

QUO VADIS WASSERSTOFF- KRAFTWERKE?

Identifikation
netzdienlicher Standorte
für die Rückverstromung
von erneuerbar erzeugten
Speichergasen in
Bayern und Südhessen



Executive Summary

Im Zuge der Umstellung des Energiesystems auf volatile erneuerbare Energien werden zunehmend flexible Erzeuger und Verbraucher als Gegenspieler benötigt. Bislang konnte insbesondere der konventionelle Kraftwerkspark aus Erdgas-, Kohle- und Kernkraftwerken auf Schwankungen im Stromsystem reagieren und den regionalen sowie zeitlichen Ausgleich sicherstellen. Durch den fortschreitenden Ausstieg aus den konventionellen Erzeugungskapazitäten Kohle und Kernkraft fehlen diese flexibel einsetzbaren Kraftwerksleistungen absehbar im Stromnetz. Ersatz hierfür sollen langfristig vor allem Wasserstoffkraftwerke liefern. Gemäß den aktuellen Erwartungen wird Wasserstoff überwiegend in Norddeutschland produziert sowie über die Gasterminals und internationalen Pipelines importiert. Die systemisch geeigneten Standorte für Elektrolysekapazitäten wurden in der Studie „Quo vadis, Elektrolyse?“ für das TenneT-Netzgebiet in Deutschland analysiert. Fokus der vorliegenden Studie sind die zur wasserstoffbasierten Stromerzeugung komplementären Standorte dieser Erzeugungskapazitäten.

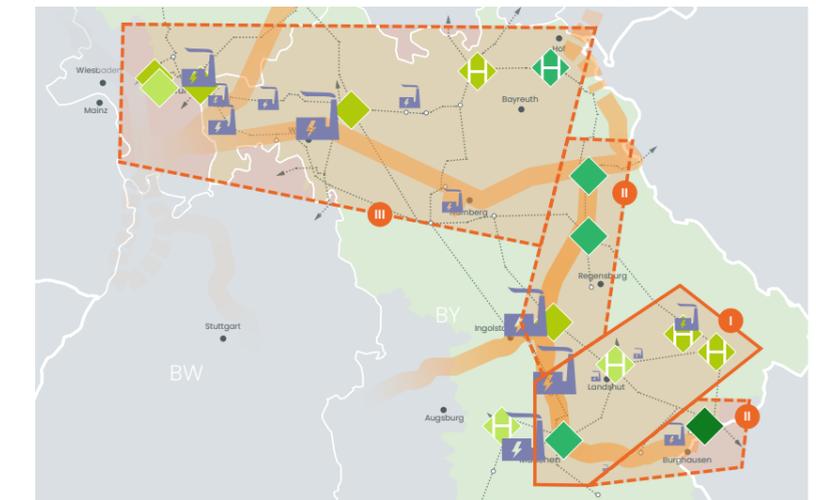
Ziel der Studie ist es dabei, in Anlehnung an die aktuelle Diskussion zusätzliche flexible bzw. gesicherte Kraftwerksleistungen zu verorten und deren Nutzen für das Energiesystem zu bewerten. Vorab wird dabei die grundsätzliche Eignung von Regionen innerhalb der deutschen TenneT-Regelzone in Kooperation mit den Fernleitungsnetzbetreibern bayernets, Gasunie und Thyssengas überprüft. Hierdurch kann die Potentialregion für neue flexible Kraftwerksleistungen zur effektiven Bereitstellung von Redispatchleistung bis zum Jahr 2030 im Weiteren auf Süddeutschland eingegrenzt werden. In einem zweiten Schritt werden sowohl Strom- als auch Gas-/Wasserstoffnetz Kriterien

zur detaillierten Standortanalyse herangezogen und bewertet. Hierbei werden neben den systemischen Effekten des Betriebs auch die grundsätzliche Standorteignung und die zeitlich mögliche Brennstoffverfügbarkeit evaluiert, um standortscharfe Ergebnisse für die Potentialregion auszuweisen. Die Ergebnisse zeigen auf, dass Kraftwerkskapazitäten überwiegend in Süddeutschland kurz- und mittelfristig benötigt werden. Diese flexiblen Kraftwerke werden insbesondere im Rahmen von Redispatchmaßnahmen eingesetzt, um einen sicheren und zuverlässigen Betrieb des Stromübertragungsnetzes zu ermöglichen. Dafür bedarf es wiederum einer leistungsfähigen Fernleitungsinfrastruktur für Wasserstoff, um die angedachten Wasserstoffkraftwerke im Süden zeitnah und effizient mit Brennstoff zu versorgen. **Kraftwerke in Norddeutschland werden bis 2030 keinen signifikanten Einfluss auf das Engpassmanagement haben und können bei einem Einsatz außerhalb von Windflauten den Redispatchbedarf sogar erhöhen. Außerhalb des marktgetriebenen Einsatzes werden sie damit nur geringe Betriebsstunden aufweisen. Im Gegensatz hierzu können zusätzliche Kraftwerkskapazitäten in Süddeutschland einen maßgeblichen Beitrag zum Engpassmanagement leisten.**

Ähnliche Ergebnisse wurden bereits im Rahmen der Bedarfsanalyse der Bundesnetzagentur und der Stromübertragungsnetzbetreiber veröffentlicht. Darüber hinaus wird im Rahmen dieser Studie und vorab zu einer möglichen Systementwicklungsplanung auch die Wasserstoffverfügbarkeit an den Standorten im Hinblick auf das geplante Wasserstoffnetz der Fernleitungsnetzbetreiber bewertet.

Die zeitnahe Umsetzung dieser wasserstoffbasierten Stromerzeugung ist bereits im aktuellen Rechtsrahmen vorgesehen. Bei der Novellierung des Gesetzes für den Ausbau erneuerbarer Energien (EEG 2023) wurden Mechanismen zur Ausschreibung von 8,8 GW Kraftwerkskapazität für sogenannte Sprinter- und Hybridkraftwerke im Rahmen des § 28 f und § 28 g etabliert. Über die Regelung der Sprinterkraftwerke sollen dabei erste wasserstoffbefeuerte Kraftwerkskapazitäten in das Energiesystem integriert werden. Dem gegenüber steht das Konzept des Hybridkraftwerks als in sich gekoppeltes erneuerbares Erzeugung- und Speicherkonzept. An ein und demselben Standort (Netzverknüpfungspunkt) soll dabei der Strom aus eigens errichteten EE-Quellen genutzt werden, um Wasserstoff oder Ammoniak zu produzieren. Dieser bzw. dieses soll wiederum vor Ort gespeichert und in geeigneten Zeiten rückverstromt werden. Infrastrukturelevant ist hierbei die Rückverstromungseinheit und idealerweise auch die EE-Quelle, der Elektrolyseur soll nicht mit dem Stromnetz verbunden sein (§ 39 o EEG). Um Ineffizienzen zu vermeiden, sollte in Hochpreiszeiten sowohl die EE-Quelle als auch die Rückverstromungseinheit einspeisen können, um nicht ausschließlich den ineffizienteren Elektrolysepfad nutzen zu müssen. Während dieses Konzept vermutlich zu einer Beschleunigung in Zeiten noch nicht ausgebauter Wasserstoffnetze beitragen soll, vereint es vielfältige Nachteile in sich. So wäre stattdessen eine systemische und räumliche Trennung der Komponenten vorteilhaft, damit Elektrolyseure in EE-Überschussregionen wie dem Norden platziert werden können. Des Weiteren können so die Wasserstoffspeicherung in Salzkavernen, die stoffliche Nutzung in Industriesektoren sowie der Transport des Wasserstoffs in den Süden des Bundesgebiets ermöglicht werden.

Neben der positiven Wirkung der Elektrolyse im Norden für das Stromnetz ergäbe sich so ein Synergieeffekt durch die bedarfsgerechte Rückverstromung des grünen Energieträgers in Engpassituationen im Süden von Deutschland. Kurzfristig ist hierbei vor allem der Süden und Südosten des TenneT-Netzgebiets relevant (Region I), bis 2030 erweisen sich bestehende oder neue Kraftwerksstandorte entlang des geplanten Wasserstoffnetzes der bayernets als vielversprechende Kandidaten für die Errichtung von (zusätzlichen) Kraftwerkskapazitäten (Region II). Mit fortschreitendem Netzausbau auf der Strom- und Gasnetzseite werden ab 2035 auch Standorte auf der Mainlinie und in Nordbayern für die Platzierung von Wasserstoffkraftwerken relevanter (Region III).



Inhalt

Executive Summary	02
Wer wir sind.....	06
Einleitung	08
1 Nord oder Süd – Allokation von flexibel einsetzbaren Kraftwerkskapazitäten bis 2030.....	10
Ergebnis einer Kapazitätserhöhung.....	12
2 Netzgebiete der beteiligten Studienpartner	14
Energiesystemstudien	17
3 Methodischer Ansatz zur Bewertung gesamtsystemdienlicher Standorte für Hybrid- und Sprinterkraftwerke	18
4 Auswertung.....	22
4.1 Voranalyse.....	23
4.2 Bestehende Kraftwerke und Umrüstungspotenzial	25
4.3 Wo ergeben sich kurzfristig die größten Vorteile zusätzlicher Erzeugungskapazitäten	26
5 Mittelfristiger Ausblick	28
5.1 Ökonomische Bewertung (SEW).....	29
5.2 CO ₂ -Bewertung.....	30
5.3 Auswertung mit Fokus auf den Stromfaktor.....	31
5.4 Gesamtauswertung	32
6 Fazit und langfristiger Ausblick	33
7 Hintergründe	36
7.1 Grüner Wasserstoff aus regulatorischer Sicht.....	36
7.2 EEG 2023.....	37
7.3 Anmerkungen zum Konzept der Hybridkraftwerke	38
7.4 Integrationsmöglichkeiten von Anlagenkomponenten in hybriden Konzepten.....	40
7.4.1 Unabhängige Investitionen.....	41
7.4.2 Direkte/dezentrale Kombination von EE mit Elektrolyse....	42
7.4.3 Indirekte Kombination von EE mit Elektrolyse	42
7.4.4 Kombinierte Investitionen	43
7.5 Rückverstromung von Wasserstoff als Beitrag zur Versorgungssicherheit	44
7.6 NEP Strom und Gas.....	45
7.7 Langfristiges Potential für regelbare Kraftwerkskapazitäten....	46
Quellen	47

AUTOREN

Christine Böhmert (bayernets GmbH)
Thorsten Brümmer (Gasunie Deutschland Transport Services GmbH)
Michelle Butzen (Thyssengas GmbH)
Dr. Arne Dammer (Thyssengas GmbH)
Dr. Malte Grunwald (Gasunie Deutschland Transport Services GmbH)
Dr. Friedrich Kunz (TenneT TSO GmbH)
Norbert Lechner (TenneT TSO GmbH)
Christoph Linhardt (TenneT TSO GmbH)
Richard Unterseer (bayernets GmbH)
Dr. Lukas Wimmer (TenneT TSO GmbH)

Wer wir sind



bayernets ist der bayerische Fernleitungsnetzbetreiber. Als Teil des europäischen Gastransportsystems transportieren wir Gas effizient, sicher und umweltschonend durch Süddeutschland. Dabei ist nachhaltiges Handeln für uns selbstverständlich. Wir leisten einen zentralen Beitrag zur Versorgungssicherheit in unserem Netzgebiet. Durch einen sicheren Betrieb, eine bedarfsgerechte Optimierung und einen nachhaltigen Netzausbau sorgen wir für ein leistungsfähiges Transportnetz. Wir gestalten die Energiewende und stellen heute schon die Weichen für den Wasserstofftransport als wichtigen Baustein im Energiesystem der Zukunft.



Gasunie ist ein europäisches Energie-Infrastrukturunternehmen. Das Gasnetz von Gasunie ist eines der größten Hochdruck-Pipelinenetze in Europa und umfasst mehr als 17.000 Kilometer Leitungen in den Niederlanden und Norddeutschland. Gasunie bietet Transportdienstleistungen für Erdgas und grünes Gas über ihre Tochtergesellschaften Gasunie Transport Services B.V. (GTS) in den Niederlanden und Gasunie Deutschland Transport Services GmbH (GUD) in Deutschland an. Wir möchten dabei helfen, den Übergang zu einer CO₂-neutralen Energieversorgung zu beschleunigen, und sind überzeugt, dass erneuerbare Gase – vorrangig Wasserstoff, aber auch Biomethan oder SNG – einen wichtigen Beitrag dazu leisten können. Dabei bietet die Nutzung der bestehenden Gasinfrastruktur die Chance, Gase mit reduziertem Klimafootprint zeitnah dem Energiesystem zur Verfügung stellen zu können.



TenneT ist ein führender europäischer Netzbetreiber. Wir setzen uns für eine sichere und zuverlässige Stromversorgung ein – 24 Stunden am Tag, 365 Tage im Jahr. Wir gestalten die Energiewende mit – für eine nachhaltige, zuverlässige und bezahlbare Energiezukunft. Als erster grenzüberschreitender Übertragungsnetzbetreiber planen, bauen und betreiben wir ein fast 24.500 Kilometer langes Hoch- und Höchstspannungsnetz in den Niederlanden und großen Teilen Deutschlands und ermöglichen mit unseren 16 Interkonnektoren zu Nachbarländern den europäischen Energiemarkt. Mit einem Umsatz von 6,4 Mrd. Euro und einer Bilanzsumme von 32 Mrd. Euro sind wir einer der größten Investoren in nationale und internationale Stromnetze, an Land und auf See. Jeden Tag geben unsere 6.600 Mitarbeiter ihr Bestes und sorgen im Sinne unserer Werte Verantwortung, Mut und Vernetzung dafür, dass sich mehr als 42 Millionen Endverbraucher auf eine stabile Stromversorgung verlassen können. Lighting the way ahead together.



Thyssengas baute die erste Ferngasleitung in Deutschland und unterstützte damit die industrielle Entwicklung im Ruhrgebiet. Heute betreiben wir Ferngasleitungen mit einer Länge von etwa 4.400 Kilometern. Dazu kommen technische Großanlagen, wie zum Beispiel unsere Verdichterstation in Ochtrup. Unsere Infrastruktur befindet sich hauptsächlich in Nordrhein-Westfalen (Nordwestdeutschland). Millionen Menschen und das größte Industriegebiet Europas verlassen sich darauf, dass wir sie zuverlässig mit Energie versorgen, den Zugang zu günstigen Lieferanten sicherstellen und so den Wettbewerb unterstützen. Wir sind überzeugt: Nur mit einer hochmodernen Gasinfrastruktur lassen sich die Ziele Versorgungssicherheit und Dekarbonisierung der Energiewelt erreichen und in Einklang bringen. Für eine erfolgreiche Energiewende werden wir auch in Zukunft sehr innovative Beiträge leisten.

Einleitung

Das gesteckte Ziel der Klimaneutralität bis 2045 in Deutschland bedingt einen ambitionierten Ausbau der erneuerbaren Energien, der Leitungsinfrastrukturen für Strom und Gas sowie tiefgreifende Veränderungen in allen Verbrauchssektoren (vgl. auch Abb. 1, Installierte Erzeugungsleistung für das Szenario B 2037 im aktuellen Netzentwicklungsplan [1]). Über den Koalitionsvertrag [6] und dessen gesetzliche Umsetzung wurde der Ausbaupfad für erneuerbare Technologien bis 2030 auf ambitionierte 215 GW Photovoltaik, 115 GW Onshore-Wind, 30 GW Offshore-Wind und 10 GW Elektrolyseleistung in Deutschland festgesetzt (§ 4 EEG 2023 und § 1 WindSeeG). Damit ist der Rahmen für den nächsten Schritt hin zu einer Klimaneutralität im Jahr 2045 definiert worden.

Um diese Ziele in einer Infrastrukturentwicklung abzubilden, wird im Rahmen des Stromnetzentwicklungsplans 2023 erstmals ein Klimaneutralitätsstromnetz berechnet. Als maßgebliche Anforderung werden dabei ebenfalls die Ziele in allen Verbrauchssektoren derart abgebildet, dass Klimaneutralität über alle Sektoren hinweg und nicht wie bislang ausschließlich im Energiesektor erreicht wird. Die damit einhergehende Stromverbrauchssteigerung von bislang etwa 600 TWh/a auf bis zu 1.300 TWh/a im Jahr 2045 bedingt einen im Vergleich zu vorhergehenden Plänen deutlich leistungsstärkeren Erzeugungspark für erneuerbare Energie. Korrespondierend hierzu wurde im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 [2] das zukünftig benötigte Wasserstoffnetz auf der Basis einer umfangreichen Marktabfrage für Verbrauch und Angebot von Wasserstoff modelliert. Damit die Entwicklung der Infrastrukturen Strom, Gas, Wasserstoff und Wärme zukünftig

besser aufeinander abgestimmt wird, ist Ende 2022 der erste Prozess zur Erarbeitung einer Systementwicklungsstrategie gestartet worden. Die Systementwicklungsstrategie [3] soll auf der Basis von Energieszenarien über ein gemeinsames Leitbild für die Entwicklung des Energiesystems sowie konkrete Ankerpunkte für die unterschiedlichen Energiesysteme abgestimmte Randbedingungen für die Planung der Energieinfrastrukturen liefern.

Im Zuge der weiter fortschreitenden volatilen erneuerbaren Stromerzeugung gewinnt die Sektorkopplung auch mit der Erzeugung von Wasserstoff und schnellstmöglich verfügbaren Gaskraftwerkskapazitäten zunehmend an Bedeutung. Dabei sind sowohl Ansprüche des elektrischen Energiesystems zur Ausregelung der volatilen Erzeugungleistung zu berücksichtigen als auch die Nähe zur vorhandenen und geplanten Gasnetzinfrastruktur sowie deren Transformationsfähigkeit in eine Wasserstoffinfrastruktur. Die veröffentlichten Studien erfassen diese Thematik häufig durch die Identifikation von (Kraftwerks-)Kapazitätsbedarfen und Wasserstoffmengen zur Rückverstromung deutschlandweit oder in größeren Clustern über mehrere Bundesländer hinweg (vgl. Agora Klimaneutrales Stromsystem 2035 oder LFS TN-Strom). Dies ist als erster Schritt zielführend, erfordert allerdings weiterführende Untersuchungen hinsichtlich konkret geeigneter guter Standorte. Die Dimension dieser Untersuchungen erweitert sich infolge der geplanten Beantragung und Etablierung von Wasserstoffkraftwerken über das EEG. Im Rahmen der geplanten Fördermechanismen sollen sogenannte Sprinter- und Hybridkraftwerke (siehe § 28 f und § 28 g EEG 2023) eingeführt werden. Um die somit erforderlichen Kraftwerkskapazitäten

möglichst effizient, ressourcenschonend und kostenoptimal in das Gesamtsystem einzufügen, muss eine gesonderte Betrachtung erfolgen. Ziel dieser Studie ist es, die Vorteile von netzdienlich platzierten zusätzlichen Erzeugungsleistungen aufzuzeigen und damit zur Gestaltung eines möglichst effizienten zukünftigen Energiesystems beizutragen. Dies wird durch die Eingrenzung einer Potentialregion und eine anschließende detaillierte Bewertung konkreter Standorte erarbeitet. Dabei sollen anknüpfend an die Vorgängerstudie „Quo vadis, Elektrolyse?“ die jeweiligen relevanten infrastrukturellen Kriterien bestimmt und für die deutsche TenneT-Regelzone (Teile: Bayern, Hessen, Niedersachsen, Bremen und Schleswig-Holstein) analysiert werden. Schlussendlich sollen so allgemeine Ansätze für die gesamtsystemdienliche Implementierung von Sprinter- und Hybridkraftwerken erarbeitet werden.

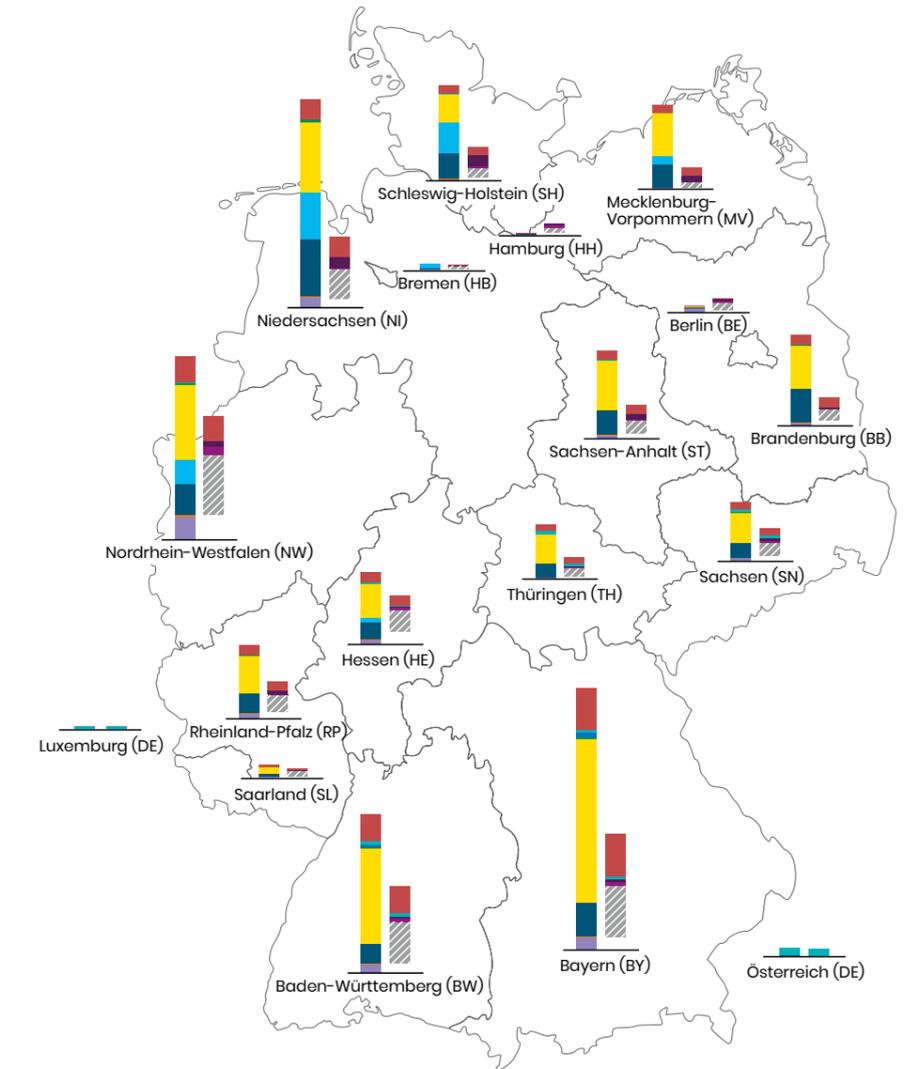
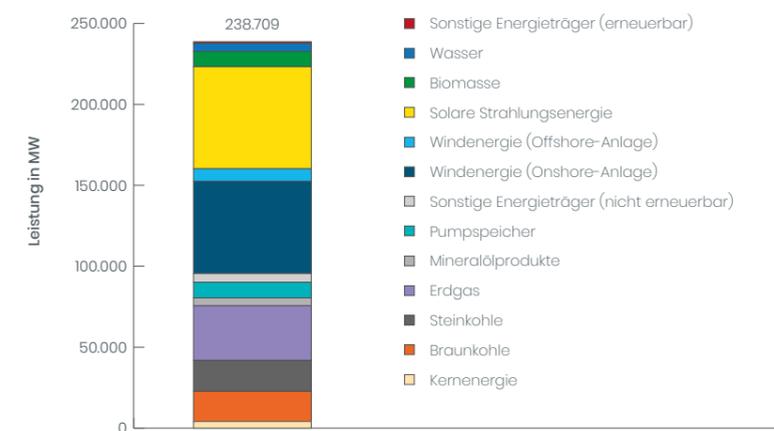


Abb. 1 – Installierte Leistung je Bundesland im NEP 2023 Szenario B 2037 [1]

1 Nord oder Süd – Allokation von flexibel einsetzbaren Kraftwerkskapazitäten bis 2030

Für die Bewertung von zusätzlichen flexibel einsetzbaren Kraftwerkskapazitäten ist zunächst ein Blick auf die aktuelle Energiebereitstellungsstruktur in Deutschland interessant (vgl. nebenstehende Abbildung). Der anhaltende Zubau von Kapazitäten aus erneuerbaren Energien führt neben dem Ausstieg aus der Kernkraft und der Kohleverstromung sowie einer temporären drastischen Preissteigerung bei Erdgasimporten zu einem beschleunigten Wandel im Energiesystem. Mittel- bis langfristig soll Erdgas als Energieträger für die Stromproduktion durch Wasserstoff ersetzt werden. Zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit in Stunden einer Unterdeckung (mangels Wind und PV) werden auch in Zukunft gesicherte einsetzbare Erzeugungsleistungen benötigt, die sowohl kurzfristige Defizite ausgleichen können als auch im Falle einer Dunkelflaute die sichere Energieversorgung gewährleisten – idealerweise CO₂-neutral. Neben Pumpspeichern und Batterien rückt hierbei die Rückverstromung von Wasserstoff zunehmend in den Fokus.

Abb. 2 – Installierte Nettonennleistung in Deutschland



EEG-Anlagen ausgewertet zum 30. Juni 2022

Sonstige Energieträger (nicht erneuerbar): 50% Abfall, Grubengas, Batteriespeicher, Wärme, Sonstige Energieträger (nicht erneuerbar)
 Sonstiger Energieträger (erneuerbar): 50% Abfall, Geothermie

Stand: 22. November 2022
 Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Regulatorisch wird diese Option im EEG 2023 aufgegriffen und als sogenannte Sprinter- bzw. Hybridkraftwerke aufgeführt. Als Hybridkraftwerk wird nachfolgend ein innovatives Konzept mit wasserstoffbasierter Stromspeicherung definiert (§ 28 f EEG). Sprinterkraftwerke beziehen sich auf § 28 g EEG (Anlagen zur Erzeugung von Strom aus grünem Wasserstoff). Fördermechanismen für Ausschreibungsmengen werden bis zu einer Gesamtkapazität von 8,8 GW bis zum Jahr 2028 in Aussicht gestellt. Im Februar 2023 wurde diese Entwicklung von der Bundesnetzagentur vor dem Hintergrund der Versorgungssicherheit aufgegriffen [5]. Der Zubau von Gaskraftwerken (H₂-ready) soll die Sicherstellung der Versorgungssicherheit zu geringen Kosten gewährleisten und es wird darauf verwiesen, dass eine Realisierung bis zum Ende des Jahrzehnts erforderlich ist. Bei der Förderung von Erzeugungsanlagen wird im Versorgungssicherheitsbericht Strom nur auf eine Netzdienlichkeit hingewiesen, die sich durch die Vermeidung von Engpässen sowie durch die Minimierung des Netzausbaubedarfs charakterisieren lässt. Im Gegensatz dazu umfasst die Versorgungssicherheit weitere Aspekte wie die Gewährleistung der Netzstabilität (Regelleistungsbereitstellung), gesicherte Kraftwerksleistungen zur Deckung des prognostizierten Energiebedarfs sowie auch die Absicherung der Netze gegen Eingriffe Dritter. Dies wird bereits in den Kernpunkten der Verordnungsermächtigungen auf Basis von § 88 e und § 88 f EEG 2023 adressiert und soll in einer Rechtsverordnung weiter ausgestaltet werden. Innerhalb dieser Verordnungsermächtigungen wird auf netz- und systemdienlich ausgelegte Anlagen verwiesen.

Die Übertragungsnetzbetreiber werden über gesetzliche Prozesse regelmäßig mit Analysen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit betraut. In den Systemanalysen [8] wird der Bedarf an der Netzreservekapazität zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit

des Elektrizitätsversorgungssystems ermittelt sowie insbesondere der Bedarf für die Bewirtschaftung von Netzengpässen und der Spannungshaltung. Unter Spannungshaltung versteht man im Kontext des elektrischen Energiesystems die Bereitstellung oder die Aufnahme von Blindleistung. Ein Netzengpass wird durch eine fehlende Übertragungskapazität zwischen Erzeuger und Verbraucher definiert, der durch einen Eingriff in den laufenden Betrieb der Erzeugungsanlagen behoben werden muss. Dies kann beispielsweise durch konventionelle Kraftwerke erfolgen. Höhere Kosten im Systembetrieb sind meist die direkte Folge des Engpassmanagements. In der letzten Aktualisierung der Bedarfsanalyse (7. März 2022) wird der Zeitraum bis Ende Q1/2024 bewertet. Analysen zeigen, dass aufgrund von Netzengpässen im 380/220-kV-Netz das gesamte Redispatchpotential im Süden benötigt wird (einschließlich Netzreserve). Zusätzlich muss Kraftwerksleistung aus dem Ausland zur Lastdeckung in Deutschland herangezogen werden. Dies zeigt die Notwendigkeit, in einem sich wandelnden Erzeugungssystem von fossilen hin zu erneuerbaren Quellen den Aspekt der Örtlichkeit von neuen Erzeugungseinheiten zu berücksichtigen.

Vor diesem Hintergrund wird nachfolgend das Thema der Verortung von wasserstoffbasierten flexibel einsetzbaren Erzeugungskapazitäten aufgegriffen und in mehreren Schritten im Hinblick auf potentielle Kraftwerksneubauten untersucht. Es soll zunächst grundsätzlich abgeschätzt werden, in welchen Regionen bis zum Jahr 2030 zusätzliche Kraftwerkskapazitäten Vorteile für das Gesamtsystem bieten können. Dargestellte Überlegungen werden im Laufe der vorliegenden Studie erweitert. Die Analyse der Verteilung von Kraftwerkskapazitäten sowohl in Nord- als auch in Süddeutschland wird angelehnt an die Ausschreibungsmengen im EEG 2023 für Hybrid- und Sprinterkraftwerke durchgeführt.

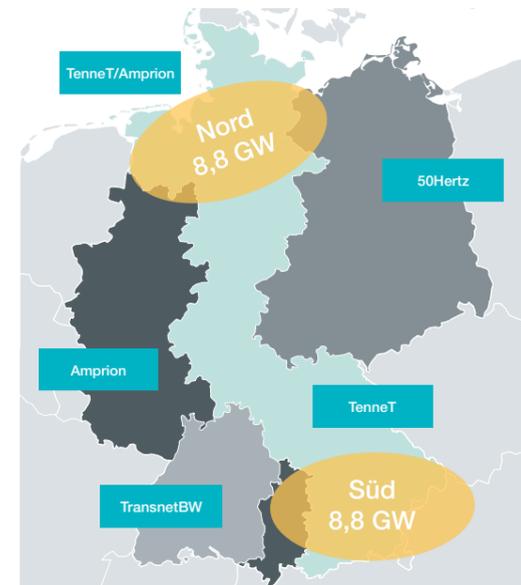
Unterstellte Netzverhältnisse basieren auf dem bekannten Kraftwerkspark (siehe auch: Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur), den bestätigten Netzausbauvorhaben und den jeweils aktuellsten Szenarien. Dabei werden 8,8 GW-Wasserstoffkraftwerke im Norden Deutschlands und im Süden Deutschlands getrennt voneinander in den Rechnungen berücksichtigt und ihr Betriebsverhalten sowie dessen Auswirkungen auf das Stromnetz analysiert.

Charakterisierung der Beispielrechnung

- Verteilung von 8,8 GW Erzeugungsleistung an Umspannwerken, die im Höchstspannungsnetz mit großen Leitungskapazitäten angebunden sind.
- Zusätzliche Kraftwerkskapazitäten stellen flexibel einsetzbare Elemente im Netzmodell dar und können im Rahmen von Redispatchvorgängen genutzt werden. Der Einsatz zusätzlicher Kapazitäten im Markt wird aufgrund kurzfristig sehr hoher Stromgestehungskosten im Vergleich zu bestehenden konventionellen Kraftwerken von den Autoren als unwahrscheinlich eingestuft. Die zusätzlichen H₂-/NH₃-Kapazitäten werden sich am Ende der Merit-Order wiederfinden und würden in sehr wenigen Stunden im Jahr eingesetzt.
- Annahme eines hohen Abrufpreises, um eine Reoptimierung der marktabhängigen Einsatzzeitreihen im konventionellen Kraftwerkspark zu vermeiden.
- Durchführung einer Jahressimulation.
- Eine Auswertung erfolgt anhand der systemseitigen Redispatchkosten und des CO₂-Ausstoßes durch den fossilen Kraftwerkspark.

ERGEBNIS EINER KAPAZITÄTSERHÖHUNG

Zur Bewertung der Folgen einer Integration zusätzlicher Kraftwerkskapazitäten in Deutschland wird nachfolgend beispielhaft anhand der Systemkosten und des CO₂-Ausstoßes im Kraftwerkspark evaluiert, ob zusätzliche Kapazitäten im Norden oder im Süden des Bundesgebiets größere Vorteile für das Stromsystem bieten können. Die Bewertung basiert auf einer Differenzbildung zum Status quo (vgl. untenstehende Abbildung, Szenario 2030).



	Einsparung Engpass-Managementkosten [Mio. €]	CO ₂ -Reduktion [kt/a]
NORD	14-30*	-30
SÜD	500-1000*	-1.200

* Abhängig von angenommenen Kosten für den Einsatz von zukünftigen Wasserstoffkraftwerken (100-400 €/MWh_{el}); Gaskraftwerk Ø 72 €/MWh_{el}

Während im Zeithorizont von 2025 bis 2030 zusätzliche Kraftwerkskapazitäten im Norden für Redispatchmaßnahmen kaum Relevanz haben, erweisen sich zusätzliche Kraftwerkskapazitäten vor allem im Süden Deutschlands als vorteilhaft, um im Rahmen von Redispatchvorgängen das Stromnetz zu entlasten. Durch die Verfügbarkeit von zusätzlichen Freiheitsgraden wird ein in Summe kostengünstigerer Betrieb des Stromsystems durch die Nutzung der zusätzlichen Kraftwerke ermöglicht. Die Gesamtsystemkosten sinken in diesem Beispielfall um bis zu eine Mrd. Euro (pro Jahr), abhängig von unterstellten Kosten für den zukünftigen Einsatz von Wasserstoff in Gaskraftwerken. Zusätzlich sinkt der CO₂-Ausstoß durch den reduzierten Betrieb fossiler Kraftwerke im Rahmen von Redispatchvorgängen um ca. 1.200 Kilotonnen im Jahr. Es ist zu beachten, dass dieses Ergebnis ausschließlich ein Maß für die Auswirkung einer Erhöhung des Redispatchpotentials darstellt und nicht als Prognose verstanden werden sollte. Systemkosten hängen von vielfältigen Faktoren ab (z. B. Wetterjahr, Kraftwerksverfügbarkeiten, Lastverhalten der Verbraucher). Es soll dabei explizit darauf hingewiesen werden, dass auch an bereits bestehenden Kraftwerksstandorten (auch in Ballungsräumen und industriell geprägten Regionen) Redispatchvorgänge beobachtet werden und diese Bestandskraftwerke damit für einen sicheren Systembetrieb notwendig bleiben. Als direkter Ersatz für diese eignen sich Wasserstoffkraftwerke grundsätzlich, durch die Definition im EEG (Neubauprojekte) stellen diese allerdings nicht den Fokus der Untersuchung dar und werden nachfolgend als zusätzliche wichtige Bestandsstandorte markiert. Für den versorgungssicheren Betrieb des Stromübertragungsnetzes werden folglich zusätzliche Kraftwerkskapazitäten im Süden bzw. in der Nähe von Ballungszentren benötigt. Kraftwerke nördlich des mittelfristigen Nord-Süd-Engpasses werden in den nächsten Jahren de facto keinen nennenswerten Beitrag zum sicheren Betrieb der Netze leisten können. Im Falle von Kraftwerksneubauten, wie sie im EEG angedacht werden, können Standorte im Süden von Deutschland systemseitig (Stromnetz) zu größeren

Vorteilen führen. In Stunden, in denen Kraftwerke aufgrund des Marktgeschehens betrieben oder bereits durch einen Redispatchaufruf ausgelastet werden, zeigen sich zusätzliche Flexibilitäten als systemseitig kostenminimierend. Dies gilt prinzipiell sowohl für kraftwerksseitig unerschlossene Standorte als auch für eine Kapazitätserweiterung an bestehenden Kraftwerksstandorten. Dieses Ergebnis resultiert aus der Perspektive der Stromnetzbetreiber (ausfallsicherer Netzbetrieb). Effekte, die durch den Einsatz von zusätzlichen Kraftwerkskapazitäten im Marktgeschehen erwartet werden, sind hierdurch nur teilweise abgebildet und betreffen hauptsächlich den betriebswirtschaftlichen Business Case des zukünftigen Anlagenbetreibers. Während zusätzliche Kraftwerke im Süden des TenneT-Netzes einen großen Nutzen bei der Engpassbewirtschaftung durch Redispatch zeigen, ist der Nutzen von zusätzlichen Kraftwerken im Norden des Netzgebietes minimal und liegt im Rahmen der Rechengenauigkeit der Untersuchungen.

Fazit: Korrespondierend zu der fluktuierenden Energieerzeugung mit erneuerbaren Energien braucht es bis zum Jahr 2030 und darüber hinaus ausreichend gesicherte Kraftwerksleistung lastnah und im Süden Deutschlands. Die zusätzliche Kraftwerksleistung (Sprinter-/Hybridkraftwerke) soll nach derzeitigem Stand Wasserstoff oder Ammoniak als Brennstoff verwenden. Neben dem Brennstoffimport sollten Elektrolyseure in Regionen mit einem Überschuss an erneuerbaren Energien und kurz- bis mittelfristig vorrangig im Norden aufgebaut werden, wohingegen die Rückverstromung im Süden erfolgen muss, damit ein sicherer Betrieb der Stromnetze gewährleistet werden kann.

2

Netzgebiete der beteiligten Studienpartner

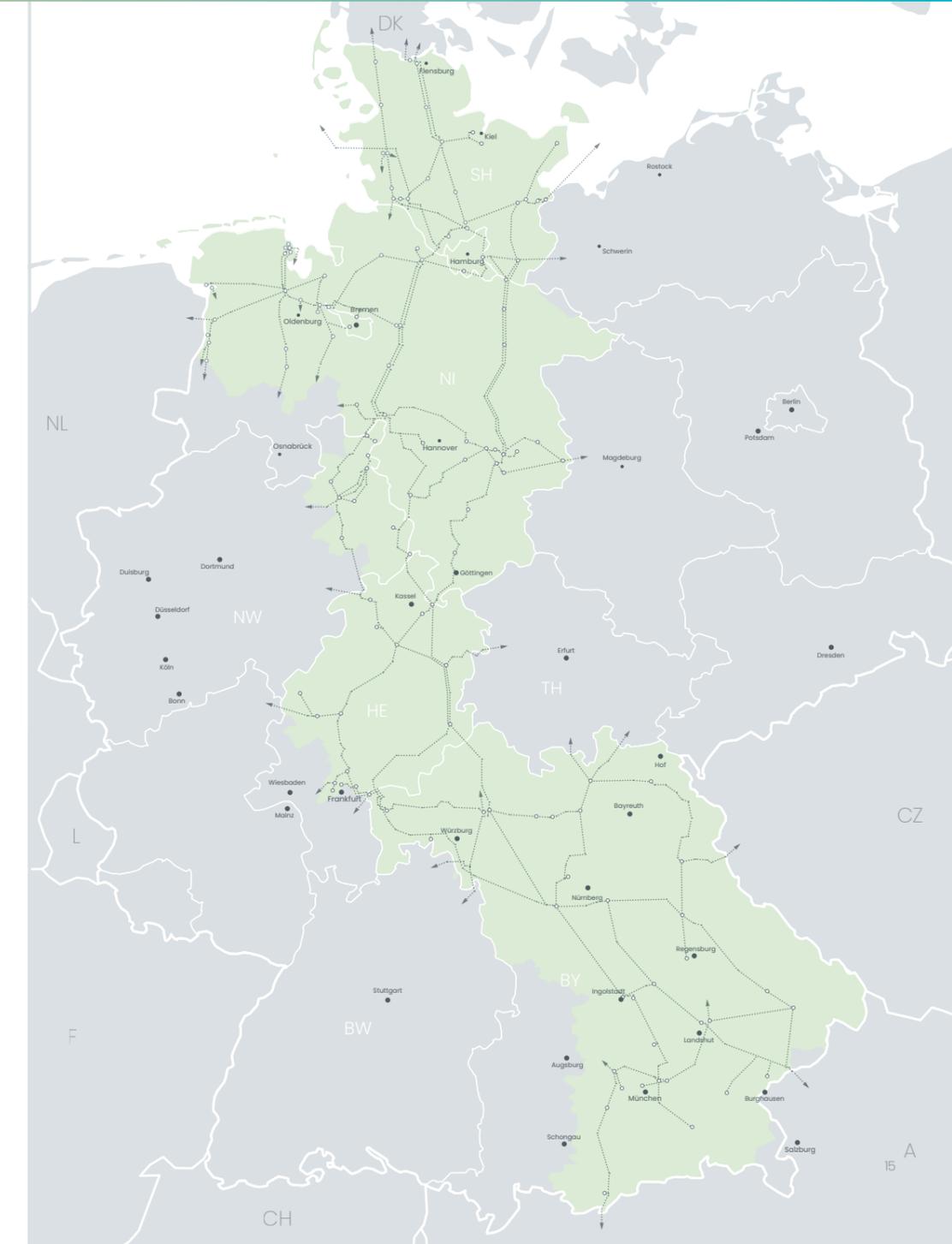
Der Energietransport über weite Entfernungen wird in Deutschland im Höchstspannungsnetz sowie im Gasfernleitungsnetz ermöglicht (vgl. Netzkarte, Abb. 3). Das Netzgebiet von TenneT umfasst im Wesentlichen die Bundesländer Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Hessen und Bayern. Die 220- und 380-kV-Leitungen sowie zukünftig vermehrt Gleichstromleitungen bilden das Rückgrat unserer Stromversorgung. Für die Sicherstellung ausreichender Übertragungskapazitäten auch in einem sich schnell wandelnden Gesamtsystem werden die Netze weiter ausgebaut und ermöglichen zuverlässig den Ausgleich von Angebot und Nachfrage durch die europäischen Strommärkte. Im nächsten Jahrzehnt werden alte Leitungen ersetzt, neue geplant und errichtet sowie auch neue Standorte für Umspannwerke zur Verknüpfung der unterlagerten Netzebenen oder neuer Großverbraucher realisiert. Dies sorgt durch die starke Verknüpfung der Übertragungsnetze mit den Verteilnetzen für eine sichere Versorgung der Endverbraucher. In den nächsten Jahren werden viele Großprojekte fertig gestellt. Hochspannungsgleichstromtrassen wie SuedLink oder SuedOstLink ermöglichen

den effizienten Transport von elektrischer Energie über weite Strecken. Größere Projekte wie die Leitung Wahle-Mecklar, der Ostbayernring und die Verstärkung der Übertragungskapazitäten aus dem Raum Nürnberg über Landshut bis nach Österreich (Juraleitung und Projekt Altheim-St. Peter) ermöglichen die effiziente Verknüpfung regionaler Bedarfe mit den überregionalen Energieströmen im europäischen Kontext. Hier kann insbesondere der Transport von erneuerbarer Energie (z. B. Offshore-Wind oder küstennaher Onshore-Wind) einen großen Beitrag zu einer Verbesserung der CO₂-Bilanz im Gesamtsystem leisten. Die Fernleitungsnetze im Gassektor stellen heute einen großen Teil der benötigten Energie im industriellen und gewerblichen Sektor, für Wärmeanwendungen sowie zur Stromerzeugung in Gaskraftwerken bereit. Es handelt sich dabei um ein leistungsstarkes Pipelinesystem, das im europäischen Netzverbund die Versorgung industrieller Großverbraucher sowie über angeschlossene Verteilnetzbetreiber die Weiterverteilung an Endkunden sicherstellt und zudem die europäischen Transitströme durch das Bundesgebiet gewährleistet. Zukünftig wird

aus dem bestehenden Gasnetz heraus die Wasserstoffinfrastruktur entwickelt und bestehende Gasleitungen werden auf den ausschließlichen Transport von Wasserstoff umgestellt. Damit bildet ein Teil der bestehenden Infrastruktur zusammen mit Neubauprojekten das Rückgrat der Wasserstoffwirtschaft. Im Rahmen der vorliegenden Studie dient die dargestellte Netzkarte der beteiligten Studienpartner als Übersicht über die bestehenden Infrastrukturen. Durch die thematische Ausrichtung der Studie wird auf den folgenden Seiten auf eine gesonderte Darstellung der Erdgasnetze verzichtet und ausschließlich das Wasserstoffnetz nach dem aktuellen Planungsstand in die Grafiken aufgenommen. In der Abbildung ist das Höchstspannungs-Übertragungsnetz von TenneT in Deutschland veranschaulicht. Geprägt ist dieses im Wesentlichen von angeschlossenen hohen EE-Erzeugungsleistungen in Norddeutschland und Verbrauchsschwerpunkten in Süddeutschland. Daneben wurde das aus der Vorgängerstudie bekannte Konsortium der norddeutschen Gasnetzbetreiber um einen süddeutschen Partner ergänzt. Gemeinsam übertragen die Partner Energie in Form von Strom bzw. Erdgas und werden zukünftig auch Wasserstoff von den norddeutschen Erzeugungsschwerpunkten zu den Lastzentren im Ruhrgebiet und in Süddeutschland transportieren.

Abb. 3 – Netzgebiet der TenneT TSO GmbH, 220- und 380-kV Stromkreise und Umspannwerke

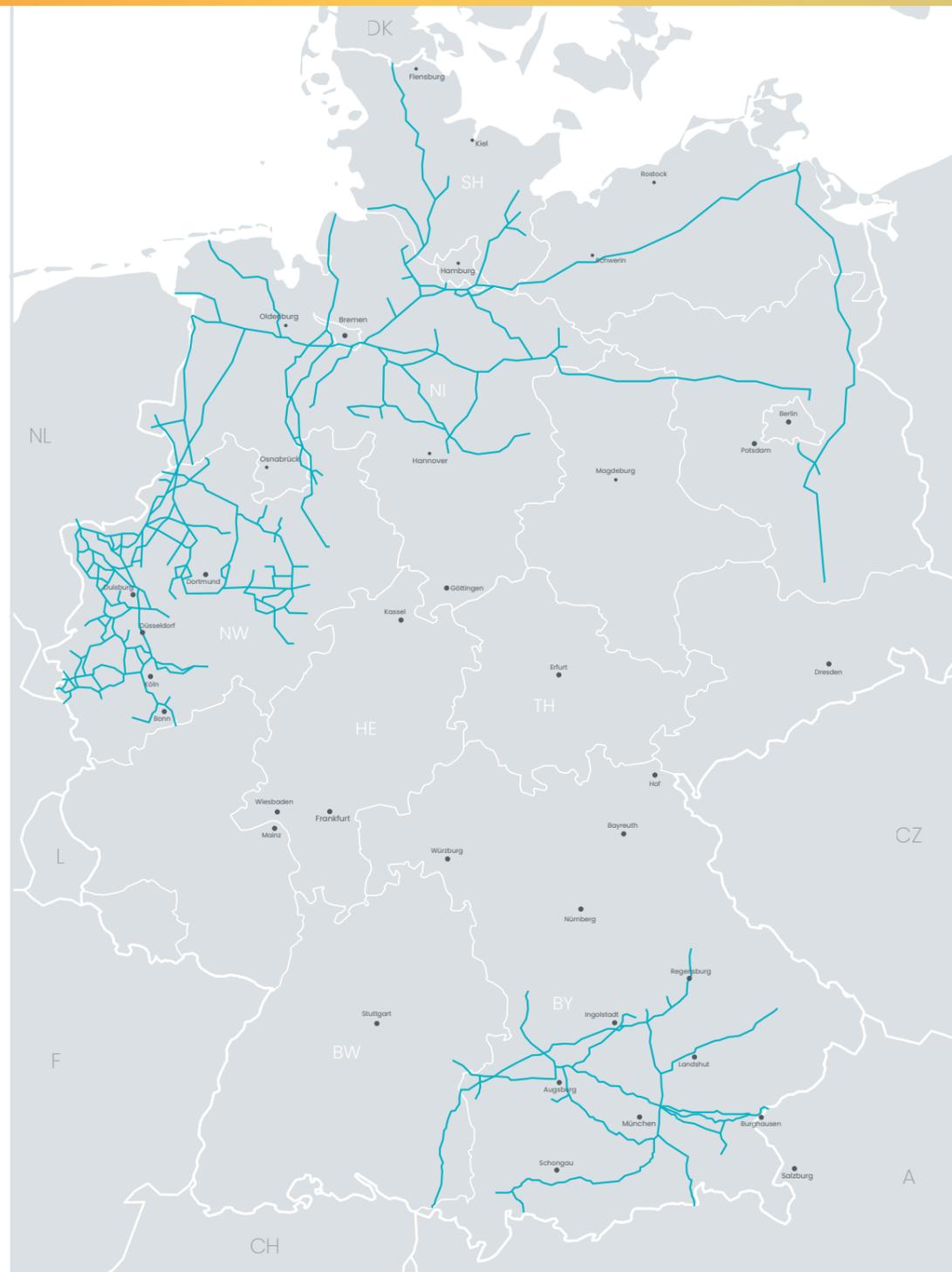
- ... TenneT Stromkreise
- Umspannwerke
- Orte
- Regelzone TenneT



Im NEP Gas 2022–2032, im Wasserstoffbericht (gemäß § 28 q EnWG) und in den eingebrachten PCF-Anträgen zeigen die Fernleitungsnetzbetreiber auf, wie die Transformation der bestehenden Gasinfrastruktur in eine leistungsstarke Wasserstoff-Transportinfrastruktur möglich ist. Dabei darf die Netzplanung und -errichtung nicht auf den Norden Deutschlands fokussiert werden. Nur durch ein flächendeckendes Wasserstoffnetz in Süddeutschland mit einer kapazitätsstarken Verbindung zum nationalen und europäischen Wasserstoffnetz können auch die erforderlichen süddeutschen H₂-Gaskraftwerke bzw. H₂-ready Gaskraftwerke angeschlossen werden. Für die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende und einen zukünftigen liquiden Wasserstoffmarkt ist es entscheidend, dass Wasserstoffherzeugung, -import und -transport sowie die Anwendungsmöglichkeiten für ganz Deutschland gleichermaßen gegeben sind. Dazu bedarf es der finalen europarechtlichen und bundespolitischen Weichenstellungen, insbesondere des politischen Auftrags zum Aufbau eines Wasserstoff-Startnetzes in Deutschland.

Abb. 4 – Leitungsverläufe der Fernleitungsnetzbetreiber bayernets, Gasunie Thyssengas (inklusive Beteiligungen)

— Gasfernleitungsnetz
● Orte



ENERGIESYSTEMSTUDIEN

Energiesystemstudien verweisen in Klimaneutralitätsszenarien zunehmend auf unterschiedliche Möglichkeiten für ein CO₂-neutrales Gesamtsystem in Deutschland und beschreiben Pfade für unsere Gesellschaft und Wirtschaft, um dieses zu erreichen. Die Studien weisen teils große Unterschiede in ihrer Herangehensweise und Modellierungstiefe auf. Neben einem großen Ausbau erneuerbarer Energien rücken zunehmend auch die Kraftwerkskapazitäten und deren Weiternutzung/Umstellung auf Wasserstoff als Energieträger in den Fokus. Da die Bandbreite der aufgespannten Szenarien und deren Extremwerte auf stark abweichende Grundannahmen zu Importabhängigkeiten und der Umstellung bestehender fossiler Prozessketten zurückzuführen ist, ist nachfolgend ein Überblick über die führenden Studien dargestellt.

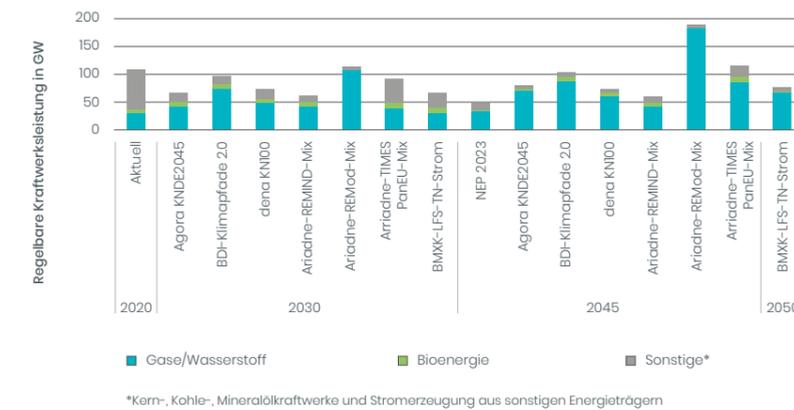


Abb. 5 – Regelbare Kraftwerksleistung in ausgewählten Energiesystemstudien [9]

Steigende Leistungen der installierten regelbaren Kraftwerke für die Nutzung von Erdgas (mittel-/ langfristig Wasserstoff) gehen mit einer starken Abnahme der Nutzung sonstiger fossiler Kraftstoffe wie Kohle einher. Dieser Brennstoffwechsel wird in den nächsten Jahren anlaufen und in bestehenden und neu zu errichtenden Kraftwerken realisiert. Zunächst sollen Neubauprojekte (wie auch im Agora-Klimaneutralitätsszenario 2035 prognostiziert) im Rahmen von Förderungen (vgl. EEG) den Markthochlauf anregen. Mittelfristig soll dann auch in Bestandskraftwerken die Nutzung von Wasserstoff als Brennstoff ermöglicht werden. Dies deckt sich mit dem aktuell geplanten regulatorischen Rahmen, in dem zunächst Neubauprojekte mit Fördermitteln bedacht werden.

Die Langfristszenarien [7] ziehen in ihren Analysen analog zur vorliegenden Studie Rückschlüsse in Bezug auf die Nutzung von Wasserstoff, sowohl auf Erzeuger- als auch auf Verbraucherseite. Es wird, unabhängig von dem gewählten Szenario, eine konsistente Trennung zwischen der Wasserstoffherzeugung hauptsächlich im Norden von Deutschland und einer Rückverstromung hauptsächlich im Süden von Deutschland beobachtet.

Bewusst niedrige Kapazitätsannahmen im Netzentwicklungsplan lassen politischen und gesellschaftlichen Spielraum für die Ausgestaltung des zukünftigen Energiesystems. Abhängig von gewählten Szenarien in durchgeführten Energiesystemstudien herrscht allerdings Einigkeit über den Bedarf von zusätzlichen regelbaren Erzeugungseinheiten (Gaskraftwerke), die nach dem Kohleausstieg und der Abkehr von der Kernenergie im Fall von Netzengpässen oder einer temporären Unterdeckung Energie für das System bereitstellen.

3

Methodischer Ansatz zur Bewertung gesamtsystemdienlicher Standorte für Hybrid- und Sprinterkraftwerke

Im Rahmen des aktuellen EEG wurde ein Förderinstrument für neue und auf Wasserstoff als Energieträger basierende Kraftwerksleistungen geschaffen. Diese Wasserstoffkraftwerke werden über § 28 f EEG und § 28 g EEG in die sogenannten Hybrid- und Sprinterkraftwerke unterteilt. Letztere sollen schnell zusätzliche Kraftwerksleistungen in das deutsche Stromnetz integrieren und explizit auf den Einsatz von Wasserstoff als Brennstoff ausgelegt sein. Hybridkraftwerke hingegen stellen eine Sonderform von Wasserstoffkraftwerken dar, die de facto als Speicher und Rückverstromungseinheit für erneuerbare Energien dienen sollen. Es sollen zusammengefasst Wasserstoffherzeugung, seine Speicherung und eine anschließende Rückverstromung über einen Netzverknüpfungspunkt in das Stromnetz realisiert werden. Für die Implementierung dieser zusätzlichen Kraftwerkskapazitäten stellt sich aus unserer Perspektive eine Standortfrage für systemdienliche Regionen bzw. Verknüpfungspunkte, die im Rahmen der Studie ermittelt und bewertet wird. Hierfür wird eine standortscharfe Nutzwertanalyse durchgeführt.

Diese ermöglicht die Bewertung unterschiedlicher Optionen und Kriterien für eine Entscheidungsfindung. Gewichtungsfaktoren ermöglichen die differenziertere Berücksichtigung der Relevanz von Einflussgrößen und führen zu einer aus Sicht der Studienteilnehmer ganzheitlich sinnvollen Bewertung. Entsprechend dem Rahmen der im EEG 2023 festgelegten Ausschreibungstermine werden Netzanalysen für die Jahre 2025 und 2030 durchgeführt.

In dieser Studie werden mehrere Stufen für die Bewertung von Standorten durchlaufen. Diese können grob in Voranalysen und die eigentliche Nutzwertanalyse gegliedert werden (vgl. Infokasten Analyse). In den Voranalysen werden grundsätzliche Potentialregionen identifiziert. Sowohl die nördliche als auch eine südliche Verteilung von Kraftwerkskapazitäten wird betrachtet. In einem zweiten Schritt erfolgt die Evaluierung von Standorten, die einer weiteren Detailuntersuchung unter-

zogen werden. Grundsätzlich ungeeignete Standorte, beispielsweise aufgrund fehlender Flächen, werden ausgeschlossen. Simulationsläufe unter der Annahme einer Vielzahl von Hybrid- und Sprinterkraftwerken als Flexibilitätspotential bilden die Grundlage für eine Vorauswahl von vorteilhaften Standorten. Der höchste Detailgrad wird in einer dritten Iteration erreicht, in der einzelne Anlagen im Rahmen von PINT-Läufen („Put in one at the time“) bewertet werden. Diese Bewertung basiert auf Differenzbetrachtungen zwischen einem Basisfall ohne das Projekt und Simulationsläufen mit den geplanten Projekten (vgl. 2nd ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects). Einzelne Standorte werden anhand unterschiedlicher Faktoren bewertet, die zum einen auf den Simulationsergebnissen und zum anderen auf weiterführenden Bewertungskriterien basieren.

Zusätzlich wird ein kombinierter Simulationslauf mit allen identifizierten Standorten durchgeführt, um die Wechselwirkung der fiktiven Anlagen untereinander abbilden zu können. Aufgrund der gewöhnlichen Unschärfe in numerischen Simulationen werden Standorte relativ bewertet und nicht durch die Nutzung von Absolutwerten. Auf diese Weise können Unsicherheiten minimiert werden, da diese durch die Differenzbildung zwischen Basislauf und betrachtetem Fall keinen Einfluss haben.

Analyse

Schritt 1: Identifizierung einer Potentialregion

- Stichprobenartige Analyse einzelner Standorte
- Stimmen Einzelanalysen mit dem erwarteten Ergebnis aus der Potentialregion überein?

Schritt 2: Bewertung des Gesamtpotentials in einem fortgeschrittenen Netzausbauzustand

- An welchen Standorten werden flexible Anlagen tatsächlich genutzt, wenn alle Freiheitsgrade möglichst weit gefasst werden?
- Berücksichtigung von technischen Restriktionen
- Begrenzung auf Standorte, an denen keine bautechnischen Einschränkungen zu erwarten sind

Schritt 3: Detailuntersuchungen anhand verbliebener Netzknoten

- Ranking der Standorte anhand durchgeführter Simulationsläufe
- Berücksichtigung zusätzlicher Bewertungsfaktoren

Bewertungsfaktoren [Wichtungsfaktor]

Für die Wahl der betrachteten Faktoren und deren Gewichtung ist die Expertise der beteiligten Studienpartner eingeflossen. Hierfür sind die zum Zeitpunkt der Studienerstellung geltenden regulatorischen und technischen Rahmenbedingungen beachtet worden. Diese können sich abhängig von zukünftigen Entwicklungen ändern.

1. Systemkosten (SEW) [20%]

Der SEW-Wert ist ein Maß für die monetarisierte Auswirkung einer Maßnahme in Bezug auf einen gewählten Referenzfall (socio-economic welfare). Es werden entstehende Kosten des Gesamtsystems (Brennstoffkosten, EE-Abregelung, Cross-Border-Redispatch und weitere) im Rahmen von Redispatchvorgängen summiert und vom Referenzfall ohne die Maßnahme abgezogen. Für die vorliegende Untersuchung ist dieser Wert als Maß für die Bewertung der Standorte untereinander zu verstehen. Das Endergebnis ist unabhängig von den unterstellten Investitions- und Betriebskosten zukünftiger Wasserstoffkraftwerke.

2. CO₂ [10%]

CO₂-Emissionen, die im Rahmen von Redispatchvorgängen durch fossile Kraftwerke erzeugt werden, stellen ein signifikantes Bewertungskriterium von Maßnahmen dar. Dieses ermöglicht neben einer quantitativen Bewertung von Ausgleichsvorgängen im Netz auch eine Aussage über die Aufteilung zwischen klimaneutralen Anpassungen im Netzbetrieb und den Änderungen im Fahrplan von fossilen Kraftwerken.

3. Stromfaktoren [35%]

a. Redispatchenergie [10%]

Der Faktor Redispatchenergie ermöglicht die Bewertung des Einsatzverhaltens zusätzlicher Kapazitäten. Je höher die erwarteten Volllaststunden an einem Standort ausgegeben werden können, desto besser wird dieser bewertet. Dieser Faktor kann für wirtschaftliche Betrachtungen des Anlagenbetriebs von entscheidender Bedeutung sein. Für die Netzdienlichkeit spielt die der nur eine untergeordnete Rolle, da auch ein stark beschränkter Einsatz in wenigen kritischen Stunden im Jahr aus netztechnischer Sicht vorteilhaft sein kann. Es ist zu beachten, dass der Einsatz von Kraftwerken in wenigen Jahresstunden mit Spitzenstrompreisen für zukünftige Planungsprozesse relevant sein kann.

b. EE-Abregelung [5%]

Die Abregelung von Erneuerbaren stellt ein Maß für die Integration von erneuerbarer Energie im Netz dar und ist damit ein indirektes Maß für die EE-Quote im Energiemix.

c. Kombinationsrechnung [20%]

Durch die kombinierte Betrachtung aller identifizierten Standorte innerhalb eines Simulationslaufes kann die gegenseitige Beeinflussung der zusätzlichen Netzelemente abgebildet werden. Auf diese Weise werden netzseitig kostenoptimale Anlagen bevorzugt eingesetzt. Kraftwerke, die im Jahreslauf größere Energiemengen für das Engpassmanagement bereitstellen, erhalten hierdurch eine bessere Bewertung. Dieser Faktor kann für langfristige Planungen stärker gewichtet werden, da in Zukunft eine Vielzahl von Anlagen im Netz verfügbar sein wird.

4. Weitere Faktoren

a. Infrastrukturverfügbarkeit [5%]

Neben theoretischen Potentialen für einen systemdienlichen Betrieb von zusätzlichen Erzeugungskapazitäten kann auch die bestehende Infrastruktur in Betracht gezogen werden. An ehemaligen Kraftwerksstandorten ist elektrische Anschlussinfrastruktur – zumindest teilweise – bereits vorhanden. Allerdings besteht sehr häufig ein hoher Anpassungs- und Erneuerungsbedarf oder die Notwendigkeit eines Ersatzneubaus der elektrischen Anschlussinfrastruktur. Hintergrund ist häufig das Alter oder die mangelnde technische Eignung der Netzanschlussbestandteile. Notwendige Voraussetzung ist typischerweise die Verfügbarkeit geeigneter Flächen bzw. Grundstücke.

b. Abstand zum geplanten H₂-Netz [30%]

Ungeachtet technischer und systemdienlicher Aspekte steht auch die Versorgung mit Brennstoffen und die Nähe zur zukünftigen Wasserstoffnetzinfrastruktur im Fokus zukünftiger Kraftwerksstandorte. Das aktuell von FNB Gas geplante Wasserstoffnetz ermöglicht hierbei eine erste Bewertung von zu bevorzugenden Standorten aufgrund von Netzausbauvorhaben auf Gasnetzbetreiberseite.

Bewertungsmatrix

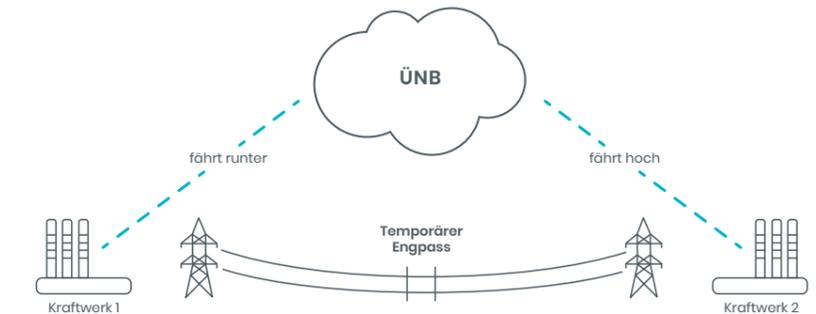
Für die Evaluation der gewählten Standorte werden die einzelnen Bewertungskriterien [B_i] in Abhängigkeit ihres Wichtungsfaktors [w_i] zusammengefasst. Hierdurch kann eine Vielzahl unterschiedlicher Kriterien in einem einfach greifbaren Endergebnis dargestellt werden.

$$\sum_i (B_i \cdot w_i)$$

Was ist ein Redispatch-Vorgang?

- Ein temporärer Engpass tritt auf einer Übertragungsleitung auf. Dies kann Folge einer technischen Störung, eines Überangebots erneuerbarer Energie aus Wind-/PV-Parks oder auch einer kurzfristigen Erhöhung in der Last sein.
- Die stark ausgelastete Leitung kann durch Freileitungsmonitoring kurzfristig höher ausgelastet werden oder durch Anpassungen im Kraftwerkspark entlastet werden.
- **Beispiel:** Eine Abregelung eines Windparks diesseits des Engpasses und eine erhöhte Leistung eines Kraftwerkes jenseits des Engpasses wird Redispatch genannt und führt zu einer Entlastung der entsprechenden Stromkreise.

Abb. 6 – Beispiel für eine Redispatch-Maßnahme



* Abbildung in Anlehnung an <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/dispatch-redispatch> erstellt

4

Auswertung

Durch den grundlegenden Vergleich zwischen einer Kapazitätserweiterung in Nord- und Süddeutschland wird die Eingrenzung auf eine Potentialregion ermöglicht. Die festgestellten signifikanten Vorteile von zusätzlichen Kraftwerken in Süddeutschland bis zum Jahr 2030 und darüber hinaus werden durch die beschriebene Beispielrechnung zu Beginn der vorliegenden Studie bestätigt. Auch in der Vergangenheit durchgeführte Analysen der Übertragungsnetzbetreiber [8], Forschungsinstitute [7] sowie politischer Prozesse [3] bestätigen diese Aussage. Das Betrachtungsgebiet wird somit auf den südlichen Teil des deutschen TenneT-Netzgebiets eingegrenzt und reicht von Süd-/Mitte-Hessen über Nordbayern bis in den Alpenvorraum. Im Norden endet der Untersuchungsbereich zwischen Kassel und Frankfurt auf der Höhe von Gießen, im Süden werden alle Umspannwerkstandorte bis zur österreichischen Grenze im Höchstspannungsnetz betrachtet. Nebenstehende Abbildung zeigt das eingegrenzte Betrachtungsgebiet mit dem geplanten Wasserstoffnetz und bestehen-



Abb. 7 – Aktuelle Standorte von Gaskraftwerken im Kontext der angedachten Wasserstoffnetze



den Gaskraftwerken. Im Raum Frankfurt, Nürnberg, Irsching (bei Ingolstadt) und München befinden sich die großen Bestandskraftwerke im Erdgasbetrieb.

Zunächst werden die kurzfristigen Potentiale näher charakterisiert. Die Ergebnisse beziehen sich hauptsächlich auf den Ausbauzustand im Stromnetz bis zum Jahr 2025. Netzverstärkungsmaßnahmen oder Neubauprojekte, die erst in den Folgejahren in Betrieb gehen (beispielsweise der SuedOstLink), sind hier noch nicht berücksichtigt. Hierdurch können Standorte identifiziert werden, die einen kostenoptimalen und sicheren Netzbetrieb auch vor den großen Netzausbauprojekten unterstützen.

Für eine robuste Netzplanung wird in der folgenden Analyse der Fokus auf zusätzliche und netzdienliche Standorte gelegt. Ziel ist es dabei, rechtzeitig gesamtenergiesystemische Standorte zu beplanen, die sowohl kurz- als auch langfristig eine systemdienliche Wirkung auf das Stromnetz haben und deren Betrieb somit sichergestellt ist. Dies deckt sich mit der Gesetzesdefinition zur Ausschreibung von neuen Kraftwerkskapazitäten. Die Umrüstung von Bestandsanlagen wird bisher nicht gesondert aufgeführt. Hinsichtlich des EEG kann unterschieden werden zwischen einem Hybridkraftwerk, das sich nicht zwingend an der angedachten Wasserstoffinfrastruktur befinden muss, und den sogenannten Sprinterkraftwerken. Letztere dienen der reinen Rückverstromung von Wasserstoff und orientieren sich damit an den verfügbaren Wasserstofftransportoptionen.

4.1 Voranalyse

Zur vorläufigen Bewertung von Standorten erfolgen Simulationsläufe, bei denen alle 380-kV-Schaltanlagen im südlichen Teil des deutschen TenneT-Netzgebiets betrachtet werden. Hierbei können flexible Elemente (Einspeiser) am jeweiligen Netzknoten aufgerufen werden und den Netzbetrieb unterstützen.



Abb. 8 – Voranalyseergebnis - Annahme flexibler Erzeugungsanlagen im TenneT-Netzgebiet, welche im Rahmen von Redispatch-Vorgängen in das Höchstspannungsnetz einspeisen können.



Einschränkungen für diese Standorte werden vorläufig vernachlässigt, allein die Eignung für den Einsatz im Rahmen von Redispatchvorgängen soll bewertet werden. Für die Abbildung des kurz- bis mittelfristigen Zeithorizonts wurde die Bewertung für die Zieljahre 2025 und 2030 durchgeführt und als Mittelwert abgebildet. Als Bewertungskriterium wird beispielhaft der Anlagenaufruf im Rahmen von Redispatchvorgängen dargestellt. Es zeigt sich, dass größere Potentiale hauptsächlich an Standorten ohne Bestandskraftwerk auftreten. Bestehende Gaskraftwerke stellen beispielsweise in München, Nürnberg oder auch im Raum Frankfurt einen großen Teil der notwendigen Redispatchenergie bereit.

Standorte im nordöstlichen Bayern und im Süden weisen größere Potentiale für die Ausschöpfung neuer Kraftwerkskapazitäten auf. Auch weit im Süden werden zusätzliche Erzeugungskapazitäten trotz eines hohen Abrufpreises in Anspruch genommen. Es kann somit in Bezug auf die Netzdienlichkeit von einem vorteilhaften Standort gesprochen werden. Diese vereinfachte Voranalyse ermöglicht die weitere Eingrenzung von Netzknoten für Detailauswertungen, sollte aber allein stehend nicht für Planungs- und Investitionsentscheidungen herangezogen werden. Standorte im Norden von Deutschland wurden im Rahmen von Voruntersuchungen ebenfalls analysiert. Zu den deutlich geringeren abgerufenen Energiemengen kommt bei diesen allerdings der Umstand, dass sie sich für die gewählten Szenarien nicht als robust netzdienlich charakterisieren lassen. Eine netzentlastende Wirkung wird hauptsächlich im Süden festgestellt. In wenigen Jahresstunden

mit sehr niedriger Einspeiseleistung aus Wind- und PV-Parks werden die nördlichen Anlagen in stark begrenztem Maß aufgerufen, diese Effekte können mit einem weiteren starken Wind- und PV-Zubau relevant werden (Dunkelflaute). Aktuell und in naher Zukunft erweist sich der konventionelle Kraftwerkspark im Norden von Deutschland jedoch als ausreichend dimensioniert, um auch im Engpassfall Kapazitätsreserven bereitzustellen zu können.

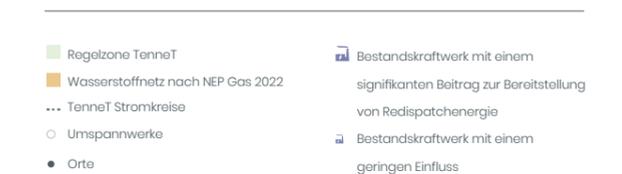
Neben der kombinierten Bewertung der Potentialregion erfolgt auch eine standortscharfe Bewertung von potentiellen Kraftwerksstandorten. Hierfür werden die Möglichkeiten einer Erweiterung von Umspannwerken berücksichtigt. Standorte, die grundsätzlich aufgrund von räumlichen oder technischen Restriktionen nicht geeignet erscheinen, werden ausgeschlossen. Langfristig erweiterbare Umspannwerkstandorte bleiben in der engeren Auswahl bestehen, eine Detailprüfung ist im Falle eines tatsächlichen Kraftwerksbaus allerdings immer notwendig. Die Eignung von Umspannwerken für zusätzliche Erzeugungskapazitäten sind auf den folgenden Analysen dargestellt, dort sind ergänzend auch bestehende Kraftwerksblöcke vermerkt. Diese sollten als kurzfristiges Potential (Umrüstung auf Wasserstoffbetrieb) nicht vernachlässigt werden. Nicht bewertet wurden die technischen Möglichkeiten und räumlichen Belange für den Aufbau von Kraftwerkskapazitäten am jeweiligen Standort.

4.2 Bestehende Gaskraftwerke (Umrüstungspotential)

Gaskraftwerke, die Erdgas als Brennstoff nutzen, werden heute und in naher Zukunft für die Bereitstellung von Redispatchenergie genutzt. In die Bewertung, die Grundlage für die nebenstehende Abbildung war, gehen sowohl die installierte Kraftwerksleistung als auch die Nutzung im Rahmen von Redispatchvorgängen für die durchgeführten Analysen (Szenariojahr 2025) gleichgewichtet ein. Für eine möglichst kurzfristige Dekarbonisierung des deutschen Elektrizitätssystems können sich diese Standorte für einen Brennstoffwechsel von Erdgas auf Wasserstoff eignen (technische Restriktionen und die Versorgung mit Wasserstoff werden an dieser Stelle zunächst nicht gesondert betrachtet).



Abb. 9 – Einsatz von Bestandskraftwerken im Rahmen von Redispatchmaßnahmen



4.3 Wo ergeben sich kurzfristig die größten Vorteile zusätzlicher Erzeugungskapazitäten?

Neben einer gesamtheitlichen Betrachtung steht häufig auch die Frage im Raum, welche Standorte zu Beginn bzw. im Rahmen des Markthochlaufs im Fokus stehen sollten. Kurzfristige Potentialanalysen für das Zieljahr 2025 zeigen im TenneT-Netzgebiet einen deutlichen Trend in Richtung der südlichen Standorte auf. Je weiter im Süden und besonders auch Südosten eine zusätzliche Kapazität angenommen wird, desto netzdienlicher erweisen sich diese zusätzlichen Anlagen. Auf der Achse Pleinting–Landshut–München werden die größten Vorteile in Bezug auf abgeregelte erneuerbare Energiemengen, Cross-Border-Redispatch und zusammengefasste ökonomische Gesichtspunkte festgestellt. Die Umspannwerke in dieser Region stellen aus Sicht des Stromnetzes gut geeignete Standorte in der nahen Zukunft dar. Nebenstehende Bewertung basiert auf einem unterstellten optimalen Betriebsverhalten einer Einzelanlage im Rahmen von Redispatchmaßnahmen. Eine fiktive erste Großanlage wird für das Beispiel einer Erzeugungseinheit in Pleinting im Rahmen von Redispatchvorgängen in über 6.500 Stunden im Jahr abgerufen (ca. 4.500 Volllaststunden).

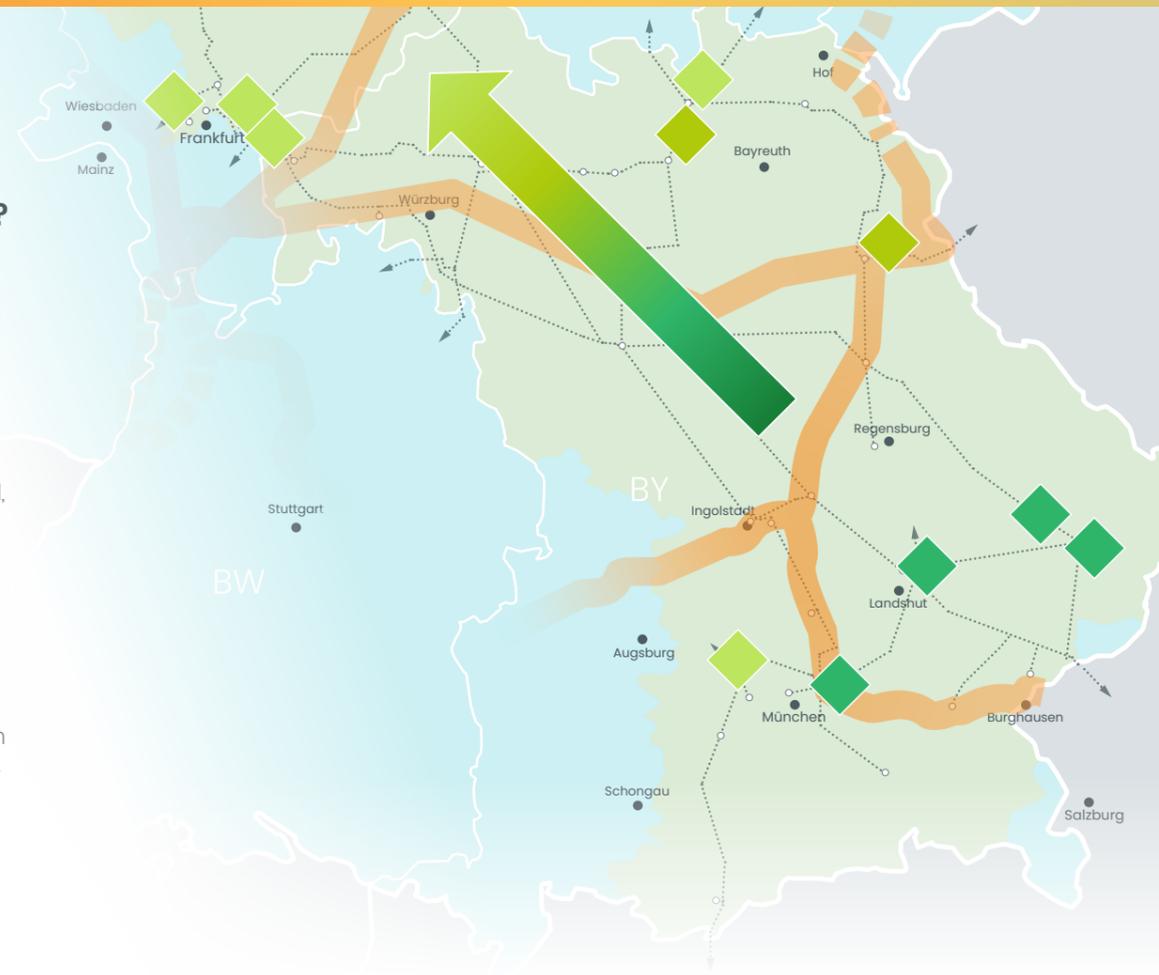


Abb. 10 – Kurzfristig vorteilhafte Standorte im Rahmen von Redispatchanalysen für die Schaffung zusätzlicher Erzeugungskapazitäten



Die durchgeführten kurzfristigen Analysen für das Bezugsjahr 2025 erlauben es, Rückschlüsse für das Netzgebiet von TenneT in Bezug auf potentielle Standorte für Wasserstoffkraftwerke abzuleiten, die in den nächsten Jahren berücksichtigt werden müssen. Die Ergebnisse sind immer abhängig von angenommenen Szenarien, den geplanten und umgesetzten Netzausbauprojekten und der realisierten Kapazitätserweiterung im Wind-/PV-Sektor.

1. Aus der Sicht eines möglichst effizienten und kostenoptimalen Betriebs des deutschen Stromnetzes sollten Standorte innerhalb des TenneT-Netzgebiets im Südosten von Bayern frühzeitig in den Fokus geraten.
2. Durch die Umrüstungsbestrebungen auf der Gasnetzseite (Erdgas auf Wasserstoff bis zum Jahr 2030 in ausgewählten Leitungszügen) kann eine Diskrepanz zwischen einer Wasserstoffnachfrage zur Rückverstromung und einer Versorgung mit grünen Gasen entstehen. Lediglich übergangsweise könnten die Wasserstoffkraftwerkskapazitäten noch mit Erdgas betrieben werden – so lange, bis Wasserstoff vor Ort verfügbar ist. Die Umstellungen sollten frühzeitig im Rahmen von koordinierten gemeinsamen Planungen der Infrastruktur- und Kraftwerksbetreiber sowohl auf der Gas-, wie auch auf der Stromseite berücksichtigt werden, insofern das Umrüstungspotential besteht. Eine frühzeitige Anbindung von Südbayern an das geplante Wasserstoffnetz kann hierbei einen signifikanten Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten.
3. Die Nähe zum geplanten Wasserstoffnetz erlaubt eine starke Eingrenzung auf No-Regret-Standorte (z.B. Großraum München/Ottenhofen). Diese werden durch den Anschluss an das zukünftige Wasserstoffnetz unabhängig von Speicherbeschränkungen (Hybridkraftwerke) nachhaltig zur Versorgungssicherheit beitragen können.

Der fortschreitende Netzausbau zwischen 2025 und 2030/2035 führt zu deutlich erhöhten Übertragungskapazitäten zwischen Nord- und Süddeutschland, im Wesentlichen durch die Gleichstromtrassen SuedLink und SuedOstLink sowie durch innerbayerische Trassenverstärkungen. Hier kann im Speziellen auf den Ostbayernring, die Juraleitung sowie das 380-kV-Netzausbauprojekt zwischen Altheim und St. Peter in Österreich verwiesen werden, die einen maßgeblichen Beitrag zur Versorgungssicherheit in Süddeutschland leisten werden. Der Ostbayernring verbindet das Umspannwerk Redwitz mit Schwandorf und verläuft über Mechenreuth und Etzenricht in Nordostbayern. Die Juraleitung verbindet die Umspannwerke Raitersaich, Ludersheim, Sittling sowie Alheim bei Landshut. Hier schließt die Trasse in Richtung Österreich über Simbach bis St. Peter an. Nachfolgenden Analysen liegt die Annahme zugrunde, dass diese Projekte ohne größere Verzögerungen abgeschlossen werden können.

5

Mittelfristiger Ausblick

Grundsätzlich erweisen sich alle zuvor eingegrenzten Standorte als vorteilhaft für das Gesamtsystem im Rahmen von Redispatchvorgängen. An dieser Stelle soll für nördlichere Standorte in Deutschland eine zukünftige Eignung in einem integrierten Energiesystem mit ausgebauten Übertragungskapazitäten und signifikanten Kapazitäten für erneuerbare Energien ab 2035/2040 nicht ausgeschlossen werden, insbesondere wenn sich die Rolle der Gaskraftwerke verstärkt zur Bereitstellung gesicherter Kraftwerksleistung insbesondere für den Fall der Dunkelflaute entwickelt. Dies bedeutet zukünftig eine reduzierte Anzahl an Betriebsstunden und mit fortschreitendem Ausbau erneuerbarer Erzeugungsleistung eine notwendige gesicherte Erzeugungsleistung aus wetterunabhängigen Kraftwerken. Aufgrund der Lage zu den Gasspeichern – insbesondere den Kavernenspeichern in Salzstöcken im Norden von Deutschland – wären Kraftwerksstandorte im Norden mit weniger Aufwand in die Gas- bzw. Wasserstoffinfrastruktur zu integrieren. Es muss im Rahmen dieser Untersuchung allerdings explizit auf den kurz- und mittelfristigen Bedarf an Erzeugungskapazi-

täten hingewiesen werden, der sich hauptsächlich im Süden von Deutschland findet. Er hängt stark vom aktuellen Netzausbauzustand ab und ist durch Restriktionen in der Übertragungskapazität auf der Nord-Süd-Achse geprägt. Neben dem theoretischen Bedarf an Erzeugungskapazitäten werden auch praktische Einschränkungen durch die Expertise der beteiligten Studienpartner auf Strom- und Gasnetzseite berücksichtigt. Hierdurch wird durch die Kombination von Potentialen und Randbedingungen ein zielführender und robuster Blick auf das nächste Jahrzehnt ermöglicht. Durch den aktuellen Planungsstand auf Seiten der Fernleitungsnetzbetreiber ist der grobe Trassenverlauf des Wasserstoffnetzes bekannt. Standorte, die im Stromnetz als vorteilhaft erscheinen, aber weiter entfernt vom Wasserstoffnetz liegen, werden gesondert markiert. Für diese Standorte muss entweder frühzeitig eine sektorübergreifende Infrastrukturplanung angestoßen werden, die mit zusätzlichen Kosten auf Gasnetzseite einhergeht, oder die entsprechenden Standorte eignen sich ausschließlich für Hybridkraftwerke ohne gesonderten Anschluss an ein Gasnetz.

5.1 Ökonomische Bewertung (SEW)

Die ökonomische Bewertung (SEW) zeigt vorteilhafte Standorte hauptsächlich in Bayern (Regelzone TenneT). Im nordöstlichen Teil sowie weit im Süden werden relativ gesehen die besten Ergebnisse ausgegeben. Neben Standorten, die eine Nähe zum geplanten Wasserstoffnetz aufweisen, können auch weiter entfernte Standorte Vorteile im Stromnetz bieten. Eine Abwägung zwischen zusätzlichen Investitionskosten auf Gasnetzseite und finanziellen Anreizen ist hier geboten. Grün markierte Standorte führen zu reduzierten Kosten im Gesamtsystem, erlauben aber keine Rückschlüsse auf einen betriebswirtschaftlich vorteilhaften Betrieb für den potentiellen Kraftwerksbetreiber am Standort. Systemseitig können/sollten diese Standorte bevorzugt realisiert werden. Detailuntersuchungen unter Berücksichtigung des aktuellen und erwarteten Marktdesigns müssen in Investitionsentscheidungen einfließen.

Der SEW-Wert ist ein Maß für die monetarisierte Auswirkung einer Maßnahme in Bezug auf einen gewählten Referenzfall (socio-economic welfare)

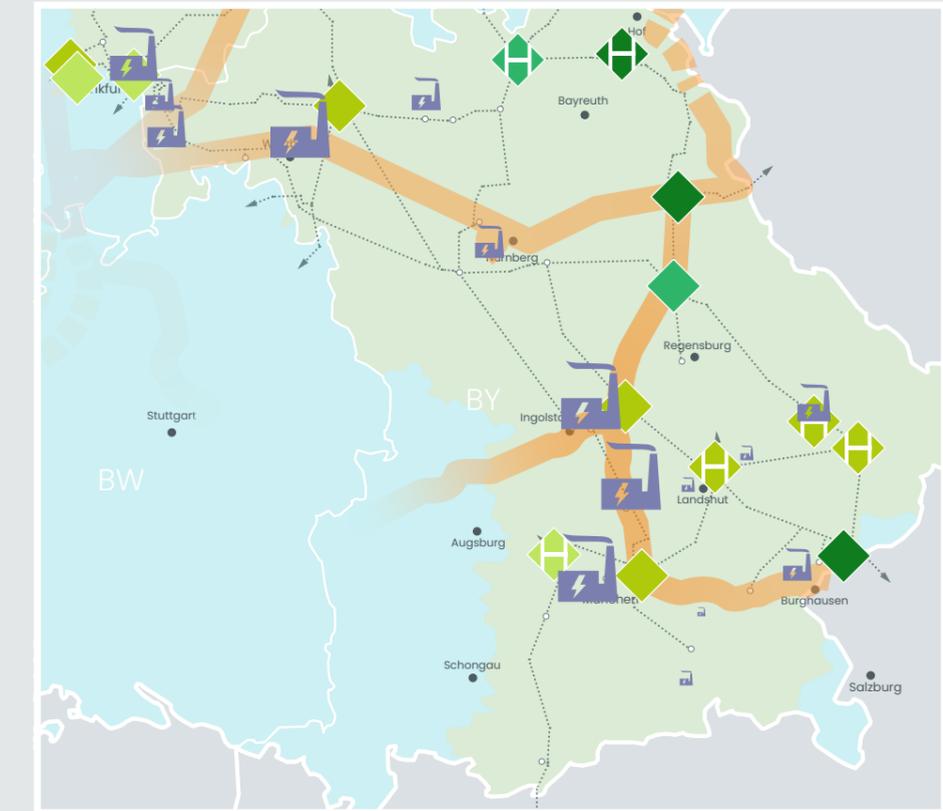


Abb. 11 – Potentialregion mit Bestandskraftwerken sowie Analyseergebnissen (5.1)



5.2 CO₂-Bewertung

Zusätzliche regelbare CO₂-freie Kraftwerkskapazitäten (Annahme einer Brennstoffherzeugung mit Grünstrom) erweisen sich als vorteilhaft für die Minimierung des CO₂-Ausstoßes im deutschen Kraftwerkspark. Die Platzierung von zusätzlichen Einspeisern im östlichen Teil von Bayern erlaubt eine relativ gesehen verstärkte Nutzung dieser Einspeiser für das Engpassmanagement und führt dadurch zu einer reduzierten Nutzung von Gaskraftwerken für Redispatchvorgänge. Gleichzeitig geht dies mit einer erhöhten Integration von Erneuerbaren im Vergleich zum Basisfall einher – die Effizienz von Ausgleichsvorgängen hängt maßgeblich vom Standort ab. Durch die Wahl der Standorte im Süden von Deutschland kann diese grundsätzlich gesteigert werden und dadurch eine verringerte Abregelung erneuerbarer Quellen erzielt werden.

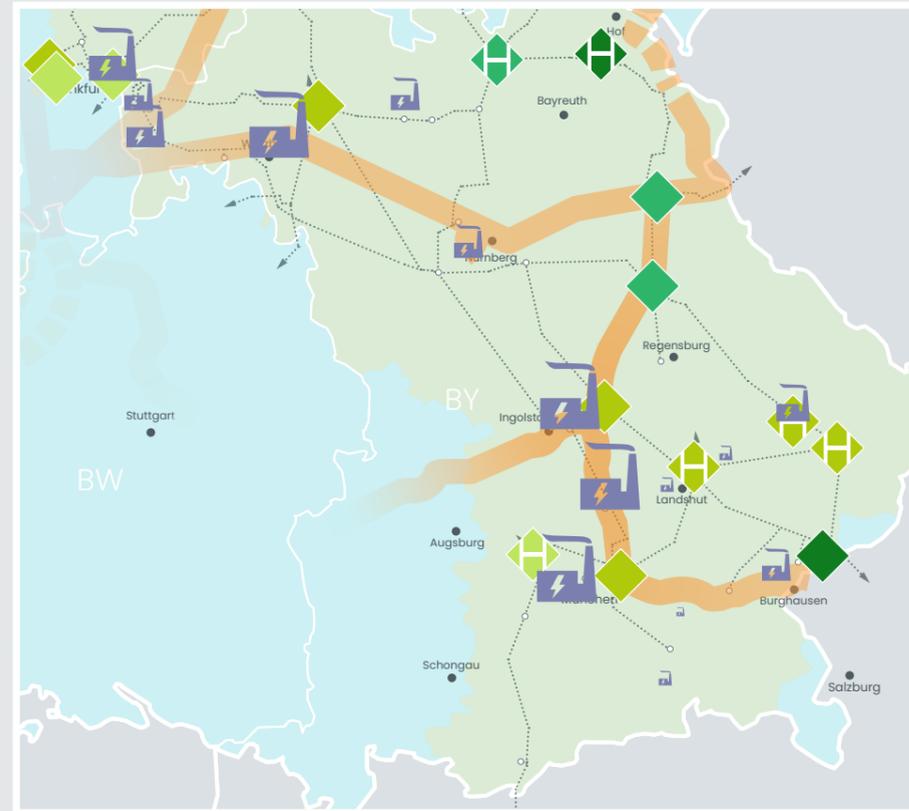
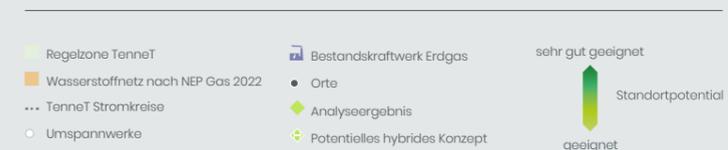


Abb. 12 – Potentialregion mit Bestandskraftwerken sowie Analyseergebnissen (5.2)



5.3 Auswertung mit Fokus auf den Strom-Faktor

Eine Bewertung des Einsatzverhaltens zusätzlicher Kapazitäten über weitere Faktoren, die im Stromsektor relevant sind (vgl. Übersicht Bewertungsfaktoren), wird nebenstehend dargestellt. Es ist zu beachten, dass auch hellgrün markierte Standorte grundsätzlich einen systemdienlichen Betrieb ermöglichen. Relativ gesehen werden diese aber in ihrer Wirkung durch den Ausbauzustand des Netzes eingeschränkt. Dies wird insbesondere auf der Achse Pleinting-Isar-Irsching bei Ingolstadt ersichtlich. Vor Inbetriebnahme der großen Ausbauprojekte (z. B. Juraleitung und Ostbayernring) kann hier auf eine vorteilhafte Verortung zusätzlicher Kapazitäten durch beschränkte Übertragungs- bzw. durch bestehende Kraftwerkskapazitäten nördlich und südlich verwiesen werden. Nach Fertigstellung der Maßnahmen zur regionalen Verstärkung der Nord-Süd-Transitkapazitäten kommt es nur noch zu einer Nutzung in relativ gesehen wenigen Stunden im Jahr. Bestandskraftwerke von Ingolstadt bis München erbringen dann einen großen Teil der erforderlichen Redispatchenergiemengen. Für die CO₂-Minimierung bei Redispatchvorgängen kann hier in Zukunft eine potentielle Umrüstung einen Beitrag leisten.

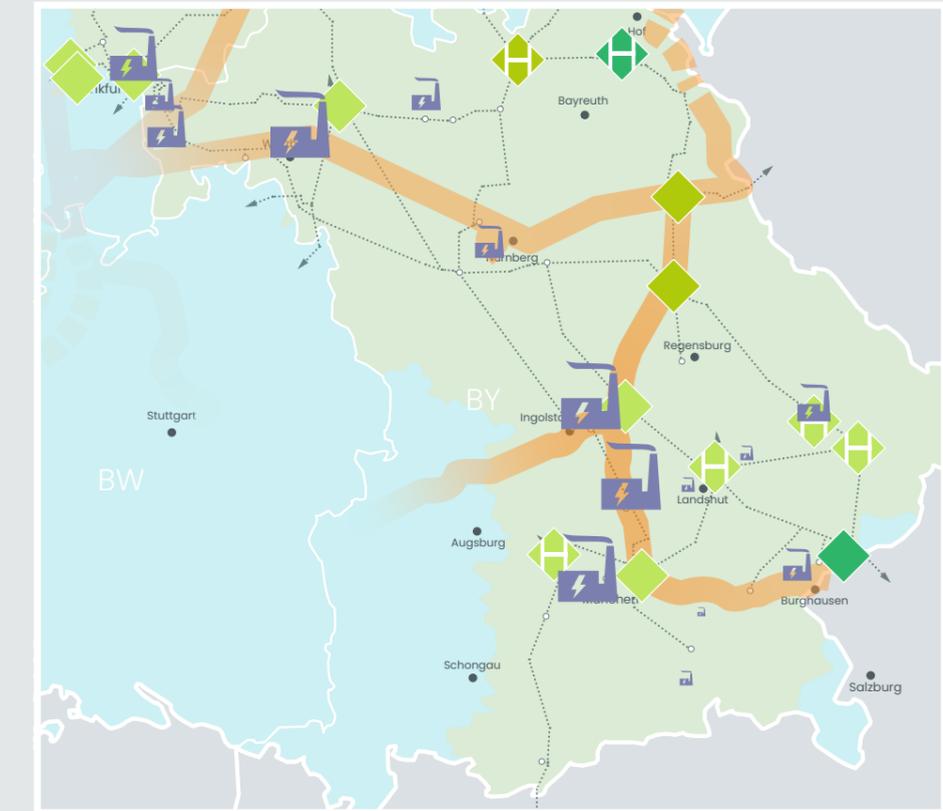


Abb. 13 – Potentialregion mit Bestandskraftwerken sowie Analyseergebnissen (5.3)



5.4 Gesamtauswertung

Die Kombination der gewählten Potentialfaktoren zeigt mehrere gute Standorte entlang des geplanten Wasserstoffnetzes. Vorteile werden durch die Einbeziehung der Gasnetze vor allem entlang des Netzes der bayernets festgestellt, aber auch etwas weiter entfernt vom geplanten Wasserstoffnetz werden noch vorteilhafte Potentiale dargestellt. Die Auswahl dieser Standorte geht mit zusätzlichen Investitionen auf Gasnetzseite einher, um Kraftwerke an das Wasserstoffnetz anzuschließen. Hier besteht der dringende Bedarf einer strom- und gasnetzübergreifenden Infrastrukturplanung, um auch solche Potentiale zeitnah ausschöpfen und die Synergieeffekte, die der Energieträger Wasserstoff im Rahmen der Energiewende mit sich bringt, effizient nutzen zu können. Weiterhin sollten auch Bestandskraftwerke in den Fokus geraten, die durch eine Umrüstung auf die Nutzung eines alternativen Energieträgers zur Dekarbonisierung des elektrischen Energiesystems beitragen können.

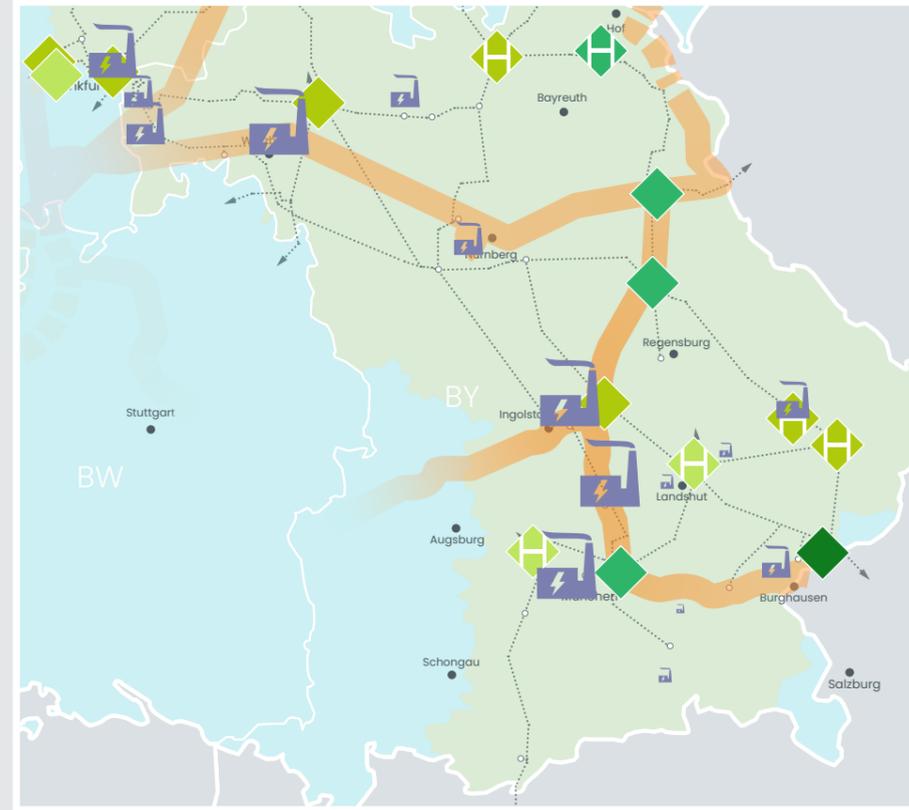


Abb. 14 – Potentialregion mit Bestandskraftwerken sowie Analyseergebnissen (5:4)



6

Fazit und langfristiger Ausblick

Diese Studie ist motiviert durch die Ausschreibung von Kraftwerksleistungen im Rahmen des EEG 2023, sog. Hybrid- bzw. Sprinterkraftwerken (vgl. § 28 f und § 28 g). Es geht vor diesem Hintergrund primär um systemisch geeignete Kraftwerksstandorte bis zum Jahr 2030 – relevant ist das voraussichtliche Energiesystem und insbesondere das bis dahin realisierte (gemäß den genehmigten Netzausbauvorhaben und NEP-Szenarien). Mit diesem Zeithorizont sollten neue und flexible Kraftwerke klar „im Süden“ realisiert werden, um eine zweifache Rolle erfüllen zu können:

1. Sie liefern elektrische Energie, wenn der Transport des EE-Stroms (noch) nicht möglich ist
2. Sie liefern elektrische Energie, wenn die EE-Erzeugung begrenzt ist („Dunkelflaute“)

Die angewandte Methodik erlaubt es, Rückschlüsse für systemisch geeignete Standorte auszuweisen, die in erster Näherung Vorteile für

das Gesamtsystem generieren können. Für weitergehende Planungen, die ebenfalls als Grundlage für Investitionsentscheidungen dienen können, müssen weitere Aspekte wie beispielsweise der Beitrag von Kraftwerken zur Frequenz- und Spannungshaltung sowie das Thema Netzwiederaufbau netzknotenscharf analysiert werden. Dieser Detailgrad ist für eine grundsätzliche erste Bewertung von Standorten nicht zielführend und kann in zukünftigen Analysen aufgegriffen werden. Unabhängig vom Detailgrad der vorliegenden Untersuchung zeigen auch weitere Studien und Analysen zu diesem Thema (vgl. Veröffentlichungen der Bundesnetzagentur, Bedarfsanalyse, Langfristszenarien etc.) die Vorteile einer Verortung von Kraftwerken im südlichen Teil des Bundesgebiets auf, die für die Verbesserung und den Erhalt der überaus hohen Versorgungssicherheit nötig sind. Zusammenfassend können für die kurz- und mittelfristige Analyse für das TenneT-Netzgebiet bis zum Jahr 2030 Handlungsempfehlungen abgeleitet werden, die in Planungsprozessen und Ausschreibungen einfließen können.

1. Die im Zeitverlauf zuerst zu errichtenden Wasserstoffkraftwerke sollten möglichst weit im Süden des TenneT-Netzgebietes geplant werden, da sie dort ihre größte Wirkung entfalten und einen sicheren Systembetrieb unterstützen.
2. Bestandskraftwerke wie bspw. Irsching bei Ingolstadt und Kraftwerke im Norden und Süden Münchens stellen im betrachteten Zeithorizont einen signifikanten Teil der notwendigen Redispatchenergie bereit. Dies ist der ausschlaggebende Faktor, nach dem zusätzliche Kapazitäten an den nahe liegenden Netzknoten in dieser Analyse schlechter abschneiden. Neben dem Neubau von Kraftwerken sollte hier zukünftig auch über die Umrüstung von Bestandsanlagen auf die Nutzung von grün erzeugtem Wasserstoff nachgedacht werden. Unter Umständen sollten diese Standorte für die Umrüstung aufgrund vorhandener Infrastruktur bevorzugt und zeitnah in Planungsprozessen berücksichtigt werden.
3. Unabhängig von Bestandsanlagen erweisen sich Netzknoten im östlichen Teil von Bayern als vorteilhaft für die Errichtung zusätzlicher Erzeugungsanlagen. Es ist zu beachten, dass ein Anschluss an das geplante Wasserstoffnetz in diesen Fällen mit zusätzlichen Investitionen auf Gasnetzbetreiberseite einhergeht.

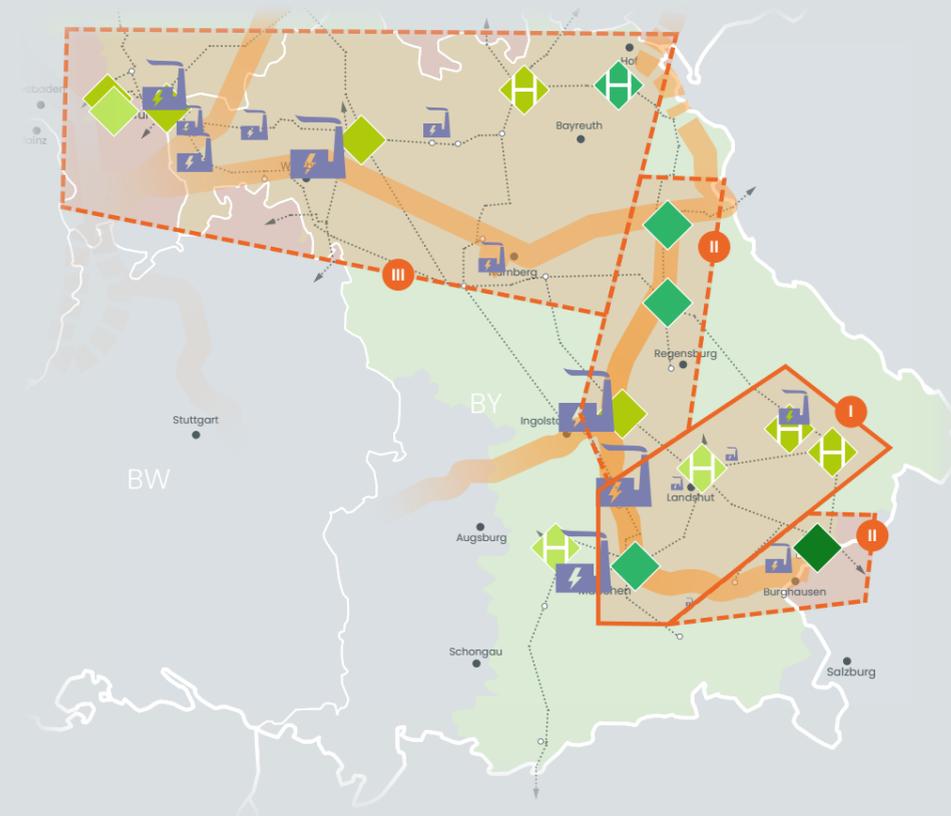


Abb. 15 – Drei Regionen für die Planung und die Fokussierung von Ausbaubestrebungen im Rahmen des Wasserstoffhochlaufs im südlichen TenneT-Netzgebiet



4. Unter Beachtung der zugrunde liegenden Szenarien und Annahmen zum realisierten Netzausbau erweisen sich folgende Netzknoten/Regionen als Kandidaten für weitergehende zukünftige Detailbetrachtungen (Neubau oder Umrüstung von Bestandskraftwerken):
 - Simbach₂/Pirach
 - Plattling_{1,3}/Pleinting_{1,3}/Isar_{1,3}
 - Ottenhofen_{1,2}/München
 - Irsching₂/Ingolstadt
 - Schwandorf₂
 - Etzenricht₂
 - Mechlenreuth₃
 - Raum Nürnberg₃
 - Berggrheinfeld/Grafenrheinfeld₃
 - Raum Frankfurt₃

¹ Kurzfristiges Potential.
² Ab 2030.
³ Hybridkonzept/weitere Potentiale.

Neben der örtlichen Komponente muss im Zusammenhang mit den Ausführungen im EEG zum Thema Sprinter- und Hybridkraftwerke auch das Gesamtkonzept im Auge behalten werden. Die Entwicklungen der letzten Jahre zielen zunehmend auf die Implementierung einer kombinierten Strom- und Gasnetzplanung ab. Stark eingeschränkte Konzepte (Hybridkraftwerke) werden diesen Bestrebungen nicht gerecht und schmälern die potentiellen Synergieeffekte, die durch den Energieträger Wasserstoff im Rahmen der Energiewende genutzt werden könnten. Weiterführende Informationen finden sich im Anhang der vorliegenden Studie und zeigen Möglichkeiten für eine Anpassung des Konzepts auf.

Nach allgemeiner Einschätzung in den aktuellen Energiesystemstudien werden langfristig Gas- bzw. Wasserstoffkraftwerke eine wichtige Rolle bei der Absicherung der Versorgung mit Strom übernehmen. Nach den drei Kernszenarien der Langfriststudie des BMWK [7] werden 2045 z. B. Kraftwerke mit einer elektrischen Leistung in der Größenordnung von 40 bis 75 GW_{el} benötigt. Diese müssen unter Beachtung der Leistungsfähigkeit des Gasnetzes umgerüstet oder neu gebaut werden, um eine ausfallsichere Versorgung mit Elektrizität zu gewährleisten. Zusätzliche Informationen zum Thema regelbare (Wasserstoff-)Kraftwerke nach 2030–2035 finden sich im Anhang der Studie.

7

Hintergründe

Nachdem im Hauptteil der Studie der Bedarf und die Anforderungen an Kraftwerkskapazitäten sowie deren Auswirkung im Rahmen von Netzsimulationen analysiert und diskutiert wurden, folgt anschließend eine Darstellung nationaler Gesetzesgrundlagen sowie ihres Einflusses auf die aufgezeigte Thematik.

7.1 Grüner Wasserstoff aus regulatorischer Sicht

Die Kriterien für die Produktion von Wasserstoff werden auf EU-Ebene im Rahmen des delegierten Rechtsaktes (DA RFNBO) geregelt und sind dementsprechend ebenfalls in nationalen Belangen relevant. Die Definition von elektrolytisch produziertem Wasserstoff als „grünem Wasserstoff“ wird durch die Herkunft der eingesetzten Energie, insb. Elektrizität, bestimmt. Die Grundlage des delegierten Rechtsaktes bildet

Artikel 27(3) der EU-Richtlinie 2018/2001 vom 11. Dezember 2018 (Renewable Energy Directive, RED II).

Der aktuell verabschiedete Entwurf des delegierten Rechtsaktes vom 10. Februar 2023 präzisiert die Anforderungen an die Produktion von grünem Wasserstoff entlang der maßgeblichen Kriterien Zusätzlichkeit, zeitliche sowie geographische Korrelation. Diese Kriterien sind wiederum für unterschiedliche Nutzungsfälle bzw. Eigenschaften des umgebenden Energiesystems unterschiedlich ausgestaltet. So gelten für den Fall einer Direktleitung zwischen erneuerbarer Energieanlage und Elektrolyseur andere Anforderungen als für einen reinen Bezug von Elektrizität aus dem öffentlichen Netz. Zudem wird der Netzbezug je nach Dekarbonisierungsgrad bzw. Anteil erneuerbarer Energien der zugrunde liegenden Gebotszone unterschieden.

Diese EU-weiten regulatorischen Vorgaben sind nachfolgend national umzusetzen, was bereits mit § 93 EEG ermöglicht wird. Im Rahmen der hier betrachteten Regelungen gemäß § 28 f und § 28 g EEG sind die angedachten Regelungen für den grünen Wasserstoff von Bedeutung. So ergeben sich unter Umständen strikte Einschränkungen für die Auslegung und den Betrieb von Anlagenkombinationen für Hybridkraftwerke aus EE-Quelle, Elektrolyse, Speicher und Rückverstromung. Zudem erfordert das Konzept von Sprinterkraftwerken wiederum die Nutzung von grünem Wasserstoff, sodass eine entsprechende sichere und flexible Versorgung notwendig wird.

7.2 EEG 2023

Im Rahmen der Überarbeitung des Gesetzes für den Aufbau erneuerbarer Energien EEG am 8. Oktober 2022 wurden die dann bekannten europäischen Regelungen umgesetzt, die gesteigerten nationalen Ausbauziele für erneuerbare Energien implementiert und Einspeisevergütungen sowie der Finanzierungsbedarf angepasst. Mit der Einführung der §§ 28 f und 28 g EEG wird zudem die gesetzliche Grundlage für einen geförderten zeitnahen Aufbau von Wasserstoffkraftwerken geschaffen. Dabei wird zwischen den in § 28 f EEG definierten innovativen Konzepten zur wasserstoffbasierten Stromspeicherung, sog. *Hybridkraftwerken*, und den in § 28 g EEG geregelten Anlagen zur Erzeugung von Strom aus grünem Wasserstoff, sog. *Sprinterkraftwerken*, unterschieden. Die finale Ausgestaltung der Anforderungen an die Anlagenkonzepte soll im Rahmen von Verordnungsermächtigungen geregelt werden.

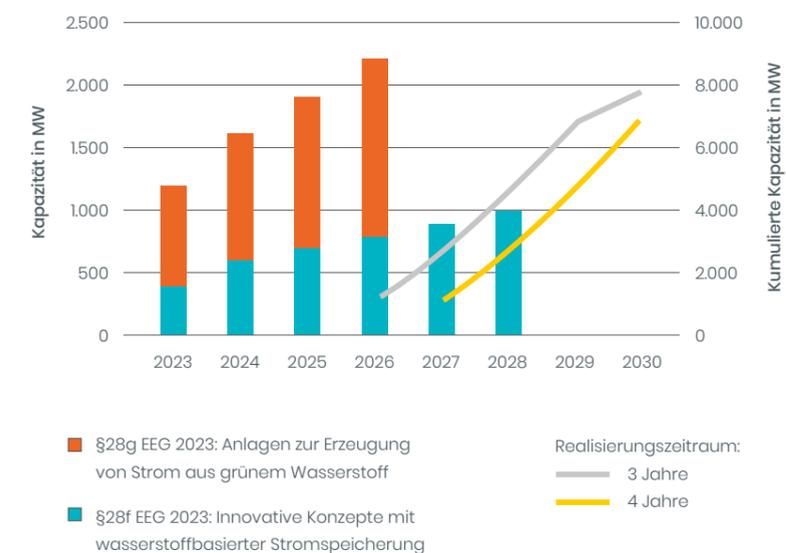
Derzeit sind explizit die Ausschreibungsvolumina und Ausschreibungstermine für innovative Konzepte zur wasserstoffbasierten Stromspeicherung im EEG ausgewiesen. So sollen bis zum Jahr 2028 4.400 MW Kapazität ausgeschrieben werden und dabei folgende Charakteristika aufweisen:

- Das innovative Konzept umfasst eine Anlagenkombination aus einer Windenergieanlage an Land oder einer Solaranlage (des ersten Segments, § 28 a) und einem chemischen Stromspeicher mit Wasserstoff als Speichergas
- Die Anlagenkombination speist über einen gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt Strom ein
- Der gespeicherte Wasserstoff wird ausschließlich durch Elektrolyse aus dem Strom der Anlagen innerhalb der Anlagenkombination erzeugt
- Der gespeicherte Wasserstoff wird nicht zuvor in das Netz eingespeist
- Der gespeicherte Wasserstoff wird ausschließlich für die Erzeugung von Strom verwendet
- Für die Erzeugung von Strom wird nur der im chemischen Speicher erzeugte und gespeicherte Wasserstoff genutzt

Die Ausgestaltung des Hybridkonzepts erlaubt darüber hinaus wenig Interpretationsspielraum für den Bezug von Energie, die nicht innerhalb der Anlagenkombination erzeugt worden ist. Hier ergibt sich vor dem Hintergrund zu tätiger Investitionen auf Betreiberseite eine Einschränkung, die zu verzögerten Investitionsentscheidungen führen kann. Ein Bezug von Grünstrom über das Netz unter Berücksichtigung der Anforderungen der Europäischen Kommission wird ausgeschlossen. An dieser Stelle sollte das EEG entsprechend erweitert werden, um eine Beschleunigung des Markthochlaufs zu begünstigen.

Neben der wasserstoffbasierten Stromspeicherung in § 28 f werden im EEG im § 28 g die sogenannten Sprinterkraftwerke eingeführt. Zwischen 2023 und 2026 sollen in Summe weitere 4.400 MW Kapazität zur Erzeugung von Strom aus grünem Wasserstoff ausgeschrieben werden. Der damit einhergehende Wasserstoffbedarf muss im Unterschied zum § 28 f nicht vom Anlagenbetreiber selbst gedeckt werden. Die Lokalisierung der Hybrid- und Sprinterkraftwerke wird bislang nicht weiter definiert. Lediglich erste Anforderungen (Netzdienlichkeit) sind bereits festgelegt worden. Für den weiterhin offenen Lösungsraum soll die vorliegende Studie erste Anhaltspunkte für eine systemische Ausrichtung der Verordnungsermächtigung schaffen.

Abb. 16 – Ausschreibungsvolumina zur Nutzung von Wasserstoff in Kraftwerken bzw. in Speicherkonzepten nach dem EEG 2023



7.3 Anmerkungen zum Konzept der Hybridkraftwerke

Das Konzept „Hybridkraftwerke“ stellt lediglich eine dedizierte chemische Batterie dar, die durch die Kombination mehrerer technischer Komponenten realisiert werden soll. Technisch installierte Anlagen (Elektrolyse, Speicher, Kraftwerk) weisen große Potentiale für die Nutzung vor dem Hintergrund der Energiewende auf. Diese können allerdings aufgrund der geforderten Ausschließlichkeit (alleiniger Netzananschluss des Kraftwerks) nicht ausgenutzt werden. Es ergeben sich aus technischer Sicht mehrere Fragen, die adressiert werden sollten:

- Warum sollte der Elektrolyseur nicht auch mit einem EE-Angebot aus benachbarter Erzeugung betrieben werden?
- Warum sollte das Kraftwerk nicht auch mit Wasserstoff aus dem Netz betreibbar sein?
- Warum muss der Wasserstoff tatsächlich zurückgewandelt werden, wenn es örtlich naheliegende Industrieverbraucher gibt?

Wasserstoff sollte eine wichtige Rolle als Anbieter von Flexibilität im Stromsystem einnehmen können. Dies kann nicht nur durch den allgemeinen Wandel in Richtung eines hochflexiblen zukünftigen Systems begründet werden, sondern auch mit erwarteten höheren Systemkosten für Anlagenbetreiber. Für einen ökonomisch vorteilhaften Betrieb müssen hierbei neue Einnahmequellen in Aussicht gestellt werden (z. B. Flexibilisierung). Nur wenn ein Wasserstoffnetz nicht oder nur lokal (Insel) zur Verfügung steht und weiterhin keine industriellen Wasserstoffverbraucher in der Region angesiedelt sind, kann ein Hybridkraftwerk eine valide Option sein, um im Energiesystem bereits in der Phase des Markthochlaufs Vorteile generieren zu können.

Grundsätzlich liefert die Wasserstoffinfrastruktur die Basis für einen „großen hybriden Speicher“. Die Produktion von Wasserstoff in Stunden

mit hohem Überschuss an erneuerbaren Energien ermöglicht es, die anderweitig nicht nutzbare Elektrizität zu speichern (Transport- und Verbrauchsbeschränkungen). Erzeugt werden sollte Wasserstoff stets dort, wo erneuerbare Energie im Überschuss vorhanden ist [4] und idealerweise auch ein Abnehmer für Wasserstoff angesiedelt ist. Die Rolle des Abnehmers kann mittelbar auch durch einen Gasnetzanschluss übernommen werden. Weiter entfernte (H₂-)Verbraucher werden auf diese Weise mit energetischen Überschussregionen verknüpft, ohne einen zusätzlichen Ausbau des Stromnetzes zu induzieren. Kavernen und das Fernleitungsnetz ergänzen sich in diesem Fall sowohl durch die Transportfunktionalität als auch durch die großen Speicherkapazitäten. Wird Wasserstoff für die Rückverstromung genutzt, kann diese örtlich dort erfolgen, wo eine möglichst netzentlastende Wirkung zu erwarten ist. Unterschiedliche Faktoren wie Redispatchbedarf (siehe Ausführungen in dieser Studie), Beiträge zur Spannungshaltung, Schwarzstartfähigkeiten und weitere Punkte geben hierbei dann die idealen Regionen und Netzknoten für zukünftige Kraftwerksstandorte an, die unabhängig von der Gasproduktion sind. Neben der notwendigen Rückverstromung muss beachtet werden, dass Wasserstoff nur durch regulatorisch weitgehend unbeschränkte Produktion und Nutzung Synergieeffekte für unser Energiesystem liefern kann. Ein zweckgebundener Einsatz im Rahmen des Hybridkraftwerkkonzepts ist mit EU-Recht konform, ermöglicht aber keinen nachhaltigen Wandel des Energiesystems und blendet darüber hinaus dargestellte alternative Nutzungswege aus, die in beschriebenem delegiertem Rechtsakt aufgezeigt wurden.

Hybride Ansätze zur Speicherung an einem Ort und mit restriktiven Vorgaben für den Betrieb erscheinen den beteiligten Studienpartnern nur in einer sehr frühen Phase des Aufbaus der Wasserstoffinfrastruktur oder im sehr kleinen Maßstab als sinnvoll, darüber hinaus ist eine Skalierung fraglich.

Insgesamt sollte die Wasserstoffinfrastruktur genutzt werden, um eine flexible Rolle im System zu spielen. Die Standorte der Komponenten (z. B. Elektrolyse im Norden, Gasspeicher in der Mitte, KW im Süden) können dann unabhängig voneinander gewählt werden und ermöglichen eine deutlich gesteigerte Effizienz im Gesamtsystem. Diese Trennung der einzelnen Komponenten sollte auch dann ermöglicht werden, wenn durch Effekte während des Markthochlaufs noch kein durchgängiges Wasserstoffnetz zur Verfügung steht. Elektrolyse sollte erzeugernah aufgebaut werden – erzeugter Wasserstoff wird im Industriesektor oder auch bei anderen Anwendungen eingesetzt, die nach und nach über das zukünftige Wasserstoffnetz versorgt werden. Zukünftige Wasserstoffkraftwerke (H₂-ready Gaskraftwerke) werden an optimalen Standorten (Stromnetz) errichtet. Eine Absicherung der Leistung erfolgt so lange über die Gasinfrastruktur mit Methan/Erdgas, bis ein H₂-Netzanschluss der Standorte erfolgt ist.

Ein hybrides Konzept sollte aus Sicht der beteiligten Netzbetreiber folgende Charakteristika aufweisen:

- Primär direkte Einspeisung elektrischer Energie aus der EE-Quelle
- Aktivierung des Speicherkonzeptes in Stunden, in denen das Stromnetz ausgelastet ist und die erneuerbare Quelle abgeregelt werden müsste
- Nutzung des produzierten Wasserstoffs im industriellen Sektor zur Dekarbonisierung der Industrie und Rückverstromung in Stunden mit Netzengpässen oder einer Unterdeckung (Dunkelflaute)
- Örtliche Trennung der Anlagenkomponenten, um Kapazitäten und regionalen Verhältnissen auf Strom- und Gasnetzseite Rechnung tragen zu können
- Bilanzielle Anrechnung der erzeugten und verbrauchten Energie des Gesamtkonzepts für die Bereitstellung von Energie/Regelleistung etc.

7.4 Integrationsmöglichkeiten von Anlagenkomponenten in hybriden Konzepten

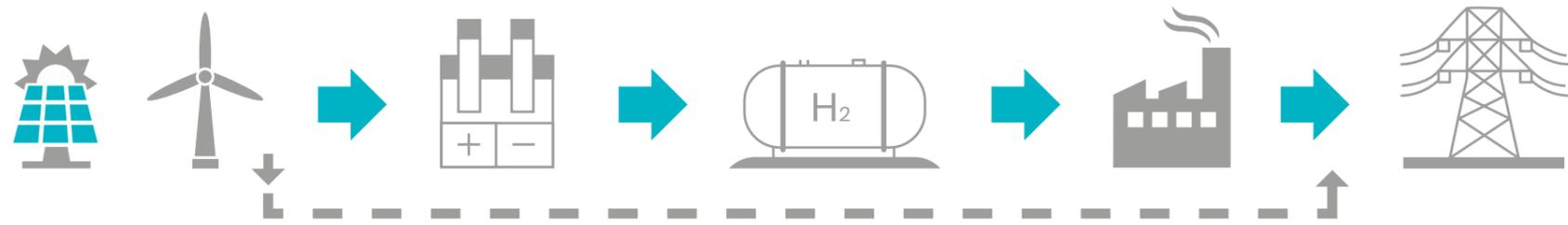


Abb. 17 – Prozesskette (innovatives Konzept) von der Erzeugung bis zu Einspeisung in das Stromnetz

„In der langfristigen Wasserstoff-Netzentwicklungsplanung sollen die Standorte der bezuschlagten Anlagenkombinationen erschlossen werden, soweit die Erschließung des Standorts beiträgt zu einer möglichst sicheren, preisgünstigen, verbraucherfreundlichen, effizienten und umweltverträglichen leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität, Gas und Wasserstoff, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht.“ (Vgl. § 39 o EEG 2023.)

Zur verbesserten Integration erneuerbarer Energien in das bestehende Energiesystem kann die lokale Kombination verschiedener Speicher- und Umwandlungstechnologien einen Beitrag leisten. Insbesondere können hierdurch nachteilige Auswirkungen auf das System, beispielsweise höhere Netzinfrakstrukturkosten, vermieden werden. Auf einer dezentralen Ebene werden diese Technologiekombinationen als „Prosumage“ diskutiert und ihre Effekte analysiert (Schill, Zerrahn und Kunz, 2017). Auf einer zentraleren Ebene wird die Kombination von Technologien zur Erzeugung erneuerbarer Energien mit Energiespeichern in einigen Ländern gefördert.

Deutschland hat beispielsweise einen speziellen Auktionsmechanismus eingeführt, um innovative Anlagenkombinationen zu fördern (sogenannte Innovationsausschreibungen). Die wesentlichen Merkmale solcher Konzepte sind, dass mehrere Technologien über denselben Netzanschlusspunkt verbunden sind und dass der Einsatz der Technologien zu einem gewissen Grad gekoppelt ist. Schill et al. (2017) diskutieren die Chancen und Herausforderungen für den Fall der dezentralen solaren Prosumage, d. h. die Kombination von Photovoltaik mit Speichern, und argumentieren, dass solche Kombinationen möglichst uneingeschränkt dem Markt zur Verfügung stehen sollten, um ihren Systemnutzen vollständig auszuspielen. Ein vergleichbares Konzept lässt sich auf Wasserstoff anwenden: Im Vergleich zu einer Stand-alone-Elektrolyse sind alternative Kombinationen mit anderen Technologien wie EE-Erzeugung, Wasserstoffspeicherung oder sogar einer Rückverstromungseinheit denkbar. Solche Hybrid- oder Kombi-kraftwerke könnten EE-Strom in Überschusszeiten speichern, der zu einem späteren Zeitpunkt über denselben Netzanschlusspunkt ins Netz eingespeist werden kann.

Im Folgenden werden vier mögliche Kombinationen von Elektrolyse, erneuerbarer Energie, Wasserstoffspeicher sowie Rückverstromungseinheit erörtert (siehe Abbildung 1): unabhängige Investitionen, direkte und indirekte Kombination eines Elektrolyseurs mit einer EE-Anlage sowie eine vollständige Kombination aller Technologien an einem Netzverknüpfungspunkt. In der Diskussion dieser Varianten konzentrieren wir uns nachfolgend auf die systemischen Auswirkungen. Es wird davon ausgegangen, dass in allen Fällen die Erzeugung von Strom (grüner Pfeil) und/oder Wasserstoff (blauer Pfeil) aus erneuerbaren Energien möglich ist.

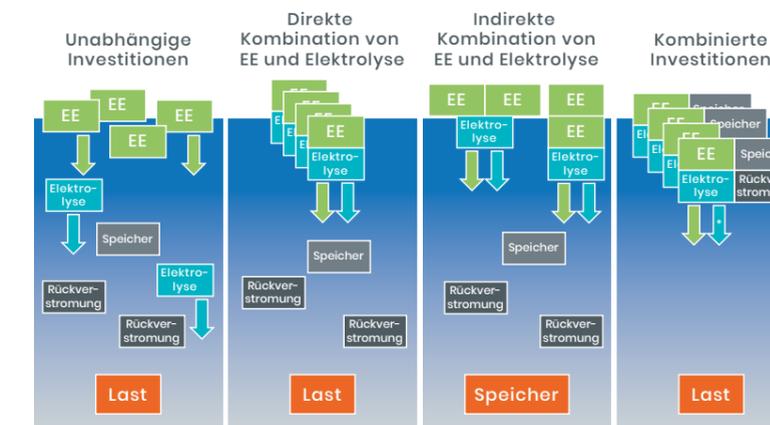


Abb. 14 – Verschiedene Grade der Integration von Elektrolyseuren in EE-Erzeugungsanlagen.

7.4.1 Unabhängige Investitionen

In diesem Fall erfolgen der Betrieb und die Investition in die verschiedenen Technologien der Wertschöpfungskette, d. h. EE-Anlage, Elektrolyseur, Wasserstoffspeicher und Rückverstromungsanlage, unabhängig voneinander. Dies stellt den Status quo dar. In diesem Fall wird die Koordination zwischen den verschiedenen Schritten nicht durch die Rahmenbedingungen bzw. das Anlagenkonzept selbst gewährleistet, sodass weitere Regulierungs- oder Marktmechanismen erforderlich sind, um die beabsichtigte Koordination von Investitionen und/oder Betrieb zu erzielen. Unter der Annahme, dass es keine zusätzlichen Koordinierungsmechanismen gibt, wird der Kapazitätswert des Elektrolyseurs für die Wasserstofferzeugung maximiert, während andere potentielle (Flexibilitäts-)Werte, insbesondere für das Stromsystem, weniger (oder gar nicht) im Mittelpunkt stehen. Im Extremfall eines im Grundlastbetrieb arbeitenden Onsite-Elektrolyseurs kann dies den Bedarf an Infrastrukturinvestitionen erhöhen und die Nachfrage nach zusätzlicher Flexibilität, bspw. gesicherter elektrischer Leistung, steigern.

7.4.2 Direkte/dezentrale Kombination von EE mit Elektrolyse

In diesem Fall wird die EE-Anlage mit dem Elektrolyseur kombiniert, während der Wasserstoffspeicher und die Rückverstromungseinheiten unabhängig davon und voneinander sind. Zudem ist der Elektrolyseur in diesem Fall direkt in die Anlage für erneuerbare Energien integriert und teilt sich folglich mit diesen denselben Stromnetzanschluss. Bei diesem Konzept kann entweder Wasserstoff oder beides, Wasserstoff und Strom, in das System eingespeist werden. In dieser Konstellation hat die Elektrolyse einen Wert durch die Erzeugung von Wasserstoff, insb. da dieser ohne Einschränkungen in energetischen Anwendungen oder als Rohstoff verwendet werden kann. Gegenüber der vorherigen Variante kann dieser Wert etwas eingeschränkt sein, sofern die Wasserstoffproduktion direkter mit der EE-Anlage gekoppelt ist.

Darüber hinaus stellt sie auch einen Wert als Flexibilität für das Elektrizitätssystem entlang der Dimensionen Zeit und Raum dar. Einerseits kann der zeitlich begrenzte Einsatz der Technologiekombination flexibler auf die Bedarfe des Stromsystems/-markts reagieren und beispielsweise in Zeiten von Überschüssen an erneuerbarer Energie diese für die Produktion von Wasserstoff nutzen. Andererseits kann die strikte räumliche Kopplung beider Technologien die erneuerbar bedingte Netznutzung durch den Betrieb der Elektrolyse verringern. Aufgrund ihres eher dezentralen Charakters benötigt diese Kombination jedoch ein Wasserstoffverteilungs- und Übertragungsnetz, um den entstehenden Wasserstoff dezentral einzusammeln und dem System verfügbar zu machen sowie um bestehende Wasserstoffspeicher und Rückverstromungseinheiten zugänglich zu machen.

7.4.3 Indirekte Kombination von EE mit Elektrolyse

Ähnlich wie bei der vorhergehenden Variante handelt es sich hier um die Kombination von erneuerbaren Energien und Elektrolyseurkapazitäten. Allerdings sind hier die Elektrolyseurkapazitäten zentraler und eher in räumlicher Nähe mehrerer erneuerbarer Energiekapazitäten angesiedelt. Daher sind die einzelnen Anlagen für erneuerbare Energien nur an das Stromnetz angeschlossen, während am zentraleren Standort des Elektrolyseurs sowohl Strom- als auch Wasserstoffinfrastrukturen zugänglich sind. Für die Auswahl dieser Standorte für Elektrolyse bieten sich insbesondere jene an, die einen positiven Einfluss auf die kurz- und langfristigen Infrastrukturkosten haben und dementsprechend gesamtenergiesystemdienlich sind (vgl. „Quo Vadis, Elektrolyse?“-Studie).

Auch hier sind die Investition und der Betrieb der Wasserstoffspeicher und der Rückverstromungseinheiten unabhängig davon sowie voneinander. Vergleichbar zur direkten Kombination kann sowohl die Wasserstoffkapazität als auch der Flexibilitätswert der Elektrolyseurkapazität für das Wasserstoff- sowie Stromsystem genutzt werden. Zusätzlich kann der Flexibilitätswert für Infrastrukturen durch eine zentralere Platzierung des Elektrolyseurs im Vergleich zur direkten Variante maximiert werden. Denn aufgrund der Platzierung an stromtechnisch relevanten Knotenpunkten kann eine höhere Effektivität für das Übertragungsnetz bewirkt werden und die Kosten für ein Wasserstoffverteilungsnetz, das insbesondere in der vorherigen Variante notwendig wird, sind geringer.

7.4.4 Kombinierte Investitionen

Diese Variante bezieht sich auf die direkte Kombination von EE-Anlagen mit einem Elektrolyseur, einem Wasserstoffspeicher und einer Rückverstromungseinheit, bspw. einer Brennstoffzelle oder einer mit Wasserstoff betriebenen Gasturbine. Das Hauptmerkmal ist, dass sich alle Technologien gemeinsam an einem Standort befinden und denselben Anschluss an das Stromnetz haben. Darüber hinaus sind die Anbindung an das Wasserstoffnetz sowie die Art und Weise der Kopplung der Betriebsweisen weitere zu berücksichtigende Gestaltungsoptionen. Letzterer Aspekt bezieht sich unter anderem auf die Kopplung der Elektrolyseeinheit mit der Anlage zur Erzeugung erneuerbarer Energien: Entweder gibt es nur eine Energienutzung der in der gemeinsam betriebenen EE-Anlage erzeugten Elektrizität oder zusätzlichen Energiebezug aus anderen Quellen über das Stromnetz. In einem eher strengen Rahmen, d. h. ohne Anschluss an das Wasserstoffnetz und nur unter Verwendung der an diesem Standort befindlichen EE-Anlage als Energiequelle, fungiert das Kombikraftwerk als elektrischer Speicher, indem es erneuerbare Energie entlang der Zeitdimension verschieben kann bzw. die volatile Einspeisung der erneuerbaren Energiequelle verstetigt. Der potentielle Wert als Flexibilität für das Elektrizitätssystem, d. h. der Verbrauch von Strom in Zeiten eines systembedingten Überschusses an erneuerbaren Energien oder die Produktionskapazität für Wasserstoff, kann in diesem Fall nur teilweise systemisch, allerdings insb. lokal, genutzt werden. Zudem hat die Wasserstoffelektrolyse für das Wasserstoffsystem nur einen geringen Wert, da der Wasserstoff nur als Speichermedium dient und keiner anderen, bspw. industriellen, Anwendung zugeführt werden kann. Ebenfalls schränkt das Konzept die Nutzung existierender Infrastrukturen, insb. entfernterer Speicher, unter Umständen ein und setzt eher einen Anreiz, lokal neue Speicherkapazitäten zu erschließen.

Aus Sicht der Infrastrukturbetreiber ist eine indirekte Kombination eines Elektrolyseurs mit EE-Kapazitäten durch eine gesamtssystemdienliche Lokalisierung der Elektrolysekapazitäten in einem Energiesystem mit vorhandenen Gasspeichern sowie einer Gasnetzinfrastruktur, die zu vertretbaren Kosten für Wasserstoff umgewidmet werden kann, wie es in Europa der Fall ist, wirtschaftlich am attraktivsten. In diesem Fall ist der Wert des Elektrolyseurs nicht nur als Flexibilität für das Energiesystem zugänglich, sondern auch für andere Anwendungen, wie z. B. als Rohstoff oder für andere industrielle Anwendungen. Darüber hinaus hat eine gesamtssystemdienliche Platzierung des Elektrolyseurs unter Berücksichtigung aller erforderlichen Infrastrukturen und ihrer Kosten das Potential, den zusätzlichen Infrastrukturausbaubedarf zu begrenzen, der bei einer dezentraleren Variante höher sein dürfte. Andererseits können bei stärker isolierten oder sogar insularen Energiesystemen kombinierte Investitionen in die verschiedenen Stufen sinnvoll sein.

7.5 Rückverstromung von Wasserstoff als Beitrag zur Versorgungssicherheit

In einem zunehmend auf einer volatilen Erzeugung erneuerbarer Energien basierenden Stromsystem wird die Speicherung und bedarfsgerechte Erzeugung von Strom zunehmend wichtiger. Konventionelle Gas-, Kohle- und Kernkraftwerke stehen hierfür langfristig nicht mehr zur Verfügung. Den Ausgleich der volatilen Erzeugung sollen neben zu implementierenden Mechanismen kurzfristiger Lastreduktion oder -erhöhung auch Großbatteriespeicher übernehmen. Daneben sind Langzeitspeicher erforderlich, um Schwankungen in der Erzeugungsleistung und im Verbrauch in Zeiträumen von Tagen bis Wochen auszugleichen. Hierfür wird in den Energiesystemanalysen Wasserstoff als kostengünstigste Option vorgesehen. Die damit einhergehenden Effizienzverluste sind vor dem Hintergrund der sonst abgeregelten Energiemenge hinnehmbar. Alternativen zur Nutzung von Speichergasen werden aktuell und in naher Zukunft für die Langfristspeicherung nicht erwartet. Effizienzsteigerungen entlang der Prozesskette sind in naher Zukunft zu erwarten.

Durch die angestrebte Abkehr von fossilen Energiequellen steht das Thema Versorgungssicherheit zunehmend im Fokus. Die Stilllegung großer Kraftwerksblöcke (Kohle, Kernkraft, Erdgas) führt zur Reduktion von steuerbaren und gesichert verfügbaren Kapazitäten im deutschen Stromnetz. Weitere Aspekte (Vorhaltung von Reserveleistung, Frequenz- und Spannungshaltung, Schwarzstartfähigkeit etc.) müssen hierbei beachtet werden. Für einen sicheren Systembetrieb ist die Existenz dieser Kapazitäten von entscheidender Bedeutung, obwohl die zunehmende europäische Vernetzung sowie Flexibilisierungsoptionen einen Teil dieser Aufgaben übernehmen können. Der Ausbau der internationalen Strominfrastruktur begünstigt die effiziente Nutzung räumlich getrennter erneuerbarer Erzeugungsleistung. So können bilanzielle

Ungleichgewichte einer regional auftretenden Unterdeckung durch eine robuste Vernetzung mit PV- und windreichen Regionen verringert werden. Flexibilitätsoptionen auf der Abnahmeseite (Power-to-Heat, Flexibilisierung der industriellen Last, Elektromobilität etc.) können kurzfristige Lastreduktionen in Aussicht stellen, die in Verbindung mit hohen EE-Ausbauzahlen und einer überregionalen Vernetzung zu einem robusten und sicheren Netzbetrieb führen. Trotz dieses großen Potentials wird auch zukünftig in manchen Jahresstunden der Betrieb von Gaskraftwerken notwendig bleiben, um verbleibende Bilanzungleichgewichte auszugleichen, kurzfristig auftretende Engpässe zu beheben, Regelleistung bereitzustellen sowie durch große rotierende Massen (Momentanreserve) Stabilität für das Netz bereitzustellen.

Auch die Rückverstromung von Wasserstoff, der in Zeiten mit einem hohen Angebot an Erzeugung erneuerbarer Energien in der Gasnetzinfrastruktur gespeichert werden kann, stellt einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit dar. Die Nutzung von Speichern und des Gasnetzes ermöglicht hierbei sowohl den saisonalen als auch den überregionalen Ausgleich von Bilanzungleichgewichten über längere Zeiträume und Netzgebiete hinweg. Eine netzdienliche Verortung der Wasserstoffkraftwerke bietet hierbei zusätzlich den Vorteil von reduzierten Redispatchenergiemengen.

7.6 NEP Strom und Gas

Die Transformation des Energiesystems von fossilen Energieträgern in Richtung einer auf erneuerbaren Energien basierenden und in Teilen wasserstoffbasierten Struktur wird im genehmigten Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans Strom 2023 auf nationaler Ebene aufgegriffen. Eine standortscharfe Vorgabe des Transformationspfades wird aufgrund aktuell noch nicht abzuschätzender Entwicklungen vermieden, allerdings werden Gasturbinenkraftwerke als H₂-ready und mit einheitlichen Grenzkosten für Erdgas und Wasserstoff abgebildet. Bis zum Jahr 2045 werden diese gemäß den Szenarien auf Wasserstoff umgerüstet sein (34,6 GW). Dabei beginnt die Brennstoffumstellung bereits deutlich vor 2037. Der Netzentwicklungsplan bewertet nicht die erzeugungsseitige Versorgungssicherheit und berücksichtigt nur bekannte Kraftwerksstandorte. Darüber hinaus werden tendenziell lastnahe Reserven angenommen, um Verzerrungen in den Handelsbilanzen zu vermeiden. Im Rahmen der Methodik innerhalb des Netzentwicklungsplans kommt es im Vergleich zu einschlägigen Gesamtsystemstudien zu einer relativ geringen exogen vorgegebenen installierten Kapazität auf Basis des bekannten Kraftwerksparks. In der Modellierung des Marktes wird hier ein endogen ermittelter Bedarf an zusätzlich erforderlichen Kapazitäten angenommen, die nur im Falle einer Unterdeckung eingesetzt werden und durch eine netzdienliche Verortung den erforderlichen Netzausbau nicht beeinflussen. Durch diesen methodischen Ansatz werden die Ergebnisse des Netzentwicklungsplans nicht verzerrt und gleichzeitig wird die Annahme von unbekanntem Variablen (Standorte und Kapazitäten zusätzlicher Kraftwerke) minimiert. Langfristig werden durch genehmigte und geplante zukünftige Projekte die Restriktionen in der Übertragungskapazität im deutschen Höchstspannungsnetz reduziert. Eine Verortung zusätzlicher Kraftwerkskapazitäten wird sich dadurch nicht mehr hauptsächlich am Engpassmanagement/an der Abregelung von Erneuerbaren orientieren müssen.

Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber erstellen seit dem Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 jeweils eine Planung für ein Wasserstoffnetz auf der Basis von Bedarfsmeldungen aus einer Marktabfrage. Ein wichtiger Aspekt ist dabei insbesondere die Einbeziehung von Bestandsleitungen für den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur. Das im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 gezeigte Wasserstoffnetz beinhaltet die Rückmeldungen von rund 250 Marktteilnehmern im Rahmen der Marktabfrage. In der Planung sind neben Leitungen der Fernleitungsnetzbetreiber auch Leitungen weiterer möglicher zukünftiger Wasserstoffnetzbetreiber, die für den Wasserstofftransport zur Verfügung stehen könnten, berücksichtigt worden. Die Fernleitungsnetzbetreiber sind davon überzeugt, dass sie mit der Arbeit im NEP die planerische Basis für ein bedarfsgerechtes Wasserstofftransportnetz ermittelt haben. Aufgrund fehlender Vorgaben im aktuellen Regelungsrahmen kann die Bundesnetzagentur die vorliegende Planung nicht zu einem verbindlichen Netzausbauplan erklären. Für den schnellen Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur wäre es dringend geboten, zügig einen geeigneten Rahmen zu schaffen, um eine verbindliche integrierte Netzplanung für Gas und Wasserstoff zu ermöglichen.

Bis zum Jahr 2032 besteht nach Auswertung der Marktabfrage der Fernleitungsnetzbetreiber bereits ein Bedarf, bis zu 25 % der bestehenden und geplanten Kraftwerksleistung über Wasserstoff darzustellen. Dies bezieht sich auf die Projektvorhaben der Teilnehmer der Marktabfrage. Es ist essentiell, bis dahin sowohl die Wasserstoffleitungsinfrastruktur aufzubauen als auch für ein entsprechendes Angebot an Wasserstoff über inländische Produktion oder Importrouten zu sorgen. Unter den gemeldeten Kraftwerksprojekten befinden sich auch Kraftwerke mit einer Leistung, die größer als 2 GW_{th} ist.

7.7 Langfristiges Potential für regelbare Kraftwerkskapazitäten

Nach einhelliger Einschätzung in den aktuellen Energiesystemstudien werden Gas- bzw. Wasserstoffkraftwerke langfristig eine wichtige Rolle bei der Absicherung der Stromversorgung übernehmen. Nach den drei Kernszenarien der Langfriststudie des BMWK [5] werden 2045 z. B. Kraftwerke mit einer elektrischen Leistung in der Größenordnung von 40 bis 75 GW_{el} benötigt. Bei einem Wirkungsgrad von etwa 50 % entspricht dies einer Leistung von 80 von 150 GW_{th} für die Gasinfrastruktur. Auch für die sehr leistungsfähige Gasinfrastruktur ist dies eine auslegungsrelevante Leistung. Die Wasserstoffleistung wird in einer „Dunkelflaute“ aus den Gasspeichern kommen bzw. sollte zumindest aus diesen ausgelagert werden können. Die Energie muss über die Gasnetze zu den Standorten der Kraftwerke gebracht werden können.

Notwendige physikalische Flüsse für die Versorgung eines Kraftwerksparks neben der Versorgung der Industrie und weiterer angeschlossener Endverbraucher im innerdeutschen Gasnetz stellen eine große Herausforderung dar. Obwohl heutzutage genau diese Versorgungsstruktur mit dem Energieträger Erdgas funktioniert, können die zeitliche Abfolge von Leitungsumstellungen und die reduzierte Transportleistung von Wasserstoff (volumetrische Energiedichte) zu Engpässen im zukünftigen Wasserstoffnetz führen. Kraftwerksstandorte in der Nähe von Wasserstoffspeichern entschärfen die Transportaufgabe im Wasserstoffnetz. Gleichzeitig müssen die Aufwände im Stromnetz dem gegenübergestellt werden. Wichtig hierbei ist, dass zeitliche Abhängigkeiten beachtet werden, um den Verhältnissen sowohl in der Gas- als auch in der Stromnetzinfrastruktur gerecht zu werden. Die weitere Kapazitätserweiterung des Kraftwerksparks über die geplanten 8,8 GW im EEG hinaus kann zukünftig mehr und mehr mit einem Fokus auf eine

Absicherung der Dunkelflaute gebaut werden. Durch die hohen Transportanforderungen (Leistung) im Wasserstoffsystem können auch Neubauprojekte in der Nähe von Kavernenspeichern große Vorteile bieten. Eine Versorgung der gesamten Bundesrepublik könnte auch durch diese Kraftwerke durch zeitlich begrenzte freie Kapazitäten auf den großen Nord-Süd-Achsen in Zeiten ohne Wind-/PV-Einspeisung ermöglicht werden.

Langfristig sollten daher bei einer sektorübergreifenden Infrastrukturplanung die Standorte von zusätzlichen Kraftwerken mit einem Fokus auf Strom- und Gasnetze gewählt werden. Reduzierte Investitions- und Leitungsausbaukosten sowie Speicherbewirtschaftung sollten im Rahmen einer gemeinsamen Infrastrukturplanung unter Beachtung der Versorgungssicherheit zu einer Minimierung der Systemkosten beitragen. Aus Sicht der beteiligten FNB Gas passt das gut mit den Entwicklungen in der Strominfrastruktur zusammen. Diese wird an relevanten und essentiellen Punkten bzw. Korridoren gestärkt. Auch der Brennstoffwechsel auf Wasserstoff kann hier durch den Neubau von Kraftwerken im Süden große Vorteile bieten.

QUELLEN

Literaturverzeichnis

- [1] Übertragungsnetzbetreiber, „Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (2023), erster Entwurf“, 2023 [Online].
Verfügbar unter: <https://www.netzentwicklungsplan.de/nep-aktuell/netzentwicklungsplan-20372045-2023>.
- [2] FNB Gas, „Netzentwicklungsplan 2022-2032“, 2023. [Online].
Verfügbar unter: <https://fnb-gas.de/netzentwicklungsplaene/>.
- [3] BMWK, „Die Systementwicklungsstrategie: Ein Rahmen für die Transformation zum klimaneutralen Energiesystem.“ 2022. [Online].
Verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/ses-prozess-und-beteiligung.pdf?__blob=publicationFile&v=4.
- [4] Gasunie, TenneT, Thyssengas, „Quo Vadis, Elektrolyse?“, 2021. [Online].
Verfügbar unter: https://www.element-eins.eu/_Resources/Persistent/ca8686dd02b383a73ff56cd160bdbb139dc846ed/Quo-Vadis-Elektrolyse_DIN-A4_quer_V8_download.pdf.
- [5] BMWK, „Versorgungssicherheit Strom - Bericht“ 01 2023. [Online].
Verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/v/versorgungssicherheitsbericht--strom.pdf?__blob=publicationFile&v=4.
- [6] SPD, B90/Die Grünen, FDP, „Koalitionsvertrag 2021-2025“, 2021. [Online].
Verfügbar unter: https://www.spd.de/fileadmin/Dokumente/Koalitionsvertrag/Koalitionsvertrag_2021-2025.pdf.
- [7] BMWK et al, „Langfristszenarien“, 2022. [Online].
Verfügbar unter: <https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/dokumente/>.
- [8] Übertragungsnetzbetreiber, „Abschlussbericht Systemanalysen 2022, 2022“. [Online].
Verfügbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Netzreserve/start.html>
- [9] Prognos AG, „Vergleich der „Big 5“ Klimaneutralitätsszenarien“. [Online].
Verfügbar unter: <https://www.prognos.com/de/projekt/vergleich-der-big-5-klimaneutralitaetsszenarien>

IMPRESSUM

bayernets GmbH
Poccistraße 7
80336 München

Gasunie Deutschland Transport Services GmbH
Pasteurallee 1
30655 Hannover

TenneT TSO GmbH
Bernecker Straße 70
95448 Bayreuth

Thyssengas GmbH
Emil-Moog-Platz 13
44137 Dortmund

bayernets 
energie transport systeme

gasunie

 **TenneT**

 **Thyssengas** 