

Bewertung von Flexibilitätsoptionen im deutschen Stromsystem 2021 bis 2035 unter Berücksichtigung der Holzverfeuerung

Projektgruppe Wirtschaftsinformatik



Bewertung von Flexibilitäts- optionen im deutschen Stromsyst- em 2021 bis 2035 unter Berück- sichtigung der Holzverfeuerung

im Auftrag des Naturschutzbundes Deutschland e.V. (NABU)

Autoren

Prof. Dr. Hans Ulrich Buhl, Dr. Michael Schöpf, Paul Schott, Dr. Martin Weibelzahl*, Jan Weissflog

Die Projektgruppe Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT vereint die Forschungsbereiche Finanz- und Informationsmanagement in Augsburg und Bayreuth. Die Expertise an der Schnittstelle von Wirtschaftsinformatik, Energiewirtschaft, Informationsmanagement und Finanzmanagement sowie die Fähigkeit, methodisches Know-how auf höchstem wissenschaftlichem Niveau mit einer kunden-, ziel- und lösungsorientierten Arbeitsweise zu verbinden, sind ihre besonderen Merkmale.

Fraunhofer-Institut für Angewandte Informationstechnik FIT
Projektgruppe Wirtschaftsinformatik
Universitätsstraße 12 Wittelsbacherring 10
86159 Augsburg 95444 Bayreuth

*Ansprechpartner:
Dr. Martin Weibelzahl
martin.weibelzahl@fit.fraunhofer.de
+49 921 55 – 4737

Disclaimer

Die Studie wurde vom Fraunhofer-Institut für Angewandte Informationstechnik FIT nach bestem Wissen und unter Einhaltung der nötigen Sorgfalt erstellt.

Fraunhofer FIT, seine gesetzlichen Vertreter*innen und/oder Erfüllungsgehilf*innen übernehmen keinerlei Garantie dafür, dass die Inhalte dieser Studie gesichert, vollständig für bestimmte Zwecke brauchbar oder in sonstiger Weise frei von Fehlern sind. Die Nutzung dieser Studie geschieht ausschließlich auf eigene Verantwortung.

In keinem Fall haften das Fraunhofer FIT, seine gesetzlichen Vertreter*innen und/oder Erfüllungsgehilf*innen für jegliche Schäden, seien sie mittelbar oder unmittelbar, die aus der Nutzung der Studie resultieren.

Empfohlene Zitierweise

Buhl, H. U., Schöpf, M., Schott, P., Weibelzahl, M., Weissflog, J. (2021): Bewertung von Flexibilitätsoptionen im deutschen Stromsystem 2021 bis 2035 unter Berücksichtigung der Holzverfeuerung. Projektgruppe Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer-Instituts für Angewandte Informationstechnik FIT, Augsburg/Bayreuth.

Bildquelle

© <https://stock.adobe.com/de/>

Executive Summary

To reach climate goals set by the Paris climate conference in 2015, Germany aims to achieve greenhouse gas neutrality by the year 2045 at the latest. Therefore, the German electricity system needs to transition from conventional to renewable energy sources. The intermittent electricity feed-in of renewable energy sources requires flexibility options to always ensure the necessary balance of electricity supply and demand. Flexibility options need, in particular, to compensate longer periods – days to weeks – with low electricity generation from intermittent renewable energy sources, so-called dark doldrums. Our analysis of the intermittent electricity generation in the years from 2015 to 2020 reveals a range of a cumulative duration of dark doldrums from 1735 to 2947 hours within one year, using the definition of dark doldrums established by the Deutscher Wetterdienst (less than 10 % feed-in from intermittent renewable energy sources for more than two days). As the average share of intermittent renewable energy sources is 17,3% of their installed capacity, in our analysis we vary the 10 % feed-in threshold. For a value of 6 %, we observe between 312 to 667 hours, for 8 % between 799 to 1502 hours, and for 12 % between 2788 to 4714 hours classified as dark doldrums. In electricity systems, there are different flexibility options that can contribute to the compensation of dark doldrums: grid reinforcement, energy storages, demand-side management, sector coupling, and thermal power plants. Due to the classification of woody biomass as carbon neutral by the Renewable Energy Directive II passed by the European Union, German coal power plant operators consider firing woody biomass to provide flexibility, especially to compensate dark doldrums. However, wood exhibits higher specific CO₂ emissions than coal. Forest regrowth can reabsorb these emissions. Though, to reabsorb the entire emissions of burned wood, it takes decades to a century. Moreover, the regrowth is associated with various uncertainties stemming, for instance, from possible future droughts. Furthermore, the necessary transport of woody biomass over long distances also implies CO₂-emissions. Overall, the alternative applications of wood in, among others, the furniture industry or the construction industry must be prioritized, as in these applications the CO₂-emissions can be bound for long periods. Alternative thermal power plants that can compensate dark doldrums are gas power plants based on the energy carriers green hydrogen or biomethane as well as combined

heat and power plants using biogas. However, as a result of the ongoing sector coupling, the corresponding demand for renewable gas is expected to grow significantly in the next years. Given the simultaneous limited availability of these renewable gases, their use must, therefore, be prioritized for applications, which cannot or hardly be decarbonized by electrification.

Based on the findings of our study, we derive seven policy recommendations. First, it is necessary to reconsider the undifferentiated classification of woody biomass as carbon neutral as passed by the EU in the Renewable Energy Directive II. The type and origin of woody biomass could serve as a basis to differentially assess woody biomass with individual CO₂ emissions. Second, the energy carriers green hydrogen and biomethane used in gas power plants as well as combined heat and power plants based on biogas are an alternative to wood-fired power plant and comprise advantages with regard to CO₂ emissions. Nevertheless, the use of these limited energy carriers must be prioritized for alternative use cases. Third, the occasional use of woody residuals, which cannot be used in wood industry anymore may be an adequate flexibility option. Fourth, there is a need for a portfolio of different flexibility options, whereby interdependencies between flexibility options must be considered. Fifth, choosing a flexibility portfolio can induce path dependencies in the short- and long-run. Subsidizing, e.g., woody biomass for electricity generation can inhibit the deployment of alternative flexibility options and result in a technological bias. A flexibility portfolio for the electricity system must be developed without such technological bias, ensuring technology openness. Sixth, electricity prices should reflect the locational demand and supply as well as grid restrictions in order to foster a targeted deployment of flexibility options to fit the local needs. Last, as the German electricity system is embedded in the interconnected European electricity grid, it is necessary to consider the international perspective for the deployment of flexibility options. Summarizing, given an appropriate regulatory framework, a flexibility portfolio consisting of alternative flexibility options can generally compensate dark doldrums without additionally firing woody biomass.

Inhaltsverzeichnis

Executive Summary	3
1 Einleitung	5
2 Problemstellung	7
2.1 Status quo – Aktueller Flexibilitätsbedarf in Deutschland	7
2.2 Projektion – Flexibilitätsbedarf bis zum Jahr 2035	8
2.2.1 Einflussfaktoren auf die Stromerzeugungsseite und deren Auswirkungen	8
2.2.2 Projektion des Flexibilitätsbedarfs auf das Jahr 2035	9
2.3 Anforderungen an Flexibilitätsoptionen	12
2.3.1 Beschreibung der Anforderungsprofile	12
2.3.2 Weiterführende Analyse des Flexibilitätsanforderungsprofils „Dunkelflaute“	12
3 Flexibilitätsoptionen zur Deckung des Flexibilitätsbedarfs	16
3.1 Stromnetz bzw. Netzausbau	17
3.2 Energiespeicher	18
3.3 Sektorenkopplung	19
3.4 Nachfrageflexibilität	20
3.5 Thermische Kraftwerke	21
4 Fokusanalyse – Alternative Flexibilitätsoptionen zur Überbrückung von Dunkelflauten.....	24
4.1 Analyse der Holzverfeuerung	24
4.2 Analyse alternativer thermischer Kraftwerke als Flexibilitätsoptionen	25
4.3 Schlussfolgerung	26
5 Mögliche Portfolios an Flexibilitätsoptionen.....	27
6 Initialanalyse möglicher Pfadabhängigkeiten	29
7 Abschließende Bewertung und Handlungsempfehlungen	31
7.1 Abschließende Bewertung	31
7.2 Handlungsempfehlungen	32

Einleitung

1 Einleitung

Im Jahr 2016 verabschiedete die deutsche Bundesregierung den sogenannten Klimaschutzplan 2050, welcher die Klimaschutzpolitischen Grundsätze, Ziele und Maßnahmen der Bundesregierung zur Umsetzung des Pariser Klimaabkommens festschreibt. Der Klimaschutzplan gibt dabei feste Minderungsziele in den Bereichen Energiewirtschaft, Gebäude, Verkehr, Industrie und Wirtschaft sowie Landwirtschaft, Landnutzung und Forstwirtschaft vor und wurde im Jahr 2019 mit einem konkreten Maßnahmenprogramm hinterlegt [1]. Aktuelle Urteile und Beschlüsse auf nationaler sowie europäischer Ebene unterstreichen die Relevanz und Notwendigkeit, verbindlich erhöhte Klimaschutzziele zu definieren und zu erreichen. Auf nationaler Ebene hat dabei im April 2021 das Bundesverfassungsgericht eine Nachbesserung des deutschen Klimaschutzgesetzes einschließlich konkreter Vorgaben für die Treibhausgasemissionsminderung ab dem Jahr 2031 eingefordert [2]. Auf europäischer Ebene hat das Europäische Parlament die Ziele der Treibhausgasemissionsminderung um mindestens 55 % gegenüber dem Bezugsjahr 1990 sowie die Klimaneutralität bis 2050 gesetzlich verankert [3]. Aufgrund der geforderten ambitionierteren Ziele erarbeitet die deutsche Bundesregierung aktuell Vorschläge zur Änderung des deutschen Klimaschutzgesetzes. Im aktuellen Entwurf der entsprechenden Änderungen soll Deutschland bereits im Jahr 2045 – also fünf Jahre früher als bisher anvisiert – Klimaneutralität erreichen [4]. Damit gehen gegenüber dem Bezugsjahr 1990 ambitioniertere Reduktionsziele der Treibhausgasemissionen einher. So soll bis zum Jahr 2030 eine Reduktion der Treibhausgasemissionen in Deutschland von mindestens 65 % (zuvor 55 %) und bis 2040 von mindestens 88 % erreicht werden.

Zu dieser Reduktion von Treibhausgasemissionen gibt es drei komplementäre Strategien: Effizienz, Suffizienz und Konsistenz. Durch Effizienz kann über einen geringeren Energieeinsatz der gleiche Nutzen, bspw. in der Industrieproduktion, erzielt werden, während Suffizienz den absoluten Energie- oder Ressourcenverbrauch begrenzt. Mittels Konsistenz sollen konventionelle Energieträger durch erneuerbare Energien ersetzt werden. Die Transformation der Energiewirtschaft und damit des Stromsektors hin zur Treibhausgasneutralität steht zur Erreichung der gesetzten Ziele im besonderen Fokus. Dabei kann erneuerbar erzeugter

Strom neben der Deckung des Stromverbrauchs durch die sogenannte Sektorenkopplung ebenfalls in den Bereichen Gebäude, Industrie und Verkehr verstärkt als regenerativer Energieträger eingesetzt werden. Durch den Zubau von erneuerbaren Erzeugungseinheiten, vor allem Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) und Windkraftanlagen, konnte in Deutschland im Jahr 2020 bereits ein Anteil der erneuerbaren Energien an der Nettostromerzeugung von 50,9 % erreicht werden [5]. Dieser Zubau an erneuerbaren Erzeugungseinheiten bringt jedoch fundamentale Veränderungen für das Stromsystem mit sich. Aufgrund der fluktuierenden Stromeinspeisung von PV- und Windkraftanlagen müssen verschiedene und teils neue Technologien, sogenannte Flexibilitätsoptionen, im Stromsystem verstärkt eingesetzt werden, um die Versorgungssicherheit über einen jederzeitigen Ausgleich des Stromverbrauchs und der Stromerzeugung gewährleisten zu können. Dabei stellt die Stromerzeugung durch Verfeuerung nachwachsender Biomasse eine Flexibilitätsoption dar. Insbesondere die Überbrückung von Dunkelflauten, d.h. längere Zeiträume mit geringer Einspeisung aus PV- und Windkraftanlagen, erfordert geeignete Flexibilitätsoptionen, um die Versorgungssicherheit des Stromsystems aufrecht erhalten zu können. In diesem Zusammenhang existieren bereits Pläne deutscher Kraftwerksbetreiber feste Biomasse, im Speziellen den Rohstoff Holz, als Brennstoff in umgebauten Kohlekraftwerken zukünftig zur Stromerzeugung zu nutzen und damit auch die flexible Stromerzeugung dieser Kraftwerke als Flexibilitätsoption anzubieten [6]. Hierdurch soll der Wegfall der Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken zum Teil kompensiert und ein Teil des zukünftigen Flexibilitätsbedarfs gedeckt werden. Im Rahmen dieser Studie soll die Frage adressiert werden, welche Vor- und Nachteile zur Holzverfeuerung umgebaute Kohlekraftwerke im Vergleich zu anderen Flexibilitätsoptionen im deutschen Stromsystem besitzen. Hierbei wird ein Fokus der Studie auf die Überbrückung von Dunkelflauten gelegt. Der Vergleich der unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen erfolgt dabei sowohl unter ökonomischen als auch ökologischen Gesichtspunkten.

Hierfür ist die Studie wie folgt aufgebaut: In Kapitel 2 wird zunächst aufgezeigt, welche Herausforderungen ein steigender Anteil von fluktuierend einspeisenden erneuerbaren Erzeugungseinheiten im deutschen Stromsystem mit sich bringt. Anschließend werden in Kapitel 3

Einleitung

verschiedene Flexibilitätsoptionen zum notwendigen Ausgleich – in unterschiedlichen zeitlichen Ausprägungen – der Stromerzeugung und -nachfrage vorgestellt. In Kapitel 4 werden in einer Fokusanalyse die Holzverfeuerung in umgebauten Kohlekraftwerken mit alternativen Flexibilitätsoptionen zur Überbrückung von Dunkelflauten verglichen. Anschließend zeigt Kapitel 5 auf, welche Portfolios an Flexibilitätsoptionen aufgrund unterschiedlicher Charakteristika und Anforderungen im zukünftigen Stromsystem mit einem steigenden Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien notwendig sind, woraufhin in Kapitel 6 mögliche Pfadabhängigkeiten diskutiert werden. Abschließend werden in Kapitel 7 die Ergebnisse der Studie bewertet und Handlungsempfehlungen an die Politik abgeleitet.

Problemstellung

2 Problemstellung

Die Transformation hin zu einer treibhausgasneutralen und dezentraleren Erzeugungsstruktur stellt das Stromsystem in Deutschland vor große Herausforderungen. Im Stromsystem muss sich innerhalb eines Toleranzbereichs die Stromerzeugung und der Stromverbrauch zu jedem Zeitpunkt im Gleichgewicht befinden. In der Vergangenheit galt dabei der Grundsatz, dass die Stromerzeugung dem Stromverbrauch folgt, d.h. steuerbare, meist konventionelle, Kraftwerke passten ihre (Erzeugungs-) Fahrpläne dem gut prognostizierbaren Stromverbrauch an. Aufgrund des beschlossenen Kernenergie- und Kohleausstiegs (siehe Kapitel 2.2.1) werden jedoch diese steuerbaren Erzeugungstechnologien zukünftig im deutschen Stromsystem nicht mehr vorhanden sein. Gleichzeitig steigert der kontinuierliche Ausbau von PV- und Windkraftanlagen aufgrund ihrer fluktuierenden Stromerzeugung den Bedarf an Flexibilitätsoptionen. Flexibilitätsoptionen müssen zum einen in Stunden mit defizitärer Stromerzeugung den Gesamtstromverbrauch senken bzw. die Gesamtstromerzeugung erhöhen. Zum anderen müssen Flexibilitätsoptionen in Stunden mit einem Überangebot an erneuerbarem Strom die nicht erneuerbare Gesamtstromerzeugung senken oder den Gesamtstromverbrauch im System zum Ausgleich erhöhen.

Im Folgenden wird zunächst der gegenwärtige Flexibilitätsbedarf beschrieben (vgl. Kapitel 2.1) sowie ein Ausblick auf den zukünftigen Flexibilitätsbedarf im Jahr 2035 bei einem höheren Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien gegeben (vgl. Kapitel 2.2). Nach einer Darstellung von Anforderungen an die zukünftigen Flexibilitätsoptionen (vgl. Kapitel 2.3) und einer detaillierten Analyse des Anforderungsprofils Dunkelflaute werden schließlich die verschiedenen Flexibilitätsoptionen in Kapitel 3 dargestellt.

2.1 Status quo – Aktueller Flexibilitätsbedarf in Deutschland

Zur Ermittlung des Bedarfs an Flexibilität können verschiedene Indikatoren herangezogen werden. Beispielsweise kann die Netzfrequenz oder der Einsatz von Regelenergie, Redispatch sowie Einspeisemanagement genutzt werden, um die kurzfristige Diskrepanz zwischen Stromverbrauch und -erzeugung, dessen Ausgleichsbedarf sowie Engpässe im Stromnetz zu quantifizieren. In dieser Studie wird der Flexibilitätsbedarf anhand der sogenannten Residuallast betrachtet, da hiermit

sowohl der kurz- als auch der langfristige Ausgleichsbedarf untersucht werden kann. Die Residuallast ist dabei definiert als Differenz zwischen dem (realisierten) Stromverbrauch und der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Somit drückt die Residuallast den Ausgleichsbedarf im Stromsystem aus, der durch Flexibilitätsoptionen erbracht werden muss.

Um den Flexibilitätsbedarf im Status quo zu bestimmen, wird das Jahr 2019 herangezogen, da die COVID-19 Pandemie ab März 2020 signifikante Änderungen in den Stromsystemen hervorgerufen hat [7]. So führte in 2020 die erste Welle der COVID-19 Pandemie in Deutschland bspw. zu einem signifikanten Rückgang des Stromverbrauchs, weshalb das Jahr 2020 keine repräsentative Betrachtungsgrundlage zur Ermittlung des aktuellen Flexibilitätsbedarfs bietet [7]. Die Residuallast zur Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs wird auf der Basis von öffentlich zugänglichen Daten der Plattform SMARD der Bundesnetzagentur berechnet [8]. Konkret werden die tatsächlich realisierten Stromverbrauchs- und Stromerzeugungsdaten in einer viertelstündlichen Auflösung verwendet.

In Abbildung 1 ist die Residuallast für Deutschland im Jahr 2019 dargestellt. Dabei ist die Residuallast als Dauerlinie dargestellt, d.h. alle Viertelstundenwerte sind absteigend nach ihrer Größe sortiert. Der Maximalwert der Residuallast beläuft sich auf 68 GW. Dies bedeutet bei einem maximalen Stromverbrauch in Deutschland im Jahr 2019 von 77 GW, dass es Zeitpunkte gab, zu denen erneuerbare Energien kaum zur Deckung des Stromverbrauchs beigetragen haben. Zudem ist aus Abbildung 1 ersichtlich, dass im Jahr 2019 die Residuallast bis auf sehr wenige negative Werte, nämlich 87 Viertelstunden, überwiegend positive Werte aufwies. Die Viertelstunden mit negativer Residuallast spiegeln dabei Zeiten wider, in denen in Deutschland die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien den Stromverbrauch überstieg.

Problemstellung

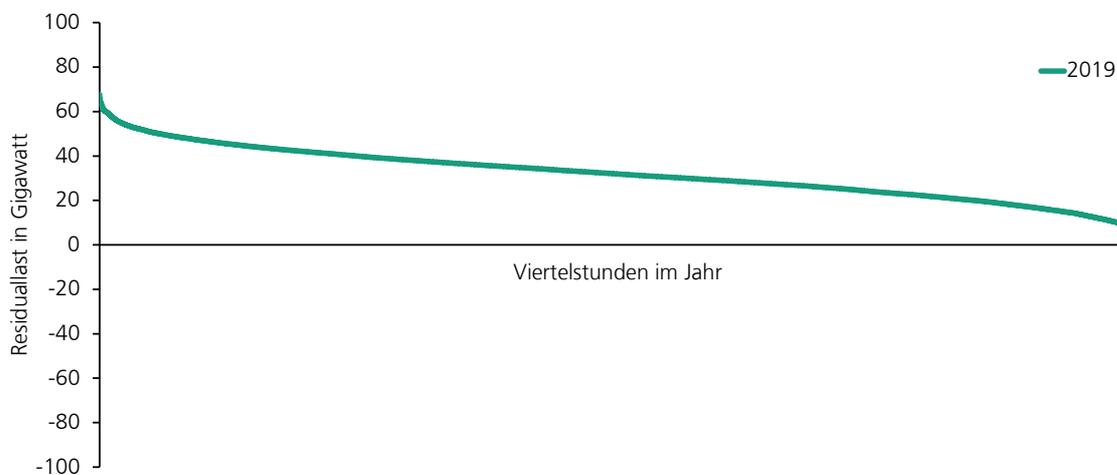


Abbildung 1: Dauerlinie der Residuallast in Deutschland im Jahr 2019. Quelle: [8], eigene Darstellung.

2.2 Projektion – Flexibilitätsbedarf bis zum Jahr 2035

Im Folgenden soll der zukünftige Flexibilitätsbedarf – wiederum anhand der Residuallast – für das Jahr 2035 bestimmt werden. Die Basis für die Projektion des Flexibilitätsbedarfs bildet dabei der zweite Entwurf des Netzentwicklungsplans (NEP) für das Jahr 2035 der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB). Der NEP stützt sich für das Jahr 2035 auf drei verschiedene Szenarien (2035 A, 2035 B, 2035 C), die sich u.a. in der Entwicklung des Stromverbrauchs und den Ausbaupfaden der erneuerbaren Energien im Stromsektor unterscheiden. Im Rahmen dieser Studie wird das Szenario 2035 C betrachtet – das Szenario mit dem ambitioniertesten Ausbaupfad von erneuerbaren Energien –, um eine Abschätzung des zukünftigen Flexibilitätsbedarfs nach oben vornehmen zu können. Das Szenario 2035 C entspricht dabei einer Reduktion der CO₂-Emissionen von 73,5 % gegenüber dem Bezugsjahr 1990 [9].

Im Folgenden werden zunächst Einflussfaktoren auf die Stromerzeugungsstruktur im deutschen Stromsystem betrachtet (vgl. Kapitel 2.2.1), bevor die entsprechende Projektion des Flexibilitätsbedarfs, basierend auf der Projektion des Stromverbrauchs und der Stromerzeugung des NEP und der resultierenden Residuallast für das Jahr 2035, durchgeführt wird (vgl. Kapitel 2.2.2).

2.2.1 Einflussfaktoren auf die Stromerzeugungsseite und deren Auswirkungen

Bis zum Jahr 2035 gibt es absehbare bzw. politisch beschlossene Entwicklungen auf der Stromerzeugungsseite, welche entsprechende Auswirkungen auf das gesamte deutsche und europäische Stromsystem mit sich bringen werden. So hat die deutsche Bundesregierung nach der Katastrophe in Fukushima im Jahr 2011 den Ausstieg aus der Kernkraft bis spätestens Ende des Jahres 2022 beschlossen [10]. Direkt nach dem Vorfall in Fukushima wurden in Folge eines Moratoriums acht von 17 deutschen Kernkraftwerken außer Betrieb gesetzt. Zum Zeitpunkt des Inkrafttretens des dreizehnten Gesetzes zur Änderung des Atomgesetzes im Juli 2011 befanden sich anschließend noch neun Kernkraftwerke mit einer installierten Erzeugungskapazität von 12 GW im Leistungsbetrieb und besaßen einen Anteil von 16 % an der deutschen Nettostromerzeugung in 2010 [10]. Der Ausstiegsprozess aus der Kernenergie bis Ende 2022 folgt einer schrittweisen Abschaltung dieser neun verbliebenen Kernkraftwerke. Bis zum Jahr 2019 beendeten drei der neun Kernkraftwerke den Leistungsbetrieb. In Abbildung 2 sind die sechs sich aktuell noch im Betrieb befindlichen Kernkraftwerke in Deutschland dargestellt, die bis Ende 2022 ebenfalls ihren Leistungsbetrieb einstellen werden. Im Jahr 2021 folgen dementsprechend noch die Kernkraftwerke „Brokdorf“, „Grohnde“ und „Grundremmingen C“ sowie im Jahr 2022 „Emsland“, „Isar 2“ und „Neckarwestheim 2“.

Problemstellung

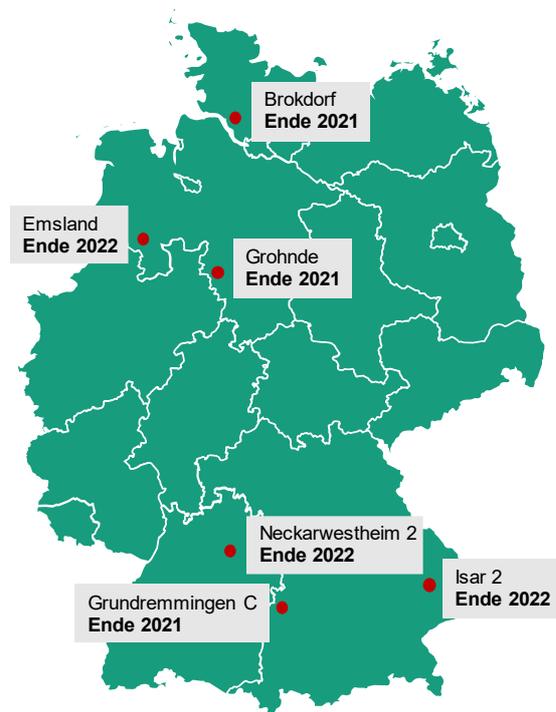


Abbildung 2: Deutschlandkarte mit den zu Beginn des Jahres 2021 noch aktiven Kernkraftwerken und deren Abschaltzeitpunkte. Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an [10].

Neben der beschlossenen Stilllegung der deutschen Kernkraftwerke hat die Bundesregierung im Jahr 2020 auch den Ausstieg aus der Kohleverstromung beschlossen [11, 12]. Mit dem sogenannten Kohleausstiegsgesetz, dem Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze, hat die Bundesregierung den Kohleausstieg bis spätestens 2038 gesetzlich verankert. Der Ausstieg aus der Kohleverstromung soll durch eine Kombination aus Stilllegungsausschreibungen bis zum Jahr 2026 und einer gesetzlichen Reduktion der aktiven Kraftwerkskapazitäten ab 2027 erreicht werden. Der Ausstieg aus der Kohleverstromung soll dabei dazu beitragen, die gesetzten Emissionsreduktionen aus dem Pariser Klimaabkommen zu erreichen [1]. Zum Zeitpunkt des Kohleausstiegsgesetzes im Jahr 2020 kumulierte sich die Erzeugungskapazität von Braun- und Steinkohlekraftwerken in Deutschland auf 43,5 GW [8]. Dabei trugen im Jahr 2020 die Braun- und Steinkohlekraftwerke in Deutschland gemeinsam 20 % zur Nettostromerzeugung bei [8]. In 2020 ist die Stromproduktion dieser beiden Kraftwerkstypen absolut und prozentual stark gefallen, da durch die COVID-19 Pandemie

einerseits der Stromverbrauch temporär stark gefallen ist und andererseits die Kosten für Gas stark gesunken sind [7]. Die niedrigeren Preise für den Rohstoff Gas haben gemeinsam mit teureren CO₂-Zertifikatspreisen zu einer Reduktion der erzeugten Strommenge aus Braun- und Steinkohlekraftwerken geführt, da Gaskraftwerke unter diesen Rahmenbedingungen zu geringeren Grenzkosten Strom produzieren konnten. Diese Umstände führten im Jahr 2020 zu einer Reduktion der CO₂-Emissionen, was maßgeblich auf die reduzierte Kohleverstromung zurückzuführen ist [13]. In Abbildung 3 ist der Pfad zur sukzessiven Reduktion der aktiven Braun- und Steinkohlekraftwerkskapazitäten bis zum Jahr 2038, dem Jahr des endgültigen Ausstiegs aus der Kohleverstromung in Deutschland, dargestellt. Die entsprechenden Kapazitätsangaben in Abbildung 3 beziehen sich dabei auf das jeweilige Jahresende.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass sowohl der bis zum Ende des Jahres 2022 geplante abgeschlossene Ausstieg aus der Kernenergie als auch der im Jahr 2020 beschlossene Ausstieg aus der Kohleverstromung einen signifikanten Einfluss auf die Erzeugungsstruktur im deutschen Stromsystem haben werden. Die stillgelegten Kapazitäten von 43,5 GW im Jahr 2020 [8] müssen durch einen entsprechenden Zubau möglichst erneuerbarer Energien, aber auch weiterer Kraftwerkskapazitäten sowie dem parallelen Einsatz von Flexibilitätsoptionen, kompensiert werden. Zudem waren bzw. sind Kern-, Braun- und Steinkohlekraftwerke auch wesentliche Erbringer von Regelleistung zur kurzfristigen Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit. Diese wegfallenden Beiträge zum Systemgleichgewicht müssen ebenfalls durch alternative Flexibilitätsoptionen gedeckt werden – insbesondere unter dem Gesichtspunkt eines durch die fluktuierenden erneuerbaren Energien steigenden Flexibilitätsbedarfs [14], welcher im folgenden Kapitel dargestellt wird.

2.2.2 Projektion des Flexibilitätsbedarfs auf das Jahr 2035

Zur Projektion des Flexibilitätsbedarfs anhand der Residuallast für das Jahr 2035 werden analog zum Jahr 2019 Daten zum deutschen Stromverbrauch und zur -erzeugung verwendet. Dabei werden in dieser Studie die Stromverbrauchs- und Stromerzeugungsdaten aus dem Jahr 2019 [8] mit dem im NEP 2035 prognostizierten

Problemstellung

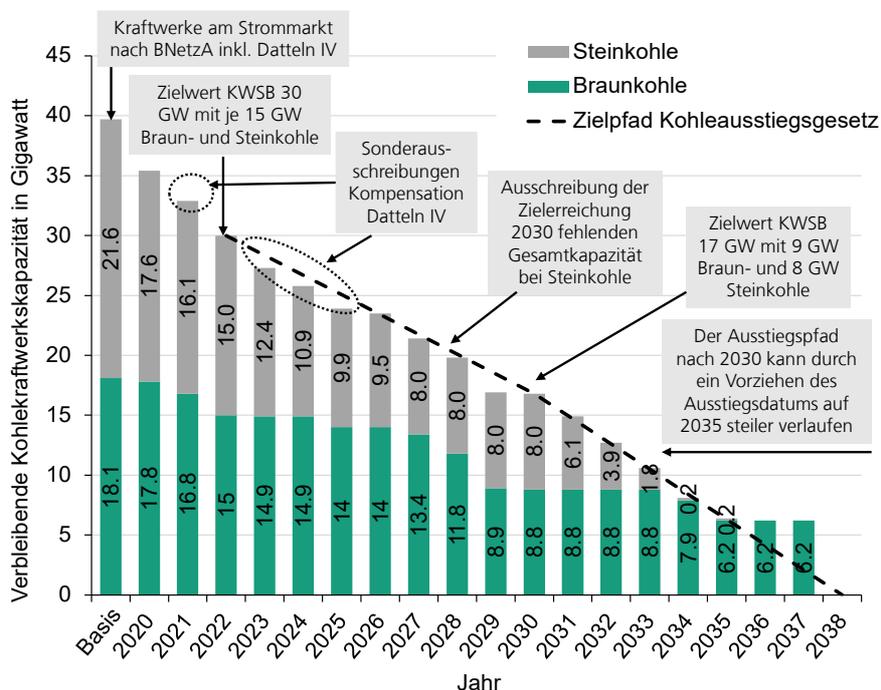


Abbildung 3: Abbau der Kohlekraftwerkskapazitäten bis zum Jahr 2038 mit Basis April 2020. Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an [12].

Gesamtverbrauch und der -erzeugung individuell je Erzeugungstechnologie skaliert, um die notwendigen Zeitreihen für das Jahr 2035 zu erhalten. Für den Stromverbrauch bedeutet dies bspw., dass aufgrund des prognostizierten Anstiegs des Stromverbrauchs von 496 TWh im Jahr 2019 auf 652 TWh im Jahr 2035 jeder Wert der Zeitreihe des Stromverbrauchs aus dem Jahr 2019 mit dem Faktor 1,31 skaliert wird. Die Werte für den Stromverbrauch und die Stromerzeugung je Erzeugungstechnologie für die Jahre 2019 und 2035 sowie die dazugehörigen Skalierungsfaktoren sind in Tabelle 1 zusammengefasst. Da dem beschriebenen Vorgehen zur Projektion des Stromverbrauchs sowie der Stromerzeugung einige Annahmen zugrunde liegen, dient die Skalierung der Last- und Erzeugungsprofile dabei zur exemplarischen Illustration des zukünftigen Stromverbrauchs und der Stromerzeugung. So basiert diese Projektion bspw. auf der Annahme, dass der zukünftige Stromverbrauch dem identischen zeitlichen Profil entspricht, oder auf der Annahme, dass die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien aufgrund identischer Wetterbedingungen im Jahr 2035 dem zeitlichen Verlauf aus dem Jahr 2019 folgt.

In Abbildung 4 ist zur Visualisierung des zukünftigen Flexibilitätsbedarfs die Residuallast für das

Jahr 2035 erneut als Dauerlinie dargestellt. Der Maximalwert der Residuallast beläuft sich für das Jahr 2035 auf 86 GW (2019: 68 GW). Aus Abbildung 4 wird ersichtlich, dass insbesondere die Zeiten mit negativer Residuallast, d.h. Zeiten, in denen die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien den Stromverbrauch übersteigt, zunehmen. So wird es der Projektion zufolge in 2035 10.142 Viertelstunden – dies entspricht etwa 29 % des Jahres – mit einer negativen Residuallast geben (2019: 87 Viertelstunden). Zudem fällt das Minimum der Residuallast deutlich von -4 GW im Jahr 2019 auf -69 GW im Jahr 2035. Diese prognostizierten Veränderungen der Residuallast, d.h. die zunehmende Diskrepanz zwischen Stromverbrauch und -erzeugung in die positive sowie in die negative Richtung, verdeutlichen einen steigenden Flexibilitätsbedarf für das Jahr 2035.

Problemstellung

Tabelle 1: Stromerzeugung und -erzeugung im Jahr 2019 und 2035 sowie Skalierungsfaktoren. Quellen: [9, 12].

	2019	2035	Skalierungsfaktor
Stromverbrauch	496 TWh	652 TWh	1,31
<i>Stromerzeugung aus:</i>			
Biomasse	41 TWh	43 TWh	1,05
Wasserkraft	16 TWh	23 TWh	1,47
Wind Offshore	24 TWh	136 TWh	5,60
Wind Onshore	100 TWh	203 TWh	2,03
Photovoltaik	42 TWh	113 TWh	2,70
Sonstige Erneuerbare	1,5 TWh	1,9 TWh	1,29
Kernenergie	71 TWh	0 TWh	0,00
Braunkohle	103 TWh	0 TWh	0,00
Steinkohle	48 TWh	0 TWh	0,00
Erdgas	55 TWh	140 TWh	2,56
Pumpspeicher	9 TWh	13 TWh	1,46
Sonstige Konventionelle	10 TWh	23 TWh	2,24

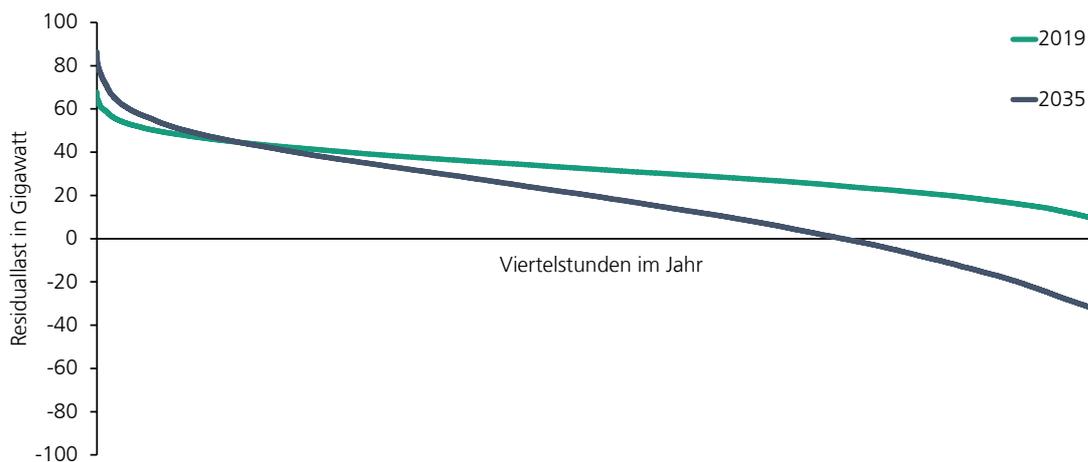


Abbildung 4: Dauerlinien der Residuallast in Deutschland für die Jahre 2019 und 2035. Quellen [8, 9], eigene Darstellung.

Problemstellung

2.3 Anforderungen an Flexibilitätsoptionen

2.3.1 Beschreibung der Anforderungsprofile

Die Residuallast als Indikator für den Flexibilitätsbedarf erlaubt eine erste Abschätzung des Ausgleichsbedarfs im zukünftigen deutschen Stromsystem. Aus der Darstellungsform der Dauerlinien ist jedoch nicht ersichtlich, in welchen Zeiträumen und mit welcher zeitlichen Dynamik die Residuallast schwankt. Aus diesem Grund müssen Anforderungen an die Flexibilitätsoptionen im Stromsystem im Sinne ihrer zeitlichen Ausprägung detailliert werden. In diesem Kontext können Flexibilitätsoptionen nach deren Ausgleichszeitraum gemäß [15] in die drei folgenden Anforderungsprofile eingeteilt werden: (1) die kurzzeitige Anpassung, (2) der Tag-Nacht-Ausgleich und (3) die Dunkelflaute (d.h. längere Zeiträume mit geringer Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien) bzw. die Hellbrise (d.h. längere Zeiträume mit hoher Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien). Darüber hinaus vernachlässigt die Residuallast die lokale Verfügbarkeit des Stroms bzw. die lokale Verteilung des Stromverbrauchs sowie die vorhandenen Stromübertragungskapazitäten. Daher muss für Flexibilitätsoptionen neben dem zeitlichen auch der räumliche Aspekt für den Ausgleich von Stromverbrauch und -erzeugung berücksichtigt werden [16].

Die Anforderungsprofile für die zeitliche Flexibilität unterscheiden sich in ihrer Vorankündigungszeit für den Einsatz einer Flexibilitätsoption sowie in der Abrufdauer der Flexibilitätsoption. Nach der Definition aus [15] sind bei Anforderungsprofil (1) kurzzeitige Anpassungen der Last bzw. Erzeugung mit einer Dauer von 15 Minuten erforderlich. Derartige Flexibilitätsoptionen sind zur kurzzeitigen Anpassung bei kurzfristigen Schwankungen in der Erzeugung oder im Verbrauch, z.B. bei fehlerhaften Wetterprognosen, notwendig. Beim Anforderungsprofil (2) muss die Last oder die Erzeugung über mehrere Stunden hinweg verschoben werden. Dies kann bspw. bei hohem Zubau von PV-Anlagen ein Einspeichern von Erzeugungsüberschüssen zur Mittagszeit und einen Verbrauch des (aus-)gespeicherten Stroms in den Abendstunden bedeuten. Für Flexibilitätsoptionen des Anforderungsprofils (3) muss der Ausgleich zwischen Stromverbrauch und -erzeugung über mehrere Tage hinweg erfolgen. Dies ist bspw. bei Dunkelflauten bzw. Hellbrisen

notwendig, da aufgrund von besonders ungünstigen bzw. günstigen Wetterbedingungen die Stromerzeugung der fluktuierend einspeisenden erneuerbaren Energieanlagen besonders gering bzw. hoch ist [15].

2.3.2 Weiterführende Analyse des Flexibilitätsanforderungsprofils Dunkelflaute

Bei der Analyse verschiedener Flexibilitätsoptionen liegt ein Fokus dieser Studie auf der Untersuchung von Dunkelflauten sowie der Identifikation geeigneter Flexibilitätsoptionen, die grundsätzlich zur Überbrückung von Dunkelflauten in Frage kommen. Hierzu wird in diesem Kapitel zunächst analysiert, in welchem zeitlichen Umfang Dunkelflauten in der Vergangenheit aufgetreten sind. Für diese Analyse wird nicht nur das Jahr 2019, sondern der Zeitraum von 2015 bis 2020 herangezogen, um Dunkelflauten über einen längeren Zeitraum untersuchen zu können. Basierend auf diesen Ergebnissen folgt in Kapitel 4 die Fokusanalyse der Flexibilitätsoptionen, die zur zukünftigen Überbrückung von Dunkelflauten grundsätzlich geeignet sind.

Eine Dunkelflaute charakterisiert sich durch eine geringe, wetterbedingte Stromeinspeisung aus PV- und Windkraftanlagen. Insbesondere während der Wintermonate erzeugen PV-Anlagen aufgrund der geringeren Sonneneinstrahlung sowie einer möglichen Bedeckung mit Schnee weniger Strom. Da gleichzeitig während der Wintermonate ein höherer Stromverbrauch vorliegt, hervorgerufen durch bspw. Power-to-Heat-Anlagen wie Nachtspeicherheizungen oder Wärmepumpen, können Dunkelflauten während dieser Jahreszeit zu signifikanten Stromerzeugungsdefiziten führen. Solche Situationen werden auch als kalte Dunkelflaute bezeichnet [17].

In der Literatur existieren unterschiedliche Definitionen für Dunkelflauten. So definiert bspw. der Thinktank Agora Energiewende die kalte Dunkelflaute in seinem jährlichen Report als zehn oder mehr Tage mit geringer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sowie kalten Temperaturen [18, 19]. Als weiteres Beispiel für eine Definition von Dunkelflauten untersuchte der Deutsche Wetterdienst im Jahr 2018, wie oft in den Jahren 1995 bis 2015 in einem Zeitraum von mindestens 48 Stunden die mittlere eingespeiste Leistung aus PV- und Windkraftanlagen unter dem Leistungsschwellenwert von 10 % ihrer Nennleistung lag [20]. Eine Limitation dieser zwei

Problemstellung

Definitionen von Dunkelflauten liegt darin, dass der Stromverbrauch in diesen Zeiträumen nicht berücksichtigt wird. So ist bspw. bei einem saisonal hohen Stromverbrauch in den Wintermonaten eine geringe Einspeiseleistung aus PV- und Windkraftanlagen kritischer zu betrachten als in den Sommermonaten, die sich typischerweise durch einen saisonal niedrigeren Stromverbrauch kennzeichnen.

Zur Analyse, wann und in welchem zeitlichen Umfang Dunkelflauten zwischen 2015 und 2020 auftraten, werden nachfolgend unterschiedliche Ausprägungen von Dunkelflauten betrachtet. Hierfür werden im Rahmen der Analyse folgende Parameter variiert:

- Leistungsschwellenwert der mittleren Stromeinspeisung: Die Dunkelflauten werden, angelehnt an die Definition des Deutschen Wetterdienstes, für den Leistungsschwellenwert von 10 % der mittleren Stromeinspeisung – in Relation zu deren summierten Nennleistung – von PV- und Windkraftanlagen bestimmt. Der Leistungsschwellenwert der mittleren Stromeinspeisung wird variiert, sodass neben dem Wert von 10 % ebenfalls die Werte von 6 %, 8 % und 12 % untersucht werden. Der Leistungsschwellenwert wird nicht höher als 12 % gewählt, da die mittlere Stromeinspeisung aus PV- und Windkraft für die Jahre 2015 bis 2020 zwischen 15 % und 18 % liegt, bezogen auf die summierte Nennleistung. Für den Betrachtungszeitraum von 2015 bis 2020 ist die installierte Nennleistung der relevanten fluktuierenden erneuerbaren Erzeugungstechnologien, d.h. Solar, Wind Onshore und Wind Offshore in Tabelle 2 zusammengefasst.
- Mindestzeitdauer von Dunkelflauten in Tagen: Die Dunkelflauten werden für eine Dauer von mindestens zwei, fünf und zehn Tagen bestimmt. Über diese drei Zeiträume wird der Mittelwert der Einspeisung der drei fluktuierenden erneuerbaren Erzeugungstechnologien bestimmt. Ist die mittlere Stromeinspeisung für einen betrachteten Zeitraum geringer als der entsprechende Leistungsschwellenwert, wird dieser Zeitraum als Dunkelflaute identifiziert. Unterschreitet zum nächsten Zeitschritt die mittlere Einspeisung

ebenfalls den entsprechenden Leistungsschwellenwert, so verlängert sich die Dauer der identifizierten Dunkelflaute. Die Variation der Mindestdauer von zwei, fünf und zehn Tagen wurde auf der Basis der Betrachtungen des Thinktanks Agora Energiewende sowie der Analysen des Deutschen Wetterdienstes ausgewählt.

Tabelle 2: Installierte Nennleistung der fluktuierenden erneuerbaren Erzeugungstechnologien im Betrachtungszeitraum zum 01. Januar des jeweiligen Jahres. Quelle: [12].

Jahr	PV in GW	Wind Off-shore in GW	Wind On-shore in GW	Summe in GW
2015	37,3	1,0	37,7	76,0
2016	38,7	3,3	41,2	83,1
2017	40,8	4,1	47,0	92,0
2018	42,7	5,1	51,6	99,5
2019	45,3	6,4	52,8	104,5
2020	48,2	7,5	53,2	108,9

Durch die Variation dieser beiden Parameter können in dieser Studie unterschiedliche Ausprägungen – aufbauend auf der genannten Definition des Deutschen Wetterdienstes – von Dunkelflauten untersucht werden. Analog zu Kapitel 2.2.2 werden für diese Analyse die stündlichen Stromerzeugungsdaten der Plattform SMARD zum Stand des 27.03.2021 verwendet [8].¹

In Abbildung 5 sind in der Form einer „Matrix“ mit vier Zeilen und drei Spalten die Ergebnisse in Abhängigkeit der beiden variierten Parameter für die Jahre 2015 bis 2020 dargestellt. Über die Spalten hinweg wird der Leistungsschwellenwert der Stromeinspeisung aus PV- und Windkraftanlagen, bezogen auf deren summierte Nennleistung, variiert. Über die Zeilen hinweg wird die Mindestzeitdauer, über die der Leistungsschwellenwert im Mittel unterschritten werden muss, damit ein Zeitraum als Dunkelflaute zählt, variiert.

¹ Der Datensatz für die Stromeinspeisung von PV, Wind Onshore und Wind Offshore weist für den Betrachtungszeitraum von 2015 bis 2020 insgesamt 603 fehlende Datenpunkte auf. Diese fehlenden Datenpunkte teilen sich auf 24 fehlende Datenpunkte im Jahr 2015 sowie 579 fehlende Datenpunkte im Jahr 2016 auf. Dabei ist auffällig, dass z.T. einzelne Tagen im Datensatz nicht enthalten sind. Die daraus resultierenden 24 konsekutiven

fehlende, Datenpunkte werden mit Hilfe des vorherigen sowie des nachfolgenden Tages linear interpoliert. Nicht-konsequente fehlende Datenpunkte oder konsekutive fehlende Datenpunkte für weniger als 24 Stunden werden mit dem letzten sowie dem ersten nachfolgend vorhandenen Datenpunkt ebenfalls linear interpoliert.

Problemstellung

In den neun Subabbildungen der Matrix werden jeweils die kumulierten Stunden der identifizierten Dunkelflauten je Quartal der betrachteten Jahre visualisiert.

Wie erwartet zeigt Abbildung 5, dass bei der geringsten zeitlichen Mindestdauer, d.h. eine Dauer von mindestens zwei Tagen, und dem höchsten Prozentsatz als Leistungsschwellenwert, die kumulierte Dauer an Dunkelflauten am größten ist. Zusätzlich geht aus der Abbildung hervor, dass über den Betrachtungszeitraum von 2015 bis 2020 Dunkelflauten grundsätzlich in jedem Quartal des Jahres auftreten. Wird der Leistungsschwellenwert reduziert und die Zeitdauer erhöht, sinkt die Anzahl der kumulierten Stunden an identifizierten Dunkelflauten. Während bspw. im Jahr 2017 bei einem sehr hohen Leistungsschwellenwert von 12 % und einer Mindestzeitdauer von zwei Tagen im dritten Quartal 1170 kumulierte Stunden Dunkelflauten aufgetreten sind, sinken diese bei einer Reduktion des Leistungsschwellenwertes für die Einspeisung auf 10 % im Jahr 2017 auf den nicht einmal halb so hohen Wert 538. Bei einer weiteren Reduktion des Leistungsschwellenwertes auf 8 % beträgt die kumulierte Summe an Dunkelflauten im dritten Quartal des Jahres 2017 409 Stunden,

während bei einem Leistungsschwellenwert von 6 % und weiterhin einer Mindestzeitdauer von zwei Tagen die Anzahl der kumulierten Stunden an Dunkelflauten im dritten Quartal nur 107 beträgt, also nicht einmal ein Zehntel des Wertes bei einem doppelt so hohen Leistungsschwellenwert von 12 %. Daraus erkennt man die Sensitivität der Ergebnisse abhängig von den Leistungsschwellenwerten, welche mit 6 bis 12 % im Bereich von ca. einem bis zwei Drittel der mittleren Stromeinspeisung aus PV- und Windkraftanlagen von 17,3 % gewählt sind.

Im Hinblick auf die im Zuge der Analyse betrachteten Jahre 2015 bis 2020 ist kein eindeutiger Trend in der kumulierten Summe der Dunkelflauten zu erkennen. So weist bspw. für die Parameterkombination von 10 % als Leistungsschwellenwert und der Dauer von mindestens zwei Tagen das Jahr 2016 die höchste kumulierte Summe an Dunkelflauten auf, gefolgt von den Jahren 2015 und 2017. Die längste Dunkelflaute im betrachteten Zeitraum bei einem Leistungsschwellenwert von 10 % und einer Mindestdauer von zwei Tagen fand sich im ersten Quartal des Jahres 2017 und beträgt 299 Stunden, d.h. knapp 13 Tage.

Wird die Definition von Dunkelflauten des Deutschen Wetterdienstes, d.h. ein

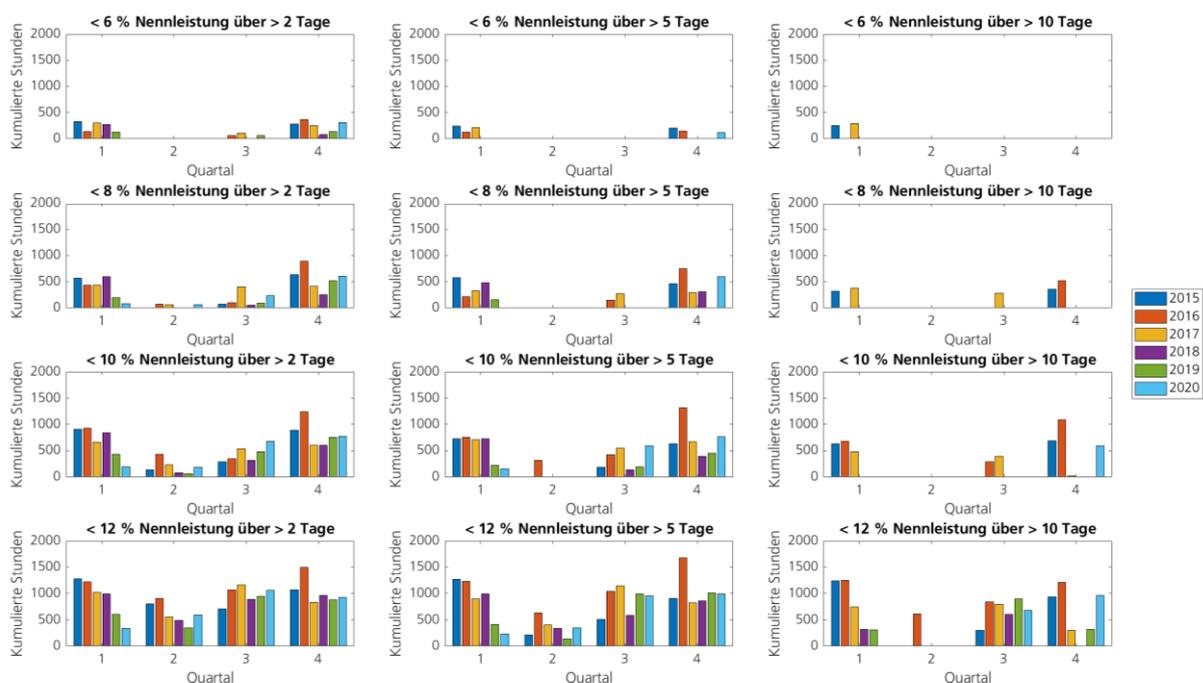


Abbildung 5: Kumulierte Dauer je Quartal von Dunkelflauten abhängig von dem Anteil der Einspeiseleistung von PV- und Windkraftanlagen an der Nennleistung und der Dauer für die Jahre 2015 bis 2020. Quelle: [8], eigene Darstellung.

Problemstellung

Leistungsschwellenwert von 10 % der Nennleistung und eine Mindestdauer von zwei Tagen gewählt und die kumulierte Dauer an Dunkelflauten innerhalb eines Jahres analysiert, so beträgt diese im Betrachtungszeitraum im Jahr 2016 maximal 2947 Stunden (vgl. Tabelle 3). Für die restlichen Jahre des Betrachtungszeitraums beläuft sich die kumulierte Dauer der Dunkelflauten auf Werte zwischen 1735 und 2235 Stunden. Wird der Leistungsschwellenwert auf 8 % reduziert, sinkt die Anzahl der kumulierten Stunden von Dunkelflauten auf maximal 1502 Stunden im Jahr 2016 an. Die übrigen Jahre des Betrachtungszeitraums weisen kumulierte Stunden an Dunkelflauten von 799 bis 1318 Stunden auf (vgl. Tabelle 3). Die kumulierten Stunden für die Leistungsschwellenwerte 6 % sowie 12 % sind in Tabelle 3 aufgelistet.

Tabelle 3: Kumulierte Anzahl an Dunkelflauten für die drei untersuchten Leistungsschwellenwerte bei einer Mindestdauer von zwei Tagen für die Jahre 2015 bis 2020. Quelle: Eigene Berechnung basierend auf [12].

Jahr	Leistungsschwellenwert			
	6 %	8 %	10 %	12 %
2015	614	1276	2235	3859
2016	575	1502	2947	4714
2017	667	1318	2038	3589
2018	355	902	1855	3346
2019	327	799	1735	2788
2020	312	983	1831	2925

Zusammenfassend zeigt die obige Analyse, dass die kumulierte Dauer von Dunkelflauten stark von der Definition und den daraus resultierenden gewählten Parameterkonstellationen abhängt. Wie Tabelle 3 veranschaulicht, führt die Erhöhung des vom Deutschen Wetterdienst etablierten Leistungsschwellenwerts von 10 % auf 12 % bei einer Mindestdauer von zwei Tagen zu einem Anstieg des Maximums der kumulierten Dauer von Dunkelflauten von 2947 auf 4714 Stunden. Wird der Leistungsschwellenwert auf 8 % reduziert, sinkt das Maximum auf 1502 Stunden. Bei einem Leistungsschwellenwert von 6 % und einer Mindestdauer von zwei Tagen beträgt das Maximum der kumulierten Stunden 667. Um diese Ergebnisse einzuordnen, müssen, wie bereits oben erwähnt, die gewählten Leistungsschwellenwerte

immer in Relation zur mittleren Einspeisung (15 bis 18 %) der fluktuierenden erneuerbaren Energien gesetzt werden.

Zudem muss bei der Bewertung von Dunkelflauten die fluktuierende Erzeugung aus PV- und Windkraftanlagen in Relation zum Stromverbrauch betrachtet werden. In den Quartalen eins und vier eines Jahres liegt traditionell ein erhöhter Stromverbrauch vor, der in Zukunft bspw. durch einen verstärkten Einsatz von Wärmepumpen weiter steigen könnte. In diesen Zeitpunkten ist eine geringe Einspeisung aus PV- und Windkraftanlagen als wesentlich kritischer zu betrachten als bspw. in den Quartalen zwei und drei, welche traditionell durch einen saisonal niedrigeren Stromverbrauch gekennzeichnet sind. Eine Betrachtung der Einspeiseleistung von PV- und Windkraftanlagen lässt daher keine abschließende Bewertung von Dunkelflauten zu.

Zur Überbrückung von Dunkelflauten im Stromsystem verschiedene Flexibilitätsoptionen benötigt, welche die Lücke zwischen der Stromerzeugung aus PV- und Windkraftanlagen und dem Stromverbrauch schließen. Bislang wurden hierzu gesicherte Leistungen auf der Stromerzeugungsseite, vor allem Kern- und Kohlekraftwerke, eingesetzt. Der Rückbau dieser Erzeugungseinheiten (vgl. Kapitel 2.2.1) führt im Hinblick auf das Jahr 2035 und darüber hinaus zu der Notwendigkeit, alternative Flexibilitätsoptionen zur Überbrückung von Dunkelflauten zu etablieren. Einen zusätzlich zu berücksichtigenden Umstand stellt der zu erwartende steigende Stromverbrauch dar. Durch die Elektrifizierung der weiteren Endenergiesektoren, vor dem Hintergrund der Dekarbonisierung, wird der Stromverbrauch, wie in Kapitel 2.2.2 dargestellt, in Zukunft ansteigen. Durch den Zubau von PV- und Windkraftanlagen sowie dem Zubau von Gaskraftwerken – die Stromerzeugung aus Gas steigt nach dem Szenario 2035 C des NEP auf 140 TWh im Vergleich zu 55 TWh im Jahr 2019 an – kann das Erzeugungsdefizit zu einem gewissen Teil geschlossen werden. Dies ist jedoch immer vor dem Hintergrund des steigenden Stromverbrauchs zu betrachten. Alle Flexibilitätsoptionen, die in Dunkelflauten den Stromverbrauch senken oder die Stromerzeugung erhöhen können, tragen daher potenziell zur Überbrückung von Dunkelflauten bei und stehen im Wettbewerb zueinander. Mögliche geeignete Flexibilitätsoptionen werden nachfolgend in Kapitel 3 vorgestellt.

Flexibilitätsoptionen zur Deckung des Flexibilitätsbedarfs

3 Flexibilitätsoptionen zur Deckung des Flexibilitätsbedarfs

Um den in Kapitel 2 dargestellten aktuellen und zukünftigen Flexibilitätsbedarf im deutschen Stromsystem zu decken und den zugehörigen Anforderungen an Flexibilität gerecht zu werden, stehen verschiedene Flexibilitätsoptionen zur Verfügung. Flexibilitätsoptionen stellen hierbei Technologien zur Flexibilitätserbringung dar. Wie in Abbildung 6 dargestellt, können die unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen grundsätzlich gemäß ihrer Wirkweise und Wirkrichtung klassifiziert werden. Hinsichtlich der Wirkweise wird nach [21] in die Anpassung der Betriebsweise (in Form von Lastabschaltung oder -erhöhung), die zeitliche Verschiebung sowie die räumliche Verschiebung unterschieden. Hinsichtlich der Wirkrichtung erfolgt die Klassifizierung in positive Residuallast (d.h. Erhöhung des Stromangebots bzw. Reduktion des Stromverbrauchs) und negative Residuallast (d.h. Reduktion des Stromangebots bzw. Erhöhung des Stromverbrauchs). Im Folgenden werden relevante Flexibilitätsoptionen, die im Stromsystem zur Verfügung stehen, detailliert betrachtet:

- Durch den Ausbau und die Verstärkung der Netzinfrastruktur (national und über Ländergrenzen hinweg) kann eine räumliche Entkopp-

lung von Stromerzeugung und -nachfrage sowohl bei einer positiven als auch negativen Residuallast erreicht werden. Damit stellt das Stromnetz bzw. der Netzausbau eine Flexibilitätsoption zur räumlichen Verteilung von Stromerzeugung und -nachfrage dar (vgl. Kapitel 3.1).

- Energiespeicher können ebenfalls in positive und negative Richtung wirken und zur zeitlichen Verschiebung des Stromverbrauchs bzw. -angebots beitragen (vgl. Kapitel 3.2).
- Unter dem Begriff Nachfrageflexibilität kann die Nachfrageseite – zu der man auch verwandte Anwendungen der Sektorenkopplung zählen kann (vgl. Kapitel 3.3) – zu einer zeitlichen Verschiebung in Form von Lastverschiebung und durch die Anpassung der Betriebsweise zum Ausgleich von Stromerzeugung und -nachfrage beitragen (vgl. Kapitel 3.4).
- Daneben können auf der Stromerzeugungsseite auch thermische Kraftwerke ihre Betriebsweise anpassen (vgl. Kapitel 3.5). Schließlich können erneuerbare Energieanlagen durch die Reduktion bzw. Abregelung ihrer Einspeisung ebenfalls ihre Betriebsweise variieren. Diese Flexibilitätsoption wird im weiteren Verlauf der Studie allerdings nicht weiter untersucht, da die Abregelung derzeit nur in Ausnahmesituationen – bei der Bedrohung der Versorgungssicherheit – zum Einsatz kommt. Erneuerbar erzeugter Strom sollte, ausgenommen letztgenannter Ausnahmesituationen, auch künftig sinnvoll integriert und genutzt werden.

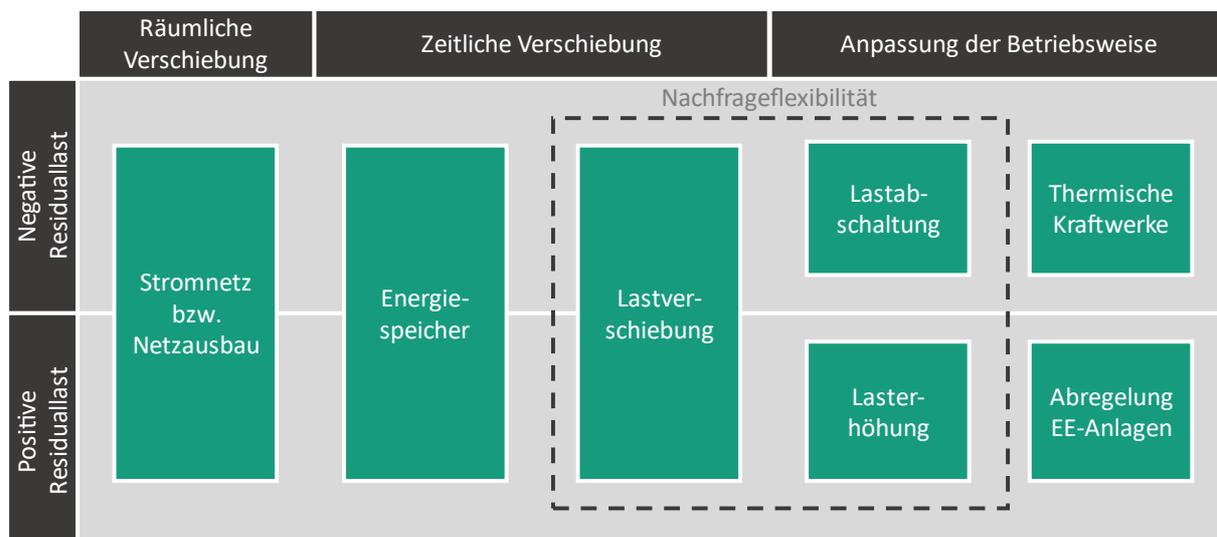


Abbildung 6: Einordnung der Flexibilitätsoptionen nach ihrer Wirkweise und Wirkrichtung. Quelle: Eigene Abbildung in Anlehnung an [18].

Flexibilitätsoptionen zur Deckung des Flexibilitätsbedarfs

Die einzelnen Flexibilitätsoptionen werden in den folgenden Unterkapiteln einzeln charakterisiert und hinsichtlich ökonomischer Kennzahlen betrachtet. Darüber hinaus werden die ökologischen Auswirkungen des Einsatzes der Technologien kurz aufgezeigt. Im Rahmen dieser Studie liegt im Hinblick auf die ökologischen Auswirkungen der Fokus auf den CO₂-Emissionen bzw. den Emissionen in CO₂-Äquivalenten. Die Betrachtung der Flexibilitätsoptionen erfolgt mithilfe ausgewählter Kennzahlen und ist daher nicht abschließend.

3.1 Stromnetz bzw. Netzausbau

Unter die Flexibilitätsoption Stromnetz bzw. den Netzausbau fällt die aktuelle Netzinfrastuktur sowie deren Ausbau und Verstärkung zur Steigerung der Stromübertragungskapazität, sowohl im Verteil- als auch im Übertragungsnetz. Darüber hinaus müssen weitere Bestandteile der Netzinfrastuktur, z.B. Umspannwerke oder Ortsnetztransformatoren entsprechend befähigt werden. Aufgrund der historisch gewachsenen Netz- und Erzeugungsstruktur, die räumlich auf die Nachfragestruktur abgestimmt waren, kommt es durch den Zubau von über das Land verteilten PV- und Windkraftanlagen zu neuen Anforderungen an das Stromnetz. Insbesondere ist bereits heute ein Defizit an Übertragungskapazität zu beobachten, da der Ausbau erneuerbarer Energieanlagen meist nicht in der Nähe der Lastzentren erfolgt. Diese räumliche Diskrepanz kann zu weiteren Übertragungsengpässen im Netz führen, was u.a. eine Abregelung von Windkraftanlagen im Norden Deutschlands, dem sogenannten Einspeisemanagement, erfordert – auch, wenn im Süden Deutschlands eine entsprechende Nachfrage nach Strom vorhanden wäre. Durch den Ausbau und die Verstärkung der Netzinfrastuktur kann der Stromverbrauch und die Stromerzeugung räumlich stärker entkoppelt werden. Dies kann zu einer Senkung der Abregelung von erneuerbaren Energieanlagen beitragen und damit eine verbesserte Nutzung des erneuerbar erzeugten Stroms ermöglichen.

Neben der Verstärkung der nationalen Netzinfrastuktur kann auch der Ausbau internationaler Übertragungskapazitäten in die Nachbarländer Deutschlands zur besseren Nutzung von Strom aus PV- und Windkraftanlagen beitragen. Der Ausbau von Stromübertragungskapazitäten zwischen europäischen Ländern und die damit verbundenen Stromimporte sowie -exporte stellen

eine zusätzliche Flexibilitätsoption dar. So können Länder mit einem Erzeugungsüberschuss Strom in Länder mit Erzeugungsdefiziten exportieren, ohne dass alternative Flexibilitätsoptionen bemüht werden müssen.

Welche ökonomischen Kennzahlen und Übertragungsverluste besitzt die Flexibilitätsoption Stromnetz bzw. der Netzausbau?

Die Kosten für den Netzausbau hängen im Wesentlichen von der Art der Leitungsverlegung (Freileitung oder Erdkabel) ab. Die Verlegung von Erdkabeln ist typischerweise mit einem höheren finanziellen Aufwand verbunden, da hierzu Erdarbeiten notwendig sind. Zusätzlich variieren die Kosten des Netzausbaus in Abhängigkeit von der Spannungsebene. Im Folgenden werden die Kosten des Ausbaus von Höchstspannungswechselstromleitungen (AC-Leitung) und der Hochspannungsgleichstromübertragung (DC-Leitung) betrachtet. Die Kostenschätzung der vier deutschen ÜNB für diese Spannungsebene ist in Tabelle 4 aufgelistet. Hinsichtlich der Übertragungsverluste werden im NEP für das Höchstspannungsnetz (Höchstspannungswechselstromleitungen) 1,4 % angegeben [9]. Die Stromübertragung mit Hochspannungsgleichstromtechnik ist im Vergleich dazu mit 30 bis 50 % weniger Übertragungsverlusten verbunden [22].

Zusätzlich zu den Investitionen der Leitungsverlegung müssen beim Netzausbau die Kosten für Transformatoren, Stationen und Kompensationsanlagen berücksichtigt werden. Entsprechende Schätzungen der ÜNB können in [23] nachgeschlagen werden.

Welche ökologischen Auswirkungen gehen mit der Flexibilitätsoption Stromnetz bzw. dem Netzausbau einher?

Der Bau neuer Freileitungen sowie neuer Erd- oder Seekabel ist immer mit einem Eingriff in den Lebensraum der beheimateten Tierwelt und einem Verbrauch von Fläche verbunden. Beim Bau von Freileitungen muss auf der gesamten Leitungslänge ein Schutzstreifen von hohem Bewuchs befreit werden. Dies führt zu einem Lebensraumverlust bzw. einer Lebensraumbeeinflussung der beheimateten Tierwelt. Darüber hinaus wird neben der Versiegelung der Fläche für die Mastfundamente, Nebenanlagen und Zufahrten in der Bauphase Fläche für Zuwege und Baustelleneinrichtungen benötigt. Diese Flächen werden allerdings nach Abschluss der Bauarbeiten

Flexibilitätsoptionen zur Deckung des Flexibilitätsbedarfs

ten ihrer ursprünglichen Nutzung zurückgeführt [24]. Bei der Verlegung von Erdkabeln muss der Trassenbereich gerodet werden. Durch die Tiefbauarbeiten kann neben der Zerstörung von Lebensraum die natürliche Schichtung des Bodens gestört werden [25].

Tabelle 4: Kosten – Ausbau des Übertragungsnetzes.

Art des Stromflusses und der Leitungsverlegung	Kosten	Quelle
AC-Freileitungen	Auflage/Umbeseilung auf Bestandsleitung: 0,5 bis 0,7 Mio. €/km Neubau: 2,5 bis 2,8 Mio. €/km	[23]
AC-Erdkabel	Neubau: 11,5 Mio. €/km	[23]
DC-Freileitungen	Umstellung von AC auf DC: 0,4 Mio. €/km Neubau: 2,0 bis 2,2 Mio. €/km	[23]
DC-Erdkabel	Neubau: 6,5 Mio. €/km	[23]

Im laufenden Betrieb von Freileitungen muss in einem regelmäßigen Abstand der Schutzstreifen von hochwachsendem Bewuchs befreit werden. Dies kann eine Beeinträchtigung von Tieren einschließlich einer Verletzung bzw. gar deren Tod bedeuten [26]. Zusätzlich unterliegen die Flächen des Schutzstreifens Nutzungseinschränkungen. Beim Betrieb von Erdkabeln verbleiben ebenfalls Nutzungseinschränkungen des Schutzstreifens hinsichtlich des Bewuchses und der Bebauung. Zudem erfolgt eine regelmäßige Pflege der Trasse über den Erdkabeln, was zu Eingriffen in die Vegetation führen kann.

3.2 Energiespeicher

Durch Energiespeicher kann die Erzeugung und die Nachfrage von elektrischer Energie zeitlich entkoppelt werden. Energiespeicher können je nach Speicherdauer in Kurz- und Langzeitspeicher eingeordnet werden. Kurzzeitspeicher können Energie für mehrere Stunden einspeichern, wohingegen Langzeitspeicher auf eine Speicherdauer von mehreren Tagen bis Wochen ausgelegt sind. Für einen Vergleich von Kurz- und Langzeitspeichern werden im Folgenden einerseits die in heutigen Stromsystemen bereits etablierten Pumpspeicherkraftwerke, die typischerweise als Langzeitspeicher eingesetzt werden, sowie andererseits Batteriespeicher, die typischerweise als Kurzzeitspeicher eingesetzt werden und eine verhältnismäßig junge Technologie im Stromsystem repräsentieren, betrachtet [27]. Im Jahr 2019 betrug die installierte Leistung von Pumpspeichern im deutschen Stromsystem 9,8 GW. Der NEP 2035 projiziert für das Jahr 2035, unabhängig vom Szenario, eine installierte Leistung von 10,2 GW. Für Batteriespeicher wird im Szenario C ein Anstieg von 1 GW installierter Leistung im Jahr 2019 auf bis zu 20,6 GW im Jahr 2035 prognostiziert [9].

Welche ökonomischen Kennzahlen und Wirkungsgrade besitzen Energiespeicher als Flexibilitätsoption?

Die Kosten für Batteriespeicher sind im Wesentlichen abhängig von der Kapazität. In Tabelle 5 sind die Kosten für PV-Batteriespeicher und Großbatteriespeicher daher für die nutzbare Kapazität angegeben. Für Pumpspeicherkraftwerke werden die Kosten in Abhängigkeit der installierten Leistung angegeben und sind ebenfalls in Tabelle 5 zu finden. Zusätzlich sind in Tabelle 5 die Wirkungsgrade der verschiedenen Speichertechnologien angegeben. Pumpspeicherkraftwerke weisen einen Wirkungsgrad von 75 bis 80 % auf. Der Gesamtwirkungsgrad bzw. die Round-Trip Efficiency – d.h. der Wirkungsgrad für das Ein- und Ausspeichern von Strom – von Batteriespeichern ist, je nach Größe des Batteriespeichers, höher als bei Pumpspeicherkraftwerken (vgl. Tabelle 5).

Flexibilitätsoptionen zur Deckung des Flexibilitätsbedarfs

Tabelle 5: Kosten und Wirkungsgrade – Energiespeicher.

Art des Energiespeichers	Investitionen	Gesamtwirkungsgrad	Quelle
PV-Batteriespeicher	560 bis 1220 €/kWh	90 bis 95 %	[28], [29]
Großbatteriespeicher	250 bis 800 €/kWh	84 bis 87 %	[30], [29]
Pumpspeicherkraftwerk	500 bis 1200 €/kW	75 bis 80 %	[31], [32]

Welche ökologischen Auswirkungen gehen mit Energiespeichern einher?

Batteriespeicher haben bereits während ihrer Produktion einen großen ökologischen Fußabdruck. Dieser resultiert aus dem hohen Energieeinsatz bei der Herstellung der Speicherzellen sowie dem Abbau und der Aufbereitung der verwendeten Rohstoffe [25]. Um die Emissionsbilanz stationärer Batteriespeicher als Flexibilitätsoptionen zu verbessern, können Batterien aus batterieelektrischen Fahrzeugen in einem sog. Second Life genutzt werden. Sobald die Batterien dieser Fahrzeuge eine definierte Kapazität, bspw. von 70 % der Anfangskapazität, unterschritten haben, sind diese für die Anwendung in batterieelektrischen Fahrzeugen nicht mehr geeignet und können als Second Life Anwendung stationäre Batteriespeicher verwendet werden [33]. Im Hinblick auf die Langzeitspeicher ist der Bau von Pumpspeicherkraftwerken mit erheblichen Auswirkungen auf die Natur verbunden, da der Bau der benötigten Stauseen erhebliche Eingriffe in die Lebensräume von Pflanzen und Tieren darstellt.

Im Betrieb ist der Einsatz von Batteriespeichern als Flexibilitätsoption emissionsneutral und mit sehr wenigen bis keinen ökologischen Auswirkungen verbunden. Durch den Einsatz von Batteriespeichern kann grundsätzlich mehr erneuerbar erzeugter Strom in das System integriert werden und die Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken reduziert werden [34]. Im Gegensatz dazu ist der Betrieb von Pumpspeicherkraftwer-

ken emissionsbehaftet. Durch die verrottende Vegetation auf dem Grund des Stausees wird Methan an die Atmosphäre abgegeben [35]. Generell ist zu beachten, dass sowohl der Einsatz von Batteriespeichern als auch von Pumpspeicherkraftwerken mit Effizienzverlusten verbunden ist.

3.3 Sektorenkopplung

Sektorenkopplung beschreibt die Verknüpfung verschiedener Sektoren im Energiesystem primär zur Hebung von intersektoralen Emissionsverminderungspotenzialen. Einerseits können durch die Nutzung von erneuerbar erzeugtem Strom in Form von Power-to-X-Technologien (PtX-Technologien) im Wärme-, Industrie- und Verkehrssektor die Transformationsprozesse hin zur Treibhausgasneutralität in diesen Sektoren unterstützt werden. Andererseits können die PtX-Technologien als Stromnachfrager auch Flexibilität im Stromsektor bereitstellen. Bezogen auf Wärme ist im privaten Haushaltssektor oder im Industriesektor die Bereitstellung von Wärme und Kälte (Power-to-Heat) durch Strom aus erneuerbaren Energien bereits etabliert. Diese Technologien können dabei auch als bivalente Systeme ausgelegt werden, wobei Strom neben einem weiteren Energieträger, wie Wasserstoff, bspw. zur Wärmebereitstellung genutzt werden kann. Diese Bivalenztechnologien sind daher nicht auf die Nutzung von Strom angewiesen und Strom je nach dessen Verfügbarkeit und Preis beziehen. Die Erzeugung von Wasserstoff (Power-to-Gas) aus erneuerbar erzeugtem Strom, sogenannter grüner Wasserstoff, kann als nachhaltiger Energieträger in verschiedenen Bereichen eingesetzt werden und damit die Nutzung fossiler Energieträger in allen Sektoren reduzieren.

Welche ökonomischen Kennzahlen besitzt die Sektorenkopplung als Flexibilitätsoption?

In Tabelle 6 sind die Kosten für verschiedene Technologien der Sektorenkopplung angegeben. Für den Bereich von Power-to-Heat werden die Investitionen für Wärmepumpen sowie für Elektrodenheizkessel in Abhängigkeit der elektrischen Leistung angegeben. Die Kosten für Elektrodenheizkessel zur Bereitstellung von Prozesswärme in der Industrie sind dabei niedriger als die für Wärmepumpen. Für die Anwendung in privaten Haushalten werden jedoch nur geringe elektrische Leistungen benötigt. Als Power-to-Gas Technologien werden Elektrolyse- sowie Methanisierungsanlagen betrachtet. Die Investitionen für

Flexibilitätsoptionen zur Deckung des Flexibilitätsbedarfs

Methanisierungsanlagen beziehen dabei die für Elektrolyseanlagen mit ein.

Tabelle 6: Kosten – Sektorenkopplung.

Technologie	Investitionen	Quelle
Wärmepumpen	1000 bis 1700 €/kW _{elektrisch}	[36]
Elektrodenheizkessel	125 bis 350 €/kW _{elektrisch}	[21], [29]
Elektrolyseanlagen	500 bis 1200 €/kW _{elektrisch}	[21], [36]
Methanisierungsanlagen (inkl. Elektrolyse)	2000 bis 3000 €/kW _{elektrisch}	[36]

Welche ökologischen Auswirkungen gehen mit der Sektorenkopplung einher?

Die Bereitstellung von Nutzenergie durch Strom in den Sektoren Wärme und Verkehr führt zunächst zu einem erhöhten Stromverbrauch innerhalb des Stromsystems. Abhängig vom aktuellen Stromerzeugungsmix sind mit dem entsprechenden zusätzlichen Stromverbrauch CO₂-Emissionen verbunden. Eine gezielte Nutzung der Sektorenkopplung kann zu einem geringeren Bedarf an fossilen Energieträgern und damit zu einer Emissionseinsparung führen. Entscheidend für eine positive Emissionsbilanz der Sektorenkopplung ist, dass der verwendete Strom zu einem möglichst großen Teil aus erneuerbaren Energieanlagen stammt.

3.4 Nachfrageflexibilität

Die Flexibilitätsoption Nachfrageflexibilität beinhaltet die gezielte Anpassung des Stromverbrauchs als Reaktion auf das (fluktuierende) Stromangebot bzw. entsprechende Preissignale. Hierbei kann zwischen der temporären Lastreduktion bzw. -erhöhung und der Lastverschiebung unterschieden werden. Bei der Lastreduktion oder -erhöhung sinkt bzw. steigt der Stromverbrauch in Summe. Bei der Lastverschiebung wird der Stromverbrauch lediglich zeitlich verlagert,

sodass der Stromverbrauch in Summe konstant bleibt [37]. Innerhalb der Nachfragemflexibilität kann zwischen der industriellen Nachfragemflexibilität, der Nachfragemflexibilität in privaten Haushalten und im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) unterschieden werden. Im Bereich der privaten Haushalte liegen viele kleine flexibilisierbare Lasten, bspw. Spülmaschinen, Waschmaschinen oder Wäschetrockner vor. Im industriellen Sektor lassen sich aufgrund der Energieintensität und den damit einhergehenden Stellhebeln im Vergleich zu privaten Haushalten verschiebbare Lasten in größerem Umfang bereits mit der Flexibilisierung einzelner Prozesse realisieren. Demgegenüber stehen aktuell jedoch einige Hemmnisse, die Industrieunternehmen an der Flexibilisierung ihrer Produktionsprozesse hindern bzw. einschränken. So darf die Flexibilisierung der Produktionsprozesse keine Auswirkung auf die Qualität der Produkte oder die Lieferverpflichtungen des Unternehmens haben. Zudem bedarf es entsprechender ökonomischer Anreize zur Erbringung von Flexibilität, da die Flexibilisierung für Unternehmen mit Investitionen und laufenden Kosten verbunden ist. Der Anstieg des Potenzials der Nachfragemflexibilität der Sektoren Industrie und GHD wird im ersten Entwurf des NEP 2035 von 1,5 GW im Jahr 2019 auf 4 bis 8 GW im Jahr 2035 prognostiziert [9].

Welche ökonomischen Kennzahlen beschreiben die Nachfrageflexibilität als Flexibilitätsoption?

In Tabelle 7 werden die Kosten für Nachfrageflexibilität in den Sektoren Industrie, GHD und private Haushalte angegeben. Die Investitionen für die Lastabschaltung in der Industrie sind im Wesentlichen auf die Installation von Informations- und Kommunikationstechnik-Infrastruktur und die notwendige Investition in die Produktionsinfrastruktur zurückzuführen. In den Sektoren GHD und private Haushalte sind die Investitionen typischerweise höher als im Sektor Industrie (vgl. Tabelle 7). Dies ist vor allem auf die Neuinstallation der notwendigen Infrastruktur zurückzuführen, die im Industriebereich meist bereits vorhanden ist.

Welche ökologischen Auswirkungen gehen mit Nachfrageflexibilität einher?

Bei der Nutzung von Nachfrageflexibilität fallen bei der Befähigung oder Investitionen in flexible Prozesse in der Regel Emissionen an. Durch Nutzung der Nachfrageflexibilität wird erneuerbare Stromerzeugung integriert und damit Emissionen

Flexibilitätsoptionen zur Deckung des Flexibilitätsbedarfs

aus konventionellen Stromerzeugungsanlagen reduziert. Jedoch muss berücksichtigt werden, dass mit einer Lastverschiebung unter Umständen Effizienzverluste in der Produktion einhergehen, da bspw. die optimalen Betriebspunkte mit ihrer maximalen Effizienz verlassen werden. Die Nutzung der Nachfrageflexibilität als Flexibilität ist insgesamt allerdings mit keinen oder nur relativ geringen wenigen Emissionen verbunden.

Tabelle 7: Kosten – Nachfrageflexibilität.

Sektor und Art der Maßnahme	Investitionen	Quelle
Lastabschaltung in der Industrie	1 bis 20 €/kW	[21], [38]
Lastverschiebung GHD & Haushalte	40 bis 1200 €/kW	[21]

3.5 Thermische Kraftwerke

Nach dem Beschluss des Kernenergie- und Kohleausstiegs fallen im Stromsystem die konventionellen Grundlastkraftwerke und wesentlichen Flexibilitätserbringer der Vergangenheit sukzessive aus der Erzeugungsstruktur. Jedoch werden auch zukünftig thermische Kraftwerke im Stromsystem zu einem gewissen Teil als Flexibilitätsoption eingesetzt. Alternative Kraftwerkstypen zu Kernenergie- und Kohlekraftwerken sind thermische Kraftwerke, die bspw. Holz oder Gas (aufbereiteter grüner Wasserstoff oder Biomethan) als Brennstoff verwenden. Diese thermischen Kraftwerke können dazu beitragen, in Zeiten niedriger Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieanlagen den Stromverbrauch zu decken. Thermische Kraftwerke, die auf den genannten Energieträgern basieren, weisen dabei im Vergleich zu Kernenergie- und Kohlekraftwerken eine bessere technische Regelbarkeit – bspw. hinsichtlich der Anfahrtszeiten – auf.

Eine Möglichkeit der Flexibilitätsbereitstellung durch thermische Kraftwerke ist die energetische Nutzung von Biomasse zur Stromerzeugung. Biomasse kann dabei in fester, gasförmiger oder flüssiger Form verbrannt bzw. verdampft und zur reinen Stromerzeugung oder kombinierten Strom- und Wärmeerzeugung verwendet werden. Durch das Inkrafttreten der überarbeiteten

Erneuerbare-Energien-Richtlinie der Europäischen Union (Renewable Energy Directive II) im Dezember 2018 [39] ist Biomasse als Energieträger uneingeschränkt als nachhaltig eingestuft. Wie bereits in der Einleitung beschrieben, prüfen aktuell einige Kohlekraftwerksbetreiber in Deutschland die Nutzung von Holz als alternativen Brennstoff in Kohlekraftwerken, also die Holzverfeuerung, zur Stromerzeugung. Dies soll nach dem Vorbild von bereits umgerüsteten Kraftwerken in Dänemark und Großbritannien in Kohlekraftwerken, die bis spätestens 2038 stillgelegt werden, erfolgen.

Neben der Holzverfeuerung können Gaskraftwerke, betrieben mit regenerativen Energieträgern, als Flexibilitätsoption genutzt werden. Gaskraftwerke sind bereits jetzt ein Bestandteil der Erzeugungsstruktur in Deutschland und gewinnen durch den Wegfall von Kernenergie- und Kohlekraftwerken zunehmend an Bedeutung. Der NEP weist für das Jahr 2035 einen Anstieg der installierten Kraftwerksleistung von Gaskraftwerken von 30 GW im Jahr 2019 auf 38 bis 47 GW, abhängig vom Szenario, aus. Nach [40] wird bereits im Jahr 2030 zum Erreichen der Klimaziele eine installierte Erzeugungskapazität an Gaskraftwerken von 56 bis 75 GW (unter der Annahme eines steigenden Stromverbrauchs) benötigt. Für Gaskraftwerke besteht die Möglichkeit, dass diese durch die Nutzung von, durch Methanisierung aufbereitetem grünem Wasserstoff nahezu emissionsfreien Strom erzeugen können. Jedoch können beim Transport und der Erzeugung des grünen Wasserstoffs Emissionen freigesetzt werden. Laut der Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS), die den Wasserstoffbedarf in den Sektoren Industrie, Verkehr und Wärme betrachtet, muss Deutschland in Zukunft den überwiegenden Anteil des benötigten Wasserstoffs importieren [41]. Ein erhöhter Bedarf von Gaskraftwerken an aufbereitetem grünem Wasserstoff würde entsprechend in einem Anstieg der Importe von Wasserstoff resultieren.

Eine weitere Alternative zur Holzverfeuerung ist, wie oben beschrieben, die Nutzung von Biomechan zur Befeuerung von Gaskraftwerken. Biomechan wird aus aufbereitetem Biogas gewonnen, das durch die Fermentierung von organischen Stoffen wie Energiepflanzen, Gülle und Mist sowie organischen Reststoffen entsteht [42]. Durch die Aufbereitung erreicht das Biomethan die gleichen verbrennungstechnischen Eigenschaften wie Erdgas und kann in das Gasnetz eingespeist

Flexibilitätsoptionen zur Deckung des Flexibilitätsbedarfs

werden. Im Jahr 2018 haben in Deutschland 213 Anlagen Biomethan mit einer Gesamtmenge von 10 TWh in das Gasnetz eingespeist. Dies entspricht für das Jahr 2018 einem Anteil von einem Prozent am Gasverbrauch in Deutschland. Neben der Stromerzeugung kann Biomethan auch im Verkehrs- und Industriesektor zur Dekarbonisierung eingesetzt werden.

Biogas, das nicht zu Biomethan aufbereitet wird, wird in der Regel direkt am Entstehungsort zur kombinierten Wärme- und Stromerzeugung in Blockheizkraftwerken genutzt. Diese Blockheizkraftwerke weisen im Vergleich zu Gaskraftwerken geringe Erzeugungsleistungen auf. Durch einen Zusammenschluss der vielen dezentralen Blockheizkraftwerke können diese jedoch ebenfalls zur Stromversorgung sowie der Wärmeversorgung in Zeiten kalter Dunkelflauten beitragen.

Welche ökonomischen Kennzahlen und Wirkungsgrade besitzen thermische Kraftwerke als Flexibilitätsoption?

In Tabelle 8 sind die ökonomischen Kennzahlen und Wirkungsgrade von thermischen Kraftwerken als Flexibilitätsoption zusammengefasst. Für die Holzverbrennung werden dabei lediglich die Kosten für die Umrüstung von Kohlekraftwerken aufgezeigt. Gaskraftwerke und Biogas-Blockheizkraftwerke sind die effizientesten der betrachteten thermischen Kraftwerke mit einem Wirkungsgrad von 40 % bzw. 35 bis 43 % (vgl. Tabelle 8). Holzverbrennungskraftwerke weisen dagegen, aufgrund des geringen spezifischen Energieinhalts von Holz einen geringeren Wirkungsgrad auf (vgl. Tabelle 8). Neben dem direkten Wirkungsgrad von Gaskraftwerken müssen bei der Nutzung von aufbereitetem grünem Wasserstoff ebenfalls die Wirkungsgrade der vorgelagerten Prozesskette, sprich Elektrolyseure und Methanisierungsanlagen, berücksichtigt werden.

Welche ökologischen Auswirkungen gehen mit thermischen Kraftwerken einher?

Ausschlaggebend für die ökologischen Auswirkungen der thermischen Kraftwerke sind die spezifischen Emissionen der verwendeten Brennstoffe. Holz als nachwachsender Rohstoff kann in gewissen Mengen zwar nachhaltig angebaut werden, jedoch wird bei dessen Verbrennung das in der Biomasse gebundene CO₂ freigesetzt. Diese spezifischen Emissionen übersteigen sogar die der Kohleverbrennung [43]. Obgleich durch die Aufforstung von neuem Baumbestand die

Emissionen wieder gebunden werden können, führt die Holzverbrennung aufgrund der geringen Wachstumsraten von Holz zusammen mit dessen niedriger Energiedichte zu einem Anstieg atmosphärischer CO₂-Konzentrationen, selbst wenn durch die Holzverfeuerung fossile Brennstoffe ersetzt werden.

Tabelle 8: Kosten und Wirkungsgrade – Thermische Kraftwerke.

Brennstoff des thermischen Kraftwerks	Investitionen	Wirkungsgrad	Quelle
Gaskraftwerke	408.750 €/MW	40 %	[29], [44]
Holzverbrennungskraftwerke	300.000 bis 400.000 €/MW	30 %	[45], [40]
Biogas-Blockheizkraftwerke	743.000 bis 1.160.000 €/MW	35 bis 43 %	[46]

Durch die Abholzung werden zudem wichtige Emissionssenkungen reduziert, wobei deren Nachwuchs aufgrund zunehmender Trockenperioden mit gewissen Unsicherheiten behaftet ist. Laut einer aktuellen Studie von Sandbag [6] birgt die Holzverbrennung in umgerüsteten Kohlekraftwerken das Risiko den Klimawandel zu beschleunigen, da die ausgestoßenen Treibhausgase durch die Holzverbrennung einen Nettoanstieg der CO₂-Emissionen in der Atmosphäre für den Zeitraum zur Erreichung der Pariser Klimaziele verursacht. Deshalb muss bei der Holzverfeuerung berücksichtigt werden, welche Art von Holz zur Stromerzeugung eingesetzt wird. Durch den Einsatz von Holz in bspw. der Möbelindustrie oder im Bau kann Holz die aufgenommenen CO₂-Emissionen langfristig binden. Bei der Verbrennung von Biogas bzw. auch bei Biomethan werden die Emissionen freigesetzt, die durch die organischen Stoffe während des Wachstums gebunden wurden. Diese sind im Vergleich zu den Emissionen, die bei der Holzverbrennung

Flexibilitätsoptionen zur Deckung des Flexibilitätsbedarfs

freigesetzt werden, allerdings gering [47]. Bei der Nutzung von aufbereitetem grünem Wasserstoff zur Stromerzeugung fallen lediglich beim Transport CO₂-Emissionen an. Biogas bzw. Biomethan ist mit einem geringen CO₂-Emissionsausstoß verbunden und wird vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) als nahezu klimaneutral eingestuft [48]. Hierbei ist jedoch zu berücksichtigen, dass im Sinne einer minimalen Flächennutzung der Einsatz von Rest- und Abfallstoffen aktiv beachtet werden sollte, da eine steigende Flächennutzung immer mit Nachteilen bezüglich der dadurch verdrängten alternativen Flächennutzung belegt ist, die berücksichtigt werden müssen.

Wie einleitend in diesem Kapitel erwähnt, betrachtet diese Studie primär die CO₂-Emissionen der jeweiligen Flexibilitätsoptionen. Es sei jedoch darauf hingewiesen, dass bspw. bei der Verbrennung von (aufbereitetem) Wasserstoff weitere Emissionen, in diesem Fall Stickoxide, anfallen können. Zudem kann durch Leckagen bei Biogasanlagen das Treibhausgas Methan in die Erdatmosphäre gelangen.

Fokusanalyse – Alternative Flexibilitätsoptionen zur Überbrückung von Dunkelflauten

4 Fokusanalyse – Alternative Flexibilitätsoptionen zur Überbrückung von Dunkelflauten

Mit dem Ausstieg aus der Kohleverstromung bis spätestens zum Jahr 2038 stellt sich neben der Frage, wie die wegfallenden Kapazitäten durch Flexibilitäten insbesondere zur Überbrückung von Dunkelflauten (vgl. Kapitel 2.3.2) kompensiert werden können, zusätzlich die Frage nach einer alternativen Nutzung der vorhandenen Infrastruktur, d.h. der Kraftwerke sowie der entsprechenden Stromnetzanbindung. In dem folgenden Kapitel stehen Flexibilitätsoptionen, basierend auf erneuerbaren Gasen, als Alternativen zur Holzverfeuerung für die Überbrückung von Dunkelflauten im Zuge einer Fokusanalyse gegenüber.

Die Holzverfeuerung kann prinzipiell zur Reduktion von Emissionen im aktuellen Energiesystem beitragen. Allerdings muss hierbei beachtet werden, dass bei der Holzverbrennung Emissionen freigesetzt werden, wie in Kapitel 3 bereits beschrieben wurde. Die freigesetzten Emissionen können zwar in neu gepflanzten Bäumen wieder gebunden werden, jedoch kann sich der Nachwachsprozess von Bäumen und damit die Bindung der freigesetzten Emissionen auf 20 bis 100 Jahre erstrecken und ist mit Unsicherheiten verbunden [49, 50]. In diesem Zeitraum kann der Wald seine Funktion der Kohlenstoffspeicherung nicht erfüllen, was aber für den Klimaschutz essenziell ist. Zusätzlich weist Holz als Biomasse höhere spezifische Emissionen als Braun- und Steinkohle auf [51, 52].

Bei der Holzverfeuerung muss zudem berücksichtigt werden, dass auch aufgrund der benötigten Mengen durch die notwendigen, teils interkontinentalen, Lieferketten von Holz entsprechende Emissionen freigesetzt werden. In einem Projekt der Hamburger Umweltbehörde soll bspw. Buschholz aus Namibia per Schiffstransport zur Verfeuerung nach Deutschland importiert werden [53]. Vor diesem Hintergrund ist es zwingend notwendig, die Holzverfeuerung und die damit einhergehenden Emissionen als eine mögliche Flexibilitätsoption zur Überbrückung von Dunkelflauten mit alternativen Flexibilitätsoptionen hinsichtlich verschiedener Bewertungskriterien zu vergleichen.

Wie in Kapitel 3.5 aufgezeigt, sind zur Überbrückung von Dunkelflauten neben der Holzverfeuerung Gaskraftwerke, betrieben mit aufbereitetem grünem Wasserstoff oder Biomethan, geeignete Flexibilitätsoptionen. Zusätzlich kann die Stromerzeugung aus Biogas-Blockheizkraftwerken genutzt werden, um durch eine Vielzahl an dezentralen Anlagen einen Beitrag zur Überbrückung von Dunkelflauten zu leisten.

Die Kriterien, die zur detaillierten Analyse der Holzverfeuerung und der alternativen thermischen Kraftwerke als Flexibilitätsoption herangezogen werden, sind die Verfügbarkeit sowie die Emissionen: Die Verfügbarkeit der Flexibilitätsoptionen beschreibt, welche Schritte zur Befähigung der Flexibilitätsoption im Status quo notwendig sind. Durch die Emissionen wird betrachtet, welche Emissionen (basierend auf den Ergebnissen aus Kapitel 3) mit den entsprechenden Flexibilitätsoptionen einhergehen.

4.1 Analyse der Holzverfeuerung

Verfügbarkeit: Durch entsprechende Umbaumaßnahmen können Kraftwerksblöcke von Kohlekraftwerken umgerüstet werden, um feste Biomasse anstelle von Kohle zur Stromerzeugung zu nutzen. Hierdurch kann die bestehende Infrastruktur weiter genutzt werden und ein Rückbau vermieden bzw. zeitlich verschoben werden. Zudem können durch diese Kraftwerke weiterhin steuerbare Stromerzeugungskapazitäten bereitgestellt werden. Zudem muss ebenfalls die Verfügbarkeit des Brennstoffes Holz berücksichtigt werden. Die in Großbritannien auf Holzverfeuerung basierenden und sich bereits im Betrieb befindlichen Holzverbrennungskraftwerke werden dabei ausschließlich mit Holz aus Kanada und den Vereinigten Staaten beliefert [54].

Emissionen: Wie in Kapitel 3 beschrieben, weist Holz eine ähnlich hohe Kohlenstoffintensität wie Kohle auf, durch den niedrigeren Brennwert wird jedoch mehr Biomasse benötigt, um dieselbe Menge an Strom zu erzeugen. Im direkten Verbrennungsprozess entstehen durch die Nutzung von Holz und der resultierenden höheren spezifischen Emissionen somit in Summe mehr Emissionen als durch die Verbrennung von Kohle als Energieträger [51, 52]. Wie bereits erwähnt, muss ein Großteil des Holzes importiert werden, wobei ebenfalls Emissionen ausgestoßen werden. Nach [55] fallen 25 % der bei der Verfeuerung von Holz ausgestoßenen CO₂-Emissionen auf die Herstellung sowie den Transport zurück.

Fokusanalyse – Alternative Flexibilitätsoptionen zur Überbrückung von Dunkelflauten

Für die Analyse der Holzverfeuerung muss zudem betrachtet werden, welche Art von Holz für die Verfeuerung verwendet wird. Die Rohstoffe für die Holzpellets, die zur Stromerzeugung genutzt werden, können nach [56] in vier Kategorien unterteilt werden: (kleines) Rundholz, Holz aus kommerzieller Durchforstung, einsammelbare Forstrückstände sowie Sägereste. Neben der Holzverfeuerung zur Stromerzeugung kann der Rohstoff Holz auch bspw. als Faserstoff für die Papierproduktion dienen. In der Papierproduktion können die Holzfasern sechs bis sieben Mal wiederverwendet werden, bevor sie nicht mehr recycelt und schließlich zur Bereitstellung von Strom und/oder Wärme genutzt werden [57]. Weitere Verwendungen von Holz finden sich daneben im Bau oder in der Möbelindustrie. Dabei können CO₂-Emissionen langfristig gebunden werden, wobei gleichzeitig Emissionen durch den reduzierten Einsatz von Zement oder Beton vermieden werden können [48]. Im Kontext der Kaskadennutzung von Holz sollte dementsprechend zur Reduktion von Emissionen nur Holz zur Holzverfeuerung verwendet werden, welches aufgrund seiner Qualität keine langfristige Nutzung in alternativen Produkten mehr erlaubt. Zudem muss betrachtet werden, dass bspw. einsammelbare Forstrückstände bei der Vermoderung auf dem Waldboden zwar auch Emissionen freisetzen, dies jedoch über einen längeren Zeitraum im Vergleich zur Verfeuerung geschieht.

Aus [58] geht hervor, dass die in den Vereinigten Staaten von Amerika abgeholzten Wälder, deren Holz als Holzpellets nach Europa – vorwiegend nach England – verschifft wird, als Biodiversitäts-Hotspots gelten. Die Abholzung dieser Wälder zur Stromerzeugung führt daher zu unwiederbringlichen Schäden und konterkariert die Ziele zum Biodiversitätsschutz der EU [59].

Zwischenfazit: Eine Nutzung von Holz zur Stromerzeugung ist dementsprechend der mit dem höchsten Emissionsfußabdruck belastete Verwendungszweck. Jedoch ist als Folge der Einstufung von Biomasse als emissionsneutraler Energieträger durch die Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU zu erwarten, dass der Bedarf an Holz zur Stromerzeugung kontinuierlich ansteigen wird [60]. Eine Umsetzung von aktuell geplanten und teilweise bereits laufenden Projekten zur Nutzung der Holzverfeuerung in der EU würde eine Abholzung von 2700 km² an Wald pro Jahr erfordern, was der Fläche des halben

Schwarzwaldes gleicht [6]. Entsprechend reichen Kurzumtriebsplantagen hierfür nicht aus.

4.2 Analyse alternativer thermischer Kraftwerke als Flexibilitätsoptionen

Alternativ zur Holzverfeuerung können die in Kapitel 3.5 beschriebenen Gaskraftwerke als thermische Kraftwerke – betrieben mit Biomethan oder aufbereitetem grünem Wasserstoff – oder flexible Biogas-Blockheizkraftwerke als Flexibilitätsoptionen zur Überbrückung von Dunkelflauten beitragen.

Verfügbarkeit: Ein Faktor, der hinsichtlich der Verfügbarkeit von aufbereitetem grünem Wasserstoff und Biomethan zur Stromerzeugung berücksichtigt werden muss, ist die Priorisierung der Anwendungsbereiche beim Einsatz dieser Brennstoffe. Aufgrund der vielseitigen Anwendungsmöglichkeiten von Gas können durch den Einsatz von erneuerbaren Gasen, wie Biomethan und aufbereitetem grünem Wasserstoff, nur schwer oder nicht elektrifizierbare Prozesse und Anwendungen dekarbonisiert werden. Für diese Prozesse und Anwendungen, die sich nur sehr schwer oder gar nicht durch Alternativen dekarbonisieren lassen, muss der Einsatz von erneuerbaren Gasen im Sinne der Dekarbonisierung aller Sektoren priorisiert werden [61]. Dennoch können diese erneuerbaren Gase in Extremsituationen, wie sie Dunkelflauten darstellen, eine geeignete Flexibilitätsoption im Stromsystem darstellen – gerade, wenn sie um komplementäre Speichersysteme ergänzt werden.

Biogas-Blockheizkraftwerke werden direkt am Ort des Fermentierungsprozesses eingesetzt und können zur Wärme- und Strombereitstellung genutzt werden. Hinsichtlich der Verfügbarkeit ist der Einsatz von Biogasanlagen im Aufkommen von organischen Einsatzstoffen begrenzt. Aufgrund der neuen Vielfalt der organischen Einsatzstoffe ist das Potenzial jedoch noch nicht ausgeschöpft [62]. Bei der Auswahl der organischen Einsatzstoffe muss jedoch der Einsatz von Rest- und Abfallstoffen gegenüber speziell zur Fermentierung angebauten Einsatzstoffen priorisiert werden, da eine steigende Flächennutzung mit Nachteilen für die Umwelt verbunden ist. Biogas-Blockheizkraftwerke speisen Strom direkt in das Stromnetz ein. Diese dezentralen, regelbaren Anlagen können durch einen geringen Aufwand – abgesehen von regulatorischen

Fokusanalyse – Alternative Flexibilitätsoptionen zur Überbrückung von Dunkelflauten

Hemmnissen – von einem durchgängigen Einspeisebetrieb auf einen flexiblen Betrieb umgestellt werden. Über einen Gasspeicher kann die Stromerzeugung über mehrere Stunden bis wenige Tage verschoben werden. Darüber hinaus lassen sich diese Biogasanlagen ebenfalls über das Fütterungsmanagement der angeschlossenen Betriebe mittelfristig und saisonal flexibilisieren [62].

Emissionen: Betrachtet man den Emissionsausstoß dieser alternativen thermischen Kraftwerke als Flexibilitätsoption, fallen bei der Verwendung von Biogas und Biomethan geringe Emissionsmengen an. Wie bereits in Kapitel 3.5 erläutert, liegt der Fokus dieser Studie auf den CO₂-Emissionen. Die geringen Emissionsmengen von Biogas und Biomethan sind auf die aus der Atmosphäre aufgenommenen Mengen an CO₂ der organischen Einsatzstoffe zurückzuführen. Die spezifischen Emissionen betragen 36 bis 158 g CO₂-Äquivalenten pro kWh [63]. Insgesamt wird Biogas bzw. Biomethan als nahezu klimaneutral eingestuft [48]. Bei der Nutzung von aufbereitetem grünem Wasserstoff zur Stromerzeugung in Gaskraftwerken werden bei der Verwendung keine Emissionen freigesetzt.

Zusätzlich zu den bei der Verwendung dieser Brennstoffe ausgestoßenen Emissionen müssen auch die CO₂-Emissionen z.B. durch den Transport berücksichtigt werden. Aufgrund der benötigten Mengen kann der Wasserstoffbedarf in Deutschland zukünftig nicht alleine durch die nationale Produktion gedeckt werden [41]. Bei langen Transportwegen, bspw. aus Australien oder Afrika, fallen daher ebenfalls Emissionen an.

Zwischenfazit: Die Nutzung alternativer thermischer Kraftwerke mit den Brennstoffen Biogas und/oder Biomethan ist mit geringen Emissionen verbunden. Die Verbrennung von Wasserstoff ist mit keinen Emissionen verbunden. Zusätzlich zu dem Verbrennungsprozess müssen jedoch die Lieferketten und die damit verbundenen CO₂-Emissionen berücksichtigt werden. Aufgrund der alternativen Verwendung von aufbereitetem grünem Wasserstoff und Biomethan in anderen Sektoren muss die Nutzung dieser Brennstoffe zur Stromerzeugung jedoch im Kontext der Dekarbonisierung aller Sektoren abgewogen werden.

4.3 Schlussfolgerung

Die Holzverfeuerung in ehemaligen Kohlekraftwerken stellt grundsätzlich eine Alternative für steuerbare Einheiten auf der Stromerzeugungs-

seite zur Überbrückung von Dunkelflauten dar. Zudem können durch die bestehende Infrastruktur die hierarchischen aus- und aufgebauten Stromnetze genutzt werden. Hierdurch kann Netzausbau, getrieben durch die räumliche Diskrepanz von Stromverbrauch und Stromerzeugung, potenziell reduziert werden.

Im Hinblick auf den Emissionsausstoß und das Erreichen der Reduktionsziele zeigt sich allerdings, dass aufgrund der Dauer des Nachwuchses von Baumbeständen die Kompensation, der bei der Verbrennung von Biomasse freiwerdenden CO₂-Emissionen spät erfolgt. Zudem werden durch die Abholzung wichtige CO₂-Senken zerstört. Der Einsatz von aufbereitetem grünem Wasserstoff, Biogas oder Biomethan in thermischen Kraftwerken zur Stromerzeugung führt dagegen kurzfristig zu keinem oder nur einem geringen Anstieg der CO₂-Emissionen in der Atmosphäre. Da sie zusätzlich keine Nachteile hinsichtlich der langfristigen CO₂-Wirkung aufweisen, sind die betrachteten Alternativen – Gaskraftwerke basierend auf Methan bzw. aufbereitetem Wasserstoff sowie Biogas-Blockheizkraftwerke – zur Holzverfeuerung eine zu bevorzugende Flexibilitätsoption zur Überbrückung von Dunkelflauten.

Betrachtet man die Verfügbarkeit der analysierten Energieträger, so müssen zur Stromerzeugung durch Holzverfeuerung bereits zum heutigen Zeitpunkt große Mengen an Holz importiert werden. Im Hinblick auf erneuerbares Gas muss berücksichtigt werden, dass aufgrund des zukünftig weiter steigenden Bedarfs an Gas die Verwendung in weiteren Sektoren neben dem Einsatz zur Verstromung zu beachten ist.

Mögliche Portfolios an Flexibilitätsoptionen

5 Mögliche Portfolios an Flexibilitätsoptionen

Wie in Kapitel 4 analysiert, bietet der Einsatz von aufbereitetem grünem Wasserstoff, Biomethan und Biogas gegenüber der Holzverfeuerung zur Überbrückung von Dunkelflauten gewisse komparative Vorteile, vor allem in Bezug auf den Emissionsausstoß. Aufgrund der verschiedenen Flexibilitätseigenschaften hinsichtlich der zeitlichen Verfügbarkeit oder der Wirkrichtung auf die Residuallast sowie der unterschiedlichen Anforderungsprofile (vgl. Kapitel 2.3) reicht für die Deckung des heutigen sowie des zukünftigen Flexibilitätsbedarfs allerdings keine einzelne Flexibilitätsoption aus. Vielmehr muss auf ein Portfolio an verschiedenen, sich komplementierenden Flexibilitätsoptionen zurückgegriffen werden.

Zur Einordnung, welche Flexibilitätsoptionen für die Deckung des Flexibilitätsbedarfs nutzbar gemacht werden sollten, kann zwischen kurzfristig und langfristig zu erschließenden Flexibilitätsoptionen unterschieden werden. Kurzfristig zu erschließende Flexibilitätsoptionen sind bereits heute mit geringem Investitions- und Befähigungsaufwand möglich. Der flexible Stromverbrauch, bspw. der Industrie oder von privaten Haushalten, und der Einsatz von Batteriespeichern können im Status quo, d.h. bereits kurzfristig, zur Integration erneuerbarer Energien in das Stromsystem und zur Reduktion konventioneller Stromerzeugung durch die zeitliche Verschiebung von Lasten beitragen. Die Nachfrageflexibilität erfüllt dabei das Anforderungsprofil (1) der kurzzeitigen Anpassung (vgl. Kapitel 2.3). Der Einsatz von Energiespeichern ist zum Tag-Nacht-Ausgleich geeignet. Ebenfalls kann eine kurzzeitige Anpassung der Last oder Einspeisung durch die Flexibilitätsoption nach Anforderungsprofil (1) möglich sein (vgl. Kapitel 2.3). Erste Projekte betrachten darüber hinaus bereits Batteriespeicher im Megawatt-Bereich zum Ausgleich einer Dunkelflaute oder Hellbrise gemäß Anforderungsprofil (3) [64]. Der Einsatz von Power-to-Heat-Anlagen oder die flexible Steuerung der Ladevorgänge von batterieelektrischen Fahrzeugen im Sinne der Sektorenkopplung kann zusätzlich zur Integration von Stromüberschüssen aus erneuerbarer Erzeugung genutzt werden, vgl. Anforderungsprofil (1). Im Hinblick auf einen längerfristigen Ausgleich können durch thermische Kraftwerke entsprechend länger anhaltende

Stromerzeugungsdefizite ausgeglichen werden, womit thermische Kraftwerke insbesondere zum Ausgleich von Dunkelflauten (Anforderungsprofil (3)) beitragen können. Als thermische Kraftwerke können grundsätzlich, wie in Kapitel 3.5 aufgezeigt u.a. Holzverfeuerungskraftwerke, Gaskraftwerke, betrieben mit aufbereitetem grünem Wasserstoff oder Biomethan, oder dezentrale Biogas-Blockheizkraftwerke, eingesetzt werden.

Zusätzlich zu kurzfristig erschließbaren Flexibilitätsoptionen können auch Flexibilitätsoptionen, die eine lange Planungs- und Umsetzungszeit benötigen (wie bspw. der Netzausbau), oder die (aktuell noch) hohe Investitionen erfordern (wie bspw. Power-to-Gas-Technologien), in das Flexibilitätsportfolio aufgenommen werden. Hierdurch können kurzfristig erschlossene Flexibilitätsoptionen, wie bspw. thermische Kraftwerke, zu Teilen substituiert werden, sollten diese aufgrund des Rückgangs der Stunden mit positiver Residuallast, also Stunden mit einem Stromerzeugungsdefizit, oder der schlechteren Emissionsbilanz gegenüber langfristig erschließbaren Flexibilitätsoptionen nicht benötigt werden. Das Stromnetz bietet insbesondere hinsichtlich der räumlichen Flexibilität gewisse Vorteile, wobei die genannten Nachteile (vgl. Kapitel 3.1) berücksichtigt werden müssen.

Neben der Einordnung der Flexibilitätsoptionen in die jeweiligen Anforderungsprofile, stellt Abbildung 7 die Flexibilitätsoptionen qualitativ anhand ihrer entsprechenden Eignung im Hinblick auf die Anforderungsprofile (vgl. Kapitel 2.3) zusammenfassend gegenüber.

Kurzzeitige Anpassung: Die Nachfrageflexibilität und die Sektorenkopplung sind aufgrund der kurzfristigen Verfügbarkeit sowie der geringen zeitlichen Anforderungen des Anforderungsprofils für eine kurzzeitige Anpassung im Vergleich zu den weiteren Flexibilitätsoptionen am besten geeignet. Energiespeicher sind aufgrund der unterschiedlichen Charakteristika der betrachteten Ausprägungen (Batteriespeicher, Pumpspeicherkraftwerke) für die kurzzeitige Anpassung als weniger geeignet eingestuft. Thermische Kraftwerke, vor allem Biogas-Blockheizkraftwerke, sind zwar gut steuerbar, jedoch für eine kurzzeitige Anpassung im Vergleich zur Nachfrageflexibilität oder zu Energiespeichern weniger gut geeignet.

Tag-Nacht-Ausgleich: Für den Tag-Nacht-Ausgleich sind Energiespeicher besonders gut geeig-

Mögliche Portfolios an Flexibilitätsoptionen

net. Die Sektorenkopplung sowie die Nachfrageflexibilität werden aufgrund der etwas geringeren Ausgleichsdauer dieser Flexibilitätsoptionen als weniger geeignet eingeordnet. Das Stromnetz bzw. der Netzausbau entspricht im Vergleich zu den anderen Flexibilitätsoptionen am wenigsten dem Anforderungsprofil des Tag-Nacht-Ausgleichs. Thermische Kraftwerke werden aufgrund ihrer Steuerbarkeit zwischen dem Netzausbau und der Nachfrageflexibilität bzw. der Sektorenkopplung eingestuft.

Dunkelflaute: Thermische Kraftwerke sind für die Überbrückung von Dunkelflauten im Vergleich zu den anderen Flexibilitätsoptionen am besten geeignet. Durch ihre Fähigkeit, über längere Zeiträume Flexibilität bereitzustellen, kommen hier die technischen Charakteristika der thermischen Kraftwerke besonders zum Tragen. Der Netzausbau ist ebenfalls geeignet für die Überbrückung von Dunkelflauten, jedoch hilft das Stromnetz bzw. der Netzausbau nur zur Überbrückung von Dunkelflauten, wenn zum entsprechenden Zeitpunkt erneuerbarer Strom in anderen Regionen oder Ländern vorhanden ist. Aufgrund der hohen Korrelation von PV-Strom in ganz Europa, und ebenso von Windstrom, ist diese Wirkung hierbei begrenzt. Infolge der eingeschränkten Speicherdauer entsprechen Energiespeicher nur bedingt dem Anforderungsprofil von Dunkelflauten. Ein hoher Anteil der Nachfrageflexibilität sowie die Sektorenkopplung mit Ausnahme von Bivalenztechnologien sind weni-

ger gut für die Überbrückung von Dunkelflauten geeignet. Die Last kann hier typischerweise nicht über entsprechend lange Zeiträume verschoben werden. Dabei sind insbesondere Bivalenztechnologien in der Sektorenkopplung im Vergleich zum Großteil der nur kurz- bis mittelfristig wirksamen Nachfrageflexibilität als geeigneter anzusehen, da der mögliche Lastverschiebungszeitraum deutlich höher als bei dieser Nachfrageflexibilität ist.

Letztendlich unterliegt die Entscheidung für und gegen eine Erschließung von Flexibilitätsoptionen der Gewichtung verschiedener Kriterien, wie bspw. der Emissionsbelastung oder der Sozialverträglichkeit, durch die politischen Entscheidungsträger. Ein Flexibilitätsportfolio, welches auf der Basis einer hohen Gewichtung der Sozialverträglichkeit ausgewählt wird, könnte z.B. auf einem verstärkten Einsatz von Nachfrageflexibilität und Bivalenztechnologien anstelle von bspw. Netzausbau oder Holzverfeuerung basieren. Zusätzlich könnten auch die entstehenden Kosten oder der Erhalt der Biodiversität als Kriterien für die Priorisierung von Flexibilitätsoptionen herangezogen werden. Die Gewichtung solcher Kriterien durch politische Entscheidungsträger kann anschließend durch geeignete Steuerungsmechanismen wie bspw. eine entsprechende CO₂ Be- preisung, umgesetzt werden. Solche Steuerungsmechanismen wirken sich dann wiederum auf den marktlich gesteuerten Einsatz der Flexibilitätsoptionen aus, welcher sich aktuell insbesondere in der Merit-Order widerspiegelt.

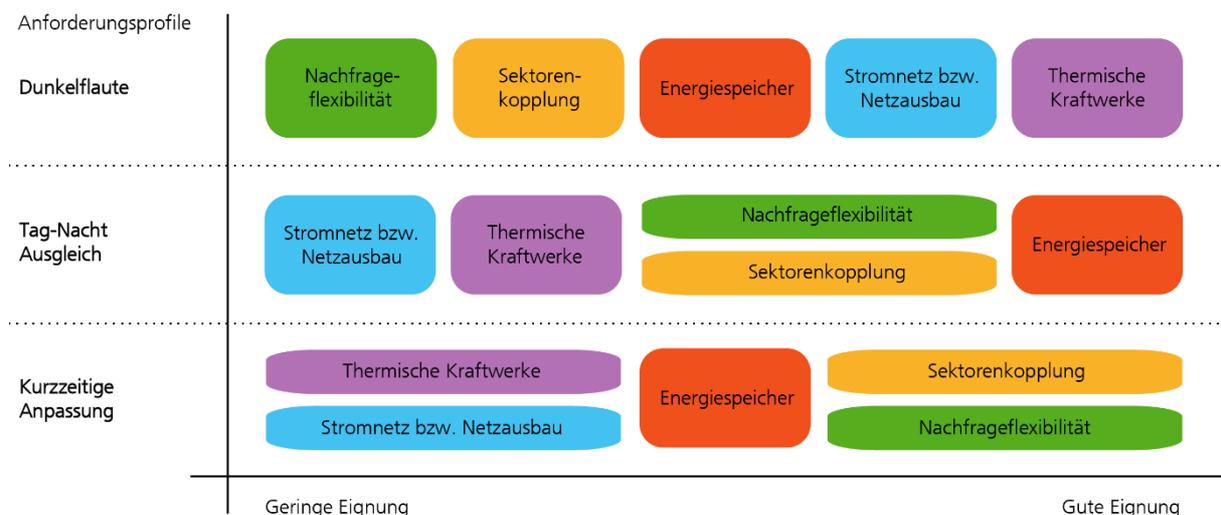


Abbildung 7: Qualitative Einordnung der Eignung der Flexibilitätsoptionen in Bezug auf die beschriebenen Anforderungsprofile. Eigene Darstellung.

Initialanalyse möglicher Pfadabhängigkeiten

6 Initialanalyse möglicher Pfadabhängigkeiten

Bei der Auswahl und der Erschließung von Flexibilitätsoptionen müssen die Abhängigkeiten zwischen den Flexibilitätsoptionen berücksichtigt und die Dimensionierung sowie der Zeitpunkt der Erschließung aufeinander abgestimmt werden. Hierbei müssen die kurz- und langfristige Perspektive des Flexibilitätsbedarfs integriert betrachtet werden, um frühzeitig kritische Pfadabhängigkeiten erkennen und adressieren zu können.

Durch Investitionen in die Holzverfeuerung und die längerfristige Amortisationszeit derartiger Investitionen kann bspw. der emissionsbehaftete Betrieb dieser Kraftwerke die mittel- und langfristige Reduktion der Emissionen bis zum Jahr 2045 erschweren. Zudem kann dies Investitionen in alternative Flexibilitätsoptionen hemmen oder zeitlich verzögern, insbesondere, wenn eine wettbewerbsverzerrende Subventionierung dieser Technologie stattfindet. Zusätzlich werden durch die Abholzung der benötigten Rohstoffe CO₂-Senken reduziert, welche in den kommenden Jahren weitere Emissionen binden könnten.

Wird die Verstärkung der Netzinfrastruktur forciert und anschließend das Potenzial der Nachfrageflexibilität erschlossen, führt dies ggf. zu unnötigen (und ex-ante vermeidbaren) Investitionen in die Netzinfrastruktur. Entsprechend kann durch ein frühzeitiges Erschließen des Potenzials der Nachfrageflexibilität der Netzausbau in der langen Frist, unter der Berücksichtigung der bereits erschlossenen Nachfrageflexibilität im Netz, geplant und somit Kosten reduziert werden.

Soll zukünftig die erneuerbare Stromerzeugung aus Gaskraftwerken basierend auf aufbereitetem grünem Wasserstoff ausgebaut werden, muss gleichzeitig der Ausbau der Power-to-Gas-Anlagen und eine aktive Sicherstellung der Importe von aufbereitetem grünem Wasserstoff gewährleistet sein. Dies würde auch einen weiteren Ausbau von zusätzlichen Stromerzeugungskapazitäten im In- und Ausland mit entsprechenden Energiepartnerschaften nach sich ziehen, um den Wasserstoffbedarf decken zu können. Die Rückverstromung von grünem Wasserstoff geht hierbei allerdings mit Effizienzeinbußen einher. Daher ist die direkte Nutzung von grünem Wasserstoff bspw. in der Industrie oder dem Verkehr im Sinne

der Ressourceneffizienz als geeigneter einzustufen und aktiv abzuwägen [65].

Neben aufbereitetem Wasserstoff können Biometan in Gaskraftwerken oder Biogas-Blockheizkraftwerke in einem Flexibilitätsportfolio zur Überbrückung von Dunkelflauten beitragen. Im Gegensatz zur Holzverfeuerung – die bei der Verbrennung direkt Emissionen ausstößt, welche erst nach einem langen Zeitraum kompensiert werden – impliziert die Nutzung von Biogas bzw. Biometan nur einen sehr geringen Ausstoß von Emissionen (vgl. Kapitel 4.2). Bei der Nutzung von Biomethan, welches in das bestehende Gasnetz eingespeist werden kann, muss jedoch berücksichtigt werden, dass, genauso wie bei der Nutzung von aufbereitetem grünem Wasserstoff, der Einsatz dieser Gase in schlecht oder nicht elektrifizierbaren Prozessen und Anwendungen zur Dekarbonisierung aller Sektoren gegenüber einer Verstromung abgewogen und bewertet werden muss.

Eine Erschließung der Nachfrageflexibilität in der kurzen Frist kann einen gewissen Teil der Diskrepanz zwischen Stromverbrauch und -erzeugung ausgleichen. Jedoch wird die Nachfrageflexibilität allein für die Deckung des Flexibilitätsbedarfs in Zukunft nicht ausreichend sein. Dementsprechend sollten frühzeitig und bereits während der Erschließung der Nachfrageflexibilität komplementierende Flexibilitätsoptionen für die lange Frist geplant werden, um den zukünftig steigenden Flexibilitätsbedarf decken zu können. Dies erscheint gerade vor dem Hintergrund zeitaufwändiger Planungs- und Genehmigungsverfahren notwendig.

Durch die Erschließung der Sektorenkopplung entstehen Pfadabhängigkeiten über die Sektorengrenze hinaus. So kann bspw. die frühe Erschließung von Power-to-Heat-Anlagen als Flexibilitätsoption im Stromsektor Anreize für einen steigenden Zubau dieser Anlagen im Wärmesektor setzen und die Anzahl an Neuinstallationen von bspw. Wärmepumpen in privaten Haushalten erhöhen und somit CO₂-Emissionen senken. Zudem führt die Erschließung der Sektorenkopplung ebenfalls zu einem Anstieg des Stromverbrauchs, wofür erneuerbare Stromerzeugungskapazitäten notwendig sind. Jedoch können diese zusätzlichen Stromverbraucher ebenfalls flexibel betrieben werden.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass bei der Kombination verschiedener Flexibilitätsoptio-

Initialanalyse möglicher Pfadabhängigkeiten

nen und ggf. einer Förderung von Technologien das Betrachten von Pfadabhängigkeiten eine essenzielle Rolle spielt. Die Entscheidungen im Status quo stellen wesentliche und teils irreversible Weichen für das zukünftige Portfolio an Flexibilitätsoptionen und haben entsprechende Auswirkungen auf zukünftige Entscheidungen und damit die mögliche Weiterentwicklung des Portfolios.

Abschließende Bewertung und Handlungsempfehlungen

7 Abschließende Bewertung und Handlungsempfehlungen

7.1 Abschließende Bewertung

Zur Erreichung der Ziele des Pariser Klimaabkommens muss das deutsche Energiesystem fundamental transformiert werden. Dabei nimmt der deutsche Stromsektor eine zentrale Rolle ein. Durch den mit der Dekarbonisierung des Stromsystems einhergehenden Ausbau von PV- und Windkraftanlagen und deren fluktuierenden Einspeisecharakteristika steigt im Stromsystem der Flexibilitätsbedarf, also der Bedarf für einen notwendigen Ausgleich des Stromverbrauchs und des -angebots (vgl. Kapitel 2). Besonders die Überbrückung von (kalten) Dunkelflauten muss hierbei beachtet werden und stellt eine Herausforderung dar. Der Definition von Dunkelflauten des Deutschen Wetterdienstes folgend, d.h. ein Leistungsschwellenwert von 10 % der mittleren Stromeinspeisung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien in Relation zu deren installierter Nennleistung bei einer Mindestzeitdauer von zwei Tagen, belaufen sich die jährlich kumulierten Stunden von zu überbrückenden Dunkelflauten im betrachteten Zeitraum von 2015 bis 2020 auf 1735 bis 2947 Stunden. Zur Einordnung des Leistungsschwellenwertes von 10 % kann die mittlere Stromeinspeisung aus PV- und Windkraftanlagen über den Betrachtungszeitraum der Jahre 2015 bis 2020 herangezogen werden. Diese beträgt 17,3 % in Relation zur ebenfalls gemittelten installierten Nennleistung von PV- und Windkraftanlagen. Nach der Definition des Deutschen Wetterdienstes werden Dunkelflauten daher bereits bei einer Unterschreitung der mittleren Einspeisung von ca. 58 % identifiziert. Die in dieser Studie durchgeführte Variation des Leistungsschwellenwertes zeigt dabei die hohe Sensitivität dieses Parameters: Bei einer Mindestdauer von zwei Tagen betragen bei einem Leistungsschwellenwert von 6 % die kumulierten Stunden an Dunkelflauten zwischen 312 und 667 Stunden, während bei einer Verdopplung des Leistungsschwellenwertes auf 12 % diese Werte zwischen 2788 und 4714 Stunden liegen. Daraus erkennt man, wie sensitiv diese Werte vom gewählten Leistungsschwellenwert abhängen.

Zur Deckung dieses Flexibilitätsbedarfs stehen im deutschen Stromsystem verschiedene Flexibili-

tätsoptionen zur Auswahl. Diese wurden in Kapitel 3 vorgestellt, wobei zwischen kurzfristig und langfristig zu erschließenden Optionen unterschieden werden kann. Eine dieser Flexibilitätsoptionen ist die Nutzung von Holz als Biomassebrennstoff in umgebauten Kohlekraftwerken, um insbesondere während Dunkelflauten komplementierend die Last decken zu können. Die Einstufung der Holzverfeuerung als emissionsneutraler Brennstoff fußt darauf, dass abgeholzte Wälder nachwachsen und die bei der Verfeuerung freigesetzten CO₂-Emissionen durch das Nachwachsen wieder gebunden werden. Dieses Nachwachsen kann jedoch mehrere Dekaden in Anspruch nehmen und ist mit gewissen Unsicherheiten verbunden (bspw. zukünftige Trockenperioden). Damit steigt aufgrund der hohen spezifischen CO₂-Emissionen bei der Holzverfeuerung die Konzentration von CO₂ in der Atmosphäre durch die Nutzung dieser Biomasse kurzfristig an. Im Zuge einer Analyse der Emissionen, der Verfügbarkeit sowie weiterer Auswirkungen der Holzverfeuerung wurden die Emissionen der Holzverfeuerung in Kapitel 4 genauer betrachtet und mit thermischen Kraftwerken basierend auf alternativen Energieträgern als Flexibilitätsoption zur Überbrückung von Dunkelflauten verglichen. Die Nutzung von aufbereitetem grünem Wasserstoff und Biomethan in Gaskraftwerken sowie Biogas-Blockheizkraftwerken als Alternativen zur Holzverfeuerung sind dabei mit geringeren Emissionen verbunden. Zudem ergeben sich keine vergleichbaren Auswirkungen auf die Biodiversität, wie dies bei der Abholzung von Holz der Fall ist. Jedoch sind durch eine steigende Nachfrage von organischen Einsatzstoffen zur Fermentierung von Biogas bzw. Biomethan die Aspekte einer steigenden Flächennutzung zu berücksichtigen.

Aufgrund der verschiedenen Anforderungen an die Flexibilitätsoptionen zur Deckung des Flexibilitätsbedarfs wird zukünftig die Erschließung eines Portfolios verschiedener sich komplementierender Flexibilitätsoptionen notwendig sein. Es müssen die entsprechenden Vor- und Nachteile verschiedener Flexibilitätsoptionen abgewogen und dabei verschiedene Bewertungskriterien, wie bspw. die gesellschaftliche Akzeptanz und die Emissionen der Flexibilitätsoptionen, gewichtet werden. Da die Flexibilitätsoptionen untereinander hinsichtlich ihrer Dimensionierung – bspw. hinsichtlich des Umfangs des Netzausbaus – und des Zeitpunkts der Erschließung Abhängigkeiten

Abschließende Bewertung und Handlungsempfehlungen

aufweisen, wurden in Kapitel 6 initial entsprechende Pfandabhängigkeiten aufgezeigt.

7.2 Handlungsempfehlungen

Auf der Basis der Ergebnisse der vorliegenden Studie können folgende Handlungsempfehlungen abgeleitet werden, die bei der Erschließung eines Flexibilitätsportfolios berücksichtigt werden sollten:

- Die pauschale Einstufung der Biomasse Holz als klimaneutraler Brennstoff sollte, vor allem im Hinblick auf die Kompensationszeit der Emissionen durch eine entsprechende (unsichere) Aufforstung, kritisch betrachtet werden. Die Holzverfeuerung geht grundsätzlich mit direkten CO₂-Emissionen einher, welche zu einer Beschleunigung des Treibhausgaseffekts in den nächsten Dekaden beitragen könnte. Daher sollten die kurzfristige Emissionsfreisetzung und langandauernde Bindung der Emissionen des Brennstoffs Holz gesamtlich betrachtet und bewertet werden. Bei der Bewertung von Holz und der entsprechenden Emissionen sollte zwischen der Art, alternativen Nutzungsmöglichkeiten sowie der Herkunft des Holzes unterschieden werden. Darauf aufbauend sollte eine differenzierte Bewertung der jeweiligen Emissionen vorgenommen werden. Dadurch kann insbesondere auch eine Minimierung der Verbrennung von höherwertigem Holz erreicht werden.
- Zur Überbrückung von Dunkelflauten bieten die Nutzung von aufbereitetem grünem Wasserstoff und Biomethan in Gaskraftwerken technisch vergleichbare Alternativen zur Holzverfeuerung. Durch eine kürzere Kreislaufzeit der Emissionsfreisetzung und -bindung sollten diese Alternativen aus ökologischer Sicht priorisiert werden. Zusätzlich kann die verstärkte Nutzung von flexiblen Biogas-Blockheizkraftwerken zu einer ökologisch verträglicheren Deckung des Stromverbrauchs bei Dunkelflauten beitragen. Der Aspekt der Priorisierung der möglichen organischen Einsatzstoffe vor dem Hintergrund der steigenden Flächennutzung und der damit verbundenen Nachteile aufgrund einer steigenden Biomassenachfrage müssen jedoch berücksichtigt werden. Aufgrund der sektorübergreifenden Dekarbonisierung sollte der Einsatz der limitiert verfügbaren grünen Gase zur Stromerzeugung gegenüber dem Einsatz in schwer elektrifizierbaren bzw. dekarbonisierbaren Anwendungsfeldern abgewogen werden. In den selten auftretenden Dunkelflauten (vgl.

Kapitel 2.3.2) könnten diese grünen Gase dann priorisiert für die Stromerzeugung eingesetzt werden.

- Unter Abwägung der Bewertungskriterien kann die Nutzung der Holzverfeuerung in einem gezielten Einsatz sinnvoll sein. Kann bspw. im Hinblick auf das Kriterium der Kosten teurer Netzausbau reduziert werden, so kann die Holzverfeuerung punktuell als geeignete Flexibilitätsoption eingestuft werden. In derartigen Fällen sollten die beschriebenen Aspekte, d.h. Art, alternative Nutzungsmöglichkeiten und Herkunft des verwendeten Holzes jeweils berücksichtigt und geprüft werden. So sollte insbesondere nur Holz, das keine längerfristige Nutzung in alternativen Produkten mehr erlaubt, für die Holzverfeuerung eingesetzt werden.
- Zur Deckung des Flexibilitätsbedarfs wird aufgrund der unterschiedlichen Anforderungen an die Flexibilitätsoptionen ein Portfolio an unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen benötigt. Bei der Zusammenstellung dieses Portfolios müssen Interdependenzen bei der Erschließung der einzelnen Flexibilitätsoptionen betrachtet werden.
- Bei der Erschließung von Flexibilitätsoptionen müssen die kurze und lange Frist integriert betrachtet werden. Durch die integrierte Betrachtung der kurzen und langen Frist kann Investoren in Flexibilitätstechnologien einerseits eine Planungs- und Investitionssicherheit gegeben werden, andererseits können ineffiziente Lock-In Effekte vermieden werden. Eine kurzfristige und breite Subventionierung der Holzverfeuerung kann die Erschließung alternativer Flexibilitätsoptionen hemmen und somit die Nutzung entsprechender Flexibilitätspotenziale hinauszögern. Darüber hinaus würde eine einseitige Subventionierung den Wettbewerb unterschiedlicher Flexibilitätsoptionen verzerren und dem Prinzip der Technologieoffenheit entgegenlaufen.
- Um Flexibilitätsoptionen gezielt an denjenigen Orten im Stromnetz einzusetzen, an denen jeweils Stromüberschüsse bzw. -defizite vorliegen, sollte über die Einführung entsprechender lokaler Preissignale nachgedacht werden. Diese Preissignale müssen dabei die (lokale) Netzsituation sowie die Verfügbarkeit von Strom widerspiegeln und somit ort- und zeitpunktabhängige Anreize für die verschiedenen Flexibilitätsoptionen setzen.
- Zuletzt darf das deutsche Stromsystem nicht isoliert von seinen Nachbarländern betrachtet

Abschließende Bewertung und Handlungsempfehlungen

werden. Durch die Einbettung in das europäische Verbundsystem und die damit einhergehenden Stromimporte und -exporte muss eine europäische Perspektive bei der Erschließung von Flexibilitätsoptionen eingenommen werden.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die Holzverfeuerung gegenüber alternativen Flexibilitätsoptionen bestimmte komparative Nachteile besitzt und deren Einsatz basierend auf einer Gewichtung von Kriterien abgewogen werden muss. Sofern entsprechende regulatorische Rahmenbedingungen geschaffen werden, kann ein Flexibilitätsportfolio, bestehend aus alternativen Technologien, Dunkelflauten ohne zusätzliche Holzverfeuerung überbrücken.

Referenzen

- [1] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit und www.bmu.de, „Klimaschutzplan 2050 - Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung“. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf
- [2] Bundesverfassungsgericht, Verfassungsbeschwerden gegen das Klimaschutzgesetz teilweise erfolgreich, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bundesverfassungsgericht.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2021/bvg21-031.html>
- [3] J. Store, Europäisches Klimagesetz: Rat und Parlament erzielen vorläufige Einigung, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.consilium.europa.eu/de/press/press-releases/2021/04/21/european-climate-law-council-and-parliament-reach-provisional-agreement/>
- [4] Bundesregierung, Klimaschutzgesetz: Klimaneutralität bis 2045: Generationenvertrag für das Klima. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzgesetz-2021-1913672> (Zugriff am: 19. Juni 2021).
- [5] Fraunhofer ISE, Kreisdiagramme zur Stromerzeugung | Energy-Charts. [Online]. Verfügbar unter: https://energy-charts.info/charts/energy_pie/chart.html?l=de&=DE&year=2020&interval=year (Zugriff am: 4. Mai 2021).
- [6] Ember, „Playing With Fire: An assessment of company plans to burn biomass in EU coal power stations“, Ember. [Online]. Verfügbar unter: <https://ember-climate.org/wp-content/uploads/2020/10/Ember-Playing-With-Fire-2019.pdf>. Zugriff am: 23. April 2021.
- [7] S. Halbrügge, P. Schott, M. Weibelzahl, H. U. Buhl, G. Fridgen und M. Schöpf, „How did the German and other European electricity systems react to the COVID-19 pandemic?“, *Applied Energy*, Jg. 285, S. 116370, 2021, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.116370.
- [8] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, SMARD | Marktdaten. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.smard.de/home> (Zugriff am: 26. April 2021).
- [9] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, „Netzentwicklungsplan Strom 2035 (2021)“. Zweiter Entwurf | Übertragungsnetzbetreiber CC-BY-4.0, 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH, 26. Apr. 2021. Zugriff am: 17. Juni 2021.
- [10] Bundesregierung, Ausstieg aus der Kernkraft. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/energie-wende/energie-erzeugen/ausstieg-aus-der-kernkraft-394280> (Zugriff am: 28. April 2021).
- [11] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, Fragen und Antworten zum Kohleausstieg in Deutschland. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bmu.de/themen/klima-energie/klimaschutz/nationale-klimapolitik/fragen-und-antworten-zum-kohleausstieg-in-deutschland/> (Zugriff am: 21. Juni 2021).
- [12] Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze: Kohleausstiegsgesetz, 2020.
- [13] C. Podewils, Corona-Jahr 2020: Rekordrückgänge bei CO₂-Emissionen und Kohleverstromung, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2020_01_Jahresauswertung_2020/2020-01-05_PM_Agora_Jahresauswertung_2020.pdf
- [14] G. Papaefthymiou, E. Haesen und T. Sach, „Power System Flexibility Tracker: Indicators to track flexibility progress towards high-RES systems“, *Renewable Energy*, Jg. 127, S. 1026–1035, 2018, doi: 10.1016/j.renene.2018.04.094.
- [15] C. Dufter, T. Kern und S. von Roon, „Anforderungsprofile für den Einsatz von Lastflexibilisierung“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ffegmbh.de/attachments/article/845/Anforderungsprofile%20f%C3%BCr%20den%20Einsatz%20von%20Lastflexibilisierung%20-%20Hintergrundkapitel.pdf>
- [16] G. Fridgen, R. Keller, M. Thimmel und L. Wederhake, „Shifting load through space—The economics of spatial demand side management using distributed data centers“, *Energy Policy*, Jg. 109, S. 400–413, 2017, doi: 10.1016/j.enpol.2017.07.018.
- [17] Next Kraftwerke GmbH, Was ist die Dunkelflaute? [Online]. Verfügbar unter: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/dunkelflaute> (Zugriff am: 21. Juni 2021).
- [18] A. Energiewende, „Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2018. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2019“, 2019. [Online]. Verfügbar unter: <https://static.agora->

Referenzen

- energiewende.de/fileadmin/Projekte/2018/Jahresauswertung_2018/125_Agora-JAW-2018_WEB.pdf. Zugriff am: 21. Juni 2021.
- [19] A. Energiewende, „Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2019. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2020“, 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2019/Jahresauswertung_2019/171_A-EW_Jahresauswertung_2019_WEB.pdf
- [20] Deutscher Wetterdienst, Pressemitteilung zur Klima-Presskonferenz 2018 des DWD. [Online]. Verfügbar unter: https://www.dwd.de/DE/presse/pressemitteilungen/DE/2018/20180306_pressemitteilung_klima_pk_news.html (Zugriff am: 21. Juni 2021).
- [21] T. Ladwig, „Demand Side Management in Deutschland zur Systemintegration erneuerbarer Energien“. Dissertation, Technische Universität Dresden, Dresden. [Online]. Verfügbar unter: <http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-236074>
- [22] Siemens AG / Energy Sector / Power Transmission Division, Fact Sheet: Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ). [Online]. Verfügbar unter: <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:293020f3-27cf-44ef-892d-2252cfff9820/factsheet-hgued.pdf>. (Zugriff am: 21. Juni 2021).
- [23] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, „Kostenschätzungen zu Netzentwicklungsplan 2035, 1. Entwurf“. [Online]. Verfügbar unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2035_2021_1_Entwurf_Kostenschaetzungen_0.pdf. Zugriff am: 20. April 2021.
- [24] Julia Mayer, Simon Köppl, Isabel Augenstein, Anika Regett, „Bewertung der Umweltauswirkungen Netzoptimierender Maßnahmen für eine ganzheitliche Netzplanung“. [Online]. Verfügbar unter: https://www.ffe.de/attachments/article/737/ET_Beitrag_Umweltauswirkungen_Netzoptimierender_Ma%C3%9Fnahmen.pdf
- [25] Naturschutzbund Deutschland e.V., „Stromfluss unter der Erde: Einsatz von Erdkabeln beim Übertragungsnetzausbau“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.nabu.de/imperia/md/content/nabude/energie/150416-nabuerdkabel-leitfaden.pdf>. Zugriff am: 27. April 2021.
- [26] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Netzausbau - Schutzgut Tiere, Pflanzen. [Online]. Verfügbar unter: https://www.netzausbau.de/Wissen/Umwelt/Umweltpruefungen/SG_TierePflanzen/de.html (Zugriff am: 27. April 2021).
- [27] W. A. Benesch, Flexible Batteriespeicher für die Energiewende. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.steag.com/de/aktuelles/einblicke/flexible-batteriespeicher-fuer-die-energiewende> (Zugriff am: 21. Juni 2021).
- [28] C. Kost und T. Schlegl, „Stromgestehungskosten erneuerbare Energien“. [Online]. Verfügbar unter: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2018_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf. Zugriff am: 20. April 2021.
- [29] J. Conrad, S. Fattler und A. Regett, „Dynamis Datenanhang“. [Online]. Verfügbar unter: https://www.ffe.de/attachments/article/628/Dynamis_Datenanhang.pdf. Zugriff am: 20. April 2021.
- [30] Wissenschaftlicher Dienst des Deutschen Bundestages, „Großbatteriespeicher: Einzelfragen zur Lithium-Ionen-Batterietechnologie“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bundestag.de/resource/blob/627424/74e15e4e6f393a030176b8cb29effc24/WD-8-002-19-pdf-data.pdf>
- [31] D. Nöller, „Pumpspeicherwerk“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bves.de/wp-content/uploads/2017/04/Pumpspeicherwerk.pdf>
- [32] M. T. Johannes Thema, „Pumpspeicherkraftwerke in stillgelegten Tagebauen: am Beispiel Hambach-Garzweiler-Inden“, 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://www.econs-tor.eu/bitstream/10419/194562/1/WP194_2ed.pdf. Zugriff am: 21. Juni 2021.
- [33] Schaufenster Elektromobilität, „Second-Life-Konzepte für Lithium-Ionen-Batterien aus Elektrofahrzeugen: Analyse von Nachnutzungsanwendungen, ökonomischen und ökologischen Potenzialen“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ffe.de/download/article/620/StudieSecondLifeKonzepte.pdf>. Zugriff am: 29. April 2021.
- [34] W.-P. Schill, „Systemintegration erneuerbarer Energien: Die Rolle von Speichern für die Energiewende“, Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung, Jg. 82, Nr. 3, S. 61–88, 2013, doi: 10.3790/vjh.82.3.61.
- [35] P. M. Fearnside, „Do Hydroelectric Dams Mitigate Global Warming? The Case of Brazil's CuruÁ-una Dam“, Mitig Adapt Strat Glob

Referenzen

- Change, Jg. 10, Nr. 4, S. 675–691, 2005, doi: 10.1007/s11027-005-7303-7.
- [36] L. Stefan et al., „Kosteneffiziente Umsetzung der Sektorenkopplung“, 2018. [Online]. Verfügbar unter: https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2018/05/ewi_ERS_Kosteneffiziente_Sektorenkopplung_Web_Langfassung.pdf
- [37] D. Baucknecht et al., „Systematischer Vergleich von Flexibilitäts- und Speicheroptionen im deutschen Stromsystem zur Integration von erneuerbaren Energien und Analyse entsprechender Rahmenbedingungen“, 2016. Zugriff am: 21. Juni 2021.
- [38] A. Sauer, E. Abele und H. U. Buhl, Hg., Energieflexibilität in der deutschen Industrie: Ergebnisse aus dem Kopernikus-Projekt - Synchronisierte und energieadaptive Produktionstechnik zur flexiblen Ausrichtung von Industrieprozessen auf eine fluktuierende Energieversorgung (SynErgie). Stuttgart: Fraunhofer Verlag, 2019.
- [39] Renewable Energy Directive II, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2018.328.01.0082.01.ENG&toc=OJ:L:2018:328:TOC
- [40] T. Bründlinger et al., „dena-Leitstudie Integrierte Energiewende: Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050“, 2018. [Online]. Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf. Zugriff am: 3. Mai 2021.
- [41] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Die Nationale Wasserstoffstrategie“. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publication-file&v=20. Zugriff am: 3. Mai 2021.
- [42] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Biomethan: der erneuerbare Alleskönner im Gassystem. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bdew.de/energie/erdgas/biomethan-der-erneuerbare-alleskoenner-im-gas-system/> (Zugriff am: 21. Juni 2021).
- [43] D. R. Gómez et al., „IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories - Chapter 2“, 2006. [Online]. Verfügbar unter: https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_2_Ch2_Stationary_Combustion.pdf. Zugriff am: 29. April 2021.
- [44] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., „Kompendium Grünes Gas“, 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/Pub_20190401_Kompendium_Gr%C3%BCnes_Gas.pdf. Zugriff am: 21. Juni 2021.
- [45] J. Ecke und M. Zervas, Ermittlung des Förderbedarfs für die Umstellung von Kohlekraftwerken auf Biomasse. [Online]. Verfügbar unter: <https://owncloud.enervis.de/owncloud/index.php/s/BQrJT3HOCR2NFxw> (Zugriff am: 29. April 2021).
- [46] U. Welteke-Fabricius, Netzwerk Flexperten und meta-i.d. Ökologische Innovation GmbH, „Flexibilisierung von Biogasanlagen“. [Online]. Verfügbar unter: https://fnr.de/fileadmin/allgemein/pdf/broschueren/Broschuere_Flexibilisierung_Biogas_Web.pdf. Zugriff am: 21. Juni 2021.
- [47] L. Niedersachsen, Was leisten Biogasanlagen für den Klimaschutz?, Klima und Umwelt. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.lwk-niedersachsen.de/index.cfm/portal/6/nav/198/article/24157.html> (Zugriff am: 21. Juni 2021).
- [48] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Biogas und Biomethan: Grüne Gase aus Biomasse. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/static/energie-city/images/assets/biogas/Factsheet_Biogas_11-2020.pdf (Zugriff am: 21. Juni 2021).
- [49] J. McKechnie, S. Colombo, J. Chen, W. Mabee und H. L. MacLean, „Forest bioenergy or forest carbon? Assessing trade-offs in greenhouse gas mitigation with wood-based fuels“ (eng), Environmental science & technology, Jg. 45, Nr. 2, S. 789–795, 2011, doi: 10.1021/es1024004.
- [50] G.-J. Nabuurs, E. J. Arets und M.-J. Schelhaas, „European forests show no carbon debt, only a long parity effect“, Forest Policy and Economics, Jg. 75, S. 120–125, 2017, doi: 10.1016/j.forpol.2016.10.009.
- [51] J. D. Sterman, L. Siegel und J. N. Rooney-Varga, „Does replacing coal with wood lower CO₂ emissions? Dynamic lifecycle analysis of wood bioenergy“, Environ. Res. Lett., Jg. 13, Nr. 1, S. 15007, 2018, doi: 10.1088/1748-9326/aaa512.
- [52] M. Norton et al., „Serious mismatches continue between science and policy in forest bioenergy“, GCB Bioenergy, Jg. 11, Nr. 11, S. 1256–1263, 2019, doi: 10.1111/gcbb.12643.
- [53] P. Carstens, „Warum Hamburg Holz aus Namibia in seinen Kraftwerken verfeuern will“, geo.de, 3. Dez. 2020, 2020. [Online]. Verfügbar unter:

Referenzen

- <https://www.geo.de/natur/nachhaltigkeit/23650-rtkl-waermegewinnung-win-win-oder-neokolonial-warum-hamburg-holz-aus>. Zugriff am: 3. Mai 2021.
- [54] B. Rice und D. Ainslie, „A burning issue: biomass is the biggest source of renewable energy consumed in the UK“, Office for National Statistics, 30. Aug. 2019, 2019. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ons.gov.uk/economy/environmentalaccounts/articles/aburningissuebiomassisthebiggestsourceofrenewableenergyconsumedintheuk/2019-08-30>. Zugriff am: 1. Mai 2021.
- [55] A. Stephenson, Life cycle impacts of biomass electricity in 2020, 2014. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.biomassmurder.org/docs/2014-08-29-beac-life-cycle-impacts-of-biomass-electricity-in-2020-english.pdf>
- [56] S. V. Hanssen, A. S. Duden, M. Junginger, V. H. Dale und F. van der Hilst, „Wood pellets, what else? Greenhouse gas parity times of European electricity from wood pellets produced in the south-eastern United States using different softwood feedstocks“, GCB Bioenergy, Jg. 9, Nr. 9, S. 1406–1422, 2017, doi: 10.1111/gcbb.12426.
- [57] UPM Germany, Über den gesamten Lebenszyklus hinweg nachhaltig. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.upm.com/de/uber-UPM/das-ist-biofore/bioforecase/uber-den-gesamten-lebenszyklus-hinweg-nachhaltig/> (Zugriff am: 3. Mai 2021).
- [58] Natural Resources Defense Council, „Global Markets for Biomass Energy are Devastating U.S. Forests“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.nrdc.org/sites/default/files/global-markets-biomass-energy-06172019.pdf>. Zugriff am: 21. Juni 2021.
- [59] Europäische Kommission, Forstwirtschaft erklärt. [Online]. Verfügbar unter: https://ec.europa.eu/info/food-farming-fisheries/forestry/forestry-explained_de (Zugriff am: 21. Juni 2021).
- [60] A. Camia et al., The use of woody biomass for energy production in the EU. Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2021.
- [61] J. Rogelj et al., „Paris Agreement climate proposals need a boost to keep warming well below 2 °C“ (eng), Nature, Jg. 534, Nr. 7609, S. 631–639, 2016, doi: 10.1038/nature18307.
- [62] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., „Gas kann grün: Die Potentiale von Biogas/Biomethan“, 26. Apr. 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/Awh_20190426_Gas-kann-gruen-Potentiale-Biogas.pdf. Zugriff am: 21. Juni 2021.
- [63] Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V., Emissionen senken mit Biomethan. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.fnb-gas.de/gasinfrastruktur/energetraeger/biomethan> (Zugriff am: 16. Juni 2021).
- [64] Karlsruher Institut für Technologie, Energy Lab 2. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.elab2.kit.edu/index.php> (Zugriff am: 21. Juni 2021).
- [65] M. Robinius et al., „Power-to-hydrogen and hydrogen-to-X: Which markets? Which economic potential? Answers from the literature“ in 2017 14th International Conference on the European Energy Market (EEM), Dresden, 6/6/2017 - 6/9/2017, S. 1–6, doi: 10.1109/EEM.2017.7981884.

Projektgruppe Wirtschaftsinformatik

Die Projektgruppe Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT vereint die Forschungsbereiche Finanz- & Informationsmanagement in Augsburg und Bayreuth. Die Expertise an der Schnittstelle von Wirtschaftsinformatik, Energiewirtschaft, Informationsmanagement und Finanzmanagement sowie die Fähigkeit, methodisches Know-how auf höchstem wissenschaftlichem Niveau mit einer kunden-, ziel- und lösungsorientierten Arbeitsweise zu verbinden, sind ihre besonderen Merkmale. Aktuell besteht unser Team aus rund 90 wissenschaftlichen Mitarbeitenden und über 150 studentischen Mitarbeitenden.

Dabei sind unsere Forschungsaktivitäten in verschiedenen Forschungsbereichen thematisch gebündelt, wodurch wir über umfangreiche Kompetenzen in unterschiedlichen Bereichen der Wirtschaftsinformatik verfügen. Dadurch ist es uns möglich, in angewandten Forschungsprojekten mit zahlreichen Unternehmen aus verschiedenen Branchen aktuelle Forschungsergebnisse in praxistaugliche Lösungen zu transferieren und so langfristige „Win-Win-Situationen“ zu schaffen. Darüber hinaus können wir das gewonnene Wissen in unsere zahlreichen Lehrveranstaltungen einfließen lassen, sodass wir unseren Studierenden theoretisch fundierte sowie praktisch relevante und aktuelle Inhalte näherbringen können. Unser Ziel ist es, auch zukünftig unser Themenspektrum um passende Forschungsbereiche synergetisch zu ergänzen.

