

Bewertung der Versorgungssicherheit in einem treibhausgasneutralen Stromsystem anhand von Kennzahlen aus Energiedaten

Jonas Kaftan und Roland Scharf

1 Einleitung/Motivation

Eine nachhaltige Energieversorgung ist ein notwendiger Schritt, um den weltweit steigenden Energiebedarf langfristig zu decken und den menschengemachten Klimawandel einzudämmen. Viele Staaten haben sich daher zum Ziel gesetzt, innerhalb unterschiedlicher Zeiträume treibhausgasneutral zu werden. Die Europäische Union hat dieses Ziel für ihre Mitgliedstaaten auf das Jahr 2050 festgelegt [1], während Deutschland bereits bis 2045 treibhausgasneutral sein will [2].

Insbesondere die Stromerzeugung aus witterungsabhängigen erneuerbaren Energieträgern steht vor der Herausforderung, nicht jederzeit bedarfsgerecht Strom bereitstellen zu können – im Gegensatz zu konventionellen Kraftwerken. Daher werden die Erzeugungsdaten genutzt, um die Versorgungssituation zu analysieren. Anschließend werden verschiedene Szenarien für die zukünftige Energieversorgung entwickelt und modelliert. Die Ergebnisse der Szenarioanalyse sollen aufzeigen, ob und unter welchen Bedingungen eine treibhausgasneutrale Energieversorgung möglich und umsetzbar ist.

Aufgrund des langen Betrachtungszeitraums ist die Unsicherheit der zugrunde liegenden Annahmen sehr hoch. Daher liegt der Fokus neben einer konkreten Bewertung der Versorgungssicherheit auch auf der Sensitivitätsanalyse der maßgeblichen Einflussfaktoren.

2 Grundlagen

Als Referenzjahr wurde 2022 gewählt, da die Einführung des Redispatch 2.0 in den Folgejahren zu einer eingeschränkten Datenlage im Bereich des Einspeisemanagements geführt hat. Nach der Auswertung der Daten erfolgt ein Vergleich mit den Daten anderer Jahre, um den Einfluss der Wahl des Referenzjahres zu verdeutlichen.

2.1 Daten

Alle weiteren Daten stammen aus öffentlich zugänglichen Quellen der Bundesnetzagentur, der Übertragungsnetzbetreiber sowie von ENTSO-E (European Network of Transmission System Operator for Electricity). Die Daten liegen in Viertelstundenintervallen vor und geben die in diesem Zeitraum verarbeitete Energie in MWh an. Da keine

feinere zeitliche Auflösung verfügbar ist, wird angenommen, dass die Leistung innerhalb jedes Viertelstundenintervalls konstant bleibt.

2.2 Kapazitätsfaktor

Die Bewertung der Versorgungssituation erfolgt auf Basis des Kapazitätsfaktors. Dieser wird berechnet, indem die tatsächlich erzeugte Leistung ins Verhältnis zur installierten Leistung gesetzt wird. Dadurch lässt sich indirekt auf die Witterungsbedingungen schließen, ohne eine aufwendige Wetteranalyse durchführen zu müssen.

Eine sogenannte Dunkelflaute liegt vor, wenn der Kapazitätsfaktor für nicht steuerbare erneuerbare Energieträger über einen definierten Zeitraum einen festgelegten Schwellenwert unterschreitet. In dieser Arbeit wird eine Dunkelflaute angenommen, wenn der Kapazitätsfaktor über mindestens 24 Stunden hinweg unter 10% liegt. Kurzfristige Schwankungen in den Erzeugungsdaten werden durch einen gleitenden Mittelwert ausgeglichen.

Die Bewertung der Versorgungssicherheit anhand des Kapazitätsfaktors und der Definition von Dunkelflauten bietet sich an, da dieses Kriterium zunächst unabhängig von der jeweiligen Ausbausituation ist. So können mehrere Jahre anhand der Ausbeute erneuerbarer Energien miteinander verglichen werden, auch wenn die installierte Leistung im Zeitverlauf gestiegen ist. Allerdings kann es durch Maßnahmen des Einspeisemanagements bei einer lokal zu hohen Einspeisung erneuerbarer Energien dazu kommen, dass Anlagen aufgrund begrenzter Netzkapazitäten abgeschaltet werden müssen. Für die vorliegenden Daten wurden solche Maßnahmen zum Netzengpassmanagement berücksichtigt und die

Autoren

Jonas Kaftan, M.Sc.
Institut für Technische
Verbrennung

Prof. (i. R.) Dr.-Ing. Roland Scharf
Institut für Kraftwerkstechnik
und Wärmeübertragung
Leibniz Universität Hannover
Garbsen, Deutschland

abgeregelten Leistungen der tatsächlichen Erzeugung hinzugerechnet.

Die Analyse von Dunkelflauten und Kapazitätsfaktoren soll kritische Zeiträume in der Stromversorgung sowie den Bedarf an gesicherter Leistung im Netz aufzeigen. Allerdings verliert der Bezug auf die installierte Leistung mit zunehmender Überkapazität durch den Ausbau erneuerbarer Energien an Aussagekraft, da diese Überkapazitäten in der Bewertung nicht berücksichtigt werden.

2.3 Residuallast

Die Bedeutung der steuerbaren Kraftwerkserzeugung wird besonders deutlich, wenn die im Jahresverlauf anfallende Residuallast in sortierter Form dargestellt wird. Die Residuallast ergibt sich aus der Netzlast abzüglich der volatilen Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Dabei umfasst die Residuallast auch steuerbare Leistungen aus erneuerbaren Energieträgern.

Kommt es zu einer Überproduktion aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen, die entweder gespeichert, exportiert oder durch Abschaltungen begrenzt wird, resultiert eine negative Residuallast. Die vorliegenden Daten wurden um netzbedingte Abschaltungen bereinigt.

Zwar lässt sich aus der sortierten Residuallast keine zeitliche Lastverteilung im Tagesverlauf ablesen, jedoch bietet sie einen guten Überblick über die Verteilung der benötigten Kapazitäten im Jahresverlauf. Diese Kapazitäten können kategorisiert und die Häufigkeit bestimmter Leistungsbedarfe analysiert werden.

Anhand der sortierten Residuallast lässt sich abschätzen, wie ein optimales Erzeugerportfolio aufgebaut sein sollte, da verschiedene Kraftwerkstypen für unterschiedliche Lastbereiche geeignet sind. Umgekehrt kann auf Basis der sortierten Residuallast der bestehende Kraftwerkspark sowie die Strategie für dessen Weiterentwicklung bewertet werden. Durch die Betrachtung verschiedener Szenarien hinsichtlich Erzeugung und Strombedarf lässt sich so ein fundierter Einblick in ein mögliches zukünftiges Erzeugerportfolio gewinnen.

2.4 Gesicherte Leistung

Die installierte Nettoleistung gibt an, welche maximale Leistung eine Erzeugungsanlage einspeisen kann. Für eine zuverlässige Betriebsplanung muss diese installierte Leistung jedoch um Nichtverfügbarkeiten, wie Wartungen oder Störungen, reduziert werden. Daraus ergibt sich die sogenannte gesicherte Leistung, also die Leistung, die unter Berücksichtigung aller Ausfälle statistisch jederzeit zur Verfügung steht.

Die Berechnung der gesicherten Leistung unterscheidet sich zwischen erneuerbaren und konventionellen, steuerbaren Kraftwerken. Bei erneuerbaren Energieträgern entspricht

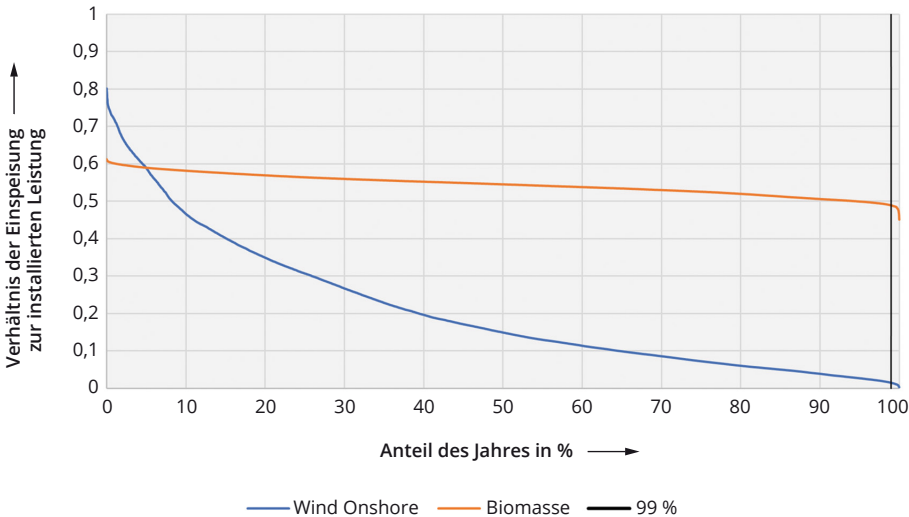


Bild 1. Sortierter Kapazitätsfaktor der Erzeugung ausgewählter Energieträger mit 99% Grenze.

die tatsächliche Erzeugung der Verfügbarkeit des jeweiligen Energieträgers, da diese aufgrund des Einspeisevorrangs vorrangig ins Netz eingespeist werden. Durch die Sortierung der historischen Erzeugungsdaten lässt sich die Leistung ablesen, die in 99 % der Fälle mindestens erzeugt werden konnte. Nach dem Vorgehen der Übertragungsnetzbetreiber [3] wird dieser Wert als gesicherte Leistung des jeweiligen Energieträgers angesetzt. In Bild 1 ist dieses Vorgehen exemplarisch für Biomasse- und Onshore-Windkraftanlagen im Jahr 2022 dargestellt.

Die Ergebnisse sind in Tabelle 1 dargestellt. Es zeigt sich, dass Windkraftanlagen einen kleinen, aber kontinuierlichen Anteil zur gesicherten Leistung beitragen können, da in Deutschland nahezu jederzeit an mindestens einem Ort Windenergie verfügbar ist. Im Gegensatz dazu tragen Photovoltaikanlagen nicht zur gesicherten Leistung bei.

Bei konventionellen Kraftwerken, die bei fehlendem Bedarf abgeschaltet werden, obwohl sie grundsätzlich verfügbar sind, müssen die Daten zur Verfügbarkeit auf andere Weise erhoben werden. Die Netzbetreiber sind verpflichtet sowohl geplante als auch

ungeplante Nichtverfügbarkeiten ihrer Kraftwerke an den europäischen Verband der Übertragungsnetzbetreiber zu melden. Der Mittelwert der gesicherten Leistung für die jeweiligen Energieträger ist in Tabelle 1 ersichtlich.

Für Pumpspeicherkraftwerke muss neben der technischen Verfügbarkeit auch der Speicherfüllstand berücksichtigt werden. Die Übertragungsnetzbetreiber setzen hierfür eine gesicherte Leistung von 80 % der installierten Leistung an [3].

Die installierte Netto Erzeugungsleistung von 223 GW im Jahr 2022 reduziert sich durch Nichtverfügbarkeiten auf 86,1 GW gesicherte Leistung. Bei einer maximalen Netzlast von 79,63 GW bedeutet dies, dass jederzeit ausreichend Kraftwerkskapazitäten zur Verfügung stehen. Die höchste im Jahr gemessene Residuallast betrug 72,35 GW.

3 Szenario Entwicklung

Um die Versorgungssituation für ein treibhausgasneutrales Energiesystem im Jahr 2045 einschätzen zu können, müssen Szenarien für den zukünftigen Stromverbrauch

Tab. 1. Verfügbarkeiten und installierte Netto-Leistung verschiedener Energieträger.

Energieträger	Mittelwert der Verfügbarkeit 2015-2024	Installierte Netto Erzeugungsleistung 2022 in MW
Biomasse	0,511	8.332
Wasserkraft	0,306	4.958
Wind Offshore	0,003	7.787
Wind Onshore	0,016	55.289
PV	0,000	57.744
Sonst. EE	0,252	403
Gas	0,907	30.553
Steinkohle	0,883	18.830
Braunkohle	0,911	18.544
Nuklear	0,951	4.056
Öl und sonst.	0,929	7.244
HPS	0,8	9.379
		223.119

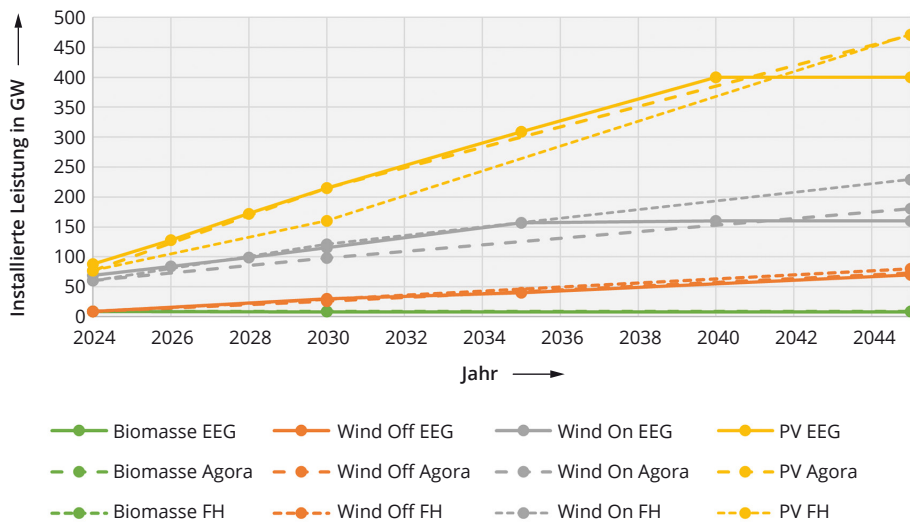


Bild 2. Ausbauziele Erneuerbarer Energien verschiedener Studien.

sowie den Ausbau erneuerbarer Energien entwickelt werden. Dazu werden verschiedene Studien herangezogen, deren Ergebnisse im Folgenden dargestellt und miteinander verglichen werden. Bei dem Ausbau erneuerbarer Energien orientiert sich die Analyse an den Zielen der Bundesregierung gemäß dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) von 2023. Ergänzend werden Analysen von Agora [4] und dem Fraunhofer ISE [5] berücksichtigt.

3.1 Ausbau Erneuerbarer Energien

Bild 2 vergleicht die Ergebnisse der verschiedenen Studien, wobei die Werte zwischen den einzelnen Angaben linear interpoliert wurden. In allen betrachteten Studien werden die gesetzlichen Ausbauziele für jede Technologie im Jahr 2045 übertroffen. Dabei ist zu beachten, dass der Ausbaupfad des EEG im Jahr 2040 endet und ab diesem Zeitpunkt eine konstante Leistung annimmt. Für den Ausbau der Onshore-Windenergieanlagen gibt Fraunhofer ISE [5] bis 2045 ein maximales technisches Potenzial von 229 GW an.

3.2 Verbrauchsprognosen

Aufgrund der fortschreitenden Elektrifizierung in allen Sektoren – Verkehr, Wohnen und Industrie – steigt der Strombedarf bis

2045 in den meisten Studien trotz zunehmender Effizienz weiter an. Das Fraunhofer ISE prognostiziert für das Jahr 2045 einen Strombedarf von 1.340 bis 1.578 TWh, wobei der Energiebedarf für die elektrische Wasserstoffproduktion bereits enthalten ist. Agora berechnet in [4] einen Bedarf von 1.280 TWh, das EWI Köln [6] 910 TWh und die Boston Consulting Group [7] 993 TWh. Das Consentec-Gutachten zum Monitoringbericht der Bundesnetzagentur [8] berücksichtigt ebenfalls Bedarfe für Power-to-Gas-Anwendungen und kommt auf insgesamt 1.135,2 TWh.

Verglichen mit dem Nettostromverbrauch von 483,4 TWh im Jahr 2022 entspricht dies einer Steigerung um den Faktor 1,88 bis 2,77. Da keine detaillierten Studien zur Veränderung des Tageslastgangs vorliegen, wird für die Prognose eine Spitzenlast bei konstanter Grundlast mit einem Faktor multipliziert, sodass die Summe dem prognostizierten Jahresverbrauch entspricht. Dadurch werden Zeiträume mit aktuell hohem Strombedarf in der Zukunft besonders verstärkt.

Ein weiterer zu berücksichtigender Effekt ist der zunehmende Einsatz von Kleinbatteriespeichern zur Optimierung des Eigenverbrauchs. Diese Speicher glätten den Strombedarf im Tagesverlauf und verschieben Lastspitzen in Zeiten mit niedrigerem Ver-

brauch. Laut Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber [9] steht hierfür im Jahr 2045 eine Speicherkapazität von 90 bis 110 GWh zur Verfügung.

Mithilfe der Kapazitätsfaktoren und der installierten Leistung der erneuerbaren Energien wird eine neue Erzeugungsstruktur mit viertelstündlicher Auflösung berechnet. Die konventionelle Erzeugungsleistung wird dabei zusammengefasst betrachtet. Überschüsse aus der Erzeugung werden erfasst und in der Residuallast verrechnet. Damit eine rein erneuerbare Stromversorgung bilanziell möglich ist, muss die Jahressumme des Überschusses positiv sein.

4 Auswertung von Szenarien

Im Folgenden werden verschiedene Einflussfaktoren in den Szenarien hinsichtlich ihrer Sensitivität untersucht. Als zentrale Kriterien dienen dabei die maximale Netzbeziehungswise Residuallast, die insgesamt erzeugte Energie sowie die Häufigkeit und Dauer des Einsatzes konventioneller Energieträger.

4.1 Einfluss des Strombedarfs

Der Einfluss der Größe von Tagesspeichern wirkt sich vor allem auf die maximale Last aus. Bis zur vollständigen Glättung des Tageslastgangs verläuft dieser Einfluss nahezu linear. Bild 3 veranschaulicht für ein konstantes Verbrauchsszenario, wie sich die Größe des Tagesspeichers auf die maximale Residuallast auswirkt.

Auch der Einfluss des Faktors zur Multiplikation der Spitzenlast, im Folgenden mit G bezeichnet, zeigt eine lineare Abhängigkeit der maximalen Residuallast. Ein Vergleich mit identisch skalierten Achsen verdeutlicht jedoch, dass der Faktor G einen deutlich sensibleren Einfluss hat als die Speichergröße: Innerhalb des betrachteten Bereichs für Tagesspeicher von 80 bis 120 GWh reduziert sich die maximale Residuallast um etwa 4 GW. Dagegen führt eine Verringerung des Faktors G von 2,8 auf 2,0 zu einer Veränderung der maximalen Residuallast um rund 80 GW.

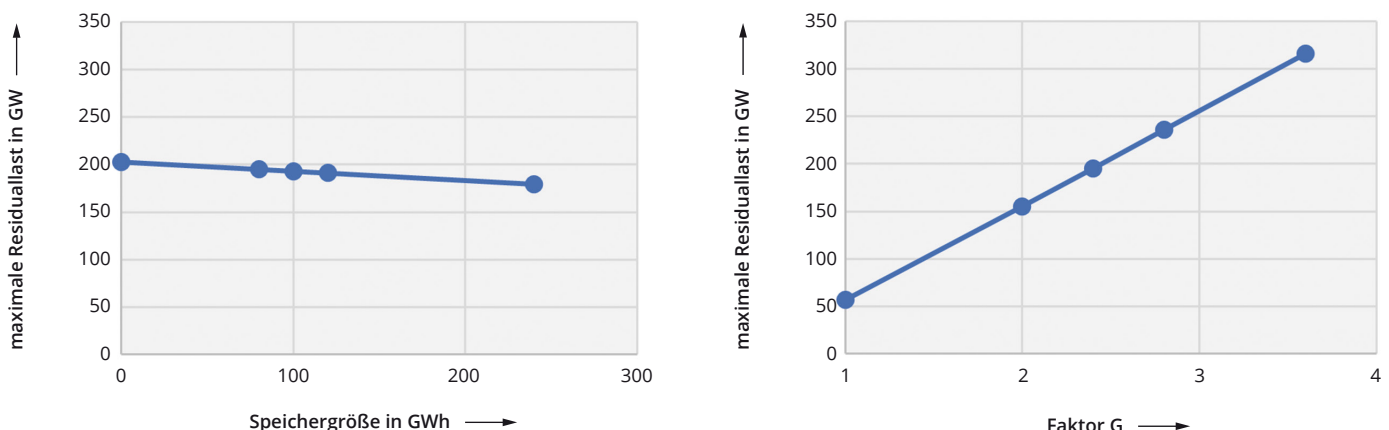


Bild 3. Maximale Residuallast des Szenarios abhängig von Speichergröße (links) und Verbrauchsfaktor (rechts).

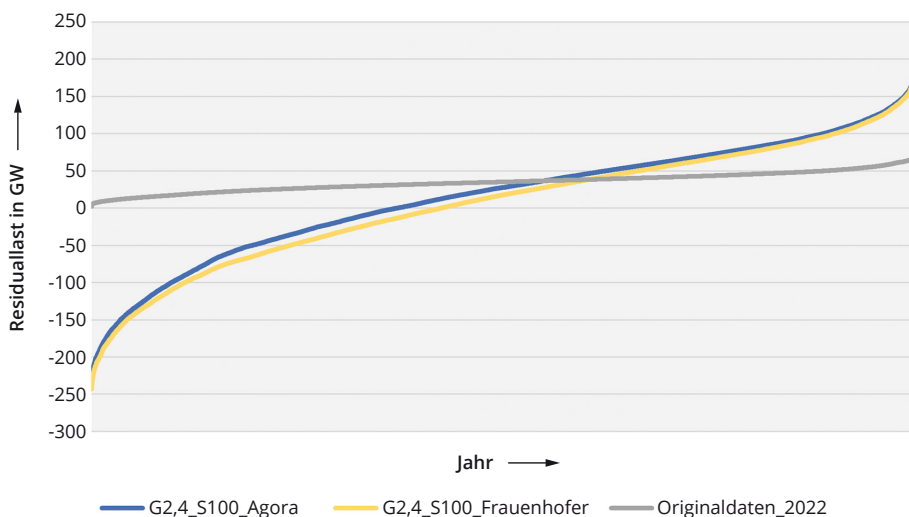


Bild 4. Veränderung der Residuallast bei verschiedenen Ausbauszenarien.

Die mittleren Annahmen, bestehend aus einer Steigerung des Strombedarfs um den Grundlastfaktor 2,4 und einem Tagesspeicher von 100 GWh, führen zu einer maximalen Residuallast von 193 GW (bei den Ausbauzielen von Agora) bzw. 192 GW (bei den Ausbauzielen des Fraunhofer ISE). Der sortierte Verlauf der Residuallast über das Jahr ist in Bild 4 im Vergleich zum Referenzjahr 2022 dargestellt. Dabei wird die deutliche Zunahme sowohl negativer als auch positiver Residuallasten sichtbar.

Bei den Annahmen zum Ausbau von Agora beträgt die Summe der Stromüberschüsse 220 TWh, während die benötigte positive Residuallast 350 TWh erreicht. Selbst bei verlustfreier Speicherung verbleibt somit ein bilanzieller Bedarf von 130 TWh – das entspricht weniger als der Hälfte der Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern im Jahr 2022 (272,9 TWh). Aufgrund des höheren Ausbaus der Windenergie an Land in der Fraunhofer-Studie reduziert sich der verbleibende Residuallastbedarf dort auf 50 TWh.

4.2 Einfluss des Ausbaus Erneuerbarer Energien

Um diese Lücke durch erneuerbare Energien zu schließen, ist ein verstärkter Ausbau erforderlich. Bild 5 zeigt den verbleibenden Restbedarf und den Überschuss in Abhängigkeit von einem Ausbaufaktor. Für die Fraunhofer-Daten werden dabei nur Wind-Offshore- und Photovoltaikanlagen multipliziert, da das technische Potenzial der Onshore-Windenergieanlagen im Jahr 2045 bereits erreicht ist. Durch den verstärkten Ausbau steigen sowohl der Überschuss als auch die Reduktion des Restbedarfs. Mit zunehmendem Ausbaufaktor wächst der Überschuss überproportional, während der Restbedarf nur noch langsam abnimmt. Bei den Agora-Daten verbleiben bei einem 2,5-fachen Ausbau aller erneuerbaren Energieträger gegenüber den Studienzielen noch 111 TWh an Restbedarf, bei einem Überschuss von 1.561 TWh.

In beiden Ausbauszenarien führt bereits ein 1,25-facher Ausbau der ursprünglichen Ziele zu einem Überschuss von etwa 130 TWh. Dieser bilanzielle Überschuss kann mithilfe saisonaler Speicher über das Jahr verteilt werden. Je nach Ausbaugrad und Überschuss kann so der Bedarf an konventioneller Energieerzeugung wei-

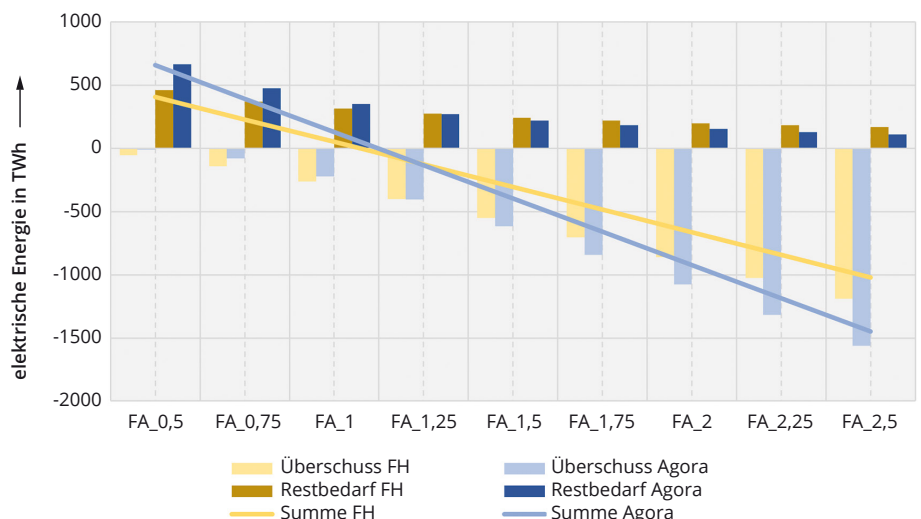


Bild 5. Überschüsse und Restbedarfe abhängig des Ausbaus erneuerbarer Energien.

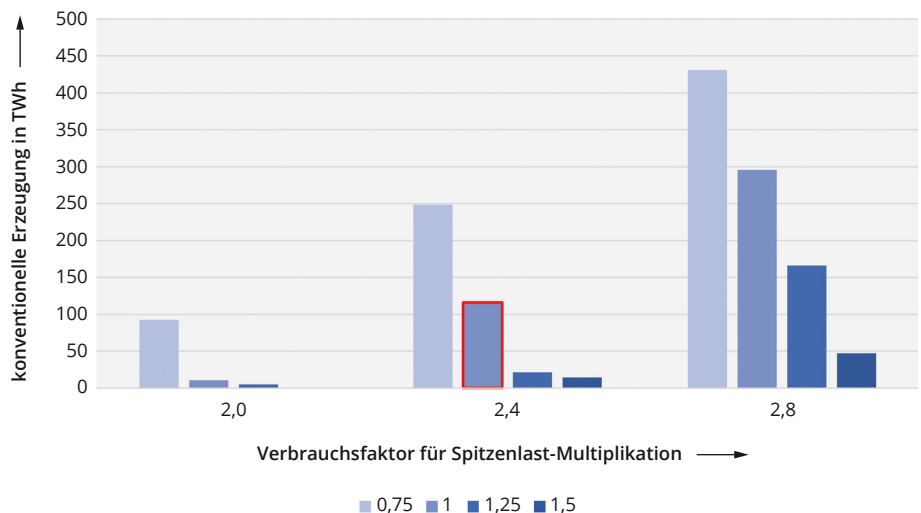


Bild 6. konventionelle Erzeugung abhängig der Verbrauchsfaktoren für verschiedene Ausbaufaktoren.

ter reduziert oder sogar vollständig ersetzt werden.

4.3 Speicherbedarfe

Zunächst wird angenommen, dass eine unbegrenzte Speicherkapazität zur Verfügung steht, um den Bedarf näherungsweise abzuschätzen. In diesem Rahmen werden verschiedene Ausbauszenarien mit einem Ausbaufaktor von 0,75 bis 1,5 auf die Fraunhofer-Ausbauziele sowie Verbrauchsfaktoren von 2,0 bis 2,8 für die Multiplikation der Spitzenlast analysiert. Dadurch wird die Sensitivität der Erzeugungsmodellierung auf die Annahmen geprüft. Zusätzlich wird der Einfluss unterschiedlicher Ein- und Ausspeicherwirkungsgrade betrachtet, um die Auswirkungen verschiedener Speichertechnologien abzubilden.

Bild 6 zeigt den gesamten Restbedarf, der in den einzelnen Szenarien durch konventionelle Energieträger gedeckt werden muss. Für die Ein- und Ausspeicherung wird ein Wirkungsgrad von jeweils 0,8 angenommen. Nur bei einer moderaten Verbrauchssteigerung ist es bei einem 1,5-fachen Ausbau der erneuerbaren Energien möglich, die

Überkapazitäten vollständig zu verschieben.

Im Referenzjahr 2022 tritt der kritische Zeitpunkt bereits zu Beginn des Jahres auf. Hier wird der Speicher in allen anderen Szenarien vollständig geleert. Der Speicherfüllstand zum Jahresbeginn entspricht dem Speicherfüllstand zum Jahresende. In den Zeiträumen mit leerem Speicher ist der Einsatz konventioneller Kraftwerke erforderlich.

Für die Auslegung des Kraftwerksparks ist es besonders relevant, welche maximale Leistung benötigt wird und wie viele Starts der konventionellen Kraftwerke erforderlich sind. Die Starts können je nach Stillstandzeit in Heiß-, Warm- oder Kaltstarts unterschieden werden. In diesem Szenario werden insgesamt 28 Starts benötigt, wobei die meisten Starts Kaltstarts sind. Besonders die Wahl der Speichertechnologie und damit der Wirkungsgrad von Ein- und Ausspeicherung beeinflussen die Ergebnisse maßgeblich: Eine Verschlechterung des Wirkungsgrads auf 0,7 bei der Einspeicherung und 0,5 bei der Ausspeicherung erhöht die Anzahl der Starts auf fast 180.

Bei der Interpretation der Ergebnisse ist zu beachten, dass eine feste Einschaltreihenfolge angenommen wurde und die konventionellen Stromerzeuger immer dann eingesetzt werden, wenn Restbedarf besteht und der Speicher leer ist. Der Speicher wird dabei unabhängig von der aktuellen Last vorrangig genutzt. Eine intelligente Betriebsführung, die beispielsweise durch kurzfristige Wetterprognosen optimiert werden kann, würde es ermöglichen, die maximale benötigte Leistung aus konventionellen Energieträgern weiter zu reduzieren.

Erste Untersuchungen zeigen, dass mit dieser Methode etwa ein Drittel bis die Hälfte der ursprünglich maximal benötigten Leistung aus konventionellen Kraftwerken ausreicht. Auch die Anzahl der Startvorgänge kann durch den optimierten Einsatz weiter reduziert werden. In Bild 7 sind die Residuallasten eines Szenarios jeweils vor und nach dem Speichereinsatz gezeigt.

4.4 Einfluss des Referenzjahres

Die Wahl des Referenzjahres erfolgte auf Grundlage der verfügbaren Daten. Da sich jedoch sowohl das Wetter als auch der Strombedarf von Jahr zu Jahr ändern, beeinflusst die Auswahl des Referenzjahres die Ergebnisse. Um diesen Einfluss zu verdeutlichen, werden für identische Szenario-Bedingungen die Verbrauchs- und Erzeugungsdaten der Jahre 2015 bis 2022 herangezogen. Zum Vergleich sind in Bild 8 die geordneten Residuallasten für ein Szenario über mehrere Jahre dargestellt. Dabei zeigt sich, dass das Jahr 2022 vergleichsweise niedrige Residuallasten aufweist, was auf eine hohe erneuerbare Stromerzeugung oder einen niedrigen Verbrauch in diesem Jahr zurückgeführt werden kann.

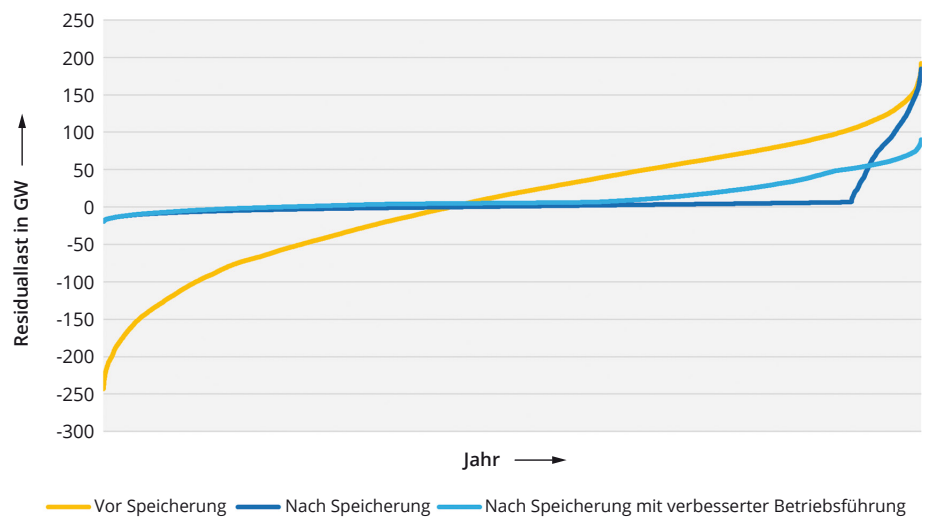


Bild 7. Sortierte Residuallast für den Ausbaufaktor 1 und Verbrauchsfaktor 2,4 für verschiedene saisonale Speicher.

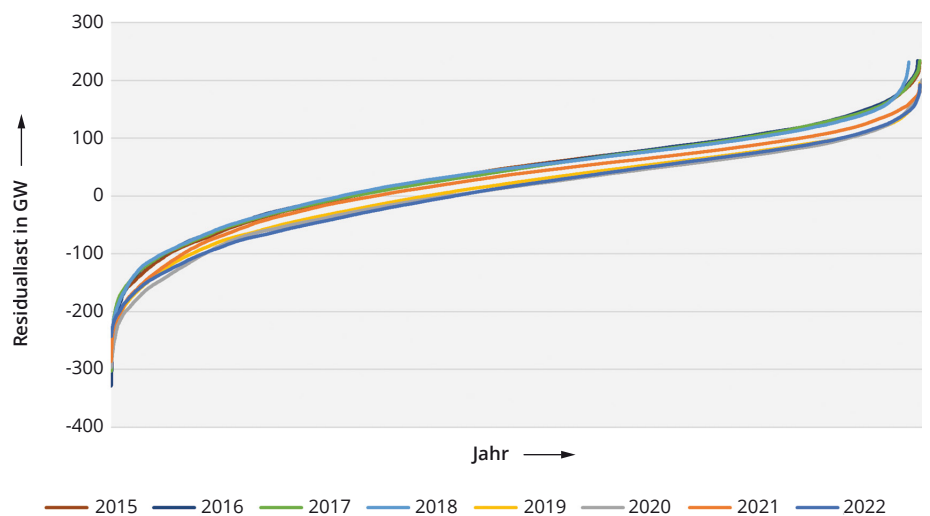


Bild 8. Geordnete Residuallast für die Jahre 2015 bis 2022 für den Ausbaufaktor 1, Verbrauchsfaktor 2,4 und 100 GWh Tagesspeicher Kapazitäten.

5 Fazit

Es zeigt sich, dass eine treibhausgasneutrale Energieerzeugung unter günstigen Rahmenbedingungen und bei Vorhandensein großer Speicherkapazitäten bilanziell möglich ist.

Im mittleren Szenario reicht der erzeugte Überschuss jedoch bilanziell nicht aus, um den Bedarf vollständig zu decken. Allerdings führen die großen Unsicherheiten in den Annahmen dazu, dass keine konkrete Aussage über den Bedarf an Erzeugungsleistung und

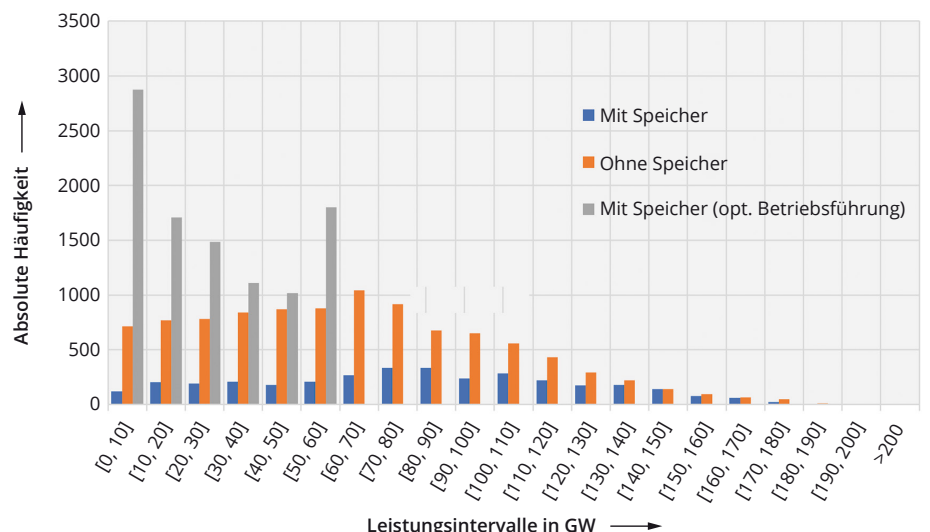


Bild 9. Absolute Häufigkeit der konventionellen Resterzeugung für verschiedene Speicherszenarien.

Kapazität getroffen werden. Der Strombedarf stellt dabei den entscheidenden Einflussfaktor dar: Eine Reduzierung des Bedarfs unter die erwarteten Werte führt zu einem deutlich geringeren Bedarf an steuerbarer Erzeugungsleistung.

Der Ausbau erneuerbarer Energien hat hingegen nur eine begrenzte Wirkung. Er ist vor allem dann sinnvoll, wenn gleichzeitig saisonale Speicherkapazitäten genutzt werden, da Überschüsse exponentiell ansteigen, während der Einfluss auf die verbleibenden Restbedarfe abnimmt. Die Deckung des konventionellen Restbedarfs muss nach Ausschöpfung der saisonalen Speicher entweder durch biogene Kraftstoffe, Importe oder durch fossile Brennstoffe mit Maßnahmen zur Kompensation der Emissionen erfolgen.

Die maximal benötigten Residuallasten können durch eine intelligente Steuerung der Speicherkapazitäten zusätzlich gesenkt werden. Die Häufigkeit der Einsätze, sortiert nach Leistungsbereichen, ist in Bild 9 dargestellt. Es wird deutlich, dass der Einsatz von Speichern die absolute Einsatzhäufigkeit signifikant reduziert und bereits eine einfach optimierte Betriebsführung die benötigte Höchstleistung auf unter 60 GW senken kann. Diese Leistung muss je nach Erzeugungstechnologie um die Nichtverfügbarkeit erhöht werden. Die häufigen Starts mit kurzen Betriebszeiten legen nahe, dass Gasmotorenkraftwerke für diesen Anwendungsfall besonders geeignet sein könnten. Diese Hypothese wird im Hinblick auf die instationäre Betriebsweise von Gasmotorenkraftwerken im weiteren Verlauf näher untersucht. Auf Grund der hohen Sensitivität der Entwicklung des Energiebedarfs auf die

benötigte Leistung ist eine regelmäßige kurzfristige Validierung der Erzeugungskapazitäten notwendig.

Insgesamt wird deutlich, dass konventionelle Erzeugung weiterhin notwendig bleibt, da die Versorgungssicherheit zu jeder Zeit sichergestellt sein muss. Daher müssen auch seltene und unwahrscheinliche Szenarien abgedeckt sein. Eine exakte Berechnung des erforderlichen Leistungsbedarfs ist aufgrund der zahlreichen sensiblen Annahmen nicht möglich. Zudem basieren die Ergebnisse auf Wetterdaten eines einzelnen Jahres, sodass der variierende Einfluss unterschiedlicher Wetterjahre unberücksichtigt bleibt. Zukünftig sollte daher auf Basis der vorliegenden Analyse eine Wahrscheinlichkeitsberechnung entwickelt werden, um die Risiken seltener Wetterereignisse besser abschätzen zu können.

Literaturverzeichnis

- [1] A. d. E. Union, VERORDNUNG (EU) 2021/1119 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES zur Schaffung des Rahmens für die Verwirklichung der Klimaneutralität und zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 401/2009 und (EU) 2018/1999 („Europäisches Klimagesetz“).
- [2] B. f. Justiz, Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG), 2019.
- [3] d. Übertragungsnetzbetreiber, „Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2018 - 2022“, 2020.
- [4] A. T. Tanks, „Klimaneutrales Deutschland. Von der Zielsetzung zur Umsetzung“, 2024.
- [5] C. N. H. K. M. J. P. M. P. S. C. K. C. Thelen, „Wege zu einem Klimaneutralen Energiesystem: Bundesländer im Transformationsprozess“, Fraunhofer ISE, 2024.
- [6] E. I. Köln, „dena Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität“, 2021.
- [7] B. C. G. & B. d. D. I. e.V., „Klimapfade 2.0 – Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft“, 2021.
- [8] Consentec GmbH, „Gutachten für den Monitoringbericht 2022 zur Versorgungssicherheit mit Strom“, 2023.
- [9] Ü. CC-BY-4.0, „Netzentwicklungsplan 2037/2045 zweiter Entwurf“, 2023.

Abstract

Assessment of security of supply in a greenhouse gas-neutral electricity system based on key figures from energy data

A sustainable energy supply is a necessary step towards meeting the world's growing energy needs in the long term and curbing man-made climate change. Many countries have therefore set themselves the goal of becoming greenhouse gas-neutral within different time frames. The European Union has set this target for its member states for the year 2050, while Germany already wants to be greenhouse gas neutral by 2045.

In particular, electricity generation from weather-dependent renewable energy sources faces the challenge of not being able to provide electricity on demand at all times – in contrast to conventional power plants. Generation data is therefore used to analyse the supply situation. Various scenarios for future energy supply are then developed and modelled. The results of the scenario analysis should show whether and under what conditions a greenhouse gas-neutral energy supply is possible and feasible.



vgbe-Standard VGBE-S-179-00-2023-09-DE

Zentralwarte

vgbe-Standard VGBE-S-179-00-2023-09-DE. 30 S., 6 Abb., DIN A4 (2024), ISBN 978-3-96284-336-6 (Print, Deutsch), ISBN 978-3-96284-337-3 (E-Book, Deutsch)

Dieser vgbe-Standard liegt nur in Deutscher Sprache vor.

This vgbe-Standard is only available in German.

Preis für vgbe-Mitglieder* 90,- €, Nichtmitglieder 135,- €, + Versand und USt.

Mit diesem vgbe-Standard „Zentralwarte“ werden Betreibern von Energieanlagen Leitlinien an die Hand gegeben, welche vorbereitenden Maßnahmen anzustrengen sind, um Energieanlagen an verschiedenen Standorten mit gegebenenfalls unterschiedlicher Erzeugungstechnologie von einer Stelle aus verantwortungsvoll zu betreiben.



vgbe energy service GmbH | Deilbachtal 173 | 45257 Essen | Deutschland
Verlag technisch-wissenschaftlicher Schriften | +49 201 8128-200

i shop.vgbe.energy
e sales-media@vgbe.energy