



Effekte einer Laufzeitverlängerung der Atomkraftwerke

**Bewertung der aktuellen Debatte und Auswirkungen auf
Versorgungssicherheit und Preisniveaus im Stromsektor**

INHALTSVERZEICHNIS

Zusammenfassung	4
1 Aktuelle Entwicklung und Prognosen der Erdgasversorgung	5
2 Energiewirtschaftliche Bedeutung der Atomkraft	9
3 Bewertung der Sicherheit des Weiterbetriebs der Atomkraftwerke	10
4 Auswirkungen des Weiterbetriebs der Atomkraftwerke auf den Strommarkt	12
4.1 Marktwertbetrachtung einer Stromerzeugung aus Kernkraftwerken	15
4.2 §51 EEG 2021 Betrachtung einer unflexiblen Stromerzeugung aus Kernkraftwerken	16
4.3 Fazit	18
5 Bewertung der Höchstlastannahmen im ÜNB-Stresstest und den ÜNB-Systemanalysen	19
6 Analyse der Versorgungssicherheit im Strommarkt	24
7 Vergleich der BEE-Stromanalyse mit dem ÜNB-Stresstest	30
8 Maßnahmen für die Versorgungssicherheit	30
9 Auswertungen der Langfristwetterprognosen	33
Anhang	37

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abb. 1: Entwicklung des Füllstandes der Erdgasspeicher und der Erdgasimporte aus Russland	5
Abb. 2: INES-Erdgasspeicherszenarien - Update Februar 2023	6
Abb. 3: Entwicklung des Füllstandes der Erdgasspeicher: Simulationsergebnisse mit dem DVGW-Modell	7
Abb. 4: Erdgasspeicherbefüllung April bis Oktober 2023 – Simulation bei Normaltemperaturen, heutigen Importmengen und LNG-Importen.	8
Abb. 5: Bruttostromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland	10
Abb. 6: Fahrweise (Auslastung) des Kernkraftwerksparks bei entsprechenden Strompreisen (Eigene Berechnung)	13
Abb. 7: Auslastung Deutschland Interkonnektorenkapazität 2022	14
Abb. 8: Sensitive Entwicklung der Marktwerte Erneuerbare Energien	16
Abb. 9: Entwicklung negativer Strompreise (Sensitivität) bei zusätzlicher unflexibler Einspeisung	17
Abb. 10: Sensitive Entwicklung nicht vergütungsfähiger erneuerbarer Strommengen	18
Abb. 11: Vergleich der Jahreshöchstlast: Reale Entwicklung versus ÜNB-Prognosen	22
Abb. 12: Vergleich der Jahreshöchstlast: Reale Entwicklung versus ÜNB-Prognosen	23
Abb. 13: Dauerlinie der simulierten Residuallast Oktober 2023 bis März 2024.	26
Abb. 14: Verbleibende fossile Residuallast Oktober 2023 bis März 2024	29
Abb. 15: Deckung der fossilen Residuallast Oktober 2023 bis März 2024	29
Abb. 16: Winterprognose (Jan. - Mär. 2023) des World Meteorological Organization Lead Centre for Long-Range Forecast (WMO LC-LRF)	35
Abb. 17: Winterprognose (Jan. - Mär. 2023) des North American MME (NMME)	35
Abb. 18: Winterprognose (Jan. - Mär. 2023) des Copernicus Climate Change Service (C3S)	36
Abb. 19: Korrelation der Anomalien für das Ensemble-Mittel der Dezember-Februar-2-m- Temperaturvorhersagen vom 1. November für das Wetterlangfristmodell des ECMWF	37
Abb. 20: Zeitreihe des jährlichen Mittelwerts der Anomaliekorrelationen der 3-Tage-, 5-Tage-, 7-Tage- und 10-Tage-Wettervorhersagen	37

ZUSAMMENFASSUNG

Die BEE-Analyse des Strommarktes zeigt, dass die Versorgungssicherheit im kommenden Winter 2023/24 selbst beim Zusammentreffen mehrerer extremer Parameter ohne den Weiterbetrieb der Atomkraftwerke gewährleistet ist. Aufgrund der aktuell hohen Speicherstände ist ein Erdgasmangel im Winter 2023/24 sehr unwahrscheinlich. Die Untersuchung des Stromlastverlaufs und der Wetterparameter hat zudem ergeben, dass in den letzten Jahren die höchsten Lasten zeitgleich mit einem hohen Winddargebot stattgefunden haben. Damit ist die Verfügbarkeit von Strom aus Erneuerbaren Energien an solchen Tagen gewährleistet.

Ein Weiterbetrieb der Atomkraftwerke über die geplante Abschaltung am 15. April 2023 hinaus wäre mit sehr hohen Sicherheitsrisiken, wie dem Auftreten von unkontrollierbaren Kraftwerkschäden verbunden. Hinzu kommt, dass Energieversorgungsunternehmen, Sachverständigenorganisationen und Aufsichts- sowie Genehmigungsbehörden seit langem ihre Strategien, Investitionen, Personalentwicklungen und Planungen auf die Abschaltung der letzten AKW am Ende 2022 ausgerichtet haben.

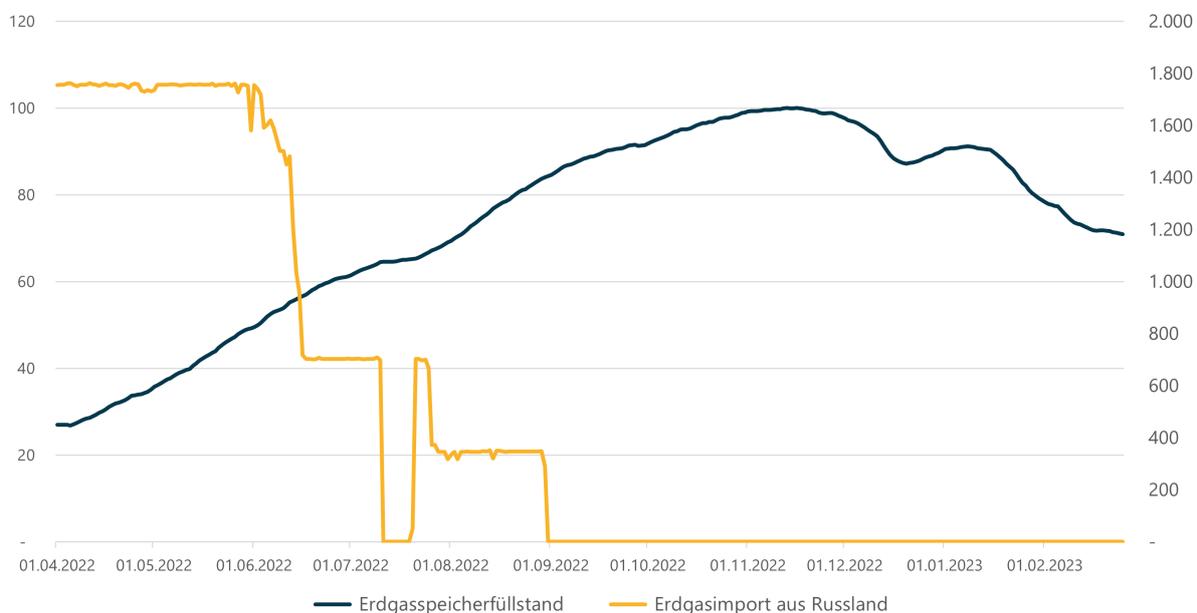
Neben der Versorgungssicherheit und der Sicherheitsaspekte eines Weiterbetriebs sind vor allem die unflexible Fahrweise und die daraus resultierenden Strommarkteffekte von Kernkraftwerken auf die Energiewende relevant. Um die Auswirkungen eines Weiterbetriebs der drei noch laufenden Atomkraftwerke zu quantifizieren, wurde mit Hilfe einer Sensitivitätsanalyse der Einfluss der Stromerzeugung von Kernkraftwerken auf die Entwicklung der Marktwerte von Wind und Photovoltaik (PV), als auch auf die Ausweitung negativer Strompreise und nicht vergütungsfähiger Strommengen untersucht. Die unflexible Einspeisung der verbliebenen AKW würde die Marktwerte der Erneuerbaren Energien massiv senken und somit die betriebswirtschaftliche Grundlage förderfreier erneuerbarer Anlagen gefährden. Zudem könnte bereits die Einspeisung weniger Kernkraftwerke eine drastische Ausweitung nicht vergütungsfähiger erneuerbarer Strommengen zur Folge haben und somit nicht nur den Ausbau, sondern auch den Bestand an Erneuerbaren Anlagen gefährden.

1 AKTUELLE ENTWICKLUNG UND PROGNOSEN DER ERDGASVERSORUNG

Seit der Veröffentlichung des zweiten Stresstestes der Übertragungsnetzbetreiber im September 2022¹ hat sich die Versorgungssicherheit in Deutschland deutlich verbessert. Zum einen wurden die meisten der im Stresstest vorgeschlagenen Maßnahmen schon realisiert. Dazu gehören die Marktrückkehr von Kohlekraftwerken, neue Regelungen zum Lastmanagement der Industrie und die Anpassung des Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), um bei niedrigen Temperaturen im Winter mehr Strom über die Freileitungen transportieren zu können.

Die komplette Füllung der Erdgasspeicher ist ein weiter sehr wichtiger Meilenstein. Seit dem 01.04.2022 konnten die Erdgasspeicher kontinuierlich von 27 Prozent auf 100 Prozent bis zum 06.11.2022 gefüllt werden (siehe Abbildung 1). Die gesetzliche Speichervorgabe von 95 Prozent für Anfang November konnte bereits am 12.10.2022, in weniger als 200 Tagen seit dem 1.04.2022, erreicht werden. Auch der komplette Lieferstopp von russischem Erdgas seit dem 31.08.2022 konnte das Einspeicherungstempo nicht bremsen. Durch den bislang insgesamt milden Verlauf des Winters liegt der Speicherstand zum Zeitpunkt der Veröffentlichung der BEE-Analyse bei rund 75 Prozent und damit fast doppelt so hoch wie das Speicherziel von 40 Prozent zum 01.2.2023.

Abb. 1: Entwicklung des Füllstandes der Erdgasspeicher und der Erdgasimporte aus Russland

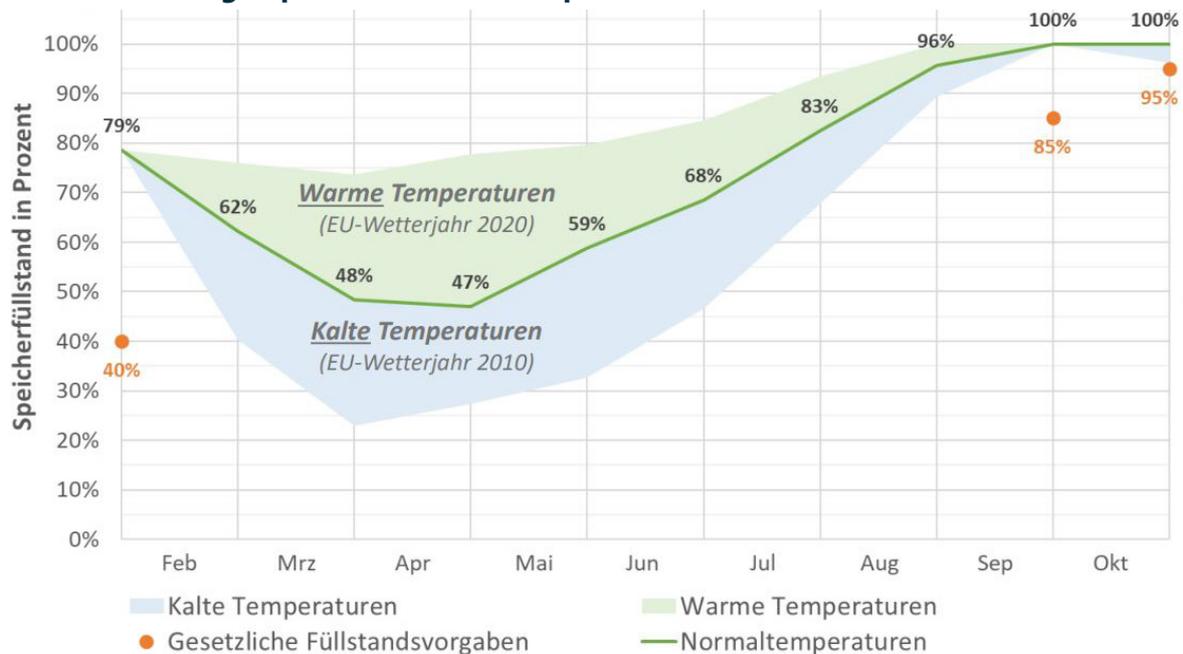


Quelle: Eigene Darstellung

¹ <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/20220914-stresstest-strom-ergebnisse-langfassung.html>. Der 2. Stresstest wird in unserer Analyse vereinfacht als ÜNB-Stresstest oder Stresstest bezeichnet.

Auch die Langfristwettermodelle signalisieren Entspannung und erwarten für den verbleibenden Winter und den beginnenden Frühling überdurchschnittlich hohe Temperaturen (siehe Kap. 10). Die milden Winterprognosen spiegeln sich auch in den aktuellen Erdgasszenarien der BNetzA, des DVGW (Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches) und der INES (Initiative Energien Speichern) wieder.² So erwarten alle Szenarien, dass bei einem durchschnittlichen Winter die Versorgungssicherheit gewährleistet ist und die Speicher Anfang April mit einer Bandbreite von 27 Prozent bis 65 Prozent noch ausreichend gefüllt sind³. Aufgrund des weiterhin sehr hohen Speicherstands wird eine Erdgasmangellage immer unwahrscheinlicher. Das zeigt auch das Update der INES-Szenarien (siehe Abbildung 2). Bei Normaltemperaturen wird ein Gaspeicherstand von 47 Prozent bis Ende April erwartet. Nur bei kalten Temperaturen wird ein Rückgang der Speicher auf 23 Prozent bis März erwartet. Seit Veröffentlichung des INES-Updates am 09.02.2023 liegt die wegen der vergleichsweise warmen Wintertage dagegen mit rund 75 Prozent am oberen Rand der Szenarien.

Abb. 2: INES-Erdgasspeicherszenarien - Update Februar 2023



Hinweis: Es handelt sich um Modellrechnungen ohne Anspruch auf Abbildung der Realität; alle Angaben ohne Gewähr

Quelle: INES (2023)

2 https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/aktuelle_gasversorgung/start.html Neuberechnung: Wie lange reichen die Speicher (Stand: 20.10.2022)

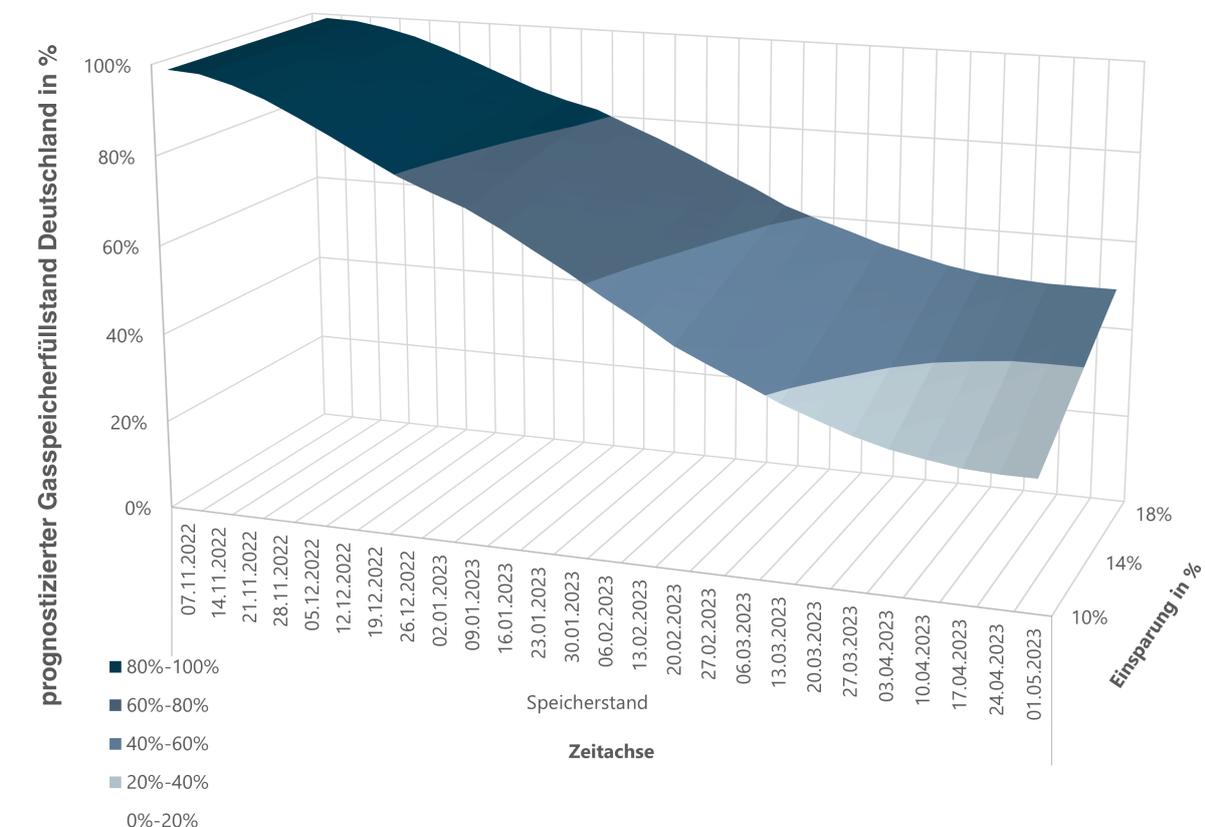
<https://erdgasspeicher.de/februar-update-der-ines-gas-szenarien-veroeffentlicht/>

<https://www.dvgw.de/themen/sicherheit/versorgungssicherheit-gas/fuellstaende-der-gasspeicher-fuer-deutschland-mit-reichweitenprognose#/2022-11-08>

3 Der niedrigste Wert kommt aus den INES-Szenarien, der höchste aus den aktualisierten BNetzA-Szenarien und der Reichweitenprognose des DVGW.

Die folgende Abbildung zeigt die Simulation des BEE mit dem Gasreichweitenmodell des DVGW⁴. Es wurden durchschnittliche Wintertemperaturen und ein gemittelter Nettoimport von 2200 GWh Erdgas pro Tag angenommen. Damit wurden konservative Annahmen getroffen, da der europäische Winter insgesamt mild ausfallen soll und der Nettoimport in den letzten Wochen auf rund 2700 GWh gestiegen ist. Der Nettoimport lag zwischen September und November bei durchschnittlich 2375 TWh. Es wurde bei den temperaturbereinigten Erdgasverbrauchseinsparungen eine Bandbreite von 10 Prozent bis 20 Prozent gegenüber den Vorjahren modelliert. Das entspricht der Entwicklung in den letzten Monate.⁵

Abb. 3: Entwicklung des Füllstandes der Erdgasspeicher: Simulationsergebnisse mit dem DVGW-Modell



Quelle: Eigene Darstellung

Insgesamt ergibt die BEE-Simulation mit dem DVGW-Modell und den oben genannten Annahmen für die Witterung, den Nettogasimport und die Verbrauchsminderung, dass der Speicherstand am 01.05.2023 zwischen 28,5 Prozent und 51,1 Prozent liegen wird.

4 <https://www.dvgw.de/themen/sicherheit/versorgungssicherheit-gas/fuellstaende-der-gasspeicher-fuer-deutschland-mit-reichweitenprognose#/2022-11-08>

5 https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/aktuelle_gasversorgung/start.html

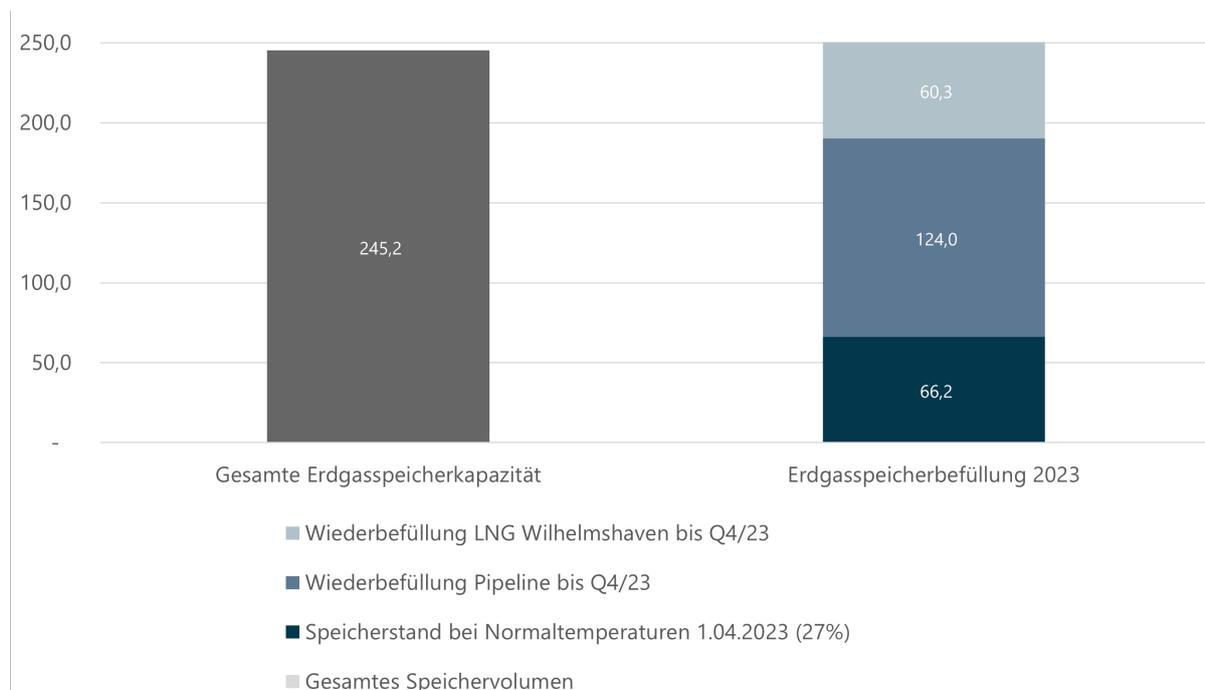
Wiederbefüllung der Speicher Winter 23/24 ohne russische Gaslieferungen

Die Entwicklung der letzten Monate hat gezeigt, dass auch ohne russisches Erdgas eine hohe Erdgasspeicherbefüllung möglich ist (siehe Abbildung 3). Seit dem Lieferstopp von russischem Erdgas am 31.08.2022 konnten die Erdgasspeicher im Mittel um 0,25 Prozentpunkte (0,6 TWh) pro Tag befüllt werden, bis die gesetzliche Füllstandvorgabe von 95 Prozent am 12.10.2022 erreicht wurde. Diese Entwicklung war bereits ohne die neuen und geplanten LNG-Terminals möglich.

Für das nächste Jahr bedeutet dieses Einspeichertempo, dass von April bis zur Heizperiode im Herbst, in einem Zeitraum von etwa 200 Tagen, 50 Prozent des gesamten Speichervolumens (124 TWh) eingespeichert werden können (siehe folgende Abbildung).

Wenn die Erdgasspeichermenge wie im INES-Szenario bei einem normalen Winter im Frühjahr auf 27 Prozent sinken sollte, könnte sie alleine durch die heutigen Importmengen, ohne zusätzliche LNG-Importe, wieder auf 75 Prozent bis zum Herbst steigen. Zusammen mit den LNG-Terminals ist eine Befüllung auf 100 Prozent möglich. Dafür ist bereits die LNG-Verflüssigung in Wilhelmshaven ausreichend, da sie mit einer Kapazität von 0,3 TWh pro Tag (10 Mrd. m³ = etwa 110 TWh pro Jahr) in 200 Tagen 60 TWh Erdgas bereitstellen könnte. Diese Erdgasmenge entspricht 25 Prozent des gesamten Speichervolumens.

Abb. 4: Erdgasspeicherbefüllung April bis Oktober 2023 – Simulation bei Normaltemperaturen, heutigen Importmengen und LNG-Importen.



Quelle: Eigene Darstellung

Zur Vorbereitung auf die Winter ab 2025 sind umfangreiche Maßnahmen in Bezug auf die Versorgungssicherheit und den Klimaschutz notwendig, um neue Importabhängigkeiten und eine Wiederholung der Situation aus dem vergangenen Jahr zu vermeiden. Nach den neuen Versorgungssicherheitsszenarien des Ariadne-Projekts müssen wir in den nächsten Jahren mit 30 Prozent weniger Erdgas als vor der Krise auskommen.

Auch der neue Monitoringbericht der Bundesnetzagentur zur Versorgungssicherheit im Strommarkt für den Zeitraum 2025 bis 2031 sieht die Versorgungssicherheit gewährleistet, auch wenn die letzten Atomkraftwerke vom Netz sind und der Kohleausstieg bis 2030 vollzogen wird. Voraussetzung dafür ist aber die Verdreifachung des bisherigen Ausbautempos der Erneuerbaren Energien⁶.

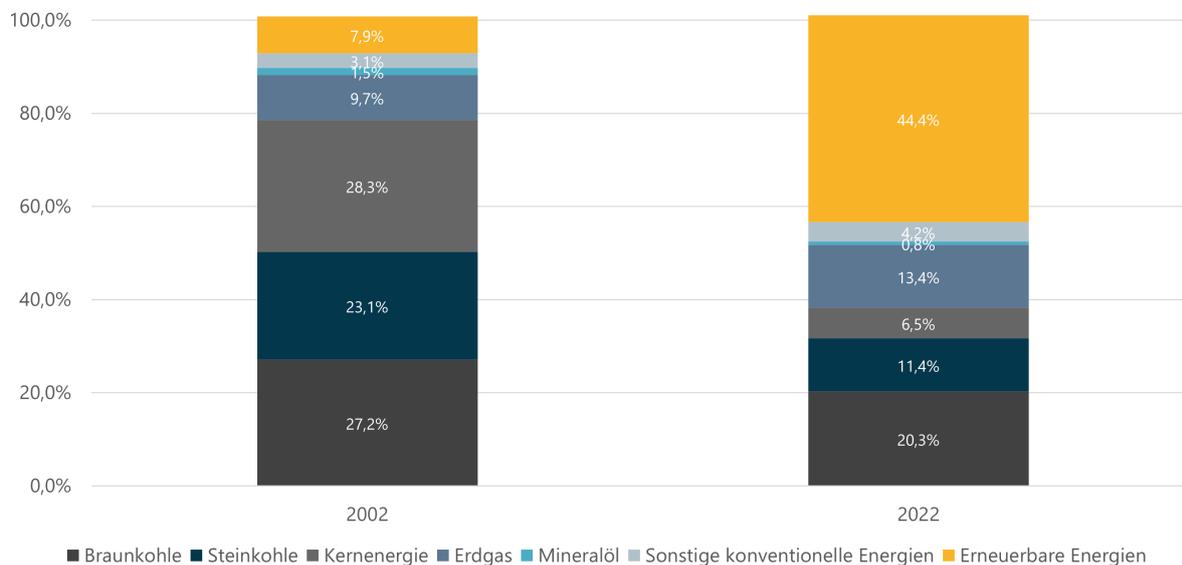
Trotz der verbesserten Versorgungssicherheit ist die Debatte um die Laufzeitverlängerung der Atomkraft noch nicht beendet. Deswegen beschäftigt sich dieses Papier mit den wichtigsten Aspekten dieser Debatte. Im folgenden Kapitel geht es zunächst um die energiewirtschaftliche Bedeutung der Atomkraft. In Kapitel 4 wird die Sicherheit des Weiterbetriebs der Atomkraftwerke bewertet. In Kapitel 5 werden die Auswirkungen des AKW-Weiterbetriebs auf den Strommarkt simuliert. In Kapitel 6 werden die Prognosen der Jahreshöchstlast in den Systemanalysen und der Stresstest der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) mit der realen Entwicklung der Stromlast verglichen und bewertet. Kapitel 7 stellt die BEE-Stromsimulation vor und vergleicht die Ergebnisse mit dem ÜNB-Stresstest im Kapitel 8. In Kapitel 9 werden Maßnahmen zur Verbesserung der Stromversorgungslage in Deutschland und insbesondere Süddeutschland vorgestellt. Im letzten Kapitel geht es um die aktuellen Wetterlangfristprognosen für den Spätwinter und den Frühling 2024.

2 ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE BEDEUTUNG DER ATOMKRAFT

Der Beitrag der Atomenergie zur Stromversorgung ist seit dem Atomausstiegsbeschluss von 2002 von etwa 30 Prozent auf rund sieben Prozent im Jahr 2022 gesunken (siehe Abbildung 5). Der Anteil der Atomenergie am Primärenergieverbrauch ist im gleichen Zeitraum von 13 Prozent auf drei Prozent gesunken. Erdgas hatte dagegen einen Anteil von etwa 13 Prozent am Stromverbrauch und 24 Prozent am Primärenergieverbrauch. Insgesamt zeigt sich, dass die Atomkraft nur noch eine geringe Bedeutung für die Energieversorgung in Deutschland hat.

6 <https://background.tagesspiegel.de/energie-klima/keine-stromluecke-durch-kohle-und-atomausstieg>

Abb. 5: Bruttostromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland



Quelle: Eigene Darstellung

3 BEWERTUNG DER SICHERHEIT DES WEITERBETRIEBS DER ATOMKRAFTWERKE

Das Bundesamt für die Sicherheit in der nuklearen Entsorgung (BASE) hat in seiner Stellungnahme vom 28.07.2022 auf die Risiken einer Laufzeitverlängerung der verbleibenden AKW hingewiesen⁷. Es macht darauf aufmerksam, dass alle Stakeholder seit mindestens zehn Jahren ihre Strategien, Investitionen, Personalentwicklungen und Planungen auf die Abschaltung der letzten AKW am Ende dieses Jahres ausgerichtet haben. Dies gelte nicht nur für die Energieversorgungsunternehmen, sondern auch für Sachverständigenorganisationen und Aufsichts- sowie Genehmigungsbehörden. Es ist aus Sicht des BASE unklar, welche Sicherheitsrisiken für den Weiterbetrieb in Kauf genommen werden müssten.

Auch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (BMUV) stellt in seinem Fragen-Antwort-Katalog zur AKW-Laufzeitverlängerung fest, dass eine kurzfristige Planänderung der beteiligten Unternehmen und Organisationen einen unmittelbaren Einfluss auf die Sicherheit der AKW hätte⁸. Das Ministerium weist insbesondere

⁷ <https://www.base.bund.de/SharedDocs/Stellungnahmen/BASE/DE/2022/base-stellungnahme-koenig-sicherheit-laufzeitverlaengerung.html> [Stand: 21.10.2022]

⁸ <https://www.bmu.de/themen/atomenergie-strahlenschutz/nukleare-sicherheit/faq-akw-laufzeitverlaengerung> [Stand: 21.10.2022]

darauf hin, dass die Verträge mit dem Personal und technischen Ressourcen auf das Ende des Leistungsbetriebs am 31. Dezember 2022 ausgelegt worden sind. Ein Weiterbetrieb würde mit einer neu zusammengesetzten Belegschaft und nachgeholten Fachkundenachweisen einhergehen. Letzteres erhöht das Risiko für den Weiterbetrieb.

Sowohl das BASE als auch das BMUV weisen außerdem auf den Stand der Periodischen Sicherheitsüberprüfungen (PSÜ) hin. Diese intensiven, regelmäßig alle 10 Jahre stattfindenden Sicherheitsüberprüfungen sind im Atomgesetz verankert und dienen dazu, ergänzend zu den laufenden Kontrollen, ein AKW "auf Herz und Nieren" zu prüfen. Die herausragende Bedeutung der PSÜ für die Sicherheit des Betriebs wird laut BMUV auch von den AKW-Betreiberkonzernen anerkannt.

Die PSÜ haben in den drei verbliebenen AKW (Emsland, Isar 2, Neckarwestheim 2) das letzte Mal im Jahr 2009 stattgefunden. Zulässig war dies nur, weil die AKW-Betreiber die verbindliche Erklärung abgegeben hatten, den Leistungsbetrieb zum 31. Dezember 2022 einzustellen. **Die verbliebenen Kernkraftwerke in Deutschland wurden vor 13 Jahren das letzte Mal einer intensiven Sicherheitsüberprüfung unterzogen.**

Das BASE macht in diesem Zusammenhang auf die Bedeutung der PSÜ aufmerksam und verweist auf die aktuelle Situation in Frankreich. Hier seien im Rahmen einer PSÜ zunächst in einem, und dann in mehreren Kernkraftwerken Korrosionsschäden entdeckt worden. Dabei handelt es sich um Risse in den Leitungen des Sicherheits-Einspeisesystems, das im Notfall Wasser in den Primärkreislauf einspeisen soll⁹. So gewährleistet das Sicherheits-Einspeisesystem bei einem Kühlmittelleck die Kühlung des Reaktorkerns. Ein Bruch dieser Leitungen kann zu einem Kühlmittelverlust und somit bis hin zu einer Kernschmelze führen. Das durch die PSÜ entdeckte Sicherheitsproblem hat laut BASE maßgeblich zu dem Stillstand von über der Hälfte der französischen Reaktoren in diesem Winter beigetragen.

Seriöse PSÜ dauern laut BASE bereits auf Seiten des Betreibers, und noch bevor die Aufsichtsbehörden die Prüfung der eingereichten Unterlagen beginnen können, zwei Jahre. Von einer Durchführung bzw. Nachholung der überfälligen PSÜ ist jedoch von Seiten der Befürworter einer Laufzeitverlängerung nicht die Rede.

Die Situation in Frankreich zeigt die großen Sicherheitsrisiken der Atomkraft und die Bedeutung der PSÜ besonders eindrücklich. Aufgrund der hohen Relevanz der Korrosionsschäden waren bis zu 15 Anlagen in Frankreich stillgelegt. Während dieser Zeit waren weitere 10 Kraftwerke wegen anderer Reparaturen und Wartungen nicht in Betrieb. Insgesamt konnte Frankreich deswegen maximal 23 seiner insgesamt 56 AKW nicht nutzen, die rund 43 Prozent der installierten atomaren Leistung ausmachen (26 von insgesamt 61 GW)¹⁰. Da die Reparatur länger als

⁹ <https://www.grs.de/de/aktuelles/sicherheitsrelevante-schaeden-im-sicherheits-einspeisesystem-franzoesischer>

¹⁰ <https://nuclear-monitor.fr/#/plant/CATTENOM/4>

geplant dauert und sich damit die Wiederinbetriebnahme einiger AKW bis Ende Februar verzögert hat, bestand eine höhere Gefahr von Versorgungsengpässen in diesem Winter. Selbst bei nur moderaten Kältewellen hätten nach Aussagen von RTE Engpässe auftreten können.

Nach Ansicht des AKW-Experten Mycle Schneider liegen die Probleme der Atomkraft in Frankreich tiefer und werden nicht nach der Reparatur der Risse im Kühlleitungssystem gelöst sein¹¹. Das Hauptproblem stellen der veraltete Kraftwerkspark und fehlende Ersatzteile sowie Personal dar. Mycle Schneider sieht die Gefahr, dass die französischen AKW trotz Schäden weiterbetrieben werden, weil die Versorgungssicherheit in Frankreich bedroht ist.

4 AUSWIRKUNGEN DES WEITERBETRIEBS DER ATOMKRAFTWERKE AUF DEN STROMMARKT

Neben der Versorgungssicherheit und der Sicherheitsaspekte eines Weiterbetriebs sind vor allem die unflexible Fahrweise mit dem daraus resultierenden Effekten auf dem Strommarkt sowie dessen Auswirkungen auf die Erneuerbare Energien von Kernkraftwerken relevant.

Aufgrund verschiedener Aspekte laufen Kernkraftwerke in Deutschland weitestgehend unflexibel und weisen in den letzten Jahren Volllaststunden zwischen 7.000 bis 8.200 h/a auf. Diese starre Fahrweise von Kernkraftwerken verursacht in Zeiten hoher Erneuerbarer Einspeisung massive zusätzliche Preisreduktionen und führt in Folge dessen zu unnötigen Marktwertverlusten bei Erneuerbaren Energien, welche zu höheren volkswirtschaftlichen Kosten und im Falle von negativen Strompreisen sogar zu einer Abregelung Erneuerbare Energien führt.

Die Abbildung 6 zeigt die vergangene Fahrweise des gesamten Kernkraftwerksparks in Deutschland in Abhängigkeit zum mittleren Strompreisniveau. Sehr gut zu erkennen ist hierbei, dass Kernkraftwerke bei positiven Strompreisen im Mittel über 80 Prozent ihrer Nennleistung einspeisen und selbst bei negativen Strompreisen mit mindestens 1/3 ihrer Kraftwerkskapazität Strom erzeugen. Zudem kann gezeigt werden, dass die letzten verbliebenen Kernkraftwerke seit 2019 eine deutlich unflexiblere Fahrweise aufzeigen und selbst in stark negativen Strompreisen nicht unter 2/3 ihrer Kraftwerkskapazität einspeisen. Das unterstreicht den negativen Effekt eines Weiterbetriebs der verbliebenen Kernkraftwerksleistung auf den volks- als auch betriebswirtschaftlichen Rahmen der Erneuerbaren Energien.

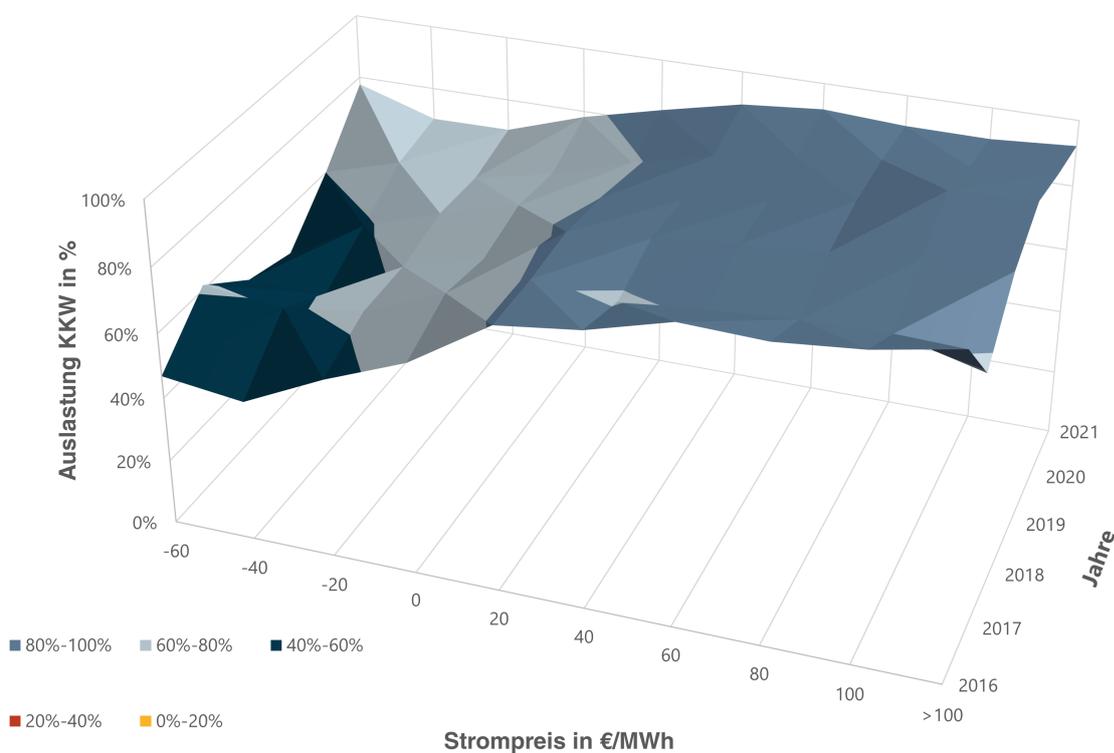
<https://cnpp.iaea.org/countryprofiles/France/France.html>

<https://www.rnd.de/wirtschaft/frankreich-droht-strom-engpass-wegen-ruhender-atomkraftwerke-AP3JLDZUC-4WVUNELTT6PX4FX3A.html>

¹¹ <https://www.fr.de/wirtschaft/in-frankreich-wird-der-strom-knapp-es-drohen-blackouts-news-91929394.html>

Das unflexible Verhalten führt neben einer deutlichen Reduzierung von erneuerbaren Marktwerten – und potenziellen steuerbelasteten Differenzkostenzahlungen infolge einer benötigten Förderung – vor allem zu einer Häufung negativer Strompreise und damit auch der nicht vergütungsfähigen erneuerbaren Strommengen (siehe §51 EEG 2021). Während die Reduzierung von erneuerbaren Marktwerten die betriebswirtschaftliche Grundlage der Anlagen außerhalb einer EEG Förderung gefährdet, würde eine Ausweitung der negativen Strompreise die Existenz aller Anlagen, sowohl der Bestands- als auch Neuanlagen, welche unter den §51 EEG 2021 fallen, bedrohen.

Abb. 6: Fahrweise (Auslastung) des Kernkraftwerksparks bei entsprechenden Strompreisen (Eigene Berechnung)



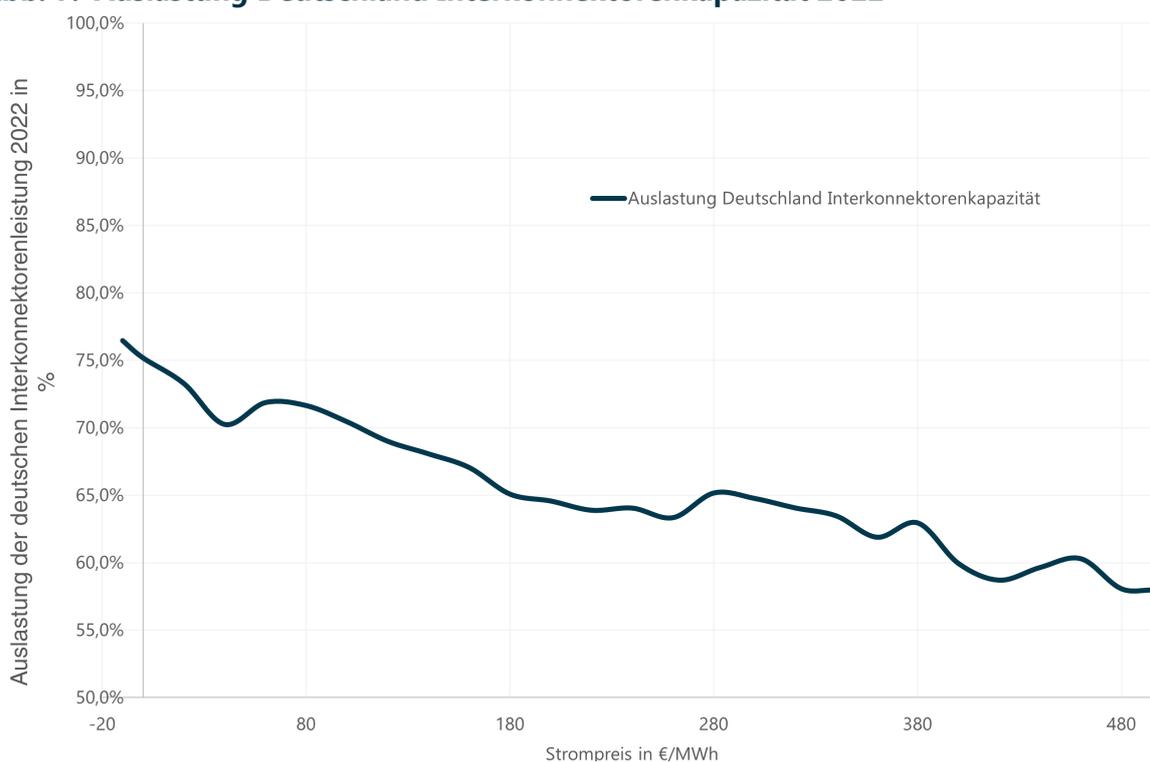
Quelle: Eigene Darstellung

Um Effekte eines Weiterbetriebs der drei noch laufenden Kraftwerke zu quantifizieren, soll mit Hilfe einer Sensitivitätsanalyse der Einfluss einer Inflexibilität auf der Stromangebotsseite auf die Entwicklung der Marktwerte von Wind und PV, als auch auf die negativen Strompreisen und nicht vergütungsfähigen Strommengen dargestellt werden. Die Sensitivitätsanalyse basiert auf den Spotpreisen vom Januar 2022 bis einschließlich Dezember 2022.

Hintergrund der Betrachtung des Jahres 2022 war, die Effekte einer zusätzlichen Inflexibilität selbst unter der aktuellen fossilen Krise mit sehr hohen Strompreisen auf die Erneuerbaren Energien zu untersuchen. Es handelt sich hierbei nicht um eine Prognose, die Effekte sollen stattdessen, sowohl politisch als auch fachtechnisch, greifbar gemacht werden.

Basierend auf dem physikalischen Stromfluss von Importen und Exporten zwischen Januar 2022 und Dezember 2022 in Abbildung 7 ist zu erkennen, dass während niedriger Strompreise die Kapazität der Interkonnektoren¹² im Mittel deutlich ausgelasteter sind als zu höheren Strompreisniveaus. Zudem liegt die Auslastung mit im Mittel von mehr als 70 Prozent bereits oberhalb des Zielwertes für die Interkonnektoren-Öffnung (minRAM) der Strommarktverordnung auf EU-Ebene. Für die Sensitivität wird daher vereinfacht angenommen werden, dass die zusätzlich unflexible Strommenge auf dem deutschen Strommarkt verbleibt.

Abb. 7: Auslastung Deutschland Interkonnektorenkapazität 2022



Quelle: Eigene Darstellung

Zur Abbildung der Sensitivität wurde für den oben genannten Zeitraum stündlich die entsprechende deutsche Angebotskurve im Erhebungszeitraum um einen jeweils festen Wert einer unflexiblen Erzeugung verschoben. Aufgrund der in Abbildung 6 gezeigten unelastischen Fahrweise des Kernkraftwerksparks deutlich oberhalb von 80 Prozent der Nennleistung bei positiven Spotpreisen kann in bestimmten Grenzen auch der sich ergebende negative Effekt einer zusätzlichen Inflexibilität im System (wie z.B. des Weiterbetriebs der Kernkraftwerke) auf die volks- und betriebswirtschaftlichen Rahmen der Erneuerbaren Energien abgeleitet werden.

Da sich aufgrund der unflexiblen Einspeisung zusätzliche negative Strompreise ergeben werden, wurden diese zudem auf den Wert von -2,00 €/MWh begrenzt. Diese sehr konser-

¹² Interkonnektor oder Grenzkuppelstelle bezeichnet allgemein Übergabepunkte bzw. Leitungen über Ländergrenzen hinweg.

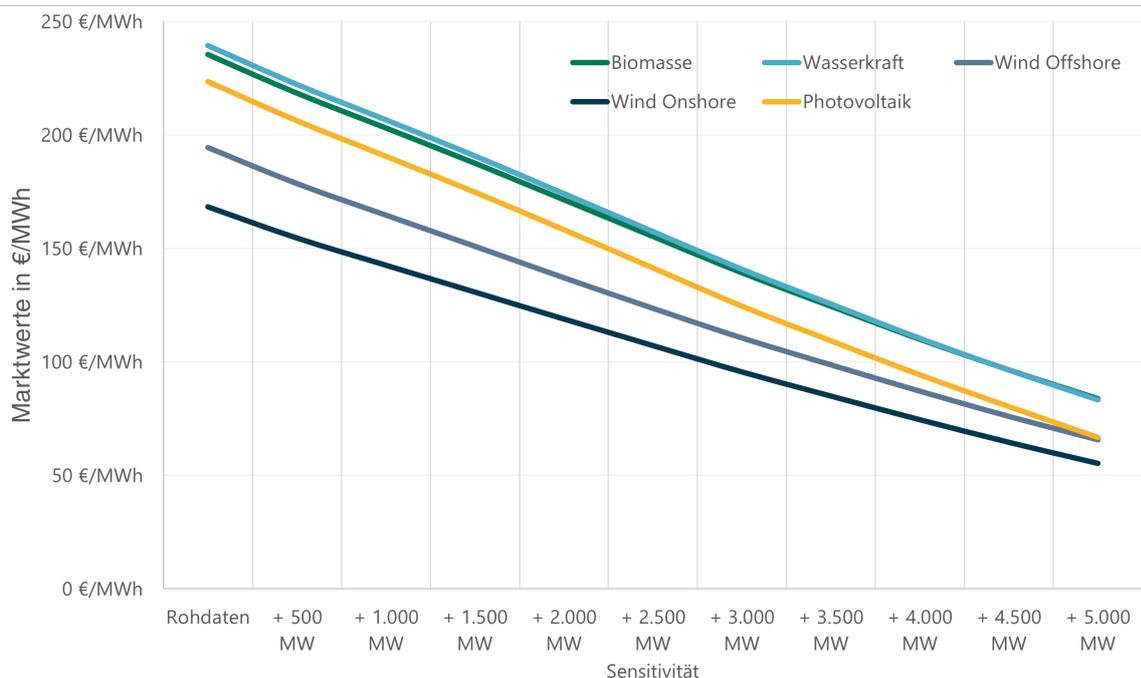
vative Annahme liegt in der Abschaltlogik der Erneuerbaren Energien, die bereits durch die fehlende Vergütung bei negativen Strompreisen (siehe §51 EEG 2023) bei leicht negativen Preisen freiwillig abschalten. So lagen im Betrachtungsjahr 2022 fast 75 Prozent aller negativen Strompreise zwischen -2,00 €/MWh und -0,01 €/MWh.

Die zusätzliche unflexible Einspeisung von Kernkraftwerken führt direkt zu einer geringeren Nutzung von erneuerbaren Energien.

4.1 Marktwertbetrachtung einer Stromerzeugung aus Kernkraftwerken

Aufgrund der unflexiblen Einspeisung von Kernkraftwerken kommt es zu einem starken zusätzlichen Preisverfall bei hoher Erneuerbarer Einspeisung und infolgedessen zu einer starken Reduzierung der Monatsmarktwerte der Erneuerbaren Energien. Wie in Abbildung 8 zu sehen, wären die Marktwerte der dargebotsabhängigen Erneuerbarer Energien (Wind und PV) bereits bei einer zusätzlichen unelastischen Einspeisung von 1.500 MW (das entspricht der Leistung eines Kernkraftwerks) auf den deutschen Strommarkt um mehr als 20 Prozent und bei einer zusätzlichen unflexiblen Leistung von 3.000 MW (entspricht zwei Kernkraftwerken) um mehr als 40 Prozent gefallen. Kommt es zu einer unelastischen Stromerzeugung von 4.500 MW (entspricht der Leistung von drei Kernkraftwerken), hätte das eine Reduktion um fast 2/3 der ursprünglichen Erneuerbaren Marktwerte des Jahres 2022 bedeutet. Aufgrund der Marktwerthöhe von dann nur ca. 60 bis 70 €/MWh, die in vielen Fällen unterhalb der EEG-Vergütung läge, würde das zusätzlich zu einer Auszahlung der Marktprämie führen und so zu einer steuerlichen Belastung für die Allgemeinheit.

Abb. 8: Sensitive Entwicklung der Marktwerte Erneuerbare Energien



Quelle: Eigene Darstellung

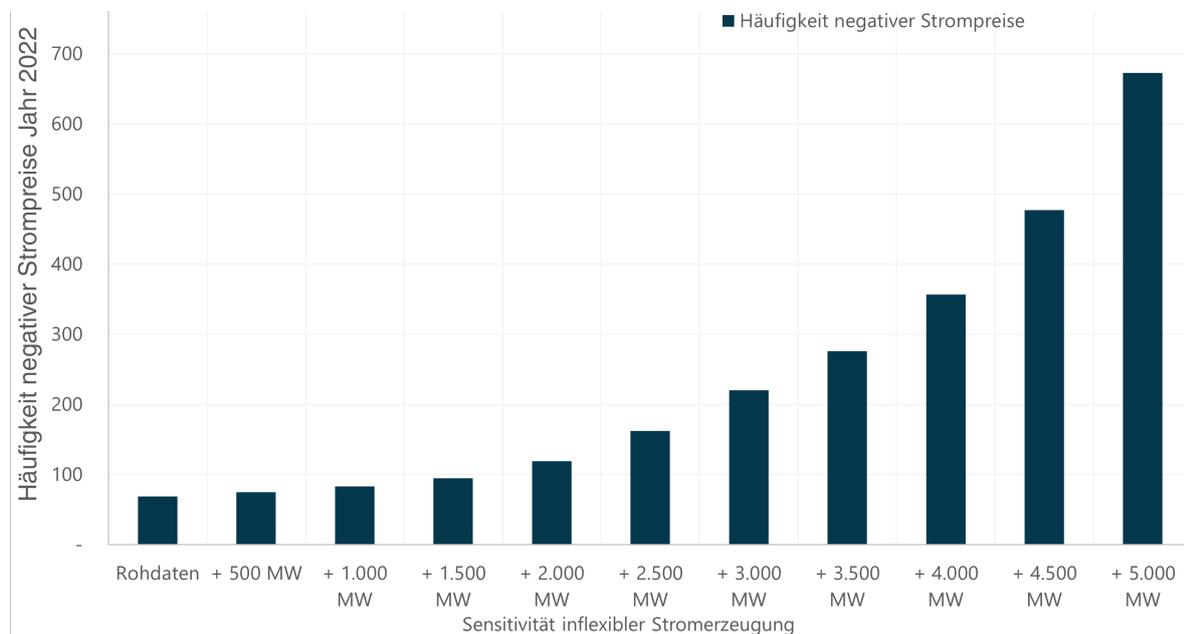
4.2 §51 EEG 2021 Betrachtung einer unflexiblen Stromerzeugung aus Kernkraftwerken

Durch eine zusätzliche unflexible Einspeisungsmenge auf dem deutschen Strommarkt käme es zu einem deutlichen Anstieg negativer Strompreise. Hintergrund dieser Thematik ist die ausgesetzte Förderung von Erneuerbaren Energien in Zeitfenstern negativer Strompreise über den §51 EEG 2021. Eine zusätzliche unelastische Erzeugungsmenge auf dem deutschen Strommarkt führt zu einem erhöhten betriebswirtschaftlichen Risiko für Erneuerbare Energieanlagen und somit auch für dringend benötigten Investitionen in den Ausbau Erneuerbarer Energien.

Wie Abbildung 9 zeigt, wäre der Anstieg negativer Strompreise im betrachteten Zeitraum bei einer zusätzlichen unflexiblen Einspeisung von 1.500 MW nur gering ausgefallen. Doch bereits bei einer zusätzlichen unelastischen Stromerzeugung von 3.000 MW wäre die Häufigkeit negativer Strompreise um mehr als 300 Prozent angestiegen. Käme es zu einer zusätzlichen unelastischen Einspeisung von 4.500 MW, hätte das gegenüber dem Ausgangszustand im Zeitraum Januar bis Dezember 2022 zu einem Anstieg negativer Strompreise auf fast 700 Prozent geführt.

Wie am Wert von 5.000 MW zusätzlicher unelastischer Einspeisung in Abbildung 8 zu erkennen, würde sich dieses exponentielle Wachstum weiter beschleunigen.

Abb. 9: Entwicklung negativer Strompreise (Sensitivität) bei zusätzlicher unflexibler Einspeisung



Quelle: Eigene Darstellung

Die Häufigkeit negativer Strompreise ermöglicht allerdings noch keinen direkten Rückschluss auf die Höhe der nicht vergütungsfähigen Erneuerbaren Energien, da im §51 EEG 2021 nur solche Zeitfenster erfasst sind, welche mindestens vier Stunden am Stück einen negativen Strompreis aufweisen. Daher wurden zusätzlich solche Zeitfenster ermittelt und entsprechend mit der jeweiligen Erneuerbaren Einspeisung (Wind Onshore und Photovoltaik) verrechnet. Diese nicht vergütungsfähigen Erneuerbaren Strommengen wurden dann ins Verhältnis zur Gesamteinspeisung der jeweiligen Erneuerbaren Einspeisung gebracht, um den prozentualen Anteil an der jährlichen Gesamteinspeisung zu bestimmen.

Das Ergebnis der nicht vergütungsfähigen Strommengen ist in Abbildung 10 dargestellt. Gut zu erkennen ist, dass die PV Einspeisung davon stärker betroffen ist als die Windeinspeisung, was neben dem höheren Gleichzeitigkeitsfaktor bei der Stromerzeugung von Photovoltaik vor allem durch ihre deutlich geringeren Volllaststunden bedingt ist.

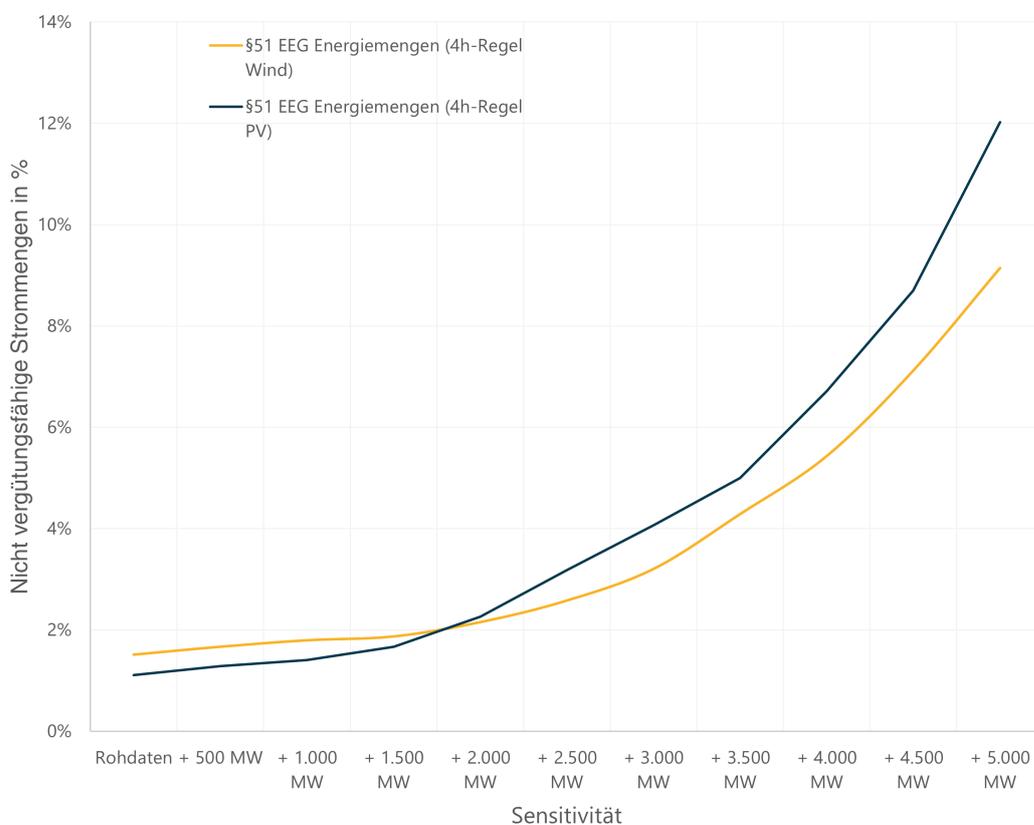
Ähnlich wie bei der Entwicklung negativer Strompreise wären die nicht vergütungsfähigen Strommengen bei einer zusätzlichen unelastischen Einspeisung von 1.500 MW nur in geringem Umfang angestiegen. Doch bereits bei einer zusätzlichen unelastischen Einspeisung von 3.000 MW betrage die nicht vergütungsfähige Strommenge das Doppelte (Wind) bzw. Dreieinhalbfache (PV).

Käme es zu einer zusätzlichen unelastischen Einspeisung von 4.500 MW, wären die **nicht vergütungsfähigen Strommengen bei Wind auf über 7 Prozent und bei PV auf fast 9**

Prozent ihrer gesamten jährlichen Erzeugung in diesem Zeitraum ausgefallen. Ein Ausfall der Vergütung in dieser Höhe würde für viele Projekte zu großen finanziellen Problemen führen und ihnen im schlimmsten Fall die betriebswirtschaftliche Grundlage entziehen.

Bei 5.000 MW zusätzlicher unelastischer Einspeisung würde sich dieses exponentielle Wachstum weiter beschleunigen und zu noch größeren, nicht vergütungsfähigen Erneuerbaren Strommengen führen (siehe Abbildung 10). Aufgrund der aktuellen gesetzlichen Verschärfung des §51 EEG 2023, in dem jede negative Strompreise zu Ausgleichszahlungen führen wird, wären die Auswirkungen für Neuanlagen nochmals stärker als hier gezeigt.

Abb. 10: Sensitive Entwicklung nicht vergütungsfähiger erneuerbarer Strommengen



Quelle: Eigene Darstellung

4.3 Fazit

Eine zusätzliche unelastische Einspeisung von mehreren GW, wie es bei Kernkraftwerken der Fall wäre, könnte auf dem deutschen Strommarkt zu massiven negativen Effekten für den Ausbau Erneuerbarer Energien und die Volkswirtschaft führen. Bereits wenige Kernkraftwerke könnten eine drastische Ausweitung nicht vergütungsfähiger Erneuerbarer Strommengen zur Folge haben und somit nicht nur den Ausbau, sondern auch den Bestand an Erneuerbaren Anlagen gefährden.

5 BEWERTUNG DER HÖCHSTLASTANNAHMEN IM ÜNB-STRESSTEST UND DEN ÜNB-SYSTEMANALYSEN

Der Stresstest verwendet die gleiche Methodik wie die Systemanalysen, die jährlich von den ÜNB erstellt werden, um den Reservekraftwerksbedarf zu ermitteln. Die Berichte zu den Systemanalysen liefern daher wichtige Hintergrundinformationen für die Bewertung des Stresstests. Aus diesem Grund wird in dieser Analyse die Prognose der Jahreshöchstlast in diesen Berichten mit der realen Entwicklung der Stromlast seit 2015 laut den SMARD-Daten der Bundesnetzagentur (BNetzA) verglichen. Dabei werden die unterschiedlichen Berechnungsmethodiken berücksichtigt.

In den ÜNB-Systemanalysen ist der selbst erzeugte Eigenverbrauch der Industrie und der Bahn enthalten, bei SMARD dagegen nicht. Die ÜNB schätzen, dass dieser nicht beobachtbare Energieanteil in den Lastdaten, die auch SMARD verwendet, etwa 38 TWh beträgt und einer Last von 4,39 GW entspricht. Deswegen werden in dieser Untersuchung die SMARD-Daten angepasst, indem die Eigenverbrauchslast der Industrie und der Bahn zu den SMARD-Daten addiert wird. Dafür werden die Annahmen der ÜNB-Systemanalysen genutzt.

Bereinigt steigt der SMARD-Höchstwert der letzten fünf Jahre dadurch auf 85,7 GW (siehe folgende Abbildung). Der Vergleich der realen Entwicklung der Stromlasten mit den ÜNB-Prognosen zeigt, dass die Systemanalysen der ÜNB in den letzten Jahren einen großen Puffer gegenüber den realen Werten aufweisen. Für den Stresstest ist der Abstand noch größer. Obwohl in den realen Daten der Strom für Wärmepumpen (1,4 Mio. Anlagen) und E-Mobilität (1,8 Mio. PKW) schon enthalten sind, sind die Unterschiede beträchtlich.

Insgesamt zeigt der Vergleich der Jahreshöchstlastdaten, dass die Prognosen der ÜNB-Systemanalysen deutlich über der realen Entwicklung verlaufen (siehe Abbildung 15). Das zeigt sich besonders in den letzten Jahren. So lagen die ÜNB-Werte 2019 5,9 GW über der gemessenen Höchstlast und 2020 und 2022 4,8 bzw. 4,7 GW darüber.

Die ÜNB erwarten bis 2024 vor allem durch die Wärmepumpeninstallation einen Anstieg der Spitzenlast auf 90,1 GW. Damit überschreitet dieser Wert ebenfalls den letzten Höchstwert von 85,7 GW um 4,4 GW im Jahr 2021. Das Höchstlastergebnis im Stresstest liegt mit 92 GW noch weitere 2 GW über dieser Annahme und führt zu einem Unterschied von über 13 GW im Vergleich zu der realen Entwicklung in diesem Winter 22/23 von 79,2 GW (inkl. Industrie- und Bahneigenstromverbrauch).

Die Differenzen der letzten Jahre der ÜNB-Prognosen und der realen Entwicklung lassen sich zum Teil durch die Corona-Pandemie, die hohen Energiepreise und die milde Witterung der

letzten Jahre erklären. Die größten Unterschiede entstehen aber durch den sehr konservativen Ansatz der Systemanalysen und dem Stresstest der ÜNB. Damit sollen selbst Versorgungsprobleme mit sehr geringer Eintrittswahrscheinlichkeit vermieden werden. **Die angenommene Höchstlast im Stresstest beispielsweise, beruht auf dem Zusammentreffen mehrerer sehr unwahrscheinlicher und extremer Annahmen:**

- » Tiefsttemperaturen wie im Februar 2012. Der Februar 2012 stellt für die letzten zehn Jahre eine Ausnahme dar. Seit dem gab es keine vergleichbar kalte Phase mehr, auch nicht tageweise. Selbst die kältesten Tage waren im Bundesdurchschnitt um einige Grad wärmer als der kälteste Tag im Februar 2012.
- » Umfangreiche Nutzung von Heizlüftern: Aufgrund des Heizlüfter-Booms wurde angenommen, dass eine Million Haushalte gleichzeitig Heizlüfter mit einer durchschnittlichen Leistung von 2,5 kW nutzen und eine zusätzliche Stromlast von 2,5 GW erzeugen. Aufgrund der hohen Stromkosten ist dieses Szenario sehr unwahrscheinlich und ist bislang nicht eingetreten.
- » Stromeinsparmaßnahmen durch hohe Energiepreise wurden nicht berücksichtigt. Der Stromverbrauch ist aber im letzten Quartal 2022 um etwa 9 Prozent gesunken.
- » Höchste Stromlast tritt gleichzeitig bei kältesten Temperaturen ein. Der Höchstlastwert betrug im Januar bislang 74,8 GW am 3.02.2023 um 11 Uhr (79,2 GW inkl. Industrie- und Bahneigenstromverbrauch). Das war ein relativ milder Tag mit hohen Windgeschwindigkeiten. Der Windchill-Effekt¹³ könnte daher den Wärmeverbrauch und damit auch den Stromverbrauch im Wärmebereich beeinflusst haben. An den kälteren Tagen der letzten Wochen, z.B. am 19.1.23 lag die Höchstlast mit 72,4 GW deutlich niedriger. Sehr kalte Temperaturen mit hohen Windgeschwindigkeiten können auch zusammen auftreten, wie z.B. am 28.02.2018, sind aber sehr selten.

An dieser Stelle stellt sich die Frage, ob die Stromnetze und der Kraftwerkspark für das sehr unwahrscheinliche gleichzeitige Auftreten mehrerer Extremereignisse ausgelegt werden oder ob stattdessen Flexibilitäten¹⁴ zum Einsatz kommen sollten, um im Falle eines Jahrhundertereignis die Situation beherrschen zu können. **Die Auswertung der realen Lastentwicklung der letzten Jahre zeigt außerdem, dass eine vertiefte Analyse der Ursachen der Höchstlasten erforderlich ist.** So ist die Höchstlast im Jahr 2021 mit 85,7 GW am 30.11. aufgetreten. Der Tag war mit 0 bis 9 Grad deutlich milder als die Kältephase im Februar des gleichen Jahres mit unter -20 Grad und maximal 83,6 GW Last. Am 30.11.2021 haben die Temperaturen die Stromlast

¹³ Der Windchill-Effekt bedeutet, dass durch höhere Windgeschwindigkeiten dem Körper mehr Wärme entzogen wird als bei Windstille, weil die warme Luftschicht an der Hautoberfläche gestört bzw. weggeblasen wird. Windchilleffekte werden unter einer Temperatur von 10 °C besonders deutlich gespürt.

¹⁴ Dazu gehört insbesondere das Lastmanagement, d.h. das gezielte Reduzieren von Stromlasten.

also nur bedingt beeinflusst. Stattdessen könnten an diesem Tag die hohen Windgeschwindigkeiten ausschlaggebend gewesen sein. Der Winter 2022/23 ist, wie oben beschrieben, ähnlich verlaufen und der Höchstlastwert ist an einem relativ milden und windreichen Tag mit einer hohen Windstromerzeugung aufgetreten. Damit ist die Verfügbarkeit von Strom aus Erneuerbaren Energien an solchen Tagen gewährleistet.

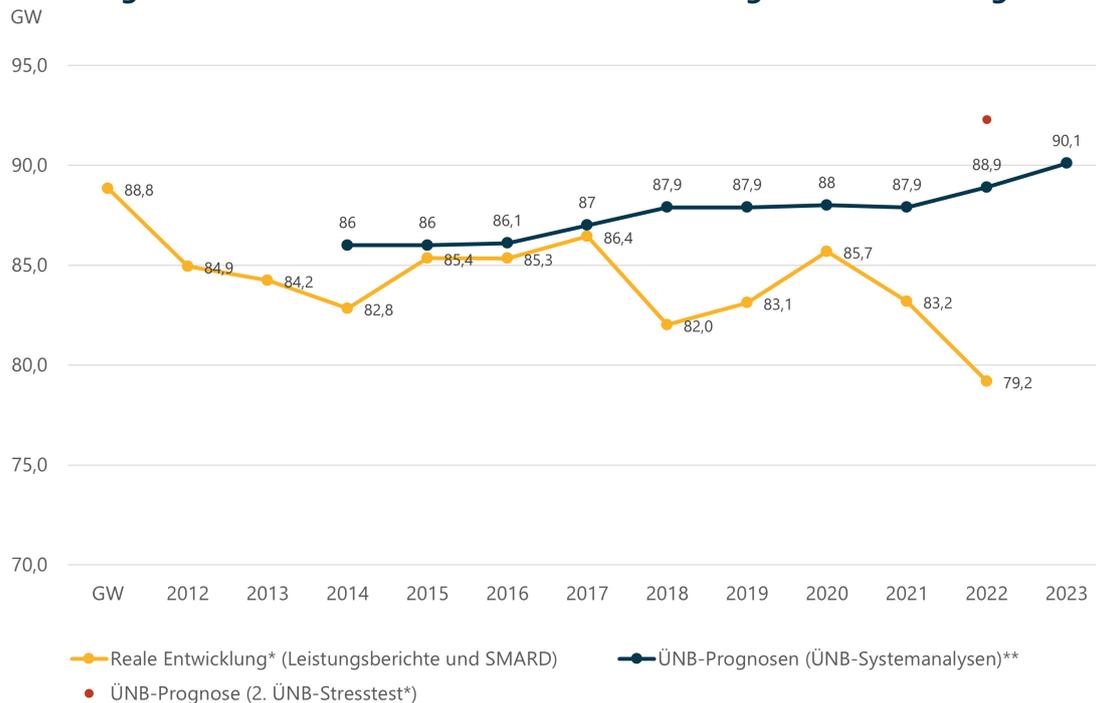
Untersuchungen von Instituten bestätigen die Vermutung, dass an windreichen Wintertagen der Heizbedarf steigt und somit auch der Stromverbrauch im Wärmesektor zunimmt. Insgesamt sind somit differenzierte Untersuchungen für die Stromlastanalyse notwendig. Temperaturdaten alleine reichen dafür nicht aus, es müssen auch andere Faktoren wie die Windgeschwindigkeit und die Sonnenstunden betrachtet werden.

Bei der Analyse der Spitzenlast muss beachtet werden, dass die Stromlast durch mehrere Faktoren beeinflusst wird. Die Ursachen von Lastschwankungen können daher nicht genau bestimmt werden. Der Stromverbrauch im Wärmesektor wird zunächst durch konventionelle Verbraucher, wie Nachtspeicheröfen in rund einer Million Wohnungen und Umwälzpumpen für alle Heizungsanlagen beeinflusst. Während Nachtspeicheröfen vor allem nachts aufgeheizt werden, arbeiten Umwälzpumpen ganztägig, abhängig vom Heizbedarf. Die Stromleistung der Umwälzpumpen schwankt je nach Alter und Effizienzstandard erheblich. Alte Pumpen verbrauchen noch bis zu 140 Watt pro Heizung, jüngere Anlagen besitzen Pumpen mit 45-90 Watt, die modernsten kommen mit weniger als 10 Watt aus¹⁵. Konservativ berechnet ergibt sich somit, bei einer durchschnittlichen Leistung von 100 Watt pro Umwälzpumpe und rund 21 Mio. Heizungsanlagen in Deutschland, eine gesamte maximale Stromlast von 2 GW. Neue Stromverbraucher im Wärmemarkt sind vor allem Wärmepumpen. Ihr Einfluss auf die Stromlast kann noch nicht genau bestimmt werden, weil dafür die Datengrundlage noch zu gering ist. In dieser BEE-Analyse können daher nur grobe Abschätzungen dafür vorgenommen werden.

Da der „konventionelle“ Stromverbrauch (ohne Wärmepumpen und Elektromobilität) der ÜNB noch aus dem Jahr 2012 beruht, wäre zudem zu prüfen, ob die für die Systemanalyse und dem Stresstest verwendeten Lastprofile der ÜNB einem Update bedürfen, um etwaige Veränderungen im „konventionellen“ Stromverbrauch weiterhin richtig abzubilden.

¹⁵ <https://www.energiesparen-im-haushalt.de/energie/tipps-zum-energiesparen/strom-sparen-im-haushalt/stromverbrauch-pumpe.html>

Abb. 11: Vergleich der Jahreshöchstlast: Reale Entwicklung versus ÜNB-Prognosen



*Alle Daten inkl. Netzverluste auf der Übertragungs- und Verteilnetzebene und inkl. den selbsterzeugten Eigenverbrauch der Industrie und der Bahn.

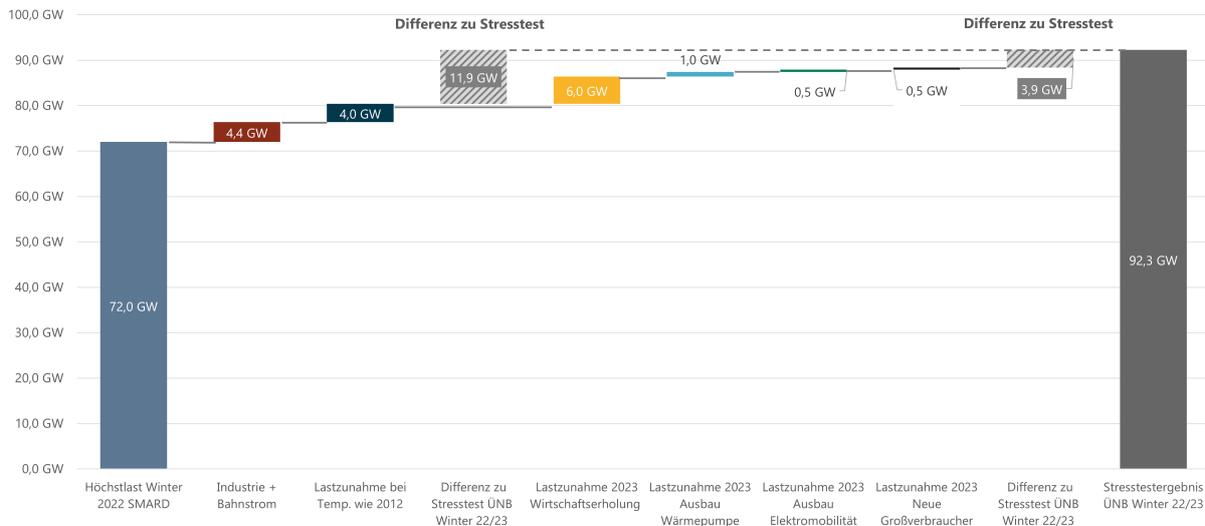
**Alle Daten inkl. Netzverluste auf der Verteilnetzebene und inkl. den selbsterzeugten Eigenverbrauch der Industrie und der Bahn.

Quelle: Eigene Darstellung

Wie oben beschrieben, lassen sich die Differenzen der letzten Jahre zum Teil durch die Corona-Pandemie, die hohen Energiepreise und die relativ milde Witterung erklären. Deswegen wird hier eine weitere Analyse unternommen, die die Veränderung der realen Winterhöchstlast 2022 der SMARD-Daten durch die folgenden Parameter und die Differenz zum Stresstest illustriert (siehe folgende Grafik):

- » +4,4 GW für den fehlenden Industrie- und Bahneigenstromverbrauch in den SMARD-Daten
- » +6 GW Wirtschaftserholung
- » +4 GW für höhere Last wegen geringen Temperaturen wie Februar 2012 (durch Wärmepumpen, Nachtspeicheröfen und Umwälzpumpen)
- » +1 GW durch den Ausbau der Wärmepumpen im Jahr 2023 (350.000 Neuanlagen)
- » +0,5 GW für den Ausbau der Elektromobilität (510.000 Neuzulassungen)
- » +0,5 GW für neue Großverbraucher (Rechenzentren etc.)

Abb. 12: Vergleich der Jahreshöchstlast: Reale Entwicklung versus ÜNB-Prognosen



Quelle: Eigene Darstellung

Für die temperaturabhängige Zunahme des Stromverbrauchs im Wärmesektor wurden für diese Untersuchung die bundesdeutschen Wetterdaten mit der Stromlastentwicklung zu verschiedenen Zeitpunkten im November und Dezember 2022 und im Februar 2021 verglichen. Insgesamt ergibt die Auswertung einen Anstieg der Stromlast um etwa 4 GW, bei einem Temperaturrückgang von rund 10-15 Grad im Winter. Davon fallen schätzungsweise 3 GW auf Wärmepumpen und 1 GW auf Umwälzpumpen und Nachtspeicheröfen. Diese zusätzlichen 4 GW im Wärmesektor sind in die Betrachtung des Jahres 2022 eingeflossen, um Extremtemperaturen wie das Wetterjahr 2012 zu integrieren. Der Februar 2012 stellt, wie oben beschrieben, für die letzten zehn Jahre ein Wetterausnahmehjahr dar. Häufiger entstehen hohe Stromlasten bei Starkwind an Wintertagen mit vergleichsweise milden Temperaturen, wahrscheinlich durch Windchilleffekte verursacht. Die Analyse deckt mit dem wetterbedingten Anstieg um 4 GW auch diese Effekte ab.

Die Parameter-Lastgrafik zeigt für den jetzigen Winter eine sehr erhebliche Differenz von -11,9 GW gegenüber dem Stresstest, obwohl dabei bereits der Industrie- und Bahnstrom und extreme Winterbedingungen einbezogen wurden. Die weitere Lastzunahme von 6 GW für die Wirtschaftserholung, 1 GW für Wärmepumpen, 0,5 GW für E-PKW und 0,5 GW für neue Großverbraucher ist erst für den Winter 2023/24 relevant. Selbst dann ist die Differenz zum Stresstest mit -3,9 GW noch sehr groß. **Für den BEE stellt sich die Frage, ob diese sehr großzügigen Puffer im Stresstest angemessen sind.**

6 ANALYSE DER VERSORGUNGSSICHERHEIT IM STROMMARKT

Das Ziel der Untersuchung ist es, die Versorgungssicherheit im Stromsektor für den kommenden Winter (Oktober 2023 bis März 2024) zu simulieren. Aufgrund des aktuell sehr hohen Speicherstandes und der LNG-Terminals ist die Wahrscheinlichkeit einer Erdgasmangellage im kommenden Winter sehr gering. Trotzdem berücksichtigt die Simulation auch eine eingeschränkte Erdgasversorgung, um dieses geringe Risiko nicht zu vernachlässigen. Da in diesem Fall auch die Versorgung der Erdgaskraftwerke betroffen wäre, spielt in der Analyse auch die Bedeutung der Erdgaskraftwerke in Deutschland eine Rolle. Dafür wurde die fossile Residuallast berechnet, d.h. die Netzlast, die sich abzüglich der Einspeisung der Erneuerbaren Energien ergibt. Sie ist die Leistung, die durch fossile Kraftwerke erbracht werden muss, um den Strombedarf zu decken.

Der BEE hat für die Simulation die EE-Erzeugungsdaten und den Stromlastverlauf von Oktober 2020 bis März 2021 der SMARD-Daten übernommen. Für die Simulation sind diese Monate besonders gut geeignet, da im Februar 2021 eine deutliche Kälteperiode mit Temperaturen bis unter -20 Grad $^{\circ}\text{C}$ zu verzeichnen war. Zudem war das 1. Quartal 2021 vergleichsweise windarm und wies mit 34,2 TWh Windenergiestrom den niedrigsten Wert für das 1. Quartal seit 2018 auf¹⁶. So fließen mehrere extreme Annahmen in die Simulation ein.

Die EE-Erzeugungsdaten des Zeitraums Oktober 2020 bis März 2021 wurden an den voraussichtlichen Ausbau Erneuerbarer Energien bis zum Simulationszeitraum angepasst, indem spartenspezifische Skalierungsfaktoren mit den Ausbauprognosen gebildet wurden.

Die hier angegebene Netzlast basiert auf den SMARD-Daten der BNetzA und der Jahreshöchstlast der ÜNB-Leistungsberichte¹⁷. Sie resultiert aus der Nettostromerzeugung abzüglich des Nettostromexports und des Pumpstromverbrauchs. In den SMARD-Daten der BNetzA fehlen außerdem der eigenerzeugte Stromverbrauch der Industrie und der Bahn, weil dieser an den Übergabestellen zum VNB nicht quantifiziert wird¹⁸. Die Kraftwerksliste der BNetzA umfasst auch diese Kraftwerke. Damit die Eingangsparameter des BEE für den Kraftwerkspark mit der Netzlast konsistent sind, werden in der Simulation alle Kraftwerke berücksichtigt. Deswegen wurden die SMARD-Daten angepasst, indem die Eigenverbrauchslast der Industrie und der Bahn zu den SMARD-Daten addiert wurde. Dafür sind die Annahmen von den ÜNB-Systemanalysen eingeflossen.

16 Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien Statistik (AGEE Stat). Monatsbericht PLUS mit Informationen zur quartalsweisen Entwicklung der Erneuerbaren Energien in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr. Stand: 13.05.2022

17 <https://www.smard.de>. <https://www.netztransparenz.de/Weitere-Veroeffentlichungen/Leistungsbilanzbericht>

18 https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netzreserve/Systemanalyse_UeNB_2018.html

In dieser Analyse wurden, wie im vorherigen Kapitel für Winterhöchstlast 2022, auch die Stromlast des Zeitraums Oktober 2020 bis März 2021 mit mehreren Parameter angepasst. Mit dieser Erhöhung wird die Stromlast im kommenden Winter 2023/24 simuliert:

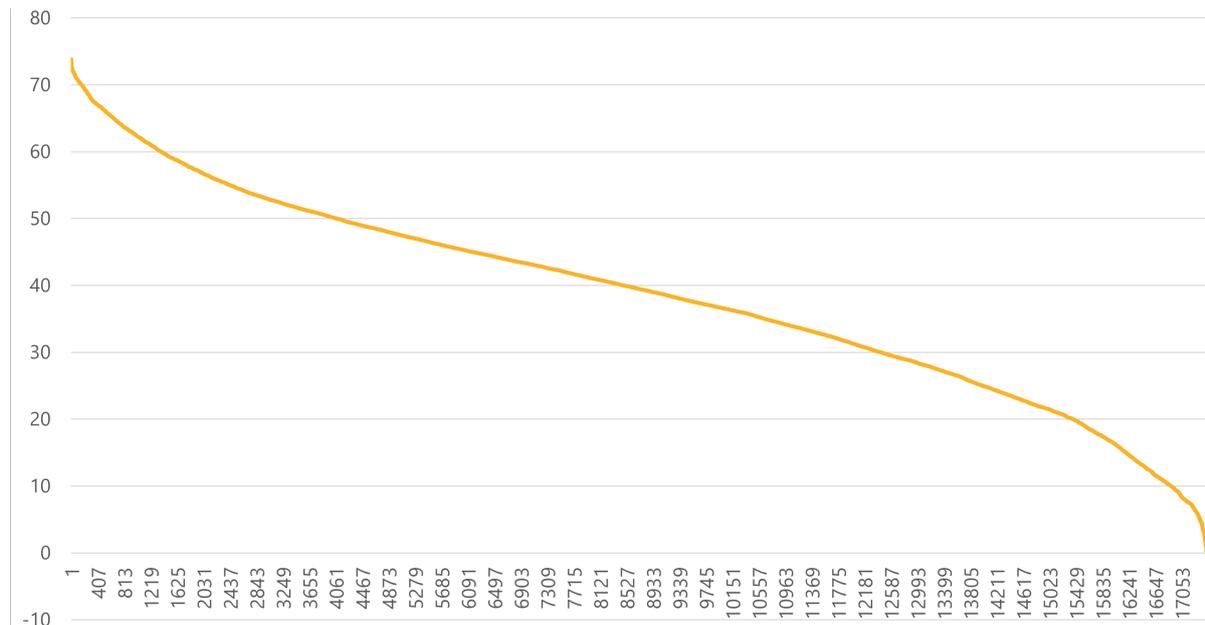
- » +4,4 GW für die fehlende Industrie- und Bahnstromlast in den SMARD-Daten
- » +3 GW Wirtschaftserholung (+ 4 Prozent Anstieg um das 10-Jahresmittel zu erreichen)
- » +3 GW für höhere Last wegen geringen Temperaturen wie Februar 2012 oder durch eine Ostlage mit starken Wind (durch Wärmepumpen, Nachtspeicheröfen und Umwälzpumpen)
- » +2 GW durch den Ausbau der Wärmepumpen im Jahr 2023 (1,75 Mio. Anlagenbestand)
- » +0,5 GW für den Ausbau der Elektromobilität (1,5 Mio. E-PKW-Bestand)
- » +0,5 GW für neue Großverbraucher (Rechenzentren etc.)

Die maximale Stromlast steigt dadurch auf 91,4 GW. Dieser Sprung im Vergleich zur maximalen Spitzenlast von 79 GW in diesem Winter verdeutlicht die sehr extremen Annahmen, die der BEE-Simulation zu Grunde liegen.

Die Analyse stellt außerdem eine gesamtbilanzielle Betrachtung dar, um einzelne Aspekte isoliert zu untersuchen und bewerten zu können. Es wurden zunächst die Stromexporte und -importe außen vorgelassen, um die inländische Versorgungslage separat zu untersuchen. Die Simulation setzt zudem den idealen, nicht eingeschränkten Stromtransport durch Deutschland voraus.

Die folgende Abbildung zeigt die Dauerlinie für die simulierte Residuallast von Oktober 2023 bis März 2024.

Abb. 13: Dauerlinie der simulierten Residuallast Oktober 2023 bis März 2024.



Quelle: Eigene Darstellung

Für die Beurteilung der Versorgungssicherheit ist insbesondere relevant, inwieweit die fossilen Kraftwerke in Deutschland die fossile Residuallast abdecken können. Dafür wurden sechs Szenarien untersucht, die sich hinsichtlich der Verfügbarkeit der Kraftwerke unterscheiden (siehe Tabelle 1). Dafür berücksichtigt die Simulation mögliche Ursachen für eine Leistungsreduktion. Im Vergleich zum zweiten Stresstest der ÜNB sind die Einschränkungen geringer, weil bis zum nächsten Winter eine ausreichend große Vorbereitungszeit vorhanden ist. Das betrifft insbesondere die Maßnahmen für die Versorgungssicherheit im Erdgassektor (v.a. die LNG-Terminals). Außerdem können im Voraus die Brennstofflager der Kraftwerke gefüllt werden, um Engpässe bei Niedrigwasser zu vermeiden bzw. zu verringern. Insgesamt stimmen die angenommenen Einschränkungen der BEE-Simulation ungefähr mit dem Szenario (++) der ÜNB überein, dass das mittlere Szenario der drei Szenarien des zweiten Stresstests ist.

Im Folgenden werden die Einschränkungen aufgelistet:

- » **Kraftwerke der Netz- und Kapazitätsreserve:** Die Leistungsreduktion für die Kraftwerke der Netzreserve beträgt bis zu 70 Prozent.
- » **Erdgaskraftwerke:** Es wurde eine verringerte Brennstoffversorgung für die Erdgaskraftwerke in Süddeutschland von bis zu 70 Prozent ihrer Leistung angenommen.
- » **Brennstoffversorgung der Kraftwerke:** Die Brennstoffversorgung der Kohle- und Ölkraftwerke kann durch eine Niedrigwassersituation der Flüsse oder andere Lieferketteneinschränkungen gemindert werden. Es wurde deswegen eine maximale Abnahme

von 10 Prozent der Kohlekraftleistung (rund 3,6 GW) in unseren Szenarien angenommen. Dieser Rückgang betrifft alle Kraftwerke im Betrieb (inkl. Marktrückkehrer). Für die Kraftwerke der Netz- und Kapazitätsreserve wurden gesonderte Annahmen getroffen (siehe oben). Im ÜNB-Stresstest gibt es einen Leistungsrückgang von maximal 3,75 GW aufgrund niedriger Pegelstände.

Die Leistung der Kraftwerke in der Simulation basiert auf der aktualisierten Kraftwerksliste der BNetzA (Stand 25.11.2022)¹⁹.

Übersicht der Annahmen der Szenarien

	Kohle- und Ölkraftwerke in Betrieb	Marktrückkehrer aus Netzreserve und Sicherheits- bereitschaft	Netz-und Kapazitätsre- serve	Erdgaskraft- werke	Gesamt
Max. Leistung GW	37,9	7,0	5,7	29,6	80,2
davon Süddeutschland GW				5,4	

Verfügbarkeit

Szenario 1	90 %	90 %	70 %	70 %
Szenario 2	100 %	90 %	70 %	70 %
Szenario 3	100 %	100 %	70 %	85 %
Szenario 4	100 %	100 %	85 %	85 %
Szenario 5	100 %	100 %	85 %	100 %
Szenario 6	100 %	100 %	100 %	100 %

Leistung GW

Szenario 1	34,9	6,3	4,0	28,0	73,2
Szenario 2	37,9	6,3	4,0	28,0	76,1
Szenario 3	37,9	7,0	4,0	28,8	77,6
Szenario 4	37,9	7,0	4,8	28,8	78,5
Szenario 5	37,9	7,0	4,8	29,6	79,3
Szenario 6	37,9	7,0	5,7	29,6	80,2

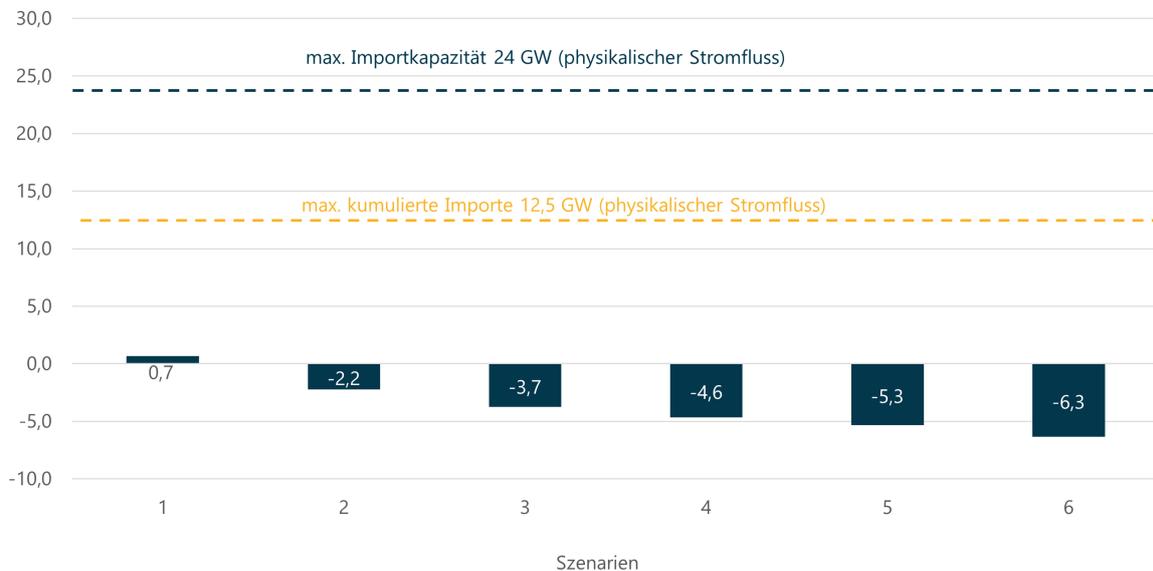
¹⁹ <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/start.html>

Ergebnisse der Szenarien für Oktober 2023 bis März 2024

(siehe die folgenden beiden Abbildungen):

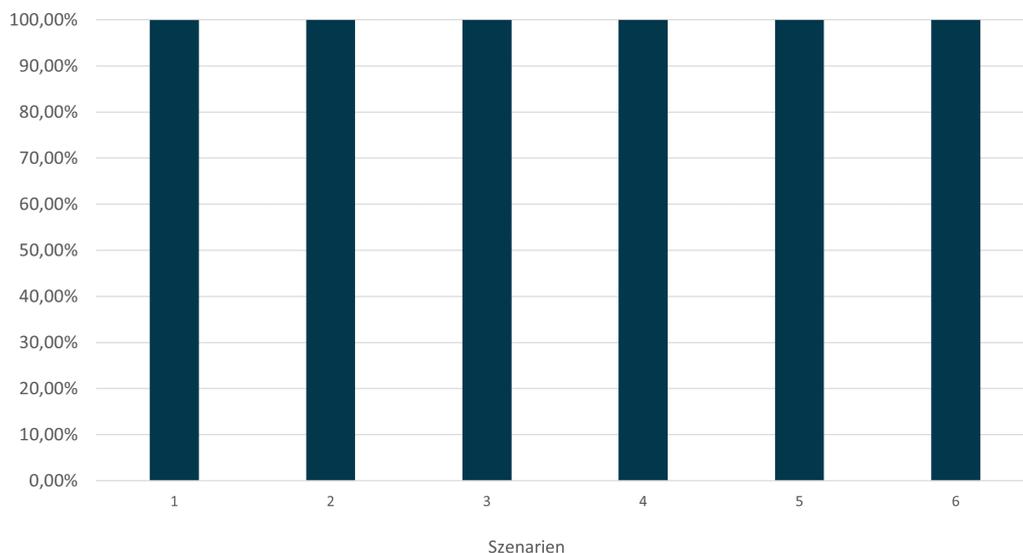
1. Szenario: 90 Prozent der Kohle-, Öl- und Abfallkraftwerke in Betrieb (inkl. Marktrückkehrer) können mit 70 Prozent der Netzkraftwerke und 70 Prozent der Erdgaskraftwerke **99,96 Prozent der Zeit die fossile Residuallast decken**. Diese Kraftwerke können kumuliert mit einer installierten Leistung von 73,2 GW ins Netz einspeisen. Die verbleibende, noch zu deckende Last beträgt bis zu 0,7 GW in einem Zeitraum von einer Stunde.
2. Szenario: Alle Kohle-, Öl- und Abfallkraftwerke in Betrieb (inkl. Marktrückkehrer) sind unbegrenzt verfügbar und können zusammen mit 90 Prozent der Marktrückkehrer, mit 50 Prozent der Netzkraftwerke und 70 Prozent der Erdgaskraftwerke **100 Prozent der Zeit die fossile Residuallast decken**. Diese Kraftwerke können kumuliert mit einer installierten Leistung von rund 76,1 GW ins Netz einspeisen. Bei der höchsten Last besteht ein Überschuss von 2,2 GW.
3. Szenario: Alle Kohle-, Öl- und Abfallkraftwerke in Betrieb (inkl. Marktrückkehrer) **decken** zusammen mit 70 Prozent der fossilen Netzreserve und 85 Prozent der Erdgaskraftwerke **100 Prozent der Zeit die fossile Residuallast**. Diese Kraftwerke können kumuliert mit einer installierten Leistung von rund 77,6 GW ins Netz einspeisen. Bei der höchsten Last besteht ein Überschuss von 3,7 GW.
4. Szenario: Alle Kohle-, Öl- und Abfallkraftwerke in Betrieb (inkl. Marktrückkehrer) **decken** zusammen mit 85 Prozent der fossilen Netzreserve und 85 Prozent der Erdgaskraftwerke **100 Prozent der Zeit die fossile Residuallast**. Diese Kraftwerke können zusammen mit einer installierten Leistung von rund 78,5 GW ins Netz einspeisen. Bei der höchsten Last besteht ein Überschuss von 4,6 GW.
5. Szenario: Alle Kohle-, Öl- und Abfallkraftwerke in Betrieb und die Marktrückkehrer **decken** zusammen mit 85 Prozent der fossilen Netzreserve und 100 Prozent der Erdgaskraftwerke **100 Prozent der Zeit die fossile Residuallast**. Diese Kraftwerke können zusammen mit einer installierten Leistung von rund 79,3 GW ins Netz einspeisen. Bei der höchsten Last besteht ein Überschuss von 5,3 GW.
6. Szenario: Die Kraftwerke aller Kategorien sind uneingeschränkt verfügbar und können **100 Prozent der Zeit die fossile Residuallast decken**. Diese Kraftwerke können kumuliert mit einer installierten Leistung von rund 68 GW ins Netz einspeisen. Bei der höchsten Last besteht ein Überschuss von 6,3 GW.

Abb. 14: Verbleibende fossile Residuallast Oktober 2023 bis März 2024



Quelle: Eigene Darstellung

Abb. 15: Deckung der fossilen Residuallast Oktober 2023 bis März 2024



Quelle: Eigene Darstellung

Die BEE-Stromanalyse zeigt, dass selbst bei eingeschränkter Verfügbarkeit der Marktrückkehrer, der Netzkraftwerke und der Erdgaskraftwerke, die Stromnachfrage mit nur geringen Importen gedeckt werden kann. Der Untersuchung hat dafür einen sehr hohen Anstieg der Stromlast im Winter 2023/24 im Vergleich zu der heutigen Situation angenommen. Dennoch kann in fünf von sechs der Szenarien sogar die inländische Stromerzeugung alleine den Bedarf vollständig decken. Die verbleibende, noch zu deckende Last im Strommangelszenario beträgt nur 0,7 GW

in einer Stunde. **In der gesamtbilanziellen Betrachtung des BEE sichern die inländischen Kraftwerke somit den Lastbedarf zu 99,96 Prozent der Zeit selbst im Szenario mit den extremsten Annahmen.** Der Importbedarf von weniger als ein GW kann leicht durch Stromimporte mit einer Kapazität von bis zu 24 GW ausgeglichen werden. Der BEE geht davon aus, dass dieser geringe Importbedarf selbst bei sehr begrenzter bzw. wegfallenden Exportkapazität aus Frankreich, Polen und Österreich²⁰ gedeckt werden kann.

7 VERGLEICH DER BEE-STROMANALYSE MIT DEM ÜNB-STRESSTEST

In der Analyse wird die Stromerzeugung und der Stromverbrauch im Zeitraum Oktober 2023 bis März 2024 modelliert. Der Stresstest der ÜNB betrachtet dagegen den Winter 2022/23. Durch den unterschiedlichen Betrachtungszeitraum ergeben sich somit bereits Unterschiede, insbesondere für die zusätzliche Last für neue Stromverbraucher (Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge). Insgesamt zeigt der Vergleich der Stromanalyse mit dem ÜNB-Stresstest viele übereinstimmende Ergebnisse, wenn die Szenarien (+) und (++) der ÜNB herangezogen werden. Diese beiden Szenarien des Stresstests berücksichtigen, wie das BEE-Szenario, mehrere extreme Annahmen für die Versorgungssicherheit. Die BEE-Simulation stimmt im Worst-Case-Szenario mit der maximalen Lastunterdeckung von 0,7 GW in zwei Stunden im Szenario (++) überein. Nur das Extremszenario (+++) des Stresstestes erreicht mit einer Lastunterdeckung von bis zu 8 GW in zwölf Stunden einen deutlich höheren Wert. Diese sehr hohe Abweichung im Vergleich zur BEE-Simulation kommt durch sehr extreme Annahmen zustande, die eine maximale Verschlechterung aller Parameter vorgesehen haben. Die tatsächliche Entwicklung in diesem Winter mit einer maximalen Stromlast von 79 GW ist völlig anders verlaufen.

8 MASSNAHMEN FÜR DIE VERSORGUNGSSICHERHEIT

Für die Einhaltung der Klimaschutzziele und die Versorgungssicherheit ist der schnelle Ausbau der Erneuerbaren Energien erforderlich. Der BEE hat dafür Maßnahmenvorschläge für die Beschleunigung von Genehmigungen erarbeitet²¹. In diesem „Beschleunigungspaket“ hat der BEE Vorschläge aus allen Erneuerbaren Branchen für die Sektoren Strom und Wärme gebündelt. Das Papier bietet einen umfassenden Überblick über die zahlreichen Maßnahmenvorschläge aus Sicht der EE-Technologien, die dem Gesetzgeber dabei helfen sollen,

²⁰ Frankreich siehe Kapitel 2 und ÜNB-Stresstest, Polen und Österreich: siehe ÜNB-Stresstest

²¹ <https://www.bee-ev.de/service/publikationen-medien/beitrag/erneuerbares-beschleunigungspaket-kurzversion>

Planungs- und Genehmigungsverfahren erheblich zu entschlacken und Hemmnisse für einen beschleunigten Ausbau zu beseitigen.

Die wichtigsten Maßnahmen werden folgend beschrieben. Die Langfassung kann hier heruntergeladen werden²².

- » **Photovoltaik:** Genehmigungsverfahren sollten beschleunigt, die Bedingungen für Prosument vereinfacht, der Netzanschluss erleichtert und entbürokratisiert werden. Die Flächenkulisse sollte u.a. durch Nutzung von benachteiligten Gebieten und weiteren Flächen, z.B. landwirtschaftlichen Nutzungsflächen, erweitert werden. Zudem sollten steuerliche Hemmnisse gelöst und unverhältnismäßige technische Vorgaben abgeschafft werden.
- » **Windenergie:** Angesichts des Genehmigungsstaus (8,7 GW fertig geplante Windenergieprojekte hängen aktuell in Genehmigungsverfahren) sind rechtliche Auflagen im Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) zu entschlacken und drastisch zu verringern, insbesondere für Repowering (Potential von 45 GW über die nächsten drei Jahre). Dadurch werden - ebenso wie durch bauplanungs- und naturschutzrechtliche Erleichterungen - schnellere Ausweisungen von Flächen möglich. Das Nadelöhr Transportgenehmigungen muss ebenfalls angegangen werden. Außerdem sind die Länder gefragt, die Gesetzesnovellen des letzten Jahres zügig in die Praxis umzusetzen.
- » **Wasserkraft:** Bei der Wasserkraft ist das öffentliche Interesse in weiteren Fachgesetzen, wie dem Wasserhaushaltsgesetz, festzuschreiben, damit diese entsprechend ausgerichtet werden. Zudem gilt es, Genehmigungen zu vereinfachen und Anforderungen und Prozesse zu vereinheitlichen.
- » **Bioenergie:** Genehmigungs- und baurechtliche Vereinfachungen für Neu- und Bestandsanlagen können kurzfristig für mehr Biogas in Strom und Wärme sorgen. Des Weiteren können Möglichkeiten für Effizienzsteigerungen realisiert werden. Weitere Potenziale an Reststoffen und Nebenprodukten sind zu mobilisieren, die Einspeisung von Biomethan ins Gasnetz muss vorangebracht werden.
- » **Wärme:** Eine gesetzliche Anerkennung der „Erneuerbaren Wärmetechnologien“ als im öffentlichen Interesse stehend ist eine wichtige Grundvoraussetzung. Die baurechtliche Privilegierung von Solarthermie und Geothermie im Außenbereich muss eingeführt werden. Erleichterungen der Auflagen im Förderwesen bzw. im Artenschutz- und Wasserhaushaltsrecht sind umzusetzen.

22 <https://www.bee-ev.de/service/publikationen-medien/beitrag/erneuerbares-beschleunigungspaket>

- » **Netzausbau/- Anschluss:** Gesetzliche Vereinfachungen für den dringend notwendigen Netzausbau müssen vorgenommen werden; der Bau von Kabeltrassen zwischen Energieanlagen und Netzanschlusspunkten ist durch eine Duldungspflicht zu beschleunigen. Weiterer Handlungsbedarf besteht in einem verbesserten Smart-Meter Rollout und der Schaffung regulatorischer Voraussetzungen für ein grünes Wasserstoffnetz, von dem auch die Industrie profitieren kann.

Generelle Vorschläge zur Beschleunigung von Genehmigungen

- » **Handlungsbedarf auf Länderebene:** Bei vielen bereits in diesem Jahr beschlossenen Gesetzen liegt es an den Ländern, diese schnell umzusetzen. Die Länder können so wesentlich zur Beschleunigung der Energiewende beitragen.
- » **Einbeziehung und Kompetenzerweiterung von Sachverständigen:** Zur Entlastung von Behörden könnte die Möglichkeit geschaffen werden, einen Sachverständigen mit der Prüfung eines Antrags auf technische Machbarkeit oder Vollständigkeit von Unterlagen zu beauftragen.
- » **Entlastung der Zulassungsbehörden durch externe Projektteams:** Wie im Koalitionsvertrag (S. 44) vorgeschlagen, sollten externe Projektteams den zuständigen Behörden flexibel aushelfen (z.B. "Energiewende Taskforce" auf Landesebene).
- » **Beschränkung des Zeitfensters für die Prüfung bzw. Nachforderung von Unterlagen:** Theoretisch hat die Genehmigungsbehörde nach Eingang der Antragsunterlagen diese unverzüglich, in der Regel innerhalb eines Monats, auf Vollständigkeit zu prüfen. Diese Frist kann eigentlich nur in begründeten Ausnahmefällen einmalig um zwei Wochen verlängert werden. De facto sind aber deutlich längere Zeiträume für die Nachforderung von Unterlagen üblich oder das Verfahren wird durch stückweise Nachforderung immer weiter in die Länge gezogen. Es bedarf daher einer verbindlichen Beschränkung des Zeitfensters für die Prüfung bzw. Nachforderung von Unterlagen.
- » **Erstellung eines einheitlichen und verbindlichen Katalogs für Antragsunterlagen:** Die Vorstellungen über die beizubringenden Unterlagen - insbesondere Gutachten - variieren selbst innerhalb desselben Bundeslandes erheblich. Es ist daher ein einheitlicher und für Vorhabensträger, wie Behörden, verbindlicher Katalog der grundsätzlich einzubringenden Unterlagen einschließlich der zu treffenden wesentlichen Kernaussagen zu einzelnen Sachverhalten zu erstellen. Anknüpfungspunkt könnte hier das Verfahrenshandbuch nach § 10 Abs. 5a Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) sein. Es bedarf zudem einer einheitlichen Bewertung dessen, welche Änderungen an Anlagen i.d.R. im Rahmen eines Anzeigeverfahrens abgearbeitet werden können und welche einer Änderungsgenehmigung bedürfen.

- » **Digitalisierung der Planungs- und Genehmigungsverfahren:** Über ein digitales Fachplanungsportal, das die Kommunikation zwischen den verschiedenen Stakeholder*innen erleichtert, kann der Planungs- und Genehmigungsprozess zukünftig gestrafft werden.
- » **Erstellung von möglichst einheitlichen behördlichen Leitfäden:** Auf kommunaler und Landesebene können Leitfäden zur schnellen Entscheidung von Planung und Genehmigung von Erneuerbaren Energien unter Berücksichtigung des Abwägungsvorrangs nach § 2 EEG 2023 beitragen.
- » **Festschreibung des Abwägungsvorrangs in Fachgesetzen:** Zwar strahlt der im § 2 EEG 2023 verankerte Schutzgütevorrang bereits jetzt unmittelbar in sämtliche Fachgesetze. Eine zusätzliche Verankerung ist zur Stärkung der Durchsetzungskraft sinnvoll, um langwierige gerichtliche Auseinandersetzungen mit Behörden, die die Wirkung verkennen, zu vermeiden. Die Gesetzgebung sollte hierbei in jedem Fall in der jeweiligen Gesetzesbegründung auch klarstellen, dass weiter von einer umfassenden Geltung des § 2 EEG auszugehen ist.
- » **Schnellere Bekanntmachung von neuen Rahmenbedingungen:** Zwar gibt es stellenweise bereits Erleichterungen, die beispielsweise mit der Formulierung von LAI-Vollzugsempfehlungen einhergehen. Allerdings sollten die Prozesse bis zur Veröffentlichung bzw. flächendeckenden Verbreitung solcher Anpassungen gestrafft werden.

9 AUSWERTUNGEN DER LANGFRISTWETTER-PROGNOSEN

Langfristige Wettervorhersagen, d.h. für einen Zeitraum von mehreren Monaten (saisonale Vorhersagen) sind im Vergleich zu kurzfristigen Prognosen (wenige Tage im Voraus) wesentlich unsicherer. Es konnten zwar auch die langfristigen Wetterberechnungen deutlich verbessert werden. Ihre Anomalie-Korrelationskoeffizienten (ACC) sind aber deutlich geringer als die der kurzfristigen Vorhersagen. So liegen z.B. der ACC des Modell des ECMWF (Europäische Zentrum für mittelfristige Wettervorhersage) für den europäischen Winter bei nur 0,2 bis 0,4 bei den saisonalen Analysen (s. Abbildung 19 im Anhang)²³. Dagegen weisen die 3-Tagesprognosen des ECMWF schon Werte nahe 1 auf (s. Abbildung 20 im Anhang)²⁴.

²³ <https://www.ecmwf.int/en/newsletter/154/meteorology/ecmwfs-new-long-range-forecasting-system-seas5>

²⁴ Nimmt der ACC den Wert 1 an, ist die Korrelation zwischen Vorhersage und realen Werten am höchsten, d.h. und die Vorhersagequalität ist optimal. Nimmt der ACC dagegen einen Wert von -1 an, ist die Korrelation maximal im negativen Bereich, d.h. die entgegengesetzte Veränderung ist eingetreten. Bei einem ACC mit dem Wert 0 besteht überhaupt keine Korrelation zwischen den betrachteten Daten. https://www.dwd.de/DE/leistungen/jahreszeitevohersage/beschreibung_guetemass-anomalie.html

Um die saisonalen Vorhersagen zuverlässiger zu machen, werden die Ergebnisse mehrerer Modelle kombiniert. So können modellabhängige systematische Verzerrungen reduziert werden, was zu einer weniger fehlerhaften Vorhersage im Vergleich zu einer Einzelmodellvorhersage führt. Daher haben Multi-Modell-Ensemble (MME)-Vorhersagesysteme tendenziell eine höhere Vorhersagequalität als einzelne Modelle²⁵. Der BEE hat in seiner Analyse die MME-Langfristprognosen der World Meteorological Organization Lead Centre for Long-Range Forecast (WMO LC-LRF)²⁶, des North American MME (NMME)²⁷ und des Copernicus Climate Change Service (C3S)²⁸ ausgewertet.

Alle MME-Langfristwettermodelle erwarten für den verbleibenden Winter und den beginnenden Frühling überdurchschnittlich hohe Temperaturen (siehe die folgenden drei Grafiken unten). Die Winter-Frühlingsprognose (Feb. - April. 2023) des WMO LC-LRF erwartet mit einer 60-70 Prozent Wahrscheinlichkeit, dass diese Monate überdurchschnittlich warm werden. Im NMME beträgt die Differenz in der Winter-Frühlingsprognose +2 Grad im Vergleich zum Durchschnitt der letzten 30 Jahre²⁹. Nach dem Multi-System-Modell des C3S gibt es eine 60 Prozent bis zu 70 Prozent Chance für eine überdurchschnittlich warme Phase von Februar bis April 2023³⁰.

Trotz der insgesamt milden Winterprognosen erwarteten meteorologische Institute und Wetterprognosedienstleister Phasen mit unterdurchschnittlichen Temperaturen³¹. Nach Carlo Buontempo, dem Direktor des C3S, bestand eine signifikante Chance von Blockadewetterlagen mit Kälteeinbrüchen und Windflauten im Dezember³², die dann auch eingetreten ist. Nach den Analysen des C3S deuten die Vorhersagesysteme für die großräumige atmosphärische Zirkulation auf eine Störung der üblichen westlichen atmosphärischen Strömung hin, die östliche oder nördliche Winde ermöglicht, die typischerweise kältere, trockenere Luftmassen über den Kontinent bringen. Die Wahrscheinlichkeit dafür war im ersten Teil des Winters erhöht und ist im Dezember auch eingetreten. Danach haben sich bislang Westströmungen - verbunden mit milden, feuchten und windigen Bedingungen - wie die Mehrheit der Modelle im Multisystem vorhergesagt hat, durchgesetzt.

Aufgrund der gut gefüllten Erdgasspeichern und der Energieeinsparungen konnte der höhere Verbrauch in den einzelnen Kältephasen sehr gut aufgefangen werden.

25 <https://www.nature.com/articles/s41598-022-15345-w>

26 In das WMO LC-LRF fließen die Ergebnisse von 14 Langfristwetterprognosen aus allen Regionen der Welt ein (inkl. NOAA und ECMWF). <https://www.wmolc.org/>

27 In das NMME fließen die Ergebnisse von sechs Langfristwetterprognosen aus Nordamerika ein (inkl. NOAA). <https://www.wmolc.org/>

28 In das C3S-Modell fließen die Ergebnisse von fünf Langfristwetterprognosen aus Europa und eins aus Japan ein (inkl. ECMWF) <https://climate.copernicus.eu/seasonal-forecasts>

29 https://www.cpc.ncep.noaa.gov/products/CFSv2/CFSv2_body.html

30 https://climate.copernicus.eu/charts/c3s_seasonal/c3s_seasonal_spatial_mm_2mtm_3m?facets=Parameters,T2m&time=2022100100,1464,2022120100&type=tsum&area=area01

31 <https://climate.copernicus.eu/seasonal-forecasts> <https://www.aer.com/science-research/climate-weather/arctic-oscillation/>

32 <https://www.reuters.com/business/energy/europes-energy-security-this-winter-depends-weather-2022-10-14/>

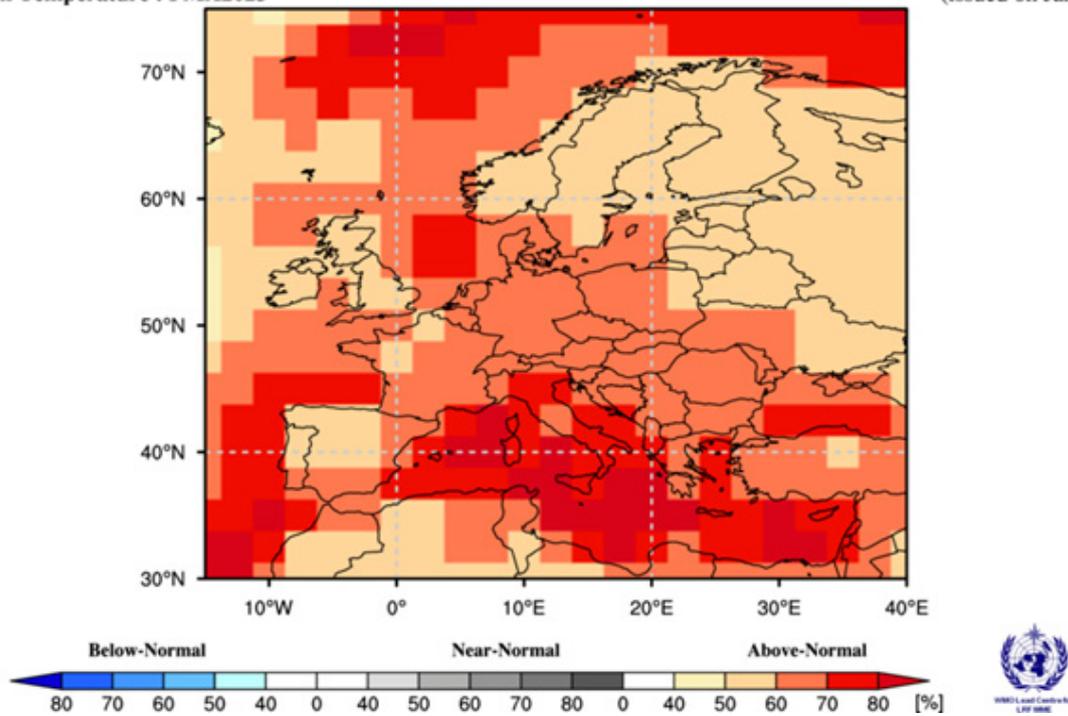
Abb. 16: Winterprognose (Jan. - Mär. 2023) des World Meteorological Organization Lead Centre for Long-Range Forecast (WMO LC-LRF)

Probabilistic Multi-Model Ensemble Forecast

Beijing, CMCC, CPTEC, ECMWF, Exeter, Melbourne, Montreal, Moscow, Offenbach, Seoul, Tokyo, Toulouse, Washington

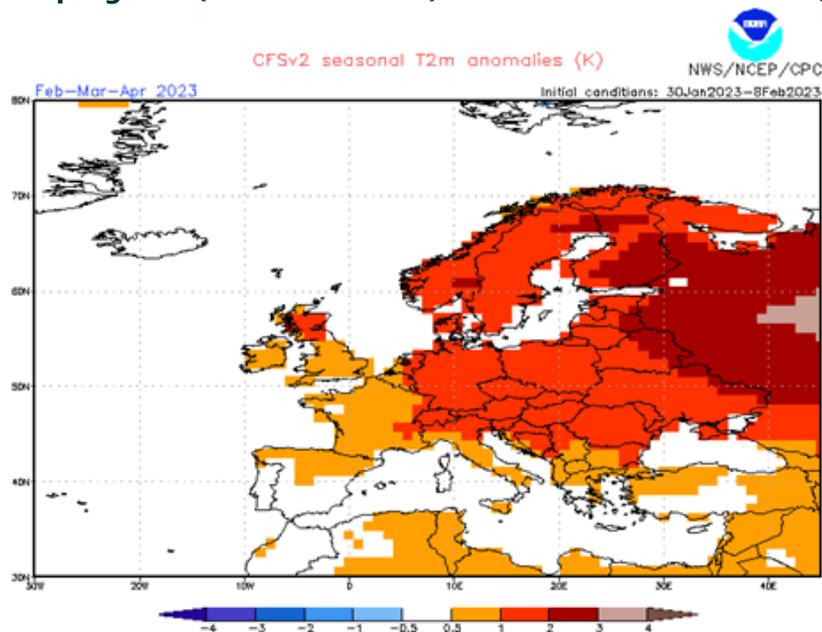
2m Temperature : FMA2023

(issued on Jan2023)



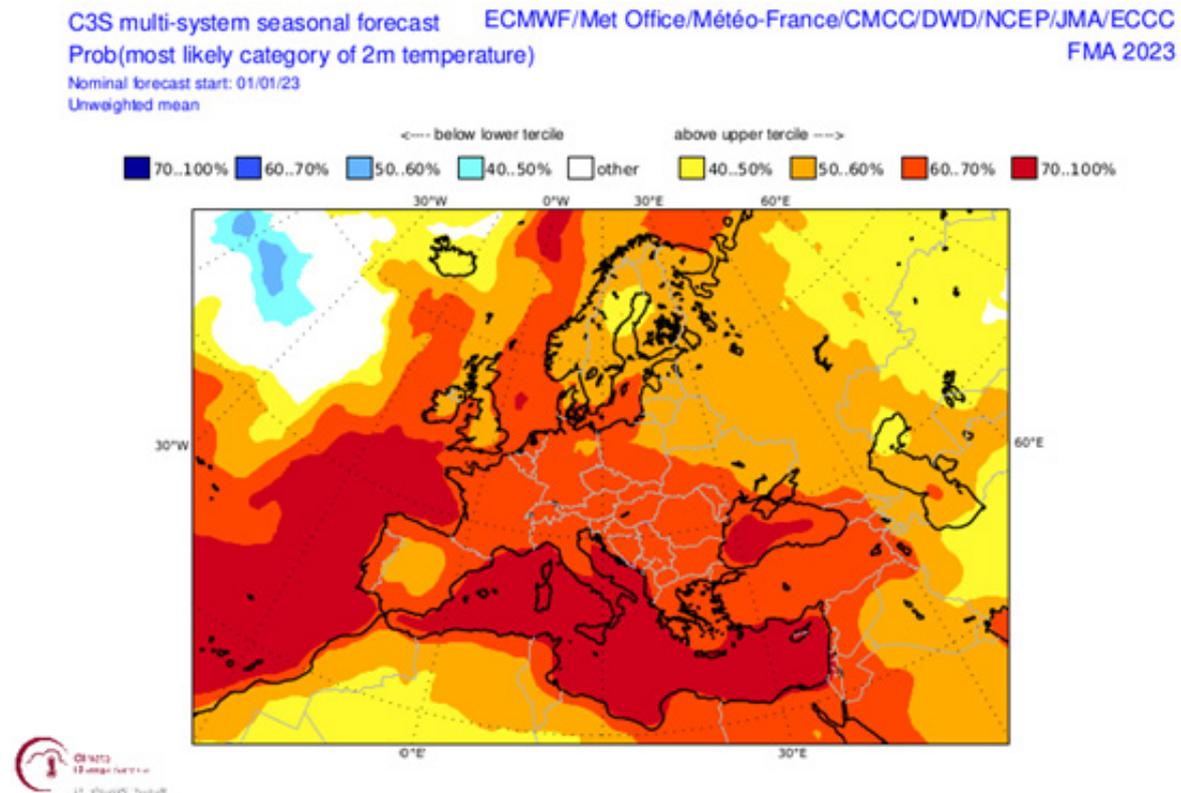
Quelle: World Meteorological Organization Lead Centre for Long-Range Forecast (WMO LC-LRF) , 2023

Abb. 17: Winterprognose (Jan. - Mär. 2023) des North American MME (NMME)



Quelle: North American MME (NMME), 2023

Abb. 18: Winterprognose (Jan. - Mär. 2023) des Copernicus Climate Change Service (C3S)

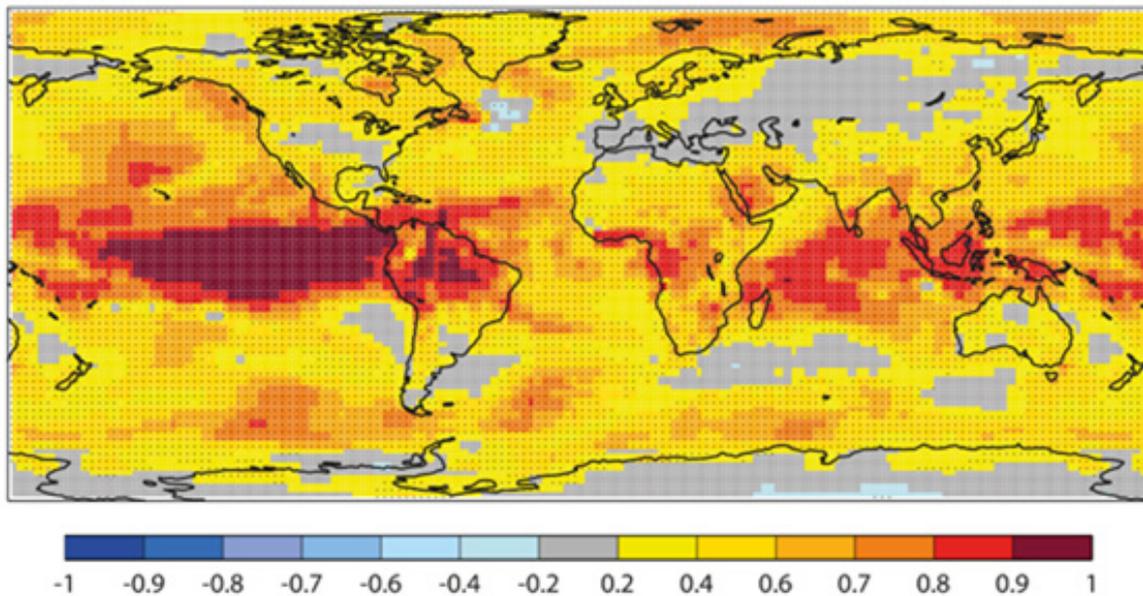


Quelle: Copernicus Climate Change Service (C3S)

Die langfristigen Vorhersagen stützen sich auf variable Entwicklungen des Erdsystems, v.a. ozeanische Zirkulation, die lange Zeiträume (Monate bis Jahre) umfassen und bis zu einem gewissen Grad vorhersehbar sind. Der ENSO-Zyklus (El Niño Southern Oscillation) beeinflusst mit seinen Schwankungen das weltweite Klima am stärksten. Der europäische Winter hängt sehr stark von der Temperaturanomale und Temperaturverteilung während der verschiedenen ENSO-Phasen ab (El Niño Southern Oscillation). Nach einer neuen Studie hat sich aber die ENSO-NOA(North Atlantic Oscillation)-Korrelation abgeschwächt. Nach dieser Untersuchung war die Wahrscheinlichkeit in den letzten 30 Jahren eines warmen oder kalten Winters (NOA positiv oder negativ) während einer La Niña-Phase (ENSO negativ) gleich groß. Damit wird auch die Verlässlichkeit von Langfristprognosen erschwert. Auch die ENSO-Prognose ist schwieriger geworden. So haben die meisten Langfristprognosen die jetzige La Niña-Phase nicht vorhergesehen.

ANHANG

Abb. 19: Korrelation der Anomalien für das Ensemble-Mittel der Dezember-Februar-2-m- Temperaturvorhersagen vom 1. November für das Wetterlangfristmodell des ECMWF



Quelle: ECMWF³³

Abb. 20: Zeitreihe des jährlichen Mittelwerts der Anomaliekorrelationen der 3-Tage-, 5-Tage-, 7-Tage- und 10-Tage-Wettervorhersagen



Quelle: ECMWF³⁴

33 <https://www.ecmwf.int/en/newsletter/154/meteorology/ecmwfs-new-long-range-forecasting-system-seas5>

34 <https://confluence.ecmwf.int/display/FUG/Anomaly+Correlation+Coefficient>

Ansprechpartner*innen

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.
EUREF-Campus 16
10829 Berlin

Dr. Matthias Stark
Leiter Fachbereich Erneuerbare Energiesysteme
030 275 81 70-022
matthias.stark@bee-ev.de

Björn Pieprzyk
Referent Statistik und Kennzahlen
bjoern.pieprzyk@bee-ev.de

Florian Widdel
Referent für Digitalisierung, Sektorenkopplung
und Energienetze
florian.widdel@bee-ev.de

Als Dachverband vereint der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) Fachverbände und Landesorganisationen, Unternehmen und Vereine aller Sparten und Anwendungsbereiche der Erneuerbaren Energien in Deutschland. Bei seiner inhaltlichen Arbeit deckt der BEE Themen rund um die Energieerzeugung, die Übertragung über Netz-Infrastrukturen, sowie den Energieverbrauch ab.

Der BEE ist als zentrale Plattform aller Akteur:innen der gesamten modernen Energiewirtschaft die wesentliche Anlaufstelle für Politik, Medien und Gesellschaft. Unser Ziel: 100 Prozent Erneuerbare Energie in den Bereichen Strom, Wärme und Mobilität..





Bundesverband
Erneuerbare Energie e.V.

Impressum

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.
EUREF-Campus 16
10829 Berlin

Tel.: 030 2758 1700

info@bee-ev.de

www.bee-ev.de

V.i.S.d.P. Wolfram Axthelm

Haftungshinweis

Dieses Dokument wurde auf Basis abstrakter gesetzlicher Vorgaben, mit größtmöglicher Sorgfalt und nach bestem Wissen erstellt. Da Fehler jedoch nie auszuschließen sind und die Inhalte Änderungen unterliegen können, weisen wir auf Folgendes hin:

Der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) übernimmt keine Gewähr für Aktualität, Richtigkeit, Vollständigkeit oder Qualität der in diesem Dokument bereitgestellten Informationen. Für Schäden materieller oder immaterieller Art, die durch die Nutzung oder Nichtnutzung der dargebotenen Informationen oder durch die Nutzung fehlerhafter und unvollständiger Informationen unmittelbar oder mittelbar verursacht werden, ist eine Haftung des BEE ausgeschlossen. Dieses Dokument kann unter keinem Gesichtspunkt die eigene individuelle Bewertung im Einzelfall ersetzen.

Der Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. ist als registrierter Interessenvertreter im Lobbyregister des Deutschen Bundestages unter der Registernummer R002168 eingetragen.

Den Eintrag des BEE finden Sie [hier](#).

Datum

13. März 2023