder Gas- und Dampfkraftwerke mit einem hohen Wirkungsgrad genutzt. Nach Zusammenfassung und Verteilung der lokalen Überschussmengen wird die erzeugte Energie auf See in die Deckung des Verbrauchs mit eingebunden und sorgt für eine weitere Senkung des Verbrauchs auf lokaler Ebene. Zuerst werden die verbleibenden, großen Verbraucher adressiert und über das HöS- und HS-Netz versorgt. Der dann verbleibende Strom wird auf die lokale Ebene heruntertransformiert und unterverteilt. Auch der Direktverbrauch des Offshore-WEA-Stroms führt nicht dazu, dass sich alle Städte und Kommunen vollständig mit regenerativer Energie versorgen können, obwohl sehr viel Energie ungenutzt bleibt. Genau wie der Überschussstrom

an Land wird auch diese Energie in Methan umgewandelt und somit saisonal abrufbar gemacht. Die darauf aufbauenden Auswertungen zeigen, dass das zwischengespeicherte Methan in der Lage ist, den restlichen Strombedarf vollständig decken zu können. Dazu werden auf regionaler Ebene die vorhandenen Kraftwerksmöglichkeiten zur Rückverstromung ausgeschöpft und bei lokalem Bedarf kleinere BHKWs errichtet. Bereits im Jahr 2040 ist es mit dem vorliegenden Ausbaupfad möglich, den Stromverbrauch Deutschlands aus erneuerbaren Energien zu decken. Weiterhin bleiben noch 140 TWh Energie im Jahr 2050 übrig, die in anderen Sektoren, wie beispielsweise dem Wärmesektor, verbraucht werden können. Die für dieses Vorhaben notwendigen Technologien können wirtschaftlich zugebaut werden, es bedarf hierbei rein rechnerisch keiner Zuwendung vom Staat, da es sich nicht um defizitäre Techniken handelt.

Eine Subventionierung seitens der Regierung sollte dennoch stattfinden, um so den Markteinstieg zu erleichtern und den Zubau kontrollieren zu können. Sollte dies komplett den Marktteilnehmern überlassen werden, kann es zu Verzögerungen beim Ausbau kommen, und die notwendigen Technologien würden bei der Abnahme von überschüssigem Strom fehlen. Eine Subventionierung von Batteriespeichern und Power-to-Gas-Anlagen sollte daher im EEG, welches aufgrund des nicht ausreichenden Ausbaupfades ohnehin überarbeitet werden muss, verankert werden. Die vorgeschriebenen Ausbaumengen des momentanen Gesetzes reichen nicht aus, um den gesamten Stromverbrauch vollständig sowie den Endenergiebedarf zu 60 Prozent aus regenerativen Quellen zu decken. So wie es jetzt Bestand hat, werden die quantitativen Ziele des achten Monitoring-Berichts der Bundesregierung sowie die Ziele des Pariser Klimaabkommens weit verfehlt, was allein Grund genug ist, das EEG zu verbessern. Der in Kapitel 13 beschriebene Ausbaupfad ist ein erster Schritt hin zu einer optimalen Versorgung auf Basis sauberer Erzeuger. Dieser stellt eine finanziell und technisch umsetzbare Variante zur Versorgung mittels erneuerbarer Energien dar. Er kann jedoch noch optimiert werden, da die geforderte Klimaneutralität zur Einhaltung des 1,5-Grad-Ziels auch hiermit noch nicht erreicht werden. Dieser Vorschlag soll zur Erreichung der ausgesprochenen Klimaziele der Bundesregierung dienen, da diese als maßgebliche Marschroute seitens der Politik gelten und daher bindend sein sollten.

Die Auswertungen der zur Verfügung stehenden Datenbasis lässt zudem darauf schließen, dass die Dringlichkeit der Energiewende bei der Bundesregierung bislang nicht so wahrgenommen wurde, es daher anscheinend akzeptiert wird, dass die Ziele der Energiewende nicht erreicht werden. Die Verantwortung zur Umsetzung der notwendigen Maßnahmen darf nicht weiter an zukünftige Generationen weitergegeben werden, der Handlungszeitpunkt ist bereits gekommen. Durch einen zu starken Anstieg der globalen Temperatur kommt es nachweislich zu immer extremeren Wetterbedingungen, die zu einer deutlich schlechteren Lebensqualität in nahezu allen Teilen der Erde führen werden. Deutschland als einer der größten Industriestaaten hat nicht nur durch die Schließung des Klimaabkommens die Verpflichtung, die verursachten Emissionen bestmöglich einzugrenzen und so zu einer Verbesserung der bisherigen Umstände beizutragen, sondern sollte auch eine Vorbildfunktion für andere Staaten erfüllen.

Literaturverzeichnis

- [1] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Abkommen von Paris,“ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2020. [Online]. Available: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Industrie/klimaschutz-abkommen-von-paris.html>. [Zugriff am 17.11.2020].
- [2] United Nations, „Paris Agreement,“ United Nations, Paris, 2015.
- [3] D. Bundestag, „Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2021),“ 16. Juli 2021. [Online]. Available: https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/EEG_2021.pdf. [Zugriff am 3. November 2021].
- [4] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Die Energie der Zukunft - 8. Monitoring-Bericht zur Energiewende - Berichtsjahre 2018 und 2019,“ 3. Februar 2021. [Online]. Available: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/achter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft.pdf?__blob=publicationFile&v=32. [Zugriff am 5. November 2021].
- [5] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, „Nutzung von Flüssen: Wasserkraft,“ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, 18. September 2019. [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/wasser/fluesse/nutzung-belastungen/nutzung-von-fluessen-wasserkraft#wasserkraftnutzung-global>. [Zugriff am 14. September 2021].
- [6] Umweltbundesamt, „Bioenergie,“ Umweltbundesamt, 6. Juni 2020. [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/bioenergie#bioenergie-ein-weites-und-komplexes-feld->. [Zugriff am 5. November 2021].
- [7] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland,“ Umweltbundesamt - Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien, Dessau-Roßlau, 2021.
- [8] Deutscher Bundestag, „Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See (Windenergie-auf-See-Gesetz - WindSeeG),“ 13. Oktober 2016. [Online]. Available:

- <https://www.gesetze-im-internet.de/windseeg/WindSeeG.pdf>. [Zugriff am 3 November 2021].
- [9] Kreditanstalt für Wiederaufbau, „KfW-Programm Offshore-Windenergie,“ April 2015. [Online]. Available: [https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-\(Inlandsf%C3%B6rderung\)/PDF-Dokumente/6000001940_M_273_Windenergie.PDF](https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-(Inlandsf%C3%B6rderung)/PDF-Dokumente/6000001940_M_273_Windenergie.PDF). [Zugriff am 3 November 2021].
- [10] Deutscher Bundestag, „Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz - KWKG 2020),“ 21 Dezember 2015. [Online]. Available: https://www.gesetze-im-internet.de/kwkg_2016/KWKG_2020.pdf. [Zugriff am 3 November 2021].
- [11] Deutscher Bundestag, „Gesetz zur Einsparung von Energie zur Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteerzeugung in Gebäuden (Gebäudeenergiegesetz - GEG),“ 2020 August 08. [Online]. Available: <https://www.gesetze-im-internet.de/geg/GEG.pdf>. [Zugriff am 3 November 2021].
- [12] Deutscher Bundestag, „Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende,“ 29 August 2016. [Online]. Available: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Gesetz/gesetz-zur-digitalisierung-der-energiewende.pdf?__blob=publicationFile&v=4. [Zugriff am 3 November 2021].
- [13] C. Synwoldt, „Photovoltaik,“ in *Dezentrale Energieversorgung mit regenerativen Energien*, Wiesbaden, Springer Vieweg, 2021, pp. 44-45.
- [14] T. Harriehausen und D. Schwarzenau, „Elektrische Leitung in homogenen kristallinen Festkörpern,“ in *Moeller Grundlagen der Elektrotechnik*, Wiesbaden, Springer Vieweg, 2020, pp. 619-630.
- [15] M. Kaltschmitt, W. Streicher und A. Wiese, „Photovoltaische Stromerzeugung,“ in *Erneuerbare Energien*, Berlin, Springer Vieweg, 2020, p. 342.
- [16] V. Crastan, „Photovoltaik,“ in *Elektrische Energieversorgung 2 - Energiewirtschaft und Klimaschutz, Elektrizitätswirtschaft und Liberalisierung, Kraftwerktechnik und alternative Stromversorgung, chemische Energiespeicherung*, Berlin, Springer Vieweg, 2018, pp. 441-465.

- [17] E. Hau, Windkraftanlagen - Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit, Berlin: Springer Vieweg, 2016.
- [18] B. Valov, Handbuch Netzintegration Erneuerbarer Energien - Netzanschluss, Stromerzeugungsanlagen und Regelung, Wiesbaden: Springer Vieweg, 2020.
- [19] S. Heier, Windkraftanlagen - Systemauslegung, Netzintegration und Regelung, Wiesbaden: Springer Vieweg, 2018.
- [20] V. Wesselak, T. Schabbach, T. Link und J. Fischer, Handbuch Regenerative Energietechnik, Berlin: Springer Vieweg, 2017.
- [21] M. Kaltschmitt, H. Hartmann und H. Hofbauer, Energie aus Biomasse - Grundlagen, Techniken und Verfahren, Berlin: Springer Vieweg, 2016.
- [22] H. Watter, Regenerative Energiesysteme - Grundlagen, Systemtechnik und Analysen ausgeführter Beispiele nachhaltiger Energiesysteme, Wiesbaden: Springer Vieweg, 2019.
- [23] J. Giesecke und E. Mosonyi, Wasserkraftanlagen - Planung, Bau und Betrieb, Heidelberg: Springer, 2009.
- [24] P. Kurzweil und O. Dietlmeier, Elektrochemische Speicher - Superkondensatoren, Batterien, Elektrolyse-Wasserstoff, Rechtliche Rahmenbedingungen, Wiesbaden: Springer Vieweg, 2018.
- [25] R. Korthauer, Handbuch Lithium-Ionen-Batterien, Berlin: Springer Vieweg, 2013.
- [26] M. Doppelbauer, Grundlagen der Elektromobilität - Technik, Praxis, Energie und Umwelt, Wiesbaden: Springer Vieweg, 2020.
- [27] G. Reich und M. Reppich, Regenerative Energietechnik - Überblick über ausgewählte Technologien zur nachhaltigen Energieversorgung, Wiesbaden: Springer Vieweg, 2018.
- [28] J. Töpler und J. Lehmann, Wasserstoff und Brennstoffzelle - Technologien und Marktperspektiven, Berlin: Springer Vieweg, 2017.
- [29] Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie, „Studie IndWEde - Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für

- nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme,“ 1 September 2018. [Online]. Available: https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/09/indwede-studie_v04.1.pdf. [Zugriff am 16 November 2021].
- [30] M. Zapf, *Stromspeicher und Power-to-Gas im deutschen Energiesystem*, Wiesbaden: Springer Vieweg, 2017.
- [31] Karlsruher Institut für Technologie (KIT), „HELMETH - Power-to-SNG mit hohem Wirkungsgrad,“ 5 Februar 2018. [Online]. Available: <https://www.sek.kit.edu/downloads/2019-datenblatt-helmeth.pdf>. [Zugriff am 16 November 2021].
- [32] P. Kurzweil, *Brennstoffzellentechnik - Grundlagen, Materialien, Anwendungen, Gaserzeugung*, Wiesbaden: Springer Vieweg, 2016.
- [33] Z. Richard, *Energietechnik - Systeme zur konventionellen und erneuerbaren Energieumwandlung. Kompaktwissen für Studium und Beruf*, Wiesbaden: Springer Vieweg, 2019.
- [34] Deutsches Institut für Normung e.V., *DIN EN 14511-1 - Luftkonditionierer, Flüssigkeitskühlsätze und Wärmepumpen für die Raumbeheizung und -kühlung und Prozess-Kühler mit elektrisch angetriebenen Verdichtern - Teil 1*.
- [35] E. Bollin, *Regenerative Energien im Gebäude nutzen - Wärme- und Kälteversorgung, Automation, Ausgeführte Beispiele*, Wiesbaden: Springer Vieweg, 2016.
- [36] D. Bohne, *Technischer Ausbau von Gebäuden*, Wiesbaden: Springer Vieweg, 2014.
- [37] M. Dehli, *Energieeffizienz in Industrie, Dienstleistung und Gewerbe - Energietechnische Optimierungskonzepte für Unternehmen*, Wiesbaden: Springer Vieweg, 2020.
- [38] K. F. Schäfer, *Netzberechnung - Verfahren zur Berechnung elektrischer Energieversorgungsnetze*, Wiesbaden: Springer Vieweg, 2020.
- [39] Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, „Roadmap Gas für die Energiewende - Nachhaltiger Klimabeitrag des Gassektors,“ Umweltbundesamt, Karlsruhe, 2019.

- [40] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Erdgasversorgung in Deutschland,“ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Februar 2017. [Online]. Available: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/gas-erdgasversorgung-in-deutschland.html>. [Zugriff am 18 November 2021].
- [41] Fraunhofer-Institut für Keramische Technologien und Systeme IKTS, „Grüner Wasserstoff: Transport im Erdgasnetz,“ Fraunhofer-Institut für Keramische Technologien und Systeme IKTS, Hermsdorf, 2021.
- [42] R. van Basshuysen, Erdgas und erneuerbares Methan für den Fahrzeugantrieb - Wege zur klimaneutralen Mobilität, Wiesbaden: Springer Vieweg, 2015.
- [43] M. Sterner und I. Stadler, Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration, Berlin: Springer Vieweg, 2017.
- [44] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Energieeffizienz in Zahlen - Entwicklungen und Trends in Deutschland 2020,“ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Berlin, 2020.
- [45] Freie Universität Berlin, „Industriesektor,“ Freie Universität Berlin, [Online]. Available: https://www.lai.fu-berlin.de/e-learning/projekte/vwl_basiswissen/bip/die_sektoren_der_volkswirtschaft/industriesektor/index.html. [Zugriff am 22 November 2021].
- [46] Bundeszentrale für politische Bildung, „Tertiärer Sektor - Dienstleistungssektor,“ Bundeszentrale für politische Bildung, 2016. [Online]. Available: <https://www.bpb.de/nachschlagen/lexika/lexikon-der-wirtschaft/19052/dienstleistungssektor>. [Zugriff am 22 November 2021].
- [47] C. Meinecke, Potentiale und Grenzen von Smart Metering - Empirische Wirkungsanalyse eines Feldtests mit privaten Haushalten, Wiesbaden: Springer VS, 2017.
- [48] C. Aichele und O. D. Doleski, Smart Meter Rollout - Praxisleitfaden zur Ausbringung intelligenter Zähler, Wiesbaden: Springer Vieweg, 2013.
- [49] Deutsche Energieagentur (dena), „Roadmap Demand Side Management. Industrielles Lastmanagement für ein zukunftsfähiges Energiesystem.,“ Deutsche Energieagentur (dena), Berlin, 2016.

- [50] Bundesnetzagentur, „MaStR-Nummernkonzept,“ Bundesnetzagentur, Berlin, 2019.
- [51] Bundesnetzagentur, „Das Marktstammdatenregister - Gesamtkonzept,“ Bundesnetzagentur, Berlin, 2018.
- [52] Agora Energiewende, „Agorameter,“ Agora Energiewende, 24.11.2021. [Online]. Available: https://www.agora-energiawende.de/service/agorameter/chart/power_generation/21.11.2021/24.11.2021/today/. [Zugriff am 24.11.2021].
- [53] Agentur für Erneuerbare Energien (AEE), „Landesinformation Erneuerbare Energien,“ Agentur für Erneuerbare Energien, 1. Januar 2021. [Online]. Available: <https://www.foederal-erneuerbar.de/landesinfo/bundesland/D/kategorie/top+10>. [Zugriff am 24. November 2021].
- [54] Statista GmbH, „Anzahl der Wind-Volllaststunden nach typischen Standorten für Windenergieanlagen,“ Statista GmbH, Juni 2021. [Online]. Available: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/224720/umfrage/wind-volllaststunden-nach-standorten-fuer-wea/>. [Zugriff am 24. November 2021].
- [55] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., „Standardlastprofile Strom,“ 1. Januar 2017. [Online]. Available: <https://www.bdew.de/energie/standardlastprofile-strom/>. [Zugriff am 25. November 2021].
- [56] P. Komarnicki, M. Kranhold und Z. Styczynski, *Sektorenkopplung - Energetisch-nachhaltige Wirtschaft der Zukunft*, Wiesbaden: Springer, 2021.
- [57] Energie-Handels-Gesellschaft mbH & Co. KG (EHA), „Sektorenkopplung in der Energiewende: Synergien geschickt nutzen,“ Energie-Handels-Gesellschaft mbH & Co. KG (EHA), 23. September 2020. [Online]. Available: <https://www.eha.net/blog/details/sektorenkopplung.html>. [Zugriff am 25. November 2021].
- [58] P. Komarnicki, J. Haubrock und Z. A. Styczynski, *Elektromobilität und Sektorenkopplung - Infrastruktur- und Systemkomponenten*, Berlin: Springer Vieweg, 2020.
- [59] Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), „Entwicklung der erneuerbaren Energien 1990 bis 2020,“ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Berlin, 2021.

- [60] Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien, „Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch und am Bruttoendenergieverbrauch,“ 1 Februar 2021. [Online]. Available: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/384/bilder/dateien/de_indikator_ener-04_erneuerbare-energien_2021-03-16.pdf. [Zugriff am 26 November 2021].
- [61] Die Bundesregierung, „Ausstieg aus der Kernkraft,“ Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB), 2021. [Online]. Available: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/energiewende/energie-erzeugen/ausstieg-aus-der-kernkraft-394280>. [Zugriff am 28 November 2021].
- [62] Kommission "Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung", „Kohleausstieg und Strukturwandel,“ 31 Januar 2019. [Online]. Available: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/abschlussbericht-kommission-wachstum-strukturwandel-und-beschaeftigung.pdf?__blob=publicationFile&v=4. [Zugriff am 28 November 2021].
- [63] Bundesnetzagentur; Bundeskartellamt, „Entwicklung der Ausfallarbeit durch Abregelung der EE-Stromeinspeisung in Deutschland in den Jahren 2009 bis 2019,“ 1 Januar 2021. [Online]. Available: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/617949/umfrage/einspeisemanagement-in-deutschland/>. [Zugriff am 28 November 2021].
- [64] Bundesnetzagentur, „Anzahl der Stunden negativen Strompreisen in Deutschland in den Jahren 2010 bis 2020,“ 1 Januar 2021. [Online]. Available: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/618751/umfrage/anzahl-der-stunden-mit-negativen-strompreisen-in-deutschland/>. [Zugriff am 28 November 2021].
- [65] Agora Energiewende, „Negative Strompreise: Ursachen und Wirkungen,“ 1 Juni 2014. [Online]. Available: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2013/Agora_NegativeStrompreise_Web.pdf. [Zugriff am 28 November 2021].
- [66] C. Lechner und J. Seune, „Flexibles Betriebsverhalten,“ in *Stationäre Gasturbinen*, Berlin, Springer Vieweg, 2019, pp. 603-608.
- [67] Team Consult; BVES, „Kapazität von Großbatteriespeichern zur Netzstabilisierung in Deutschland ind den Jahren von 2015 bis 2018,“ 1 Juni 2018. [Online]. Available:

- <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/872079/umfrage/kapazitaet-von-grossbatteriespeichern-zur-netzstabilisierung-in-deutschland/>. [Zugriff am 28 November 2021].
- [68] Deutscher Bundestag, „Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien sowie zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes und des Mineralölsteuergesetzes,“ 29 März 2000. [Online]. Available: https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav#__bgbl__%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl100s0305.pdf%27%5D__1638205428641. [Zugriff am 29 November 2021].
- [69] E.ON Energie Deutschland GmbH, „Lebensdauer einer Solarzelle,“ E.ON Energie Deutschland GmbH, 2021. [Online]. Available: <https://www.eon.de/de/pk/solar/lebensdauer-solarzelle.html>. [Zugriff am 29 November 2021].
- [70] Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme IWES, „Altersstruktur der Windenergieanlagen,“ 2018. [Online]. Available: http://windmonitor.iew.fraunhofer.de/windmonitor_de/3_Onshore/2_technik/6_altersstruktur/. [Zugriff am 29 November 2021].
- [71] BauGB-AG NRW, „Gesetz zur Ausführung des Baugesetzbuches in Nordrhein-Westfalen,“ BauGB-AG NRW, 15 Juli 2021. [Online]. Available: https://recht.nrw.de/lmi/owa/br_bes_text?anw_nr=2&gld_nr=2&ugl_nr=232&bes_id=29504&aufgehoben=N&menu=1&sg=0. [Zugriff am 29 November 2021].
- [72] Kreditanstalt für Wiederaufbau, „KfW-Programm Erneuerbare Energien "Speicher",“ Kreditanstalt für Wiederaufbau, 31.12.2018. [Online]. Available: [https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-\(Inlandsf%C3%B6rderung\)/PDF-Dokumente/6000002700_M_275_Speicher.PDF](https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-(Inlandsf%C3%B6rderung)/PDF-Dokumente/6000002700_M_275_Speicher.PDF). [Zugriff am 30 November 2021].
- [73] T. Smolnka, M. Günther und J. Garche, „Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien,“ Fraunhofer ISE, Freiburg, 2011.
- [74] Intergovernmental Panel in Climate Change, „Climate Change 2021: The Physical Science Basis,“ Intergovernmental Panel in Climate Change, Genf, 2021.

- [75] Wuppertaler Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH, „CO₂-neutral bis 2035: Eckpunkte eines deutschen Beitrags zur Einhaltung der 1,5-°C-Grenze,“ 1 Oktober 2020. [Online]. Available: https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7606/file/7606_CO2-neutral_2035.pdf. [Zugriff am 30 November 2021].
- [76] Bundesinstitut für Bevölkerungsforschung, „Bevölkerungsstruktur und -zahl,“ 1 Januar 2020. [Online]. Available: <https://www.demografie-portal.de/DE/Fakten/bevoelkerungszahl.html?nn=676784>. [Zugriff am 1 Dezember 2021].
- [77] Statistische Ämter des Bundes und der Länder, „Zensus 2011 - Wissen, was morgen zählt,“ Statistisches Bundesamt, 2020. [Online]. Available: https://www.zensus2011.de/DE/Home/home_node.html. [Zugriff am 1 Dezember 2021].
- [78] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU), „Wohnfläche,“ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU), 5 November 2021. [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/private-haushalte-konsum/wohnen/wohnflaeche#zahl-der-wohnungen-gestiegen>. [Zugriff am 1 Dezember 2021].
- [79] Statistisches Bundesamt, „Bevölkerung und Erwerbstätigkeit - Haushalte und Familien - Ergebnisse des Mikrozensus,“ Statistisches Bundesamt, Berlin, 2020.
- [80] Umweltbundesamt, „Energieverbrauch privater Haushalte,“ 1 Juli 2020. [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/private-haushalte-konsum/wohnen/energieverbrauch-privater-haushalte#endenergieverbrauch-der-privaten-haushalte>. [Zugriff am 1 Dezember 2021].
- [81] Bundesverband Wärmepumpe, „Anteil der Wärmepumpen im Neubau in Deutschland in den Jahren 2000 bis 2020,“ 2021. [Online]. Available: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/237364/umfrage/bedeutung-der-waermepumpen-im-neubau-in-deutschland/>. [Zugriff am 1 Dezember 2021].
- [82] Statistisches Bundesamt (Destatis), „Umweltökonomische Gesamtrechnungen - Private Haushalte und Umwelt,“ 2021. [Online]. Available: https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Umwelt/UGR/private-haushalte/Publikationen/Downloads/haushalte-umwelt-pdf-5851319.pdf?__blob=publicationFile. [Zugriff am 2 Dezember 2021].

- [83] Bundesverband Wärmepumpe e.V., „Wärmepumpen-Marktanteile in Deutschland - Baufertigstellung neuer Wohngebäude 2016-2020,“ 2021. [Online]. Available: https://www.waermepumpe.de/fileadmin/user_upload/Mediengalerie/Zahlen_und_Daten/Waermepumpe_Neubauzahlen/Grafik_Neubauzahlen_wp_2016-2020.png. [Zugriff am 2 Dezember 2021].
- [84] Bundesverband des Schornsteinfegerhandwerks - Zentralinnungsverband (ZIV), „Erhebungen des Schornsteinfegerhandwerks,“ 2020. [Online]. Available: <file:///C:/Users/Gebauer/AppData/Local/Temp/sonderdruck-2020.pdf>. [Zugriff am 1 Dezember 2021].
- [85] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, „Wärmepumpen mit Prüf- / Effizienznachweis - Heizen mit Erneuerbaren Energien,“ 14 Dezember 2020. [Online]. Available: https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/ee_waermepumpen_anlagenliste_bis_2020.pdf;jsessionid=17CFDF9C383ACA39717A60A8B57A7BC1.2_cid371?__blob=publicationFile&v=1. [Zugriff am 2 Dezember 2021].
- [86] Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme ISE, „Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem - Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen,“ Februar 2020. [Online]. Available: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE-Studie-Wege-zu-einem-klimaneutralen-Energiesystem.pdf>. [Zugriff am 2 Dezember 2021].
- [87] AG Energiebilanzen e.V., „Anwendungsbilanzen zur Energiebilanz Deutschland - Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Anwendungszwecken,“ 1 Mai 2020. [Online]. Available: file:///C:/Users/Gebauer/AppData/Local/Temp/ageb_anwendungsbilanz2018_v3.pdf. [Zugriff am 1 Dezember 2021].
- [88] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, „Nettostromverbrauch nach Verbrauchergruppen 2020,“ 3 Mai 2021. [Online]. Available: https://www.bdew.de/media/documents/Nettostromverbrauch_nach_Verbrauchergruppen_2020_online_o_jaehrlich_Ki_02092021.pdf. [Zugriff am 2 Dezember 2021].
- [89] Kraftfahrt-Bundesamt, „Der Fahrzeugbestand im Überblick am 1. Januar gegenüber dem 1. Januar 2020,“ 1 Januar 2021. [Online]. Available:

- https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Jahrebilanz_Bestand/2021/2021_b_u_eberblick_pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=1. [Zugriff am 2 Dezember 2021].
- [90] Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, „Verkehr in Zahlen 2020/2021,“ 13 April 2021. [Online]. Available: https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Publikationen/G/verkehr-in-zahlen-2020-pdf.pdf?__blob=publicationFile. [Zugriff am 3 Dezember 2021].
- [91] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, „Merkblatt zur Ermittlung des Gesamtenergieverbrauchs,“ 30 November 2020. [Online]. Available: https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/ea_ermittlung_gesamtenergieverbrauch.pdf?__blob=publicationFile&v=6. [Zugriff am 3 Dezember 2021].
- [92] Öko-Institut e.V., „eMobil 2050 - Szenarien zum möglichen Beitrag des elektrischen Verkehrs zum langfristigen Klimaschutz,“ 1 September 2014. [Online]. Available: https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Pool/Forschungsdatenbank/fkz_um_11_96_106_elektromobilitaet_bf.pdf. [Zugriff am 3 Dezember 2021].
- [93] Die Bundesregierung, „Regierungsprogramm Elektromobilität,“ 1 Mai 2011. [Online]. Available: https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Verkehr/regierungsprogramm_emob_bf.pdf. [Zugriff am 3 Dezember 2021].
- [94] Allgemeiner Deutscher Automobilclub (ADAC), „Elektroautos im Test: So hoch ist der Stromverbrauch,“ 3 Dezmbre 2021. [Online]. Available: <https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/tests/elektromobilitaet/stromverbrauch-elektroautos-adac-test/>. [Zugriff am 3 Dezmbre 2021].
- [95] U. -. P. D.-. I. A. Moser, Stromerzeugung und Handel - Skriptum zur Vorlesung, Aachen: Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, 2016.
- [96] Bayerische Motoren Werke AG (BMW AG), „The i3 - BMW i3: Motoren & Technische Daten,“ BMW AG, 2021. [Online]. Available: https://www.bmw.de/content/bmw/marketDE/bmw_de/de/neufahrzeuge/bmw-i/i3/2021/bmw-i3-technische-daten.bmw-i3--120-ah.html. [Zugriff am 6 Dezember 2021].

- [97] Kreis Soest, „Energieverbrauch,“ Kreis Soest, 21 Juni 2018. [Online]. Available: <https://www.kreis-soest.de/klimaschutz/bilanzen/energieverbrauch/energieverbrauch.php>. [Zugriff am 9 Dezember 2021].
- [98] Stadt Soest, „Kommunalstatistik,“ Stadt Soest, 6 April 2021. [Online]. Available: <https://www.soest.de/wohnen-bauen/geoportal-karten-und-statistik/kommunalstatistik>. [Zugriff am 9 Dezember 2021].
- [99] Bundesverband WindEnergie (BWE), „Weiterbetrieb und Ersatz von Windenergieanlagen nach Förderende,“ Bundesverband WindEnergie (BWE), 1 März 2021. [Online]. Available: <https://www.wind-energie.de/themen/politische-arbeit/weiterbetrieb-und-repowering/>. [Zugriff am 12 Dezember 2021].
- [100] Bundesnetzagentur, „Durchschnittliche Leistung von Windenergieanlagen in Deutschland,“ 1 Oktober 2019. [Online]. Available: <https://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/grafiken/durchschnittliche-leistung-von-windenergieanlagen-in-deutschland>. [Zugriff am 10 Dezember 2021].
- [101] U. P. D. r. n. D. U. Sauer, Energiespeichertechnologien - Vorlesungsumdruck, Aachen: Univ. Prof. Dr. rer. nat. Dirk Uwe Sauer, 2017.
- [102] Team Consult, BVES, „Kapazität von Heimbatteriespeichern in Deutschland in den Jahren von 2015 bis 2018,“ Statista GmbH, 1 Juni 2018. [Online]. Available: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/872108/umfrage/kapazitaet-von-heimbatteriespeichern-in-deutschland/>. [Zugriff am 12 Dezember 2021].
- [103] Bundesverband Solarwirtschaft e.V., „Fast 100.000 neue PV-Prosumenten in Deutschland,“ Bundesverband Solarwirtschaft e.V., 30 März 2020. [Online]. Available: <https://www.solarwirtschaft.de/2020/03/30/fast-100-000-neue-pv-prosumenten-in-deutschland/>. [Zugriff am 12 Dezember 2021].
- [104] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), „Effizienzsteigerung bei der Wasserstofferzeugung,“ Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), 19 November 2020. [Online]. Available: <https://www.bdew.de/energie/effizienzsteigerung-bei-der-wasserstofferzeugung/>. [Zugriff am 12 Dezember 2021].
- [105] Forschungszentrum Jülich, „Reversible Brennstoffzelle bricht Wirkungsgrad-Rekord,“ Forschungszentrum Jülich, 18 Dezember 2018. [Online]. Available: <https://www.fz->

- juelich.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/UK/DE/2018/2018-12-18-brennstoffzelle-wirkungsgrad-weltrekord.html. [Zugriff am 12 Dezember 2021].
- [106] Kreis Rendsburg-Eckernförde, „Kreis Rendsburg-Eckernförde im Überblick,“ Kreis Rendsburg-Eckernförde, [Online]. Available: <https://www.kip.net/schleswig-holstein/rendsbuurg-eckernfoerde/standortinformationen>. [Zugriff am 13 Dezember 2021].
- [107] TenneT TSO GmbH, „SuedLink - Die Windstromleitung,“ TenneT TSO GmbH, 2021. [Online]. Available: <https://www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/suedlink/>. [Zugriff am 13 Dezember 2021].
- [108] Deutsche Post DHL Group, „25 Jahre fünfstellige Postleitzahlen in Deutschland,“ Deutsche Post DHL Group, 29 Juni 2018. [Online]. Available: <https://www.dpdhl.com/de/presse/pressemitteilungen/2018/25-jahre-fuenfstellige-postleitzahlen-in-deutschland.html>. [Zugriff am 15 Dezember 2021].
- [109] Schwochow Softwareentwicklung - Marco Schwochow, „Postleitzahlen Deutschland,“ 2021. [Online]. Available: <https://www.suche-postleitzahl.org/source/images/plz-karten/postleitzahl-de.png>. [Zugriff am 15 Dezember 2021].
- [110] E.ON Energie Österreich GmbH, „Woraus besteht Erdgas?,“ 2021. [Online]. Available: <https://www.eon-energie.at/at/service/faq/woraus-besteht-erdgas.html>. [Zugriff am 16 Dezember 2021].
- [111] Umweltbundesamt, „Datenbank "Kraftwerke in Deutschland",“ 1 Oktober 2021. [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/dokument/datenbank-kraftwerke-in-deutschland>. [Zugriff am 16 Dezember 2021].
- [112] Umweltbundesamt, „Carbon Capture Storage,“ Umweltbundesamt, 15 Januar 2021. [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/wasser/gewaesser/grundwasser/nutzung-belastungen/carbon-capture-storage#grundlegende-informationen>. [Zugriff am 16 Dezember 2021].
- [113] Technische Universität Berlin; Bundesministerium für Bildung und Forschung, „Technischer Stand und Flexibilität des Power-to-Gas-Verfahrens,“ 29 August 2018. [Online]. Available: [https://www.er.tu-](https://www.er.tu-berlin.de/SharedDocs/Publikationen/DE/Power-to-Gas-Verfahren.pdf?__blob=publicationFile)

- berlin.de/fileadmin/a38331300/Dateien/Technischer_Stand_und_Flexibilit%C3%A4t_des_Power-to-Gas-Verfahrens.pdf. [Zugriff am 17 Dezember 2021].
- [114] EnBW Energie Baden-Württemberg AG, „Konventionelle Erzeugung - Gasturbinenkraftwerk,“ EnBW Energie Baden-Württemberg AG, 2021. [Online]. Available: <https://www.enbw.com/energie-entdecken/energieerzeugung/konventionelle-erzeugung/>. [Zugriff am 17 Dezember 2021].
- [115] Forschungszentrum Jülich GmbH, „Festoxid-Brennstoffzellen - SOFC,“ Forschungszentrum Jülich GmbH, 4 März 2020. [Online]. Available: https://www.fz-juelich.de/portal/DE/Forschung/EnergieUmwelt/Brennstoffzellen/SOFC/_node.html. [Zugriff am 17 Dezember 2021].
- [116] Umweltbundesamt, „Gesellschaftliche Kosten von Umweltbelastungen,“ Umweltbundesamt, 10 August 2021. [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/umweltwirtschaft/gesellschaftliche-kosten-von-umweltbelastungen#gesamtwirtschaftliche-bedeutung-der-umweltkosten>. [Zugriff am 24 Juni 2022].
- [117] M. Geilhausen, J. Bränzel, D. Engelmann und O. Schulze, Energiemanagement: Für Fachkräfte, Beauftragte und Manager, Wiesbaden: Springer Vieweg, 2015.
- [118] Rechnungswesen-verstehen.de, „Kalkulationszins,“ Rechnungswesen-verstehen.de, 2019. [Online]. Available: <https://www.rechnungswesen-verstehen.de/lexikon/kalkulationszins.php>. [Zugriff am 24 Juni 2022].
- [119] J. UG, „Welt der BWL - Amortisationsrechnung,“ Janedu UG, 2022. [Online]. Available: <https://welt-der-bwl.de/Amortisationsrechnung>. [Zugriff am 24 Juni 2022].
- [120] Wirtschaftslexikon24.com, „Dynamische Amortisationsrechnung,“ Wirtschaftslexikon24.com, 2022. [Online]. Available: <http://www.wirtschaftslexikon24.com/d/dynamische-amortisationsrechnung/dynamische-amortisationsrechnung.htm>. [Zugriff am 24 Juni 2022].
- [121] P. D. U. Pape, „Kapitalwert,“ Gabler Wirtschaftslexikon, 15 Februar 2018. [Online]. Available: <https://wirtschaftslexikon.gabler.de/definition/kapitalwert-39806/version-263207>. [Zugriff am 24 Juni 2022].

- [122] P. D. H. Holland, „Annuität,“ Gabler Wirtschaftslexikon, 16 Februar 2018. [Online]. Available: <https://wirtschaftslexikon.gabler.de/definition/annuitaet-27107/version-250770>. [Zugriff am 24 Juni 2022].
- [123] D. D. Schölisch, „Rendite,“ Gabler Wirtschaftslexikon, 8 November 2018. [Online]. Available: <https://www.gabler-banklexikon.de/definition/rendite-60910/version-344020>. [Zugriff am 24 Juni 2022].
- [124] Bundesnetzagentur, „EEG-Registerdaten und -Fördersätze,“ 26 Oktober 2021. [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/start.html. [Zugriff am 20 Dezember 2021].
- [125] Agora Energiewende, „Die Entwicklung der EEG-Kosten bis 2035 - Wieder Erneuerbaren-Ausbau entlang der langfristigen Ziele der Energiewende wirkt,“ Mai 2015. [Online]. Available: https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2015/EEG-Kosten-bis-2035/Agora_EEG_Kosten_2035_web_05052015.pdf. [Zugriff am 20 Dezember 2021].
- [126] SOLARWATT GmbH, „Kosten von Batteriespeichern,“ SOLARWATT GmbH, 2021. [Online]. Available: <https://solarenergie.de/stromspeicher/preise>. [Zugriff am 20 Dezember 2021].
- [127] Prognos AG, „Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger - Endbericht zum Projekt "Transformationspfade und regulatorischer Rahmen für synthetische Brennstoffe",“ Prognos AG, Mai 2020. [Online]. Available: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Studien/transformationspfade-fuer-strombasierte-energetraeger.pdf?__blob=publicationFile. [Zugriff am 20 Dezember 2021].
- [128] Tractebel Engie, „Rekordwirkungsgrad - 62,4 Prozent für ein Gas- und Dampf-Kombikraftwerk,“ Tractebel Engie, 2022. [Online]. Available: <https://tractebel-engie.de/de/nachrichten/2018/rekordwirkungsgrad-fuer-ein-gas-und-dampf-kraftwerk>. [Zugriff am 26 August 2022].
- [129] Kreditanstalt für Wiederaufbau, „Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft,“ Kreditanstalt für Wiederaufbau, 26 Juni 2022. [Online]. Available: [https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/F%C3%B6rderprodukte/Energieeffizienz-und-Prozessw%C3%A4rme-aus-Erneuerbaren-Energien-\(295\)/](https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/F%C3%B6rderprodukte/Energieeffizienz-und-Prozessw%C3%A4rme-aus-Erneuerbaren-Energien-(295)/). [Zugriff am 26 Juni 2022].

- [130] Bundesnetzagentur; Bundeskartellamt, „Bundesnetzagentur-Monitoringbericht 2021,“ Dezember 2021. [Online]. Available: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/168286/umfrage/entwicklung-der-gaspreise-fuer-haushaltskunden-seit-2006/>. [Zugriff am 27 Dezember 2021].
- [131] Oberverwaltungsgericht Köln, „Oberverwaltungsgericht stoppt vorläufig Einbauverpflichtung für intelligente Messsysteme (Stromzähler),“ Oberverwaltungsgericht Köln, 5 März 2021. [Online]. Available: https://www.ovg.nrw.de/behoerde/presse/pressemitteilungen/18_210305/index.php. [Zugriff am 30 Dezember 2021].
- [132] Trianel GmbH, „Trianel und Stadtwerke Hamm gründen Wasserstoffzentrum zur Entwicklung der Wasserstoffwirtschaft in Hamm,“ Trianel GmbH, 23 September 2021. [Online]. Available: <https://www.trianel.com/pressemitteilungen/trianel-und-stadtwerke-hamm-gruenden-wasserstoffzentrum-zur-entwicklung-der-wasserstoffwirtschaft-in-hamm>. [Zugriff am 31 Dezember 2021].
- [133] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, „Endenergieverbrauch in Deutschland in den Jahren 2000 bis 2020 (in Millionen Tonnen Steinkohleeinheiten),“ September 2021. [Online]. Available: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/160040/umfrage/endenergieverbrauch-von-deutschland-insgesamt-seit-2003/>. [Zugriff am 31 Dezember 2021].
- [134] Initiative Energien Speichern INES, „Gasspeicherkapazitäten,“ Initiative Energien Speichern INES, Februar 2021. [Online]. Available: <https://erdgasspeicher.de/erdgasspeicher/gasspeicherkapazitaeten/>. [Zugriff am 31 Dezember 2021].
- [135] BDEW, „Installierte Leistung und Erzeugung 2020,“ BDEW, April 2021. [Online]. Available: <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/installierte-leistung-und-erzeugung/>. [Zugriff am 31 Dezember 2021].
- [136] P. Icha und T. Dr. Lauf, „Entwicklung der spezifischen Treibhausgas-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 - 2021,“ 1 April 2022. [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/entwicklung-der-spezifischen-kohlendioxid-8>. [Zugriff am 25 November 2022].

- [137] B. f. W. u. Ausfuhrkontrolle, „Informationsblatt CO2-Faktoren - Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft - Zuschuss,“ 15 November 2021. [Online]. Available: https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/eew_infoblatt_co2_faktoren_2021.html. [Zugriff am 24.11.2022].
- [138] Umweltbundesamt, „Endenergieverbrauch 2019 nach Sektoren und Energieträgern,“ Umweltbundesamt, Berlin, 2020.
- [139] Umweltbundesamt, „Bruttostromverbrauch,“ Umweltbundesamt, Berlin, 2021.
- [140] Die Bundesregierung, „Anreiz für weniger CO2-Emissionen,“ Die Bundesregierung, 2021. [Online]. Available: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/weniger-co2-emissionen-1790134>. [Zugriff am 27. Dezember 2021].