



VERSORGUNGSSICHERHEIT FÜR NRW IN 2030

Philipp Artur Kienscherf, Julian Keutz, Hendrik Diers

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) gGmbH

28.04.2023



EWI - EINE WISSENSFABRIK

Das EWI ist gemeinnützig und versteht sich als Wissensfabrik mit dem Ziel, neues Wissen über zunehmend komplexe Energiemärkte zu schaffen, zu verbreiten und nutzbar zu machen.

Forschungs- und Beratungsprojekte

Das EWI forscht und berät zu zunehmend komplexen Energiemärkten - praxisnah, energieökonomisch fundiert und agenda-neutral.


Neuste Volkswirtschaftliche Methoden

Das EWI analysiert den Wandel der Energiewelt mit neusten volkswirtschaftlichen Methoden und detaillierten computergestützten Modellen.

EWI Academy

Das EWI bietet Trainings zu aktuellen energiewirtschaftlichen Themen für Unternehmen, Politik, NGOs, Verbände sowie Ministerien an.

KONTAKT

 Philipp Artur Kienscherf
philipp.kienscherf@ewi.uni-koeln.de
+49 (0)221 650 745-26

 <https://www.ewi.uni-koeln.de>

 @ewi_koeln

 EWI - Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln

Vor dem Hintergrund des Rückgangs gesicherter Kraftwerksleistung scheint die **Gewährleistung von Versorgungssicherheit im Jahr 2030** unsicher. Ziel dieser Studie ist eine szenarienbasierte Untersuchung der **marktlichen** und **netzseitigen Versorgungssicherheit** in Deutschland und **Nordrhein-Westfalen (NRW)**. Aus den Ergebnissen werden notwendige Maßnahmen abgeleitet, die in Form eines **Monitorings** nachgehalten werden sollen.

1

Versorgungssicherheit Markt

- Es werden 9 unterschiedliche Szenarien definiert, welche die Entwicklung von EE-Kapazitäten und Gaskraftwerkskapazitäten variieren.
- Für jedes Szenario werden marktliche Versorgungslücken quantifiziert. Dies erfolgt modellbasiert unter Berücksichtigung der Wettereigenschaften von 35 Wetterjahren.

2

Versorgungssicherheit Netz

- Für das Szenario EEG23/+25 GW Gas wird eine Netzsimulation durchgeführt, in der die Allokation von Gaskraftwerken optimiert wird.
- Es wird geprüft ob lokale Versorgungslücken unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen auftreten und welche Folgen ein verspäteter Netzausbau haben könnte.

3


Monitoring

- Im Monitoring sollen die für NRW ermittelten Kapazitäten sowie der Netzausbau im Zeitverlauf nachgehalten werden.
- Qualitative Größen, etwa das Ausschreibungsdesign für den Bau von H2-ready Gaskraftwerken, werden eingeordnet.

1	Szenarien & Methodik - Markt
2	Ergebnisse - Markt
3	Szenarien & Methodik - Netz
4	Ergebnisse - Netz
5	Zusammenfassung Ergebnisse
6	Monitoring Versorgungssicherheit NRW

Szenarien & Methodik - Markt

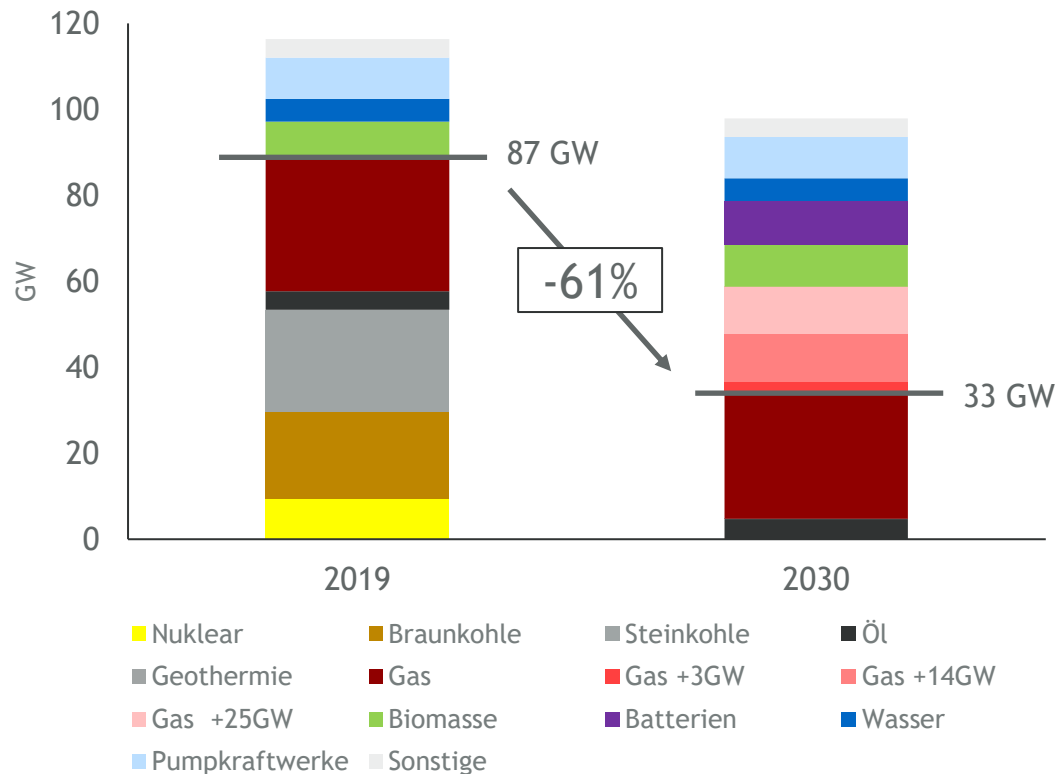
Die betrachteten Szenarien

	Gas-Ausbau gemäß RWE (3 GW)	Gas-Ausbau mittlerer Pfad (14 GW)	Gas-Ausbau gemäß PKNS (25 GW)
EE-Ausbau gemäß EEG23			
EE-Ausbau mittlerer Pfad			
EE-Ausbau gemäß EEG21			

- Die Szenarien werden entlang von Annahmen für die Entwicklung von EE-Kapazitäten und Gaskraftwerkskapazitäten definiert.
- Die Bandbreite des EE-Ausbaus wird durch das EEG21 und das EEG23 dargestellt.
- Die Bandbreite des Ausbaus von (H2-ready) Gas-Kraftwerken richtet sich nach den aktuell bekannten Ankündigungen:
 - RWE hat im Zuge des „NRW-Kohlekompromiss“ angekündigt, dass sie 3GW Gas-Kraftwerkskapazität errichten wollen [1].
 - In der Auftaktveranstaltung „Plattform klimaneutrales Stromsystem“ (PKNS) des BMWK wurde eine Zielgröße von 25 GW (H2-ready) Gas-Kraftwerken verkündet, die ausgeschrieben werden sollen [2].
 - Die Verfügbarkeiten von Erdgas und Wasserstoff zum Betrieb der Kraftwerke, sowie die Analyse der entsprechenden Infrastrukturen sind nicht Teil der Analyse.
- Die jeweiligen Randszenarien werden gemittelt (mittlerer Pfad), sodass ein granulares Bild der Versorgungssicherheit ermittelt werden kann.
- Die Kombination aller Ausprägungen miteinander ergibt in Summe 9 Szenarien.

Steuerbare Leistung: Szenarioausprägungen

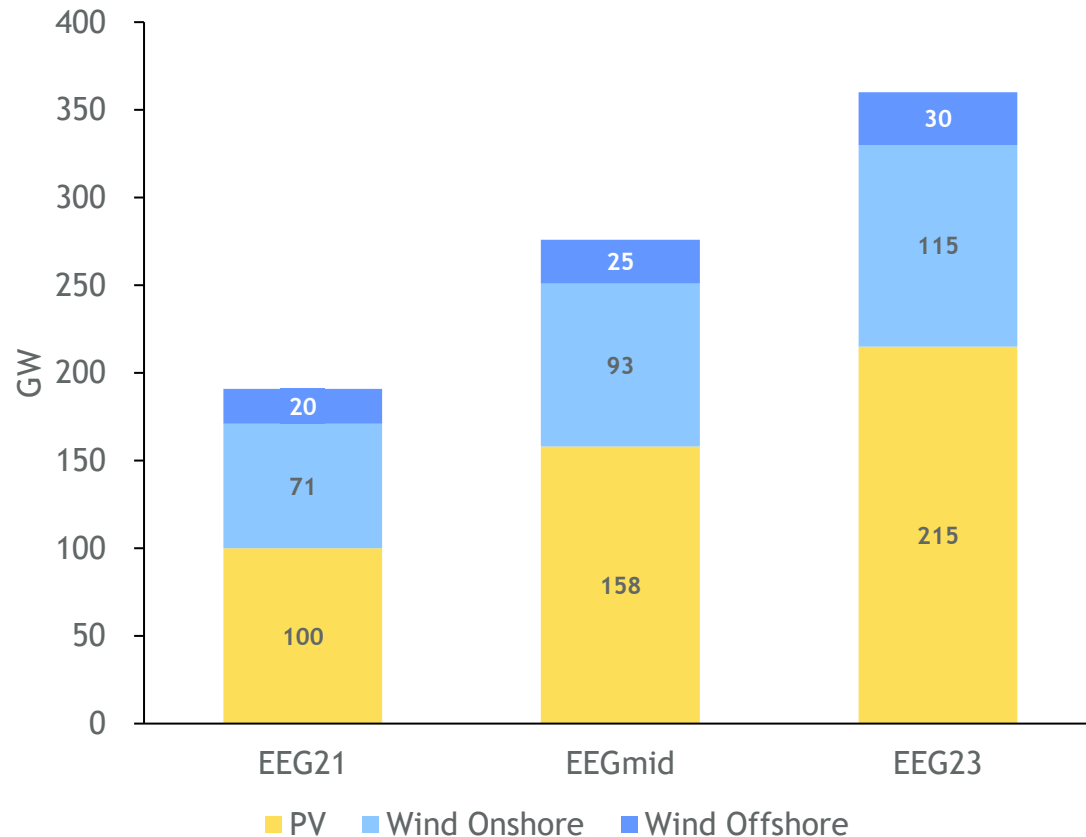
Marktlich aktive steuerbare und konventionelle*
Kraftwerksleistung und Flexibilität zum Jahresbeginn 2030



- Der szenarienspezifische Zubau von (H2-ready) Gaskraftwerken ergibt eine Gaskraftwerkskapazität im Jahr 2030 von 32 bis 52 GW (Nettozubau von 3 bis 25 GW)
- Annahmegemäß findet ein vollständiger Kohleausstieg bis zum Jahr 2030 statt. Mögliche Reservekapazitäten werden nicht berücksichtigt, sodass ausschließlich die marktliche Versorgungssicherheit untersucht wird.
- Die Entwicklung von Biomassekapazitäten erfolgt gemäß dem EEG2023.
- Per Annahme wird die Batteriekapazität im Jahr 2030 zu 10 GW gewählt.
- Der Zu- und Rückbau von konventionellen Kapazitäten in Europa erfolgt auf Basis einer Investitionsrechnung unter Berücksichtigung aktueller internationaler politischer Zielvorgaben.

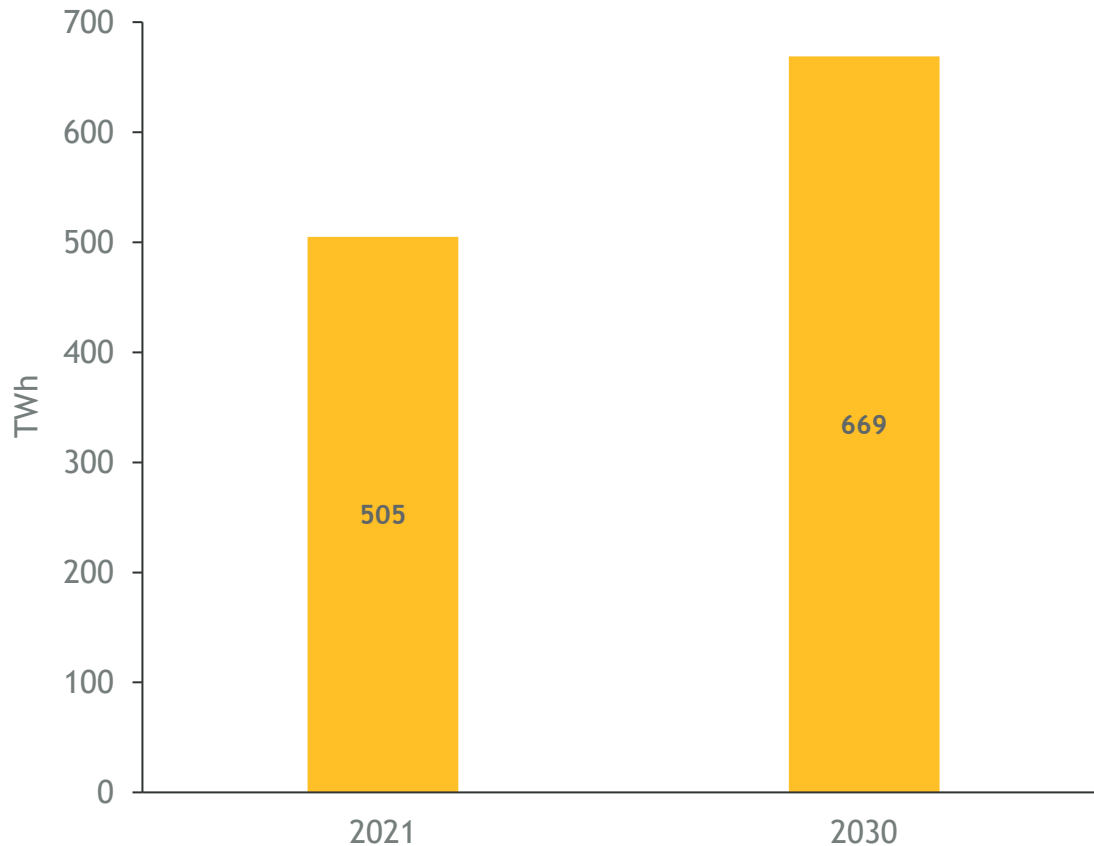
* Nuklear, Braun- und Steinkohle, Öl und Gas.

Installierte EE-Kapazität in 2030 nach Ausbauziel



- Die Bandbreite des Ausbaus von Windkraft und Photovoltaik wird durch das EEG21 und das EEG23 dargestellt.
- Der Zubau des EEG21 entspricht etwa einer Extrapolation des historischen Zubaus.
- Das EEG23 (auch „Osterpaket“) entspricht der derzeit ambitioniertesten politischen Zielvorgabe.
- Eine Mittelung zwischen den EEG-Szenarien bildet die zusätzliche Variante „EEGmid“.
- Der europäische Ausbau von EE-Anlagen folgt aktuellen Zielen in den jeweiligen Ländern und wird zwischen den Szenarien konstant gehalten.

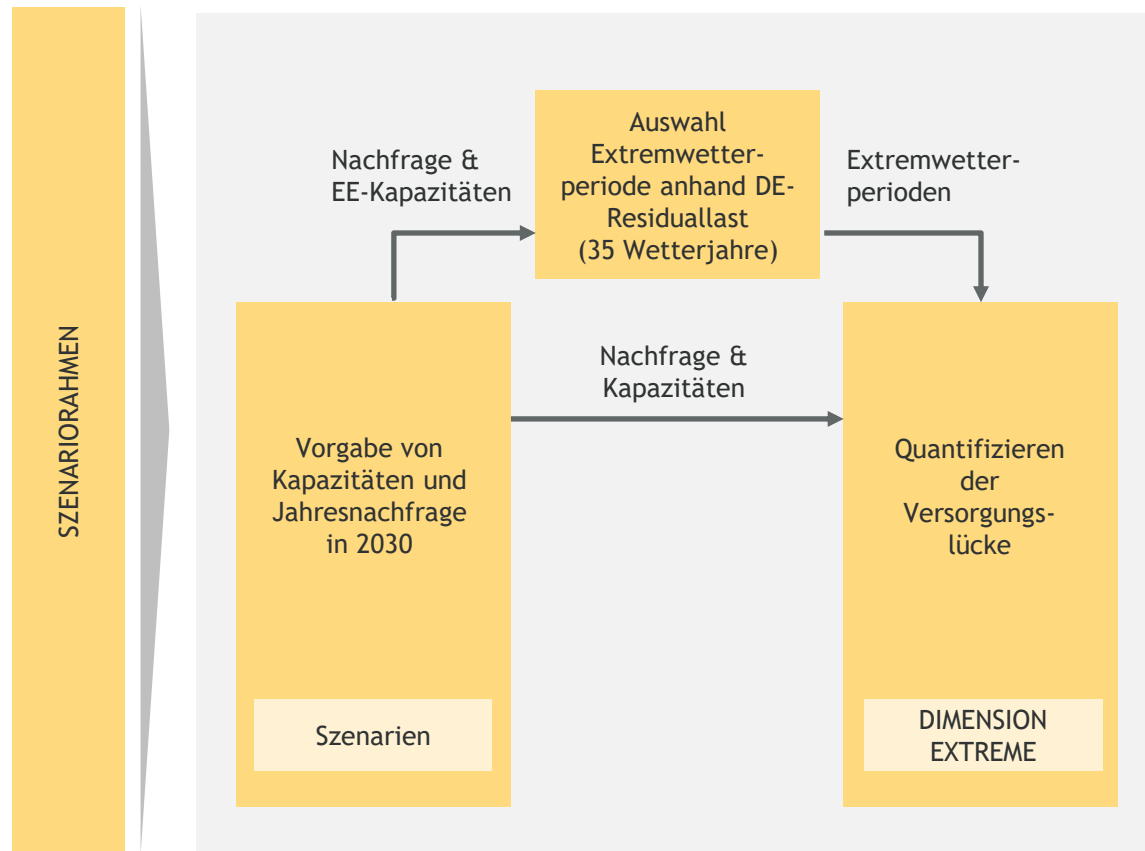
Nettostromnachfrage in Deutschland



- Die angenommene Nachfrageentwicklung berücksichtigt aktuelle politische Zielvorgaben in den Endverbrauchssektoren.
- Der Anstieg der Nachfrage ist vor allem bedingt durch:
 - Elektrifizierung des Verkehrs
 - Installation von Wärmepumpen, Elektrifizierung der Fernwärme
 - Hochlauf der H2-Produktion
- Die Annahme zur Entwicklung der Stromnachfrage liegt im Bereich aktueller Schätzungen des BMWK. Für das EEG2023 wird ein Bruttostromverbrauch von 750 TWh im Jahr 2030 angenommen. Innerhalb der Szenarien dieser Studie ergeben sich Bruttostromnachfragen von etwa 720 TWh.
- Die Nettostromnachfrage in Europa basiert auf dem Szenario TYNDP 2022 - Distributed Energy.

Energiesystemmodellierung in Kombination mit historischen Wetterdaten

Schematische Darstellung der Methodik

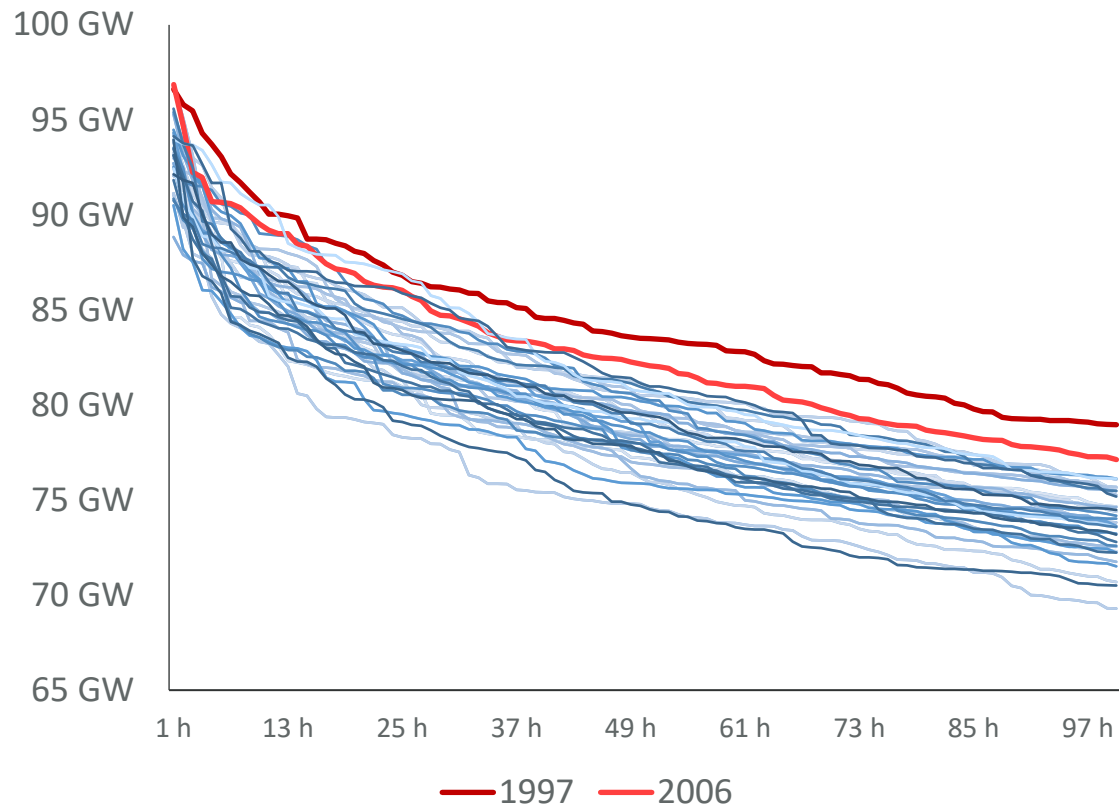


Zur Quantifizierung von marktlichen Versorgungslücken wird eine Kraftwerkseinsatzsimulation für Extremwetterperioden („kalte Dunkelflaute“) durchgeführt. Die Extremwetterperioden werden mittels den Wettereigenschaften von historischen Jahren simuliert.

1. Im ersten Schritt wird der Szenariorahmen definiert, welcher Informationen über installierte Erzeugungskapazitäten oder den Verlauf der Stromnachfrage im Jahr 2030 beinhaltet.
2. Anschließend werden Extremwetterperioden auf Basis der Wettereigenschaften von 35 historischen Jahren identifiziert. Die Auswahl erfolgt auf nach dem Kriterium hoher andauernder Residuallasten.
3. Der europäische Strommarkt wird für die zuvor identifizierten Extremwetterperioden mit dem Modell DIMENSION EXTREME simuliert und potentielle Versorgungslücken ermittelt. Die Einsatzsimulation basiert demnach auf den Wettereigenschaften von historischen Jahren, nutzt jedoch Kapazitäten des Zieljahres 2030.

Potentielle Versorgungslücken werden auf Basis der kritischsten Extremwittersituation ermittelt

Residuallast-Dauerlinien des Energiesystems in 2030 mit den Wettereigenschaften historischer Jahre

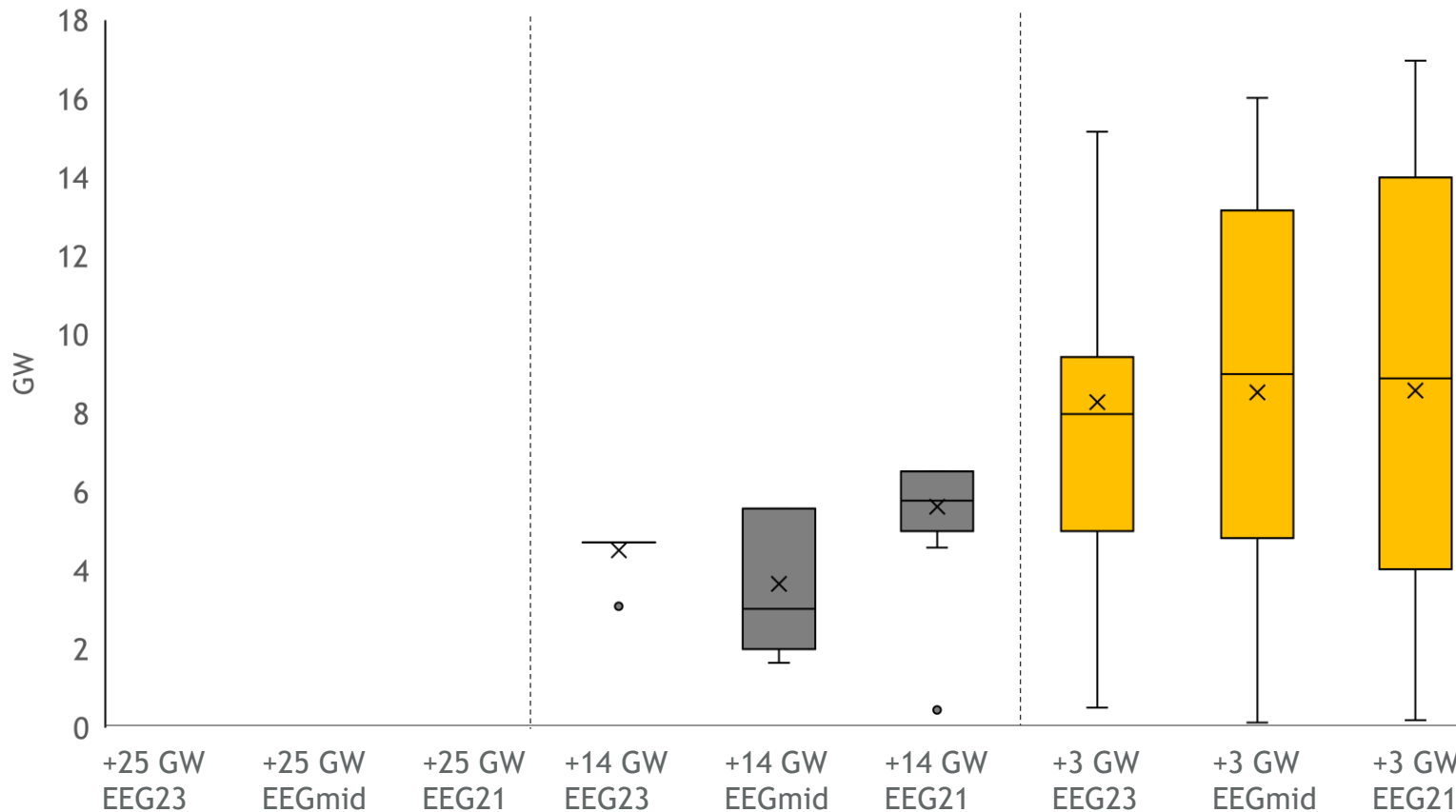


- Die Residuallast ist die nach Abzug von EE-Erzeugung zu deckende Last. Sie dient als Indikator für die Kritikalität von Wittersituationen für die Gewährleistung von Versorgungssicherheit.
- Das Wetterjahr 1997 zeichnet sich durch anhaltend niedrige Windgeschwindigkeiten und wenig Sonneneinstrahlung im Winter aus. Es folgt die höchste Residuallast-Dauerlinie für dieses Wetterjahr.
- Die Ermittlung von potentiellen Versorgungslücken findet für die kritischste Wittersituation (Winter 1997) statt. Anhand der Verteilung von Residuallasten lässt sich die Robustheit gegenüber weiteren Wetterjahren (1982-2016) abschätzen.

Ergebnisse - Markt

Die zukünftige Versorgungssicherheit hängt insbesondere vom Zubau gesicherter Kraftwerksleistung ab

Versorgungslücken in den betrachteten Szenarien für die Wettersituation „Januar 1997“



- Bei lediglich 3 GW Zubau treten dauerhaft hohe Versorgungslücken auf.
- Im Fall eines Zubaus von 14 GW Gaskraftwerkskapazität entstehen unabhängig von der EE-Ausprägung zeitweise Versorgungslücken, welche in der Spitze etwa 6.5 GW erreichen.
- Mit einem Zubau von 25 GW Gaskraftwerkskapazität ist marktliche Versorgungssicherheit auch für die kritischste Extremwetterperiode gegeben.
- Der Vergleich zwischen den Szenarienausprägungen zeigt die Bedeutung von steuerbaren Kraftwerkskapazitäten zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit.

Auswertung von Kenngrößen während des Simulationszeitraums

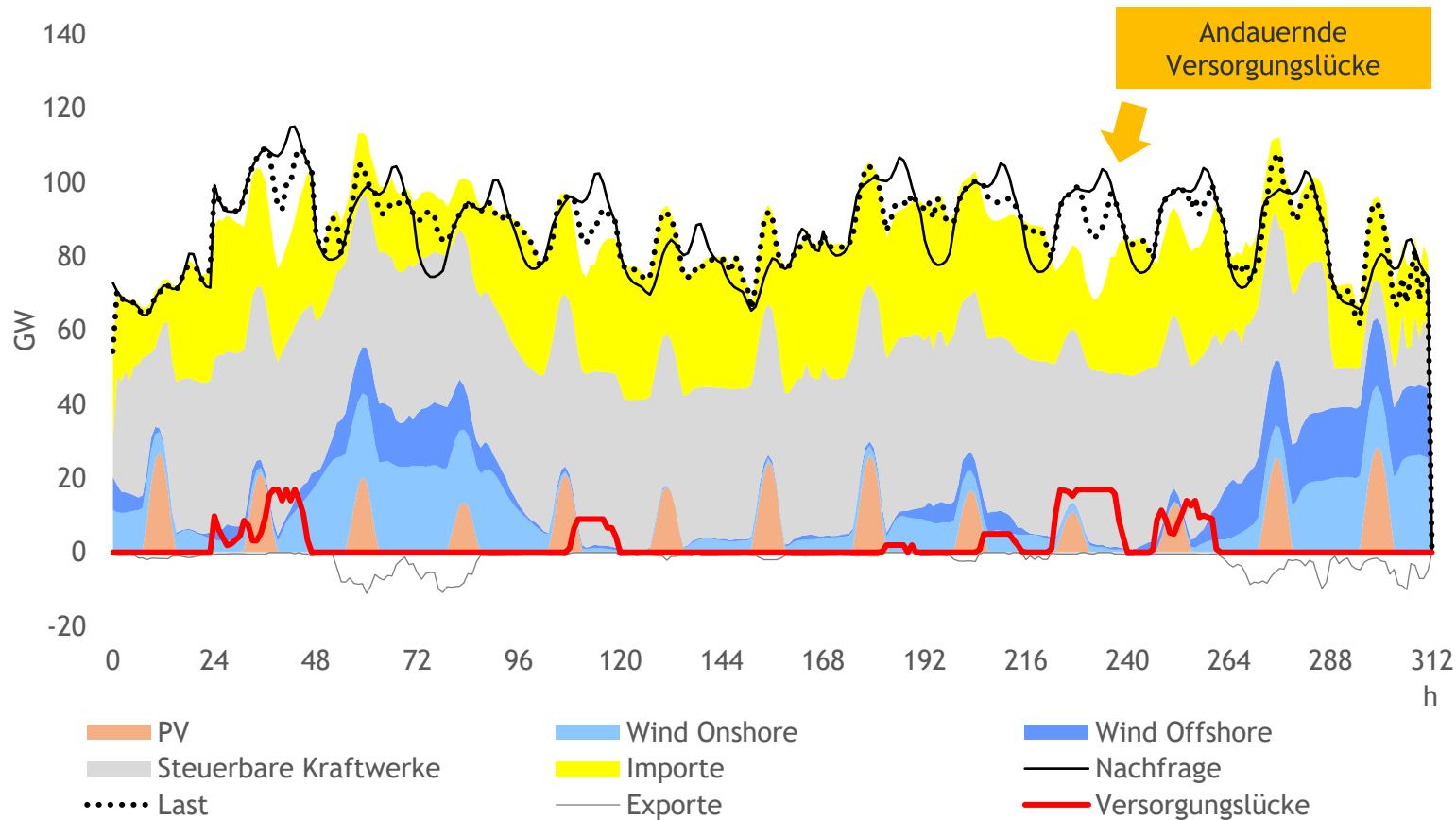
	Gas-Ausbau gemäß RWE (3 GW)	Gas-Ausbau mittlerer Pfad (14 GW)	Gas-Ausbau gemäß PKNS (25 GW)
EE-Ausbau gemäß EEG23	42 h 15.2 GW 348 GWh	8 h 4.7 GW 36 GWh	0 h 0 GW 0 GWh
EE-Ausbau mittlerer Pfad	57 h 16.0 GW 486 GWh	18 h 5.6 GW 66 GWh	0 h 0 GW 0 GWh
EE-Ausbau gemäß EEG21	87 h 17.0 GW 746 GWh	23 h 6.5 GW 129 GWh	0 h 0 GW 0 GWh

[h] Anzahl Stunden mit Lastunterdeckung, [GW] maximale Versorgungslücke
[GWh] Nicht bediente Stromnachfrage

- Die Anzahl an Stunden mit Lastunterdeckung reduziert sich deutlich bei zunehmenden EE-Kapazitäten. Ebenso reduziert sich in diesem Fall die nicht bediente Stromnachfrage.
- Trotz signifikant höherer EE-Kapazitäten im Fall von EEG23 ggü. EEG21 kann die maximal auftretende Versorgungslücke je Gasausbaustufe nur leicht gesenkt werden.
- Die ausgewiesene Gaskapazität bezieht sich auf die Nennleistung. In unserer Berechnung nehmen wir eine durchschnittliche Verfügbarkeit von 95 % für Gaskraftwerke an. Entsprechend kann die maximale Lücke im Vergleich der Gasausbaustufen +14 GW und +3 GW nicht um die volle Nennleistung gesenkt werden.
- Die ermittelten Kenngrößen zur Versorgungssicherheit beziehen sich auf die Wettereigenschaften der kritischsten zweiwöchigen Periode im Januar 1997. Folglich ist nicht ausgeschlossen, dass außerhalb dieses Zeitraums weitere (potenziell niedrigere) Versorgungslücken resultieren können.

Ergebnis der Kraftwerkseinsatzsimulation für das Szenario +3GW/EEG21

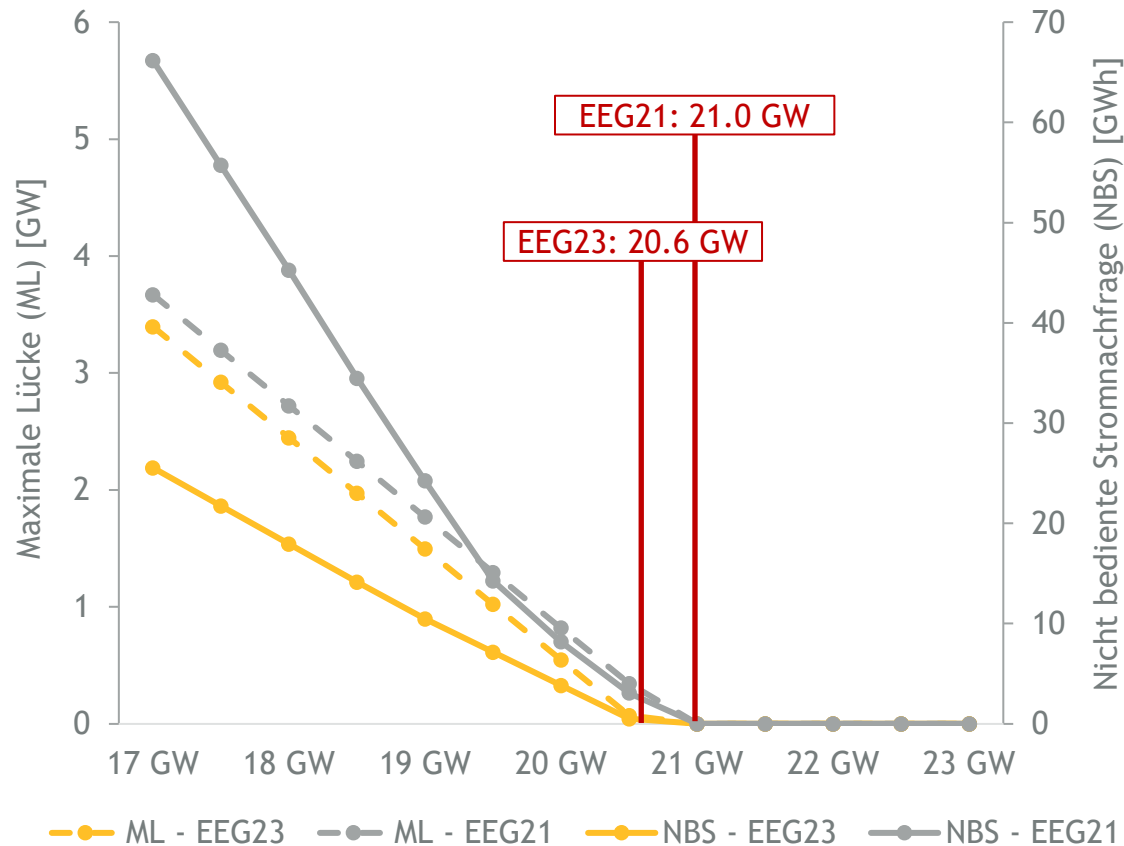
Stündliche Stromerzeugung für den Januar 1997 im Szenario +3GW/EEG21



- Die Abbildung zeigt das Ergebnis des Kraftwerkseinsatzes im Jahr 2030 mit den Wettereigenschaften des Januar 1997.
- Die tatsächliche Last ergibt sich aus der Nachfrage, welche nach Einsatz von Flexibilitäten und ggf. Lastabwurf zustande kommt.
- Die anhaltend niedrige EE-Erzeugung führt zu einer unzureichenden Speicherbefüllung. Bei einer niedrigen Verfügbarkeit von Gaskraftwerken und Importen treten signifikante Versorgungslücken auf.
- Die anhaltend hohen Importe in dieser Extremwettersituation weisen auf eine große Importabhängigkeit bei langen Dunkelflauten hin.

Ein Zubau von 21 GW Gas-Kapazität gewährleistet Versorgungssicherheit in allen EE-Ausbauszenarien

Versorgungslücken in Abhängigkeit des Gaszubaus



- Eine Sensitivitätsrechnung ermittelt den mindestens erforderlichen Zubau von Gaskapazitäten in Abhängigkeit des EE-Szenarios zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit.
- Ein stärkerer EE-Ausbau (EEG 2023 vs. EEG 2021) senkt die nicht bediente Stromnachfrage deutlich, insbesondere bei niedrigerem Zubau von Gaskapazitäten. Ursächlich hierfür ist vor allem die stärkere Speicherbefüllung im Fall höherer EE-Kapazitäten.
- Die maximal auftretende Versorgungslücke wird nur geringfügig von der Höhe der EE-Kapazitäten beeinflusst.

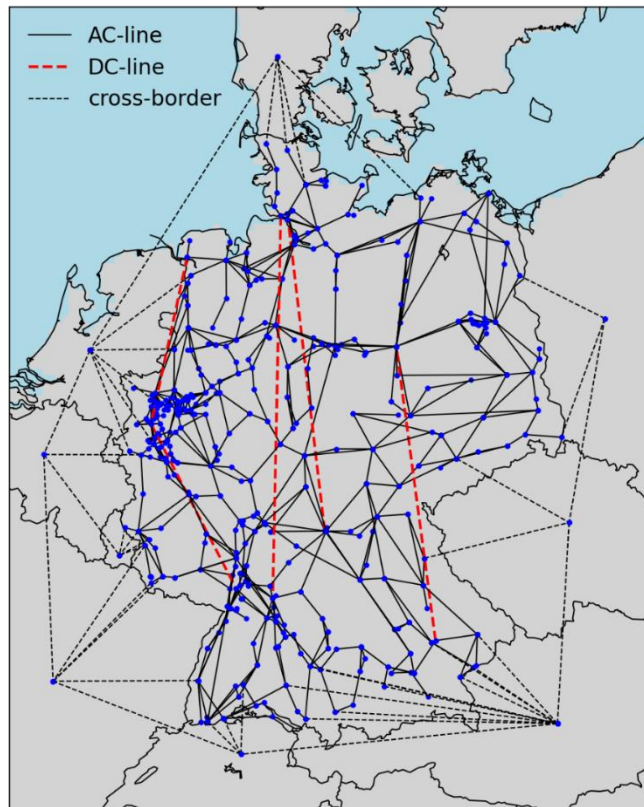
- Die angewandte Methodik beinhaltet eine europäische Strommarktsimulation in stündlicher Auflösung für die versorgungskritischste Periode. Aufgrund der zeitlichen Reduktion werden Langfristspeicher vereinfacht abgebildet.
- Die Wettereigenschaften des Winters 1997 wurden als besonders versorgungskritisch identifiziert. Die Auswertung auf S.11 zeigt jedoch, dass die Wettereigenschaften weiterer Jahre nur geringfügig weniger versorgungskritisch sind.
- Im Zuge des Klimawandels könnte sich die Kritikalität von Extremwetterereignissen erhöhen. Diese beeinflussen sowohl die Verfügbarkeit von EE-Kapazitäten als auch die Kühlwasserverfügbarkeit und den Wirkungsgrad von thermischen Kraftwerken, national wie international. Darüber hinaus könnten längere Dürreperioden die Verfügbarkeit von Wasserkraftwerken in Deutschland und dem europäischen Ausland beeinflussen. Die genannten Effekte finden in dieser Analyse keine Berücksichtigung, da signifikante Klimawandeleffekte bis zum Zieljahr 2030 unwahrscheinlich erscheinen.
- Die vorliegende Analyse untersucht lediglich die aus den verschiedenen Gasausbaustufen resultierende Versorgungssicherheit. Die Wirtschaftlichkeit eines Eintritts neuer Gaskraftwerke und die Verdrängung von Bestandskraftwerken wird nicht untersucht.
- Eine Variation von Batteriekapazitäten findet im Rahmen dieser Analyse nicht statt. Berücksichtigt werden sollte, dass der Beitrag von Batterien zur Versorgungssicherheit im Jahr 2030 bei langen kalten Dunkelflauten aufgrund des niedrigen Verhältnisses zwischen Kapazität und Leistung vergleichsweise gering ist. Für eine nennenswerte Erhöhung der Versorgungssicherheit müssten deutlich mehr als die angenommenen 10 GW Batteriekapazität installiert werden. Angesichts des naheliegenden Zieljahres 2030 scheint dies unwahrscheinlich.

- Der internationale Stromhandel bezieht die im Netzentwicklungsplan angekündigten Kapazitäten mit ein. Abweichungen von geplanten Interkonnektorkapazitäten könnten das Ergebnis beeinflussen. Es ist hervorzuheben, dass eine Ausweitung über geplante Kapazitäten hinaus, je nach Marktsituation im Ausland, zu einer Erhöhung der Versorgungssicherheit in Deutschland führen könnte.
- Die in der Analyse gezeigten Versorgungslücken sollten als nicht bediente Stromnachfrage interpretiert werden, welche bei „normalen“ Strompreisen entsteht. Die Nachfrage ist im Strommarktmodell exogen vorgegeben und somit preisunelastisch abgebildet. In Realität könnte die Stromnachfrage bei Preisspitzen niedriger ausfallen, etwa durch eine strompreisgeführte Fahrweise der Industrie.
- Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass potenzielle Versorgungslücken nicht zwingend Brown- bzw. Blackouts führen müssen, da der Netzbetrieb Sicherungsmechanismen, beispielsweise kontrollierte Lastabwürfe, vorsieht.
- Photovoltaik- und Windkapazitäten tragen in der vorliegenden Analyse nur geringfügig zu einer Erhöhung der Versorgungssicherheit bei. Hervorzuheben ist dennoch die besondere Bedeutung eines schnellen Ausbaus erneuerbarer Energien im Zuge der Dekarbonisierung des Energiesystems.

Szenarien & Methodik - Netz

Regionalisierung des Bedarfs an gesicherter Leistung unter Berücksichtigung des Übertragungsnetzes

Darstellung des EWI-Modells SPIDER



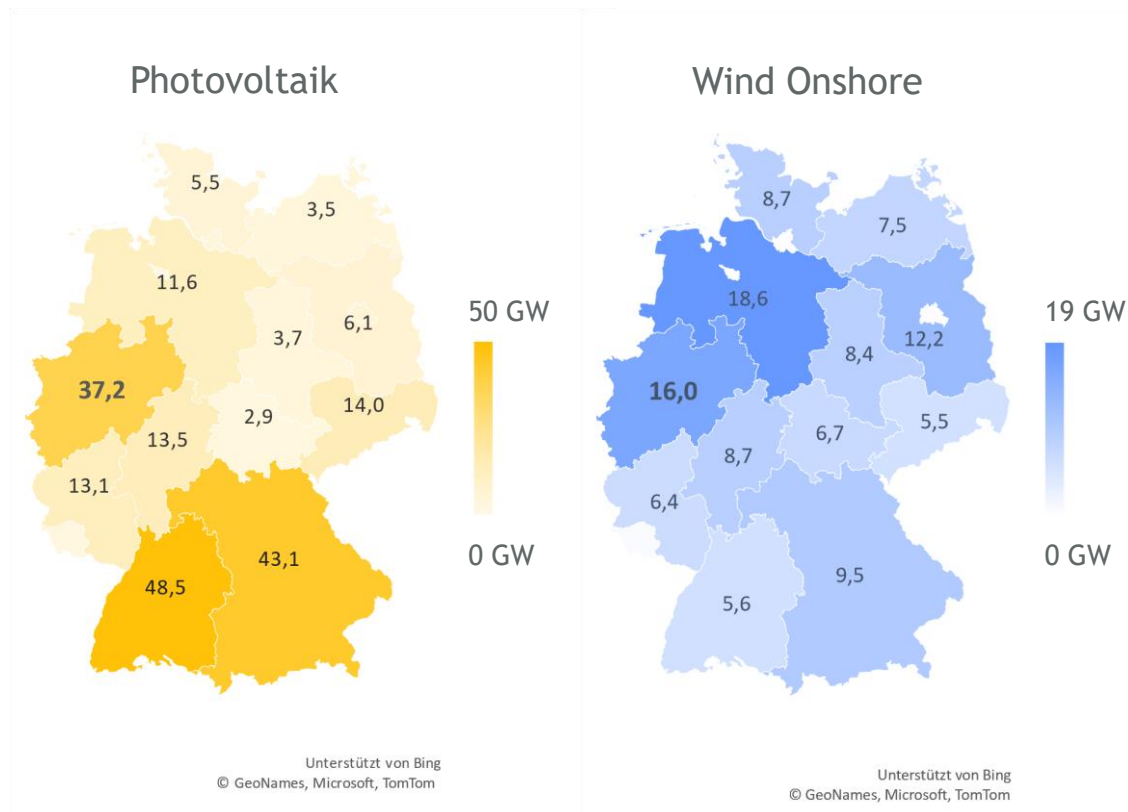
- Das EWI-Übertragungsnetzmodell SPIDER optimiert die Standortentscheidung gesicherter Leistung und simuliert Lastflüsse für das Szenario *EEG23/+25 GW Gaskapazität*.
- Die Regionalisierung von EE-Kapazitäten erfolgt im Übertragungsnetzmodell anhand der Kriterien Bevölkerungsdichte (PV) und Flächenvorgaben (Wind).
- Die Optimierung der Standortentscheidung neuer Gaskraftwerke erfolgt netzdienlich.
- Das Übertragungsnetzmodell trifft folgende Vereinfachungen:
 - DC-Lastflussapproximation.
 - Reduktion der zeitlichen Auflösung auf repräsentative Typtage.
 - Vereinfachte Abbildung des Auslands in Form von 1-Knoten-Zonen. Die Länder Großbritannien, Schweden und Norwegen werden nicht berücksichtigt.
 - Keine Berücksichtigung der Hoch- und Mittelspannungsebene.

4

Ergebnisse - Netz

Allokation des Zubaus von EE-Kapazitäten

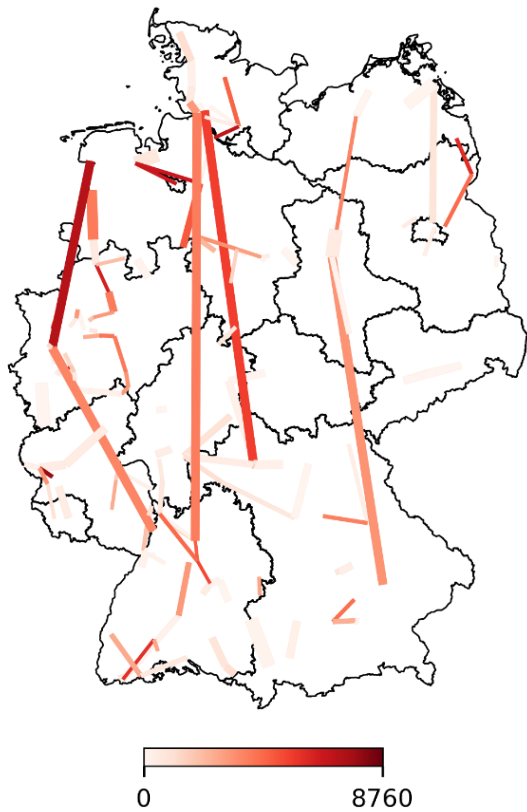
Bundeslandscharfe Verteilung von EE-Kapazitäten in 2030



- Die Allokation von Aufdachanlagen erfolgt entsprechend der Bevölkerungsdichte je Netzknoten. Die Allokation von Freiflächenanlagen erfolgt netzdienlich.
- Die Allokation von Wind Onshore Anlagen basiert auf dem 2%-Flächenziel.
- Hinsichtlich der Entwicklung in NRW sollen bis 2025 1,8% der Landesfläche als verfügbare Flächen ausgewiesen werden [3]. Diese Analyse nimmt an, dass bis 2030 auf 1,6% der Landesfläche WEA realisiert sind.

Kapazitäten NRW [GW]	2023	2030
Photovoltaik	7.5	37.2
Wind Onshore	6.8	16.0

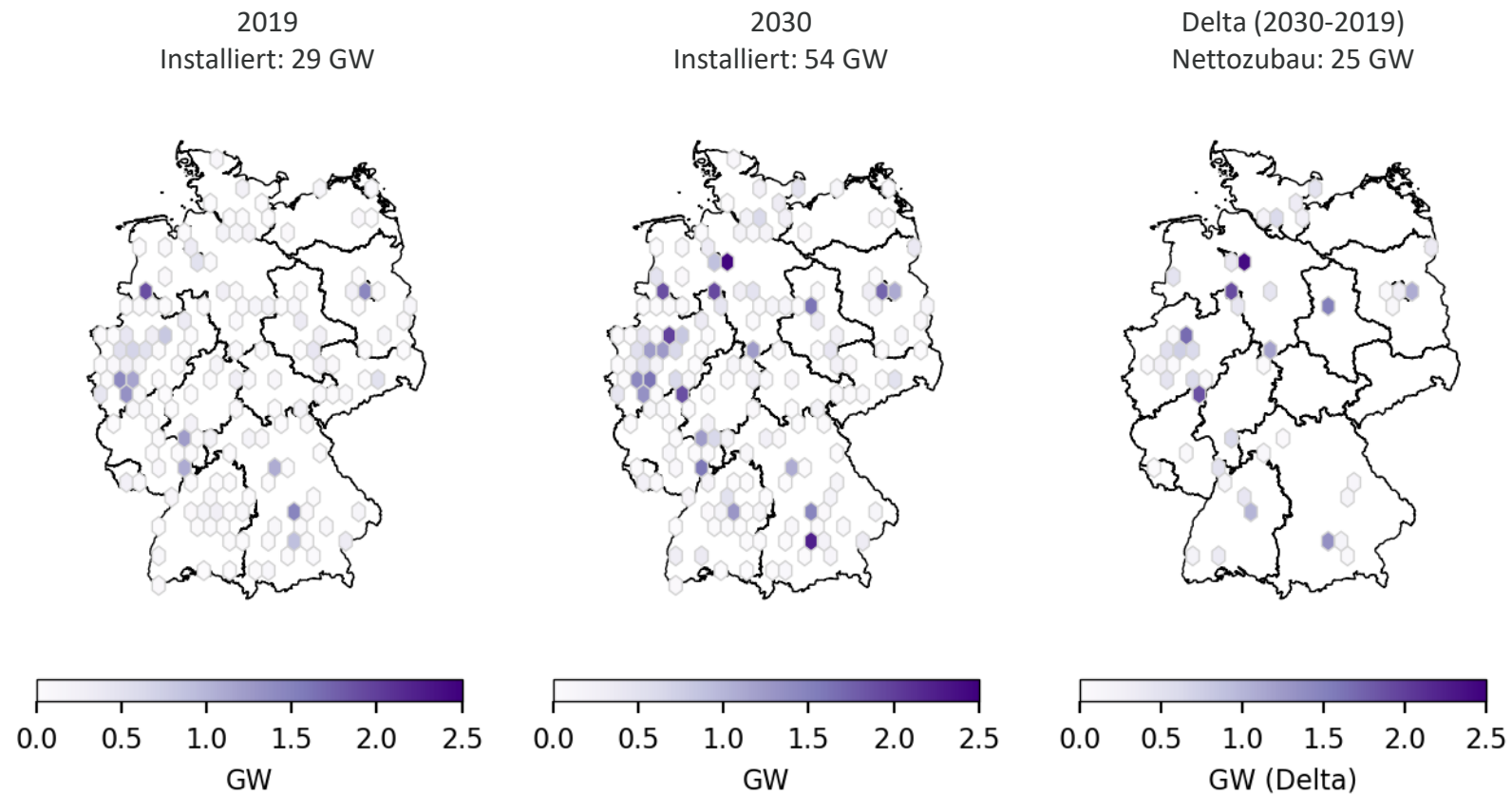
Anzahl Stunden mit voller Leitungsauslastung



- Das Übertragungsnetzmodell SPIDER ermittelt das optimale Marktergebnis unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen.
- Sollte sich der Netzausbau wie geplant realisieren, entstehen deutschlandweit keine Versorgungslücken.
- Der hohe Zubau von EE-Kapazitäten nach EEG2023 führt zu einer häufigen Vollausslastung einiger Leitungen. Trotz signifikanten Leitungszubaus werden insbesondere die Nord-Süd-Trassen häufig voll ausgelastet.
- Die nachfolgende Tabelle zeigt die für NRW systemrelevantesten Neu- und Erweiterungsbauten.

Projekt	Übertragungskapazität	Stunden Vollausslastung
HGÜ (A-Nord) Emden Ost - Osterath	2.0 GW	>7000 h
HGÜ (Ultranet) Osterath - Philippsburg	2.0 GW	> 3500 h
Westerkappeln - Gersteinwerk	1.2 GW	> 3900 h

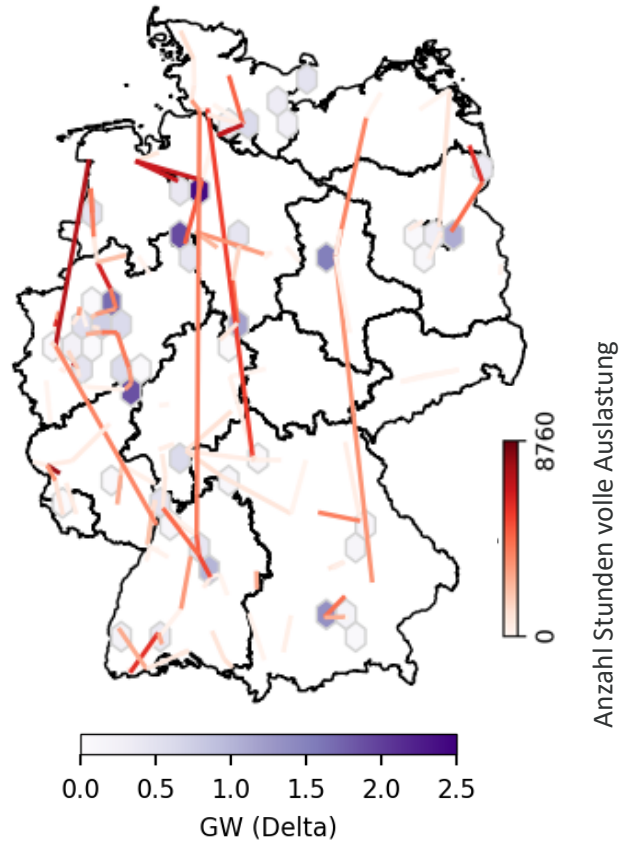
Veränderungen von Gaskraftwerkskapazitäten bis 2030



- Der Bestand von Gaskraftwerken ist vergleichsweise homogen über Deutschland. Signifikante Kapazitäten bestehen in NRW und Bayern.
- Der Zubau von Gaskraftwerken erfolgt vor allem im Westen Deutschlands.
- Aus der Optimierung ergibt sich ein Nettozubau in NRW in Höhe von 7.6 GW*.
 - Installiert 2019: 9.2 GW
 - Installiert 2030: 16.8 GW

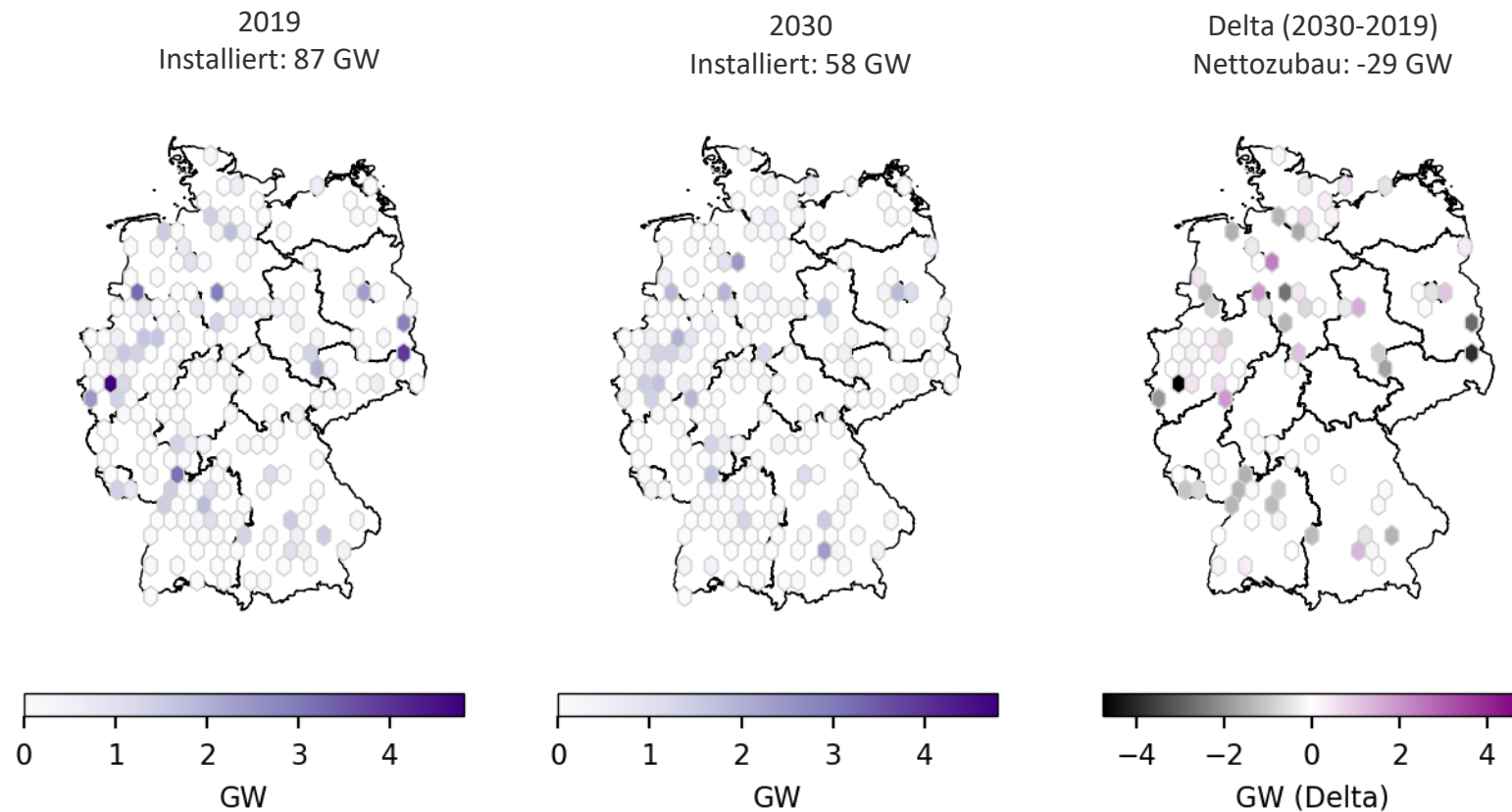
* Im Rahmen der Modellierung kann das Ausland in hohem Maße zur Behebung von nationalen Engpässen beitragen. Sollte dies nicht der Fall sein, könnten sich auch andere Gaskapazitäten in NRW als optimal einstellen.

Veränderungen von
Gaskraftwerkskapazitäten bis 2030



- Da die Allokation von Gaskraftwerken netzdienlich erfolgt, ist ein wesentliches Kriterium bei der Standortentscheidung die Vermeidung von Netzengpässen.
- Folglich werden Gaskraftwerkskapazitäten insbesondere an Standorten errichtet, an denen häufig Netzengpässe auftreten.
- Aufgrund von bestehenden Netzanbindungen erfolgt der Zubau von Kapazitäten oft an Standorten von früheren Atom- oder Steinkohlekraftwerken.

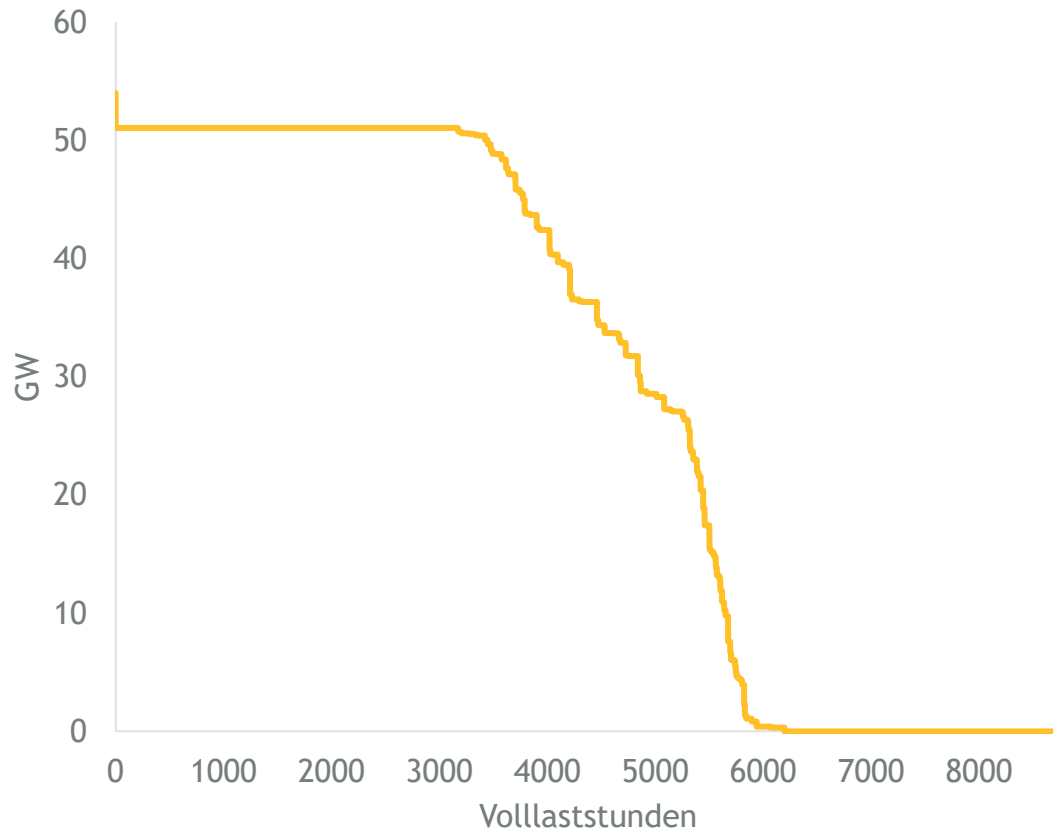
Veränderungen von konventionellen Kapazitäten bis 2030



- Die installierte Leistung von konventionellen Kraftwerken* nimmt trotz nennenswertem Ausbau von Gaskapazitäten bis 2030 ab. Ursächlich hierfür sind vor allem der Kernenergie- und Kohleausstieg.
- Es ergeben sich signifikante Nettoerduktionen von Kapazitäten im Rheinischen Revier und in der Lausitz.

*Steinkohle, Braunkohle, Nuklear, Öl, Gas

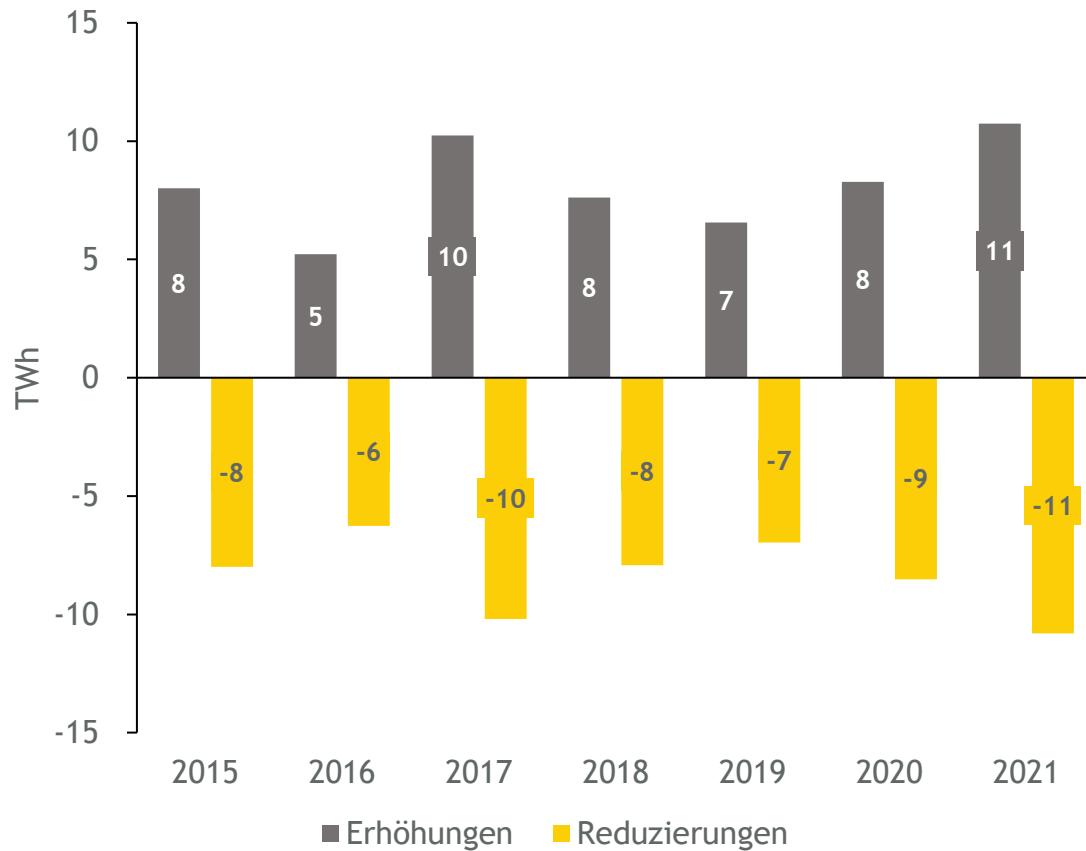
Volllaststunden der Gaskraftwerke in 2030



- Bei einem Zubau um 25 GW (H2-ready) ergibt sich eine Gaskraftwerkskapazität von insgesamt **54 GW**.
- Die Kraftwerkseinsatzplanung wird unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen untersucht, d.h., es handelt sich um den Kraftwerkseinsatz nach optimalem Redispatch.
- **3 GW** an Gaskraftwerkskapazität werden im durchschnittlichen Wetterjahr 2016 nicht eingesetzt und haben ausschließlich eine Reservefunktion. Bei diesen Kraftwerken handelt es sich um offene Gasturbinen (sog. Peaker).
- Die übrigen **51 GW** erreichen mindestens 3166 Volllaststunden.
- Die am häufigsten genutzten 300 MW erreichen bis zu 6197 Volllaststunden.
- Durchschnittliche Volllaststunden:
 - GuD-Kraftwerke: 4951h
 - offene Gasturbinen: 2456h

Ermittlung des Bedarfs von Anpassungsmaßnahmen zur Behebung von Netzengpässen

Hist. Anpassungsmaßnahmen zur Behebung von Engpässen

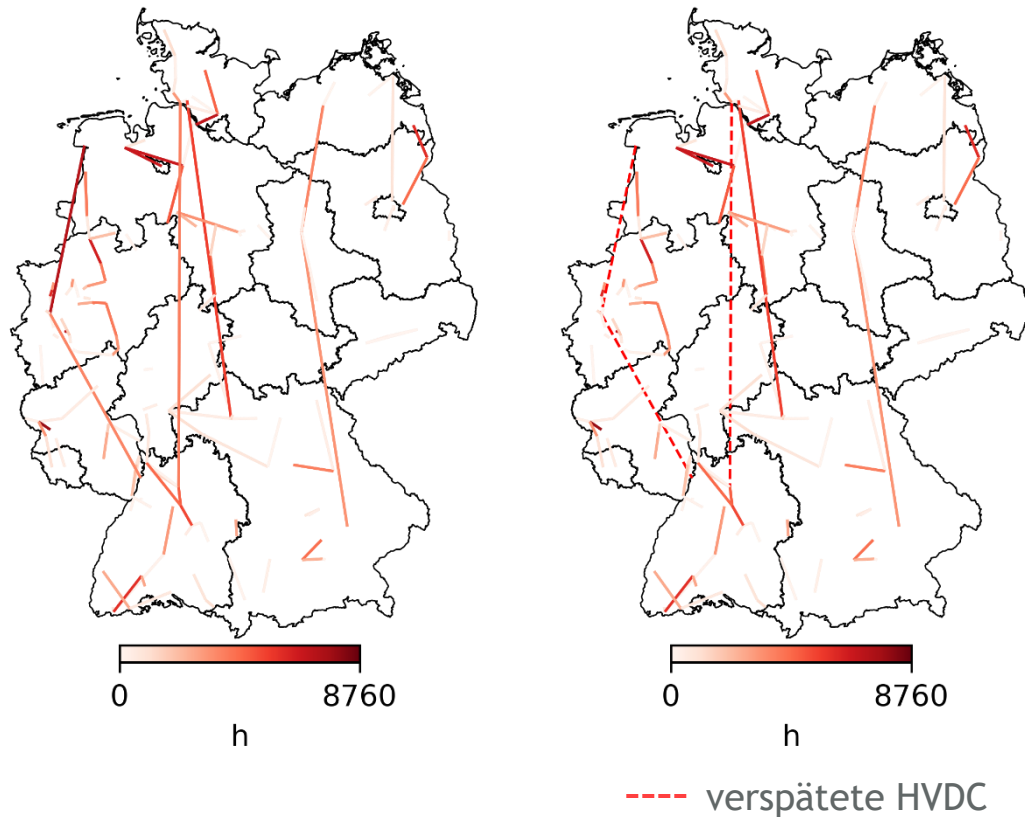


- Die Modellergebnisse indizieren eine deutliche Erhöhung von Anpassungsmaßnahmen zur Behebung von Netzengpässen im Jahr 2030 für das Szenario *EEG23/+25 GW Gaskraftwerke* (s. Tabelle).
- Die Ergebnisse zu Anpassungsmaßnahmen sollten ausschließlich indikativ betrachtet werden, da in der Modellierung vereinfachende Annahmen getroffen wurden (s. Folie 22).
- Für die Ermittlung von Anpassungsmaßnahmen wurde der Beitrag des Auslands zur Behebung von nationalen Engpässen als niedrig angenommen (eingeschränkter zonenübergreifender Redispatch).

Projekt	Erhöhungen	Reduzierungen
Disponibile Kraftwerke	> 33 TWh	-
Windkraft	-	> 30 TWh
Photovoltaik	-	> 3 TWh

Sensitivitätsrechnung verzögerter Netzausbau

Verlangsamter Leitungsausbau der Gleichstromleitungen
A Nord, Ultranet & SuedLink (rot gestrichelt)



- Um mögliche Effekte eines verzögerten Netzausbaus zu simulieren, wird eine Sensitivitätsrechnung durchgeführt. Diese nimmt an, dass die in der Tabelle gelisteten Leitungen (mit Ausnahme SuedLinkOst) nicht bis zum Jahr 2030 realisiert werden.
- Bei verspäteter Fertigstellung der ausgewiesenen Projekte weisen die Ergebnisse der Sensitivitätsrechnung und eine starke Erhöhung der Anpassungsmaßnahmen zur Behebung von Netzengpässen hin. Diese könnten gegenüber dem Basisfall um mehr als 50 % steigen.
- Zudem können kleinere Versorgungslücken in den Bundesländern BY, BW, RP und NRW resultieren.

Projekt	SuedLinkOst	A Nord	Ultranet	SuedLink
Geplante Fertigstellung	2025/2026	2027	2027	2028

- Die angewandte Methodik trifft Vereinfachungen in Hinblick auf die zeitliche und räumliche Auflösung. Alle gezeigten Ergebnisse sollten vor diesem Hintergrund interpretiert werden.
- Insbesondere simuliert das angewandte Netzmodell ausschließlich die Übertragungsnetzebene. Engpässe innerhalb des Verteilnetzes, oder die Sicherstellung von Spannungsqualität auf Nieder- und Mittelspannungsebene, werden folglich nicht berücksichtigt. Hervorzuheben ist, dass die Rolle des Verteilnetzes im Zuge des Hochlaufs dezentraler erneuerbarer Energien an Bedeutung gewinnt, und ein effizienter Betrieb dessen zur Gewährleistung regionaler Versorgungssicherheit notwendig ist.
- Für die regionale Entwicklung von Wind Onshore Anlagen wird das 2% Flächenziel herangezogen. Dieses bezieht sich auf die Ausweisung von Flächen für den Bau von WEA, folglich ist die Realisierung von bundeslandspezifischen Kapazitäten eine Annahme, die auf der Menge an ausgewiesenen Flächen basiert.
- Je nach Beitrag des Auslands zur Behebung von nationalen Netzengpässen können sich abweichende Optima hinsichtlich der Allokation von Gaskraftwerken einstellen. Die Bandbreite an Gaskraftwerkskapazitäten in NRW beträgt etwa 5 GW (niedriger Beitrag Ausland) bis etwa 8 GW (hoher Beitrag Ausland).

- Die Versorgungssicherheit unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen im *Szenario EEG23/+25 GW Gaskraftwerke* wird auf Basis eines repräsentativen Wetterjahres durchgeführt. Im Fall von Extremwetterperioden könnten sich abweichende Ergebnisse einstellen.
- Aus Sicht des Netzbetriebs lassen sich kalte Dunkelflauten als weniger systemkritisch einordnen, da die Erzeugung und damit der Transportbedarf von erneuerbar produziertem Strom niedrig ist. Extreme Dürreperioden hingegen, welche die Verfügbarkeit thermischer Kraftwerke beeinflussen, könnten regionale Ungleichgewichte zwischen Last und Erzeugung hervorrufen.

Zusammenfassung Ergebnisse

- Europäische **Strommarktsimulation** für 9 Szenarien entlang der Dimensionen **EE-Ausbaugeschwindigkeit** und Zubau **Gaskraftwerkskapazität** unter Berücksichtigung von kalten Dunkelflauten.
- Signifikante Versorgungslücken treten im Fall von +3 GW und +14 GW Gas auf. Jedes Szenario mit **+25 GW Gas** ist **marktlich versorgungssicher**.
- Die EE-Ausbaugeschwindigkeit hat einen niedrigen Einfluss auf die Gewährleistung von Versorgungssicherheit im Sinne der maximalen Versorgungslücken. Ein schneller EE-Ausbau wirkt jedoch preis- und emissionsenkend.
- Je nach EE-Szenario sind **mindestens etwa 21 GW Gaskraftwerkszubau** erforderlich, um Versorgungssicherheit sicherzustellen.

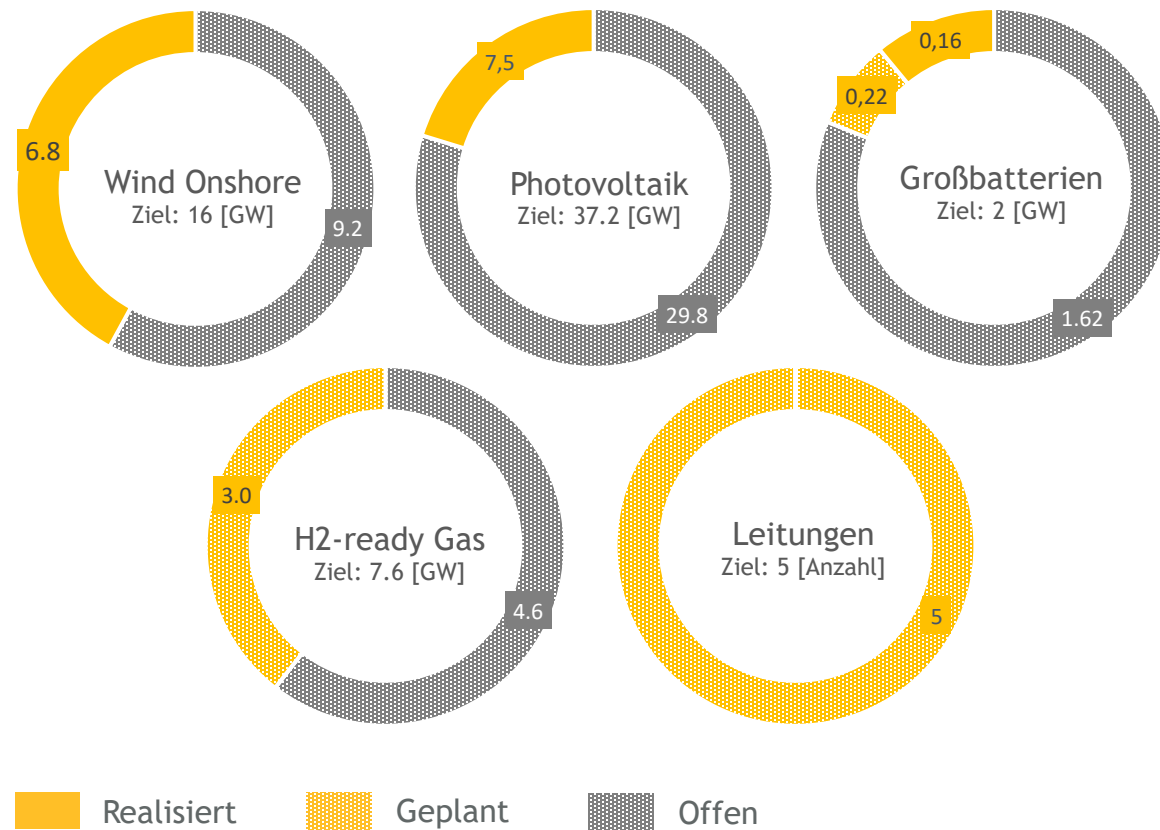
- **Übertragungsnetzsimulation** für das **Kapazitätsszenario EEG23/+25GW Gas** im Jahr 2030 unter Berücksichtigung einer realistischen Allokation von EE-Anlagen. Die Standortentscheidung von Gaskraftwerken wird optimiert.
- Das **ausgewählte Szenario** ist auch unter Berücksichtigung des Netzes **versorgungssicher**.
- Der Zubau von Gaskraftwerken erfolgt vor allem im Westen Deutschlands. Je nach Beitrag des Auslands zur Behebung von deutschen Engpässen ergibt sich ein **Zubaubedarf in NRW von etwa 5 bis 8 GW**.
- Insbesondere die Nord-Süd-Trassen werden häufig voll ausgelastet.
- Trotz Netzausbau steigen Anpassungsmaßnahmen zur Behebung von Netzengpässen gegenüber historischen Mengen deutlich.
- Sollten wichtige **Leitungen nicht rechtzeitig fertiggestellt** werden, könnten **Versorgungslücken** in BY, BW, RP und NRW resultieren.

Monitoring Versorgungssicherheit NRW

- Um die Versorgungssicherheit in NRW sicherzustellen, plant die IHK NRW ein Monitoring von versorgungssicherheitsrelevanten Kenngrößen des Energiesystems.
- Das Monitoring weist die aus den vorherigen Untersuchungen resultierenden Kapazitäten als Zielgrößen für NRW aus.
- Der Status jeder Kenngröße soll im Zeitverlauf durch das Monitoring nachverfolgt werden. Neben den quantitativen Größen sollen auch qualitative Entwicklungen beobachtet werden.
- Das EWI gewährleistet dabei eine fortlaufende Aktualisierung der Kenngrößen und den Abgleich mit den zuvor ermittelten Sollwerten.

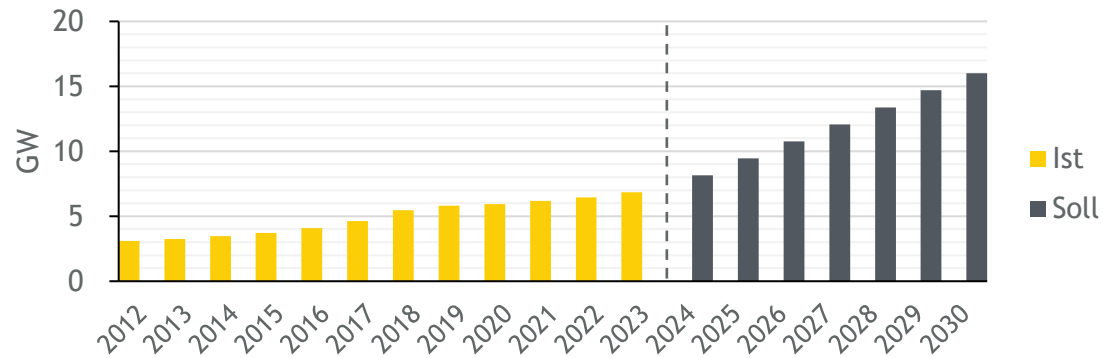
Eine Statusanzeige fasst die wesentlichen Entwicklungen in NRW auf einen Blick zusammen

Übersicht über wesentliche Kenngrößen

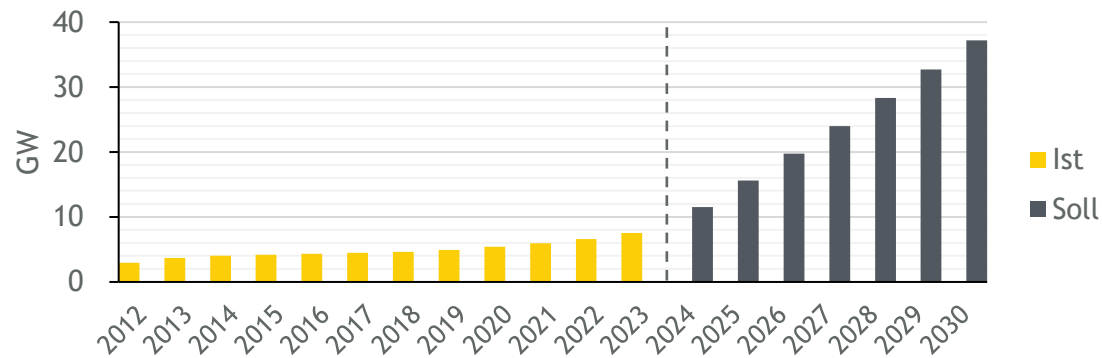


- Die Dimensionen der notwendigen Handlungen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit haben komplexe Interdependenzen
- Versäumnisse in einem Feld (z. B. Ausbau von Gaskraftwerken) lassen sich nicht (unmittelbar) durch Alternativen kompensieren.
- Diese *Mehrzieloptimierung* wird im Folgenden anhand der verschiedenen Dimensionen disaggregiert aufgezeigt.
- Die Zielwerte der Kenngrößen für NRW wurden aus den vorherigen Analysen abgeleitet.

Status Wind Onshore

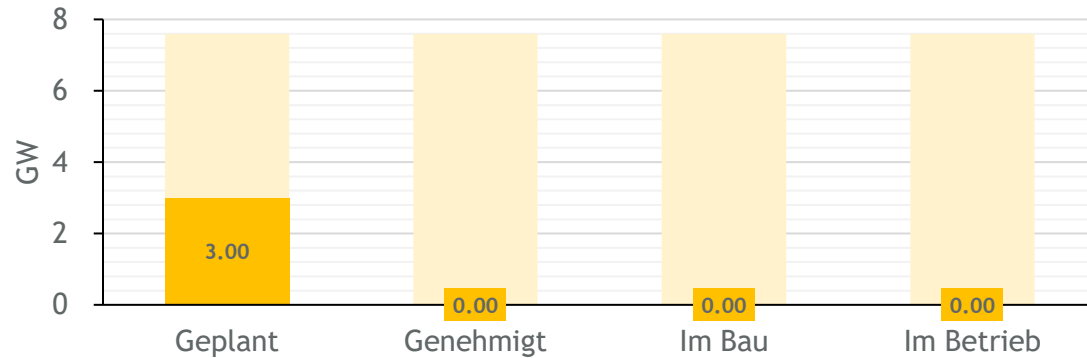


Status Photovoltaik



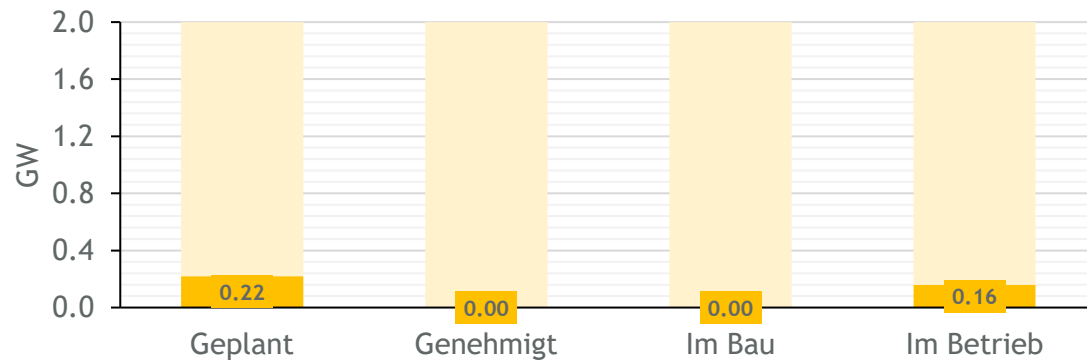
- Die Sollvorgaben entsprechen den Hochlaufkurven für den Zubau, die zur Zielerreichung nötig sind.
- Die Hochlaufkurven für PV und Wind Onshore in NRW sind an jene des EEG23 angelehnt.
- Die bundesweiten Ausbauziele werden mit dem Anteil der NRW-Zielkapazitäten an den bundesweiten Kapazitäten multipliziert, sodass sich eine NRW spezifische Hochlaufkurve ergibt.
- Die historischen Werte basieren auf [4]. Der Vergleich mit historischen Kapazitäten weist darauf hin, dass künftige Zubauraten, insbesondere Photovoltaik, sehr stark steigen müssen, um die abgeleiteten Zielvorgaben zu erreichen.
- Die Angaben beziehen sich jeweils auf den Anfang eines Jahres.
- Das Monitoring erfasst, inwiefern die tatsächlichen Zubauten der Sollvorgabe entsprechen.

Status H₂-ready Gaskraftwerke

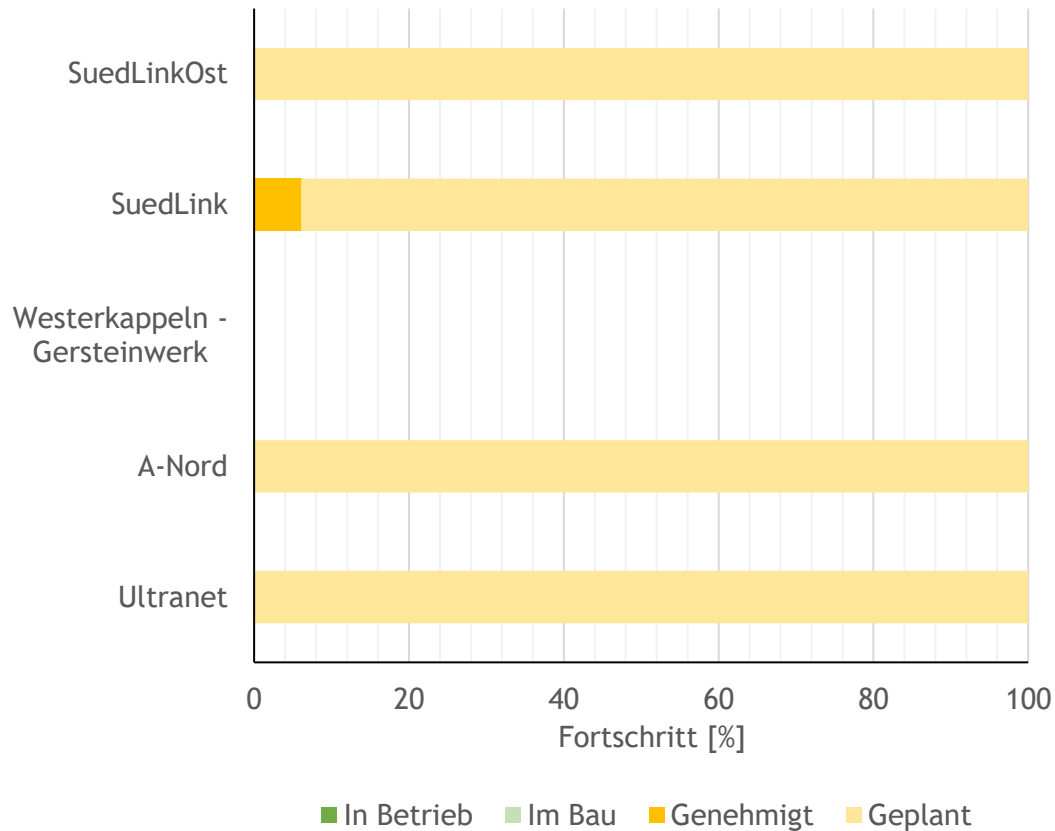


- Das Monitoring des Ausbaus von (H₂-ready) Gaskraftwerken sowie von Großbatteriespeichern wird in vier Abschnitte unterteilt.
- Ein Monitoring anhand von Hochlaufkurven ist nicht geeignet, da vor dem Jahr 2027 Inbetriebnahmen nicht zu erwarten sind und der Zubau nicht linear erfolgen wird.

Status Großbatteriespeicher

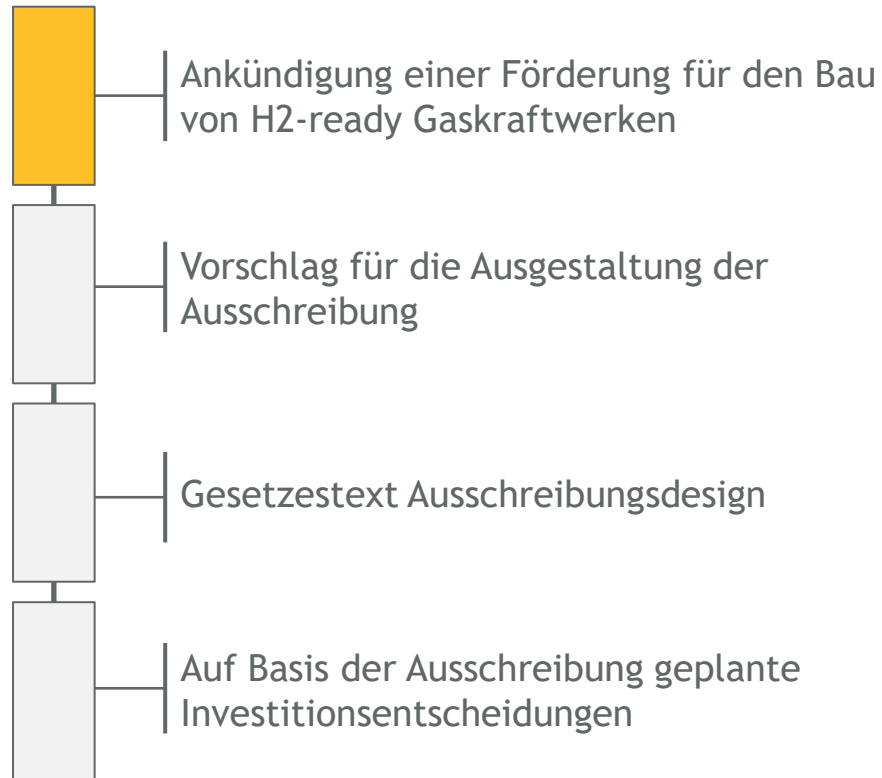


Status Netzausbau



- Analog zu den Gaskraftwerken wird der Fortschritt des Netzausbaus in vier Kategorien unterteilt.
- Eine Leitung besteht aus mehreren Teilabschnitten. Die Fortschrittsanzeige bildet den Anteil der Teilabschnitte an der gesamten Leitung ab. Der jeweilige Status basiert auf [5].
- Der Status „Geplant“ bezieht sich auf eine abgeschlossene Bundesfachplanung. Das Vorhaben Westerkappeln- Gersteinwerk ist lediglich im Bundesbedarfsplan gelistet.
- Der Status „Genehmigt“ wird erteilt sobald ein Teilabschnitt den Planfeststellungsbeschluss erhält.
- Eine Inbetriebnahme von Teilabschnitten ist nicht möglich, da i.d.R. keine Zwischenstationen geplant sind. Somit ist der Status „In Betrieb“ ein binärer Status.

Status Ausschreibung



- Die durchschnittliche Bauzeit von Gaskraftwerken beträgt in Deutschland etwa 4 bis 7 Jahre [6].
- Vor dem Hintergrund dieser langen Planungszeiten ist eine schnelle Realisierung der angekündigten Förderungen für den Bau von H2-ready Gaskraftwerken von Hoher Bedeutung für die Zielerreichung im Jahr 2030
- Der Stand des Förderungsmechanismus wird qualitativ im Rahmen des Monitorings berücksichtigt.
- Im EEG 2023 sind bereits Ausschreibungen für etwa 8 GW H2-ready Gaskraftwerkskapazität von Dez. 2023 - Dez. 2026 festgelegt. Da diese Kapazität nach den Modellrechnungen nicht ausreichen, um Versorgungssicherheit zu gewährleisten, bezieht sich der Status der Ausschreibung auf darüber hinausgehende Kapazitäten.

Bei Fragen oder Anregungen gerne melden!

KONTAKT

Philipp Artur Kienscherf

philipp.kienscherf@ewi.uni-koeln.de

+49 (0)221 650 745-26

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) gGmbH

- [1] RWE (2022) - Verständigung auf Kohleausstieg 2030 und Stärkung der Versorgungssicherheit in der Energiekrise
- [2] BMWK (2023) - Statement zur Auftaktveranstaltung Plattform Klimaneutrales Stromsystem
- [3] Land NRW (2023) - Landesregierung legt Potentialanalyse für Windenergieflächen vor
- [4] LANUV (2023) - Energieatlas NRW
- [5] Bundesnetzagentur (2023) - Netzausbau.de
- [6] FAZ (2021) - Klimaneutralitätsnetz 2045