

Kurzfristige Entwicklung der Versorgungssicherheit im Kontext des Kohleausstiegs

Samarth Kumar, Dirk Hladik, David Schönheit und Dominik Möst

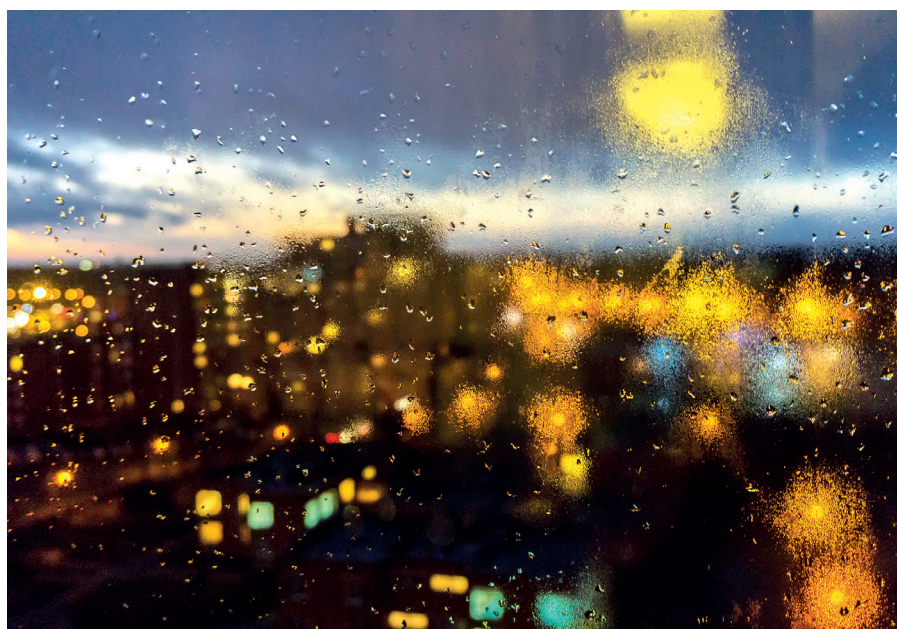
Da wetterabhängige erneuerbare Energien (wEE) weiter ausgebaut und gesicherte Erzeugungskapazitäten in Deutschland schrittweise stillgelegt werden sollen, stellt sich bereits jetzt mit Sicht auf die Mittzwanziger-Jahre die Frage, ob das hohe Versorgungssicherheitsniveau mit elektrischer Energie in Deutschland in Situationen sog. kritischer Dunkelflauten – anhaltend hohe Last gepaart mit sehr geringer wEE-Einspeisung – aufrechterhalten werden kann. Vor diesem Hintergrund untersucht der Beitrag die kurzfristige Kapazitätsentwicklung und Versorgungssicherheit für das Jahr 2023 unter der Annahme, dass die Kapazität vollständig aus dem Markt ausscheidet und auch nicht für eine Reserve zur Verfügung steht.

Mit dem Kernenergieausstieg und den Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ sollen bis zum Jahr 2023 voraussichtlich ca. 26 GW an Kraftwerkskapazität aus dem Markt genommen werden. Dem steht ein Zubau gemäß der Ausbauziele der Bundesregierung für erneuerbare Energien in der Größenordnung von ca. 28 GW gegenüber. Aufgrund der wetterabhängigen Verfügbarkeit der erneuerbaren Energien stellt sich die Frage, inwieweit ausreichend Kapazitäten in Situationen einer dunklen Flaute zur Verfügung stehen. Dieser Frage widmet sich dieser Beitrag durch Abschätzung der entsprechenden Kapazitäten. Hierzu werden die erwarteten Kapazitätsentwicklungen sowie Zeitreihen für Wetter- und Nachfragedaten genutzt, um entsprechende Indikatoren für kritische Kapazitätssituationen zu ermitteln. Netzinfrastruktur, insbesondere Netzengpässe werden bei dieser vereinfachten Abschätzung nicht betrachtet.

Im ersten Schritt werden Kennzahlen zur Kapazitätsentwicklung definiert und anschließend basierend auf aktuellen Datenquellen ermittelt und dargestellt. Auf Basis dieser Daten wird dann eine Monte-Carlo-Simulation für verschiedene Wetter- und Nachfragesituationen durchgeführt und Indikatoren für kritische Situationen ermittelt, um Schlussfolgerungen abzuleiten.

Bestimmung der Erzeugungskapazitäten für 2023

Eine zentrale Frage für die Versorgungssicherheit in Deutschland für 2023 lautet, wieviel nicht-wetterabhängige Erzeugungskapazitäten zur Verfügung stehen werden. Als



Kann das hohe Versorgungssicherheitsniveau beim Strom insbesondere in sog. Dunkelflauten auch zukünftig aufrechterhalten werden?
Bild: Adobe Stock

Startpunkt zur Kapazitätsentwicklung wird die Bundesnetzagentur Kraftwerksliste [1] und für die voraussichtlichen Stilllegungen die Kraftwerksstilllegungsliste [2] genutzt, wobei auch die der Bundesnetzagentur angezeigten Zubauten berücksichtigt werden. Darüber hinaus empfiehlt die Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ eine Mindestkapazität von je 15 GW Kohle- und Braunkohlekapazitäten bis Ende 2022.

Aus diesen Rahmenbedingungen lässt sich zunächst die Engpassleistung ICC (Installed Congestion Capacity) ableiten, welche alle nicht-wetterabhängigen Erzeugungskapazitäten berücksichtigt. Für das Jahr 2019 beträgt der ICC-Wert 115,1 GW (vgl. Abb. 1). Dieser nimmt um 26,2 GW bis 2023 auf

einen ICC von 88,9 GW ab. In den 88,9 GW Kraftwerkskapazität sind 9,8 GW an Pumpspeicherkapazität enthalten, die dem deutschen Netz zur Verfügung stehen, auch wenn sich davon 3,5 GW in Österreich und Luxemburg befinden. In der Regel tragen diese PSP-Kapazitäten zur Systemsicherheit maßgeblich in Deutschland bei. Dabei muss beachtet werden, dass das Speichervolumen deren Verfügbarkeit begrenzt.

Deshalb werden zunächst die PSP-Kapazitäten aus dem ICC-Wert herausgerechnet. Die damit errechnete kontinuierlich verfügbare Leistung CAC (Continuously Available Capacity) beträgt 79,1 GW. Diese wird noch um kraftwerkstypbasierte Verfügbarkeitsfaktoren, welche sich an [3] orientieren und unter [4] ersichtlich sind, angepasst.

Daraus ergibt sich für 2023 eine fortlaufend gesicherte Leistung CRC (Continuously Reliable Capacity) von 68,6 GW, welche als Basis für die folgende Analyse dient. Der CRC-Wert beinhaltet auch heutige Reservekraftwerkskapazitäten, welche nicht am Markt teilnehmen. Um einen Vergleich zum Kapazitätswert inklusive PSP zu analysieren, wird neben dem vorgestellten CRC-Wert auch ein CRC_{mPSP} i.H. von 78,4 GW, bei dem die PSP-Kapazitäten mit einer 100%igen Verfügbarkeit berücksichtigt werden, verwendet.

Methodik und Daten

Methodischer Kern ist ein Vergleich der vorgestellten kontinuierlich gesicherten Kapazitätswerte (CRC / CRC_{mPSP}) im Jahr 2023 mit Residuallasten in Deutschland. Um der

Stochastizität der Residuallast Rechnung zu tragen, wurde eine sequenzielle Monte-Carlo-Simulation durchgeführt, die dabei Kapazitätsfaktoren (KF) basierend auf historischen Wetter- und Lastjahren mit entsprechenden Zeitreihen nutzt. Alle Daten sind stündlich und auf Länderebene aufgelöst. Sechzig KF-Zeitreihen werden mit neun Nachfragezeitreihen kombiniert, um 540 mögliche Residuallastzeitreihen (Monte-Carlo-Instanzen) zu erhalten. Diese werden dann für die Berechnung der nachstehend definierten Versorgungssicherheitsindikatoren analysiert. Mögliche Lastabschaltungen werden nicht berücksichtigt, zumal das Potential in der Größenordnung von 1,5 GW nur einen kleinen Beitrag leisten kann und auch nicht in allen Stunden vollständig zur Verfügung steht. Für die Kapazitätsfaktoren

werden zwei verschiedene offene Datenquellen verwendet: EMHIRES [5] und Renewables.ninja [6]. Beide Quellen stellen KFs für Photovoltaik (PV), Wind Onshore und Wind Offshore für 30 Jahre (oder mehr) zur Verfügung. Da keine der Datenquellen aus Qualitätsgründen ausscheidet, werden beide Quellen für die Monte-Carlo-Simulation als Eingangsdaten genutzt. Für die stündliche Nachfrage werden Daten von 2009 bis 2017 der OPSD (Open Power System Data) genutzt, die auf der ENTSO-E Power-Statistik basieren. Die angenommenen wEE-Kapazitäten im Jahr 2023 für PV, Wind-Onshore- und Wind-Offshore-Anlagen sind an dem Ausbaupfad des EEG 2017 und den zwischenzeitlich beschlossenen Sonderausschreibungen orientiert [7]. Da innerhalb der nächsten vier Jahre bis zu 14 GW installierter Windkraft vom Netz gehen könnte [8], wurde ein Best- (HighRes) und ein Worst-Case (Low-Res) von wEE-Kapazitäten verglichen [4].

Aufgrund einer großen Überschneidung der beobachteten Spitzenresiduallasten besteht jedoch kein großer Einfluss auf die Ergebnisse, weshalb die höhere wEE-Kapazität („HighRes“) im weiteren Verlauf der Analyse berücksichtigt wurde. Die Stromimportkapazitäten Deutschlands zu den Nachbarländern, welche nach Angaben der Bundesregierung künftig eine wichtige Flexibilitätsquelle darstellen werden [9], sind kein Eingangsparameter dieser Analyse. Zur Einordnung der Ergebnisse dieses Beitrages sei darauf verwiesen, dass für 2020 eine geplante Importkapazität von ca. 28,5 GW [3] bestehen soll. Diese ist jedoch nicht ständig verfügbar, auch wenn sie durch das eingeführte Flow Based Market Coupling (FBMC) im Schnitt besser ausgenutzt werden kann. Um eine Überschätzung der Importflexibilität zu vermeiden, kann beispielsweise die Summe der minimal für den Handel gesicherten Importkapazitäten in Deutschland im Jahr 2017 in Höhe von 5,2 GW [10, 11] als Orientierung dienen. Die für diesen Beitrag verwendeten Daten, der Programmcode und weitere Analysen finden sich unter [4].

Indikatoren

Um die Versorgungssicherheit in 2023 für Deutschland zu analysieren, werden die folgenden Indikatoren definiert, welche zudem schematisch in Abb. 2 dargestellt werden:

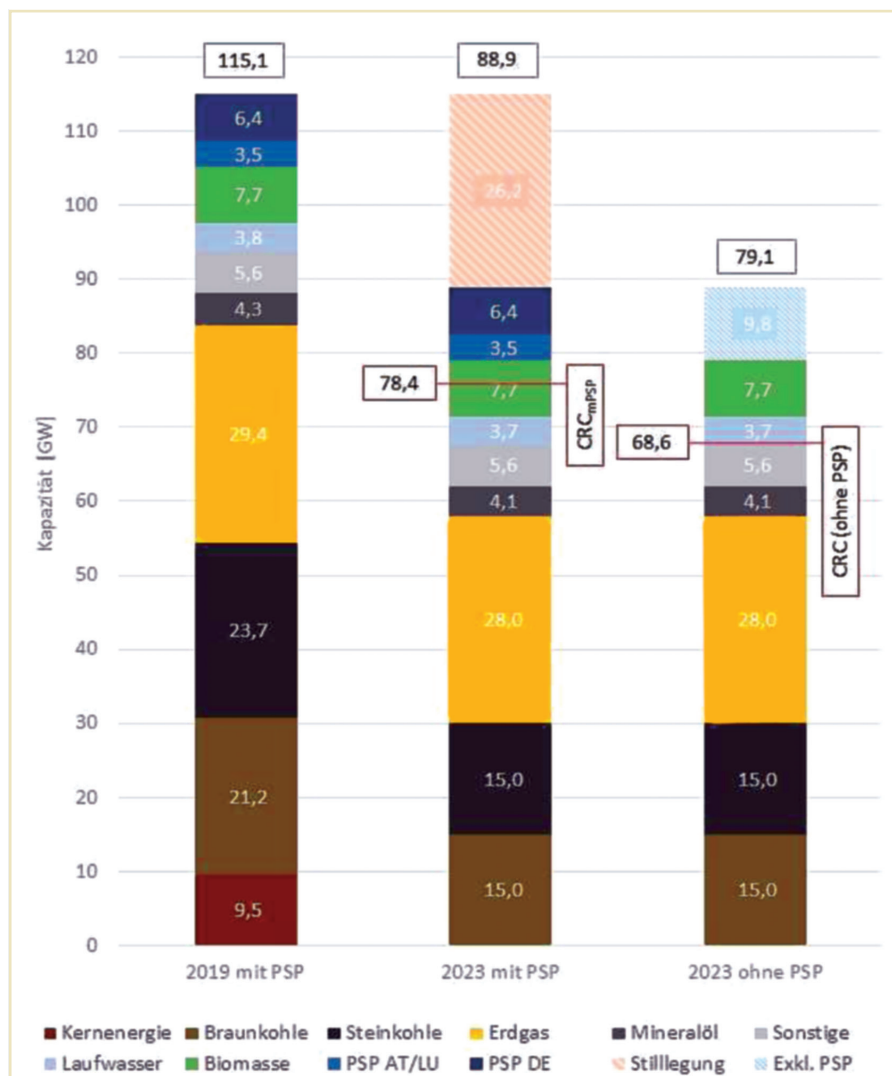


Abb. 1 Nicht-fluktuierende Erzeugungskapazitäten in Deutschland 2019 / 2023

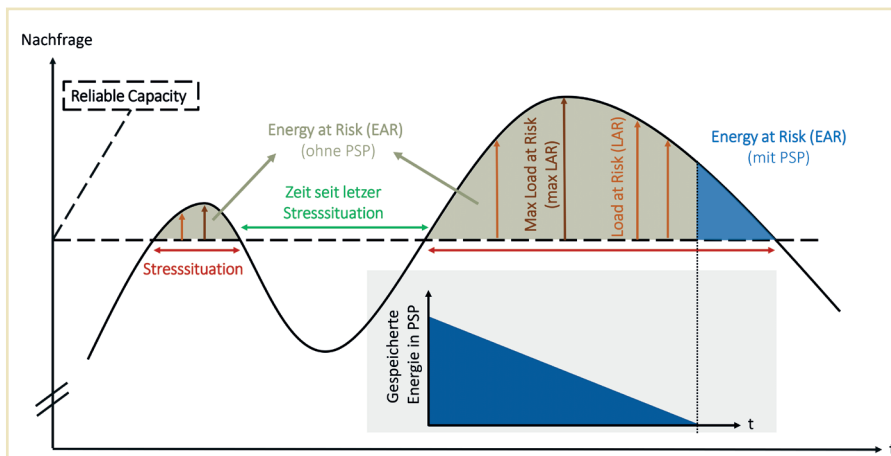


Abb. 2 Schematische Darstellung der verwendeten Indikatoren

■ **HAR (Hours at Risk):** Ist definiert als die Anzahl der Stunden in einem Jahr, in welchen die gesicherten Kapazitäten (CRC) nicht ausreichen, um die Nachfrage zu decken.

■ **LAR (Load At Risk):** Dieser ist als Differenz zwischen der Residuallast und der gesicherten Kapazität (CRC bzw. CRC_{mPSP}) definiert. Mit Hilfe der Monte-Carlo-Simulation kann eine Verteilung dieses Wertes berechnet werden. Dieser Wert ist null sofern die gesicherte Kapazität größer als die Residuallast ist. Bei Werten größer null besteht ein Bedarf an Importkapazität, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Ein abgeleiteter Indikator daraus ist der LAR_{max} , der den Maximalwert des LAR innerhalb

einer Stresssituation (kritische Dunkelflaute) darstellt.

■ **EAR (Energy at Risk):** Dieser Indikator berechnet die Energiemenge als Summe des LAR innerhalb einer Stresssituation. Diese ist definiert als ein Zeitraum mit aufeinander folgenden Stunden mit positiven LAR-Werten und einer maximalen Unterbrechung derselbigen von 12 h. Hintergrund ist die limitierte PSP-Wiederbefüllung, die sich in solchen Stresssituationen ergibt. In Deutschland würde es durchschnittlich ca. 6 h dauern, bis eine vollständige Wiederbefüllung bei voller Pumpenleistung erreicht wird, wobei hier Wirkungsverluste vernachlässigt sind. Zudem müsste die erforderliche

Pumpenleistung auf dem Markt verfügbar sein und ein Preisanreiz zur Befüllung der Speicher bestehen. Um diesen Umständen Rechnung zu tragen, wurden 12 h zur Wiederbefüllung angenommen und entsprechend einzelne Stressinstanzen mit geringerem Abstand zu einer Stresssituation zusammengeführt.

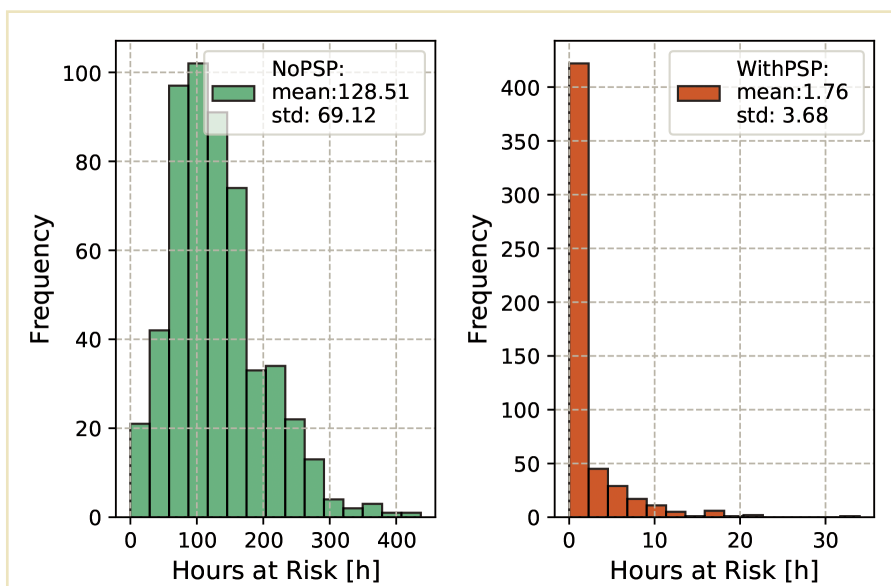
Kapazitätsrisiken

Abb. 3 zeigt den HAR für die beiden Kapazitätsfälle: CRC_{mPSP} mit PSP und CRC ohne PSP. Beim CRC_{mPSP} -Fall liegt der HAR-Mittelwert bei 1,76 h und besitzt eine Standardabweichung (SD) von 3,68 h. Das 90-Perzentil der HAR-Verteilung beträgt 6 h, wobei der Maximalwert bis zu 34 h geht. Bei ca. 60 % der Monte-Carlo-Instanzen ist der Wert von HAR Null. Wenn jedoch die PSP-Kapazität im CRC-Fall nicht berücksichtigt wird, steigt der HAR deutlich auf 128,5 h, was die Sensitivität des HAR bezüglich der gesicherten Kapazität verdeutlicht. Selbst im günstigeren Fall mit den berücksichtigten PSP-Kapazitäten würde es Stunden geben, in denen Deutschland von den Importkapazitäten seiner Nachbarn abhängig ist. Der LAR-Wert für den CRC_{mPSP} -Fall beträgt 1,15 GW, mit einer SD von 0,99 GW, wobei der Maximalwert bis zu ca. 5 GW reicht.

Dies bedeutet, dass bei voller Verfügbarkeit der PSP, die Dimension der Importabhängigkeit von maximal 5 GW im Vergleich zur vorab bestimmten gesicherten Importkapazität von 5,4 GW als darstellbar angesehen werden kann. Es ist jedoch zu beachten, dass der LAR-Wert ohne PSP mit 3,05 GW, einer SD von 2,44 GW und einem Maximalwert bis ca. 15 GW deutlich kritischer erscheint. Dies verdeutlicht die Annahme, dass, wenn die Speichervolumina der PSP nur unzureichend gefüllt sind, eine sehr hohe Abhängigkeit von den grenzüberschreitenden Kapazitäten bestehen würde, weshalb im Folgenden die Energierisiken genauer betrachtet werden.

Energierisiken

Abb. 4 zeigt den EAR-Wert auf Basis der CRC-Kapazität, also ohne die PSP-Kapazitäten zu berücksichtigen. Daraus ergeben sich die maximalen Energiebedarfe, welche dann mit dem maximalen PSP-Energiespeichervolumen verglichen werden können. So ist es möglich zu analysieren, wie viel von

Abb. 3 HAR-Werte für den CRC-Fall ohne PSP und für den CRC_{mPSP}

der EAR durch PSP bereitgestellt werden kann. Jeder Punkt in Abb. 4 stellt eine mögliche Konstellation aus EAR, abzulesen an der Y-Achse, und Länge der Stresssituation (Consecutive LAR Hours) dar. Die schwarze horizontale Linie zeigt die maximale Energiemenge an, welche in allen PSP-Speichern zur Verfügung steht. Der Farbton der Punkte zeigt zusätzlich den maximalen LAR-Wert für die jeweilige Stresssituation an.

Als erste Erkenntnis lässt sich festhalten, dass die aufeinanderfolgende Anzahl von Stunden mit Stresssituation bis zu 33 h betragen kann. Die längeren Stresssituationen haben auch einen höheren Energiebedarf von bis zu ca. 250 GWh. Das ist deutlich höher als das PSP-Speichervolumen in Höhe von 58 GWh. Konkret gibt es 1083 Stresssituationen für 540 Monte-Carlo-Simulations-Jahre, bei denen der Energiebedarf durch die PSP nicht gedeckt werden könnte.

Die durchschnittliche Dauer dieser Stresssituationen beträgt 17 h, mit einer SD von 5,7 h. Die durchschnittliche Energie, die während einer Stresssituation importiert werden muss (Differenz zwischen EAR und PSP-Energie), beträgt 33 GWh. Interessant ist auch, dass der Mittelwert der Kapazität, welcher durch PSP zu diesen Zeiten bereitgestellt oder importiert werden müsste, 4,7 GW beträgt. Dabei tritt ein Maximum von 15 GW auf, was selbst bei einer voll verfügbaren PSP-Kapazität immer noch einen Importbedarf von 6 GW bedeuten würde. Darüber hinaus kann beobachtet werden, dass die LAR_{max} -Werte genau zu den Zeiten hoch sind, wenn die in PSP gespeicherte Energie nicht ausreicht.

Der gravierendste beobachtete Fall umfasst einen Energiebedarf von ca. 250 GWh bei einer langanhaltenden Stresssituation.

Da davon nur maximal 58 GWh von PSP bereitgestellt werden könnten, entsteht eine Lücke von 192 GWh. Diese Situationen können mehr als 30 h andauern. Dies verdeutlicht noch einmal, dass die PSP in diesen extremen Fällen nicht in der Lage wären, die Versorgungssicherheit zu gewährleisten und Deutschland sich unter Annahme, dass keine weiteren als die angenommenen Kapazitäten zugebaut werden, auf Lieferungen aus dem benachbarten Ausland verlassen müsste.

Fazit und Forschungsausblick

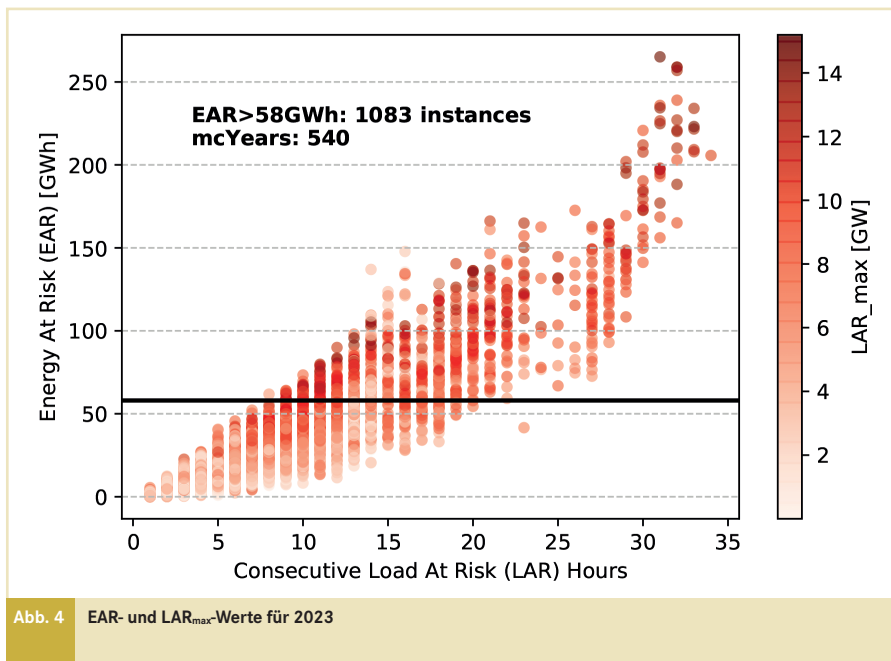
Diese Ergebnisse zeigen, dass Deutschland zur Erhaltung der Versorgungssicherheit auf die europäischen Nachbarländer angewiesen ist, insofern der Abbau von gesicherten Kraftwerkskapazitäten, wie beschrieben, eintritt und keine weiteren (als die vorge-



20 JAHRE TRIANEL

**MÄRKTE.
MENSCHEN.
ENERGIE.**

WWW.TRIANEL.COM

Abb. 4 EAR- und LAR_{max}-Werte für 2023

sehenen) Kapazitäten zugebaut oder in Reserve gehalten werden sowie keine Lastabschaltung berücksichtigt wird. Pumpspeicherkraftwerke können zwar kurze Stresssituationen, mit einem EAR unter 58 GWh und einem LAR_{max} unter 9 GW, überbrücken, bei längeren Stresssituationen, wie bspw. in kalten Wintern, steigt jedoch die Bedeutung von Importen an.

Die Analyse zeigt, dass der Energiebedarf in einigen Stresssituationen, die maximal gespeicherte Energiemenge in PSP übersteigt, wodurch Stromimporte notwendig werden. Aufgrund der Einbettung in den europäischen Strommarkt stellt dies grundsätzlich keine Gefährdung der Versorgungssicherheit in Deutschland dar. Dennoch ist es eine Situation, die bisher aufgrund der vorhandenen Kapazitäten nicht aufgetreten ist.

Bei der hier vorgestellten Analyse handelt es sich um eine erste Abschätzung der möglichen Folgen des vorgeschlagenen Kohlekraftausstiegs auf die Kapazitätssituation in 2023 für Deutschland. Da diese eine steigende Abhängigkeit Deutschlands von seinen Nachbarländern aufzeigt, lauten die nächsten Fragen: Steigen die Marktpreise ausreichend an, um einen Zubau von Erzeugungs- und Speicherkapazitäten in Deutschland zur Reduktion der Importabhängigkeiten anzureizen? Und

werden die notwendigen Kapazitäten im Ausland in Situationen hoher Residuallasten in Deutschland einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten können? Welche Rolle spielen Kapazitätsmärkte in einem integrierten europäischen Strommarkt?

Bei den Berechnungen wurden einige Vereinfachungen getroffen, u.a. vernachlässigt die vorliegende Analyse Netzinfrastruktur und Netzengpässe, Kapazitäten für die Frequenzhaltung sowie die Verfügbarkeit von Kraftwerkskapazitäten im Ausland in Zeiten hoher Residuallasten. Die grundsätzlichen Aussagen dieses Beitrages bleiben bestehen, dennoch kann eine Verfeinerung der Methodik zu den genannten Aspekten zusätzliche Erkenntnisse bringen und ist deshalb Gegenstand weiterer Forschungsarbeiten.

Anmerkungen

- [1] Bundesnetzagentur: Kraftwerksliste, 2019. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html.
- [2] Bundesnetzagentur: Kraftwerksstilllegungsliste, 2019. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/KWSAL/KWSAL_node.html.

[3] ENTSO-E: TYNDP 2018. <https://tyndp.entsoe.eu/maps-data>.

[4] https://github.com/samarthiith/DE_CoalPhaseOut.

[5] Joint Research Centre (European Commission): EM-HIRES, 2016. <https://ec.europa.eu/jrc/en/publication/eur-scientific-and-technical-research-reports/emhires-dataset-part-i-wind-power-generation-european-meteorological-derived-high-resolution>.

[6] Pfenninger, S.; Staffell, I.: Longterm patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data. Energy 114, pp. 1251-1265. doi: 10.1016/j.energy.2016.08.060, <https://www.renewables.ninja/downloads>.

[7] BMWi: EEG-Novelle 2017, Kernpunkte des Bundesratsbeschlusses vom 8.7.2016. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/eeg-2017-start-in-die-naechste-phase-der-energiewende.html>.

[8] DWG Wallasch, A. K.; Lüers, S.; Rehfeldt, K.; Vogel-sang, K.: Perspektiven für den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen nach 2020.

<https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/02-technik-und-netze/06-betrieb/perspektiven-fuer-den-weiterbetrieb-von-wea-nach-2020-v3c.pdf>.

[9] BMWi: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Strom 2030 Langfristige Trends und Aufgaben für die kommenden Jahre, 2017. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/strom-2030-ergebnispapier.pdf?__blob=publicationFile&v=28.

[10] ENTSO-E: ENTSO-E Transparency Platform, 2018. <https://transparency.entsoe.eu>.

[11] JAO: ATC Shadow Auction of the Joint Allocation Office utility tool, 2018. <http://utilitytool.casc.eu/ATCShadowAuction>.

S. Kumar, PhD-Candidate Boysen Kolleg; D. Hladik, D. Schönheit, Wissenschaftliche Mitarbeiter, Prof. Dr. D. Möst, Lehrstuhl-inhaber, Lehrstuhl für Energiewirtschaft, TU Dresden

Der Artikel beruht z.T. auf Erkenntnissen aus dem Forschungsprojekt AVerS, das mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen FKZ 0324002A gefördert wird. Die Verantwortung für den Inhalt des Artikels liegt bei den Autoren.