



10 aktuelle Thesen zur Energiewende

Diskussionspapier

Bearbeitung:

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)
Meitnerstraße 1
70563 Stuttgart

Bearbeiter:

Tobias Kelm
Andreas Püttner
Marcel Klingler
Henning Jachmann
Daniel Stauch
Maike Schmidt

Auftraggeber:

Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg

Erstellt im Rahmen des Vorhabens „Erbringung von Beratungs- und sonstigen Leistungen zur wissenschaftlichen Begleitung der Energiewende in Baden-Württemberg“.

Stuttgart, Oktober 2025

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	3
Einleitung und Hintergrund.....	4
1. These: Der Stromverbrauch im Jahr 2030 und danach wird deutlich geringer ausfallen, als bislang angenommen. Deshalb ist ein geringerer Ausbau der erneuerbaren Energien angebracht. .	5
2. These: Schwachwindanlagen in Süddeutschland sind ineffizient und teuer und sollten deshalb nicht mehr (so stark) gefördert werden.....	8
3. These: Kleine/teure PV-Anlagen sollten nicht mehr so stark ausgebaut werden. Neue PV-Anlagen müssen zunehmend stärker in die Direktvermarktung integriert werden.....	13
4. These: Der Ausbau der erneuerbaren Energien muss sich nach dem Ausbau der Netze richten und nicht umgekehrt.	17
5. These: Beim Ausbau von Batteriespeichern entsteht aufgrund hoher Kosten kein ausreichend hoher Systemnutzen.....	19
6. These: Der Wasserstoffhochlauf verzögert sich und ein Großteil des benötigten Wasserstoffs wird importiert werden.	21
7. These: Blauer Wasserstoff ist dauerhaft wesentlich kostengünstiger als grüner und sollte bevorzugt eingesetzt werden.....	24
8. These: Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit sind mindestens 20 GW Gaskraftwerke erforderlich, ohne zwingend H2-ready zu sein.	27
9. These: CCS sollte nicht nur für Prozessemissionen eingesetzt werden (Zementindustrie, Kalk, Abfall), sondern auch im Kraftwerksbereich.....	30
10. These: Der aktuelle energie- und klimapolitische Fokus auf Bundesebene wird den Herausforderungen bei der Wärmewende nicht gerecht	32
Quellenangaben.....	35

Einleitung und Hintergrund

Die Energiewende in Deutschland und Baden-Württemberg ist bereits weit fortgeschritten, vor allem im Stromsektor. Allerdings stellen sowohl die bundes-, als auch die landesklimapolitischen Zielsetzungen zur Klimaneutralität bis 2045 (Bund) bzw. 2040 (Baden-Württemberg) weiterhin hohe Anforderungen in vielen energierelevanten Bereichen.

Auf Bundesebene hat die energiepolitische Diskussion an Fahrt aufgenommen, seit die neue Bundesregierung im Koalitionsvertrag ihre Vorstellungen an die zukünftige Energiepolitik formuliert hat. In der Folge hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) im Mai 2025 einen „Realitätscheck in der Energiepolitik“ angekündigt. Im Zuge dieser Ankündigung wurden von verschiedenen Akteuren einerseits viele Erwartungen geäußert, andererseits auch zahlreiche Bedenken vorgetragen.

Inzwischen liegen mit dem Monitoringbericht zum Start der 21. Legislaturperiode [1] die Ergebnisse des „Realitätschecks“ vor. Mit dem vorliegenden Thesenpapier werden diese Ergebnisse jedoch bewusst nicht bewertet, u. a. deshalb, weil das Papier weitgehend parallel dazu entstanden ist. Vielmehr soll mit der vorliegenden Diskussion der Thesen ein anderer Blick eingenommen werden, nämlich der aus Sicht des Landes Baden-Württemberg und der dort vorliegenden Rahmenbedingungen. Die Thesen sind überwiegend bewusst kritisch formuliert, um derzeit in der Diskussion befindliche Äußerungen und Argumente aufzugreifen.

Die vorliegenden zehn Thesen zur Energiewende wurden in Zusammenarbeit mit dem Auftraggeber (Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg) formuliert. Die daran anschließende inhaltliche Bearbeitung und die Ergebnisse verantwortet ausschließlich der Auftragnehmer ZSW.

1. These: Der Stromverbrauch im Jahr 2030 und danach wird deutlich geringer ausfallen, als bislang angenommen. Deshalb ist ein geringerer Ausbau der erneuerbaren Energien angebracht.

Erläuterung der These:

Im EEG 2023 wurde das Ziel eines Anteils der erneuerbaren Energien von 80 % am Bruttostromverbrauch bis 2030 gesetzlich verankert, basierend auf einer EE-Strommenge von 600 TWh. Daraus leitet sich ein erwarteter Stromverbrauch von 750 TWh im Jahr 2030 ab.

Aktuell liegt der Stromverbrauch bei knapp 530 TWh (Jahr 2024) [2]. Ein deutlich langsamerer Wärmepumpenhochlauf (vgl. auch die Diskussionen zum GEG und die Ankündigungen im Koalitionsvertrag der neuen Regierung), die beendete E-Kfz-Förderung sowie Verzögerungen beim Wasserstoffhochlauf und perspektivisch geringere inländische Erzeugung (vgl. dazu auch These Nr. 6) führen zu einem deutlich geringeren Stromverbrauch im Jahr 2030 und darüber hinaus. Dies übersetzt sich in einen geringeren Bedarf an EE-Stromerzeugung.

Diskussion und Bewertung:

Wie sich der zukünftige Strombedarf entwickelt, ist höchst unsicher. Deshalb ist es nachvollziehbar, dass Szenarien verschiedener Studien teilweise sehr unterschiedliche Ergebnisse zur Entwicklung des zukünftigen Stromverbrauchs ausweisen. Den Studien ist jedoch gemein, dass eine Umsetzung des Klimaneutralitätsziels 2045 – zu dem sich auch die aktuelle Regierung mit ihrem Koalitionsvertrag bekennt und das darüber hinaus im Grundgesetz verankert wurde – ohne eine massive Ausweitung der Elektrifizierung im Verkehr- und Gebäudesektor sowie in der Industrie nicht umsetzbar ist. Dies belegen zahlreiche Studien (z.B. Agora, Ariadne, dena, McKinsey, BDI). Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge bieten jeweils die (kosten)effizientesten Möglichkeiten zur Dekarbonisierung in ihren jeweiligen Anwendungsbereichen. Treibhausgasneutrale Alternativtechnologien oder treibhausgasneutrale Brenn- und Kraftstoffe wie Biomasse oder synthetische Kraftstoffe sind der Menge nach begrenzt, deutlich weniger energieeffizient und damit auch deutlich teurer. Effizienzmaßnahmen sind in allen Bereichen notwendig und als sogenannte No-Regret-Maßnahmen anzusehen, reichen aber allein nicht aus und gehen auch oftmals mit Elektrifizierungsoptionen Hand in Hand.

Während im Stromsektor für sich genommen eine hohe Reduktion der Treibhausgasemissionen bei geringeren Strombedarfen auch bei geringerem EE-Ausbau in Kombination mit Stromimport erreichbar wäre (Quellenbilanzierung), würde eine geringere Elektrifizierung zu signifikanten Mehremissionen im Verkehrs- und Wärmesektor führen [3], ebenso wie in der Industrie. Die dem EU-ETS I unterliegenden Branchen (z.B. Chemie, Zement, Glas, Papier, Stahl) sind auf den stringenten Umbau der Stromerzeugung und die Bereitstellung von ausreichen-

den Mengen erneuerbaren Stroms angewiesen, da sie ab 2038 im EU-ETS I keine neuen Emissionszertifikate mehr erwerben können und daher treibhausgasneutral produzieren müssen. Gleiches gilt im Übrigen für die Kraftwerke der Strom- und Fernwärme-Erzeugung. Da die Klimaziele Baden-Württembergs deutlich ambitionierter als auf Bundesebene sind (Zieljahr 2040 vs. 2045), ist Baden-Württemberg tendenziell noch stärker auf den Hochlauf der Elektrifizierung angewiesen. Dies gilt insbesondere auch mit Blick auf 2030, da das Treibhausgas-Reduktionsziel von 65 % für Baden-Württemberg aufgrund unterschiedlicher Ausgangslagen und Strukturen deutlich anspruchsvoller ist, als auf Bundesebene [4]. Aus Sicht des Landes besteht deshalb vielmehr der Bedarf, dass seitens des Bundes der Hochlauf der Elektrifizierung unterstützt und beschleunigt wird sowie Kontinuität und geeignete Rahmenbedingungen zum Ausbau der erneuerbaren Energien gewährleistet werden. Der Hochlauf der Elektrifizierung kann durch verschiedene Maßnahmen beschleunigt werden, z.B. durch eine Senkung der Stromkosten (wichtig insb. für die Industrie), Anreize zum Ausbau der Infrastrukturen (Stromnetze – vgl. dazu auch These Nr. 4, Ladeinfrastruktur, Wärmenetze) oder eine Unterstützung des Wärmepumpenhochlaufs.

Beim Ausbau der erneuerbaren Energien sind aus Landessicht vor allem zwei Punkte zentral: Zum einen die Regelungen im EEG zum Ausbau der Windenergie an Land, zum anderen im Bereich der PV-Freiflächenanlagen. In Baden-Württemberg sind aktuell fast 1.600 Windenergieanlagen in Planung, davon 150 mit vorliegender BImSchG-Genehmigung und knapp 1.200 im Antragsverfahren¹. Hier gilt es einen Fadenriss bei der Förderung zu vermeiden, um die in Planung befindlichen Anlagen auch realisieren zu können. Zentral hierfür ist, dass weiterhin auch Schwachwindstandorte Zuschlagschancen haben (vgl. dazu auch These Nr. 2 zu Schwachwindanlagen und zum Referenzertragsmodell). Im Bereich der Photovoltaik bietet sich an, den Zubau aus Kosteneffizienzgründen verstärkt in Richtung PV-Freiflächenanlagen zu verlagern (vgl. dazu auch These Nr. 3 zu kleiner PV).

Ein schneller Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland trägt maßgeblich dazu bei, den Strompreis zu senken, da er durch den Merit-Order-Effekt teure fossile Kraftwerke verdrängt und den Großhandelspreis reduziert. Dies zeigen verschiedene aktuelle Studien (z.B. [5], [6], [7]). Verglichen mit einem langsameren Ausbau der erneuerbaren Energien steigen jedoch die Förderkosten für erneuerbare Energien. Dies geht einerseits auf die höheren EE-Strommengen zurück, zum anderen auf den größeren Abstand zwischen Fördersätzen und geringeren Marktwerten. Eine Verrechnung dieser gegenläufigen Effekte (niedrigere Großhandelsstrompreise vs. höhere Förderkosten) führt jedoch zu dem Ergebnis, dass der Effekt der Strompreissenkung die höheren Förderkosten übersteigt und damit insgesamt mit einer Einsparung zu rechnen ist [8].

¹ LUBW: Dashboard zum Windenergieausbau, Datenstand 01.09.2025

Kurzfazit:

- Im Koalitionsvertrag bekennt sich die aktuelle Regierung zum Klimaneutralitätsziel 2045. Dieses ist ohne eine massive Ausweitung der Elektrifizierung nicht umsetzbar, wie zahlreiche Studien belegen. Eine zentrale Voraussetzung ist, dass die entsprechenden Netzkapazitäten vorliegen (vgl. dazu auch These Nr. 4). Eine geringe(re) Elektrifizierung führt zu hohen Mehremissionen in den Sektoren Verkehr, Gebäude und Industrie.
- Baden-Württemberg ist noch frühzeitiger auf die Elektrifizierung in den Sektoren Gebäude, Verkehr und Industrie angewiesen, da die Zielsetzungen 2030 und 2040 ambitionierter sind, als auf Bundesebene.
- Aus Landessicht ist wichtig, dass die Förderanreize im Bereich Windenergie an Land erhalten bleiben (vgl. These Nr. 2 zum Referenzertragsmodell). Effizienzpotenziale im PV-Bereich können durch einen stärkeren Ausbau von Freiflächenanlagen gehoben werden.
- Ein stärkerer Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor führt einerseits zu höheren Förderkosten, andererseits zu niedrigeren Börsenstrompreisen. Dabei ist zu erwarten, dass der Einspareffekt bei den Strompreisen die höheren Förderkosten übersteigt.

2. These: Schwachwindanlagen in Süddeutschland sind ineffizient und teuer und sollten deshalb nicht mehr (so stark) gefördert werden.

Erläuterung der These:

Die Förderbedingungen für Windenergieanlagen an windschwächeren Standorten sind mit dem EEG 2021 und dem EEG 2023 schrittweise verbessert worden. Damit sollte vor allem die Erschließung von Standorten in Süddeutschland gestärkt werden. Der Differenzierungsbereich des Referenzertragsmodells ist mit dem EEG 2021 zunächst auf 60 %-Standorte und für Standorte in der Südregion mit dem EEG 2023 schließlich auf 50 %-Standorte ausgedehnt worden. Der in den Ausschreibungen maximal erzielbare anzulegende Wert für Anlagen im Süden liegt damit heute bei 11,39 ct/kWh.² Zum Vergleich: Die Volleinspeisevergütung für PV-Kleinanlagen bis 10 kW liegt mit aktuell 12,5 ct/kWh nur rund 10 % darüber (vgl. hierzu These Nr. 3). Dagegen sind die mittleren, mengengewichteten Zuschlagswerte in den ersten beiden Ausschreibungen des Jahres 2025 für PV-Freiflächenanlagen mit 4,66 und 4,84 ct/kWh nicht einmal halb so hoch.

Wenngleich der Anteil des Bruttozubaues, der auf die Südregion mit ihren tendenziell windschwächeren Standorten entfällt, mit rund 6 bis 10 % in den Jahren 2020–2024 eher gering ausfällt (Anteil am Bestand aktuell knapp 13 %), haben die Regierungsparteien bereits im Koalitionsvertrag angekündigt, das Referenzertragsmodell auf Kosteneffizienz überprüfen zu wollen – unter anderem hinsichtlich unwirtschaftlicher Schwachwind-Standorte. [9]

Diskussion und Bewertung:

Mit den angesprochenen Reformen des Referenzertragsmodells (EEG 2021/2023) hat der Gesetzgeber die wirtschaftlichen Bedingungen für Anlagen an Schwachwindstandorten gezielt gestärkt und dabei die höheren Förderkosten jener Anlagen in Kauf genommen. Parallel zum Inkrafttreten des EEG 2023 hat die Bundesnetzagentur die zulässigen Höchstwerte für die Ausschreibungen des Jahres 2023 um 25 % von 5,88 auf 7,35 ct/kWh angehoben, wodurch die maximal erzielbaren anzulegenden Werte zusätzlich stiegen. Die Maßnahmen erfolgten vor

² Der maximal erzielbare anzulegende Wert ergibt aus dem zulässigen Höchstwert für Gebote in Höhe von 7,35 ct/kWh und dem Korrekturfaktor von 1,55 für Anlagen mit einem Gütefaktor von 50 % ($7,35 \times 1,55 \text{ ct/kWh} = 11,39 \text{ ct/kWh}$). Aufgrund der langanhaltenden Unterzeichnung der Ausschreibungen lagen die durchschnittlichen, mengengewichteten Zuschlagswerte in den letzten Jahren nur geringfügig unter dem zulässigen Höchstwert. Durch den einsetzenden Wettbewerb ist das Zuschlagsniveau ab 2024 jedoch leicht gesunken und betrug in der Ausschreibung vom 1. Mai 2025 6,83 ct/kWh.

dem Hintergrund jahrelang unterzeichneter Ausschreibungen, einer weiter sinkenden Ausschreibungsteilnahme sowie deutlicher Kostensteigerungen (Energiekrise und Lieferkettenprobleme).

Den höheren Förderkosten für Anlagen an Schwachwindstandorten steht eine Ausweitung des wirtschaftlich erschließbaren Flächenpotenzials – insbesondere in Süddeutschland – gegenüber. Die Erschließung jener Potenziale führt zu mehr Angebot in den Ausschreibungen, steigendem Wettbewerb und sinkenden Zuschlagswerten. Dass sich eben jener Effekt einstellen kann, verdeutlichen die jüngsten Ausschreibungsergebnisse. Durch die positive Genehmigungsentwicklung in den zurückliegenden Jahren waren die letzten vier Gebotstermine (WIN24-3 bis WIN25-2) überzeichnet und die durchschnittlichen, mengengewichteten Zuschlagswerte setzten sich schrittweise vom Höchstwert ab. In der letzten Runde fiel das Zuschlagsniveau auf 6,83 ct/kWh und lag damit 0,52 ct/kWh unter dem zulässigen Höchstwert. Der höchste Gebotswert mit Zuschlag betrug 6,94 ct/kWh. Unter der Annahme, dass dieses Gebot für einen 50 %-Standort in der Südregion abgegeben wurde, ergäbe sich ein Anzulegender Wert von 10,76 ct/kWh ($= 6,94 \text{ ct/kWh} \times 1,55$). Sollte der Wettbewerb anhalten, könnten die Zuschlagswerte weiter sinken. Ob sich Schwachwindstandorte in einem solchen Marktumfeld weiterhin behaupten können, wird sich erst noch zeigen müssen, da das Referenzertragsmodell die Kostenunterschiede zwischen Stark- und Schwachwindstandorten grundsätzlich nur anteilig ausgleicht.

Mit dem im Juli 2022 in Kraft getretenen Windenergieflächenbedarfsgesetz (WindBG) hat der Gesetzgeber ferner unterstrichen, den Ausbau der Windenergie an Land nicht nur beschleunigen, sondern auch in allen Teilen des Bundesgebietes vorantreiben zu wollen. So sind die Flächenländer nach dem WindBG dazu verpflichtet bis zum 31. Dezember 2032 landesspezifisch zwischen 1,8 und 2,2 % ihrer Landesfläche für die Windenergienutzung auszuweisen.³ Bis Ende 2027 sind zudem landesspezifische Zwischenziele zu erreichen. Bundesweit wird vor diesem Hintergrund seit Juli 2022 die Ausweisung neuer Flächen vorangetrieben.⁴ Baden-Württemberg geht mit dem KlimaG BW deutlich weiter und sieht die Erreichung seiner Zielvorgabe von 1,8 % bereits für 2025 vor. Darüber hinaus war bis Mitte 2025 eine vereinfachte Genehmigung möglich (§ 6 WindBG auf Basis der EU-Notfall-VO). Vor diesem Hintergrund haben rege Planungsaktivitäten für Windenergieanlagen im Land begonnen. In Baden-Württemberg sind aktuell rund 1.600 Windenergieanlagen in Planung, davon knapp 150 mit vorliegender BImSchG-Genehmigung und 1.200 im Antragsverfahren⁵. Insgesamt handelt es sich bei

³ Für die drei Stadtstaaten ist ein geringerer Anteil von 0,5 % vorgesehen.

⁴ Die Fachagentur Wind und Solar bietet eine interaktive Karte zum Planungsstand der Windenergiegebiete: [10]

⁵ LUBW: Dashboard zum Windenergieausbau, Datenstand 10.09.2025. Über rund 250 Anlagen haben die Vorhabenträger die zuständige Genehmigungsbehörde informiert, jedoch noch keinen Antrag gestellt.

diesen 1.350 Anlagen nach Angaben im Dashboard Windenergie der LUBW um 8,5 GW Anlagenleistung mit einem Stromerzeugungspotenzial von ca. 17 TWh (Strom: eigene Abschätzung). Werden die Förderung für Anlagen an windschwächeren Standorten (in Süddeutschland) gekürzt bzw. die Chancen im Wettbewerb verringert, drohen die laufenden Arbeiten von Planungsregionen sowie bereits getätigte Investitionen von Projektentwicklern in die Standorterschließung ins Leere zu laufen. Damit könnte nicht zuletzt Vertrauen in die Planungssicherheit und den Investitionsstandort Deutschland verloren gehen.

Die Güte eines Windenergiestandortes (Gütefaktor oder auch Standortgüte genannt) ergibt sich gemäß § 36h EEG aus dem Verhältnis des Standortertrags einer Anlage zu dessen Referenzertrag. Die Güte bemisst sich demnach nicht allein an den vorherrschenden Windbedingungen, sondern wird von zusätzlichen Faktoren wie genehmigungsrechtlichen Abschaltauflagen (Lärm, Schatten-/Eiswurf, Artenschutz) und Parkwirkungsgraden (gegenseitige Verschattung) beeinflusst. Die nachfolgende Abbildung zeigt die Standortgüteverteilung für alle in den Jahren 2020 bis 2024 in Deutschland in Betrieb genommenen Windenergieanlagen an Land, für die im Marktstammdatenregister eine entsprechende Angabe vorliegt. Bei rund 40 % der Anlagen fehlt diese, obwohl es sich nach der Marktstammdatenregisterverordnung hierbei um ein Pflichtfeld handelt. Etwa 77 % der Anlagen weisen Gütefaktoren zwischen 60 und 90 % auf. Der Mittelwert liegt bei rund 75 %.

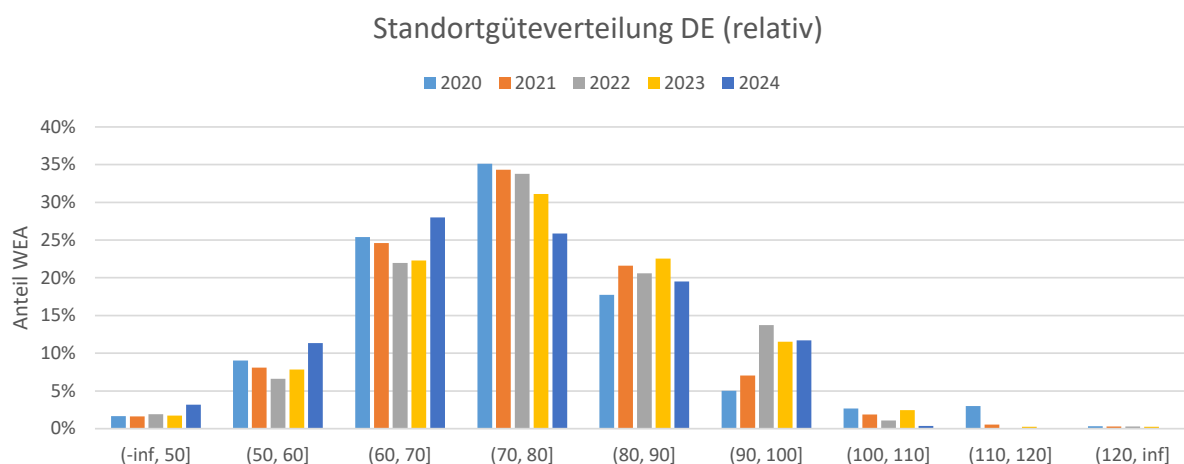


Abbildung 1: Standortgüteverteilung der in den Jahren 2020–2024 in Deutschland in Betrieb genommenen Windenergieanlagen an Land. Eigene Auswertung, Datenquelle: MaStR.

In der Südregion fallen die Gütefaktoren erwartungsgemäß geringer aus (siehe Abbildung 2). Der Mittelwert liegt rund 10 Prozentpunkte unter dem Bundesdurchschnitt. Ersichtlich ist zudem, dass der Anteil von Anlagen mit Gütefaktoren zwischen 50 und 60 % im betrachteten Zeitraum spürbar von 10 auf 43 % zugenommen hat. Eine Anpassung des Referenzertragsmodells zulasten windschwächerer Standorte, z. B. die Streichung der mit dem EEG 2023 eingeführten Sonderregelung für Anlagen im Süden, hätte folglich spürbare Auswirkungen auf die dortige Projektentwicklung und die Ausbaupläne der betroffenen Länder.

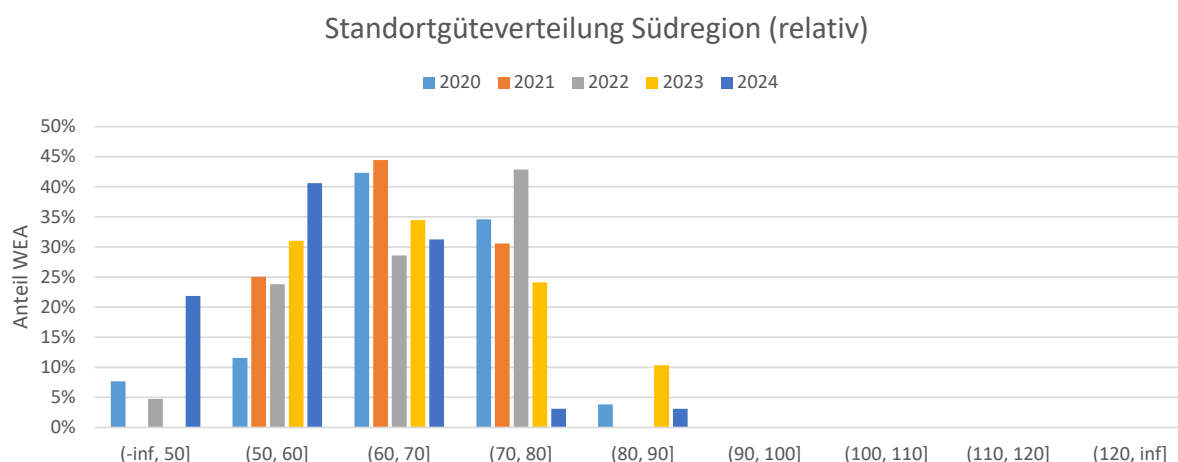


Abbildung 2: Standortgüteverteilung der in den Jahren 2020–2024 in der Südregion in Betrieb genommen Windenergieanlagen an Land. Eigene Auswertung, Datenquelle: MaStR.

Moderne Schwachwindanlagen erreichen auch an einem 50 %-Standort noch rund 2.000 Volllaststunden. Das ist immerhin rund doppelt so viel wie in Deutschland betriebene PV-Anlagen. Die Erzeugung von Windenergieanlagen im Süden mindert dabei tendenziell den Netzausbau- und Redispatchbedarf und schwächt somit auch die Argumente, die für eine Trennung der Strompreiszonen sprechen. Mögliche Alternativen für die Erzeugung im Süden sind entweder „noch teurer“ (~ 20 ct/kWh Biomasse) oder könnten wie im Fall von PV-Anlagen die Netzengpasssituationen zusätzlich verschärfen.

Abschließend sei darauf hingewiesen, dass in Verbindung mit dem Referenzertragsmodell noch ganze andere Kostensenkungspotenziale schlummern. So kritisiert ein Branchenkenner unter anderem einen Missbrauch des Modells. Flächen würden extrem dicht bebaut und die damit einhergehenden Abschattungsverluste durch höhere Vergütungen ausgeglichen (Abschattungsverluste > geringerer Standortertrag > niedrigerer Gütefaktor > höherer Korrekturfaktor > höherer Anzulegender Wert). [11]

Kurzfasit:

- Die mit dem EEG 2021 und 2023 erfolgten Änderungen am Referenzertragsmodell haben in Verbindung mit der Anhebung der Höchstwerte und einem schwachen Wettbewerb in den Ausschreibungen auf der einen Seite zu relativ hohen Vergütungssätzen für Anlagen an windschwachen Standorten geführt.
- Auf der anderen Seite trägt die Erschließung eben jener Standorte potenziell zu mehr Angebot und damit auch höherem Wettbewerb bei, sodass der Kostendruck auch für windstarke Standorte steigt und die Zuschlagswerte sinken.

- Soll der Ausbau der Windenergienutzung bundesweit erfolgen – wie mit dem Windenergieflächenbedarfsgesetz (WindBG) angestrebt – müssen auch wind-schwächere Standorte wirtschaftlich erschließbar sein.
- In Baden-Württemberg sind aktuell über 1.300 Windenergieanlagen konkret in Planung (150 BImSchG-Genehmigungen und 1.200 Antragsverfahren). Werden Änderungen am Referenzertragsmodell umgesetzt, drohen Investitionen von Projektentwicklern in die Standorterschließung ins Leere zu laufen.
- Die Transparenz zur Standortgüteverteilung ist dadurch eingeschränkt, dass diese für 40 % der Anlagen fehlt. Hier sollte von Seiten des Bundes die Einhaltung der Meldepflicht im Marktstammdatenregister forciert werden.
- Der Windenergieausbau im Süden dürfte dabei nicht zuletzt positive Auswirkungen auf den Netzausbau- und Redispatchbedarf nach sich ziehen.

3. These: Kleine/teure PV-Anlagen sollten nicht mehr so stark ausgebaut werden. Neue PV-Anlagen müssen zunehmend stärker in die Direktvermarktung integriert werden.

Erläuterung der These:

Insbesondere 2023 und 2024 wurden sehr viele kleine Dachanlagen in Betrieb genommen. Diese sind deutlich teurer als größere/große Anlagen und erzeugen somit höhere Förderkosten. Da es sich bei Anlagen bis 30 kW zum großen Teil um Eigenversorgungsanlagen handelt, sind diese über die Einsparung von Abgaben und Umlagen der eigenverbrauchten Strommengen relativ hoch indirekt gefördert.

Da Anlagen bis 100 kW nicht direktvermarktungspflichtig sind, reagieren sie nicht auf negative Strompreise. Dies stellt ein zunehmendes Problem dar. Im Entwurf des Solarspitzengesetzes war eine Ausweitung der Direktvermarktung auf Anlagen unter 100 kW enthalten. Die Regelung wurde jedoch nicht Teil des verabschiedeten Gesetzes.

Diskussion und Bewertung:

Seit 2023 wurden in hohem Maße Kleinanlagen bis 30 kW in Betrieb genommen. In den Jahren 2020 bis 2022 lag der Zubau in diesem Leistungssegment pro Jahr bei knapp 2 bis rund 3 GW pro Jahr. Ab 2023 ist dieses Segment erheblich gewachsen mit einem Zubau von 8 GW (2023) bzw. rund 7 GW (2024), vgl. Abbildung 3. Für 2025 sind hochgerechnet rund 4 bis 5 GW zu erwarten. Kleinanlagen bis 30 kW standen 2023 für gut die Hälfte des PV-Leistungszubaus, 2024 für rund 40 %.

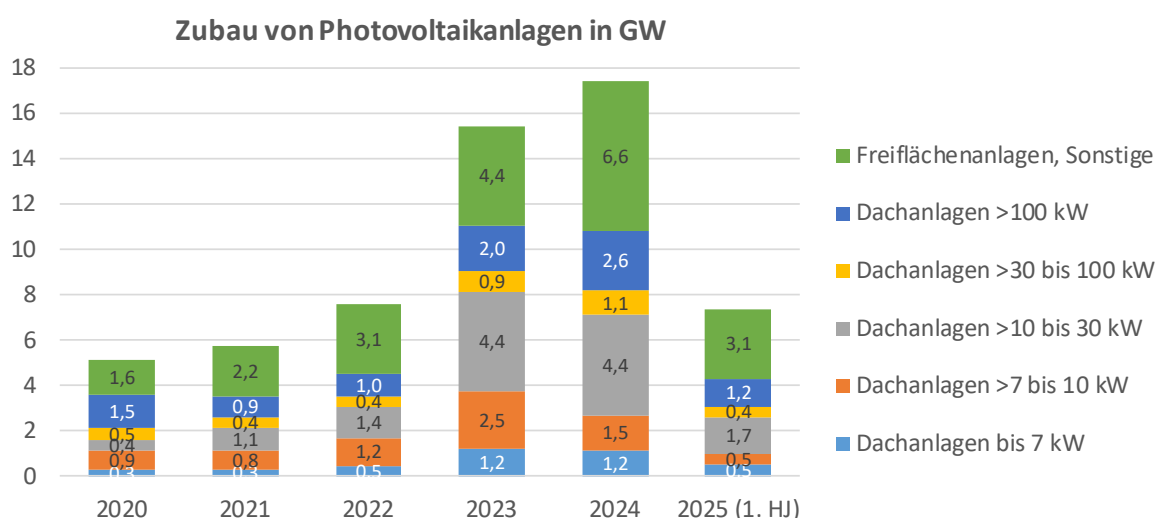


Abbildung 3: Bundesweiter PV-Zubau seit 2020 nach Leistungsklassen/Anlagentypen. Quelle: eigene Auswertungen auf Basis des Marktstammdatenregisters

Die Investitionskosten von Dachanlagen unter 30 kW liegen annähernd doppelt so hoch wie für große Dachanlagen und mehr als doppelt so hoch wie für Freiflächenanlagen. Die Stromerzeugungskosten liegen damit > 50 % höher im Vergleich zu großen Dachanlagen bzw. >100 % höher in Relation zu großen Freiflächenanlagen. [12] Letztlich spiegeln sich die höheren Kosten in höheren EEG-Vergütungen wider:

- Volleinspeisevergütung: rd. 12,5 ct/kWh für Kleinanlagen bis 10 kW vs. rund 8,5 ct/kWh für große Dachanlagen bzw. Zuschlagwerte in der Größenordnung von 9 ct/kWh (Dachanlagen) bzw. < 5 ct/kWh (Freiflächenanlagen)
- Teileinspeisung: rd. 7,9 ct/kWh für Anlagen bis 10 kW vs. rd. 6 ct/kWh für große Dachanlagen

Nach eigenen Auswertungen des Marktstammdatenregisters sind praktisch alle Anlagen bis 10 kW Teileinspeiseanlagen (=Eigenversorgungsanlagen). Im Segment 10 bis 30 kW sind rund 95 % der Anlagen Teileinspeiseanlagen. Anlagen in dieser Größenklasse profitieren angesichts der hohen Strompreise in Haushalten und auch im Gewerbe in hohem Maße durch die Einsparung von Abgaben und Umlagen durch vermiedenen Strombezug (Haushaltsstrompreis aktuell > 30 ct/kWh netto [13]).

Mit dem Solarspitzenengesetz wurde geregelt, dass auch Anlagen außerhalb der Direktvermarktung keine Vergütung erhalten, wenn der Spotmarktpreis negativ ist⁶. Anders als Anlagen in der Direktvermarktung (verpflichtend für Anlagen oberhalb von 100 kW) reagieren sie jedoch nicht auf negative Preise, speisen nicht selbst verbrauchte Überschüsse also weiterhin ein und verschärfen damit die Problematik der Netzbelastung. Im Gesetzentwurf zur „Wachstumsinitiative“ war bereits vorgesehen, die Direktvermarktungsgrenze bis 2027 schrittweise auf 25 kW abzusenken. Im parlamentarischen Verfahren wurde die Regelung jedoch nicht Teil des verabschiedeten Gesetzes.

Einer raschen Integration von Kleinanlagen in die Direktvermarktung stehen jedoch eine Reihe von Herausforderungen entgegen. Zum einen müssen die Prozesse zwischen Direktvermarktern und Netzbetreibern verbessert und digitalisiert werden, um mit der großen Anlagenzahl im Kleinanlagensegment arbeiten zu können. Zum anderen entstehen insbesondere bei Eigenversorgungsanlagen hoher Aufwand und hohe Preise für z.T. relativ geringe Einspeisemengen. Die absehbar noch hohen Kosten für die Direktvermarktung von Kleinanlagen bremsen deshalb den Zubau in diesem Segment womöglich deutlich, falls die verpflichtende Direktvermarktung kurzfristig auf Kleinanlagen ausgedehnt wird.

Ein geringerer Zubau im Kleinanlagensegment (im Zuge erhöhter Anforderungen bzw. Förderkürzungen) könnte sehr wahrscheinlich durch höhere Ausschreibungsmengen im günstigen

⁶ Eine Voraussetzung dafür ist, dass ein Smart Meter installiert ist. Andernfalls darf zu jedem Zeitpunkt maximal 60 % der Nennleistung eingespeist werden.

Freiflächensegment kompensiert werden⁷. Ohne eine Kompensation droht eine Verfehlung der PV-Ausbauziele. Der FFA-Zubau in Baden-Württemberg ist mittlerweile gut angelaufen⁸ und belief sich zuletzt auf einen Anteil von knapp 9 % (2024) bzw. 11 % (1. HJ 2025) an der bundesweit neu installierten Freiflächenleistung. Da in den Ausschreibungen aufgrund der Überzeichnung hoher Wettbewerbsdruck besteht, sind die Potenziale einer weiteren Erhöhung des Zubaus in Baden-Württemberg eher eingeschränkt. Vor diesem Hintergrund sollte sich Baden-Württemberg für eine Erhöhung der Ausschreibungsvolumina auf Bundesebene einsetzen.

Den beschriebenen Nachteilen von PV-Kleinanlagen stehen einige Vorteile gegenüber. Wie die letzten Jahre gezeigt haben, kann in diesem Segment ein relativ hoher Zubau auch in sehr kurzer Zeit mobilisiert werden. Auch bieten Kleinanlagen vielen Menschen die Möglichkeit, aktiv zur Energiewende beizutragen, daran teilzuhaben und von dieser zu profitieren. Daneben sind sie ein lokaler Wirtschaftsfaktor, wenn lokale/regionale Handwerksbetriebe tätig werden. Zudem nutzen PV-Dachanlagen bestehende Gebäude und benötigen, im Gegensatz zu den meisten Freiflächenanlagen, keine vormals anderweitig genutzten Flächen (oft landwirtschaftliche Flächen). Aufgrund von Zielkonflikten gilt abzuwägen, welche Zielsetzung prioritär ist: Kosteneffizienz (Förderung möglichst günstiger Anlagen), Effektivität (möglichst hoher Zubau), hohe Akzeptanz und Bürgerbeteiligung, Begrenzung der Flächennutzung (insb. landwirtschaftlicher Flächen), etc.

Kurzfazit:

- Es ist zutreffend, dass Kleinanlagen deutlich teurer sind und folglich höhere direkte und insbesondere hohe indirekte Förderkosten aufweisen (Eigenverbrauchsprivilegierung).
- Kleinanlagen reagieren nicht auf negative Strompreise, was in zunehmendem Maße problematisch ist. Eine verstärkte Integration von PV-Anlagen unter 100 kW in die Direktvermarktung ist deshalb angebracht, jedoch überaus herausfordernd (hohe Anlagenzahl, unzureichende Marktprozesse, hohe Kosten).
- Höhere Anforderungen an Kleinanlagen bzw. eine reduzierte Förderung könnten durch einen höheren Zubau im günstigen Freiflächensegment kompensiert wer-

⁷ Im Rahmen der Ausschreibungen im Freiflächensegment wurde in den letzten Runden deutlich mehr Leistung geboten, als ausgeschrieben war [14]. Seit September 2024 gilt dies auch für die Innovationsausschreibungen [15].

⁸ Zubau PV-Freiflächenanlagen in Baden-Württemberg (gerundet): 2022: 130 MW, 2023: 300 MW, 2024: 540 MW, 2025, 1. HJ: 340 MW

den. Der FFA-Zubau in Baden-Württemberg bewegt sich mittlerweile auf einem relativ hohen Niveau. Da angesichts der hohen Überzeichnung der FFA-Ausschreibungen und folglich des hohen Wettbewerbs eine weitere Steigerung des BW-Anteils unrealistisch erscheint, sollte aus Landessicht ein höheres Ausschreibungsvolumen für PV-FFA im EEG eingefordert werden.

4. These: Der Ausbau der erneuerbaren Energien muss sich nach dem Ausbau der Netze richten und nicht umgekehrt.

Erläuterung der These:

Der Ausbau der erneuerbaren Energien hat sich zuletzt deutlich beschleunigt. Das heutige Stromnetz ist dem nicht mehr gewachsen, womit es verstärkt zu Engpässen (insb. in Nord-Süd-Richtung), Abregelung und Redispatch kommt. Aufgrund heutiger und absehbar weiter bestehender Netzengpässe muss der Ausbau der erneuerbaren Energien besser auf den Netzausbau abgestimmt werden. Deshalb ist es erforderlich, den EE-Ausbau zu bremsen und besser zu steuern.

Diskussion und Bewertung:

Die erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung wurden in den letzten Jahren stark ausgebaut. Neben einem Anstieg der neu installierten Windenergieleistung wurde in den Jahren 2023 und 2024 insgesamt mehr als 30 GW PV-Leistung installiert. Insgesamt stammte 2024 knapp 55 % des Bruttostromverbrauchs aus erneuerbaren Energien [16]. Seit mehreren Jahren stellen Nord-Süd-Engpässe ein zentrales Problem im Übertragungsnetz dar. Die Orientierung der Marktteilnehmer am bundeseinheitlichen Strompreissignal führt deshalb seit einigen Jahren zu hohem Redispatchbedarf und entsprechenden Kosten. Zuletzt ist das Redispatchvolumen zwar gesunken (die Kosten noch stärker aufgrund rückläufiger Strompreise), es befindet sich jedoch weiterhin auf relativ hohem Niveau [17].

Die Netzengpässe im Übertragungsnetz werden absehbar weiter bestehen. In ihrem aktuellen Versorgungssicherheitsmonitoring geht die BNetzA davon aus [18], dass auch im Jahr 2035 das Netz sehr hoch ausgelastet und teilweise sogar überlastet sein wird. In der Folge wird weiterhin Redispatch-Bedarf vorhanden sein (jedoch in geringerem Ausmaß als noch bis 2030) sowie der Einsatz netzbezogener Maßnahmen erfolgen (Stufenstellung von Transformatoren, Änderung der Netztopologie durch Schaltmaßnahmen). Im Kontext der bestehenden Nord-Süd-Engpässe und des schleppenden Netzausbaus wurde deshalb verstärkt die Notwendigkeit zur Teilung der deutschen Strompreiszone diskutiert [19, 20]. Das Land Baden-Württemberg lehnt eine solche Trennung ab mit Bezug auf eine entsprechende Studie. Diese weist darauf hin, dass unklar ist, ob der Nutzen einer Gebotszonentrennung die Kosten klar übersteigen würde und nennt als wichtigste Maßnahme den Netzausbau, aber auch Standortsignale [21]. Der Zubau flexibler Erzeugungsleistung (Gaskraftwerke) sollte deshalb, wie von Seiten des Bundes geplant, zu einem großen Teil in der Südregion erfolgen. Weiterhin kann der EE-Ausbau im Süden die Nord-Süd-Netzsituation tendenziell entschärfen, wobei im Gegenzug der erhöhte Netzausbau im Verteilnetz zu berücksichtigen ist (s. dazu auch unten).

Zur Beschleunigung des Netzausbaus wurden bereits verschiedene Maßnahmen ergriffen. Neben einem Netzausbau-Controlling und dem Praxisleitfaden Netzausbau wurden verschiedene gesetzliche Regelungen verabschiedet, um eine Beschleunigung herbeizuführen (z.B. vereinfachte Genehmigungsverfahren, Stärkung des Bündelungsgebots, vereinfachte Optimierung von Bestandsnetzen, Erleichterungen für Hochtemperaturleiterseile). [22]

HGÜ-Leitungen sind vorrangig als Erdkabel zu realisieren. Neben höheren Kosten führt dies auch zu längeren Planungs- und Bauzeiten. In der Diskussion sind statt eines generellen Freileitungsvorrangs so genannte Hybrid-Lösungen mit mehrfachem Wechsel von Freileitung zu Erdkabel. Diese könnten tendenziell zu weiteren Verzögerungen führen. Mehrere Vorhabenträger, u.a. TransnetBW, schlagen deshalb einen konsequenten Freileitungsvorrang vor. [23]

Zusätzlich zum Ausbaubedarf im Übertragungsnetz mit dem Fokus der Verbesserung des Stromtransports von Nord nach Süd besteht auch im Verteilnetz hoher Ausbaubedarf, um die geplanten Neuanlagen anschließen zu können. In diesem Kontext sollten Netzanschlüsse zukünftig effizienter genutzt werden. Das heißt: EE-Anlagen werden heute nahezu mit ihrer nominalen Spitzenleistung ans Netz angeschlossen. Diese Spitzenleistungen treten aber nur selten auf. Eine so genannte Überbauung von Netzanschlusskapazitäten könnte erhebliche Kosteneinsparungen erzielen. Weitere Effizienzgewinne sind durch eine gemeinsame Optimierung von Netzanschlusspunkten zur gleichzeitigen Nutzung für Windenergie- und PV-Anlagen möglich. [24] Mit der Einführung von § 8 Abs. 2 EEG 2023 im Rahmen des Solarspitzengesetzes ist die Überbauung grundsätzlich möglich. Dazu erforderlich ist eine Vereinbarung zwischen dem jeweiligen Anlagen- und Netzbetreiber. Entsprechende Prozesse und Musterverträge werden von einigen Netzbetreibern bzw. der Branche derzeit vorbereitet.

Ein weiteres Element, um Netzengpässe zu entschärfen, sind netzdienliche Speicher. Neben Anreizen für einen netzdienlichen Betrieb ist insbesondere bei Großspeichern auch der Standort entscheidend (vgl. dazu These Nr. 5).

Kurzfazit:

- Der gestiegene Zubau an EE-Kapazitäten verstärkt die Herausforderungen im Netz. Vor diesem Hintergrund bieten sich folgende kurzfristige Maßnahmen an:
 - Engpässe nicht weiter verschärfen: EE-Zubau und Gaskraftwerke im Süden favorisieren (vgl. auch Thesen Nr. 2 bzw. Nr. 8)
 - Zügige Umsetzung der Überbauung von Netzanschlusspunkten nach § 8 Abs. 2 EEG 2023
 - Speicherzubau netz- (und system-)dienlich gestalten (vgl. auch These Nr. 5)
- Auf Übertragungsnetzebene bietet sich insbesondere eine Umsetzung des Freileitungs- statt Erdkabelvorrangs an.

5. These: Beim Ausbau von Batteriespeichern entsteht aufgrund hoher Kosten kein ausreichend hoher Systemnutzen.

Erläuterung der These:

In den vergangenen Jahren wurden bundesweit zahlreiche Batteriespeicher installiert. Der Großteil davon entfällt auf kleine Einheiten, die meist im Zusammenhang mit Photovoltaikanlagen installiert werden.

Es wird angezweifelt, dass der Systemnutzen die Mehrkosten für die Speicher aufwiegt. Insbesondere kleine Batteriespeicher weisen relativ hohe Investitionskosten auf, während ihr Systemnutzen fraglich ist.

Diskussion und Bewertung:

Batteriespeicher können verschiedene Funktionen für das System erfüllen (siehe z.B. [25], [26]). Sie können einerseits einen Marktnutzen bereitstellen (Arbitragehandel: Einspeicherung in Zeiten negativer Strompreise, Ausspeicherung in Zeiten hoher Strompreise). Andererseits können sie netzdienlich geplant und betrieben werden und in unterschiedlicher Form dazu beitragen, Netzkosten zu verringern (netzdienlicher Standort, Auslegung/Dimensionierung, Bereitstellung von Regelleistung). Ein marktdienlicher Speichereinsatz ist jedoch nicht zwangsläufig auch netzdienlich und vice versa. [27]

In den vergangenen Jahren wurden zahlreiche neue Batteriespeicher in Betrieb genommen. Zum Jahresende 2024 waren bundesweit rund 1,7 Millionen Einheiten mit einer Speicherkapazität von insgesamt rund 18 GWh installiert. Innerhalb von zwei Jahren hat sich die Anzahl der installierten Speicher mehr als verdoppelt. Über 90 % der Kapazität und fast die gesamte Anzahl entfällt auf Kleinspeicher bis 30 kWh, die meist in Kombination mit PV-Dachanlagen installiert werden.⁹

Der Großteil der in Deutschland betriebenen kleinen Batteriespeicher lädt frühmorgens, sobald PV-Stromüberschüsse anfallen [28]. Sie werden „eigenverbrauchsoptimiert“ betrieben und dienen damit nur der betriebswirtschaftlichen Optimierung des Anlagenbetreibers. Somit werden sie nicht systemdienlich eingesetzt.

Verschiedene Studien erwarten einen weiteren starken Zubau – jedoch nicht nur von Kleinspeichern, sondern in zunehmendem Maße auch von Großspeichern. Noch deutlich größer ist der potenzielle Großspeichermarkt, wenn die Netzanschlussanfragen von Projekten in frühem Planungsstadium berücksichtigt werden [29].

⁹ Alle Zahlen: eigene Auswertung auf Basis des Marktstammdatenregisters

Um einen verstärkten netz- und systemdienlichen Einsatz von Speichern anzureizen, kommen verschiedene Ansätze in Frage. Dabei sind nicht alle Instrumente für Klein- und Großspeicher gleichermaßen geeignet. Eine Übersicht über geeignete regulatorische Ansätze beschreibt Frontier Economics in einem Papier für Tennet [27]. Im Bereich der Kleinspeicher sollte vor allem eine (bessere) Reaktion auf Preissignale im Fokus stehen (dynamische Stromtarife, zeitvariable Netzentgelte, höhere Leistungs-/geringere Arbeitspreise bei Netzentgelten). Für Großspeicher sollte insbesondere die Teilnahme an § 13k EnWG erleichtert werden (Nutzen statt Abregeln: Problem des starken Fokus auf die Zusätzlichkeit der Stromnachfrage) und unterbrechbare Netzanschlüsse (§ 14a EnWG zu steuerbaren Verbrauchseinrichtungen) umgesetzt werden.

Kurzfazit:

- Kleine Heimspeicher werden meist nicht systemdienlich betrieben. In diesem Marktsegment sind folglich entsprechende Anreize bzw. Vorgaben erforderlich.
- Der Markt für große Batteriespeicher (stand-alone oder in Kombination mit EE-Anlagen) wird in den nächsten Jahren stark wachsen. Im Vergleich zu Kleinspeichern können diese kostengünstiger netz- und systemdienlich eingesetzt werden. Eine Voraussetzung dafür sind geeignete regulatorische Rahmenbedingungen.

6. These: Der Wasserstoffhochlauf verzögert sich und ein Großteil des benötigten Wasserstoffs wird importiert werden.

Erläuterung der These:

Es wird angezweifelt, ob in Deutschland kurz- bis mittelfristig wirtschaftlich Wasserstoff erzeugt werden kann und ob die zusätzlichen Erzeugungskapazitäten für Strom aus erneuerbaren Energien an Elektrolysestandorten im entsprechenden Zeitraum zur Verfügung stehen. Die bestehenden Herausforderungen mit regulatorischen Rahmenbedingungen (Delegierte Rechtsakte zu Art 27 RED III; Zusätzlichkeit, Gleichzeitigkeit, räumliche Nähe der Erzeugung von H₂ und erneuerbarem Strom) führen zu Verzögerungen beim Hochlauf der Wasserstoffproduktion. Die großtechnische Wasserstoffproduktion wird deutlich später starten als ursprünglich geplant (> 2-5 Jahre). Dadurch auftretende Verzögerungen bei der Wasserstoffbereitstellung führen zu späterer und ggf. geringerer Wasserstoffnachfrage, was wiederum zu Verzögerungen beim Ausbau bzw. der Umstellung der H₂-Transportinfrastrukturen führt.

Es wird unterstellt, dass im Ausland an Standorten mit sehr günstigen Bedingungen für die erneuerbare Stromerzeugung grüner Wasserstoff wesentlich kostengünstiger produziert werden kann, weshalb ein Großteil des H₂-Bedarfs importiert wird. Dies soll über Instrumente wie H2Global und die europäische Wasserstoffbank angereizt werden. Mittels langfristiger Abnahmeverträge soll eine schnelle Versorgung mit großen Mengen Wasserstoff wirtschaftlich realisiert werden.

Diskussion und Bewertung:

Es ist richtig, dass Deutschland und Baden-Württemberg mittel- und langfristig auf den Import von Wasserstoff angewiesen sein werden, um die prognostizierten Bedarfe decken zu können. In der Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie der Bundesregierung wird der Bedarf bis 2030 mit 95 bis 130 TWh angegeben, wovon ein erheblicher Teil importiert werden soll. [30]

Eine Wasserstoffversorgung mit einem starken Importfokus ohne den Aufbau einer inländischen Wasserstofferzeugungsstruktur kann vordergründig kostengünstiger für Deutschland erscheinen, insbesondere weil hohe Investitionen in kapitalintensive Produktionsanlagen im Inland vermieden werden. Dies gilt vor allem auch vor dem Hintergrund günstigerer Stromerzeugungspotenziale aus Erneuerbaren Energien in vielen Weltregionen, die eine preiswerte Produktion von grünem Wasserstoff ermöglichen könnten, blendet in aller Regel aber die Verhältnisse in den jeweiligen Ländern wie Kapitalbeschaffungskosten, Netzausbauerfordernisse und damit verbundene Kosten, sowie eigene Strombedarfe zum Erreichen der Treibhausgas-

neutralität und damit verbundene zeitliche Implikationen weitgehend aus. Zudem werden selten die tatsächlichen Kosten für den Import/Transport des Wasserstoffs realistisch bewertet. Eine derart einseitige Importstrategie birgt in mehrfacher Hinsicht erhebliche Risiken.

Der Verzicht auf bzw. eine starke Reduktion des Aufbaus heimischer Wasserstoffproduktions-technologien mindert die Chance, mit Elektrolyse- und Balance-of-Plant-Technologien Wertschöpfungspotenziale im Maschinen- und Anlagenbau zu generieren. Damit bleibt auch die Möglichkeit, zukünftig als Technologieexporteur fungieren zu können ungenutzt, obwohl Deutschland zumindest aktuell noch eine sehr gute Ausgangsbasis hätte. Das schwächt potenziell die Attraktivität und Wettbewerbsfähigkeit des Standorts. Die Rolle der deutschen Industrie als Innovationstreiber der europäischen Wasserstoffwirtschaft wird dadurch in Frage gestellt. Der Aufbau regionaler Wasserstoffcluster bzw. -hubs ermöglicht es hingegen, Technologie- und Wertschöpfungspotenziale für deutsche Unternehmen zu heben und dadurch Exportpotenziale auf dem Weltmarkt realisieren und Arbeitsplätze in Deutschland schaffen zu können [31]. Aber auch Wirtschaftszweige, die nicht direkt auf Wasserstoff angewiesen sind, können von inländischen H₂-Wertschöpfungsketten profitieren und dadurch ihre Klimaneutralitätsziele leichter erreichen. Lokale Produktionskapazitäten stellen Koppelprodukte wie Abwärme oder Sauerstoff zur Verfügung, die die Defossilisierung weiterer Bereiche vorantreiben [32]. Dieser ganzheitliche Ansatz ermöglicht den Aufbau von Technologie-Knowhow, den Aufbau und Erhalt inländischer Wertschöpfungsketten und die Sicherung von Arbeitsplätzen, wodurch die internationale Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Wirtschaft gestärkt wird.

Ein hoher Importanteil von Wasserstoff birgt vor dem Hintergrund geopolitischer Konflikte zudem das Risiko von Lieferkettenunterbrechungen und damit verbundenen unplanbaren Preisschwankungen. Im Falle zunehmender internationaler Handelsstreitigkeiten schwächt eine hohe Abhängigkeit von Importen zudem die deutsche Verhandlungsposition. Dies erhöht die Vulnerabilität der deutschen Wirtschaft zusätzlich. Diese Faktoren gefährden die Resilienz des deutschen Energiesystems. Regionale Wasserstoff-Hubs können diese hingegen gezielt stärken. Ein systemdienlicher Ausbau von Wasserstoffproduktionskapazitäten in Verbindung mit zusätzlichen EE-Kapazitäten kann auch einen Beitrag zu Netz- und Systemstabilität leisten und damit Netzknotenpunkte und Stromverteilnetze entlasten.

Da langfristig günstige Wasserstoffimporte aus Nicht-EU-Ländern stark von geopolitischen Faktoren abhängig sind und somit bedeutenden Einfluss auf Preisstabilität und Lieferunsicherheiten haben, sollte bei den notwendigen Importen verstärkt auf europäische Partnerländer gesetzt werden. Die Vorteile einer solchen Strategie werden auch in einer zunehmenden Anzahl an Studien deutlich, die die günstigen Wasserstoffimporte außerhalb Europas infrage stellen. Unter Berücksichtigung vollständiger Lieferketten inkl. zugehöriger Transportrouten, erscheinen Wasserstoffimporte aus Europa über Pipelines oder die Wasserstoffproduktion in Deutschland auch kurz- und mittelfristig als die günstigere Option [33, 34]. So werden bei Importen aus Europa über Pipelines für das Jahr 2032 Bereitstellungskosten zwischen 3,2 und

6,0 Euro/kg erwartet [35]. Erfolgt die Produktion lokal in Baden-Württemberg ergeben sich Erzeugungskosten von 4,3 bis 4,9 Euro/kg. Importe aus Nicht-EU-Ländern werden deutlich kostenintensiver eingeschätzt.

Für den Import großer Mengen an Wasserstoff ist frühzeitig eine geeignete Wasserstoffimport- und -transportinfrastruktur aufzubauen. Dies soll im Wesentlichen durch das sog. Wasserstoffkernnetz gewährleistet werden, welches ab 2032 in Betrieb gehen soll. [36] Großvolumigere Importe nach Deutschland sind vor 2032 somit nicht möglich. Um den bis dahin entstehenden Bedarf zu decken und da das Kernnetz in seiner Anfangsphase vorrangig Kraftwerksstandorte und Industriezentren versorgen soll, ist es notwendig, insbesondere Regionen außerhalb dieser Versorgungsgebiete über lokale Produktions- und Verteilstrukturen anzubinden. Andernfalls drohen diesen Regionen erhebliche Standortnachteile im Vergleich zu anderen Teilen Deutschlands und Europas. Lokale Versorgungsinfrastrukturen sollten dabei so geplant werden, dass diese sich gut mit dem Wasserstoffkernnetz ergänzen. [37] Dadurch können „stranded assets“ vermieden und die nationale Versorgungssicherheit auch bei möglichen Verzögerungen im Aufbau des Kernnetzes abgesichert werden.

Generell ist für den Import von Wasserstoff außerhalb und innerhalb von Europa die Etablierung eines funktionierenden Markts für Wasserstoff von zentraler Bedeutung. Eines der wesentlichen Instrumente hierfür ist H2Global. Hierüber wird die Produktion und der Import von grünem Wasserstoff durch garantierte Preise auf beiden Seiten der Wertschöpfungskette über Doppelaktionen ermöglicht. Dadurch entsteht Planungssicherheit sowohl für Produzenten und Investoren als auch für Wasserstoffabnehmer. [38] Auch die Europäische Wasserstoffbank erleichtert die Finanzierung und Abnahme von Wasserstoff innerhalb Europas und fördert damit die Wettbewerbsfähigkeit europäischer Unternehmen im globalen Kontext [39].

Kurzfasit:

- Einerseits ist zur Deckung des mittel- und langfristig erwarteten hohen inländischen Wasserstoffbedarfs der Import von Wasserstoff unerlässlich.
- Andererseits wird auch der inländische Elektrolyseaufbau benötigt, um Technologie-Knowhow, Wertschöpfungspotenziale und Versorgungssicherheit zu sichern. Zudem müssen Regionen mit Wasserstoff versorgt werden, die durch das anfängliche Kernnetz noch nicht versorgt werden können.
- Es gibt zunehmend Hinweise darauf, dass der Import von Wasserstoff aus Nicht-EU-Ländern nicht kostengünstiger sein wird. Der Fokus des Wasserstoffimports sollte daher auf europäischen Partnerländern liegen.
- Der Aufbau einer inländischen Wasserstoffproduktion ist ökonomisch sinnvoll und sollte weiterverfolgt werden.

7. These: Blauer Wasserstoff ist dauerhaft wesentlich kostengünstiger als grüner und sollte bevorzugt eingesetzt werden.

Erläuterung der These:

Blauer Wasserstoff wird durch Dampfreformierung von Erdgas mit anschließender CO₂-Abscheidung und -Speicherung (Carbon Capture and Storage, CCS) hergestellt. Der mittels dieses Verfahrens hergestellte Wasserstoff ist kostengünstiger als grüner Wasserstoff (Herstellung von Wasserstoff mittels Elektrolyse, die mit erneuerbarem Strom betrieben wird) und senkt gleichzeitig die CO₂-Emissionen im Vergleich zu grauem, d.h. mittels fossiler Energieträger erzeugtem, Wasserstoff deutlich. Zudem ist der Aufbau entsprechender Produktionsstandorte schneller zu realisieren als bei grünem Wasserstoff.

Diskussion und Bewertung:

Blauer Wasserstoff könnte in der Produktion voraussichtlich zumindest kurzfristig kostengünstiger sein als grüner Wasserstoff und eher wettbewerbsfähig zu grauem Wasserstoff. So zeigt eine Untersuchung von EWI, dass bei moderaten Erdgaspreisen Erzeugungskosten von etwa 3,4 bis 3,9 Euro/kg H₂ möglich sind. [40] Am kostengünstigsten fällt die Produktion vor Ort in Deutschland aus, da der Transport des Wasserstoffs nach Deutschland, und die damit verbundenen Kosten, entfallen. Allerdings blendet dies aus, dass es in Deutschland aktuell weder rechtlich noch technisch die Möglichkeit gibt, das abgeschiedene CO₂ zu speichern. Diese Option kommt daher, wenn überhaupt, erst perspektivisch in Frage, zumal sich die Frage stellt, wie sinnvoll es beispielsweise ist, Erdgas aus Norwegen zu beziehen, in Deutschland CO₂ abzuscheiden und dieses dann per Pipeline nach Norwegen oder zu deutschen Lagerstätten unter der Nordsee zu transportieren. Da CO₂-Transport durchaus aufwendig und kostenintensiv sein kann, erscheint dies kaum als wirtschaftliche Option. Damit ist eine schnelle, flächendeckende Bereitstellung wenig realistisch. Zudem sind die Produktionskosten von blauem Wasserstoff in erheblichem Maße abhängig vom Erdgaspreis, der im Fall von internationalen Krisen erheblichen Marktvolatilitäten unterliegen kann. Die genannten Wasserstofferzeugungskosten für blauen Wasserstoff werden bei einem Erdgaspreis in Höhe von 45 Euro/MWh erreicht. Zum Vergleich: Im ersten Jahr des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine lagen die Erdgaspreise kurzzeitig bei über 300 Euro/MWh. [41] Grüner Wasserstoff aus lokaler Produktion ist gegenüber geopolitisch bedingten Preisschwankungen deutlich weniger anfällig. Eine Untersuchung des Fraunhofer ISE berechnet Erzeugungskosten für grünen Wasserstoff in Baden-Württemberg für das Jahr 2032 in Höhe von 4,3 bis 4,9 Euro/kg. [35]

Neben der Verfügbarkeit von CO₂-Transport- und -Speicherinfrastruktur stellen auch die Kosten und der Energiebedarf von CO₂-Abscheidung sowie die anschließende Langfristspeiche-

ung des CO₂ zum Erreichen von Klimaneutralität ein weiteres Kostenrisiko für blauen Wasserstoff dar. Laut dem Umweltbundesamt kann sich der zusätzliche Energiebedarf durch den Einsatz von CO₂-Abscheidetechnologien um bis zu 40 % erhöhen [42]. Wird diese Energie aus fossilen Quellen gedeckt, steigt der CO₂-Abscheidebedarf weiter an. Darüber hinaus stellt die Verfügbarkeit von CO₂-Langfristspeichern ein bedeutendes wirtschaftliches und technisches Risiko dar. Während technische Potenziale in der Literatur weltweit auf 10.000 bis 40.000 Gt CO₂ sowie für Europa auf 262 bis 1.520 Gt CO₂ geschätzt werden, deuten neuere Untersuchungen darauf hin, dass das realisierbare Speicherpotenzial global nur zwischen 1.290 bis 2.710 Gt CO₂ und europaweit bis 2050 zwischen 50 und 100 Gt CO₂ liegen dürfte. [43, 44] Die Speicherpotenziale sollten deshalb für CO₂-Punktquellen reserviert werden, die in ihren Prozessen auch langfristig unvermeidbar CO₂ emittieren werden, wie die Zementindustrie.

Aus ökologischer Sicht bzw. Klimaschutzsicht besitzt blauer Wasserstoff gegenüber grünem Wasserstoff weitere Nachteile. Zum einen lässt sich das CO₂ im Herstellungsprozess von blauem Wasserstoff nie vollständig abscheiden. Derzeit liegen Abscheideraten zwischen 53 % bis 90 %, höhere Werte sind durch technischen Fortschritt auch zukünftig nur mit hohem energetischem Mehraufwand erreichbar. Des Weiteren spielt Methanschlupf in der Klimabilanz eine große Rolle. Studien zeigen, dass selbst bei einer CO₂-Abscheiderate von 85 % blauer Wasserstoff vergleichbare CO₂-Äquivalente wie konventionell produzierter grauer Wasserstoff erzeugt. Unter ungünstigen Bedingungen können die ausgestoßenen CO₂-Äquivalente sogar über denen der direkten Erdgasnutzung liegen. [45]

Blauer Wasserstoff wird deshalb in einer Vielzahl an Studien auch nicht als kurzfristige Übergangslösung gesehen. Aufgrund der hohen technologischen und ökonomischen Hürden, insbesondere bei CO₂-Transport und -Speicherung, wird blauer Wasserstoff auch nicht wesentlich schneller in großen Mengen zur Verfügung stehen als grüner Wasserstoff. Zwar kann er punktuell einen Beitrag zum Hochlauf leisten und Knappheiten überbrücken, [46] gleichzeitig besteht aber das Risiko eines Technologie- und damit Treibhausgas-Lock-Ins.

Vor diesem Hintergrund sollte der Fokus einer Wasserstoff-Versorgungsstrategie auf der Erzeugung von grünem Wasserstoff in Deutschland und dem Import von grünem Wasserstoff aus dem europäischen Ausland liegen. Der Aufbau von Produktionsinfrastruktur für blauen Wasserstoff sowie der Import von blauem Wasserstoff muss wohlüberlegt und sollte nur punktuell erfolgen, um ökonomische und ökologische Risiken zu minimieren und um keine langfristigen Pfadabhängigkeiten zu schaffen.

Kurzfazit:

- Einerseits könnte blauer Wasserstoff kurzfristig kostengünstig beim Markthochlauf der Wasserstoffversorgung beitragen, insbesondere dort, wo Importkapazitäten sowie CO₂-Transport- und -Speicherinfrastrukturen vorhanden sind.

- Andererseits sollte blauer Wasserstoff aufgrund von Treibhausgasemissionen, begrenzter CO₂-Speicherverfügbarkeit und damit verbundenen ökonomischen Risiken und möglicher Pfadabhängigkeiten nur gezielt als ergänzende Brückenlösung eingesetzt werden.
- Langfristig muss die Wasserstoffversorgung nachhaltig über grünen Wasserstoff erfolgen, da die Bereitstellung zunehmend konkurrenzfähig und klimafreundlich erfolgt. Zudem sind der Bezug und die Produktion von grünem Wasserstoff weniger anfällig gegenüber geopolitischen Konflikten.

8. These: Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit sind mindestens 20 GW Gaskraftwerke erforderlich, ohne zwingend H2-ready zu sein.

Erläuterung der These:

Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland plant die Bundesregierung den Ausbau von Gaskraftwerken mit einer Gesamtleistung von mindestens 20 GW, die schnell regelbar sind und die Schwankungen von Wind- und Sonnenenergie ausgleichen sollen.

Mit dem Fokus auf Versorgungssicherheit bzw. Überbrückung einer sog. Dunkelflaute ist ein schneller Aufbau dieser Kapazitäten zentral. Um dies rasch umsetzen zu können, sollte daher kurzfristig auf die Möglichkeit eines Fuel Switch zu Wasserstoff (H2-ready) verzichtet werden bzw. dieser in Richtung 2040 verschoben werden.

Diskussion und Bewertung:

Zur Höhe der erforderlichen Kapazität an flexibel steuerbaren Gaskraftwerken gibt es in der Literatur kein einheitliches Bild. Während beispielsweise eine Studie von Frontier Economics einen zusätzlichen Bedarf an Gaskraftwerkskapazitäten von 5 bis 10 GW bei parallelem Ausbau weiterer (dezentraler) Flexibilitäten im Stromsystem wie Speicher, Demand Side Management (DSM) und Biogasanlagen für plausibel und ausreichend erachtet [47], kommt die Bundesnetzagentur zum Ergebnis, dass im Falle eines zu geringen und zu langsamen Ausbaus erneuerbarer Energien bis 2035 ein zusätzlicher Ausbau an Gaskraftwerkskapazität von über 20 GW erforderlich sein könnte [18]. Der tatsächliche Bedarf an gesicherter Kraftwerksleistung und speziell an Gaskraftwerken hängt stark von vielen Variablen ab, u.a. der Entwicklung der Stromnachfrage (insbesondere abhängig vom Hochlauf von Wärmepumpen und Elektromobilität), der Geschwindigkeit des Ausbaus erneuerbarer Energien sowie der Entwicklung der Stromnetzinfrastuktura. Vor diesem Hintergrund sollte nicht nur einseitig auf den Ausbau an Gaskraftwerkskapazitäten gesetzt werden, sondern vielmehr auf einen technologieoffenen Ansatz unter Berücksichtigung verschiedener Flexibilisierungsoptionen und dem Ausbau der Grenzkuppelstellen.

Eine Verschiebung oder gar ein Verzicht auf „H2-Readiness“ neu geplanter Gaskraftwerke sollte, unabhängig vom tatsächlichen Kraftwerkszubau, nicht in Betracht gezogen werden. Anderenfalls drohen neben deutlich aufwendigeren Genehmigungsprozessen bei einem erhöhten Zubau an Kraftwerkskapazitäten, insbesondere auch im Hinblick auf EU-Beihilfeleitlinien, vor allem Pfadabhängigkeiten bzw. Lock-in-Effekte zugunsten fossiler Energieträger. Ein konsequenter Fokus auf H2-ready ist aus technischen und ökonomischen Gründen wichtig und sinnvoll. Er ermöglicht den Fuel Switch zu (grünem) Wasserstoff, sobald dieser verfügbar ist und reduziert die zu einem späteren Zeitpunkt notwendige teure Nachrüstung von rein auf

Gasverbrennung ausgelegten Kraftwerksstrukturen. [48] Zugleich mindert er die Abhängigkeit von fossilem Erdgas – ohne den Ersatz von Erdgas durch Wasserstoff sind zudem die Klimaschutzziele nicht erreichbar. Ein möglichst frühzeitiger Einsatz von Wasserstoff in Gaskraftwerken vermeidet zudem den teuren Einsatz von Carbon Capture and Storage (CCS). Denn ein längerfristiger Einsatz von Erdgas in Kraftwerken wäre mit den Klimaschutzzielen nur unter Nutzung von CCS vereinbar, was jedoch technische und ökonomische Herausforderungen mit sich bringen würde (vgl. These 9).

Ein längerer Einsatz von Erdgas in Kraftwerken birgt zudem ökonomische Risiken für die Gasinfrastruktur. Viele Netzbetreiber planen bereits den Rückbau oder die Umstellung von Gasleitungen der Verteilnetzebene im Zuge des Wasserstoffhochlaufs (vgl. z.B. [49]). Großabnehmer dürften zwar tendenziell längerfristig Zugang zu Erdgas haben. Durch die insgesamt sinkende Nachfrage werden sich für die verbleibenden Gasnutzer die Netzkosten deutlich erhöhen, was damit den Betrieb von Gaskraftwerken verteuern wird.

Für die Lokalisierung der Gaskraftwerksinfrastruktur sind zudem netztechnische Restriktionen zu berücksichtigen. So sollte ein Teil der Gaskraftwerke im Süden Deutschlands installiert werden, um die dortige Strom- und Gasinfrastruktur nutzen zu können und insbesondere Stromengpässe in Süddeutschland auszugleichen und den Aufbau von Stromnetzen dort begrenzen zu können. [50]

Hinzu kommt, dass die Planungen des Wasserstoff-Kernnetzes, die mit über 60 % auf einer Umwidmung bestehender Erdgasleitungen beruhen, auf den Abnahmezusagen großer Ankerkunden beruhen. Würden beispielsweise in Baden-Württemberg die H₂-Ready-Kraftwerke als reine Gaskraftwerke ausgeführt, würden diese als wichtige Ankerkunden für das H₂-Kernnetz wegfallen. Teile des Netzes würden dann u.U. gar nicht gebaut werden bzw. die Umwidmung auf Wasserstoff würde erst deutlich später erfolgen. Dies führt dazu, dass die ebenfalls auf das H₂-Kernnetz angewiesenen Industriekunden erst deutlich später oder gar nicht mit Wasserstoff versorgt werden können. Würde die Umstellung erst 2040 erfolgen, wäre dies für die dem EU-ETS I unterliegenden Industriestandorte zu spät. Sie könnten den Anforderungen des EU-ETS bis 2038 treibhausgasneutral zu produzieren nicht nachkommen und müssten ihre Standorte schließen.

Kurzfazit:

- Die Versorgungssicherheit sollte nicht nur mittels Gaskraftwerken abgesichert werden. Vielmehr ist ein Technologiemix aus verschiedenen weiteren Flexibilitätsoptionen wie DSM, Speicher, uvm. einzusetzen.
- Um Pfadabhängigkeiten durch den Einsatz von Erdgas und kostenintensive Lösungen unter Einsatz von CCS zu vermeiden, müssen die zusätzlichen Gaskraftwerke H₂-ready gestaltet werden.

- Die Ansiedlung neuer H₂-ready Gaskraftwerke sollte aus Netzengpassgründen mit Fokus auf die Südregion erfolgen.
- Gaskraftwerke, die später auf Wasserstoffbetrieb umgestellt werden, sind wichtige Ankerkunden für das Wasserstoff-Kernnetz. Diese Ankerkunden werden für den Aufbau und Ausbau der Wasserstoffversorgung zwingend benötigt, um auch Industriekunden, die gemäß den Anforderungen des EU-ETS bis 2038 treibhausgas-neutral produzieren müssen, mit Wasserstoff versorgen zu können.

9. These: CCS sollte nicht nur für Prozessemissionen eingesetzt werden (Zementindustrie, Kalk, Abfall), sondern auch im Kraftwerksbereich.

Erläuterung der These:

Carbon Capture and Storage (CCS) ist erforderlich für die Reduktion unvermeidbarer CO₂-Emissionen in der Industrie, insbesondere in Bereichen wie Zement- und Kalkindustrie sowie Abfallwirtschaft. Diese Wirtschaftszweige werden auch langfristig auf CCS angewiesen sein, um treibhausgasneutral produzieren zu können, da Emissionen in diesen Prozessen auch zukünftig nicht vollständig vermieden werden können. Parallel dazu soll CCS auch im Kraftwerksbereich eingesetzt werden, um die CO₂-Transportinfrastruktur besser auszulasten und durch Vermeidung des Einsatzes von grünem Wasserstoff Kosten einzusparen. Insbesondere für die von der Bundesregierung geplanten Gaskraftwerke soll aus Klimaschutzgründen CCS ermöglicht werden.

Der aktuelle Koalitionsvertrag sieht bereits vor: „Wir werden umgehend nach Beginn der Wahlperiode ein Gesetzespaket beschließen, das die Abscheidung und Speicherung von Kohlendioxid (CCS) insbesondere für schwer vermeidbare Emissionen des Industriesektors und für Gaskraftwerke ermöglicht.“

Diskussion und Bewertung:

Während der Einsatz von CCS insbesondere für Punktquellen wie die Zement- und Kalkindustrie sowie die Abfallwirtschaft, die auch unter Berücksichtigung von Klimaschutzmaßnahmen zukünftig unvermeidbar CO₂-Emissionen ausstoßen, die einzige Möglichkeit zur treibhausgasneutralen Produktion darstellt und daher auch gesellschaftlich weitgehend Konsens ist, ist Carbon Capture in Gaskraftwerken äußerst umstritten. Zwar könnte Carbon Capture an Gaskraftwerken theoretisch dabei unterstützen, CO₂-Infrastrukturen insgesamt besser auszulasten und dadurch Kosten für weitere Punktquellen zu reduzieren. Dies ist aber bei genauerem Hinsehen nicht der Fall. CO₂-Infrastrukturen werden gerade erst geplant und sie sind genauso zu planen, dass sie langfristig das CO₂ aus unvermeidbaren Punktquellen transportieren, damit ideal ausgelastet sind und kostenoptimal betrieben werden können. Die CO₂-Infrastruktur ist keine Infrastruktur, die sich entwickelt und langfristig immer weiter expandiert, sondern sie wird langfristig tatsächlich ausschließlich für unvermeidbare CO₂-Quellen gebraucht, auch weil die weltweiten Speicherkapazitäten beschränkt sind. Würde CCS an Gaskraftwerken zugelassen, bestünden zudem erhebliche technische, ökonomische und ökologische Risiken.

Ein zentrales Problem ergibt sich aus dem Betriebsprofil von Gaskraftwerken: Sie sollen in Zukunft vor allem flexibel eingesetzt werden, um Versorgungssicherheit bei schwankender Erzeugung aus erneuerbaren Energien zu gewährleisten (vgl. These 8). Carbon Capture-Anlagen

sind hingegen für einen kontinuierlichen Betrieb mit hohen Volllaststunden ausgelegt, eine flexible Fahrweise der Anlagen senkt nicht nur die Effizienz und erhöht die Betriebskosten, sondern ist in bestimmten Fahrweisen technisch gar nicht möglich. Somit können die Anforderungen an einen flexiblen Betrieb von Gaskraftwerken [51] mit CCS nicht erfüllt werden. Zwar können zusätzliche technische Maßnahmen einen verbesserten flexiblen Betrieb von CO₂-Abscheideanlagen an Kraftwerken ermöglichen, führen jedoch zu einem erhöhten Energieeinsatz und damit wiederum zu höheren Kosten [52, 53]. Laut Umweltbundesamt kann sich der zusätzliche Energiebedarf durch den Einsatz von CO₂-Abscheidetechnologien um bis zu 40 % erhöhen. [42]

Darüber hinaus ist die Verfügbarkeit geeigneter Langzeitspeicher begrenzt. Während die technischen Potenziale in der Literatur weltweit auf 10.000 bis 40.000 Gt CO₂ sowie für Europa auf 262 bis 1.520 Gt CO₂ geschätzt werden, deuten neuere Untersuchungen darauf hin, dass das realisierbare Speicherpotenzial global nur zwischen 1.290 bis 2.710 Gt CO₂ und europaweit bis 2050 zwischen 50 und 100 Gt CO₂ liegen dürfte [43, 44]. Die Speicherpotenziale sollten deshalb prioritär für CO₂-Punktquellen reserviert werden, die in ihren Prozessen auch langfristig unvermeidbar CO₂ emittieren werden, wie die Zementindustrie (vgl. auch These 7).

Auch aus Klimaschutzsicht ist CCS für Gaskraftwerke kritisch zu bewerten. Zum einen lässt sich das CO₂ nicht vollständig abscheiden. Derzeit liegen Abscheideraten zwischen 53 % bis 90 %, höhere Werte sind durch technischen Fortschritt auch zukünftig nur mit hohem energetischem Mehraufwand erreichbar. Des Weiteren spielt Methanschlupf in der Klimabilanz eine große Rolle, da Methan ein besonders hohes Treibhausgaspotenzial besitzt. Schließlich birgt CCS für Gaskraftwerke die Gefahr von Pfadabhängigkeiten zugunsten fossilen Erdgases mit allen damit verbundenen geopolitischen Risiken. Statt den Fuel Switch durch den Einsatz von grünem Wasserstoff zu forcieren, besteht die Gefahr, dass der Einsatz von Erdgas noch über längere Zeit verstetigt wird (vgl. auch Nr. These 6).

Kurzfasit:

- CCS führt zu einer sinkenden Effizienz des Betriebs von Gaskraftwerken. Zudem widerspricht die bevorzugte kontinuierliche Betriebsweise von CO₂-Abscheideanlagen dem zukünftigen flexiblen Einsatzprofilen von Gaskraftwerken.
- Vor dem Hintergrund knapper CO₂-Speicherpotenziale in Europa sollte CCS für unvermeidbare industrielle Prozessemissionen reserviert bleiben.
- Auch aus Klimaschutzsicht ist CCS für Gaskraftwerke kritisch zu bewerten, da CO₂-Abscheidung nicht vollständig möglich ist und das Risiko von Methanschlupf besteht.

10. These: Der aktuelle energie- und klimapolitische Fokus auf Bundesebene wird den Herausforderungen bei der Wärmewende nicht gerecht

Erläuterung der These:

Aktuell liegt der gesamte Endenergieverbrauch in Deutschland bei rund 2.300 TWh (Jahr 2023). Davon entfällt mehr als die Hälfte auf Wärmeanwendungen (Heiz- und Prozesswärme) [54], was die hohe Bedeutung des Wärmesektors verdeutlicht. Mit Blick auf die gesamte Energiewende konzentriert sich der Fokus politischer Diskussionen und Maßnahmen nach wie vor sehr stark auf den Stromsektor, bspw. die Förderung des Ausbaus von EE-Stromerzeugung über das EEG, den Ausbau der Stromnetzinfrastruktur sowie Ausbau und Integration von Stromspeichern. Der Wärmesektor wird vergleichsweise wenig adressiert, was sich auch anhand eines relativ geringen Anteils Erneuerbarer Energien widerspiegelt.

Diskussion und Bewertung:

Die Energiewende im Stromsektor ist durch den dynamischen Ausbau Erneuerbarer Energien bereits weit fortgeschritten (vgl. These 4). Im relativ trägen Wärmesektor bestehen wiederum deutliche Defizite, dort beträgt der Anteil Erneuerbarer Energien an der Wärmebereitstellung knapp 20 % [55]. Vom gesamten Endenergieverbrauch für Wärmeanwendungen entfallen gut 60 % auf Heizung und Warmwasser und knapp 40 % auf Prozesswärme [54].

Aktuelle Projektionsdaten zeigen, dass die Emissionsvorgaben des Bundes-Klimaschutzgesetzes im Gebäudesektor bis 2030 voraussichtlich nicht eingehalten werden [56]. Zwar setzt die Regierung im neuen Koalitionsvertrag grundsätzlich auf eine beschleunigte Transformation des Wärmesektors, bleibt dabei jedoch in zentralen Punkten vage: Es fehlen klare Zwischenziele, konkrete Maßnahmen und ein verbindlicher Zeitplan, insbesondere zur Umsetzung des angekündigten Nachfolgegesetzes für das Gebäudeenergiegesetz (GEG). Ohne klare und stabile politische Rahmenbedingungen verzögert sich zudem die Elektrifizierung im Gebäude- und Industriebereich, die als zentrale Strategie im Wärmesektor angesehen wird (vgl. z.B. [4, 57]). In den Bereichen Gebäudesanierung, Wärmeplanung und Infrastrukturen (Wärmenetze) ist vor allem eine langfristige und stabile Förderkulisse des Bundes von großer Bedeutung.

Die Transformation und Dekarbonisierung des Wärmesektors ist im Gebäudebereich (Bestand/Neubau) und in der Industrie mit unterschiedlichen, aber jeweils erheblichen Herausforderungen verbunden. Im Gebäudebestand zeigen sich die strukturellen Hemmnisse der Wärmewende besonders deutlich. Ein wesentliches Problem liegt in der großen Anzahl sanierungsbedürftiger Gebäude mit dezentralen Erzeugungsanlagen. Die Vielzahl an privaten und institutionellen Einzelakteuren, die alle für Maßnahmen zur Wärmewende angereizt werden

müssen, führt zu einem Umsetzungsdefizit. Die mangelnden Aktivitäten sind jedoch auch darauf zurückzuführen, dass energetische Sanierungen (insbesondere bei Maßnahmen an der Gebäudehülle) oftmals mit erheblichem Investitionsbedarf und langen Amortisationszeiten verbunden sind, was insbesondere weniger finanzstarke Akteure im Wohnungsmarkt überfordert. Das hohe Investitionsvolumen betrifft auch Unternehmen, insbesondere kommunale Energieversorger, die zukünftig verstärkt in Wärmenetze investieren müssen, um die Ergebnisse der kommunalen Wärmepläne umzusetzen. Hinzu kommen ungenügende Anreize für Vermieter, in angespannten Wohnungsmärkten energetische Maßnahmen an Mietgebäuden durchzuführen. Neben den ökonomischen Unsicherheiten führen dabei auch die sich häufig ändernden Rahmenbedingungen (anhaltende Kritik und Ankündigungen von Gesetzesreformen bspw. hinsichtlich des GEG) und der Fördermöglichkeiten zu Verunsicherungen von Unternehmen und Bürgern und resultieren in einem Investitionsstau. Hinzu kommt ein Fachkräftemangel im Handwerk, der selbst bei bestehender Investitionsbereitschaft eine dauerhafte und rasche Umsetzung erforderlicher Maßnahmen erschwert.

Der Neubaubereich bietet dagegen strukturell günstigere Voraussetzungen. Hocheffiziente Energiestandards und erneuerbare Heizsysteme können dort von Beginn an integriert werden und stellen auch wirtschaftlich die beste Option dar. Aufgrund der marginalen Auswirkungen der Neubauaktivitäten auf den Energieverbrauch ist für die Zielerreichung jedoch die energetische Sanierung des Gebäudebestandes zentral.

Im Bereich der Industrie stellen sich die Transformationsherausforderungen nochmals grundlegend anders dar, insbesondere bei der Bereitstellung von Prozesswärme. Die Umstellung von fossilen Energieträgern auf elektrische Prozesse bzw. den Einsatz von grünem Wasserstoff erfordern technologische Anpassungen und langfristige Investitionen in Produktionsanlagen. Meist wirken hier mehrere Hemmnisse parallel: Die Investitionskosten für die Elektrifizierung und die Umstellung von Prozessen sind hoch, gleichzeitig stehen viele Branchen im internationalen Wettbewerb unter Druck. Weiterhin sorgen die Diskussionen um Veränderungen im EnEgG unnötig für Investitionszurückhaltung und -verzögerung. Zudem kommen Unsicherheiten bezüglich der Verfügbarkeit und Preisentwicklung von grünem Wasserstoff hinzu.

Kurzfasit:

- Auf den Wärmesektor entfällt mehr als die Hälfte des Endenergieverbrauchs, weshalb der Wärmewende als Teil der Energiewende eine bedeutende Rolle zukommt.
- Für die Erreichung klimapolitischer Ziele im Gebäudesektor ist die energetische Sanierung des Gebäudebestandes entscheidend.
- Insgesamt steht die Transformation des Wärmesektors aufgrund einer Vielzahl an Akteuren bei gleichzeitig hohen Investitionsvolumina sowie der fehlenden Verlässlichkeit bei den Rahmenbedingungen vor großen Herausforderungen.

- Ein stabiler Rechtsrahmen mit klaren Perspektiven und eine langfristige Förderkulisse (Stichwort BEG-Förderung) werden benötigt.
- Abgesehen von kurzzeitiger (negativer) Aufmerksamkeit um das GEG steht meist der Stromsektor im Fokus der politischen und öffentlichen Agenda. Dies wird der Bedeutung des Wärmesektors nicht gerecht.

Quellenangaben

1. ENERGIEWIRTSCHAFTLICHES INSTITUT AN DER UNIVERSITÄT ZU KÖLN GGMBH (EWI). Monitoringbericht: „Energiewende. Effizient. Machen.“ 15. September 2025. Verfügbar unter: <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/aktuelles/monitoringbericht-energiewende-effizient-machen/>
2. AG ENERGIEBILANZEN E.V. *Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2024*. 12. Mai 2025. Verfügbar unter: https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/AGEB_Jahresbericht2024_20250616_dt.pdf
3. ENERVIS ENERGY ADVISORS. *Auswirkungen unterschiedlicher EE-Ausbaugeschwindigkeiten auf die CO₂-Emissionen in den Sektoren Verkehr und Wärme*. Verfügbar unter: <https://green-planet-energy.de/genossenschaft/politik-veraendern/studien-positionen>
4. ZSW, IFEU, ÖKO-INSTITUT E.V., FRAUNHOFER ISI, HIR. *Forschungsbericht BWPLUS: Sektorziele 2030 und klimaneutrales Baden-Württemberg 2024*. Juli 2023. Verfügbar unter: <https://www.zsw-bw.de/projekt/energiewende-systemoptimierung/sektorziele-2030-und-klimaneutrales-baden-wuerttemberg-2040.html>
5. AGORA ENERGIEWENDE. *Effiziente Energiewende - Vier Hebel für Resilienz und Klimaschutz*. 3. September 2025. Verfügbar unter: <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/effiziente-energiewende>
6. EPICO KLIMAINNOVATION und AURORA ENERGY RESEARCH. *Zukunftssichere Maßnahmen für die Energiewende: 5 Leitlinien zum Energiewendemonitoring; Policy Brief*. Juli 2025. Verfügbar unter: [Zukunftssichere Maßnahmen für die Energiewende: 5 Thesen zum Energiewendemonitoring](#).
7. STIFTUNG KLIMANEUTRALITÄT. *Einordnung des Energiewende-Monitoring - Acht strategische Dimensionen zur Zukunft Deutschlands*. August 2025.
8. AGORA ENERGIEWENDE. *Erneuerbare Energien senken Strompreise unabhängig von der Nachfrage*. 15. Juni 2025. Verfügbar unter: <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/erneuerbare-energien-senken-strompreise-unabhaengig-von-der-nachfrage>
9. BUNDESREGIERUNG. *Verantwortung für Deutschland; Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, 21. Legislaturperiode*. 2025. Verfügbar unter: <https://www.koalitionsvertrag2025.de/>
10. FACHAGENTUR WIND UND SOLAR. *Planungsstand Windenergiegebiete*. 15. August 2025. Verfügbar unter: <https://www.fachagentur-wind-solar.de/veroeffentlichungen/interaktive-karten/planungsstand-windenergiegebiete>
11. LACKMANN, Johannes. *Wie die Energiewende günstiger werden kann*. *Capital*. 23. November 2024. Verfügbar unter: <https://www.capital.de/wirtschaft-politik/wie-die-energiewende-guenstiger-werden-kann-35247704.html>

12. STIFTUNG KLIMANEUTRALITÄT. *PV-Ausbauziele beibehalten, Kosten um ein Viertel senken, Anlagen sinnvoll integrieren - 10-Punkte-Plan zur Weiterentwicklung der PV-Politik*. 2025. Verfügbar unter: <https://www.stiftung-klima.de/de/studie/>
13. BDEW. BDEW-Strompreisanalyse Juli 2025. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/BDEW_Strompreisanalyse_072025_1.pdf
14. BUNDESNETZAGENTUR. Beendete Ausschreibungen - Die Ergebnisse und Hintergrundinformationen der Ausschreibungen für Solaranlagen der Jahre 2015-2025. 2025. Verfügbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Solaranlagen1/BeendeteAusschreibungen/start.html>
15. BUNDESNETZAGENTUR. Beendete Ausschreibungen - Die Ergebnisse und Hintergrundinformationen der Innovationsausschreibungen. 2025. Verfügbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Innovation/BeendeteAusschreibungen/start.html>
16. AGEE-STAT. *Erneuerbare Energien in Deutschland - Daten zur Entwicklung im Jahr 2024, Hintergrund // März 2025*. März 2025. Umweltbundesamt. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/hgp_erneuerbareenergien_2024.pdf
17. BUNDESNETZAGENTUR. *SMARD I Netzengpassmanagement 2024 - Volumen und Kosten gesunken*. 2. April 2025. Verfügbar unter: <https://www.smard.de/page/home/topic-article/444/216636/volumen-und-kosten-gesunken>
18. BUNDESNETZAGENTUR. *Stand und Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität*. September 2025. Verfügbar unter: https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/versorgungssicherheit-strombericht-2025.pdf?__blob=publicationFile&v=18
19. GRIMM, Veronika und OCKENFELS, Axel. Der Strommarkt steht am Scheideweg. *ifo Schnelldienst*. Nr. 3–2025, S. 3–7.
20. PITTEL, Karen. Ifo Institut: Beiträge zur wirtschaftspolitischen Debatte. *Der deutsche Strommarkt braucht lokale Preise*. 2024. Verfügbar unter: <https://www.ifo.de/medienbeitrag/2024-07-10/der-deutsche-strommarkt-braucht-lokale-preise>
21. FRONTIER ECONOMICS. *Auswirkungen und Folgemaßnahmen einer Trennung der einheitlichen deutschen Stromgebotszone für Baden-Württemberg*. 16. September 2024. Verfügbar unter: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Daten/Dokumente/5_Energie/Stromgebotszone-fuer-Baden-Wuerttemberg-Studie.pdf
22. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWE). *Aktueller Stand des Netzausbaus (Übertragungsnetz)*. 16. Mai 2025. Verfügbar unter: http://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/netzausbau-schreitet-voran.pdf?__blob=publicationFile&v=5

23. TRANSNETBW, TENNET, 50HERTZ. *Stromnetzausbau kostengünstig realisieren*. 2025. Verfügbar unter: http://www.transnetbw.de/_Resources/Persis-tent/9/a/2/6/9a26eefb8401767c4a34d0526385099d9b40b9e8/2025_02_Positionspa-pier_Freileitungen-ohne-Hybridl%C3%B6sungen.pdf
24. EWI. *Kurzstudie: Optimierte Netzanschlüsse von Wind und PV*. 13. Juni 2025. Verfügbar unter: https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2025/06/EWI_Optimierte-Netzanschluesse-von-Wind-und-PV.pdf
25. SCHULZE, Yannic, MÜLLER, Mathias, FALLER, Sebastian, DUSCHL, Wolfgang und WIRTZ, Frank. *Was ist Netzdienlichkeit ?* 22. Januar 2021. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. Verfügbar unter: https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2021/05/20210122_Was-ist-Netz-dienlichkeit_num_LV.pdf
26. TENNET TSO GMBH. *Quo Vadis, Groß-Batteriespeicher? Identifikation netzdienlicher Standorte für den Betrieb von Groß-Batteriespeichern in der TenneT Regelzone*. Dezember 2024. Verfügbar unter: https://tennet-drupal.s3.eu-central-1.amazonaws.com/default/2025-08/QuoVadis3_Webversion.pdf
27. FRONTIER ECONOMICS. *Instrumente für eine systemdienliche Integration von Batterie-speichern*. 7. Februar 2025. Kurzpapier für TenneT TSO GmbH. Verfügbar unter: <https://ten-net-drupal.s3.eu-central-1.amazonaws.com/default/2025-04/Kurzpapier-TenneT-System-dienliche%20Integration%20von%20Batteriespeichern-07-02-2025.pdf>
28. FORSCHUNGSGRUPPE SOLARSPEICHERSYSTEME. *Mit wenigen Klicks Solarstromspei-cher mittags laden, Geld sparen und das Stromnetz entlasten*. 3. April 2025.
29. ENKHARDT, Sandra. Übertragungsnetzbetreibern liegen zum Jahreswechsel 650 An-schlussanfragen für große Batteriespeicher mit 226 Gigawatt vor. *pv magazine Deutschland*. 13. Januar 2025. Verfügbar unter: <https://www.pv-magazine.de/2025/01/13/uebertragungs-netzbetreibern-liegen-zum-jahreswechsel-650-anschlussanfragen-fuer-grosse-batteriespei-cher-mit-226-gigawatt-vor/>
30. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND KLIMASCHUTZ (BMWK). *Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie*. Juli 2023. Verfügbar unter: <https://www.bundeswirt-schaftsministerium.de/Redaktion/DE/Wasserstoff/Downloads/Fortschreibung.html>
31. ZSW. Wirtschaftliche Zukunftspotenziale. *BW-Elektrolyse - Elektrolyse made in Baden-Württemberg*. Verfügbar unter: <https://www.bw-elektrolyse.de/maerkte/zukunftspotenzi-ale.html>
32. NATIONALER WASSERSTOFFRAT. *Regionale H2-Cluster: Der Wasserstoffhochlauf braucht inländische Wertschöpfungsketten*. 21. Juni 2024. Verfügbar unter: https://www.was-serstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2024/2024-06-21_NWR-Stel-lungnahme_Regionale_H2-Cluster.pdf
33. EGLI, Florian, SCHNEIDER, Flurina, LEONARD, Alycia, HALLORAN, Claire, SALMON, Ni-colas, SCHMIDT, Tobias und HIRMER, Stephanie. Mapping the cost competitiveness of African green hydrogen imports to Europe. *Nature Energy*. 2. Juni 2025. Nr. 10, S. 750–761.

34. STAISS, Frithjof, ADOLF, Jörg, AUSFELDER, Florian, ERDMANN, Christoph, FISCHEDICK, Manfred, HEBLING, Christopher, JORDAN, Thomas, KLEPPER, Gernot, MÜLLER, Thorsten, PALKOVITS, Regina, POGANIETZ, Witold-Roger, SCHILL, Wolf-Peter, SCHMIDT, Maïke, STEPHANOS, Cyril, STÖCKER, Philipp, WAGNER, Ulrich, WESTPHAL, Kirsten und WURBS, Sven. *Optionen für den Import grünen Wasserstoffs nach Deutschland bis zum Jahr 2030. Transportwege - Länderbewertungen - Realisierungserfordernisse; Analyse des Akademienprojekts „Energiesysteme der Zukunft“*. München, 2022. Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft. ISBN 978-3-9820053-4-8. Verfügbar unter: https://doi.org/10.48669/esys_2022-6
35. HOLST, Marius, RANZMEYER, Ombeni, EISSLER, Tobias, THELEN, Connor, RUCKTESCHLER, Tim, EDENHOFER, Lucas, FLURI, Verena und KOST, Christoph. *Analyse verschiedener Versorgungsoptionen Baden-Württembergs mit Wasserstoff und Wasserstoffderivaten*. März 2025. Fraunhofer ISE. Verfügbar unter: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/25_de_ISE_Studie_Analyse-H2-Versorgung-BW.pdf
36. BUNDESNETZAGENTUR. *Wasserstoff-Kernnetz*. September 2025. Verfügbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Wasserstoff/Kernnetz/start.html>
37. ZSW, Fraunhofer ICT. *H2OptimiSt - Optimierung der Standortwahl für dezentrale H2-Hubs*. Februar 2025. Verfügbar unter: <https://pudi.lubw.de/detailseite/-/publication/10730-H2OptimiSt.pdf>
38. H2GLOBALSTIFTUNG. *Shaping the global energy transition*. 2025. Verfügbar unter: <https://h2-global.org/>
39. EUROPÄISCHE KOMMISSION, Vertretung in Deutschland. *Erste Auktion der Europäischen Wasserstoffbank: Sieben Projekte erhalten 720 Millionen Euro; Pressemitteilung*. 30. April 2024. Verfügbar unter: https://germany.representation.ec.europa.eu/news/erste-auktion-der-europaischen-wasserstoffbank-sieben-projekte-erhalten-720-millionen-euro-2024-04-30_de
40. EWI. *Low-Carbon Hydrogen: A techno-economic and regulatory analysis*. Januar 2025. Verfügbar unter: https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2025/01/250106_EWI_Low-carbon-hydrogen_A-techno-economic-and-regulatory-analysis.pdf
41. HOLZ, Franziska, VON HIRSCHHAUSEN, Christian, SOGALLA, Robin, BARNER, Lukas, STEIGERWALD, Björn und KEMFERT, Claudia. *Deutschlands Gasversorgung ein Jahr nach russischem Angriff auf Ukraine gesichert, kein weiterer Ausbau von LNG-Terminals nötig*. 2023. DIW aktuell. Verfügbar unter: https://www.diw.de/de/diw_01.c.866810.de/publikationen/diw_aktuell/2023_0086/deutschlands_gasversorgung_ein_jahr_nach_russischem_angriff___ine_gesichert___keinweiterer_ausbau_von_lng-terminals_noetig.html
42. Carbon Capture and Storage. *Umweltbundesamt*. 28. Februar 2024. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/wasser/gewaesser/grundwasser/nutzungbelastungen/carbon-capture-storage#grundlegende-informationen>

43. LISS, Fabian und HOCHSPRUNG, Eliane. *CO₂-Speicherkapazität: Von der Potenzialabschätzung zur realistischen Erschließbarkeit; Policy Paper*. August 2025. Verfügbar unter: https://network.bellona.org/content/uploads/sites/5/2025/08/Bellona-Policy-Paper_CO2-Speicherkapazität.pdf
44. GIDDEN, Matthew J., JOSHI, Siddharth, ARMITAGE, John J., CHRIST, Alina-Berenice, BOETTCHER, Miranda und BRUTSCHIN, Elina. A prudent planetary limit for geologic carbon storage. *Nature*. 4. September 2025. Jg. 645, S. 124–132.
45. HOWARTH, Robert W. und JACOBSON, Mark Z. How green is blue hydrogen? *SCI®: where science meets business*. 12. August 2021. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.1002/ese3.956>
46. MERTEN, Frank und SCHOLZ, Alexander. *Metaanalyse zu Wasserstoffkosten und -bedarfen für die CO₂-neutrale Transformation; Studie für den Landesverband Erneuerbare Energien NRW e.V. (LEE NRW)*. Juni 2023. Wuppertal Institut. Verfügbar unter: https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/8344/file/8344_Wasserstoffkosten.pdf
47. FRONTIER ECONOMICS. *Kraftwerksstrategie: Festlegung auf Gas oder Technologiemix? Kurzstudie im Auftrag des Landesverband Erneuerbare Energien NRW e.V.* 21. August 2025. Verfügbar unter: <https://www.frontier-economics.com/media/g2cgztj1/frontier-economics-kurzstudie-fu-r-lee-zur-kraftwerksstrategie-2025-08-21-stc.pdf>
48. ERNEUERBARE ENERGIEN HAMBURG (EEHH). H₂-ready: Kraftwerke der Zukunft - Wie H₂-ready Gaskraftwerke den Kohleausstieg absichern und zugleich den Weg für Wasserstoff bereiten sollen. 1. September 2025. Verfügbar unter: <https://www.erneuerbare-energien-hamburg.de/de/blog/details/h%E2%82%82-ready-kraftwerke-mit-zukunft.html>
49. MVV ENERGIE AG. Informationen zum Rückzug aus dem Gasnetz. *MVV Energie AG*. 2025. Verfügbar unter: <https://www.mvv.de/informationen-zum-rueckzug-aus-dem-gasnetz>
50. AURORA ENERGY RESEARCH. *Systemkostenreduzierter Pfad zur Klimaneutralität im Stromsektor 2024*. 2. April 2025. Verfügbar unter: <https://www.enbw.com/media/presse/docs/gemeinsame-pressemittelungen/2025/zusammenfassung-systemkostenstudie-aurora-zzgl-enbw-ableitungen.pdf>
51. BUNDESVERBAND ERNEUERBARE ENERGIE E.V. (BEE). Potenziale von Carbon Management im Energiesystem; Positionspapier. 6. August 2025. Verfügbar unter: <https://www.bee-ev.de/service/publikationen-medien/beitrag/potenziale-von-carbon-management-im-energiesystem>
52. IEAGHG. *Start-up and Shutdown Protocol for Natural Gas-fired Power Stations with CO₂ Capture; Technical Report*. August 2022. Verfügbar unter: <https://ieaghg.org/publications/start-up-and-shutdown-protocol-for-natural-gas-fired-power-stations-with-co2-capture/>
53. ISOGAI, Hirotaka und NAKAGAKI, Takao. Power-to-heat amine-based post-combustion CO₂ capture system with solvent storage utilizing fluctuating electricity prices. *Applied Energy*. 15. August 2024. Jg. 368.

-
54. AG ENERGIEBILANZ E.V. (AGEB). *Anwendungsbilanzen zur Energiebilanz Deutschland*. März 2025. Verfügbar unter: https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2024/11/AGEB_23e.pdf
55. UMWELTBUNDESAMT (UBA). Energieverbrauch für fossile und erneuerbare Wärme. April 2025. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-fuer-fossile-erneuerbare-waerme>
56. UMWELTBUNDESAMT (UBA). Klimaziele bis 2030 erreichbar. März 2025. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/presse/pressemitteilungen/klimaziele-bis-2030-erreichbar?>
57. FRAUNHOFER ISI, CONSENTEC GMBH und TU BERLIN. Langfristszenarien. 2024. Verfügbar unter: <https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/>