



ABSCHLUSSBERICHT

**Erkenntnisse aus dem Stakeholderdialog industrielle
Produktionskapazitäten für die Energiewende (StiPE)**

Entwurf einer industriepolitischen Strategie für erneuerbare Energien und Stromnetze

Impressum

Herausgeber

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Chausseestraße 128 a
10115 Berlin
Tel: +49 (0)30 66 777 - 0
Fax: +49 (0)30 66 777 - 699
E-Mail: info@dena.de
Internet: www.dena.de

Autorinnen und Autoren der dena:

Philine Wedell und Joscha Müller,
Projektleitung

Shervin Balali
Philipp Barthel
Mirko Bolsenbroek
Tibor Fischer
Dietmar Gründung
Nikolas Hempel
Matthias Koselleck
Oliver Lübker
Johanna Meier
Lisa Strippchen

Konzeption & Gestaltung:

The Ad Store GmbH

Bildnachweis:

Titelfotos: shutterstock/engel.ac (oben links); shutterstock/Ian Dyball (oben rechts); shutterstock/Frame Stock Footage (unten links); shutterstock/elxeneize (unten rechts); S. 9: shutterstock/metamorworks; S. 18: shutterstock/JuiceFlair; S. 20 shutterstock/ BBSTUDIOPHOTO; S. 29 shutterstock/PastryShop; S. 42 shutterstock/ David Maddock; S. 61 shutterstock/Fotomowo

Stand:

12/2022

Bitte zitieren als:

Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) (dena, 2022) im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz „Abschlussbericht: Erkenntnisse aus dem Stakeholderdialog industrielle Produktionskapazitäten für die Energiewende (StiPE) – Entwurf einer industriepolitischen Strategie für erneuerbare Energien und Stromnetze“



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

Die Veröffentlichung dieser Publikation erfolgt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz. Die Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) unterstützt die Bundesregierung in verschiedenen Projekten zur Umsetzung der energie- und klimapolitischen Ziele im Rahmen der Energiewende.

Inhaltsverzeichnis

A Entwurf einer industriepolitischen Strategie für erneuerbare Energien und Stromnetze

Hintergrund:

Transformationsbranchen zwischen Ausbauzielen und Geopolitik5

I. Eckpunkte zur Absicherung der Nachfrage nach europäischer Technologie .. 8

1 Nachfrage nach Energiewende-Technologien durch Planungssicherheit, Flächenverfügbarkeit und schlanke Genehmigungsverfahren verstetigen 8

2 Qualitative Kriterien in öffentlichen Ausschreibungen zur Beförderung europäischer Produkte prüfen10

3 EEG-Ausschreibungen an Preisentwicklung anpassen11

4 Ein PPA-Industriekonsortium zur Versorgung der Industrie mit Strom aus europäischen PV-Modulen etablieren12

II. Eckpunkte zur Sicherstellung der kritischen Inputvariablen Kapital, Fachkräfte, Rohstoffe und Energie 13

5 Investitionskapital für Fertigungskapazitäten durch ein Hybridkapital-Beteiligungsprogramm zur Verfügung stellen13

6 Strategische Förderung von Infrastrukturinvestitionen anlegen14

7 Staatliche Garantien zur Absicherung der Produktion einführen15

8 Betriebskostenzuschüsse ermöglichen17

9 Exzellenz bei der Technologieentwicklung durch weitere IPCEI erhalten18

10 Gezielte Unterstützung bei der Akquise von Fachkräften leisten19

11 Strategischen Umgang mit Rohstoffen etablieren21

B Zusammenfassung der Erkenntnisse aus dem Stakeholderdialog industrielle Produktionskapazitäten für die Energiewende (StiPE)

1	Hintergrund des Projekts	22
2	Inhalte und Vorgehensweise des Projekts	23
3	Involvierte Stakeholder	23
4	Zusammenfassung der Erkenntnisse aus dem Stakeholderdialog	24
4.1	Photovoltaik	24
4.1.1	Darstellung der Wertschöpfungskette und der Komponenten	24
4.1.2	Markt- und Wettbewerbssituation	25
4.1.3	Herausforderungen der deutschen und europäischen PV-Industrie	28
4.1.4	Handlungsoptionen aus den Dialogformaten	29
4.2	Wind an Land	32
4.2.1	Darstellung der Wertschöpfungskette und der Komponenten	32
4.2.2	Markt- und Wettbewerbssituation	33
4.2.3	Herausforderungen der deutschen und europäischen Onshore-Windenergie-Industrie	35
4.2.4	Handlungsoptionen aus den Dialogformaten	38
4.3	Wind auf See	41
4.3.1	Darstellung der Wertschöpfungskette	41
4.3.2	Markt- und Wettbewerbssituation	43
4.3.3	Herausforderungen der deutschen und europäischen Offshore-Windenergie-Industrie	45
4.3.4	Handlungsoptionen aus den Dialogformaten	46
4.4	Stromnetz	48
4.4.1	Darstellung der Wertschöpfungskette und der Komponenten	48
4.4.2	Markt- und Wettbewerbssituation	51
4.4.3	Herausforderungen der deutschen und europäischen Stromnetz-Industrie	54
4.4.4	Handlungsoptionen aus den Dialogformaten	57
4.5	Querschnittsthema: Fachkräfte für die Energiewende-Industrie	62
4.5.1	Überblick über die Fachkräftesituation	62
4.5.2	Überblick über identifizierte Schlüsselberufe	62
4.5.3	Überblick über identifizierte Handlungsfelder	64
4.5.4	Initiativen und Vorhaben zur Sicherung der Fachkräfteverfügbarkeit	66
4.6	Querschnittsthema: Investitions- und Finanzierungsbedingungen für Fertigungskapazitäten	67
4.6.1	Schaffung einer nachhaltigen und planbaren Nachfrage	67
4.6.2	Instrumente zur Vereinfachung der Kapitalaufnahme	68
	Literaturverzeichnis	70
	Abkürzungsverzeichnis	74

A Entwurf einer industriepolitischen Strategie für erneuerbare Energien und Stromnetze

Hintergrund: Transformationsbranchen zwischen Ausbauzielen und Geopolitik

Der von Russland im Februar 2022 begonnene Angriffskrieg gegen die Ukraine und die anschließende Energiekrise in Europa haben die Bedeutung der strategischen Souveränität der Energieversorgung vergegenwärtigt. Trotz der kurzfristig notwendigen Bemühungen um eine Diversifizierung der Bezugsquellen fossiler Energieträger ist klar, dass mittelfristig nur ein auf erneuerbaren Energien basierendes Energiesystem die Versorgung Deutschlands mit sicherer, preiswerter und klimaneutraler Energie gewährleisten kann. Die mit dem Osterpaket vorgesehene Anhebung der Ausbauziele für erneuerbare Energien erkennt dies an und schreibt eine noch nie dagewesene Zubaurate für Erzeugungs- und Stromverteilungs-Kapazitäten in den kommenden Jahren fest.

Auf Basis dieser Ausgangslage kommt auch den Herstellern von kritischen Energiewende-Technologien für Windenergie, Photovoltaik und Stromnetze eine strategische Bedeutung zu. Sie müssen die Verfügbarkeit der Technologien sicherstellen, sodass die Ausbauziele und damit die langfristige Versorgungssicherheit und die Klimaziele erreicht werden können. Dazu müssen sie ihre Produktionskapazitäten auf ein Vielfaches der heutigen Kapazitäten ausbauen. Sie sind Teil der Transformationsbranchen, die die Wertschöpfung der Transformation zur Klimaneutralität auf sich vereinen werden.

International ist daher der Wettlauf um die technologische Voreiterschaft in diesen und weiteren kritischen Energiewende-Branchen in vollem Gange. Mit China, Indien und den USA haben zentrale Märkte sich stückweise vom Idealbild des Freihandels entfernt und gezielte industriepolitische Strategien entwickelt, um die technologische Souveränität in den genannten Branchen zu erhalten bzw. zu gewinnen. Dabei zielen sie insbesondere auch auf Kompetenzen und Kapazitäten bei der industriellen Technologiefertigung ab. Es ist vor diesem Hintergrund nicht übertrieben, Technologiepolitik heute als geopolitische Frage zu begreifen. Will Europa sich eine strategische Autonomie bei der Technologieentwicklung und -herstellung erhalten, muss es daher ebenfalls einen aktiveren Umgang mit diesen Transformationsbranchen etablieren. Dazu bedarf es eines konsistenten energie-, klima- und vor allem industriepolitischen Rahmens, der diesen politischen Willen langfristig, das heißt über mehrere Wahlperioden hinaus, formuliert und anwendet.

Als Startpunkt für die Entwicklung dieses Rahmens lud Bundesminister für Wirtschaft und Klimaschutz Dr. Robert Habeck am 11. April 2022 zu einem „Roundtable zum Ausbau der Produktionskapazitäten für die Energiewende in Deutschland und Europa“ ein, an dem Vertreterinnen und Vertreter von Verbänden und Unternehmen aus den Branchen Windenergie, Photovoltaik, Kabel und Stromnetze teilnahmen. Im Nachgang zum Roundtable wurde vereinbart, im Rahmen eines Follow-up-Prozesses Herausforderungen der Branchen bei der Sicherstellung der Technologieverfügbarkeit genauer zu beleuchten und politische Handlungsempfehlungen zu erarbeiten. Der Stakeholderdialog zu industriellen Produktionskapazitäten für die Energiewende (StiPE), den die Deutsche Energie-Agentur (dena) im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) von Juli bis Dezember 2022 durchführte, war die Umsetzung dieser Vereinbarung.

Die folgenden Handlungsempfehlungen destillieren die Erkenntnisse dieses Dialogprozesses unter fachlicher Bewertung der dena und ergeben gemeinsam Eckpunkte für eine industriepolitische Strategie für erneuerbare Energien und Stromnetze. Die Strategie kombiniert nachfrage- und angebotsseitig wirksame Maßnahmen – eine Struktur, der auch dieses Papier folgt. Die folgenden Abschnitte fassen zunächst die Analysen der dena zur Markt- und Wettbewerbssituation der vier Branchen zusammen und schaffen damit die Basis für die Einordnung der folgenden elf Handlungsempfehlungen.

Branchen-Blick: Photovoltaik

Weltweit besteht bereits heute eine riesige Nachfrage nach Photovoltaik-Technologie und in den kommenden Jahren kann in Deutschland, in Europa und weltweit mit einer weiter stark steigenden Nachfrage nach PV-Technologie gerechnet werden. Analog zu dem Installationsvolumen haben sich auch die PV-Wertschöpfungsketten in den letzten zehn Jahren zunehmend von Europa, Japan und den Vereinigten Staaten nach Ostasien und dabei insbesondere nach China verlagert. Heute stellt China bereits über 80 Prozent der weltweiten Fertigungskapazitäten für PV-Module über alle Wertschöpfungsstufen (Polysilizium, Ingot/Wafer, Zellen und Module) hinweg her. Dies ist ein Ergebnis großzügiger und weiterhin fortgesetzter Förderpolitik für die PV-Branche, die von der chinesischen Regierung als Schlüsselindustrie identifiziert wurde und entsprechend unterstützt wird. Mit Indien und

den USA haben zwei weitere wichtige PV-Märkte ebenfalls industriepolitische Maßnahmen ergriffen, um PV-Fertigungskapazitäten gezielt im eigenen Land anzusiedeln und die Dominanz Chinas in der PV-Industrie zu reduzieren. Die Konditionen sind so attraktiv, dass bereits kurz nach Verabschiedung verschiedene globale, aber auch europäische Hersteller Investitionsentscheidungen zugunsten amerikanischer und indischer Standorte publik machten. Vor diesem Hintergrund kann davon ausgegangen werden, dass sich die PV-Wertschöpfungsketten mittelfristig international stärker diversifizieren und sich eine regionalere Produktion etabliert, die höheren länderspezifischen Ansprüchen an die Energiesicherheit Rechnung trägt. Gleichzeitig führt dies zu einer Situation, in der mehrere Regionen versuchen, eine technologische und industrielle Vorreiterrolle einzunehmen und diesen Status auch politisch zu verteidigen.

Die industriepolitischen Unterstützungen in den USA und Indien sind so attraktiv, dass eine deutsche und europäische Fertigung im direkten Vergleich (weiterhin) nicht konkurrenzfähig ist. Dieser Umstand wird noch dadurch verstärkt, dass die europäische Industrie aufgrund ihrer kleinteiligen Struktur und fehlenden Integration entlang der Wertschöpfungskette nicht die kostendämpfenden Skaleneffekte realisieren kann, wie es ihrer internationalen Konkurrenz möglich ist. Im Ergebnis gibt es im heutigen kostensensitiven PV-Markt nur eine geringe Nachfrage nach europäischer Technologie. Auch angebotsseitig steht die deutsche PV-Industrie vor strukturellen Herausforderungen: Für eine Etablierung bzw. den Erhalt und Ausbau der stromintensiven Wertschöpfungsschritte der Modulherstellung (Polysilizium, Ingot/Wafer sowie PV-Glasherstellung) stellen die hohen und schwer kalkulierbaren Energiepreise eine entscheidende Herausforderung dar. Generell besteht bei den Operational Expenditure (OPEX) ein deutlicher Nachteil des Standorts Deutschland bzw. Europa gegenüber der internationalen Konkurrenz, insbesondere unter Berücksichtigung der OPEX-basierten Steuergutschriften des Inflation Reduction Act (IRA) Expenditures in den USA. Der Aufbau von großskaligen Fertigungskapazitäten auf allen Stufen der PV-Wertschöpfungskette benötigt außerdem hohe Upfront-Investitionen (CAPEX), für die im aktuellen Marktumfeld kein Kapital in ausreichendem Umfang zur Verfügung steht. Dies steht auch im direkten Zusammenhang mit dem verfügbaren Eigenkapital der europäischen Unternehmen: Da es sich größtenteils um kleine und mittelständische Unternehmen handelt, sind hier die Mittel begrenzt, was wiederum auch den Zugang zu Fremdkapital beschränkt.

Branchen-Blick: Windenergie an Land

Nach einigen sehr erfolgreichen Jahren des Windenergieausbaus in Deutschland werden die Ziele seit dem Jahr 2018 nicht mehr erreicht. Das niedrige Ausbauvolumen der Windenergie an Land in Deutschland ist neben der Umstellung auf das Ausschreibungssystem insbesondere auf langwierige Planungs- und Genehmigungsprozesse sowie die fehlende Ausweisung adäquater Flächenkulissen zurückzuführen. Diese Komplexität bildet sich auch

in den Realisierungszeiten für Windenergieanlagen an Land ab, die sich in den vergangenen Jahren verlängert haben. Windenergieprojekte weisen im Durchschnitt eine Dauer von rund sieben Jahren auf, von denen etwa vier bis fünf Jahre auf die Genehmigung und weitere zwei auf die Produktion und die Errichtung entfallen. In der Branche besteht insgesamt große Skepsis, dass die bisher ergriffenen Maßnahmen zur Beschleunigung der Planungs- und Genehmigungsverfahren den gewünschten Effekt erzielen. Ähnliche Hemmnisse bestehen darüber hinaus im gesamten europäischen Markt.

In Deutschland und Europa gibt es eine Reihe von Unternehmen, die sich auf die Fertigung von Windenergieanlagen oder deren Komponenten spezialisiert haben. Es bestehen somit gute Ausgangsbedingungen für die Produktion sowie eine vergleichsweise hohe Resilienz dieser Technologie, die es zu halten und auszubauen gilt. Eine große Herausforderung für die Hersteller von Windenergieanlagen sind die – aufgrund der geringen Nachfrage – aktuell nicht ausgelasteten Produktionskapazitäten. Obwohl mehrere Gigawatt Windenergieleistung eine Genehmigung und auch einen Zuschlag in den Ausschreibungen erhalten haben, schlägt sich dies aktuell nicht in konkreten Aufträgen bei den Herstellern nieder. Hauptursache hierfür sind die stark gestiegenen Kosten in der gesamten Lieferkette sowie bei der Umsetzung der Projekte. Die geringe Marktdynamik und die Planungsunsicherheit beeinflussen die Investitionsbereitschaft der herstellenden Unternehmen und damit konkret den Ausbau von weiteren Produktionskapazitäten.

Vereinzelt wurden in den letzten Jahren Werke in Deutschland geschlossen, sodass bestimmte Komponenten wie Rotorblätter nun aus dem Ausland importiert werden müssen. Teils werden Fertigungsstätten für einzelne Komponenten auch ins außereuropäische Ausland verlagert. Fehlende Produktionskapazitäten im Bereich der Komponenten (Gussteile, Turmsegmente oder Elektronikteile) äußern sich mitunter in Engpässen bei der verlässlichen Zulieferung.

In den vorgelagerten Wertschöpfungsstufen ist die Rohstoffverfügbarkeit insbesondere von Stahl, Neodym, Dysprosium und Aluminium aus kurzfristiger Perspektive bereits problematisch. Hier sind die Importkonzentrationen besonders ausgeprägt. Für energieintensive Wertschöpfungsstufen (z. B. Schmelzen) sind zudem die hohen Energiekosten eine Herausforderung. Bezüglich der Errichtung der produzierten Anlagen sind langwierige Verfahren für Transportgenehmigungen sowie geringe Kranverfügbarkeiten weitere Hemmnisse.

Branchen-Blick: Windenergie auf See

Für Windenergie auf See ergeben sich ähnliche Herausforderungen wie für Windenergie an Land. In den vergangenen Jahren lag der Zubau der Windenergie auf See deutlich unter den angestrebten Ausbauzielen: Der Ausbau der deutschen Offshore-Windenergie ist in 2021 und 2022 fast vollständig zum Erliegen gekommen,

lediglich vereinzelte Offshore-Windenergieanlagen erhielten eine Kapazitätserweiterung. In Deutschland existieren zwar zahlreiche Unternehmen, die Anlagen oder Komponenten herstellen, und auch in Europa bestehen insgesamt hohe und diversifizierte Fertigungskapazitäten für Windenergie. Allerdings haben die Markunsicherheiten und der zunehmende Kostendruck in den letzten Jahren einige deutsche Unternehmen dazu veranlasst, ihre Aktivitäten in Deutschland zu reduzieren oder die Produktion gänzlich einzustellen.

Aufgrund der besonders langen Planungsvorläufe der Windenergie auf See führt die Anhebung der Ausbauziele zu einer starken Konzentration des Ausbaus am Ende dieser Dekade. Ein kontinuierlicher, gleichmäßiger Markthochlauf wäre für den Aufbau der benötigten Produktionskapazitäten vorteilhafter. Ähnlich wie bei der Windenergie an Land beeinflusst das aktuelle Nachfragerisiko aufgrund des geringen Ausbaumolumens in Deutschland die Investitionsbereitschaft der Unternehmen und damit den Ausbau von Produktionskapazitäten. Für das Erreichen der energiepolitischen Ziele sind Erweiterungen der Produktionskapazitäten, deren Planung bereits sehr bald beginnen müsste, jedoch erforderlich. Des Weiteren existiert keine Fertigung von Konverterplattformen in Deutschland und es ist fraglich, ob diese initiiert wird. Die Herausforderungen, die sich hier mit Blick auf die Lieferketten und Produktionskapazitäten der Offshore-Windenergie ergeben, sind komplex und betreffen im Kern die auszubauende Infrastruktur sowie die Knappheit bestimmter Rohstoffe für die Anlagen- und Komponentenherstellung. Die notwendigen Rohstoffe sind zum Teil nicht in ausreichendem Maße verfügbar bzw. sehr kostenintensiv. Es bestehen zudem mitunter starke Abhängigkeiten von einzelnen Lieferländern.

Die Windenergie auf See erfordert zudem eine hinreichende Hafeninfrastruktur. Für die deutsche und europäische Offshore-Windenergie sind die Häfen an der Nord- und Ostseeküste von zentraler Bedeutung. Durch ihre geografische Lage und die Größen dimension von Offshore-Windenergieanlagen eignen sich Häfen unter anderem auch als Produktionsstandort. Um die festgeschriebenen Ausbauziele zu erreichen und die lokale Wertschöpfungskette wieder zu stärken, müssen deutsche Häfen als Produktions- und Umschlagsstandorte mit leistungsfähiger Infrastrukturausstattung wie Lastenkränen und Vorrichtungen zum Verladen und Anliefern versehen werden. Diese sind insbesondere für den Ausbau in den Bereichen Montage, Installation und Umschlag notwendig. Auch das mögliche Recycling von Altanlagen und die Produktion von grünem Wasserstoff erfordern die entsprechenden Ertüchtigungen der Häfen. Zusätzlich muss der erhöhte Bedarf an Flotten von Spezialschiffen gedeckt sein.

Branchen-Blick: Stromnetz

Auch der Stromnetzausbau steht vor großen Herausforderungen. Angesichts des Ausbaubedarfs der nächsten Jahre ist mit einer signifikanten Steigerung der Nachfrage nach verschiedenen Stromnetzkomponenten zu rechnen. Mit zunehmender Digitalisierung und Automatisierung werden vor allem IT-Komponenten immer mehr an Relevanz gewinnen. Die aktuell verfügbaren Produktionskapazitäten für Stromnetzkomponenten in der EU werden den Bedarf voraussichtlich nicht decken können. Hinzu kommt, dass die Industrie bei einigen Vorprodukten und Rohstoffen auf Importe angewiesen ist und sich hier in Konkurrenz mit anderen Branchen sieht, beispielsweise dem Automobilbau. Es gibt bereits jetzt bei vielen Komponenten lange Lieferzeiten, zum Beispiel bei Wechselrichtern, IT-Komponenten, Trafos und Netzstationen sowie einzelnen Garnituren. Es ist daher absehbar, dass sich diese Problematik mit zunehmendem Netzausbau noch verschärfen wird.

Eine zentrale Herausforderung für Hersteller ist eine unzureichende Planungssicherheit. Der Stromnetzausbau – und somit der absehbare Bedarf an Komponenten – ist zwar angekündigt, allerdings unterliegt die Auftragslage in der Branche laut den Herstellern insgesamt einer hohen Fluktuation. Dies erschwert eine langfristige Planung sowohl in der bestehenden Produktion als auch bei Investitionen in neue Werke. Die fluktuierende Nachfrage auf Seiten der Netzbetreiber hängt unter anderem mit langen Genehmigungszeiträumen für den Netzausbau und Schwierigkeiten bei der Finanzierung des Ausbaus über die Anreizregulierung zusammen. Erschwerend kommt hinzu, dass bisher keine langfristige, sektorübergreifende und flächendeckende Netzplanung auf allen Spannungsebenen stattfindet.

Weitere Herausforderungen für Hersteller sind lange Genehmigungsprozesse für neue Werke und Produkte, die eingeschränkte Verfügbarkeit von Vorprodukten und Rohstoffen und der Fachkräftemangel. All diese Faktoren können die Fertigstellung von Produkten und Projekten verzögern. Gleichzeitig übernehmen die Lieferanten bei Aufträgen finanzielle Risiken und sind im Falle von verspäteter Fertigstellung eines Projekts hohen Vertragsstrafen ausgesetzt. Auch die notwendige Bereitstellung von Bankgarantien seitens der Hersteller kann den Netzausbau ausbremsen. Denn hohe geforderte Garantievolumen bei mehreren, über Jahre parallel laufenden Projekten können zu einer eingeschränkten Verfügbarkeit der Garantielinien führen und somit hinderlich für weitere Projekte sein. Hohe Energiekosten und schwankende Preise von Vorprodukten oder Rohstoffen erhöhen den finanziellen Druck zusätzlich.

I. Eckpunkte zur Absicherung der Nachfrage nach europäischer Technologie

1 Nachfrage nach Energiewende-Technologien durch Planungssicherheit, Flächenverfügbarkeit und schlanke Genehmigungsverfahren verstetigen

Der StiPE-Prozess zielte auf die Ermittlung von Maßnahmen ab, die deutsche bzw. europäische Produktionskapazitäten für Energiewende-Technologien stärken. Nichtsdestotrotz ist klar, dass auch eine sichere, planbare und ausreichend große Nachfrage nach Technologie essenziell ist, um den Ausbau der Produktionskapazitäten im benötigten Umfang anzureizen. Planungssicherheit muss geschaffen, Flächen müssen bereitgestellt und Genehmigungsverfahren müssen verbessert werden.

Langfristige, sektorübergreifende Systemplanung: Ein zentrales Instrument zur Verbesserung der Planungssicherheit ist eine langfristige, strategische und sektorübergreifende Energiesystemplanung. Dies sollte auf verschiedenen Ebenen geschehen, die eng miteinander verzahnt werden. Neben den bereits bestehenden Prozessen kommen nun neue hinzu, die zum Ziel haben, diese Verzahnung zu erreichen, und deren Wirksamkeit in den nächsten Jahren greifen muss, wie die Systementwicklungsstrategie (SES), die auf nationaler Ebene sektorübergreifend ein Leitbild für die Transformationsstrategie des Energiesystems entwickelt. Mit den Gesetzesänderungen 2022 hat die Bundesregierung außerdem eine erste Grundlage zur Stromnetzplanung auf Verteilnetzebene geschaffen (§ 14 EnWG). Dabei ist abzuwarten, welche Wirkung die vorgeschriebene Verteilnetzplanung entfaltet und in welchem Detailgrad sie erfolgen kann. Darüber hinaus ist auch die europäische Verknüpfung der Planungsprozesse wichtig, insbesondere für die Anbindung der Offshore-Potenziale, um Stromnetze und Anlandepunkte effizient zu planen.

Flächenverfügbarkeit gewährleisten: Für die Windenergie an Land ist die zügige Umsetzung des Zielwertes von 2 Prozent der Landesfläche entscheidend für eine ausreichende Flächenkulisse. Die im Windflächenbedarfsgesetz verankerte Zweiteilung der Ausweisungsfristen mit der ersten Teilausweisung bis 2027 und der zweiten in 2033 lässt eine unnötig große Umsetzungslücke offen. Die Dringlichkeit genügender Flächenverfügbarkeit ist mit dem Zieljahr 2027 nicht abgebildet und die Ausweisung sollte entsprechend vorgezogen werden. Da die Raumordnungspläne ohnehin der Überarbeitung bedürfen, um weitere Flächen für die Windenergie auszuweisen, sollten die landesspezifischen Zielwerte direkt im ersten Schritt vollumfänglich ausgewiesen werden. Baden-Württemberg und Sachsen haben dies bereits angekündigt.

Weiteres Verbesserungspotenzial ist vor allem bei der Erschließung der Offshore-Flächen zu suchen, mit einer besseren zeitlichen Abstimmung des Flächenentwicklungsplans mit dem Netzentwicklungsplan sowie der baldigen Festlegung der Gesamtausbaufläche bis 2045.

Beschleunigung von Genehmigungsverfahren in die Praxis umsetzen: Im Bereich Genehmigungsverfahren für den Ausbau von erneuerbaren Energien und Stromnetzen ist in den letzten Jahren viel unternommen worden. Durch die Gesetzesänderungen in 2022 wurde die Grundlage für effizientere, schlankere und digitalisierte Genehmigungsverfahren sowie für eine spezialisierte Gerichtsbarkeit für etwaige Klageverfahren geschaffen. Die gesetzlichen Änderungen spiegeln sich auch auf europäischer Ebene wider.

Insbesondere bei Herstellern von Windenergieanlagen bleibt Skepsis bestehen, ob die bisher erlassenen Maßnahmen den gewünschten Beschleunigungseffekt bei den Prozessen vor der Inbetriebnahme erzielen. Die fortschreitende massive Unterzeichnung der Ausschreibungen für Windenergie an Land ist ein Zeichen der weiterhin bestehenden Unsicherheit, wenngleich einige Effekte der Gesetzesänderungen erst zu einem späteren Zeitpunkt Wirkung zeigen werden. Diese Skepsis schlägt sich in den unternehmenseigenen Ausbau- und entsprechend auch den Produktionsprognosen nieder. Bei aller berechtigten Sorgfaltspflicht hinsichtlich materieller Umwelt- und Artenschutzrechtsstandards kreieren außerordentlich lange Planungs- und Genehmigungszeiträume in Deutschland ein diffiziles Marktumfeld. Das stellt einen klaren Wettbewerbsnachteil dar, da international agierende Unternehmen auch weniger anspruchsvolle Absatzmärkte besetzen können.

Deshalb ist es essenziell, die gesetzlichen Vorgaben nun umzusetzen, und dies nicht nur auf Bundesebene, sondern vor allem auch auf den nachgelagerten Ebenen. Politischer Wille ist auch hier wieder als Grundvoraussetzung zu nennen. Die Bereitschaft zur Beschleunigung des Baus von Infrastruktur für die Diversifizierung der deutschen Gasversorgung muss sich auch beim Ausbau der erneuerbaren Energien und des entsprechenden Stromnetzes zeigen. Bund und Länder müssen zwingend gemeinsam arbeiten, um die Vorgaben des „Paktes für Planungs-, Genehmigungs- und Umsetzungsbeschleunigung zwischen Bund und Ländern“ schnell anzugehen und damit die Umsetzung der Änderungen zu ermöglichen.

Dazu gehört auch die als notwendig identifizierte Novellierung des Baugesetzbuches. Neben schnelleren Genehmigungen für Erneuerbare-Energien-Erzeugungsanlagen und Stromnetze muss auch der Bau neuer Produktionsstätten beschleunigt werden.

Zielbeschlüsse der Bundesregierung sollten bis auf die lokale Ebene definiert werden, um Entscheidungen vor Ort transparenter zu gestalten und bundesweit zu beschleunigen. Auf lokaler Ebene muss zudem vor allem mehr Personal eingestellt werden. Zentrale Ansprechpartner für Vorhaben helfen, den Personaldruck zu reduzieren, ebenso wie der verstärkte Wissensaustausch der Genehmigungsfachkräfte untereinander. Das verwaltungsrechtliche Instrument der „Beleihung“ kann angewandt werden, um kurzfristige Engpässe auszugleichen. Dabei werden externe Kräfte mit Planungs- und Genehmigungsfragen beauftragt.

Kurzfristig könnten zudem auch Entscheidungshilfen sinnvoll sein, die Genehmigungsfachkräfte bei Interessenabwägungen unterstützen und auch auf die vorhandenen Möglichkeiten hinweisen, Alternativen- oder Doppelprüfungen zu vermeiden sowie Antragsunterlagen zu bündeln und zu reduzieren.

Für alle Arten von Genehmigungen sollte mehr Digitalisierung angestrebt werden. Hier wurden durch das Plansicherstellungsgesetz schon große Fortschritte erzielt, die nun verstetigt werden müssen, auch durch Aufnahme in andere Regelwerke. Weiteres Potenzial für Digitalisierung liegt in der zentralen Erfassung von Geodaten, zum Beispiel im Bereich Artenschutz, und ihrer Bereitstellung für Planer, eventuell gegen Gebühr.



2 Qualitative Kriterien in öffentlichen Ausschreibungen zur Beförderung europäischer Produkte prüfen

Die wettbewerbliche Ermittlung von Zuschlägen in den EEG-Ausschreibungen erfolgt branchenübergreifend nach dem Prinzip des günstigsten Gebots. Auch bei Ausschreibungen für Stromnetzprojekte ist neben technischen Kriterien vor allem der Preis ausschlaggebend. Der Fokus auf den Preis als alleiniges Zuschlagskriterium setzt europäische Technologiehersteller stark unter Druck. Einerseits sind in vielen Wertschöpfungsstufen die Kosten für Rohstoffe und Vorprodukte gestiegen, andererseits sieht man sich mit internationaler Konkurrenz konfrontiert, die unter anderem aufgrund direkter industriepolitischer Förderung kostengünstiger produzieren kann. Der Wettbewerbsgedanke mit dem Ziel kontinuierlicher Kostenminderung als ursprüngliche Begründung von Ausschreibungssystemen wirkt in diesem Szenario also kontraproduktiv für europäische Hersteller.

Es lassen sich neben den Kosten auch qualitative Kriterien für die Ausschreibung von Energiewende-Projekten ansetzen. Das Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG) sieht für zentral voruntersuchte Flächen neben dem Gebotspreis die Berücksichtigung von qualitativen Kriterien, unter anderem den Beitrag zur Dekarbonisierung, vor. Die Berücksichtigung qualitativer Kriterien könnte den Druck auf die Preiskomponente eines Gebots mildern und dennoch mehr Wettbewerb in Form anderweitiger Differenzierung zwischen Bewerbern ermöglichen. Für die Vergabe auf den zentral voruntersuchten Flächen für die Windenergie auf See kommen diese qualitativen Kriterien in der ersten Auktion in 2023 erstmalig zum Tragen. Während die Preiskomponente mit mindestens 70 Prozent die größte Gewichtung erfährt, wie EU-beihilferechtlich vorgegeben, spielen auch Aspekte wie die Vereinbarkeit mit Natur- und Artenschutz, die Flächeneffizienz des Vorhabens, die Ausbildungsaktivitäten der Unternehmen und die Nachhaltigkeit der Anlagen(-komponenten) eine Rolle.

Insbesondere die Nachhaltigkeit erscheint für die Förderung der innereuropäischen Produktion von Energiewende-Technologien auch in anderen Technologiesegmenten (Photovoltaik, Wind an

Land) sinnvoll, da hier nach wie vor ein Vorsprung hiesiger Hersteller gegenüber internationaler Konkurrenz besteht. Dies umfasst die CO₂-Intensität der Produktionsprozesse genauso wie die Recyclbarkeit der Anlagen. Eine derartige Regelung würde demnach zu einer indirekten Bevorzugung innereuropäischer Produktion führen. Hier ist zu beachten, dass die genaue Ausgestaltung der Kriterien branchenspezifisch erfolgen müsste. Beispielsweise wäre der absehbar bestehende großen Kostendifferenz zwischen PV-Modulen aus europäischer und aus asiatischer Produktion entsprechend Rechnung zu tragen, damit die qualitativen Kriterien den gewünschten Effekt erzielen können.

Gegen die Einführung derartiger Kriterien spricht die mögliche Verknappung des ohnehin begrenzten Angebots, die für den gewünschten Markthochlauf der erneuerbaren Energien hinderlich wäre. Insofern sollten die qualitativen Kriterien nur eine zusätzliche Komponente bei der Vergabeentscheidung darstellen und keine Voraussetzung bilden.

Weiterhin ist darauf zu achten, die Aufwände und administrativen Kosten, die im Rahmen der zusätzlichen Ausschreibungskriterien anfallen, minimal zu halten. Dies betrifft zum Beispiel die Angebotserstellung und die Nachweisführung zur CO₂-Intensität der Herstellung. Darüber hinaus muss die Bewertung der Gebote weiterhin möglichst einfach und schnell erfolgen können. Es ist davon auszugehen, dass die Entwicklung treffsicherer Kriterien mit dem Ziel einer Förderung europäischer Produkte einer gewissen Lernkurve bedarf. Eine entsprechende und möglichst frühzeitige Evaluation der Wirkweise der Kriterien in den Ausschreibungen für Windenergie auf See im nächsten Jahr ist daher erstrebenswert. Auch die Erfahrungen europäischer Nachbarländer mit vergleichbaren Regelungen sollten hier zu Rate gezogen werden. Generell sollten die Regelungen europäisch koordiniert werden, beispielsweise in Form eines Katalogs möglicher Kriterien, um zu vermeiden, dass viele Mitgliedsstaaten eigene Kriterien entwickeln.

3 EEG-Ausschreibungen an Preisentwicklung anpassen

Geopolitische Krisen, Coronabedingte Unterbrechungen der Lieferketten und kurzfristige Nachfrageüberhänge haben zu starken Preisanstiegen bei Stahl und anderen Grundstoffen sowie bei Vorprodukten geführt, die auch für die Fertigung von Windenergieanlagen essenziell sind. Die Anlagenkosten sind nach Branchenschätzungen aufgrund dieser Effekte um etwa 30 Prozent gestiegen.

Im Resultat können Windenergieprojekte nicht zu den ursprünglich kalkulierten Kosten realisiert werden. Dies ist insbesondere dann problematisch, wenn das Projekt bereits in der Vergangenheit einen Zuschlag zu einem EEG-Auktionsgebot erhalten hatte. Unter den gesteigerten Anlagenkosten lassen sich diese Projekte dann nicht mehr wirtschaftlich realisieren. Das Ergebnis ist, dass diese bezuschlagten Windenergieprojekte nicht gebaut werden, was wiederum die Nachfrage nach Windenergieanlagen reduziert und die Hersteller belastet.

Daneben führt auch der aktuell geltende Höchstwert der Ausschreibungen dazu, dass diese weiterhin unterzeichnet sind. Obwohl das Ausschreibungsvolumen mit dem Gebotstermin zum 1. Dezember wegen der drohenden Unterzeichnung verringert wurde, gingen auch hier weniger Gebote als vorhandenes Volumen ein.

Eine Anhebung des Gebotshöchstwertes in Ausschreibungen wie zum Jahresende 2022 erfolgt, wirkt dem effektiv entgegen. Eine kurzfristige Nachfragestabilisierung würde insbesondere eine einmalig rückwirkende Anhebung des Zuschlagswertes bewirken, denn sie hätte einen direkten Einfluss auf die rund 6,7 GW bereits bezuschlagte Windenergieleistung, die aktuell auf Realisierung warten.

Um dem Risiko der steigenden Rohstoffkosten entgegenzuwirken, sollte darüber hinaus für kommende Ausschreibungsrunden eine Preisindexierung der Zuschlagsgebote verankert werden. Dazu wäre eine Option, den Zuschlagswert an die Rohstoffpreis-Indexierung zu binden und so externe Preisschocks abzumildern. Das würde die Projektentwickler von einem Teil des Preisrisikos befreien und die Nachfrage nach Windenergieanlagen robuster gestalten. Die Anlagenhersteller würden von einer verstetigten Nachfrage profitieren und könnten bestehende Kapazitäten besser auslasten.

4 Ein PPA-Industriekonsortium zur Versorgung der Industrie mit Strom aus europäischen PV-Modulen etablieren

Zwei zentrale Herausforderungen bei der Wiederansiedlung einer deutschen und europäischen PV-Industrie sind die unsichere langfristige, großvolumige Nachfrage nach europäischen Modulen sowie die im internationalen Vergleich hohen Strompreise, die besonders die energieintensiven Wertschöpfungsstufen (Polysilizium, Ingot/Wafer und PV-Glasherstellung) belasten. Beide Herausforderungen können und sollten über die Schaffung eines Industriekonsortiums durch das BMWK adressiert werden.

Darin müssten PV-Industrie, PV-Anlagenbetreiber und stromintensive Industrie aus Deutschland und perspektivisch aus Europa organisiert sein. Die stromintensive Industrie würde in dem Konstrukt über einen gemeinsamen Fonds Mittel zur Verfügung stellen, mit denen PV-Projekte realisiert werden können. Die Betreiber der PV-Projekte würden dann über langfristige Stromlieferverträge (Power Purchase Agreement, PPA) den Pool der beteiligten industriellen Stromkunden mit kostengünstigem PV-Strom versorgen und so deren Energiekosten senken. Gleichzeitig würde diese Form der Vermarktung auch die Erzeugung von Herkunftsnachweisen (HKN) aus deutschen Anlagen ermöglichen, die für die Nachweisführung einer klimafreundlichen Produktion gemäß Green House Gas Protocol notwendig sind. In soweit entspricht der Vorschlag einem PPA-basierten Pooling industrieller Stromkunden. Im Rahmen des StiPE hatten neben der PV-Industrie bereits Hersteller von Stromnetzkomponenten einen Bedarf nach einem strukturellen Instrument zur Senkung der Strompreise angemeldet.

Gleichzeitig sollten die beteiligten PV-Projektierer/Betreiber angereizt werden, auf Technologie „made in Europe“ zurückzugreifen. Das sollte ebenfalls über Anforderungen an den Carbon Footprint der verwendeten Module geschehen (siehe Handlungsempfehlung 2). So würde eine Nachfrage von mehreren Gigawatt Peak pro Jahr für europäische PV-Technologie geschaffen und deren skalierte Fertigung angereizt. Den höheren Stromgestehungskosten aus europäischen Modulen steht dabei die voraussichtlich hohe Bonität des Abnehmerpools gegenüber. Dies könnte die Finanzierungskosten der PV-Parks reduzieren und somit kostendämpfend auf den erzeugten PPA-Strom wirken. Nichtsdestotrotz wird besonders vor der Verfügbarkeit einer skalierten Fertigung in Europa ein Kostendelta beim erzeugten Strom zwischen europäischen und internationalen Modulen bestehen bleiben, was im Konflikt mit der Kostensensitivität der stromabnehmenden Konsortiumsmitglieder steht. Insofern sollte das BMWK das Aufsetzen eines Industriekonsortiums zunächst federführend begleiten und prüfen, inwiefern vorübergehend Maßnahmen zur Reduzierung des Kostennachteils ergriffen werden können. Dies könnte über innovative Instrumente der KfW geschehen, die eine weitere Risikominimierung innerhalb der PPA bewirken und so die Finanzierungskosten der Anlagen weiter absenken könnten.

Als erster Schritt empfehlen sich die Analyse der Interessenverteilung zwischen den potenziell beteiligten Akteuren und die Erarbeitung eines Konzepts zur tragfähigen Risikoverteilung. Dies schließt auch Überlegungen zur Rolle und Funktion der öffentlichen Hand ein.

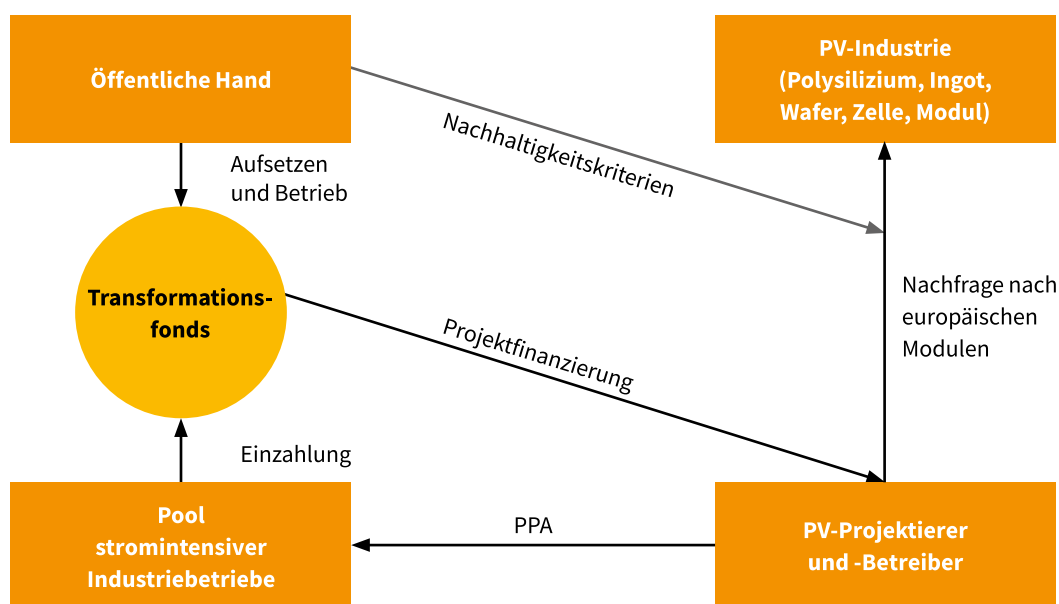


Abbildung 1 Skizziert Rollenmodell in einem PPA-Industriekonsortium

II. Eckpunkte zur Sicherstellung der kritischen Inputvariablen Kapital, Fachkräfte, Rohstoffe und Energie

5 Investitionskapital für Fertigungskapazitäten durch ein Hybridkapital-Beteiligungsprogramm zur Verfügung stellen

Mehr noch als die anderen am StiPE beteiligten Branchen ist die deutsche und europäische Photovoltaik-Industrie heute durch kleine und mittelständische Unternehmen geprägt. Damit europäische PV-Module einen signifikanten Beitrag zur energie-, klima- und industriepolitischen Zielerreichung leisten können, müssen die Fertigungskapazitäten massiv ausgebaut bzw. in einer relevanten Größenordnung wiederangesiedelt werden. Nur so können ausreichende kostendämpfende Skaleneffekte erzielt werden, um die Wettbewerbsfähigkeit gegenüber außereuropäischen Wettbewerbern herstellen zu können.

Investments in Fertigungskapazitäten von relevanter Größenordnung erfordern schnell Investitionen im drei- bis vierstelligen Millionenbereich. Wenn die gesamte Wertschöpfungskette, wie in der EU Solar PV Industry Alliance als Ziel ausgegeben, bis 2025 auf 30 Gwp Kapazität pro Jahr ausgebaut werden soll, kommen so schnell viele Milliarden Euro an Investitionen zusammen. Ein zentraler Engpass für viele Unternehmen ist fehlendes Kapital. Investitionen bleiben dann aus oder finden in einer Größenordnung statt, bei der die internationale Wettbewerbsfähigkeit nicht sichergestellt werden kann.

Die Bundesregierung sollte daher mindestens für die erfolgreiche Wiederbelebung einer europäischen Photovoltaik-Industrie die ausreichende Verfügbarkeit von Kapital sicherstellen. Inwieweit dies auch für den Ausbau von Produktionskapazitäten für Windenergie und den Netzausbau gilt, sollte zusätzlich geprüft werden.

Eine reine Zuschussförderung durch den Staat kommt angesichts der Höhe des benötigten Kapitals nicht infrage. Eine direkte Eigenkapitalfinanzierung hat zwar das Potenzial, eine ausreichende Hebelwirkung zu erzielen, also die Aufnahme von zusätzlichem Fremdkapital am Markt zu ermöglichen. Die Bereitstellung

von Eigenkapital ist allerdings einerseits mit beihilferechtlichen Hürden und andererseits mit Vorbehalten der Unternehmen bezüglich einer möglichen Einflussnahme des Staates auf das operative Geschäft verbunden. Reinen Fremdkapitalförderprogrammen fehlt die Hebelwirkung, sie müssten also mit sehr großen Summen hinterlegt werden, um die Investitionen fast vollständig allein decken zu können. Durch die öffentliche Hand im Rahmen eines Programms zur Verfügung gestelltes mezzanines Kapital bzw. hybrides Eigenkapital kann hier die Lösung sein. Es erlaubt Unternehmen, ihre Investitionen mit verhältnismäßig wenig staatlichem Kapital finanzieren zu können, da die Fremdkapital-Hebelwirkung analog zu der bei Eigenkapital besteht.

Dieses Programm sollte von Beginn an auf die Wettbewerbsfähigkeit der beteiligten Unternehmen ausgerichtet werden, damit sie sich international etablieren können. So könnte der Staat nach erfolgreicher Etablierung die Beteiligungen beenden, die öffentlichen Haushalte würden dann nicht dauerhaft belastet. Potenziell könnte sich die Beteiligung des Staates sogar finanziell auszahlen. Da es sich um ein Programm handelt, das prinzipiell offen für alle Unternehmen ist, die vorher festgelegte Programmbedingungen erfüllen, wären die einzelnen Beteiligungsfinanzierungen nicht selektiv im beihilferechtlichen Sinne.

Für die konkrete Umsetzung sind verschiedene Finanzierungsformen denkbar, zum Beispiel typische und atypische Stille Einlagen, Nachrangdarlehen oder Genusscheine. Um die Funktionalität des Programms sicherzustellen, sollten Ausgestaltungsmöglichkeiten im Hinblick auf Entscheidungs- oder Mitspracherechte, steuerliche Abzugsfähigkeit, Laufzeiten, bürokratische Belastung, Rückzahlungsmodalitäten, Zinskonditionen sowie Anerkennung als bilanzielles Eigenkapital (und weitere Faktoren) durch das BMWK evaluiert werden.

6 Strategische Förderung von Infrastrukturinvestitionen anlegen

Investitionsbedarfe bestehen auch in Bereichen, die weniger offenkundig mit der Produktion von Wind- und Solarenergieanlagen oder Netzkomponenten in Verbindung stehen. Sanierungsbedürftige Straßen und Brücken stellen insbesondere für Schwerlast- und andere Sondertransporte (bspw. Rotorblätter für Windenergieanlagen) ein Hindernis dar. Ihre Ertüchtigung ist demnach keine rein verkehrs- oder strukturpolitische Entscheidung, sondern hat ebenfalls Einfluss auf das Erreichen der Ausbauziele für erneuerbare Energien.

Gerade die Offshore-Branche ist in hohem Maße von ausreichender Infrastruktur abhängig. Dies betrifft den Zuschnitt und die Erweiterung der Hafenterrassen für die Produktion von Komponenten und Anlagen wie auch die absehbaren Bedarfe für Service- und Wartungsleistungen, das Recycling von Altanlagen und die Produktion von grünem Wasserstoff. Es bedarf weiterer Schwerlastflächen und guter Anbindungen an das Hinterland. Dabei geht es zum einen um Logistikanbindungen über Straßen und Schienen, zum anderen um den Weitertransport der Strommengen zu den Verbrauchszentren südlich der Netzengpässe. Auch die entsprechenden Flotten an Spezialschiffen müssen aufgebaut werden. Dies geht einher mit hohen Investitionen in den Neubau bzw. die Erweiterung von Werften. Diese Aufwendungen bewegen sich in einem Rahmen, der sich nicht allein von den betroffenen Unternehmen schultern lässt und bei dem staatliche Investitionshilfen vonnöten sind.

Darüber hinaus sind insbesondere die Ertüchtigung und die Erweiterung von Häfen zumeist eine Frage der regionalen und überregionalen Strukturpolitik. Hier wird eine gründliche Über-

prüfung bestehender Fördersysteme aus diesem Bereich empfohlen. Ziel ist, zu identifizieren, ob die Rahmenbedingungen und die Passfähigkeit für Offshore-bezogene Investitionen bestehen, und falls nicht, sind entsprechende Anpassungen vorzunehmen. Das gilt zum einen für Hilfen aus EU-Mitteln wie zum Beispiel dem Europäischen Fonds für Regionale Entwicklung oder dem Interreg-Programm. Auch der Europäische Investmentfonds könnte in Frage kommen. Zum anderen müssen nationale Fördersysteme wie die „Gemeinschaftsaufgabe ‚Verbesserung der Regionalen Wirtschaftsstruktur‘“ (GRW) ebenso beleuchtet werden wie das Großbürgerschaftsprogramm. Trotz der kürzlich erfolgten Neuausrichtung der GRW-Förderung sollte die Passfähigkeit für Projekte mit Energiewende-Bezug geprüft werden. Investitionshilfen dürfen sich nicht ausschließlich auf die tendenziell strukturschwächeren Hafenterrassen an der Ostsee beschränken. Auch die westdeutschen Häfen haben mit Blick auf die Ausbauziele großen Investitionsbedarf.

Hierfür bedarf es einer umfassenden und konzentrierten Industriestrategie, die in Abstimmung zwischen Bundesregierung, Bundesländern und anderen EU-Staaten und unter Einbindung aller industriepolitischen Akteure entwickelt wird. Sie muss die kapazitären Grenzen in allen wichtigen Sektoren (Fachkräfte, Rohstoffe, Fertigung, Natur- und Umweltschutz sowie Flächenkonkurrenzen) graduell und nachhaltig abbauen und Konkurrenzgebaren der Standorte untereinander verhindern. Ein Positivbeispiel kommt hier aus Großbritannien, wo mit dem „Offshore Wind Sector Deal“ eine Industriestrategie entwickelt wurde, die Ausbau, Finanzierung, Infrastruktur und Forschungsvorhaben ganzheitlich lenkt.

7 Staatliche Garantien zur Absicherung der Produktion einführen

Bürgschaften können ein sinnvolles Instrument zur Absicherung von verschiedenen gelagerten finanziellen Risiken der Hersteller sein, insbesondere bei der zu erwartenden hohen Anzahl an großen Projekten über einen langen Zeitraum, aber mit derzeit noch fehlenden konkreten Auftragslagen. Staatliche Bürgschaften können so die schnellere, parallele Produktion mit positiven Auswirkungen auf die gesamte Wertschöpfungskette ermöglichen.

Staatliche Garantien zur Absicherung der Produktion von Windenergieanlagen an Land: Für die Hersteller von Windenergieanlagen bedeuten der starke Rückgang der Produktion in den vergangenen Jahren sowie die noch immer schlechte Auftragslage enorme Herausforderungen. Trotz der mittlerweile ansteigenden Genehmigungszahlen bleibt die notwendige Anzahl an Aufträgen aus. Hier würden staatliche Garantien es insbesondere ermöglichen, mit dem Komponenteneinkauf und der Anlagenproduktion schon vor Eingang der Anlagenbestellung durch den Projektentwickler zu beginnen. Die staatlichen Garantien könnten kurz- bis mittelfristig bestehende nachfrageseitige Unsicherheiten bzw. Verzögerungen ausgleichen und hätten in der Umsetzung relativ geringe Kosten.

Hier würde ein staatliches Bürgschaftsprogramm ansetzen und zu einem Anlaufen der Produktion bei Herstellern und ihren Zulieferern führen. Gerade im Bereich der Komponentenproduktion ist ein schnelles Hochfahren dringlich, da es hier bereits vereinzelt Engpässe gibt und die Errichtung neuer Werke zeitlich umfassender ist als die neuer Produktionsstätten für Windenergieanlagen. Eine Absicherung der Abnahme von Anlagen könnte über staatliche Garantien erfolgen.

Für die Ausgestaltung sind insbesondere zwei Varianten denkbar: Einerseits könnten die staatlichen Absicherungszusagen gegenüber Projektentwicklern für eine frühzeitige Auftragsauslösung beim Hersteller sorgen. Zum anderen wäre eine Absicherung der Hersteller von Windenergieanlagen selbst möglich. Eine Absicherung der Projektentwickler erscheint nachteilig, da es hierzu ihrer Initiative bedarf, aus Entwicklersicht jedoch bis auf eine zeitliche Reduktion keine direkten Anreize bestehen. Es empfiehlt sich daher, die Garantie direkt an die Hersteller zu vergeben.

Eine weitere wichtige Ausgestaltungsfrage ist das Kriterium, nach dem die staatliche Garantie vergeben wird. Eine Besonderheit der staatlichen Garantie wäre, dass bereits in der Genehmigungsphase ein konkretes Projekt abgesichert wird, für das dann Windenergieanlagen gefertigt werden. Grundsätzlich könnten das Kriterium und damit der Start der Bürgschaft im Genehmigungsverfahren, mit Erhalt der Genehmigung oder mit Vorliegen des Zuschlags aus der Ausschreibung verankert werden. Damit eine Beschleunigung tatsächlich eintritt, ist es empfehlenswert, dass das Vorhaben mindestens noch keinen Zuschlag oder gegebenenfalls ein noch nicht abgeschlossenes Klageverfahren vorweist. Die Voraussetzung einer immissionsschutzrechtlichen Genehmigung der Anlage wäre ein leicht zu bestimmender Meilenstein, würde aber eine weniger wesentliche Beschleunigungswirkung bedeuten. Aufgrund der aktuell bereits starken Verzögerung ist ein geeigneter Zeitpunkt im laufenden Genehmigungsverfahren zu wählen (z. B. der Erhalt der Vollständigkeitserklärung bei Genehmigungseinreichung oder dieser Zeitpunkt plus drei Monate oder aber auch das positive Votum aller Träger öffentlicher Belange). Mit dem Beginn der Projektfinanzierung könnte die Bürgschaftsphase enden. Die folgende Abbildung vergleicht den schematischen Ablauf der Realisierung eines Windenergieprojekts an Land ohne und mit staatlicher Bürgschaft.

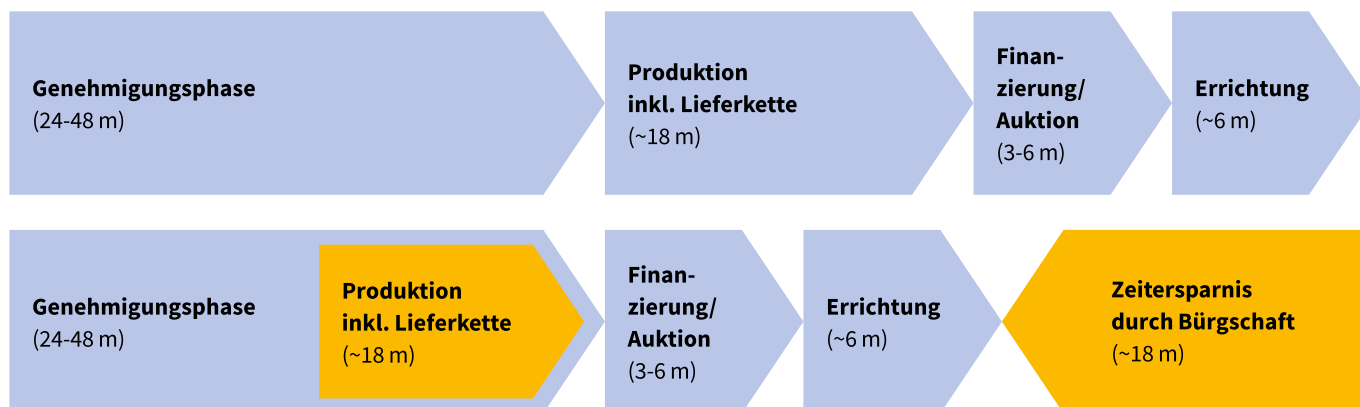


Abbildung 2 Verlauf der Realisierung eines Windenergieprojekts an Land ohne und mit Bürgschaft

Je nach gewähltem Zeitpunkt des Absicherungskriteriums wären die Zeitersparnis und somit die Beschleunigungswirkung höher, hingegen aber das Risiko eines Ausfallens bzw. die Wahrscheinlichkeit des Auftretens von Verzögerungen eines einzelnen Projekts größer. Bei aktuellen Genehmigungszeiten von zwei bis vier Jahren für Windenergieanlagen könnte eine Zeitspanne von drei bis sechs Monaten als „wesentliche Verzögerung“ definiert werden. Selbst in diesem Falle wäre die anschließende Abnahme der Windenergieanlage sehr wahrscheinlich. Der Zwischenfinanzierungsmechanismus und der Mittelfluss würden somit voraussichtlich nur in geringem Umfang notwendig werden. Mit den Bürgschaften würde eine kostendeckende Kompensation des Herstellers durch den Staat einhergehen, sofern sich das Projekt wesentlich verzögern oder nicht realisiert werden sollte und die Anlage gleichzeitig nicht in einem anderen Projekt genutzt werden kann. Vertraglich sollte eine entsprechende Flexibilität festgehalten werden, die auch einen Absatz bei einem anderen Projektentwickler ermöglicht. Die Beantwortung der Frage, welcher Tatbestand zur Auslösung der Bürgschaft führt, bedarf genauerer Ausgestaltung. Denkbar wären Gründe, die zu einer Verzögerung oder einem Ausfall des Projekts führen, die außerhalb des direkten Verantwortungsbereichs des Herstellers liegen (z. B. Verzug im Genehmigungsprozess oder bei der Ausschreibung oder Lieferketten-Störungen und Transportengpässe).

Staatliche Bürgschaften für die Abfederung von finanziellen Risiken bei Stromnetzproduzenten: Die Dialogformate im StiPE-Prozess haben gezeigt, dass die Bereitstellung von ausreichenden Garantielinien eine große Herausforderung für die Lieferanten darstellt. Im Falle von mehreren parallel laufenden Projekten mit hohem Volumen kann es zu einer eingeschränkten Verfügbarkeit der Garantielinien der Lieferanten kommen, wodurch weitere Projekte potenziell ausgebremst werden. Hier könnte der Staat durch die teilweise oder vollständige Bereitstellung bzw. Rückhaftung der benötigten Garantien die Garantielinie der Hersteller entlasten.

Gleiches gilt für die finanzielle Rückversicherung innerhalb von Großprojekten. Bei Offshore-Plattformen, die im Unternehmensverbund hergestellt werden und auch in finanzieller Hinsicht Großprojekte darstellen, müssen Unternehmen die gesamtschuldnerische Haftung für den Konsortialpartner übernehmen, was selbst große Hersteller an ihre Grenzen treibt. Um hier einen schnellen Ausbau zu ermöglichen, der nicht von unternehmerischer Risikovermeidung gebremst wird, sollte erwägt werden, ob die Bundesregierung finanzielle Rückversicherungen für ausgefallene Konsortialpartner bereitstellen kann, um wenigstens einen Teil der Risiken abzufedern, die beim Ausfall des Konsortialpartners auftreten.

Mit den Bürgschaften würde eine kostendeckende Kompensation des Herstellers durch den Staat einhergehen, sofern sich das Projekt wesentlich verzögern oder nicht realisiert werden sollte und die Anlage nicht im Rahmen eines anderen Projekts abgenommen werden kann. Vertraglich sollte eine entsprechende Flexibilität festgehalten werden. Um dies zu realisieren, müssen insbesondere im Offshore-Stromnetz noch weitere Fragen der Standardisierung und Modularität geklärt werden. Die Beantwortung der Frage, welcher Tatbestand zur Auslösung der Bürgschaft führt, bedarf ebenfalls genauerer Ausgestaltung. Denkbar wären Gründe, die zu einer Verzögerung oder einem Ausfall des Projekts führen, die außerhalb des direkten Verantwortungsbereichs des Herstellers liegen (z. B. Verzug im Genehmigungsprozess oder bei Ausschreibung oder Lieferketten-Störungen und Transportengpässe).

Darüber hinaus bedürfen Details wie bspw. die Höhe der einzelnen Bürgschaften und das Gesamtvolumen, der Berechtigtenkreis sowie die Frage der zeitlichen Befristung der Bürgschaftsregelung und der Zahlungsströme weiterer Definition. Dabei sollte auch auf die Handhabbarkeit geachtet werden, um hohe bürokratische Hürden zu vermeiden.

8 Betriebskostenzuschüsse ermöglichen

Neben dem Zugang zu Kapital (CAPEX) in der Investitionsphase ist das Management der Betriebskosten (OPEX) von entscheidender Bedeutung für eine nachhaltige Kostenwettbewerbsfähigkeit der Produktion von Transformationstechnologien in Europa. Wie in anderen Industriesektoren auch messen sich die Hersteller dieser Technologien im globalen Wettbewerb. Es sollte daher durch die Bundesregierung sichergestellt werden, dass die Betriebskosten an europäischen Standorten strukturell mit denen in anderen Regionen der Welt vergleichbar sind, um sie im internationalen Wettbewerb nicht zu benachteiligen.

Die im Rahmen des Inflation Reduction Act (IRA) in den USA eingeführten Steuergutschriften (Tax Credits) haben nicht nur in der Photovoltaik-Industrie, sondern auch in anderen Transformationsbranchen zu massiven Reduktionen der Betriebskosten geführt und Investitionen in Fertigungskapazitäten befördert. Sie reduzieren den effektiven Steuersatz eines Produzenten um eine pauschale Summe pro produzierter Leistung (z. B. 4 Dollarcent pro Wdc produzierter Photovoltaik-Zellen) oder pro Produktionsmenge (z. B. 12 Dollar pro produziertem Quadratmeter Photovoltaik-Wafer). Daher wirken sie ähnlich wie ein Bar-Zuschuss zu den operativen Kosten.

Neben der Höhe der Gutschriften macht auch die langfristige Auslegung das Programm so attraktiv. Die Steuergutschriften werden bis ins Jahr 2033 gewährt und ihre Höhe ist bis zu diesem Zeitpunkt bereits festgeschrieben. So bieten sie eine langfristige Sicherheit, auf deren Basis Investoren die Profitabilität einzelner Investitionsvorhaben leicht bewerten können. Drittens ist auch die Einfachheit der Inanspruchnahme ein wesentliches Erfolgskriterium. US-Behörden stellen zum Beispiel Berechnungstools zur Verfügung, um die Höhe der zu erwartenden Steuergutschriften abzuschätzen.

Trotz bestehender Fragen zum Konflikt des Instruments mit den Richtlinien der WTO (World Trade Organization), Bedenken hinsichtlich eines Subventionswettlaufs und der laufenden Verhandlungen im Rahmen des EU-US Trade and Technology Council (TTC) sollte die Bundesregierung gemeinsam mit europäischen Partnern die Umsetzbarkeit eines ähnlichen Instruments in Europa prüfen. Nach erster Einschätzung ist dies angesichts der Unterschiede zwischen den europäischen Steuersystemen und dem US-amerikanischen Steuersystem mit Herausforderungen verbunden. Insofern sollte die Prüfung auch alternative Vehikel einschließen, die in den drei genannten Feldern (Zuschusshöhe, Langfristigkeit, Bürokratie) analog zu den Tax Credits wirken. Eine Reform der europäischen Beihilfeleitlinien wäre für die tatsächliche Umsetzung wahrscheinlich notwendig. Entsprechende politische Initiativen wie zuletzt von EU-Kommissionspräsidentin von der Leyen und EU-Kommissar Breton sollten daher von der Bundesregierung unterstützt werden.

9 Exzellenz bei der Technologieentwicklung durch weitere IPCEI erhalten

Damit die europäischen Hersteller von kritischen Energiewende-Technologien international führend bleiben, sollte die skizzierte industriepolitische Strategie durch gezielte Forschungs-, Entwicklungs- und Innovationsvorhaben ergänzt werden. Mit der Definition von Important Projects of Common European Interest (IPCEI) steht ein regulatorischer Rahmen zur Verfügung, der die nationalstaatliche Unterstützung von Technologieentwicklung mit dem Ziel der industriellen Anwendbarkeit ermöglicht. Analog zu den Vorhaben in der Halbleiterindustrie und bei der Entwicklung von Wasserstofftechnologie sollten weitere IPCEI aufgelegt werden, um Unterstützung für andere Transformationsbranchen

zu mobilisieren. Dies sollte explizit auch die Entwicklung von Maschinen und Anlagen für die Produktion der jeweiligen Technologien mit einschließen.

Bei der Entwicklung von PV-Technologie gibt es bereits eine bestehende Initiative, der sich mit Spanien, Österreich, Litauen, Luxemburg und Polen verschiedene EU-Mitgliedsstaaten angeschlossen haben. Eine aktive Unterstützung dieser Bemühungen durch das BMWK sollte unter Berücksichtigung der Ausrichtung des IPCEI auf die Technologieentwicklung geprüft werden.



10 Gezielte Unterstützung bei der Akquise von Fachkräften leisten

Die nicht ausreichende Verfügbarkeit von Fachkräften stellt für alle vier im Rahmen des StiPE betrachteten Branchen eine zentrale Herausforderung bei der Herstellung kritischer Energiewende-Technologien dar. Nach den aktuellen Ergebnissen des Fachkräftemonitorings können bis zum Jahr 2026 etwa 240.000 Arbeitsplätze nicht mehr besetzt werden. In den nachfolgenden Jahren droht sich die Situation nochmals dramatisch zu verschärfen. Nach einer Untersuchung des Nürnberger Instituts für Arbeitsmarkt- und Berufsforschung (IAB) fehlen bis 2035 7 Millionen Arbeitskräfte, wenn keine Gegenmaßnahmen eingeleitet werden.

Die Bundesregierung hat dies erkannt und im Oktober 2022 ihre Fachkräftestrategie im Kabinett beschlossen, in der sie fünf prioritäre Handlungsfelder benennt: zeitgemäße Ausbildung, gezielte Weiterbildung passgenau für Betriebe und Beschäftigte, Arbeitspotenziale wirksamer heben und Erwerbsbeteiligung erhöhen, Verbesserung der Arbeitsqualität und Wandel der Arbeitskultur sowie Einwanderung modernisieren und Abwanderung reduzieren (Bedeutung der Vereinfachung von Prozessen und Verwaltungsverfahren einschließlich der optimierten Anerkennung von Berufsabschlüssen). Es bestehen darüber hinaus bereits verschiedene Initiativen von Bund und Ländern, Verbänden und Gewerkschaften sowie Unternehmen und Agenturen, die die identifizierten Handlungsfelder adressieren. Diese bestehenden und geplanten Initiativen sind weiter zu stärken, um das Arbeitskräftereservoir für den Ausbau erneuerbarer Energien und der Stromnetze zu sichern. Nach Einschätzung der dena gibt es davon abgesehen noch weitere Potenziale zur Verbesserung der Fachkräfteverfügbarkeit.

Zunächst empfiehlt es sich, die Vielzahl bereits bestehender Angebote der verschiedenen Akteure systematisch und strukturiert zu erheben, zu sortieren und gebündelt in Form einer zentralen und gemeinsamen Informationsplattform aufzubereiten. Sie würde der branchen- und gewerkeübergreifenden Information und Kommunikation verschiedener Akteure des Energiewende-Arbeitsmarktes dienen und die Nutzung bestehender Strategien verbessern. Darüber hinaus ergeben sich aus Sicht der dena weitere Handlungsempfehlungen in den fünf Handlungsfeldern der Fachkräftestrategie:

Frühzeitig Berufsorientierung geben: Bei jungen Menschen sollte möglichst früh Begeisterung für „grüne“ Energiewende-Berufe entfacht und am besten bereits in Kita und Grundschule Interesse für handwerkliche und naturwissenschaftliche Berufe (MINT-Fächer – Mathematik, Informatik, Naturwissenschaft und Technik.) geweckt werden. Die breite Palette verschiedener Schlüsselberufe und die Einsatzmöglichkeiten sind zunächst einmal aufzuzeigen und zu vermitteln – das gilt sowohl für Ausbil-

dungsberufe im Handwerk und Studienberufe als auch für die Besetzung von Stellen der öffentlichen Verwaltung. Dabei sollten die Chancen und die Bedeutung der Berufsbilder für Klimaschutz und Nachhaltigkeit herausgestellt und die Möglichkeit, gemeinsam mit anderen Verantwortung für den Planeten zu übernehmen, sollte betont werden. Hierfür sollte die Neugier zielgruppengerecht geweckt werden, zum Beispiel durch attraktive Lese- und Videomaterialien, Social-Media-Angebote sowie Spiele und Experimente, die konkrete Anwendungsfälle aus der Praxis vermitteln. Sie sollten auch das Image technischer und handwerklicher Berufe aufbessern und zudem klassische Rollenbilder aufbrechen, indem gezielt Mädchen adressiert werden (z. B. „Ich habe eine Freundin, die ist Ingenieurin.“). Auch Schulkooperationen, Projektstage, Ausstellungen und Messen, flankiert von gemeinsam getragenen Kampagnen aus Industrie und öffentlichem Dienst, können dazu beitragen, dass junge Menschen wichtige Berufe kennenlernen und frühzeitig ein Interesse daran entwickeln, Energiewende, Nachhaltigkeit und Klimaschutz rein praktisch als Beruf zu wählen.

Frauen für „grüne“ Berufe gewinnen: Frauen, die in vielen technischen Energiewende-Berufen unterrepräsentiert sind, aber ein großes Potenzial an beruflicher Expertise für die Branchen darstellen, sollten zielgenau und bedürfnisorientiert durch Arbeitgeber adressiert werden. Zum Beispiel sollten Frauen bereits von Stellenanzeigen besonders angesprochen werden, um bei ihnen Aufmerksamkeit und Interesse zu wecken. Dazu gehört auch das Schaffen und Kommunizieren von attraktiven und flexiblen Arbeitsbedingungen, die die Vereinbarkeit von Familie und Beruf ermöglichen.

Aus- und Weiterbildung für Energiewende-Berufe zeitgemäß und flexibel gestalten: Um die inländischen Fachkräftepotenziale auszuschöpfen, sollten im Bereich der Aus- und Weiterbildung auch die notwendigen Voraussetzungen geschaffen werden, den Betrieben eine Aus- bzw. Weiterbildung ihrer Angestellten zu ermöglichen. Hier sollten die Instrumente so ausgestaltet sein, dass sie in der betrieblichen Praxis insbesondere auch für KMU hilfreich und anwendbar sind, zum Beispiel durch umlagefinanzierte Ausbildungsgarantien, Bildungs(teil)zeitmodelle, Qualifizierungsgeld, Freistellungsmöglichkeiten, Ausbau der Kinderbetreuung sowie den Ausbau digitaler (verkürzter), modularer Weiterbildungsmöglichkeiten.

Innerhalb staatlich anerkannter Ausbildungsgänge und technischer Studiengänge sollten flexiblere und bedarfsorientierte Möglichkeiten zugelassen werden, Wissen und Fertigkeiten im Bereich der erneuerbaren Energien zu erwerben. Zusatz- oder Wahlqualifikationen und Spezialisierungen, aber auch Teilqualifikationen oder Fortbildungen sind bzw. wären hier Möglichkeiten. Hier ist die Prüfung der Vereinfachung und Flexibilisierung



von Regularien zu empfehlen, um Teilqualifikationen zum Beispiel von An- und Ungelernten für die Montage von PV-Anlagen anzuerkennen, sodass diese schneller bedarfsorientiert qualifiziert und gleichzeitig die erworbenen Kenntnisse später in einer Berufsausbildung anerkannt werden können. Hier sollte der pragmatische Austausch zwischen den verschiedenen Gewerken und den zuständigen Stellen (Fachverbände, Innungen) gesucht werden, damit in der Ausführung sowohl Qualität, Sicherheit und die Vermittlung notwendiger Vorkenntnisse gewährleistet als auch flexibel und bedarfsorientiert Teilqualifizierungen anerkannt werden können.

Ausbildungsmarketing/Kampagnen für die Berufe der Branchen und der öffentlichen Verwaltung in der Genehmigung:

Anforderungsprofile, Einsatzmöglichkeiten, Karrierewege und Weiterbildungschancen sollten für die jeweiligen Branchen gezielter und präsenter aufgezeigt werden, um mehr Aufmerksamkeit und Interesse für die Berufe zu erzeugen. Dabei sollten die Jobprofile der relevanten Ausbildungsberufe und ihre Bedeutung für die jeweiligen Branchen vermittelt werden, die oftmals nicht sofort erkennbar sind, und gezielt im Kontext von Energiewende und Klimaschutz beworben werden. Dies kann insbesondere junge Menschen motivieren. In diesem Kontext können auch junge Klimaschutz-Aktivistinnen und -Aktivisten, zum Beispiel von Fridays for Future, gezielt adressiert werden, um für ihre Anliegen und ihr Engagement praktische Perspektiven aufzuzeigen und anzureizen (z. B. mit Slogans wie #ohnehandekeinewende).

Internationale Fachkräfte gewinnen – Deutschland als Einwanderungsland attraktiver machen: Vor dem Hintergrund des demografischen Wandels bedarf es der vermehrten Gewinnung ausländischer Fachkräfte sowie auch ausländischer Ausbildungs- und Studieninteressenten. Hierbei sollte die Politik insbesondere den Rahmen für eine Vereinfachung von Prozessen und Verwaltungsverfahren einschließlich der optimierten Anerkennung von Berufsabschlüssen setzen. Aber auch die Möglichkeiten für ungelernete Arbeitskräfte zur (Weiter-)Qualifizierung und zum Spracherwerb in Deutschland in relevanten Branchen sollten in den Blick genommen und es sollte nicht der ausschließliche Fokus auf Fachkräfte gelegt werden.

Es sollte die Gründung einer Agentur für die Gewinnung von Arbeitskräften aus dem Ausland für Energiewende-Berufe nach dem Vorbild der Deutschen Fachkräfteagentur für Gesundheits- und Pflegeberufe (DeFa) in Erwägung gezogen werden, die sowohl ausgebildete Fachkräfte relevanter Branchen als auch Arbeitskräfte mit Qualifizierungspotenzial anspricht. Die DeFa hilft beim Gewinnen qualifizierter Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter für Gesundheits- und Pflegeberufe aus dem Ausland, insbesondere auch aus Drittstaaten. Sie unterstützt bei Recruiting, notwendigen Antragsverfahren und der Sicherung von Qualitätsstandards, vor allem hinsichtlich verantwortungsvoller, ethischer Rahmenbedingungen der Anwerbung.

11 Strategischen Umgang mit Rohstoffen etablieren

Die Wertschöpfungskette steht und fällt mit der Verfügbarkeit von Rostoffen. Schon heute zeichnet sich ab, dass essenzielle Rohstoffe knapp sind, sich einseitige Lieferbeziehungen entwickeln und Wirtschaftszweige in Konkurrenz zueinander stehen. Einseitige Lieferbeziehungen bergen die Gefahr, dass geopolitische Spannungen Engpässe auslösen oder bestehende Engpässe noch verschärfen. Dies gilt ebenso für kritische Grundkomponenten, insbesondere im Bereich der Mikroelektronik. Um die langfristige Verfügbarkeit der Grundstoffe der Energiewende zu gewährleisten, müssen Politik und Wirtschaft eine zukunftsgerichtete Strategie entwickeln, die präventiv und vorausschauend Verfügbarkeiten sichert und dabei eine Art Versorgungsprämie in Kauf nimmt.

Dafür können die folgenden Maßnahmen kurz-, mittel- und langfristig auf verschiedene strategische Weise wirken: die Verfügbarkeit resilienter ausgestalten, den Bezug diversifizieren sowie die Recyclbarkeit von verbauten Rohstoffen verbessern. Diese Handlungsfelder unterstützen die langfristige Resilienz der Erneuerbare-Energien- und der Stromnetzwirtschaft und müssen zusammen gedacht werden. Regelmäßige Stresstests, gemeinsam mit relevanten Unternehmen, in denen Lieferketten systematisch durchleuchtet werden, können die Verfügbarkeit evaluieren und frühzeitige Reaktionen bei kritischen Rohstoffen ermöglichen. Hierbei sollten die Deutsche Rohstoffagentur und die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe eine entscheidende Rolle spielen. Alle Maßnahmen müssen unbedingt mit den europäischen Partnern gemeinsam entwickelt und mit dem 2023 angedachten Europäischen Gesetz über kritische Rohstoffe abgestimmt werden.

Lagerhaltung und Diversifizierung: Eine mögliche Handlungsoption für den Umgang mit Rohstoffknappheiten ist ein verstärkter Abbau in EU-Mitgliedsstaaten. Hierfür muss das Rohstoffpotenzial in den EU-Ländern ermittelt bzw. bereits vorhandene Informationen müssen zusammengeführt werden. Diese Koordinierungsaufgabe könnte von einer europäischen Rohstoffagentur übernommen werden. Wird ein solches Potenzial identifiziert, können staatliche Bürgschaften und Förderprogramme einen schnellen Hochlauf der Rohstoffgewinnung und -verarbeitung ermöglichen.

Auch der Abbau in Drittstaaten sollte gefördert werden, um Herkunftsländer zu diversifizieren und somit möglichen Engpässen vorzubeugen. Die strategische Ausrichtung internationaler Partnerschaften sollte hier ansetzen und wichtige Rohstoffprojekte im EU-Ausland unterstützen. Ebenso können gewisse Rohstoffe vorausschauend eingekauft und gelagert werden.

Recycling: Auch die Verbesserung der Recyclbarkeit kann den Bedarf an Primärrohstoffen verringern und langfristig Umwelt und Klima schonen. Hier ist wichtig, dass der rechtliche Rahmen geschaffen wird bzw. rechtliche Hürden beseitigt werden, die dem Aufbau einer Kreislaufwirtschaft im Wege stehen.

Bei einigen Rohstoffen, die für Photovoltaik, Windenergie und Stromnetze essenziell sind, gibt es bereits gut funktionierende Stoffströme, so zum Beispiel bei Stahl, Kupfer, Aluminium, Zink, Glas und Eisen. Allerdings muss hier unterschieden werden zwischen der Weiterverarbeitung für andere Wirtschaftszweige und der Nutzung von recycelten Materialien im Energiebereich selbst. Hier gibt es zum Teil sehr hohe Qualitätsanforderungen, um die Sicherheit des Systems zu gewährleisten, die die Nutzung von recycelten Materialien ausschließen. Forschungsvorhaben sollten deshalb darauf abzielen, die Qualität der recycelten Materialien zu verbessern.

Andere, zum Teil nur in geringen Mengen, aber dennoch für die Energieindustrie kritische Rohstoffe werden bislang kaum recycelt. Dabei handelt es sich zum Beispiel um Lithium oder Seltene Erden und weitere Metalle. Hier ist die Rückgewinnung oft noch nicht wirtschaftlich. Allerdings gibt es, über alle Wirtschaftssektoren verteilt, großes Potenzial der Rückgewinnung bei oft nur wenig diversifizierten Bezugsländern. Hier sollten Forschungsvorhaben im ersten Schritt darauf abzielen, Recycling zu ermöglichen und die Recyclingkosten zu reduzieren.

Forschung kann durch staatliche Förderung, durch direkte Förderung von Forschungsvorhaben sowie durch die gezielte Förderung von Universitäten unterstützt werden. Ebenso wichtig sind eine schnellere Validierung und Zulassung von innovativen Verfahren. Flankierend wirken Maßnahmen wie Pflichten zur Offenlegung und zum Monitoring von Lieferketten.

B Zusammenfassung der Erkenntnisse aus dem Stakeholderdialog industrielle Produktionskapazitäten für die Energiewende (StiPE)

1 Hintergrund des Projekts

Der für die Erreichung der ambitionierten Klimaziele Deutschlands essenzielle Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) wurde zuletzt im Osterpaket auf ein „völlig neues Niveau gehoben“¹. Bis zum Jahr 2030 soll der EE-Anteil am Brutto-Stromverbrauch von ca. 42 Prozent (2021) auf mindestens 80 Prozent steigen. Bei einem derzeit angenommenen gleichzeitigen Anstieg des Stromverbrauchs von 562 TWh (2021) auf 750 TWh (2030) besteht zusätzlicher Handlungsdruck. Die erforderliche Steigerung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien macht einen massiven Zubau von Photovoltaik sowie von Windenergie an Land und auf See notwendig, der die historischen Zubauraten – insbesondere in der zweiten Hälfte des Jahrzehnts – um ein Mehrfaches übersteigen wird. Auch bei den Stromnetzen ist eine deutliche Beschleunigung des Ausbaus notwendig, um ausreichend Kapazitäten für die Übertragung und Verteilung der größeren Strommengen vorzuhalten.

Die deutsche und europäische EE-Industrie kann mit ihren aktuellen Produktions- und Installationskapazitäten diesen Zubau nicht stemmen – in den letzten Jahren wurden Kapazitäten teils sogar abgebaut. So gibt es seit dem großteiligen Abwandern der PV-Industrie in den 2010er Jahren keine integrierte Produktion von PV-Modulen mehr in Europa, die alle Wertschöpfungsstufen umfasst. Auch die Hersteller von Windenergieanlagen haben zuletzt wegen zurückgehender Nachfrage und eines hohen Preisdruks Produktionskapazitäten zurückgefahren, was sogar zu Werkschließungen führte, etwa von Vestas und Nordex.

Der mit dem Osterpaket aufgezeigte Ausbaupfad für erneuerbare Energien ist jedoch nur mit einer ausreichenden und zuverlässigen Verfügbarkeit von kritischen Technologien möglich. Diese wiederum erfordert eine schnelle Hochskalierung der Produktionskapazitäten über die komplette Wertschöpfungskette hinweg (von Rohstoffen über die Produktion bis zum Recycling), um die angestrebten Ausbauzahlen erreichen zu können. Zusätzlich haben der Angriffskrieg Russlands gegen die Ukraine sowie die Nachwirkungen der COVID-19-Pandemie die Vulnerabilität von internationalen Lieferketten verdeutlicht und dem politischen Wunsch nach einer „strategischen Autonomie“ kritischer Industriebranchen auch in Europa Aufwind verliehen.

Aktuell bestehen vielfältige Herausforderungen für den Ausbau und Erhalt der industriellen Produktionskapazitäten für EE-Anlagen und -Infrastruktur in Deutschland. Hierzu gehören zum Beispiel internationale Konkurrenz von teils staatlich subventionierten Marktteilnehmern, ausbleibende Nachfrage nach Technologie wegen langer Realisierungszeiten von Projekten, mangelnde Planungs- und Investitionssicherheit, fehlendes Investitionskapital für Fertigungskapazitäten, hohe Energie- und Rohstoffpreise, Lieferkettendisruptionen, die unzureichende Verfügbarkeit kritischer Rohstoffe sowie der Fachkräftemangel.

Wirtschafts- und Klimaschutzminister Dr. Robert Habeck lud am 11. April 2022 zu einem digitalen „Roundtable zum Ausbau der Produktionskapazitäten für die Energiewende in Deutschland und Europa“ ein, an dem Vertreterinnen und Vertreter von Verbänden und Unternehmen aus den Bereichen Windenergieanlagen, Photovoltaik-Anlagen, Kabel und Stromnetze teilnahmen. Die Teilnehmerinnen und Teilnehmer diskutierten insbesondere die Potenziale der Fertigung am Standort Deutschland. Im Ergebnis des Roundtable wurde vereinbart, im Rahmen eines Follow-up-Prozesses Hemmnisse in den einzelnen Branchen genauer zu analysieren und ihren Abbau anzugehen. Der Stakeholderdialog zu industriellen Produktionskapazitäten für die Energiewende (StiPE) war die konkrete Umsetzung dieser Vereinbarung.

Ziel des Stakeholderdialogs war es, im Austausch mit Sachverständigen sowie Branchenvertreterinnen und -vertretern aus den Bereichen Windenergieanlagen, Photovoltaik-Anlagen, Kabel und Stromnetze die Herausforderungen der genannten Industriebranchen bei der Verfügbarmachung der kritischen Energiewende-Technologien zu identifizieren. Dies beinhaltet sowohl den Erhalt und Ausbau der Produktionskapazitäten im Inland als auch Analysen der Potenziale von Technologie-Importen. Auf Basis dieser Erkenntnisse sollten politische Handlungsempfehlungen abgeleitet werden, um die Verfügbarkeit essenzieller Energiewende-Technologien für den geplanten Ausbau von erneuerbaren Energien sicherzustellen und die Resilienz der Wertschöpfungsketten gegenüber zukünftigen Krisen zu erhöhen. Die Analyse erfolgte für jede Branche individuell. Gleichzeitig wurden Querschnittsthemen branchenübergreifend in einen Zusammenhang gebracht und diskutiert.

¹ BMWK.

2 Inhalte und Vorgehensweise des Projekts

Die Umsetzung des Stakeholderdialogs umfasste die Konzeptionierung, Organisation, fachliche Vor- und Nachbereitung und Durchführung von zehn Online-Veranstaltungen sowie die Aus- und Bewertung der Ergebnisse durch die dena. Je Branche (Wind Onshore, Wind Offshore, Photovoltaik, Stromnetze) haben zwei Themengruppen-Treffen stattgefunden, bei denen jeweils ein branchenspezifischer Fokus gelegt wurde. In zwei Querschnittsthemen-Treffen wurden die branchenübergreifenden Themen „Investitions- und Finanzierungsbedingungen für Fertigungskapazitäten“ und „Fachkräfteverfügbarkeit“ diskutiert. Als Rahmen für die Veranstaltungsreihe gab es zwei Steuerungstreffen: Das erste diente als Kick-off-Veranstaltung für die Dialogreihe, das zweite zur Vorstellung der Zwischenergebnisse, die auch in einem Zwischenbericht zusammengefasst wurden. Darüber hinaus setzte das BMWK in Anlehnung an den StiPE noch einen zweiten Roundtable mit Bundesminister Dr. Robert Habeck um, in dem ebenfalls Zwischenergebnisse des Dialogprozesses dargestellt worden sind. Abgeschlossen wird das Vorhaben mit dem vorliegenden Abschlussbericht, der zusätzlich zu der Darstellung der Ergebnisse der einzelnen Stakeholdertreffen auch eine branchenübergreifende Bewertung und Analyse bietet.

3 Involvierte Stakeholder

Der Stakeholderdialog industrielle Produktionskapazitäten für die Energiewende (StiPE) bildet insbesondere die Sichtweisen der produzierenden Unternehmen der vier Zielbranchen ab. Dies beinhaltet neben den Original Equipment Manufacturers (OEM) vor allem auch die Zuliefernden Hersteller wichtiger Komponenten. Vereinzelt wurden auch Anwender der Technologien (z. B. Engineering-Procurement-Construction (EPC), Netzbetreiber) sowie Wissenschaftsinstitutionen (z. B. Fraunhofer-Institute) und Think Tanks involviert, um die Erkenntnisse gezielt zu ergänzen. Es wurden insgesamt über 200 Stakeholder angesprochen.

Datum und Uhrzeit	Thema der Veranstaltung
21. Juli 2022 09:00 – 11:00 Uhr	1. Steuerungstreffen Kick-off des Projekts
30. August 2022 10:00 – 13:00 Uhr	1. Treffen der Themengruppe Stromnetze Engpässe in der Lieferkette von Stromnetzkomponenten
14. September 2022 10:00 – 13:00 Uhr	1. Treffen der Themengruppe Photovoltaik Materialengpässe in der Lieferkette von siliziumbasierten PV-Modulen und Wechselrichtern
21. September 2022 10:00 – 13:00 Uhr	1. Treffen der Themengruppe Wind Wind Onshore
12. Oktober 2022 10:00 – 13:00 Uhr	1. Querschnittsgruppentreffen Investitions- und Finanzierungsbedingungen für Fertigungskapazitäten
21. Oktober 2022 10:00 – 13:00 Uhr	2. Steuerungstreffen Vorstellung der Zwischenergebnisse
2. November 2022 10:00 – 13:00 Uhr	2. Treffen der Themengruppe Wind Wind Offshore
9. November 2022 10:00 – 12:00 Uhr	2. Treffen der Themengruppe Photovoltaik Förderinstrumente zur Skalierung der nächsten Generation von Modulen und Technologien
23. November 2022 10:00 – 12:00 Uhr	2. Treffen der Themengruppe Stromnetze Herausforderungen und Handlungsoptionen der Nachfrageseite
7. Dezember 2022 10:00 – 13:00 Uhr	2. Querschnittsgruppentreffen Fachkräfteverfügbarkeit

Tabelle 1 Übersicht über die Veranstaltungen im Rahmen des StiPE

4 Zusammenfassung der Erkenntnisse aus dem Stakeholderdialog

4.1 Photovoltaik

4.1.1 Darstellung der Wertschöpfungskette und der Komponenten

Photovoltaik-Anlagen (PV) bestehen unabhängig von Größe und Anlagensegment (Freifläche, Aufdach, integriert) im Wesentlichen aus PV-Modulen, Verkabelung, Unter-/Trägerkonstruktionen und Nachführsystemen sowie Wechselrichtern und Transformatoren (bzw. Kombinationslösungen aus beiden) zur Anbindung an die Stromnetzinfrastruktur. PV-Module und Wechselrichter sind die kritischen und technologisch anspruchsvollsten Komponenten

und standen daher im Fokus der Analysen im Rahmen des StiPE. Wechselrichtertechnologie wurde im Rahmen des StiPE als Teil des Stromnetz-Branchendialogs betrachtet. Die diesbezüglichen Erkenntnisse finden sich daher in Kapitel 4.4 dieses Berichts. Die Ausführungen in diesem Abschnitt beschränken sich auf PV-Module und die dahinterliegende Wertschöpfungskette. Im Zentrum der Analysen standen siliziumbasierte Technologien, die heute (und Industrieprognosen zufolge auch in den kommenden zehn Jahren² über 90 Prozent der weltweiten Produktionsmengen ausmachen. Abbildung 3 zeigt die Wertschöpfungskette siliziumbasierter PV-Module.

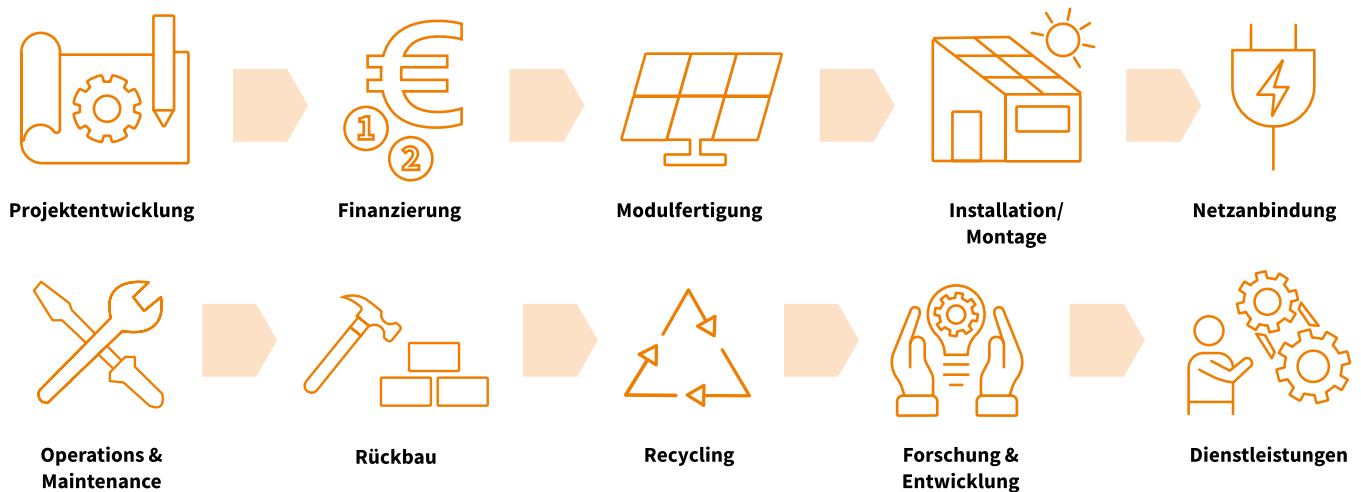


Abbildung 3 Wertschöpfungskette von PV-Modulen³

² VDMA 2022b.

³ Eigene Darstellung basierend auf Almarshoud et al. 2021.

4.1.2 Markt- und Wettbewerbssituation

Die Internationale Energieagentur (International Energy Agency, IEA) schätzt die weltweit installierte kumulative PV-Leistung für Ende 2021 auf rund 942 GWp.⁴ Dabei entfiel der Großteil des Wachstums des PV-Marktes im Jahr 2021 auf China, die USA, Europa, Indien und einige Schwellenländer. Der chinesische Markt allein wuchs 2021 um weitere 54,9 GWp installierter Leistung, was einem Anteil von 31 Prozent am Weltmarkt entspricht. An zweiter Stelle stehen die USA mit rund 26,9 GWp neuer installierter Leistung, dicht gefolgt von der EU (26,8 GWp), Indien (ca. 13 GWp) und Japan (6,5 GWp).⁵

Im Jahresvergleich erlebte auch die deutsche PV-Branche einen Aufschwung: 2021 betrug die neu installierte Leistung 5,3 GWp, 2020 waren es noch 4,6 GWp gewesen.⁶ Dies entspricht jedoch noch nicht den einstigen Höchstwerten der jährlichen Neuinstallationen, die Anfang der 2010er Jahre erreicht wurden (zwischen 6 und 8 GWp jährlich).

Insgesamt steht China mit einer kumulierten Kapazität von 308,5 GWp weiterhin an der Spitze, gefolgt von der EU (178,7 GWp), den USA (122,9 GWp), Japan (78,2 GWp) und Indien (60,4 GWp). In der EU steht Deutschland mit insgesamt 59,2 GWp an erster Stelle, gefolgt von Italien (22,6 GWp), Spanien (18,5 GWp), Frankreich (14,3 GWp) und den Niederlanden (13,2 GWp).⁷

Das weltweit enorme Wachstum des PV-Sektors in den letzten Jahren ist unter anderem das Ergebnis stark gesunkener Produktionskosten in allen Abschnitten der Wertschöpfungskette, die wiederum durch Skaleneffekte und ständige Innovationen ermöglicht wurden. Tatsächlich sind die Modulpreise in den letzten zehn Jahren um mehr als 80 Prozent gesunken, sodass die Photovoltaik in vielen Teilen der Welt heute die kostengünstigste Stromerzeugungstechnologie darstellt.⁸

Analog zu den Installationsvolumen haben sich auch PV-Produktionskapazitäten in den letzten zehn Jahren zunehmend von Europa, Japan und den Vereinigten Staaten nach Ostasien und dabei insbesondere nach China verlagert. Heute stellt China bereits über 80 Prozent der weltweiten Fertigungskapazitäten für

PV-Module über alle Wertschöpfungsstufen (Polysilizium, Ingot/Wafer, Zellen und Module) hinweg. Damit stellt das Land gegenwärtig mehr als doppelt so viel PV-Kapazität her, wie es selbst installiert, und ist auch auf dem Weltmarkt das dominierende Herkunftsland für PV-Technologie. Auch bei Maschinen und Anlagen in diesem Sektor spielt China heute eine dominante Rolle.⁹ Die Konzentration auf das Herkunftsland China zeigt sich ebenso bei der Gewinnung und Verarbeitung der für die PV kritischen Rohstoffe. Neben dem Polysilizium baut China sukzessive seinen Anteil an der weltweiten Produktion von Silber aus. Bei Seltenen Erden und Stoffen für Halbleiterdotierungen (Gallium und Germanium) erreicht der chinesische Anteil inzwischen nahezu 100 Prozent.¹⁰ Ein Großteil der Rohstoffe wird unter menschenrechtlich fragwürdigen Bedingungen in der Provinz Xinjiang abgebaut und verarbeitet.

Deutschland und Europa importieren den überwiegenden Teil der installierten PV-Module und Vorprodukte. Obwohl 2021 17 Prozent der global verbauten PV-Kapazität in Europa installiert wurden, wurden nur 0,2 Prozent der PV-Zellen und 1,8 Prozent der Module in Europa produziert.¹¹ Auf dem Kontinent selbst sind heute nur noch eingeschränkte Produktionskapazitäten vorhanden. Diese konzentrieren sich zumeist auf die Modulfertigung und agieren bei kleinen Herstellungsvolumen von in der Regel deutlich unter 1 GWp pro Jahr. Insbesondere bei den Wertschöpfungsstufen Ingot/Wafer und Zellherstellung gibt es generell nur sehr begrenzte Fertigungskapazitäten in Europa. Abbildung 4 zeigt die räumliche Verteilung und Größe der europäischen Fertigungsstätten aufgeschlüsselt nach Wertschöpfungsstufe.

Nichtsdestotrotz haben deutsche und europäische Materialhersteller, Maschinenbauer, Komponentenhersteller und F&E-Einrichtungen im PV-Sektor durch Spezialisierung, Qualität und Technologievorsprung weiterhin eine gute Ausgangsposition im Weltmarkt inne.¹² Insbesondere bei innovativen PV-Zelltechnologien, die höhere Wirkungsgrade erzielen können und die bereits heute eine Technologiereife erreicht haben, die eine Massenproduktion ermöglicht, sind deutsche und europäische Hersteller unter den technologisch führenden Marktteilnehmern (Si-heterojunction, Tandem).¹³

⁴ IEA PVPS 2022.

⁵ IEA PVPS 2022.

⁶ Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE) 2022a.

⁷ IEA PVPS 2022.

⁸ International Energy Agency (IEA) 2022b.

⁹ International Energy Agency (IEA) 2022b.

¹⁰ BDEW 2022.

¹¹ IEA PVPS 2022.

¹² Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE) 2022a.

¹³ VDMA 2022a.

PV-Kapazität von heute etwa 942 GWp (siehe oben) auf 2.840 GWp bis 2030 und auf 8.519 GWp bis 2050 gesteigert werden. Dazu muss der Zubau von PV-Kapazitäten weltweit bis 2030 auf 630 GWp pro Jahr steigen.

Trotz dieser globalen Nachfrage rechnet die IEA zuletzt mit einer weiteren Konzentration auf China als Standort für PV-Fertigungskapazitäten. Mit Blick auf die bestätigten Investitionen in der Branche wird davon ausgegangen, dass die Welt bis 2025 bei essenziellen Wertschöpfungsstufen in der PV-Value-Chain fast vollständig auf China angewiesen sein wird. Insbesondere für die Polysilizium-, Ingot- und Waferproduktion wird der Anteil Chinas an der weltweiten Kapazität auf bis zu 95 Prozent in 2025 prognostiziert.¹⁶ Dies ist ein Ergebnis großzügiger und weiterhin fortgesetzter Förderpolitik für die PV-Branche, die von der chinesischen Regierung als Schlüsselindustrie identifiziert wurde und entsprechend unterstützt wird. Durch die langjährige und weiterbestehende industriepolitische Förderung haben sich in China vertikal integrierte PV-Konzerne gebildet, die durch Skaleneffekte Module zu sehr konkurrenzfähigen Stückkosten herstellen können. Sie profitieren unter anderem von günstigen Strompreisen, von attraktiven Finanzierungsbedingungen und zu einem geringeren Teil auch von günstigeren Lohnstückkosten. Diese Prognose der IEA wurde allerdings im Juli 2022 veröffentlicht und damit kurz bevor mit Indien und den USA zwei weitere wichtige PV-Märkte ebenfalls industriepolitische Maßnahmen ergriffen haben, um PV-Fertigungskapazitäten gezielt im eigenen

Land anzusiedeln und die Dominanz Chinas in der PV-Industrie zu reduzieren.

In den USA wurden im Rahmen des Inflation Reduction Act (IRA) großzügige Tax Credits beschlossen, die die PV-Wertschöpfung auf US-amerikanischem Boden mit Steuergutschriften belohnen.¹⁷ Die Konditionen sind so attraktiv, dass bereits kurz nach Verabschiedung verschiedene globale, aber auch europäische Hersteller Investitionsentscheidungen zugunsten amerikanischer Standorte publik machten. Teils werden diese Investitionen aus Europa abgezogen. Auch Indien hat zuletzt seine Production-Linked Incentives (PLI) für die PV-Industrie erneuert und erweitert. Die Direktsubventionen werden über ein Bieterverfahren vergeben und bis zu fünf Jahre nach Errichtung der Produktionsstätte pro verkaufter Einheit ausbezahlt. Eine hohe Moduleffizienz und ein hoher Anteil lokaler Wertschöpfung wirken sich positiv auf die Höhe der Subvention aus.¹⁸ Auch dieses Instrument hat bereits Investitionsentscheidungen zugunsten indischer Standorte herbeigeführt. Vor diesem Hintergrund kann davon ausgegangen werden, dass sich die PV-Wertschöpfungsketten mittelfristig international stärker diversifizieren und sich eine regionalere Produktion etabliert, die höheren länderspezifischen Ansprüchen an die Energiesicherheit Rechnung trägt. Gleichzeitig führt dies zu einer Situation, in der mehrere Regionen versuchen, eine technologische und industrielle Vorreiterrolle einzunehmen und diesen Status auch politisch zu verteidigen.

¹⁶ International Energy Agency (IEA) 2022b.

¹⁷ BCG 2022.

¹⁸ Ministry of New and Renewable Energy of India (MNRE) 2022.

4.1.3 Herausforderungen der deutschen und europäischen PV-Industrie

Im Rahmen des StiPE brachten die beteiligten Unternehmen und Verbände diese strukturellen Nachteile des Standorts Europa und Deutschland mit Dringlichkeit zum Ausdruck. Die industriepolitischen Unterstützungen in den USA und Indien sind so attraktiv, dass eine deutsche und europäische Fertigung Berechnungen zufolge im direkten Vergleich (weiterhin) nicht konkurrenzfähig ist. Dieser Umstand wird noch dadurch verstärkt, dass die europäische Industrie aufgrund ihrer kleinteiligen Struktur und fehlenden Integration nicht die kostendämpfenden Skaleneffekte realisieren kann, wie es ihrer internationalen Konkurrenz möglich ist. Hierfür wären nach Einschätzung aus dem Kreis der Stakeholder (bestenfalls integrierte) Produktionsstandorte von > 5 GWp notwendig. Tabelle 2 zeigt anhand der Modulkosten die Kostenunterschiede nach Region. Im Vergleich zu China beträgt der Kostennachteil heute etwa 15 Prozent – bereits nach Einberechnung der deutlich geringeren Logistikkosten, die bei einem aus China nach Europa gelieferten Panel heute etwa 10 Prozent der Gesamtkosten ausmachen.¹⁹

Zwar berichteten einzelne Stakeholder im Rahmen des StiPE von einer bestehenden Zahlungsbereitschaft für Module „made in Europe“ im Markt. Andere stellten jedoch in Frage, inwiefern diese in allen Marktsegmenten ausgeprägt ist. Gerade mit Blick auf das kostensensitive Freiflächen-Segment bestehen hier Zweifel. Um eine Produktion nachhaltig anzureizen und Skaleneffekte zur Reduzierung des bestehenden Kostennachteils realisieren zu können, benötigt es gemäß verschiedenen Stakeholdern eine planbare Nachfrage nach europäischer Technologie, die der heutige kostensensitive PV-Markt nicht in ausreichender Höhe liefern kann.

Diese volumenmäßig zu geringe Nachfrage setzt sich auch in den Wertschöpfungsstufen der Lieferkette fort. Darüber hinaus bestehen auch angebotsseitig Herausforderungen, die sich je nach Wertschöpfungsstufe unterscheiden.

Für eine Etablierung bzw. den Erhalt und Ausbau der stromintensiven Wertschöpfungsschritte der Modulherstellung (Polysilizium, Ingot/Wafer und PV-Glaserstellung) wurden die hohen und schwer kalkulierbaren Energiepreise als entscheidende Heraus-

forderung identifiziert. Sie stellen in der gegenwärtigen Energiekrise ein großes, teils existenzbedrohendes wirtschaftliches Risiko bzw. einen Wettbewerbsnachteil gegenüber außereuropäischer Konkurrenz dar.

Für die Ingot- und Waferherstellung gibt es in Deutschland keine industrielle Basis (siehe Kapitel 4.1.2). Außerdem besteht hier nach Einschätzung der beteiligten Stakeholder europaweit ein technologischer Rückstand bei Maschinen und Anlagen gegenüber der internationalen Konkurrenz, dieser betrifft auch die Prozesse der verbliebenen Hersteller in Norwegen. Der Aufbau von Fertigungskapazitäten in diesem Bereich benötigt hohe Upfront-Investitionen (CAPEX), für die im aktuellen Marktumfeld kein Kapital in ausreichendem Umfang zur Verfügung steht. Dies steht auch im direkten Zusammenhang mit dem verfügbaren Eigenkapital der europäischen Unternehmen: Da es sich größtenteils um kleine und mittelständische Unternehmen handelt, sind hier die Mittel begrenzt, was wiederum auch den Zugang zu Fremdkapital beschränkt. Investitionen bleiben dann aus oder finden in einer Größenordnung statt, bei der die internationale Wettbewerbsfähigkeit nicht sichergestellt werden kann.

Bei der Zell- und Modulherstellung wurde aus dem Teilnehmerkreis ebenfalls fehlendes Eigenkapital als zentrale Herausforderung vorgebracht, um die Erweiterung der Fertigungskapazitäten voranzutreiben. Auch bei den Operational Expenditure (OPEX) merkten die Teilnehmerinnen und Teilnehmer einen deutlichen Nachteil gegenüber internationaler Konkurrenz an, insbesondere unter Berücksichtigung der OPEX-basierten Steuergutschriften des IRA. Außerdem gibt es nach Aussage der Stakeholder bei Vorprodukten wie Laminaten und PV-Glas Beschaffungsprobleme. Da die Einfuhr von PV-Glas aus China höher besteuert wird als die Einfuhr eines vollständigen PV-Moduls, besteht hier aus Perspektive eines Modulherstellers ein systemischer Nachteil für eine kosteneffiziente Modulfertigung in Europa. Aus Sicht der Glasindustrie hingegen verhindern diese Handelsbarrieren Preisdumping und ermöglichen den Erhalt europäischer Fertigungskapazitäten.

Hergestellt in China für EU-Markt	Hergestellt in EU für EU-Markt	Hergestellt in USA für US-Markt	Hergestellt in Indien für indischen Markt
27,2 \$c/Wp	32,1 \$c/Wp	13,6 – 20,6 \$c/Wp	26,4 – 26,6 \$c/Wp

Tabelle 2 Kosten der gelieferten PV-Module inklusive regionaler industriepolitischer Förderung²⁰

¹⁹ Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE) 2022b.

²⁰ European Solar Manufacturing Council 2022.

Insgesamt besteht nach Einschätzung des Stakeholderkreises auf absehbare Zeit kein Engpass bei den für die PV-Wertschöpfungskette kritischen Rohstoffen. Analysen des Fraunhofer ISE stützen diese Einschätzung: Gemäß dem Institut benötigen Wafer-basierte PV-Module „keine Rohstoffe, für die eine beschränkte Verfügbarkeit absehbar wäre“.²¹ Glas, Aluminium, Polymere und Silizium sind nach Anteil am Gesamtgewicht die wichtigsten Rohstoffe für PV-Module. Silizium und Aluminium gehören zu den wichtigsten Bestandteilen der Erdkruste nach Gewicht und sind daher theoretisch weithin verfügbar. Unter Verfügbarkeitsaspekten ist der Silberverbrauch für die Produktion der Zellen am kritischsten zu sehen. Die PV-Industrie verbraucht weltweit ca. 1.500 Tonnen Silber pro Jahr, was knapp 6 Prozent der Gesamtfördermenge in 2020 entspricht. Technisch lässt sich das Silber jedoch weitestgehend durch Kupfer substituieren.²²

Trotz der genannten Herausforderungen sind aus Sicht der am StiPE beteiligten Stakeholder die Grundbausteine für einen erfolgreichen Ausbau der PV-Produktion in Deutschland und Europa gegeben. Insbesondere das Know-how im Maschinen- und Anlagenbau sowie das bestehende Ökosystem für Forschung und Entwicklung in der Photovoltaik bilden eine Grundlage.²³



4.1.4 Handlungsoptionen aus den Dialogformaten

Die Verfügbarkeitsengpässe, die bei importierten PV-Modulen über das Jahr 2022 auftraten, werden von den Expertinnen und Experten im StiPE als vorübergehend bewertet, da sie ihren Ursprung in einer Kombination aus Logistikproblemen, stark gesteigerter Nachfrage und fehlenden Kapazitäten bei Vorprodukten (insbesondere Mikroelektronik) haben. Eine Entspannung der Situation wird im Verlauf des Jahres 2023 erwartet.

Strategisches Verständnis im Umgang mit der Branche etablieren

Für die Etablierung geschlossener und integrierter PV-Wertschöpfungsketten in Europa bedarf es nach Einschätzung der Stakeholder eines langfristigen, konsistenten energie-, klima- und vor allem industriepolitischen Rahmens und damit einer Antwort auf ähnliche Initiativen aus China, den USA und Indien. Deutschland sollte hier nach einhelliger Meinung der Teilnehmerinnen und Teilnehmer auf europäischer Ebene eine Führungsrolle einnehmen und entsprechende Initiativen ergreifen. Da bereits Investitionsentscheidungen zugunsten anderer Märkte fallen, ist hier nach Einschätzung der StiPE-Beteiligten ein schnelles Handeln erforderlich, um den Anschluss an die globalen Entwicklungen nicht zu verlieren. Einzelne Stakeholder bezifferten die verbleibende Zeit auf weniger als sechs Monate, da innerhalb dieses Zeitraums auch die Kapazitäten von Maschinen- und Anlagenbauern mit Aufträgen aus insbesondere den USA ausgeschöpft seien.

Nachfrage nach europäischer Technologie anreizen

Zur Schaffung einer Nachfrage nach europäischer PV-Technologie wurden im Rahmen des StiPE verschiedene Möglichkeiten diskutiert, die sich unter die Einführung qualitativer Ausschreibungskriterien im EEG und in anderen öffentlichen Ausschreibungen subsumieren lassen (siehe dazu auch Handlungsempfehlung 2). Die Stakeholder äußerten eine Präferenz für die Nutzung von Nachhaltigkeitskriterien (z. B. die Berücksichtigung des Product Carbon Footprint). Da Produkte aus europäischer Herstellung hier voraussichtlich einen Vorteil hätten, würde das einen Nachfrage-Impuls für die lokale Branche setzen. Gleichzeitig wurde auf Herausforderungen bei der Nachweisführung insbesondere bei importierter Technologie verwiesen. Wenn beispielsweise die Nutzung von erneuerbarem Strom einen deutlichen Vorteil brächte, könnten internationale Wettbewerber hier durch den Handel mit Herkunftsnachweisen oder die Errichtung von Onsite-Erzeugung möglicherweise schnell aufschließen. Eine diskutierte Möglichkeit wäre die Berücksichtigung des Lieferweges oder das Anlegen des nationalen Strommix der jeweiligen Herkunftsländer. Außerdem bewerteten die Teilnehmerin-

²¹ Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE) 2022a.

²² Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE) 2022a.

²³ VDMA 2022a.

nen und Teilnehmer die europäische Einheitlichkeit bei diesem Instrument als wichtig, um „Insellösungen“ zu vermeiden, die durch fehlendes Marktvolumen und damit fehlende Produktionsskalierung international nicht konkurrenzfähig wären. Einzelne Stakeholder wiesen darauf hin, dass eine Einführung von strengen qualitativen Kriterien, die für importierte Technologie kaum zu erfüllen sind, kurzfristig zu einer weiteren Angebotsverknappung führen könnte. Ähnlich verlief die Diskussion zum Thema Lieferkettensorgfaltspflichtenengesetz: Während einige beteiligte Stakeholder es als Instrument zur Nachfrageschaffung für europäische Technologie, die unter hohen CSR-Anforderungen hergestellt wurde, betrachten, warnten andere davor mit dem Argument einer drohenden Angebotsverknappung.

Das gleiche Argument gilt auch für die diskutierten „European Content“-Klauseln, die eine europäische Wertschöpfung einfordern oder zumindest monetär beim Ausschreibungszuschlag belohnen würden. Auch bei diesem Instrument machten einige Stakeholder auf die Gefahr aufmerksam, eine international nicht konkurrenzfähige Industrie aufzubauen. Gleichzeitig wiesen sie darauf hin, dass gerade auch Anforderungen an die lokale Wertschöpfung den Kapazitätsausbau in den USA im Rahmen des IRA angefacht haben.

Einige Stakeholder machten sich im Rahmen des StiPE für die Nutzung sogenannter Top-Runner-Programme stark, die eine hohe Moduleffizienz im Rahmen von Ausschreibungen belohnen und die stetige Technologieentwicklung anreizen würden. Konkret könnte dies bedeuten, dass beispielsweise über die EEG-Innovationsausschreibungen ein Anreiz für den Einsatz von Modulen mit besonders hoher Effizienz geschaffen wird. Die Effizienzanforderungen für die Förderfähigkeit könnten dann mit der Zeit weiter gesteigert werden, um nachhaltige Anreize für eine Technologieverbesserung zu bieten. Auch hier ist allerdings nach Einschätzung einiger Stakeholder fraglich, inwiefern diese Programme ausreichend zielsicher bei der Förderung europäischer Technologie wären, da auch chinesische Hersteller inzwischen Zellen mit Effizienzen herstellen können, die den europäischen ebenbürtig sind.

Als weiteres denkbare Instrument für die Nachfrageschaffung wurden im Rahmen des Stakeholderdialogs Abnahmegarantien für europäische Technologie diskutiert. Diese könnten staatlich organisiert sein (eine Einordnung der dazu geführten Diskussion findet sich in Kapitel 4.6). Angelehnt an diese Diskussion zeigten sich einige größere PV-Projektentwickler gegenüber der Idee aufgeschlossen, private Abnahmeverträge mit europäischen Herstellern zu schließen. Andere Stakeholder stellten jedoch in Frage, inwiefern genug solcher privaten Abnahmeverträge langfristig geschlossen werden könnten, um tatsächlich gegenüber Investoren eine ausreichende Sicherheit darzustellen, um wiederum Kapital für einen signifikanten Aufbau von Fertigungskapazitäten zu mobilisieren.

Investitionskapital für PV-Fertigungskapazitäten verfügbar machen

Zur Verfügbarmachung von Investitionskapital für Fertigungskapazitäten wurden im Rahmen des StiPE verschiedene Instrumente mit den Vertreterinnen und Vertretern der PV-Industrie diskutiert. Neben bestehenden Förderprogrammen (KfW, ERP, GRW) zählten dazu die Auflage eines zinsvergünstigten Kreditprogramms der staatlichen Banken KfW und/oder EIB, die Einführung eines eigenkapitalähnlichen Hybridinstruments sowie Sonderabschreibungen für Investitionen in Fertigungskapazitäten. Details zu diesen Maßnahmen und den vorgebrachten Argumenten aus dem Stakeholderkreis sind Kapitel 4.6 zu entnehmen. Die beteiligten Vertreterinnen und Vertreter der PV-Branche sahen die bestehenden Programme des Bundes als nicht geeignet an, den Ausbau und die Wiederansiedlung der unterschiedlichen Wertschöpfungsstufen ausreichend zu unterstützen. Dazu seien die Programme nicht mit ausreichenden Volumen hinterlegt, die Zugangskriterien nicht passend und die bürokratischen Hürden zu hoch. Außerdem würden die Programme nicht den Hauptengpass adressieren, der nach Aussage der Stakeholder beim Eigenkapital liegt. Insofern sahen sie das größte Potenzial in der Einführung eines Eigenkapitalbeteiligungsprogramms (siehe Handlungsempfehlung 5).

Reduzierung der Energiekosten

Zur Verbesserung der Standortfaktoren speziell für die stromintensiven Wertschöpfungsschritte der Modulherstellung (Polysilizium, Ingot/Wafer, Glasherstellung) bedarf es den Stakeholdern nach einer Senkung der operativen Kosten (OPEX), insbesondere der Strompreise. Sie sahen hier ein Preisniveau in Höhe von 4 bis 6 Eurocent/kWh als geeignet an. Gleichzeitig wiesen sie auf die Notwendigkeit hin, dass dieser Strom nachgewiesenermaßen nachhaltig erzeugt werden müsste (Herkunftsnachweise), um sich nicht mit den Vorschlägen zur Nutzung des Product Carbon Footprint als Wettbewerbsvorteil (siehe Handlungsempfehlung 2) zu widersprechen. Das vorgeschlagene Industriekonsortium (siehe Handlungsempfehlung 4) würde diese Funktion erfüllen und wurde von weiten Teilen der beteiligten Stakeholder als prüfenswertes Instrument bestätigt. Ebenfalls wurde eine Stärkung der europaweiten Kooperation der Hersteller angeregt (z. B. über strategische Kooperationen und Joint Ventures, Aufbau eines c-Si-PV-Netzwerks), um darüber Standorte in europäischen Partnerstaaten mit günstigen Bedingungen für die Erzeugung preiswerter erneuerbarer Energie zu erschließen.

Betriebskostenzuschüsse ermöglichen

Neben dieser Einzelmaßnahme zur Reduktion der OPEX wurde von den Teilnehmerinnen und Teilnehmern eine die ganze Wertschöpfungskette umfassende monetäre OPEX-Förderung analog zu den amerikanischen Investment Tax Credits befürwortet (siehe dazu auch Handlungsempfehlung 8). Daraus ergeben sich Fragen zu möglichen Konflikten mit dem Beihilferecht bzw. den WTO-Richtlinien, die von der Bundesregierung geprüft wer-

den müssten. Nach erster Einschätzung der Stakeholder wäre dies ohne eine Reform der europäischen Beihilfeleitlinien nicht machbar, die sie daher befürworten würden. Mehrfach wurde auf den European Chips Act verwiesen, in dessen Rahmen Subventionen für die Halbleiterindustrie mobilisiert werden konnten, und ein analoger European Solar Manufacturing Act vorgeschlagen.

IPCEI zur Technologieentwicklung nutzen

Analog zu den bereits laufenden Programmen in der Halbleiterindustrie ist auch die Schaffung eines Important Project of Common European Interest (IPCEI) für die PV-Branche von verschiedenen Expertinnen und Experten als geeignetes Instrument vorgebracht worden, um wirkungsvolle Unterstützung für die Branche zu mobilisieren. Allerdings ist nach Einschätzung verschiedener Branchenvertreterinnen und -vertreter fraglich, inwiefern ein solches Projekt schnell genug umgesetzt werden kann, um auf die industriepolitischen Entwicklungen in anderen Weltregi-

onen zu reagieren. Die meisten bewerten diesen Weg als einen nicht ausreichend konsistenten „Workaround“, der eine industriepolitische Richtungsentscheidung der EU im Hinblick auf eine Reform der Beihilfeleitlinien nicht ersetzen könnte. Nichtsdestotrotz sprachen sich viele Stakeholder für die Nutzung eines IPCEI zur Förderung von Technologieentwicklung und Innovation in der PV aus. Dies sollte explizit auch die Entwicklung von Maschinen und Anlagen einschließen.

Die bundeseigenen Unterstützungsprogramme für Forschung und Entwicklung in der Branche wurden als positiv bewertet und sollten in ähnlicher Form beibehalten bzw. wo möglich ausgebaut werden.

Zuletzt ist auch die PV-Industrie schon heute vom Fachkräftemangel betroffen. Diesbezügliche Diskussionen und Details finden sich in Kapitel 4.5.

4.2 Wind an Land

4.2.1 Darstellung der Wertschöpfungskette und der Komponenten

Die Fertigung von Windenergieanlagen umfasst die Montage der Komponenten des Maschinenhauses, aber auch die Produktion von weiteren Elementen wie den Türmen oder Rotorblättern. Wesentliche Komponenten in der Windenergieanlage sind Lager, Getriebe, Generatoren sowie Elektro-, Mess- und Steuerungstechnik. Die Montage der sogenannten Gondel oder auch des Maschinenhauses erfolgt bei den Herstellern der Windenergieanlagen, die Fertigung anderer Teile wie zum Beispiel der Türme oder Rotorblätter wird hingegen auch von extern beauftragten Zuliefererunternehmen übernommen. Bei der Errichtung wird das fertige Maschinenhaus angeliefert und auf der Baustelle mit Turm und Rotorblättern montiert.

In dem Maschinenhaus der Windenergieanlage befindet sich ein Turmdrehkranz als Verbindung zum Turm und darauf der sogenannte Triebstrang. Mit Triebstrang werden die leistungsübertragenden Komponenten vom Rotor bis zum Generator bezeichnet.

Das Maschinenhaus besteht üblicherweise aus Glasfaserkunststoff oder aus Aluminium. Am Maschinenhaus sind zudem Steuerungstechnik, Hydraulik und Kühlung der Anlage angebracht.

Es haben sich verschiedene Konzepte und damit Bauformen für Windenergieanlagen etabliert. Es lassen sich hier die aufgelöste, die teilintegrierte und eine integrierte Bauform unterscheiden. Der Material- und Komponenteneinsatz ist bei diesen Typen verschieden, da bei der integrierten Bauform beispielsweise freie Wellen, Lager und Kupplungen wegfallen (getriebelose Anlagen)²⁴.

Forschung und Entwicklung sind insbesondere auch Teil der Anlagenfertigung und für das Herzstück der Windenergieanlage, das Maschinenhaus, aber auch für die Rotorblätter von großer Bedeutung. In der Vergangenheit konnten durch Forschung und Entwicklung große Leistungssteigerungen und Effizienzgewinne erzielt werden.

Die Fertigung von Windenergieanlagen ist einer der wertschöpfungsreichsten Schritte im gesamten Prozess der Planung und Umsetzung von Windenergieprojekten. Die Wertschöpfungskette von Windenergieprojekten läuft in der Regel wie in der hier dargestellten Abbildung ab.

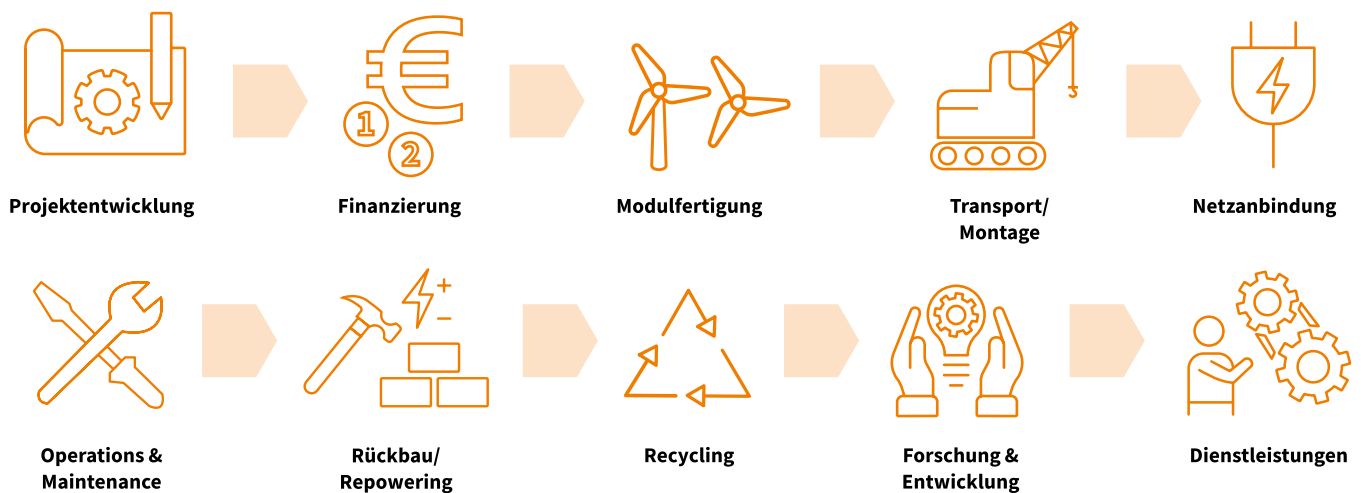


Abbildung 5 Wertschöpfungskette von Windenergieprojekten²⁵

²⁴ Bundesverband WindEnergie (BWE) 2022a.

²⁵ Eigene Darstellung, Inspiration: The Noun Project 2022

Unter den einzelnen Schritten der Wertschöpfungskette sind insbesondere folgende Kernbereiche und -aktivitäten zu verstehen:

Projektentwicklung:

Fach- und Projektplanung, Gutachtenerstellung

Finanzierung:

Finanzierung durch Bankwesen

Anlagenfertigung:

Windenergieanlagen sowie Komponenten wie Lager, Getriebe, Generatoren, Elektro-, Mess- und Steuerungstechnik, Rotorblätter, Türme oder Spezialwerkzeuge

Transport/Montage:

u. a. Baugrundaufbereitung, Installation, Bautätigkeit

Netzanbindung:

u. a. Bautätigkeit und Netzanschluss

Operations & Maintenance:

u. a. Stromerzeugung, Service/Wartung, Management

Rückbau/Repowering/Recycling:

u. a. (De-)Installation, stoffliche Verwertung und Aufbereitung

Forschung & Entwicklung:

u. a. technologische Weiterentwicklung an Universitäten und Forschungseinrichtungen, Energiesystemanalyse

Dienstleistungen:

u. a. Stromvermarktung

4.2.2 Markt- und Wettbewerbssituation

Der Ausbau der Windenergie an Land ist einer der wesentlichen Erfolgsfaktoren der Energiewende in Deutschland. Der reale Zubau der Windenergie an Land lag jedoch in den vergangenen Jahren stets unter den angestrebten Ausbauzielen. Der jährliche Zubau von Windenergie an Land ist von über 5 GW in 2017 seither auf unter 2 GW pro Jahr gefallen. Anfang des Jahres 2022 hatten die Verbände auf Basis von in den Ausschreibungen bezuschlagten Projekten einen Ausbau der Windenergiekapazitäten an Land von 2,3 bis 2,7 GW für das Gesamtjahr prognostiziert.²⁶

Aufgrund der schlechten Auftragslage sind die Produktionskapazitäten der Anlagenhersteller aktuell nicht ausgelastet. Hersteller von Windenergieanlagen konnten in den vergangenen Jahren zudem meist keine Gewinne erwirtschaften. Die geringe Marktdynamik, der Kostensenkungswettbewerb bei gleichzeitigem Kostenanstieg sowie die beschriebene Planungsunsicherheit senken die Investitionsbereitschaft der Unternehmen und damit konkret den weiteren Ausbau von Produktionskapazitäten. Zuletzt haben diese Faktoren zusammen mit Lieferkettenproblemen stattdessen zur Verringerung der Fertigungskapazitäten geführt. Im Folgenden wird näher auf die aktuellen Rahmenbedingungen für Windenergie an Land in Deutschland eingegangen sowie ein Überblick über die bestehenden Produktionskapazitäten und die Möglichkeiten für den Ausbau von Kapazitäten gegeben.

Rahmenbedingungen

Die Ausbaupfade für Windenergie an Land wurden im EEG 2023 deutlich angehoben. Bis zum Jahr 2030 soll insgesamt eine Leistung der Windenergie an Land von 115 GW in Deutschland installiert sein. Hierzu sollen die Ausbauraten bei Windenergie an Land auf ein Niveau von 10 GW pro Jahr gesteigert werden. Ziel des Osterpakets ist es auch, den rechtlichen Rahmen zu setzen, um die erhöhten Ausbauziele in der nötigen Geschwindigkeit zu erreichen.

Handlungsdruck besteht insbesondere, weil der Zubau in den vergangenen Jahren stets unter den angestrebten Ausbauzielen lag. Mit der neuen Zielsetzung erreicht das Ausbauvolumen aber eine noch nicht dagewesene Größenordnung. Selbst wenn der Ausbau zunächst wieder auf das Niveau der Jahre bis 2017 ansteigt (5,5 GW), ist für das Erreichen der Ziele ab 2025 noch eine weitere deutliche Beschleunigung notwendig. Zwischen 2018 und 2021 erreichte der jährliche Zubau nie die 2 GW-Schwelle. Für die Jahre 2026-2030 sind allerdings 10 GW pro Jahr geplant.²⁷

Zurückzuführen ist das niedrige Ausbauvolumen insbesondere auf langwierige Planungs- und Genehmigungsprozesse sowie die fehlende Ausweisung adäquater Flächenkulissen. Im Osterpaket adressiert die Bundesregierung diese Hürden mit der Absicht, den

²⁶ Bundesverband WindEnergie (BWE) 2022b.

²⁷ Deutsche WindGuard 2022.

Windenergieausbau an Land rasant zu beschleunigen. Auch Verzögerungen, die im Konflikt mit dem Arten- und dem Denkmalschutz begründet lagen, werden im Gesetzespaket angegangen. Derzeit hängen schätzungsweise mehrere Gigawatt Windleistung in Genehmigungsverfahren fest. In der EEG-Mittelfristprognose der Übertragungsnetzbetreiber (für die Jahre 2023 bis 2027) wird prognostiziert, dass bis Ende 2024 der jährliche Brutto-Zubau die 3-GW-Schwelle nicht bzw. nur marginal überschreiten wird.²⁸ Zubauraten über dem Niveau früherer Jahre werden darin erst ab dem Jahr 2026 erwartet.

Im ersten Halbjahr 2022 lag der Netto-Zubau bei lediglich 0,88 GW.²⁹ Der in § 4 EEG 2023 festgesetzte Ausbaupfad für das Jahr 2024 (69 GW installierte Leistung) ist mit den derzeitigen Zubauraten nicht erreichbar. Im Juli 2022 waren insgesamt 56,8 GW Windenergieleistung in Deutschland am Netz. Demnach müssten zur Zielerreichung in den verbleibenden 2,5 Jahren netto 12,2 GW installiert werden.

Standorte und Fertigungskapazitäten

In Deutschland existieren zahlreiche Unternehmen, die im Bereich Windenergie an Land Anlagen oder Komponenten herstellen. Die in Deutschland ansässigen Anlagenhersteller sind insbesondere in

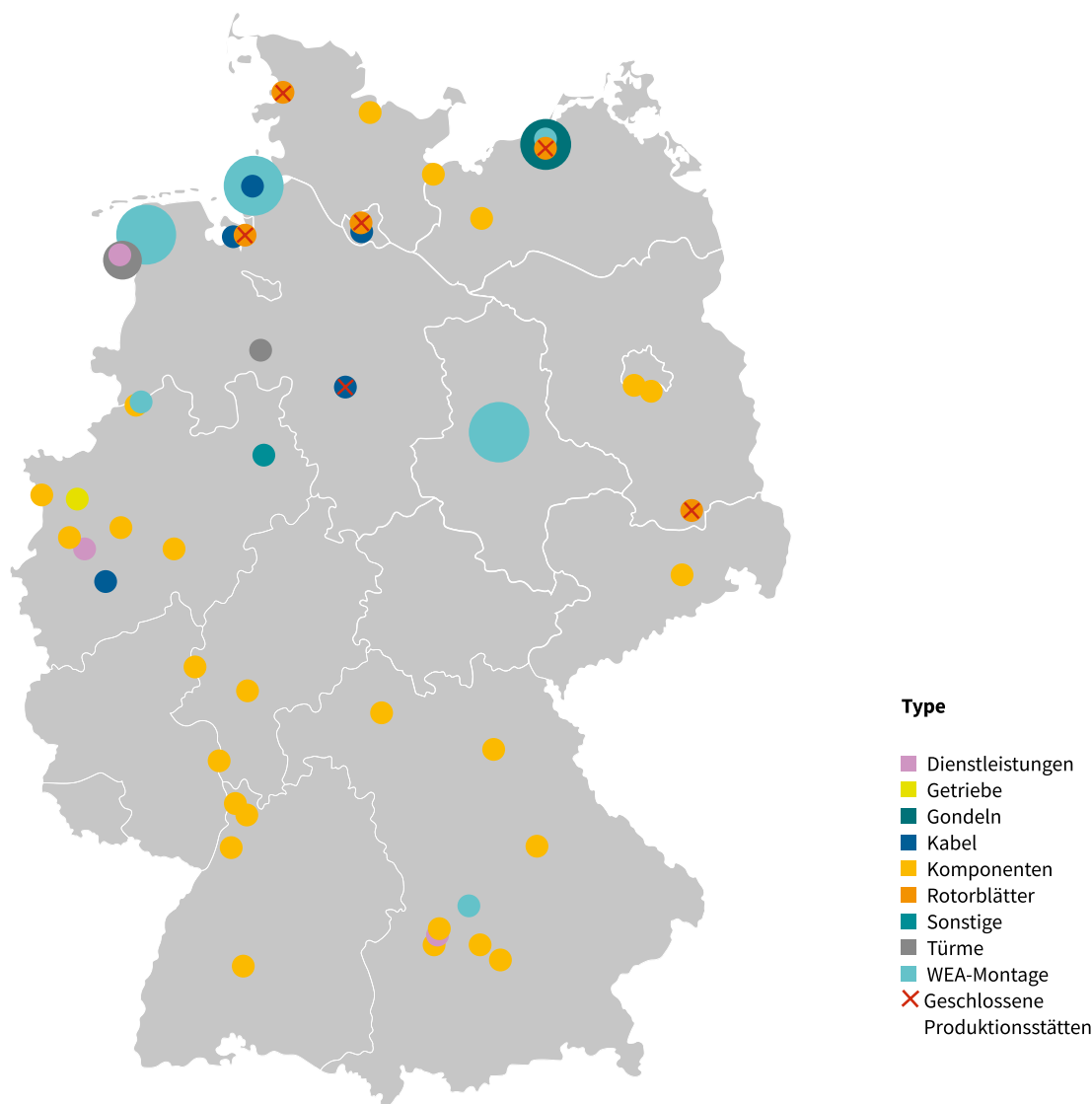


Abbildung 6 Übersicht über Produktionsstätten für die Windenergie an Land in Deutschland³⁰

²⁸ IAEW und RWTH Aachen 2022.

²⁹ Deutsche WindGuard 2022.

³⁰ Eigene Darstellung basierend auf WindEurope 2022.

den Küstenregionen zu finden. In Europa bestehen insgesamt hohe und diversifizierte Fertigungskapazitäten für Windenergie.

Die Hersteller von Windenergieanlagen, die zu einem wesentlichen Teil den deutschen Markt bedienen, sind beispielsweise Enercon, Vestas, Nordex, GE Wind Energy und Siemens Gamesa sowie auch kleinere Hersteller wie VENSYS Energy und eno energy. Daneben gibt es in Deutschland zahlreiche Zuliefererunternehmen, die für die Komponentenproduktion von großer Bedeutung sind.

Abbildung 6 gibt eine Übersicht über Produktionsstätten von Anlagen und Komponenten für die Windenergie an Land in Deutschland. Mit „X“ gekennzeichnete Stellen markieren in den letzten Jahren geschlossene Werke. Geschlossen wurden unter anderem Standorte der Nordex Group in Rostock (Rotorblattproduktion mit rund 600 Beschäftigten)³¹, von Vestas in Lauchhammer (Rotorblattproduktion mit rund 500 Beschäftigten)³², von Nexans in Hannover (Kabelhersteller mit 500 Beschäftigten)³³ und von Adwen in Bremerhaven (Rotorblattproduktion mit 480 Beschäftigten)³⁴. Diese Werke wurden innerhalb der letzten vier Jahre geschlossen. Insgesamt verloren rund 2.080 Beschäftigte ihren Arbeitsplatz.

Beschäftigungssituation

Im Jahr 2016 hatte die deutsche Windindustrie rund 163.000 Beschäftigte, davon etwa 120.000 im Bereich der Windenergie an Land. In den Folgejahren hat es einen Rückgang der Beschäftigtenzahl gegeben, sodass in 2019 in der gesamten Windindustrie nur noch 105.700 Personen beschäftigt waren.³⁵ Das entspricht einem Rückgang von 35 Prozent seit dem Jahr 2016. Die Schließungen von Produktionsstätten in den letzten drei Jahren sind entsprechend noch nicht inkludiert. Durch die Werksschließungen verringern sich die heimischen Produktionskapazitäten. Neben der Sorge, die heimischen Ausbauziele nicht ausreichend bedienen zu können, besteht die Gefahr des Verlusts von Know-how, Wertschöpfung und Beschäftigung.

Der Personalabbau und die Werksschließungen haben auch eine direkte Verringerung der möglichen heimischen Produktionskapazitäten zur Folge. In der Vergangenheit konnte der große Windmarkt in Deutschland und dem benachbarten Ausland durch einen wesentlichen Teil mit hier angesiedelten Fertigungskapazitäten der Hersteller von Windenergieanlagen bedient werden.

4.2.3 Herausforderungen der deutschen und europäischen Onshore-Windenergie-Industrie

Bei der Produktion und Errichtung der Windenergieanlagen besteht aus Sicht der Stakeholder weiterhin die Gefahr, dass die bisherigen Regelungen nicht den nötigen Beschleunigungseffekt bringen. Dies ist für ein (investitions-)sicheres Marktumfeld jedoch erforderlich. In Frage gestellt wird, ob die Planungs- und Genehmigungsverfahren tatsächlich im nötigen Maße verkürzt werden können. Unsicherheiten existieren aus Sicht der Stakeholder auch darin, dass die Artenschutzkonflikte weiterhin zu Klageverfahren und Verzögerungen führen. Auch Hürden wie die mangelnde Digitalisierung der behördlichen Verfahren sowie ein akuter Personalbedarf in den Genehmigungsbehörden müssen adäquat adressiert werden, um die angestrebte Marktdynamik zu ermöglichen. Diese Themen standen zwar nicht im Zentrum der Fragestellungen des StiPE, wurden aber am Rande thematisiert und sind für das Gelingen der Energiewende maßgeblich.

Die ambitionierten Ausbauziele zum Ende dieser Dekade setzen zwar den Rahmen für den Hochlauf der Windenergie an Land, es bestehen jedoch vielschichtige Herausforderungen für die deutsche und europäische Windindustrie. Aufgrund der geringen Zubauvolumen der letzten Jahre sind Lieferketten und Produktionsstätten teils verlagert oder Kapazitäten zum Teil sogar gänzlich abgebaut worden (siehe auch 4.2.2).

Status quo bestehender Produktionsstandorte

Nach Aussagen der Stakeholder sind die Produktionskapazitäten bei den Herstellern derzeit nicht ausgelastet. Dies ist zu erklären mit der geringen Nachfrage in Deutschland, aber auch im benachbarten Ausland. Im Falle des zeitnahen Markthochlaufs wären Produktionssteigerungen zunächst mit der bestehenden Infrastruktur (z. B. durch enger getakteten Schichtbetrieb in den Produktionsstätten) möglich. Eine Erweiterung bzw. der Neubau von Werken und damit Kapazitäten ist jedoch aufgrund der fehlenden Marktdynamik bei keinem der im StiPE involvierten Unternehmen geplant. Zwar bestehen bisher keine Engpässe bei den Produktionskapazitäten, es gibt jedoch bereits Einschränkungen bei der verlässlichen Zulieferung von Komponenten. Diese nicht ausreichenden Produktionskapazitäten betreffen insbesondere Komponenten wie Gussteile, Turmsegmente oder Elektronik wie zum Beispiel Chips. Zudem stellt sich die Frage, wie die Produktion von Anlagen und Komponenten bei einem voraussichtlich erst langsam hochlaufenden Zubau zum einen gehalten und zum anderen im benötigten Maße entsprechend rechtzeitig ausgebaut werden kann.

³¹ Norddeutscher Rundfunk 2022.

³² Rundfunk Berlin-Brandenburg 2022.

³³ Hannoversche Allgemeine Zeitung 2019.

³⁴ Die Tageszeitung 2018.

³⁵ Strom-Report 2022.

Aktuell laufen die Planungs- und Umsetzungsschritte folgendermaßen ab: Die Projektentwickler bzw. Betreiber erteilen den Auftrag an den Hersteller von Windenergieanlagen erst nach Erhalt der Genehmigung und des Zuschlags im Ausschreibungsverfahren. Erst im Anschluss ordern die Anlagenhersteller die benötigten Komponenten bei ihren Zulieferern. Windenergieanlagen werden somit stets nur nach Auftrag gefertigt. Ein Vorhalten einzelner Komponenten oder gar ganzer Anlagen ist aus Sicht der meisten Stakeholder aus der Anlagenfertigung nicht machbar. Der Grund hierfür ist, dass Windenergieanlagen stets typenspezifisch beauftragt und gefertigt werden, da die Genehmigungen auch für eine bestimmte Typenklasse erfolgen. Im 1. Halbjahr 2022 waren die beiden am häufigsten errichteten Anlagentypen die Enercon E-138 (16 Prozent Marktanteil) mit einer Nennleistung von 4,2 MW und die Vestas V136 (13 Prozent Marktanteil) mit einer Nennleistung von 4,2 bzw. 3,45 MW, je nach Ausführung.³⁶

Erschwerend zu der Situation der potenziellen Lieferschwierigkeiten einzelner Komponenten kommt daher hinzu, dass die Komponentenzulieferer erst spät im Prozess der Windenergieprojektentwicklung Aufträge erhalten. Für die Zulieferer bedeuten die Verzögerungen aus dem Prozess der Planung und des Anlagenbaus sowie die damit verbundene Unsicherheit über die abgenommenen Mengen große Probleme für die Planungssicherheit.

Werksschließungen und Stellenabbau sind Ausdruck eines geschwächten Windindustriestandorts Europa. Vielfältige Kostensteigerungen im Umfeld eines internationalen Kostensenkungswettbewerbs tragen dazu bei, dass alle Hersteller mit der Produktion von Anlagen Verluste verzeichnen müssen. Die Hersteller von Windenergieanlagen versuchen, die gestiegenen Kosten in der Regel durch höhere Verkaufserlöse und somit eine Steigerung bei den Preisen für Windenergieanlagen weiterzugeben, um kostendeckend produzieren zu können. Diese gestiegenen Kosten müssen die Projektentwickler bzw. späteren Betreiber eines Windparks in ihr Projekt einpreisen. In der aktuellen Ausschreibungssystematik sind die möglichen Umsätze durch den verankerten Höchstwert weitgehend gedeckelt. Die Steigerung der Produktionskosten reduziert folglich die Gewinnmarge der Windenergieprojektentwickler. Unterzeichnete Ausschreibungen kommen mitunter auch dadurch zustande, dass Projektierer die Pönalen bei nicht fristgerechter Realisierung fürchten und trotz erteilter Genehmigung erst an einem späteren Ausschreibungstermin teilnehmen. Es ist davon auszugehen, dass einige Projektierer aktuell darauf warten, dass die Kosten wieder sinken und auch die Engpässe sich weiter entschärfen.

Aktuell treffen insbesondere die erhöhten Kosten für Strom und sonstige Energieträger die europäischen Hersteller bzw. ihre Zulieferer schwer. Zudem sorgen die pandemiebedingten Lieferengpässe für Verzögerungen und mangelnde Verfügbarkeit von Transport- und Logistikkapazitäten. Dies schlägt sich in den Preisen nieder und drückt sich in einer Versechsfachung der Frachtkosten seit 2020 aus. Auch die gestiegenen Beschaffungskosten für Rohstoffe erhöhen den Preisdruck für Hersteller und Komponentenzulieferer.

Transport und Logistik

Einige Stakeholder benennen auch den Transport und die Logistik von Komponenten und Windenergieanlagen als wachsende Herausforderung. Die Transportgenehmigungen sind bürokratisch komplex und entsprechend zeit- und ressourcenintensiv. Auch ist ein Anstieg der Kosten für Logistik und Transportkapazitäten zu verzeichnen. Erschwerend kommt hinzu, dass zunehmend sanierungsbedürftige Infrastruktur wie Straßen und Brücken die Transportwege verlängert. Die Lage bei der Verfügbarkeit von Kränen für Transport und Errichtung der Anlagen ist derzeit angespannt.³⁷

Planungsunsicherheit und drohende Abwanderung

Verstärkt werden diese nachteiligen Bedingungen für die europäische Produktion durch die bereits beschriebene unzureichende Marktdynamik mit sehr geringen Zubauzahlen. Die EEG-Mittelfristprognose der Übertragungsnetzbetreiber, die bis Ende 2024 von einem jährlichen Brutto-Zubau von unter 3 GW ausgeht, wird von den im StiPE beteiligten Herstellern bestätigt. Zubauraten über dem Niveau früherer Jahre werden darin erst ab dem Jahr 2026 erwartet. Auch zeigen die Prognosen der Hersteller deutliche Skepsis gegenüber den positiven Effekten des Osterpakets auf die Planbarkeit der Nachfrage. Die Ausweisung ausreichender Flächen wird mehrheitlich als zu spät bewertet und die Beschleunigungswirkung bei Planungs- und Genehmigungsverfahren mindestens hinterfragt. Die Stakeholder betonten, dass eine Erhöhung der Kapazitäten nur bei steigendem Marktvolumen erfolgt und wenn Ziele in Projekt- und Auftragsvolumen übersetzt werden.

Die Folge sind Verlagerungen von Produktionsstätten ins bzw. Neueröffnungen im Ausland mit vorteilhaften Fertigungsbedingungen. Gerade in einer Branche wie der Windindustrie, in der die Komponenten extrem groß, lang (z. B. Rotorblätter) und schwer (z. B. Generatoren, Großwälzlager) sind, scheint eine relative geografische Nähe zum Errichtungsstandort sinnvoll und auch aus klimapolitischer Perspektive vorzugswürdig. Eine gesicherte lokale Nachfrage ist somit ein Standortvorteil für die Investitionsent-

³⁶ Fachagentur Windenergie an Land 2022.

³⁷ VDMA Power Systems 2022b.

scheidung. Aus betriebswirtschaftlicher Perspektive sind andere Weltregionen, allen voran China mit über der Hälfte des globalen Windenergiezubaues in 2021, derzeit klar zu bevorzugen.³⁸

Rahmenbedingungen für neue Produktionsstandorte

In der derzeitigen Situation, in der Produktionskapazitäten aufgrund der oben beschriebenen Gründe eher reduziert werden, spielt die Schaffung neuer Produktionsstandorte keine Rolle in den Überlegungen der Hersteller. Neue Produktionswerke für Windenergieanlagen benötigen eine Realisierungszeit von ein bis zwei Jahren und können somit vergleichsweise schnell gebaut werden. Hierfür sind wie auch bei anderen Bauvorhaben die Standortsuche und der Genehmigungsprozess von Bedeutung. Für die Frage nach dem Hochlauf der Kapazitäten ist aber auch relevant, wie schnell Zuliefererunternehmen neue Standorte und Werke umsetzen können. In einem Hintergrundgespräch mit einem Großwäzlager-Hersteller wurden hier zwei Jahre als untere Grenze für die Neurealisierung genannt. Sowohl der Bau eines entsprechenden Fundaments als auch die Lieferzeit der Spezialmaschinen erhöhen die Realisierungszeit im Vergleich zu anderen Fertigungsstätten.

Für die mittel- bis langfristige Sicherstellung werden daher Instrumente relevant sein, die die Nachfrage sichern und damit planbar machen. Die notwendigen Schritte gilt es aus Sicht der Stakeholder bereits sehr bald anzustoßen. Aus Sicht der Hersteller von Windenergieanlagen sind wesentliche Instrumente stärker im europäischen als im nationalen Rahmen zu verankern. Die Förderung neuer Produktionskapazitäten sollte in einer europäischen Industriestrategie verankert werden.

Importe und bestehende Abhängigkeiten

Die Frage nach Importen und Handelshemmnissen ist eng verknüpft mit der Rohstoffthematik (siehe folgender Abschnitt). Gerade bei einfachen Stahlkomponenten besteht eine starke Abhängigkeit vom asiatischen Markt, da weder die entsprechende Qualität noch die nötige Quantität aus europäischen Quellen verfügbar sind. Auch bei Seltenen Erden und Halbleitern ist die Windenergiebranche hochgradig auf Importe angewiesen.

Die Abhängigkeit entlang der Wertschöpfungskette (auch als Zuliefererpyramide mit Tier-1, Tier-2, Tier-3 usw. bezeichnet³⁹) nimmt laut Aussagen der Stakeholder mit der Wertschöpfungsebene der Produkte stark zu. So stammen Bestandteile der Tier-3 oder darunter, die wiederum für die Herstellung von Komponenten notwendig sind, zu zunehmenden Anteilen aus dem Ausland. Daher bestehen hier deutlich stärkere Importabhängigkeiten als bei Komponenten der Ebene Tier-1 (Lager, Getriebe, Türme o. Ä.). Große Abhängigkeiten gibt es hier auch allgemein an erster Stelle

von Produzenten aus China und an zweiter Stelle aus Indien oder anderen asiatischen Ländern. Der Trend in diese Richtung nimmt nach Aussagen der Stakeholder aktuell zu. Dies wurde auch von Zulieferern bestätigt. Teils haben auch die größeren deutschen Zuliefererunternehmen in jüngster Vergangenheit eigene Werke oder gemeinsame Werke mit Kooperationspartnern im Ausland eröffnet.

Teilweise stellen Zölle ein Handelshemmnis bei den Importen dar und verschärfen die Kostensituation für Anlagen- und Komponentenhersteller. Beispielhaft zu nennen sind hier Strafzölle auf Aluminium aus Russland oder Zölle auf Stahlbleche aus China.

Aktuelle und künftige Rohstoffsituation

Für die Herstellung von Windenergieanlagen werden eine Reihe von Rohstoffen benötigt – die größten Mengen vor allem bei Beton, Stahl, Gusseisen, Carbon- und Glasfaserkunststoffen, Zink und Polymeren. Die Seltenen Erden Neodym und Dysprosium sind bedeutsam für die Generatortypen mit Permanentmagneten. Kupfer braucht es für alle Generatoren. Aluminium und Stahl werden für die Gondeln und Türme benötigt, letztere benötigen außerdem Beton. Die Rotoren bestehen aus Carbon- und Glasfaserkunststoffen.⁴⁰

In der Windindustrie werden somit einerseits Rohstoffe wie Stahl, Kupfer und andere Metalle sowie beispielsweise Verbundstoffe für die Rotorblätter, Seltene Erden für die Elektronik und Beton für die Fundamente verarbeitet. Andererseits sind Teile wie Messtechnik, Hydraulik, Schaltanlagen oder Stellmotoren Kennzeichen für eine tiefe, äußerst internationalisierte Lieferkette.

Potenziell kritisch ist die weltweite Marktlage bei Seltenen Erden, aber auch bei Aluminium und Rohstahl, bei denen China die globale Produktion dominiert, sowie bei Chromit, das größtenteils in Südafrika gefördert wird.⁴¹ Aluminium ist relevant für die Fertigung von Kabeln und Leitermaterial und potenziell begrenzt verfügbar. Außerdem stellt Sand für die Betonfundamente und Türme einen zunehmend raren Rohstoff dar.

Die Preise von Rohstoffen und Vorprodukten stiegen in der Vergangenheit immens. Die Kosten und die generelle Verfügbarkeit von Rohstoffen können aber entscheidenden Einfluss auf das Erreichen der Ausbauziele in Deutschland haben. Hervorzuheben sind schon heute Lieferengpässe oder enorme Kostensteigerungen bei Stahl (Verdopplung bis Verdreifachung in kurzer Zeit) und Seltenen Erden wie Neodym und Dysprosium.⁴²

Der Kostenanstieg liegt besonders in den geopolitischen Spannungen rund um den Ukraine-Krieg sowie in den pandemiebe-

³⁸ Global Wind Energy Council 2022.

³⁹ Die Bezeichnung stammt vom englischen „tier“ für „Ebene“ oder „Rang“

⁴⁰ Global Wind Energy Council 2022.

⁴¹ DERA 2022.

⁴² VDMA Power Systems 2022a.

dingten Schutzmaßnahmen in China begründet. Darüber hinaus gefährden die hohen Energiekosten die Rentabilität und somit mittel- bis langfristig den Betrieb von energieintensiven Produktionsstätten wie Schmelzen in Deutschland und Europa.

Handelspolitische Instrumente

Die Einführung eines CO₂-Grenzausgleichs (Carbon Border Adjustment Mechanism) insbesondere für grünen Stahl könnte die europäische Produktion besserstellen, da die heimische Produktion zumeist weniger kohlenstoffintensiv ist. Insbesondere die energieintensive Produktion von Stahl, der in der Windenergieindustrie in großen Mengen benötigt wird (107–132 t/MW)⁴³, wird die Kostensituation bei Zulieferern und OEM in Zukunft stark beeinflussen. Die Stakeholder äußerten Bedenken und fürchten, dass die Kostensteigerungen aufgrund des Grenzausgleichs die Rentabilität der Produktion weiter einschränken könnte. Es bedarf der richtigen Ausgestaltung des Instruments, insbesondere im Zusammenspiel mit dem EU-Emissionshandel, damit ein „Level Playing Field“ für die Marktakteure geschaffen und eine Diversifizierung der Beschaffung unterstützt wird.

Die Rohstoffverfügbarkeit bzw. die Preissteigerungen sind nicht auf die Windindustrie begrenzt, sondern betreffen im Grunde alle Industriezweige, die um die Produktionsmittel konkurrieren. Daher ist es von Bedeutung, keine branchenspezifischen Maßnahmen zu veranlassen, sondern den Sektor in eine übergreifende industriepolitische Strategie einzubetten.

4.2.4 Handlungsoptionen aus den Dialogformaten

Das Ergreifen von Maßnahmen zur Unterstützung der Hersteller von Windenergieanlagen und ihren Komponenten in Deutschland ist aus Sicht der Stakeholder von hoher Dringlichkeit und muss schnellstmöglich erfolgen. Andernfalls ist das Erreichen der Ausbauziele und damit auch der Klimaziele für 2030 massiv bedroht. Neben der dringenden Notwendigkeit weiter beschleunigter und vereinfachter Planungs- und Genehmigungsverfahren (für Neuanlagen und Repowering) sowie höherer Flächenverfügbarkeit für die Errichtung von Windenergieanlagen sind folgende, auf Aussagen der Stakeholder basierende Handlungsoptionen denkbar und zu diskutieren.

Übergeordnet wurde hervorgehoben, wie entscheidend die Verfügbarkeit von Strom aus erneuerbaren Energien in Zukunft sein wird. Hierfür seien der weitere Ausbau und auch eine funktionierende Erneuerbare-Energien-Industrie von großer Bedeutung. Die Einstufung der Energiewende-Branchen, inklusive der Windenergie, als systemrelevant wurde von den Stakeholdern mehrfach als vordergründig wichtig genannt. Dies stelle eine Basis für eine aktive Wirtschaftspolitik dar. So würde der Wind-

energiebranche eine angemessene Rolle zum Beispiel bei Verteilungsfragen bei akuter Rohstoffknappheit zukommen. Es hätte außerdem die vorteilhafte Komponente, für einen faireren Wettbewerb mit den Weltregionen zu sorgen, die ihre eigene Branche heimisch stärker protegieren. Eine Möglichkeit wäre laut Stakeholderaussagen, die Branche in die Recovery- und Resilience-Pläne der Europäischen Union aufzunehmen.

Im globalen Wettbewerb ist es für Deutschland und Europa auf der einen Seite essenziell, (Rohstoff- und Vorproduktions-) Lieferketten durch Diversifizierung zu stabilisieren. Die Sicherstellung der Beschaffung von Materialien zu wettbewerbsfähigen Kosten ist eines der wichtigsten Kriterien aus Herstellerperspektive. Hierfür müssen eine effektive Rohstoffpolitik sowie Energie- und Rohstoffpartnerschaften und Handelsabkommen einen Beitrag leisten. Künftige Fragen wie die langfristige Abfederung hoher Kosten von grünem Stahl müssen unter Einbeziehung der Branche diskutiert werden. Strategische Partnerschaften mit verschiedenen Ländern, die als Rohstofflieferanten in Frage kommen, könnten dafür förderlich sein, einseitige Abhängigkeiten zu vermeiden. Hohe Potenziale bestehen zudem in einem stärkeren Einsatz von Recycling (siehe Handlungsempfehlung 11).

Um Lieferengpässe bei kontinuierlich wachsendem Ausbaumolumen zu vermeiden und die Sicherung von Transportkapazitäten und Logistik zu erreichen, sollten Genehmigungen beim Transport von Windenergieanlagen einerseits vereinheitlicht und beschleunigt werden, zum anderen bedarf es einer stärkeren Digitalisierung. Es sei eine Verbesserung der Bedingungen für genehmigungspflichtige Transporte in Deutschland notwendig, um die reibungslose Lieferung von Onshore-Windenergieanlagen von den Produktionsstandorten zu den Errichtungsorten zu gewährleisten.⁴⁴

Eingebracht wurde auch ein flexibler Ansatz für Tarife und Zölle, um auf exogene Schocks zu reagieren und weitere Barrieren abzubauen. Beispielsweise ist das Beibehalten der EU-Stahltarife, nachdem die USA ihre Tarife abgeschafft haben, aus Sicht einiger Branchenvertreterinnen und -vertreter unverständlich. So seien Antidumping und Antisubventionsmaßnahmen der EU unstrittig, es brauche aber Augenmaß und Überprüfung der Definition von Unionsinteressen.

Daneben wurden Grenzausgleichsmechanismen wie CBAM (Carbon Border Adjustment Mechanism) oder ein Klimaclub, die bei richtiger Ausgestaltung höhere Aufwendungen in Europa zur CO₂-Minderung gegenüber außereuropäischer Konkurrenz schützen können, diskutiert. Es sei unabdinglich, Wettbewerbsnachteile für die europäische Produktion zu vermeiden. Um europäische

⁴³ Global Wind Energy Council 2022.

⁴⁴ VDMA Power Systems 2022b.
Weitere Vorschläge dazu wurden auch in folgenden Positionspapieren formuliert: VDMA Power Systems 2021, VDMA Power Systems und Bundesfachgruppe Schwertransporte und Kranarbeiten 2022.

Produktion zu unterstützen, sei die gesamte Wertschöpfungskette (Downstream) zu betrachten. Außerdem müsse dies gemäß den Regeln der WTO ausgestaltet sein, um Gegenmaßnahmen zu verhindern.

Staatliche Garantien zur Absicherung der Produktion

Eine Absicherung der Abnahme von Windenergieanlagen könnte über Kreditbürgschaften durch den Bund erfolgen (gegebenenfalls nach dem Vorbild von Hermesbürgschaften). Diese würden es ermöglichen, den Komponenteneinkauf und die Anlagenproduktion schon vor finaler Erteilung des Zuschlags in den Ausschreibungen und vor allem bevor ein Kaufvertrag zwischen dem Projektentwickler und dem Hersteller geschlossen ist, zu beginnen. Aktuell beginnt die Anlagenproduktion erst nachdem das Projekt einen Zuschlag erhalten und der Hersteller einen Auftrag vorliegen hat. Dies bedeutet eine starke Verzögerung zwischen der Planung von Windparks und der eigentlichen Anlagenproduktion. Neben der Beschleunigungswirkung könnten auch eventuelle kurzzeitige Lieferengpässe abgemildert werden. Mit den Bürgschaften einhergehen würde eine kostendeckende Kompensation des Herstellers durch den Staat, sollte das Projekt nicht realisiert und die Anlage nicht in einem anderen Projekt genutzt werden. Vertraglich sollte eine entsprechende Flexibilität festgehalten werden, die auch einen Absatz mit einem anderen Projektentwickler ermöglicht. Ziel dieser Maßnahme ist die frühere Auslösung der Produktion und letztlich die frühere Inbetriebnahme der Windenergieanlagen. Eine weitere konkretere Ausgestaltung und Prüfung eines solchen Instruments erscheint sinnvoll und wird daher in der Handlungsempfehlung 7 konkretisiert.

Staatliche Abnahme von Windenergieanlagen

Diskutiert wurde auch eine staatliche Abnahme von Windenergieanlagen, die einen Kauf von Anlagen mit staatlichen Mitteln bedeuten würde. Zum Instrument der staatlichen Abnahmegarantien für Windenergieanlagen gab es im StiPE keine brancheneinheitliche Position. Während einige Stakeholder das Instrument für unpraktikabel und nicht umsetzbar halten, sehen andere darin durchaus Potenzial. Grundsätzlich bringt eine dadurch möglicherweise angereizte Produktion „auf Halde“ viele Fragen mit sich, da Windenergieanlagen aktuell für konkrete Standorte, nicht aber in Serie gefertigt werden. Der Ansatz wurde im StiPE-Prozess nicht weiter vertieft, da die Umsetzung einer staatlichen Garantie für die Anlagenproduktion als praktikabler eingeschätzt wird.

Ausschreibungserweiterung um qualitative Kriterien

Eine eher langfristige Option ist die Erweiterung des Ausschreibungsdesigns um nicht monetäre Aspekte bei Windenergie an Land. Beispiele hierfür sind der CO₂-Fußabdruck der Anlagen bzw. der Komponenten oder auch Anforderungen an soziale, nachhaltige Kriterien. Letztere reizen indirekt an, dass ein gewisser Teil der Wertschöpfung während der Produktion in Deutschland bzw. Europa erfolgt, und können damit für eine Verbesserung des

„Level Playing Field“ sorgen. So könnte die Nachfrage nach deutschen bzw. europäischen Anlagen gestärkt werden. Diskutiert haben die StiPE-Beteiligten dieses Instrument auch für die Ausschreibungen von Windenergie auf See.

Aus Sicht der Stakeholder wurde eine europäische Betrachtungsweise auch eindeutig gegenüber einer lokalen präferiert. „Local Content“-Vorgaben wurden im Rahmen des StiPE sowohl in Bezug auf die Windenergie als auch im Kontext der anderen Technologien diskutiert. Der weit überwiegende Teil der Stakeholder lehnt „Local Content“-Kriterien als nicht förderlich und grundsätzlich nicht mit handelsrechtlichen Vorgaben vereinbar ab. Es wurde aber auch erwähnt, dass es in Europa Marktteilnehmer gibt, die in ihren Heimatmärkten von solchen Regeln profitieren und hier faire internationale Wettbewerbsbedingungen erstrebenswert sind. Kurzfristig sei zudem zu bedenken, dass derartige Anforderungen möglicherweise das Angebot an Anlagen weiter reduzieren und somit weitere Engpässe kreieren könnten. Weitere Ausführungen zur Prüfung der Nutzung von qualitativen Kriterien sind in Handlungsempfehlung 2 zu finden.

Auch wurde eine Implementierung EU-weit harmonisierter Präqualifikationskriterien für Ausschreibungen von den Stakeholdern als sinnvoll erachtet. Diese würden zwar keine Kosten senken, allerdings das wettbewerbliche Gleichgewicht für europäische Fertigung herstellen können. Entsprechende Kriterien müssten klug strukturiert werden, um ihren Zweck zu erfüllen und Hindernisse für die Lieferkette zu vermeiden.

Aussetzen von Pönalen

Eine Möglichkeit, die Beteiligung an den Ausschreibungen zu erhöhen, wäre das Einräumen der Option, unter gewissen Umständen die in § 55 EEG verankerten Pönale bei Verletzung der Realisierungsfrist nicht zahlen zu müssen. Derzeit kommt es vor, dass genehmigte Projekte nicht am Ausschreibungsverfahren teilnehmen, weil aufgrund von Lieferengpässen befürchtet wird, nach Zuschlag die Anlage(n) nicht fristgerecht in Betrieb nehmen zu können. Sollte die Verzögerung nachweislich unverschuldet sein, könnte die Pönale entfallen. Diese Maßnahme wäre kurzfristig und vergleichsweise unkompliziert umsetzbar und sollte daher näher geprüft werden.

Rückwirkende Geltung der Anpassung des Referenzertragsmodells

Insbesondere Vorhaben an windschwachen Standorten sind von Kostensteigerungen betroffen. Daher wurde im EEG 2023 das Referenzertragsmodell angepasst und der Höchstwert für derartige Projekte erhöht. Da der Kostenanstieg jedoch auch und gerade seit Kriegsbeginn besonders Vorhaben betrifft, die 2022 an der Ausschreibung teilgenommen haben, sollte diese Anpassung auch für diese Projekte rückwirkend geltend gemacht werden.

Kapitalbereitstellung für die Hersteller von Windenergieanlagen

Zusätzlich zur Absicherung durch Bürgschaften könnte die Bereitstellung von zusätzlichem Kapital für Investitionen hilfreich sein. Ziel der Kapitalbereitstellung ist es, dass Hersteller in der Lage sind, frühzeitig ausreichend Komponenten und gegebenenfalls Rohstoffe zu beschaffen. Damit könnten durch die Absicherung der Hersteller auch positive Effekte für die Zulieferer der Hersteller von Windenergieanlagen eintreten. Auch das Aufsetzen von Förderprogrammen für den Ausbau von Produktionskapazitäten könnte unterstützend wirken. In diesem Zusammenhang wurde auch die Idee eines europaweiten „Scale up“-Fonds für die Windenergiebranche vorgebracht. Dieser würde auf Skalierungsaktivitäten abzielen, inklusive der nötigen Begleitinfrastruktur wie Schiffsflotten, Häfen, Kränen und Fachkräften. Er müsste von bestehenden EU-Programmen getrennt sein, konkret CAPEX- und OPEX-Investitionen stützen und als regulärer Anlagefonds gelten, nicht als EU-Rettungsgeld.

Unterstützung der Projektentwicklung durch Investitionszuschüsse

Da es darüber hinaus Bedarf an einer weiteren Unterstützung auf der Seite der Projektrealisierung gibt, könnte zur Erhöhung der Wirksamkeit parallel die Projektentwicklung zeitlich begrenzt mit Investitionszuschüssen angereizt werden. Ziel ist es, genehmigte und bezuschlagte Projekte schnell „auf die Straße“ zu bringen und somit auch die Produktion anzureizen. Dieses Instrument könnte der oben beschriebenen Situation der weiterhin unterzeichneten Ausschreibungen entgegenwirken. Hierfür wäre eine teilweise Übernahme bzw. staatliche Absicherung der Anlagenpreissteigerung, zum Beispiel in Form eines Investitionszuschusses („Wind-Beschleunigungszuschuss“), sinnvoll.

Dieser zeitlich begrenzte Investitionszuschuss, der an den Anlagenbetreiber ausgezahlt werden würde, könnte mehrere positive Wirkungen entfalten. Zum einen könnte die finanzielle Abfederung der aktuell erhöhten Investitionskosten bewirkt werden, zum anderen könnte er einer Risikoabfederung dienen, die auch vorteilhaft für die Finanzierung der Projekte wäre. Die derzeitigen hohen Marktwerte sollten ein weiterer Anreiz sein, entfalten jedoch offensichtlich keine ausreichende Wirkung, da die Ausschreibungen weiterhin unterzeichnet sind und auch der Zubau auf niedrigem Niveau bleibt.

Anhebung des Gebotshöchstwertes in Ausschreibungen

Eine kurzfristige Beschleunigungswirkung würde insbesondere eine rückwirkende Anhebung statt des in § 85a EEG vorgesehenen Mechanismus einer kalenderjährlich einmaligen Anhebung des Gebotshöchstwertes erzielen. Sie sollte rückwirkend erfolgen, denn falls nur künftige Zuschlagswerte indexiert werden, würde dies keine Wirkung auf die bereits bezuschlagte Windenergieleistung entfalten.

Indexierung der Rohstoffkosten

Um dem Risiko der steigenden Rohstoffkosten entgegenzuwirken, sollte eine Indexierung zudem schon in Ausschreibungen verankert und nicht erst durch nachträgliche Anpassungsoptionen ermöglicht werden. Dazu wäre der Zuschlagswert an die Rohstoffpreis-Indexierung zu binden (siehe Handlungsempfehlung 3).

Mehrfachprüfungen und deutsche Sonderregelungen

Aus Sicht einiger Stakeholder sind bürokratische Hemmnisse und Verwaltungshürden schnellstmöglich abzubauen. Dies beinhaltet eine Verschlinkung der Prüfungs- und Zertifizierungsprozesse. Eine Überprüfung des Mehrwertes wiederkehrender Prüfungen ist überfällig. Vielmehr sollte sich an internationalen Standards orientiert und Mehraufwände deutscher Sonderwege sollten vermieden werden, beispielsweise bei Vorgaben zum Korrosionsschutz und an Stahlbauten.

Sondertransporte vereinfachen

Für verschiedene Komponenten einer Windenergieanlage sind Sondertransporte notwendig, um sie von der Fertigungsstätte zum Projektstandort zu befördern. Die Genehmigung dieser Sondertransporte kann mehrere Monate dauern und ist in den vergangenen Jahren noch komplexer geworden. Das liegt daran, dass Genehmigungen aus jeder einzelnen Gemeinde auf dem Transportweg vor Beginn des Transports vorliegen müssen. Um eine Beschleunigung der Realisierungsphase zu erzielen, sollten die Erfordernisse verschlankt werden, etwa indem eine zentrale Stelle über die Transportgenehmigung entscheidet und sie ausstellt. Das Verfahrensmanagement für Großraum- und Schwertransporte (VEMAGS) bietet hier eine technische Grundlage, beruht aber weiterhin auf der Beteiligung und Zustimmung aller untergeordneten Behörden und führt daher regelmäßig zu einer unvorhersehbaren Ablehnung der Anträge.

Weitere nachfrageseitige Handlungsoptionen

Wenngleich nicht im Fokus des StiPE-Dialogs, aber vielfach von den Stakeholdern als höchst relevant dargestellt, ist die kurzfristige Sicherstellung der Nachfrage durch vereinfachte und beschleunigte Genehmigungsverfahren ein entscheidender Hebel. Dafür brauche es weitere Anpassungen im Bundesnaturschutzgesetz und Bundes-Immissionsschutzgesetz mit bundeseinheitlichen Standards sowie mehr Personal in Gerichten und Behörden. Auch das Instrument der „Genehmigungsfiktion“ könnte eine beschleunigende Wirkung entfalten. Hierbei würde das Genehmigungsverfahren zeitlich begrenzt und wenn bis zum Fristende keine Entscheidung vorliegt, gälte das Vorhaben als genehmigt. Dieses Instrument wurde aber auch von Stakeholdern kritisch gesehen, da es gegebenenfalls die Verunsicherung erhöhen könnte.

Es ist hervorzuheben, dass die Ziele aus EU Green Deal, REPower EU und dem Koalitionsvertrag nur zu erreichen sind, wenn klima-, energie- und wirtschaftspolitische Maßnahmen ineinandergreifen. Gerade bei der Windenergiebranche ist eine rein nationale Betrachtung nur begrenzt sinnvoll und die europäische Perspektive muss hier eingenommen werden.

4.3 Wind auf See

4.3.1 Darstellung der Wertschöpfungskette

Die Wertschöpfungskette für die Windenergie Offshore besteht aus einer Vielzahl von Stufen. Dabei ist sie mit der Wertschöpfungskette der Windenergie an Land weitestgehend gleichzustellen, muss aber wie in der folgenden Abbildung dargestellt um die Schritte der maritimen Wirtschaft und Infrastruktur ergänzt werden.

Sowohl die Technik als auch die Fertigung von Offshore-Windenergieanlagen lässt sich größtenteils mit der von Onshore-Windenergieanlagen vergleichen. Neben Komponenten wie Lagern, Getrieben, Generatoren, Elektrotechnik, Mess- und Steuerungstechnik, Rotorblättern und Türmen kommen zusätzlich unter anderem verschiedene Gründungsstrukturen zum Einsatz, die an den Betrieb auf See angepasst sind.

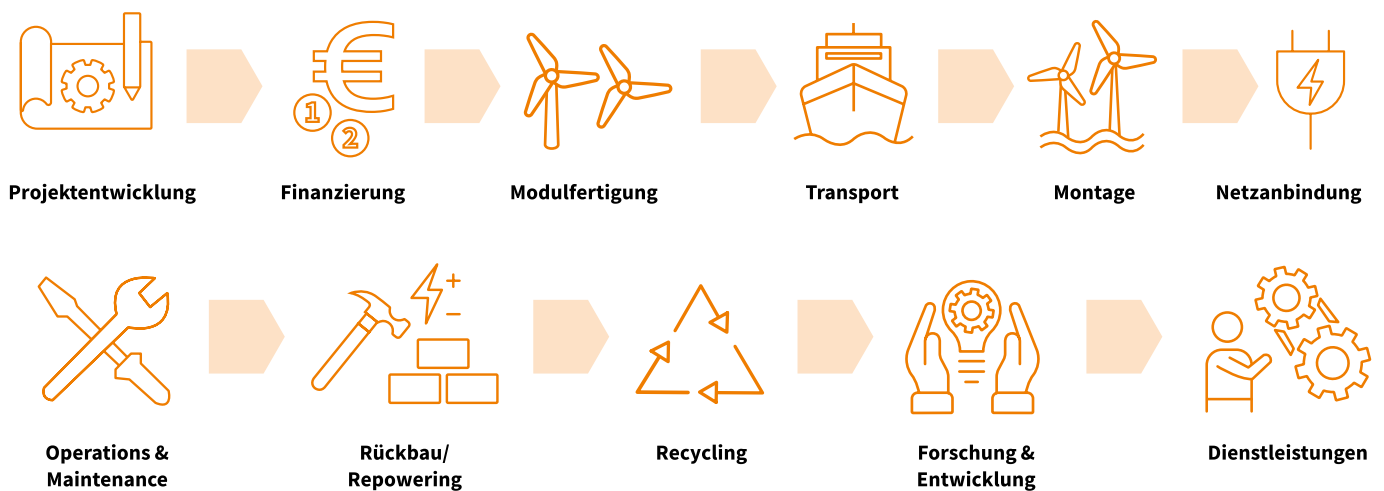


Abbildung 7 Wertschöpfungskette von Windenergieprojekten auf See⁴⁵

⁴⁵ Eigene Darstellung, Inspiration: The Noun Project 2022.



Unter den einzelnen Schritten der Wertschöpfungskette sind folgende Kernaktivitäten zu verstehen:

Projektentwicklung:

Fach- und Projektplanung, Gutachtenerstellung

Finanzierung:

Finanzierung durch Bankwesen

Anlagenfertigung:

Windenergieanlagen sowie Komponenten wie Lager, Getriebe, Generatoren, Elektro-, Mess- und Steuerungstechnik, Fundamente, Rotorblätter, Türme oder Spezialwerkzeuge

Transport:

u. a. Hafenzugang, Vormontage, Schiffsverkehr/-betrieb

Montage:

u. a. Baugrundaufbereitung, Verankerung, Installation, Bautätigkeit, Innerparkverkabelung mithilfe von Spezialschiffen

Netzanbindung:

u. a. Bautätigkeit und Netzanschluss

Operations & Maintenance:

u. a. Stromerzeugung, Service/Wartung, Management

Rückbau/Repowering/Recycling:

u. a. (De-)Installation, stoffliche Verwertung und Aufbereitung

Forschung & Entwicklung:

u. a. technologische Weiterentwicklung an Universitäten und Forschungseinrichtungen, Energiesystemanalyse

Dienstleistungen:

u. a. Stromvermarktung

Anders als bei Windenergieprojekten an Land muss ein Teil der Errichtung und Montage von Offshore-Windenergieanlagen vorgenommen werden, noch bevor die Anlage die Errichtungsfläche erreicht. So kann das Problem der kostspieligen und begrenzten Installationsmöglichkeiten auf See umgangen werden. Dies geschieht in der Regel in den finalen Verschiffungshäfen und betrifft zum Beispiel die Montage von Türmen und Rotorblättern.

Des Weiteren spielt die maritime Infrastruktur samt Häfen und Schiffen eine wesentliche Rolle in der Wertschöpfungskette von Windenergieprojekten auf See. Entsprechende Häfen sind der zentrale Ausgangspunkt für die Verschiffung und Errichtung von Offshore-Windenergieanlagen. Aufgrund ihrer Größe und Anbindung an die ländliche Transportinfrastruktur fungieren Häfen in der Regel außerdem auch als Standort für die Produktion sowie für Service- und Wartungsarbeiten. Es werden je nach Umsetzungsphase und Einsatzzweck verschiedene Schiffstypen benötigt. Dazu gehören unter anderem Erkundungsschiffe für die Baugrunduntersuchung, Baggerschiffe und Hubplattformen für die Errichtungsphase sowie Transport-, Wartungs- und Versorgungsschiffe für den Betrieb.

4.3.2 Markt- und Wettbewerbssituation

Rahmenbedingungen

Die Ausbaupfade für Windenergie auf See wurden im Zuge der Novellierung des Windenergie-auf-See-Gesetzes (WindSeeG) 2022 deutlich angehoben. Ziel ist es, die installierte Leistung auf 30 GW im Jahr 2030, 40 GW im Jahr 2035 und 70 GW im Jahr 2045 zu steigern. Der Fokus liegt dabei auf dem Ausschreibungsdesign der Flächenveräußerung sowie der Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsverfahren. Zukünftig wird der Ausbau der Windenergie auf See (Offshore) in zwei verschiedene Segmente aufgeteilt: Neben der Ausschreibung von bereits voruntersuchten Flächen werden künftig auch bisher nicht voruntersuchte Flächen ausgeschrieben.

Der Ausbau der deutschen Offshore-Windenergie hat sich seit der Ausbauspitze von 2,3 GW in 2015 reduziert und ist in 2021 und 2022 fast vollständig zum Erliegen gekommen, lediglich vereinzelte Offshore-Windenergieanlagen erhielten eine Kapazitätserweiterung.⁴⁶ Mitte 2022 waren in deutschen Gewässern 27 Offshore-

Windenergieprojekte mit insgesamt 1.501 Anlagen und einer Leistung von 7,8 GW in Betrieb. Grund für den Rückgang sind die herabgesetzten Ausbauziele früherer EEG-Änderungen, die sich aufgrund der langen Planungsvorläufe erst Jahre später in den Ausbauraten niederschlugen.

Aktuell befinden sich bereits genehmigte Projekte in der Bauphase, die noch Teil des Übergangssystems sind und ihren Zuschlag in den Ausschreibungsrunden in 2017 und 2018 erhalten haben. Im Rahmen der ersten Ausschreibungsrunde im zentralen Modell wurden in 2021 weitere Zuschläge für Projekte erteilt, wodurch bei erfolgreicher Umsetzung und Netzanbindung die installierte Leistung bis Ende 2026 auf knapp 12 GW gesteigert werden kann. Um jedoch das Ziel der Bundesregierung von insgesamt 30 GW bis 2030 zu erreichen, muss zum Ende der Dekade ein massiver Ausbau stattfinden. Abbildung 8 illustriert den nötigen Produktionshochlauf anhand der im Flächenentwicklungsplan festgehaltenen erwarteten Jahre der Inbetriebnahme. Ein derart sprunghafter Anstieg stellt die Hersteller vor Herausforderungen.

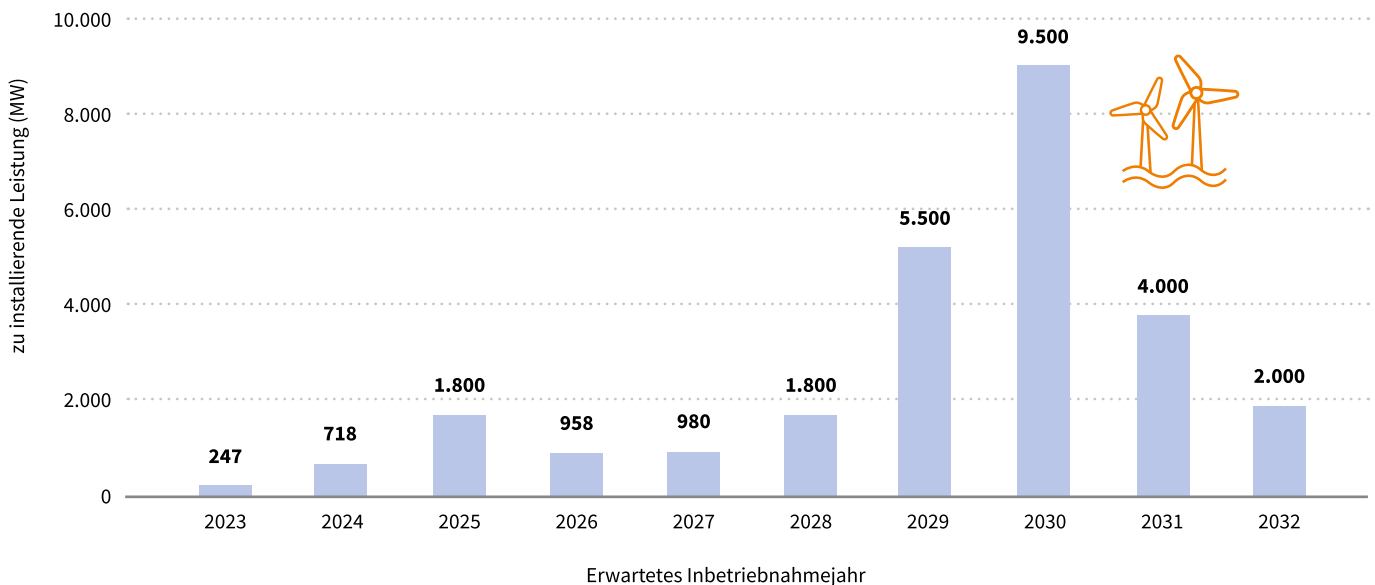


Abbildung 8 Erwartete Entwicklung der Offshore-Windenergie in Deutschland⁴⁷

⁴⁶ Deutsche WindGuard 2022.

⁴⁷ Eigene Darstellung basierend auf Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) 2022 und Deutsche WindGuard 2022.

Standorte und Fertigungskapazitäten

Abbildung 9 gibt einen Überblick über die in Deutschland vorhandenen Produktionsstätten für Windenergie auf See sowie ihrer Zulieferer. Wie der Karte zu entnehmen ist, sind die Wertschöpfungsketten der Windenergie auf See deutschlandweit verteilt. Die in Deutschland ansässigen Unternehmen, die sich auf die Produktion von Offshore-Windenergieanlagen spezialisiert haben, sind vor allem in den Küstenregionen zu finden. Komponentenhersteller sind hingegen auf ganz Deutschland verteilt, mit einer Konzentration auf West- und Süddeutschland. Unternehmen mit Fokus auf Transport und Montage sind größ-

tenteils im Norden angesiedelt.⁴⁸ Die Hersteller von Komponenten fertigen in der Regel für Windenergieanlagen sowohl an Land als auch auf See. Daher gibt es hier Überschneidungen zu den Produktionsstätten für Windenergie an Land.

Der geringe Zubau sowie die Marktunsicherheiten und der zunehmende Kostendruck der letzten Jahre haben einige deutsche Unternehmen dazu veranlasst, sich anderen Aktivitäten zuzuwenden, ihren Standort ins Ausland zu verlagern oder den Betrieb gänzlich einzustellen. So verringerte sich der Gesamtumsatz (einschließlich Exporten) in der Offshore-Windbranche zwischen

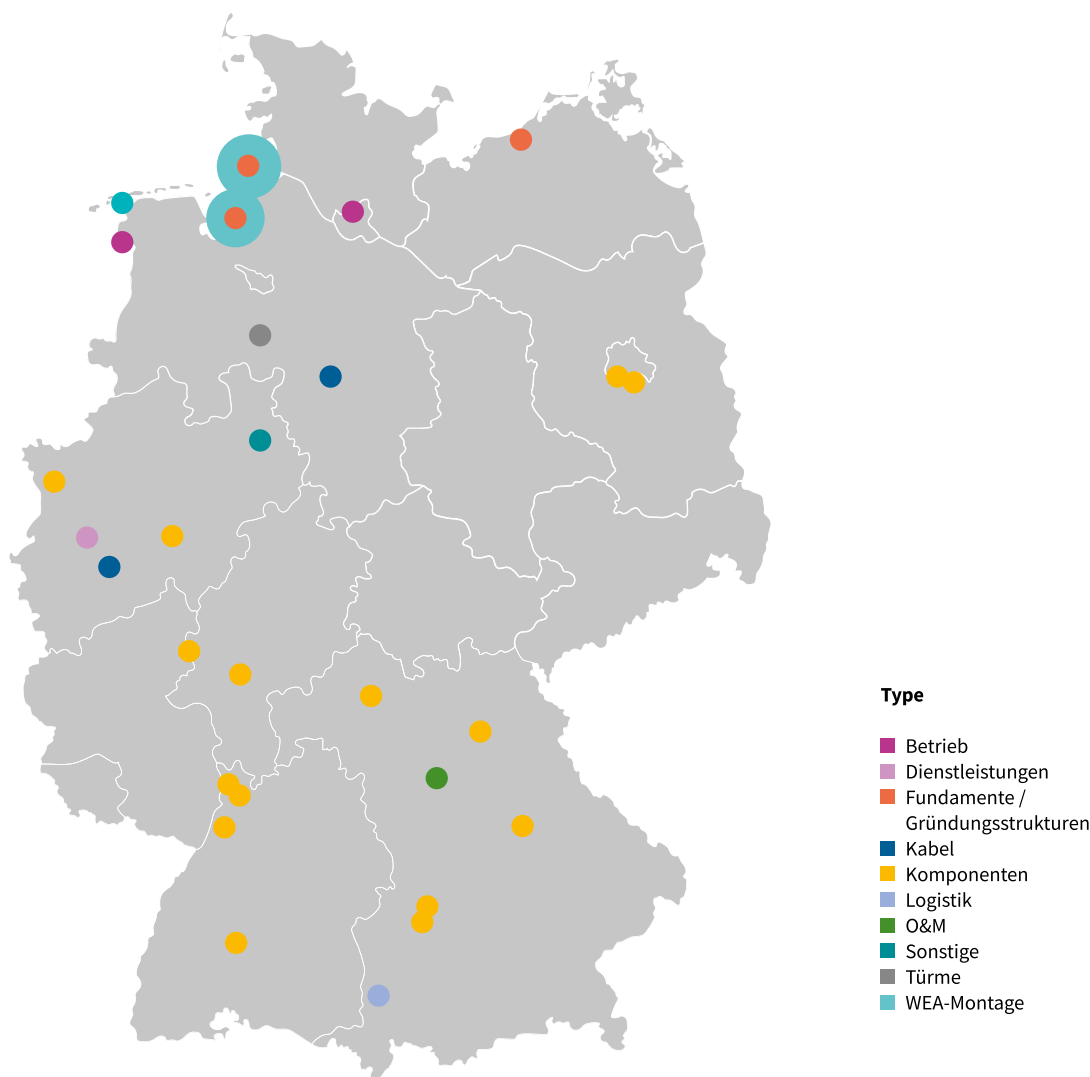


Abbildung 9 Übersicht über Produktionsstätten für die Windenergie auf See in Deutschland⁴⁹

⁴⁸ Wind:research 2019.

⁴⁹ Eigene Darstellung basierend auf WindEurope 2022.

2018 und 2020 von 9,8 auf 7,4 Milliarden Euro.⁵⁰ Zu den Produktionsstätten, die in den letzten Jahren in Deutschland geschlossen wurden, gehören PowerBlades in Bremerhaven, Adwen Blades in Stade, Nordex in Rostock (Rotorblätter), Ambau GmbH in Cuxhaven (Türme und Fundamente) und STRABAG Offshore Wind (Schwerkraftfundamente).⁵¹

Demnach kann die deutsche Industrie nicht alle Bereiche der Lieferkette ausreichend abdecken, insbesondere im Bereich des Turm- und Fundamentbaus sowie der Errichtungslogistik und der maritimen Infrastruktur. Für die Fertigung von Konverterplattformen existiert bisher kein Unternehmen in Deutschland.

Beschäftigungssituation

Im Jahr 2016 wies die Windenergiebranche rund 163.000 Beschäftigte auf, davon etwa 30.000 im Offshore-Bereich. Der im Kapitel Windenergie an Land (4.2.2) beschriebene Rückgang der Beschäftigtenzahl gilt auch für die Windenergie auf See. So waren zwischen 2018 und 2020 rund 3.000 Vollzeitkräfte weniger in diesem Bereich tätig.

Der Personalabbau und die Werksschließungen haben auch eine direkte Verringerung der möglichen heimischen Produktionskapazitäten zur Folge. In der Vergangenheit konnte die Nachfrage in Deutschland sowie im benachbarten Ausland weitestgehend mit hier angesiedelten Fertigungskapazitäten der Hersteller von Windenergieanlagen bedient werden. Im Hinblick auf die ambitionierten Ausbauziele wächst jedoch die Sorge, den Markt nicht ausreichend mit heimischen Fertigungskapazitäten bedienen zu können.

4.3.3 Herausforderungen der deutschen und europäischen Offshore-Windenergie-Industrie

Die festgeschriebenen Ziele zum Ende dieser Dekade setzen zwar den Rahmen für den Hochlauf der Windenergie auf See, es bestehen jedoch vielschichtige Herausforderungen für die Windenergieindustrie. Aufgrund des geringen Zubaus der letzten Jahre sind Lieferketten und Produktionsstätten teils verlagert oder Kapazitäten in Deutschland und der EU zum Teil sogar gänzlich abgebaut worden. Während derzeit nach Aussage der Hersteller von Windenergieanlagen keine Engpässe bei den Produktionskapazitäten bestehen, existieren auch bei der Offshore-Windenergie bereits Engpässe bei der verlässlichen Zulieferung von Komponenten. Um die zukünftig sehr hohe Nachfrage aus deutscher und europäischer Produktion bedienen zu können, müssen die Verfügbarkeit von Windenergieanlagen und ihren Komponenten sowie die zwingend notwendige Infrastruktur der Häfen mitsamt Transportschiffen sichergestellt werden.

Rahmenbedingungen für neue Produktionskapazitäten

Bei der Produktion und Errichtung der Windenergieanlagen besteht aus Sicht der Stakeholder weiterhin die Gefahr, dass die bisherigen Regelungen nicht den nötigen Beschleunigungseffekt mit sich bringen. Er ist für ein investitionssicheres Marktumfeld jedoch erforderlich. Es stellt sich die Frage, wie die Produktion von Anlagen und Komponenten bei einem voraussichtlich erst langsam hochlaufenden Zubau zum einen gehalten und zum anderen frühzeitig ausgebaut werden kann. Das aktuelle Nachfragerisiko aufgrund des geringen Ausbausvolumens in Deutschland beeinflusst die Investitionsbereitschaft der Unternehmen und damit konkret den Ausbau von Produktionskapazitäten.

In Anbetracht der zu erwartenden Ausbautwicklung der kommenden Jahre (siehe Abbildung 8) ist zum Ende des Jahrzehnts damit zu rechnen, dass die aktuellen Produktionskapazitäten die Nachfrage nicht decken werden. Die Herausforderungen, die sich hier mit Blick auf die Lieferketten und Produktionskapazitäten der Offshore-Windenergie ergeben, sind komplex und betreffen im Kern die auszubauende (Hafen-)Infrastruktur sowie die Knappheit bestimmter Rohstoffe für die Anlagen- und Komponentenerstellung. Aufgrund des hohen Bedarfs nach Windenergieanlagen auf See in absehbarer Zukunft und der langen Planungszeiten für neue Werke würde sich eine möglichst bald beginnende Planung von Standorten laut den StiPE-Beteiligten anbieten.

Hafeninfrastruktur

Die Errichtung von Offshore-Windenergieprojekten ist stark auf eine leistungsfähige Infrastruktur angewiesen. Für die deutsche und europäische Offshore-Windenergie sind die Häfen an der Nord- und Ostseeküste von zentraler Bedeutung. Wegen der Größendimension von Offshore-Windenergieanlagen und der damit verbundenen hohen Transportanforderungen eignen sich Häfen unter anderem auch als direkte Produktionsstandorte.⁵² In Deutschland befinden sich die wichtigsten Häfen für Produktion, Montage und Installation sowie für Umschlag und Transport von Offshore-Windenergieanlagen und ihren Komponenten in Cuxhaven, Wilhelmshaven und Bremerhaven. Lagerung, Umschlag und Verschiffung von Komponenten werden auch von Häfen in Emden, Brunsbüttel, Stade und Brake übernommen. Außerdem werden Betrieb und Wartung von vielen kleineren Häfen in unmittelbarer Nähe zu den Offshore-Windparks durchgeführt, beispielsweise auf Helgoland und Borkum sowie in Norddeich, Bismarck, Rostock und Saßnitz. In der Vergangenheit wurden jedoch viele Komponenten für deutsche Offshore-Windenergieprojekte über Eemshaven in den Niederlanden oder den dänischen Hafen Esbjerg geliefert und montiert.⁵³

⁵⁰ Eckhardt und Stenzel 2023.

⁵¹ Hanns-Böckler-Stiftung 2021.

⁵² Offshore-Windindustrie.de 2022.

⁵³ Eckhardt und Stenzel 2023.

Um die festgeschriebenen Ausbauziele zu erreichen und die lokale Wertschöpfungskette wieder zu stärken, müssen deutsche Häfen mit leistungsfähigen Infrastruktureinrichtungen wie Lastenkränen und Vorrichtungen zum Verladen und Anliefern ausgestattet werden. Sie sind insbesondere für den Ausbau in den Bereichen Montage, Installation und Umschlag notwendig. Außerdem wird der Wettbewerb um den Zugang zur Hafeninfrastruktur weiterhin wachsen, nicht zuletzt durch das Recycling von Altanlagen und die Produktion von grünem Wasserstoff. Dabei haben die drei Häfen in Cuxhaven, Wilhelmshaven und Bremerhaven das Potenzial für eine Erweiterung ihrer Offshore-relevanten Kapazitäten. Es bedarf daher massiver Investitionen für die Sicherstellung der benötigten Hafeninfrastruktur. Der rückläufige Ausbautrend hat jedoch die Investitionsbereitschaft privater Finanzierer in diesem Bereich gemindert und es ist zu überlegen, ob staatliche Unterstützungen vonnöten sind, so wie es beim Ausbau der LNG-Terminals jüngst der Fall war. In der Diskussion stehen außerdem die Einführung von Differenzkontrakten oder auch die Anpassung bestehender EU-Förderungen. Darüber hinaus sollte die Bundesregierung in Erwägung ziehen, die insolvente MV Werften in Rostock-Warnemünde mit anderen Akteuren finanziell zu unterstützen. Es handelt sich dabei um eine von zwei Werften in Europa, die die Kapazitäten besitzen, Konverterplattformen zu bauen, die wiederum elementar zum Erreichen der Ausbauziele sind.

Für die Realisierung von Offshore-Windenergieprojekten werden unterschiedliche Schiffstypen benötigt (siehe Kapitel 4.3.1). Durch den geplanten Zubau der Offshore-Windenergie und den voraussichtlich wachsenden internationalen Handel ist bei der Bereitstellung von Schiffen in den nächsten Jahren jedoch ein globaler Engpass zu erwarten. Schätzungen zufolge liegt eine Diskrepanz zwischen erwarteter Nachfrage und dem Angebot an Installationsschiffen, die für die Realisierung von Offshore-Windparks unerlässlich sind. Alleine das Fehlen der entsprechenden Schiffsflotte könnte die jährliche Ausbauproduktion um 3 GW reduzieren.⁵⁴ Da der asiatische Markt voraussichtlich vorerst seine eigene Nachfrage bedienen wird, ist es für Europa von strategischer Bedeutung, eigene Kapazitäten zu schaffen. Hier ergeben sich Chancen für einen erneuten Aufschwung im deutschen bzw. europäischen Schiffbau.

Aktuelle und künftige Rohstoffsituation

Für die Herstellung von Windenergieanlagen auf See werden weitestgehend die gleichen Rohstoffe wie für Windenergieanlagen an Land benötigt. Neben Beton, Stahl, Gusseisen sowie Carbon- und Glasfaserkunststoffen ist der gesicherte Zugang zu Zink und Poly-

meren von großer Bedeutung. In Kapitel 4.2.3 sind die wesentlichen Materialien in der Wertschöpfungskette für die Windenergie aufgeführt.

Die Rohstoffe, die zur Produktion der einzelnen Komponenten nötig sind, sind zum Teil nicht in ausreichendem Maße verfügbar bzw. sehr kostenintensiv. Es bestehen zudem mitunter starke Abhängigkeiten von einzelnen Lieferländern. Für die Fertigung von Windenergieanlagen auf See steht ebenfalls kurzfristig die Verfügbarkeit von Stahl im Fokus. Auf lange Sicht wird auch befürchtet, dass sogenannter grüner Stahl, der CO₂-neutral produziert wurde, nicht in ausreichendem Maße vorhanden ist. Auch die künftige Verfügbarkeit von Seltenen Erden (insbesondere Neodym und Dysprosium) sowie von Halbleitern wird kritisch bewertet. Besonders hiervon betroffen sind vor allem die Komponentenhersteller, aber auch die maritime Industrie einschließlich der Werften in Deutschland.

Da die verwendeten Materialien weitgehend identisch sind, decken sich die Erkenntnisse zur Kostenentwicklung bei der Windenergie an Land mit denen bei der Windenergie auf See. Die Kosten für Rohstoffe und Vorprodukte sind in der Vergangenheit stark gestiegen. Die Beschaffungspreise und die generelle Verfügbarkeit von Rohstoffen können indirekt Einfluss auf das Erreichen der Ausbauziele in Deutschland haben. Kapitel 4.2.3 fasst den starken Kostenzuwachs einiger Rohstoffe zusammen, die auch für die Offshore-Windenergie relevant sind.

4.3.4 Handlungsoptionen aus den Dialogformaten

Das Erreichen der deutschen Ausbauziele bis 2030 für die Windenergie auf See ist eine anspruchsvolle Aufgabe. Die langen Planungszeiträume und der entsprechend lange Vorlauf für Investitionsentscheidungen stellen eine besondere Herausforderung für die Hersteller von Anlagen und Komponenten dar. Im Folgenden werden von den Stakeholdern im Rahmen des Dialogprozesses eingebrachte Handlungsoptionen beschrieben.

Einige der für die Windenergie an Land genannten Maßnahmen sind auch auf die Windenergie auf See übertragbar. Aus Sicht der im Bereich der Offshore-Windenergie tätigen Stakeholder sind die Planbarkeit und ein gleichmäßiger, kontinuierlicher Markthochlauf, auch über 2030 hinaus, entscheidend für die Produktionsplanung. Es brauche daher eine größere Entzerrung der Ausbaumengen zum Ende der Dekade und ein klar formuliertes Mengengerüst. Darüber hinaus sei ein klares politisches Bekenntnis zu innereuropäischen Anlagen für die Windenergie auf See vonnöten, ohne die Sinnhaftigkeit von Importen außer Acht zu lassen.

⁵⁴ McKinsey & Co. 2022.

Die Einstufung als systemrelevante Branche könne hier ebenfalls vorteilhaft für die Sicherung von Produktionsstätten oder die Verfügbarkeit von Rohstoffen und Komponenten sein. Sie könnte hier speziell noch um die Bedarfe der Häfen und Werften erweitert werden. Es wurde weiterhin ein fehlendes „Level Playing Field“ gegenüber außereuropäischen Herstellern beschrieben. Daher sei zu prüfen, inwieweit handels- und/oder fiskalpolitische Instrumente genutzt werden können, um in Konkurrenz zu anderen Märkten treten zu können. Eine der diskutierten Möglichkeiten stellt die Einführung qualitativer Kriterien in den Ausschreibungssystemen dar (siehe Handlungsempfehlung 2).

Letztlich müsse auch die Ausweisung von Flächen auf Hafengrundstücken sowie in der Nähe der Häfen beschleunigt und erweitert werden. Es brauche eine konkrete Abschätzung der Anforderungen an jeden einzelnen Hafen, die der geplante Offshore-Ausbau sowie das Recycling von Altanlagen und der Hochlauf der grünen Wasserstoffproduktion mit sich bringen. Die enge Zusammenarbeit von Bund und Ländern ist diesbezüglich maßgeblich.

Monitoring und Förderung der benötigten maritimen Infrastruktur

Aus Sicht der Stakeholder bedarf es eines genauen Monitorings des Status quo sowie einer Abschätzung zukünftiger Bedarfe an Hafenflächen, Schiffsflotten, Substationen und Ähnlichem. Es ist zwar auch ohne diese konkrete Prognose absehbar, dass sich die nötigen Investitionen nicht allein durch die beteiligten Unternehmen schultern lassen, für die langfristige Planung braucht es aber eine bessere Kenntnis über die benötigten Bedarfe.

Weitere Ausführungen zu diskutierten Investitionshilfen über Strukturförderprogramme sind in Handlungsempfehlung 6 zu finden.

Qualitative Kriterien im Ausschreibungssystem

Von den StiPE-Beteiligten umfassend diskutiert wurde auch die Veränderung von Ausschreibungskriterien, die eine stärkere Berücksichtigung der Vorteile europäischer Hersteller für Windenergieanlagen zulassen. Momentan ist der niedrigste Gebotswert ausschlaggebend für den Zuschlag. Seit 2021 existiert in der EU

eine Richtlinie, die bei nationalen Auktionen eine Gewichtung von bis zu 30 Prozent der preisunabhängigen Kriterien ermöglicht.

Mögliche Vorteile einer Einführung von Kriterien in den Ausschreibungen, die keine reine Preiskomponente abbilden, wurden bereits im Kapitel zu Windenergie an Land (siehe Kapitel 4.2.4) beschrieben und sind ebenfalls Teil der Handlungsempfehlungen (siehe Handlungsempfehlung 2). Sie finden sich bereits im Wind-SeeG für die nicht zentral voruntersuchten Flächen in der deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone. Hier bestünde die Möglichkeit, mit einem noch größeren Fokus auf die CO₂-Intensität in den Produktionsprozessen und/oder die Recycelbarkeit der Anlagen(-komponenten) oder auch die Schaffung regionaler Arbeitsplätze eine indirekte Förderung europäischer Anlagenproduktion zu erwirken, da diese diesbezüglich Vorteile gegenüber außereuropäischen Herstellern aufweist. Die Einführung von „Local Content“-Klauseln wurde auch von den Offshore-Stakeholdern diskutiert. Hier gelten gleichermaßen die diesbezüglichen Ausführungen im Kapitel zu Windenergie an Land (siehe Kapitel 4.2.4) und in Handlungsempfehlung 2.

Streichung/Deckelung der Gebotskomponente in den Ausschreibungen

Der vorab beschriebene erhöhte Kostendruck für die Anlagenhersteller und Komponentenzulieferer reduziert die möglichen Profitmargen. Die Gebotskomponente im Ausschreibungssystem stellt einen zusätzlichen Kostenfaktor dar und verstärkt diesen Effekt. Die Komponente solle daher gänzlich gestrichen oder zumindest gedeckelt werden.

Einführung von Differenzkontrakten für Windenergieanlagen auf See

Sogenannte Contracts for Differences, bei denen ein nach unten und oben gedeckelter Vergütungskorridor für den Betreiber festgesetzt würde, könnten zumindest für einen Teil der geplanten Zubaumenge etabliert werden. Aus Sicht der Stakeholder würde damit mehr Planungssicherheit geschaffen und das spekulative Element in den Ausschreibungen limitiert. Eine Anpassung an die Inflation müsse bei den Differenzkontrakten mitgedacht werden.

4.4 Stromnetz

4.4.1 Darstellung der Wertschöpfungskette und der Komponenten

Das deutsche Stromnetz unterteilt sich in mehrere Spannungsebenen. Auf der Höchstspannungsebene befinden sich die „Stromautobahnen“ des Übertragungsnetzes, die mit 220 oder 380 Kilovolt (kV) betrieben werden. Hier werden auch Großkraftwerke und Offshore-Windanlagen eingespeist.

Darunter befindet sich das Verteilnetz, das wiederum verschiedene Netzebenen beinhaltet. An das Hochspannungsnetz mit 60 oder 100 kV werden auf der Erzeugerseite ebenfalls fossile Kraftwerke und Windparks sowie auf Verbrauchsseite industrielle Großabnehmer angeschlossen. Im Mittelspannungsnetz (1 bis 60 kV) finden sich Blockheizkraftwerke, Solaranlagen sowie Biomasse-, Wasser- und Windenergieanlagen. Hier sind außerdem industrielle und gewerbliche Verbraucher angeschlossen. Der Privathaushalt findet sich dann im Niederspannungsnetz (230 oder 400 V), zusammen mit kleinen Solaranlagen.⁵⁵

Wertschöpfungskette

Die Wertschöpfungskette von Stromnetzen unterscheidet sich je nach Komponente. Grundsätzlich gilt, dass Rohstoffe abgebaut, veredelt und zu Vorprodukten bzw. anschließend zu Stromnetzkomponenten verarbeitet werden. Das tatsächliche Stromnetz, ob oberirdisch, unterirdisch oder unter Wasser, muss geplant, genehmigt und montiert werden. Zuletzt spielen auch Fragen der Außerbetriebnahme und des Recyclings eine Rolle. Bei dem enormen Ausbaubedarf von erneuerbaren Energien in den nächsten Jahrzehnten muss die Rückgewinnung von wichtigen Rohstoffen von Anfang an mitgedacht werden, um zukünftigen Engpässen vorzubeugen. Dies ist besonders wichtig bei Stromnetzen, da sie eine sehr lange technische Lebenszeit von teils mehr als 50 Jahren haben.⁵⁶

Komponenten des Stromnetzes

Das Stromnetz besteht aus vielen unterschiedlichen Komponenten und weist daher eine hohe technische Komplexität auf. Diese Komplexität gilt es bei dem Versuch zu berücksichtigen, die Branche der am Auf- und Ausbau des Stromnetzes beteiligten Industrieunternehmen zu beleuchten. Der folgende Abschnitt stellt die elementaren Betriebsmittel überblicksartig vor.



Abbildung 9 Wertschöpfungskette von Stromnetzkomponenten⁵⁷

⁵⁵ Deutsche Umwelthilfe 2022.

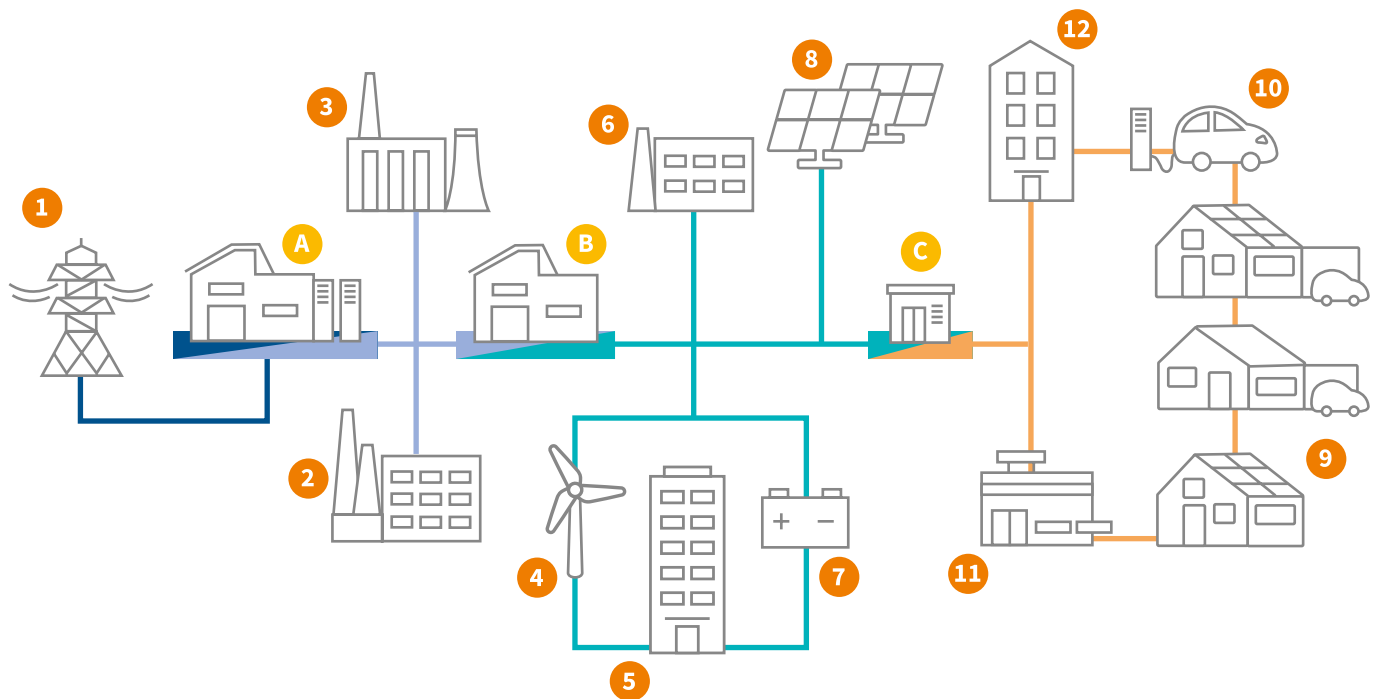
⁵⁶ Schmid et al. 2019.

⁵⁷ Eigene Darstellung basierend auf International Energy Agency (IEA) 2022a.

Grob lassen sich die Betriebsmittel im Stromnetz in aktive und passive Elemente unterteilen. Ein aktives Netzbetriebsmittel ist eine Komponente, die die Steuerbarkeit von Leistungsflüssen ermöglicht und so beispielsweise eine höhere Auslastung von Netzen erzielen kann. Ein passives Netzbetriebsmittel hingegen kann nicht gesteuert werden. Zu den passiven Netzbetriebsmitteln zählen zum Beispiel Freileitungen (Leiteseile, Strommasten etc.), unterirdische Kabel, Umspannwerke, die ihrerseits unter anderem mit Transformatoren ausgestattet sind, Schaltgeräte und Schaltanlagen sowie Messwandler und Schutztechnik. Zusätzlich gibt es Umrichter, die Wechsel- zu Gleichstrom oder umgekehrt wandeln sowie Spannung oder Frequenz ändern und sich zum Beispiel in Konverterstationen befinden.⁵⁸

An verschiedenen Stellen kommt außerdem Kommunikations- und Messtechnik zum Einsatz. So finden sich im Stromnetz Zählpunkte, Messwertumformer, Feldkommunikationsnetze und Netzautomationsmittel. Mehr und mehr finden sich hier außerdem Elemente des „Smart Grid“ wie intelligente Spannungsregler und Kommunikationstechnologien. All diese Elemente fallen unter den Oberbegriff „Stromnetzkomponenten“.⁵⁹ Abbildung 11 zeigt eine vereinfachte Darstellung des Stromnetzes mit seinen einzelnen Komponenten. Hinzu kommen große Offshore-Windparks und Grenzkupplungsstellen, die an das Höchstspannungsnetz angebunden sind.

Strom wird über Freileitungen oder im Boden verlegte Erdkabel transportiert. Werden die Kabel unter Wasser verlegt, spricht man



Vorgelagertes Netz und angeschlossene Kunden- und Erzeugungsanlagen

- | | |
|-----------------------------|---|
| 1 Übertragungsnetz | 7 Energiespeicher |
| 2 Industrielle Größtkunden | 8 große Photovoltaik-Anlagen |
| 3 Erzeugungsanlagen | 9 Einfamilienhäuser mit/ohne Eigenerzeugung |
| 4 Windkraftanlagen | 10 Ladesäulen für Elektrofahrzeuge |
| 5 Bürogebäude/Dienstleister | 11 Handwerk/Handel/Dienstleistungen |
| 6 Industrielle Größtkunden | 12 Mehrfamilienhäuser |

Spannungsebenen

- Höchstspannung (380.000 V)
- Hochspannung (110.000 V)
- Mittelspannung (10.000 V)
- Niederspannung (400 V)

Netzanlagen

- A 380/110-kV-Umspannwerk
- B 110/10-kV-Umspannwerk
- C 10/0,4-kV-Netzstation

Abbildung 11 Aufbau des Stromnetzes⁶⁰

⁵⁸ Moser 2021.

⁵⁹ Schmid et al. 2019.

⁶⁰ Eigene Darstellung basierend auf Stromnetz Berlin 2022.

auch von Seekabeln. Im Verteilnetz finden sich aus Sicherheits- und Ästhetikgründen hauptsächlich Erdkabel. Der wesentliche Unterschied liegt darin, dass Kabel eine Isolatorhülle benötigen, während Leiterseile durch die umgebende Luft vom Erdboden isoliert sind. Hier werden wiederum Isolatoren eingesetzt, die die hohen Spannungen der Freileiterseile von den geerdeten Masten trennen. Auch Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) kann in Form von Freileitungen oder Erdkabeln erfolgen. In modernen Erdkabeln wird außerdem gleich ein Glasfaserkabel zur Datenübertragung integriert.

Freileitungsmasten dienen zum Tragen der Leiterseile. Ein Freileitungsmast trägt im Regelfall mehrere Stromkreise. Je nach örtlichen Gegebenheiten werden verschiedene Bauformen eingesetzt: Donau-, Tonnen- oder Einebenenmast. Sie stehen im Abstand von 300 bis 500 Metern.⁶¹ Immer mehr werden Freileitungsmasten auch an die Erfordernisse des Naturschutzes angepasst.

Mit Garnituren wird eine Vielzahl an Komponenten bezeichnet, wie Verbindungs-, Anschluss- und Isolationselemente für Stromkabel, die über alle Spannungsebenen eingesetzt werden. Man kann zwischen Freileitungsgarnituren und Erdkabelgarnituren unterscheiden. Unter Freileitungsgarnituren subsumiert finden sich auch zum Beispiel Hochspannungs-Freileitungs-Armaturen, die als Verbindungselemente eingesetzt werden, um den Mast an den Isolatoren zu befestigen, die Leiterseile an den Isolatoren aufzuhängen oder Isolatoren miteinander zu verbinden. Erdkabelgarnituren hingegen sind beispielsweise Muffen oder Endverschlüsse, die Kabel an Schaltanlagen oder Transformatoren anschließen.

Stromrichter werden zur Umwandlung einer eingespeisten Stromart (Gleichstrom in Wechselstrom oder vice versa) oder zur Änderung von Spannung und Frequenz genutzt. Sie kommen an vielen Stellen des Stromnetzes zum Einsatz, zum Beispiel in Konverterstationen von HGÜ-Verbindungen. Stromrichter bestehen ihrerseits aus weiteren Komponenten (Stromrichtersätze, Stromrichtertransformatoren, Ventilsteuereinrichtungen, Saugdrosseln, Kommutierungseinrichtungen, Energiespeicher, Siebmittel und Hilfseinrichtungen).⁶²

Transformatoren sorgen für den notwendigen Wechsel zwischen verschiedenen Spannungsebenen im Stromnetz. Sie befinden sich in Umspannwerken. Transformatoren am Mittelspannungsnetz mit Umwandlung an das Niederspannungsnetz werden auch Netzstationen genannt. Ein Transformator (Trafo) oder eine Netzstation besteht grundsätzlich aus zwei Spulen aus isoliertem Kupferdraht und einem gemeinsamen Eisenkern.

Transformatoren werden zukünftig zusätzliche Anforderungen erfüllen müssen. So muss ein Transformator beispielsweise mit bidirektionalen Lastflüssen durch das zunehmende Auftreten von Erzeugung in niedrigen Spannungsebenen (Photovoltaik auf dem Dach) umgehen können. Dies ist mit RONTs (regelbaren Ortsnetztransformatoren) möglich. Außerdem werden Phasenschiebertransformatoren eingesetzt, die eine Lastflussverschiebung und damit eine Höherauslastung des Stromnetzes ermöglichen.

Schaltanlagen beinhalten Sammelschienen, die ihrerseits hauptsächlich aus Aluminium-Stahl-Seilen oder Aluminiumrohren oder Vollprofilen bestehen. Es wird zwischen freiluft- und gasisolierten Schaltanlagen unterschieden. Leistungsschalter oder Trennschalter haben ebenfalls eine wichtige operative Funktion im Stromnetz. Sie können im Fehler- oder Wartungsfall einzelne Leitungen aus dem Energienetz freischalten, wobei der Trennschalter in der Regel eine zusätzliche Sicherung für den Leistungsschalter darstellt.

Der Netzanschluss von Offshore-Windanlagen erfordert neben den bisher genannten Komponenten eine Plattform auf See, die über eine Unterwasser-Landkabel-Verbindung mit den Konverterstationen an Land verbunden wird. Auf den Offshore-Plattformen können sich neben den HGÜ-Konverterstationen, Schaltanlagen und Transformatoren auch Wohneinheiten befinden.

Zuletzt sei die intelligente Messtechnik genannt, die an vielen Punkten des Stromnetzes eingesetzt wird, um den Stromfluss zu überwachen und zu steuern. Dazu gehören Smart Meter in Haushalten, aber auch intelligente Netzstationen mit Informations- und Kommunikationstechnik, die eine Fernsteuerung und Fernabfrage wichtiger Parameter zulässt. Mit immer mehr Smart-Grid-Elementen und neuen Marktteilnehmern werden die Messtechnik (Sensorik) und die Steuerbarkeit (Aktorik) von Netzen in Zukunft immer wichtiger.

⁶¹ DERA 2021.

⁶² Meyer 1990.

4.4.2 Markt- und Wettbewerbssituation

Das deutsche Stromnetz ist aktuell rund 1.842.000 km lang und gliedert sich in ca. 38.000 km Höchstspannungsnetz und 1.804.000 km Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetz. Tabelle 3 zeigt den aktuellen Stand des deutschen Übertragungs- und Verteilnetzes. Für die Zukunft sind 12.234 km weitere Leitungen für das Übertragungsnetz geplant, von denen 2.134 km bisher fertiggestellt wurden. Der im Januar 2022 von der Bundesnetzagentur bestätigte Netzentwicklungsplan (NEP) 2021–2035 sieht acht HGÜ-Ausbaumaßnahmen an Land und 13 HGÜ-Offshore-Anbindungssysteme vor. Der NEP umfasst im Vergleich zum geltenden Bundesbedarfsplan ca. 1.000 km zusätzliche Trassen sowie Verstärkungen bereits bestehender Verbindungen⁶³

Während auf Hoch- und Höchstspannungsebene konkrete Ausbaupläne vorhanden sind, gibt es für den geplanten Ausbau des Verteilnetzes keine verlässlichen Daten. Laut Bundesnetzagentur liegen trotz Befragung der Betreiber keine vollständigen Angaben vor. Die Kosten des Ausbaus belaufen sich auf rund 50 Milliarden Euro bis 2030 für das Übertragungsnetz und 27,61 Milliarden Euro bis 2031 für das Verteilnetz.⁶⁴ Damit fließen rund zwei Drittel der Investitionen in das Übertragungsnetz. Beide Zahlen sind jedoch Prognosen der Netzbetreiber und spiegeln nicht die tatsächlichen Investitionskosten wider. Insbesondere in den unteren Spannungsebenen können kurzfristige Ausbauprojekte aufgrund des begrenzten Planungshorizonts nicht in die langfristige Planung aufgenommen werden. Insgesamt gibt es 2.375 Netzausbaumaßnahmen auf den Netzebenen des Verteilnetzes. Davon wurden 587 Maßnahmen als verzögert gemeldet, was einem Anteil von rund 25 Prozent entspricht. Die Begründung eines Großteils dieser Verzögerungen ist für Außenstehende nicht nachvollziehbar, da die Netzbetreiber bei der Abfrage durch die Bundesnetzagentur am häufigsten „sonstige Gründe“ angegeben haben. Am zweit- und dritthäufigsten wurden Verzögerungen im Genehmigungsprozess und interne Gründe genannt.⁶⁵

Die Marktsituation für Stromnetzkomponenten ist intransparent. Der Markt für Energietechnik umfasste 2021 in Deutschland rund 8,8 Milliarden Euro und zählte 53.751 Beschäftigte. Produziert und importiert wurden Waren in Höhe von 25,4 Milliarden Euro, wobei 12,6 Milliarden Euro auf die Produktion und 12,8 Milliarden Euro auf den Import entfielen. Es wurden Waren im Wert von 16,6 Milliarden Euro exportiert. Der Markt für Transformatoren und Stromversorgungen beläuft sich auf 4,7 Milliarden Euro, gefolgt vom Markt für Energiekabel und -leitungen mit 3,2 Milliarden Euro. Es folgen Hoch- und Mittelspannungsschaltgeräte und -anlagen (0,6 Milliarden Euro), Elektrizitätszähler (0,2 Milliarden Euro), Messwandler (0,1 Milliarden Euro) und Starkstromkondensatoren (0,03 Milliarden Euro).⁶⁶

Abseits von der allgemeinen Analyse des Energietechnikmarktes sowie dem geplanten Netzausbau und den Kosten ist eine Betrachtung einzelner Stromnetzkomponenten wie zum Beispiel Transformatoren oder Kabeln im Detail nicht ohne Weiteres möglich. Im Gegensatz zu PV-Modulen oder Windturbinen sind Analysen, Bedarfsprognosen oder andere Daten kaum vorhanden. Viele Unternehmen in der Energietechnik produzieren nicht ausschließlich Teile für das Stromnetz und Daten über Produktionsstandorte und -kapazitäten, die nur das Stromnetz betreffen, existieren nicht oder werden aus Wettbewerbsgründen nicht bereitgestellt. Für eine Einschätzung der aktuellen und zukünftigen Marktsituation sind daher vor allem individuelle Aussagen der Stakeholder ausschlaggebend.

Allgemein wird der Markt für Stromnetzkomponenten von den Herstellern als Zukunftsmarkt wahrgenommen. Der Bedarf an Komponenten werde bereits in der Planungsphase ausgeschrieben, um möglichen Engpässen frühzeitig entgegenzuwirken. Dennoch sei der Markt von hohen Fluktuationen geprägt. Hersteller gaben an, zwischen mehreren Projekten auf einmal und mehreren Jahren ohne Aufträge zu schwanken. Die fluktuierende Auf-

	Netzebene	Länge (in km)	Geplanter Ausbau (in km)	Kosten (in Mrd. Euro)*
Übertragungsnetz	HöS	ca. 38.000	12.234 davon	ca. 50 (bis 2030)
			2.134 fertiggestellt 1.016 genehmigt / vor oder im Bau 9.084 vor oder im Genehmigungsverfahren	
Verteilnetz	HS	ca. 94.000		8,05
	HS/MS			1,52
	MS	ca. 520.000		27,61
	MS/NS		(für die Zukunft ausreichende Datenqualität geplant)	(bis 2031)
	NS	ca. 1.190.000		3,41
	Sonstige			6,63
				0,14

Tabelle 3 Länge, Ausbau und Ausbauskosten des Stromnetzes nach Netzebene⁶⁷

⁶³ Bundesnetzagentur 2022b.

⁶⁴ Bundesnetzagentur 2022a und 04.01.2022.

⁶⁵ Bundesnetzagentur 2022a.

⁶⁶ Die Zahlen basieren auf Berechnungen des ZVEI, denen wiederum Daten von Destatis zugrunde liegen

⁶⁷ Eigene Darstellung basierend auf Bundesnetzagentur 2022a, 2022c, 04.01.2022; BMWK o.J.

tragslage in Verbindung mit unvollständigen Informationen über den geplanten Netzausbau auf allen Ebenen mache es für Hersteller schwierig, langfristig zu planen und Produktionskapazitäten gegebenenfalls aus- oder aufzubauen. Zumindest in Bezug auf die Verteilnetzplanung soll eine neue Richtlinie der EU Abhilfe schaffen. Sie verpflichtet Netzbetreiber seit 2019 dazu, alle zwei Jahre einen Bedarfsplan zu erstellen. Ergebnisse dieser Richtlinie konnten bisher noch nicht erfasst werden.⁶⁸

Laut den Herstellern ist bereits jetzt ein Anstieg der Aufträge in der EU zu verzeichnen. Gleichzeitig steige die Nachfrage auch in anderen Regionen wie beispielsweise den USA. Im Jahr 2022 lag die Nachfrage in der EU ca. 25 Prozent über dem Volumen des Vorjahres. Die Stakeholder rechnen mit einer weiteren Steigerung um 25 Prozent im Jahr 2023. Neben dem kompletten Neubau des Netzes wird die Nachfrage nach Komponenten auch durch Instandhaltung getrieben: Für das Klimaneutralitätsnetz muss ein Großteil der Komponenten in den nächsten Jahren und Jahrzehnten erneuert oder ertüchtigt werden. Im Bereich Kabel gewinnt die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung immer mehr an Bedeutung. Ihre verbaute Leitungslänge hat sich in den letzten zehn Jahren verdreifacht.⁶⁹ Obwohl der konventionelle Kabelmarkt gut ausgeprägt ist, gaben die Stakeholder an, dass er sich im HGÜ-Bereich noch entwickeln muss. Die Produktion von Schutztechnik finde hauptsächlich auf dem europäischen Markt statt, allerdings sitzen die Hersteller von mikroelektronischen Vorprodukten häufig in Asien. Insgesamt sei mit einer weiteren signifikanten Steigerung der Nachfrage für verschiedene Stromnetzkomponenten zu rechnen. Besonders hervorzuheben sind hier IT-Komponenten, die mit der zunehmenden Digitalisierung und Automatisierung immer mehr an Relevanz gewinnen.

Für den Ausbau und die Instandhaltung des Stromnetzes werden auch in Zukunft große Mengen an sehr unterschiedlichen Rohstoffen benötigt. Für die Freileitungsseile sowie die Erdkabel sind Stahl, Aluminium und Kupfer neben Kunststoff, Glas, Zink, Blei und Beton am meisten erforderlich. Dabei unterscheidet sich der Bedarf der verschiedenen Netzebenen und hinsichtlich der Frage, ob es sich um Freileitungsseile, Erdkabel oder Seekabel handelt. Bei Erdkabeln werden Kupferleitungen verwendet, ebenso können Aluminiumlegierungen mit Magnesium, Silizium und Eisen zum Einsatz kommen. Hinzu kommt Material für den Kabelmantel, der meist aus Kunststoff und chemischen Vorprodukten besteht.⁷⁰ Freileitungsmaste benötigen hauptsächlich Stahl. Abseits von Stahlgitterkonstruktionen finden auch Beton, Holz und Verbundmaterialien Anwendung in der Erstellung von Freileitungen.

Aufgrund ihrer Diversität benötigen Garnituren eine Vielzahl an Materialien, insbesondere sehr spezielle chemische Vorprodukte (z. B. Spezial-Kunststoffe, basierend auf Silikon, Gummi, vernetzten Polyolefinen und Epoxidmaterialien). Hinzu kommt Material für Isolatoren (z. B. aus Kunststoff, Verbundelementen, Keramik oder Glas). Alternative Isoliermethoden nutzen verschiedene Gase, insbesondere Schwefelhexafluorid (SF_6), sie sind jedoch relativ selten verbaut. Das in hohem Maße klimaschädliche SF_6 soll gemäß der F-Gas-Verordnung⁷¹ der EU europaweit abgeschafft werden. In Deutschland ist zum Beispiel die Beschaffung von SF_6 -basierten Mittelspannungsschaltanlagen verboten.⁷² Weitere zu nennende Rohstoffe sind vor allem jene, die für die Herstellung von IT-Komponenten benötigt werden, wie Mineralien oder Seltene Erden.

Generell ist die Lage am Rohstoffmarkt angespannt. Laut Befragungen zu Lieferengpässen durch die Deutsche Industrie- und Handelskammer (DIHK) geben rund 50 Prozent der deutschen Unternehmen an, Beschaffungsprobleme bei Stahl zu haben. Für Aluminium ist es rund ein Viertel, für Kupfer jedes fünfte Unternehmen.⁷³ Gleichzeitig sind diese Angaben auf die gesamte Wirtschaft bezogen. Daten rein für die Produzenten bzw. die Produktion von Stromnetzkomponenten sind nicht vorhanden.

Für die deutsche Roheisenerzeugung wird das Eisenerz ausschließlich importiert. Weltweit sind Australien (35 Prozent), Brasilien (15 Prozent), China (14 Prozent) und Indien (9 Prozent) die größten Eisenerzförderer. Sie stellten 2021 rund 72 Prozent der globalen Fördermenge. Die größten Reserven befinden sich neben den genannten Ländern auch in Russland.⁷⁴ Deutschland bezieht sein Eisenerz hauptsächlich aus Brasilien, Kanada und Südafrika. Deutschland ist mit einem Anteil von 25 Prozent der größte Rohstahlproduzent der EU. International ist China mit einem Weltmarktanteil von 56,7 Prozent im Jahr 2020 der größte Rohstahlproduzent, gefolgt – aber mit deutlichem Abstand – von der EU mit einem Anteil von 7,4 Prozent. Die EU importiert mehr Stahl, als sie exportiert. Im Jahr 2020 betrug der Netto-Import 3,5 Millionen Tonnen.⁷⁵ Daraus folgt, dass China sowohl bei der Eisenerzförderung als auch bei der Herstellung von Rohstahl und fertigen Stahlprodukten einen signifikant großen globalen Anteil besitzt. Zusätzlich sei vermerkt, dass das für die Stahlproduktion als Entschwefelungsmittel eingesetzte Magnesium und die zur Stahlerzeugung benötigte Koks Kohle beide auf der Liste der kritischen Rohstoffe der EU stehen. Besonders Magnesium wird zu rund 90 Prozent in China gefördert.⁷⁶

Das für die Aluminiumherstellung benötigte Bauxit wird ebenfalls ausschließlich importiert. Weltweit sind Australien (28 Prozent),

⁶⁸ Europäisches Parlament und Europäischer Rat 2019.

⁶⁹ International Energy Agency (IEA) 2021.

⁷⁰ DERA 2021.

⁷¹ Europäisches Parlament und Europäischer Rat 2019.

⁷² Bundesregierung 2021.

⁷³ Deutsche Industrie- und Handelskammer (DIHK) 2021.

⁷⁴ Eigene Berechnungen basierend auf U.S. Geological Survey 2022. Angaben in Prozent entsprechen dem Anteil an der globalen Fördermenge.

⁷⁵ BGR 2021.

⁷⁶ Europäische Kommission 2020.

China (22 Prozent) und Guinea (22 Prozent) die größten Bauxitförderer. Sie stellten 2021 rund 72 Prozent der globalen Fördermenge. Angemerkt sei, dass Vietnam über große Bauxitreserven verfügt, seine Produktion aber weit hinter den genannten Ländern liegt.⁷⁷ Importe nach Deutschland kommen fast ausschließlich (91 Prozent) aus Guinea.⁷⁸ Auf EU-Ebene sind Guinea (64 Prozent) und Brasilien (10 Prozent) die wichtigsten Lieferländer außerhalb Europas, Griechenland (12 Prozent) und Frankreich (1 Prozent) innerhalb der EU.⁷⁹ Die EU führt Bauxit in ihrer Liste der kritischen Rohstoffe auf und beziffert die Importabhängigkeit auf 87 Prozent.⁸⁰ Mit einem Anteil von 53 Prozent stellt China das meiste Raffinadealuminium her und Deutschland steht beim Verbrauch davon an dritter Stelle hinter China und den USA. Auch bei der Herstellung von fertigem Aluminium liegt der Marktanteil Chinas bei 57 Prozent.⁸¹

Aufgrund fehlender natürlicher Ressourcen muss Deutschland Kupfer, wie Bauxit, vollständig importieren. Auf globaler Ebene sind Chile (27 Prozent), Peru (10 Prozent), China und der Kongo (jeweils 9 Prozent) die größten Kupferförderer.⁸² Deutschland bezieht sein Kupfer vorrangig aus Peru (29 Prozent), Chile (22 Prozent) und Brasilien (15 Prozent).⁸³ Neue Förderkapazitäten werden in Peru, dem Kongo und Russland erwartet. Damit findet eine weitere Verschiebung in politisch risikoreiche Länder statt.⁸⁴

Um den steigenden Bedarf an Rohstoffen zu decken und politisch unabhängiger zu werden, kommt dem Recycling eine bedeutende Rolle zu. Bereits heute beträgt der Anteil sekundärer Rohstoffe an der Produktion von Aluminium rund 58 Prozent, gefolgt von Rohstahl mit rund 45 Prozent und Kupfer mit rund 44 Prozent.⁸⁵ Aufgrund ihrer Eigenschaften sind alle drei Rohstoffe theoretisch unendlich recycelbar. Wegen des hohen Materialwertes und der

einfachen Zusammensetzung von Kabeln ist das Recycling von Bestandteilen des Stromnetzes bereits gut ausgebaut und effizient. Die Herstellung von Aluminium ist zudem extrem energieintensiv. Mit dem Einsatz von recyceltem Aluminium lässt sich die Menge der eingesetzten Energie um 95 Prozent senken.⁸⁶ Im Gegensatz zu den sehr diversen Anwendungsgebieten von Stahl und Aluminium wird Kupfer zu über 75 Prozent in stromleitender Funktion eingesetzt. Mit dem Voranschreiten der Energiewende wird der Bedarf weiter steigen. Diese steigende Nachfrage wird nicht allein durch eine Erhöhung des Recyclingmaterials gedeckt werden können, da vor 30 Jahren deutlich weniger Kupfer im Umlauf war als heute.⁸⁷ Eine weitere Schlüsselrolle kommt auch der Steigerung der Ressourceneffizienz zu. Der Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen, Freileitungsmonitoring und flexibler Drehstromübertragungstechnik führt zu einer besseren Auslastung bereits bestehender Netzstrukturen und optimiert die Übertragungskapazität.⁸⁸

Neben der reinen Verfügbarkeit spielt auch der Preis an den Weltmärkten eine Rolle. Die Preise für Rohstoffe sind in den letzten Jahren gestiegen und unterliegen großen Schwankungen.

Die in Abbildung 12 gezeigten Metallpreisindizes der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (DGR) zeigen auf der einen Seite die Entwicklung des Eisen- und Stahlpreisindex. Es ist deutlich zu sehen, dass die Preise nicht nur stärker als der Gesamtmetallpreis angestiegen, sondern auch volatil sind. Auf der anderen Seite wird die Entwicklung des Bunt- und Leichtmetallpreisindex dargestellt. Er umfasst Blei, Kupfer, Aluminium, Zink, Zinn und Magnesium, davon sind alle Rohstoffe bis auf Zinn direkt oder indirekt für Stromnetzkomponenten relevant.⁸⁹ Auch hier sind deutliche Preissteigerungen feststellbar, auch wenn sie unter denen des Gesamtmetallpreises liegen. Besonders China beeinflusst den Kupfermarkt als wichtigster Nachfragetreiber.⁹⁰

⁷⁷ Eigene Berechnungen basierend auf U.S. Geological Survey 2022. Angaben in Prozent entsprechen dem Anteil an der globalen Fördermenge.

⁷⁸ BGR 2021.

⁷⁹ Europäische Kommission 2020.

⁸⁰ Die Importabhängigkeit berechnet sich aus $[\text{Einfuhr} - \text{Ausfuhr}]$ dividiert durch $[\text{Inlandsproduktion} + \text{Einfuhr} - \text{Ausfuhr}]$.

⁸¹ Eigene Berechnungen basierend auf U.S. Geological Survey 2022. Angaben in Prozent entsprechen dem Anteil an der globalen Fördermenge.

⁸² Eigene Berechnungen basierend auf U.S. Geological Survey 2022. Angaben in Prozent entsprechen dem Anteil an der globalen Fördermenge.

⁸³ BGR 2021; Dorner 2020.

⁸⁴ Dorner 2020.

⁸⁵ Statista Research Department 2022.

⁸⁶ BGR 2021.

⁸⁷ Dorner 2020.

⁸⁸ DERA 2021.

⁸⁹ DERA 2021.

⁹⁰ Dorner 2020.



Abbildung 12 BGR-Metallpreisindex (MPI)⁹¹ mit Subindizes Eisen und Stahl sowie Bunt- und Leichtmetalle⁹²

4.4.3 Herausforderungen der deutschen und europäischen Stromnetz-Industrie

Stromnetzbetreiber und Hersteller berichteten bereits jetzt bei vielen Komponenten von langen Wartezeiten, beispielsweise bei Wechselrichtern, IT-Komponenten, Trafos und Netzstationen sowie bei einzelnen Garnituren. Insbesondere bei IT-Komponenten (z. B. Chips) betrage die aktuelle Lieferzeit laut den Stakeholdern bis zu zwölf Monate, Tendenz steigend. Die Lieferzeit für Schutzanlagen betrage ca. ein Jahr, die für Leistungstransformatoren rund zwei Jahre. Die Produktionskapazitäten in Deutschland und in der EU seien derzeit in der gesamten Lieferkette stark ausgelastet – auch ohne die zusätzliche Belastung durch Projekte der beschleunigten Energiewende. Die Nachfrage könne schon jetzt oft nicht mehr termingerecht gedeckt werden. Es sei daher laut den Herstellern absehbar, dass sich diese Problematik mit zunehmendem Netzausbau verschärfen wird. Netzbetreiber sehen vor allem die Jahre bis 2030 als große Herausforderung, da hier der Netzausbau schon zügig vorangehen muss, während die Produktionskapazitäten teilweise parallel erst errichtet werden. Für den Offshore-Netzausbau komme hinzu, dass Netzkomponenten erst noch entwickelt und standardisiert werden müssten, bevor sie in serieller Fertigung hergestellt werden könnten.

Basierend auf den Aussagen der Stakeholder können folgende Herausforderungen sowohl für Netzbetreiber, also die Nachfrageseite der Komponenten, als auch für die Hersteller von Stromnetzkomponenten, also die Angebotsseite, identifiziert werden: mangelnde Planbarkeit, lange Genehmigungszeiträume für Netzausbau und neue Produktionsstätten, finanzielle Risiken insbesondere bei Offshore-Projekten, hohe Energiekosten und Fachkräftemangel sowie limitierte Verfügbarkeit von Vorprodukten und Rohstoffen. Hinzu kommt, dass durch die unterschiedlichen Anforderungen der Netzbetreiber an die einzelnen Komponenten die bestehenden Produktionskapazitäten nicht optimal genutzt werden könnten.

Mangelnde Planbarkeit

Laut den Herstellern ist fehlende Planbarkeit eine zentrale Herausforderung für den Auf- und Ausbau von Produktionskapazitäten, die für den bevorstehenden Ausbau des Stromnetzes notwendig sind. Der Stromnetzausbau und somit der absehbare Bedarf an Komponenten seien zwar angekündigt, allerdings fehlten bisher die konkreten Aufträge. Insgesamt unterliege die Auftragslage laut den Herstellern der Branche einer hohen Fluktuation.

⁹¹ „Der BGR-Preisindex für Metalle (BGR-MPI) ist ein am deutschen Metalleinsatz ausgerichteter Rohstoffpreisindex, der die Belastung rohstoffpreissensibler deutscher Unternehmen widerspiegelt. Der Index setzt sich aus 20 verschiedenen Metallen zusammen, die nach den deutschen Wareneinfuhren von metallischen Rohstoffen gewichtet sind.“ BGR und DERA 2022.

⁹² Eigene Darstellung basierend auf BGR 2022.

Die mangelnde Planbarkeit fange bereits bei der Netzplanung an, die laut den Herstellern derzeit nicht in einem ausreichenden Maße stattfinde. Eine detaillierte und flächendeckende Netzplanung existiere bislang nur auf Höchst- und Hochspannungsebene. Zwar finde auch auf niedrigeren Spannungsebenen laut den Verteilnetzbetreibern oft bereits eine Netzplanung statt, diese sei aber nach Aussage der Hersteller nicht flächendeckend und ausreichend, um die langfristige Planung sicherzustellen. Die Bundesregierung habe mit der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) den Rechtsrahmen für die Verteilnetzplanung (§ 14d EnWG) zwar grundlegend weiterentwickelt, die Wirksamkeit dieser Maßnahme bleibe allerdings abzuwarten. Hinzu kommt, dass eine Detailtiefe wie in der Planung des Höchstspannungsnetzes auf niedrigeren Netzebenen kaum möglich sei. Gemäß den Verteilnetzbetreibern sind beispielsweise neue Industriegebiete, PV-Anschlüsse oder Siedlungen teilweise nicht vorhersehbar und fließen somit nicht in die langfristige Planung ein.

Die mangelnde Planbarkeit hänge auch mit Hindernissen beim Netzausbau zusammen. Dies betreffe zum einen lange Genehmigungszeiträume für den Netzausbau (siehe unten) und zum anderen Hürden bei der Finanzierung über die Anreizregulierung. Die Anreizregulierung soll einen möglichst kosteneffizienten Netzausbau ermöglichen, bei dem die Übernahme der Kosten klar geregelt ist. Allerdings sei die Übernahme der Kosten laut den Netzbetreibern intransparent und die Genehmigung der Kosten stelle sich oft als kompliziert und unvorhersehbar heraus. Dies betreffe insbesondere Komponenten, bei denen eine Steigerung der Effizienz nicht unmittelbar und zeitnah nachzuweisen sei (beispielsweise im Falle von einzelnen IT-Komponenten). Die Komplexität der Anreizregulierung stelle vor allem kleine Netzbetreiber oder Stadtwerke vor Herausforderungen.

Lange Genehmigungszeiträume

Lange Genehmigungszeiträume sind laut den am Prozess beteiligten Stakeholdern in verschiedenerlei Hinsicht eine Herausforderung für den Stromnetzausbau. Zum einen sei beim Bau von Stromnetzen durch lange Genehmigungsverfahren teilweise mit Zeiträumen von bis zu zehn Jahren zu rechnen. Laut Netzbetreibern gilt dies nicht nur für komplett neue Netze, sondern ebenfalls für bestehende Netze, die ersetzt werden. Diese langen Zeiträume verzögerten auch den Auftragseingang beim Hersteller und erschwerten somit die langfristige Planung. Zwar hat die

Bundesregierung mit der Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Osterpaket den Ausbau der erneuerbaren Energien als im überragenden öffentlichen Interesse und der öffentlichen Sicherheit dienend definiert (§ 2 EEG)⁹³, allerdings scheint hier noch nicht ausreichend Klarheit geschaffen worden zu sein. Denn die Genehmigungsverfahren sowohl für erneuerbare Energien als auch für den dazugehörigen Netzausbau haben sich laut den Stakeholdern seither kaum beschleunigt.

Genehmigungszeiträume seien zudem auch für neue Produktionswerke eine Herausforderung. Laut den Herstellern werden Erweiterungen von bestehenden Anlagen rechtlich als neue Anlagen behandelt und bedürfen somit der gleichen Genehmigungen wie neue Werke. In beiden Fällen seien die Genehmigungsprozesse langwierig. Auch die Einführung einzelner neuer Komponenten sei von langen Genehmigungszeiträumen und Zertifizierungsprozessen betroffen. Dies sei beispielsweise bei der Einführung neuer digitaler Technologien der Fall. Auch Innovationen im Zusammenhang mit dem SF₆-Verbot würden durch den fehlenden regulatorischen Rahmen ausgebremst.

Standortbedingungen: Energiepreise und Fachkräfte

Eine weitere Hürde sowohl für bestehende Werke als auch im Hinblick auf Investitionsentscheidungen für neue Werke seien in Deutschland die hohen Energiepreise und die Fachkräftesituation. Die Strompreise in Deutschland waren bereits vor Ausbruch des Ukraine-Krieges im europaweiten Vergleich hoch. Mit Ausbruch des Krieges sind die Kosten nicht nur für Strom, sondern auch für Brennstoffe wie Erdgas und Öl stark gestiegen. Die Produktion sei mit den aktuellen Preisniveaus international teilweise nicht mehr wettbewerbsfähig. Dies setze die Hersteller unter Druck. In Bezug auf Strom kommt hinzu, dass laut den Stakeholdern nicht ausreichend Grünstrom zur Verfügung steht.

Ein weiterer wichtiger Standortfaktor sei die Verfügbarkeit von Fachkräften. Auch hier melden die Hersteller und auch die Netzbetreiber einen gravierenden Mangel in vielen Bereichen, sowohl bei der Produktion und beim Netzausbau und -betrieb als auch im Bereich IT, beispielsweise im Datenmanagement, sowie in Behörden für die notwendigen Genehmigungsverfahren. Weitere Details zum Thema Fachkräfte sind dem entsprechenden Kapitel zu entnehmen (siehe Kapitel 4.5). Ebenso wie die Energiepreise könne die Fachkräftesituation sowohl für die bestehende Produktion hinderlich als auch bei Investitionsentscheidungen für neue Werke entscheidend sein.

⁹³ Bundesregierung 2022a

Finanzielle Herausforderungen

Auch finanzielle Risiken stellen laut den Herstellern eine Hürde für Projekte dar. So würden die Projekte von Lieferanten Bankgarantien in Höhe von 25 bis 35 Prozent des Vertragswertes für Anzahlung und Performance erfordern.⁹⁴ In der Regel würden Mindestanforderungen an den Garanten gestellt, das heißt, es bestehe eine Austauschverpflichtung der Bankgarantien bei Unterschreiten eines Minimum-Ratings der ausstellenden Bank. Dies führe zu einer hohen Belastung und einer eingeschränkten Verfügbarkeit der Garantielinien der Lieferanten unter anderem durch hohe geforderte Garantievolumen je Projekt bei parallel laufenden Projekten. Dies vermindere die mögliche Anzahl paralleler Projekte und bewirke potenzielle Projektverzögerungen. Die ausreichende Verfügbarkeit von Garantielinien stelle einen potenziell limitierenden Faktor für den Netzausbau dar.

Ebenso stelle die Abwälzung des finanziellen Risikos auf Lieferanten bei Konsortialprojekten, beispielsweise beim Bau von Offshore-Plattformen, ein finanzielles Risiko dar: Die Auftragsvergabe erfolgt an ein Konsortium bestehend aus dem Lieferanten des HGÜ-Konvertersystems und dem Lieferanten der HGÜ-Plattform, in dem jeder Produzent gesamtschuldnerisch haftet. Dies sei bei den großen finanziellen Auftragsvolumen für viele Hersteller nicht leistbar. Zudem sei die Auswahl an geeigneten Konsortialpartnern für den Plattformbau stark eingeschränkt. Die Plattformen werden von Werften gebaut, die entsprechend große räumliche Kapazitäten für die übergroßen HGÜ-Konverterplattformen vorweisen müssen. Diese Werften müssen über ausreichend Erfahrung und finanzielle Stabilität verfügen sowie in der Lage sein, den Transport und die Installation durchzuführen. Innerhalb Europas gebe es nur wenige geeignete Werften, die den Bedarf der Netzbetreiber bedienen können. Auch die für den Netzausbau notwendigen Serviceschiffe seien begrenzt. Für die Verlegung von Kabeln im Wattenmeer gibt es laut den Stakeholdern heute nur eine einzige Barge. Grund für den Kapazitätsmangel in Werften sei oft die vergleichsweise geringe Marge im Vergleich zu anderen Wirtschaftszweigen, zum Beispiel dem Kreuzfahrtschiffbau. Der Ausfall eines Werft-Konsortialpartners ist aufgrund der gesamtschuldnerischen Haftung ein hohes unternehmerisches Risiko für den HGÜ-Konverterlieferanten.

Zudem würden die Verträge zwischen Lieferanten und Netzbetreibern hohe Pönalen bei nicht fristgerechter Fertigstellung enthalten. Dies sei insofern eine Herausforderung, als dass andere Faktoren wie Verfügbarkeit von Vorprodukten und Rohstoffen, lange Genehmigungszeiträume oder auch Fachkräftemangel zu einer Verzögerung der Fertigstellung führen können. Die Vertragsstrafen würden in der Lieferkette weitergegeben. Dies habe zur Folge, dass die Projektpartner, die direkt im Konsortium, aber auch indi-

rekt durch Lieferung von Vorprodukten am Projekt beteiligt sind, als Absicherung gegen Pönalen Fristen zeitlich so weit es geht nach hinten schieben. Die Stakeholder berichteten, dass dies zu unnötig späten Fristen führt, die in den meisten Fällen deutlich früher erfüllt werden könnten.

Die Stakeholder berichteten außerdem, dass es für Unternehmen der energieintensiven Industrie zunehmend schwierig sei, erforderliche Rückversicherungen zu erhalten. Auch das bremse Projekte aus. Weitere Inhalte zum Thema Finanzierung sind Kapitel 4.6. zu entnehmen.

Verfügbarkeiten

Eine weitere Herausforderung ist laut den Herstellern die Verfügbarkeit von Vorprodukten und Rohstoffen. Bei Vorprodukten würden Engpässe zum Beispiel bei Chips oder Halbleitern festgestellt: Halbleiter bzw. Leiterplatten seien heute bereits unabdingbar in der Netzsteuerung und der Chip-Mangel führe aktuell zu Engpässen bei den Anbietern von Netz-Digitalisierungstechnik. Angesichts fortschreitender Digitalisierung sei davon auszugehen, dass sich dieser Engpass verstärken wird. Die Branche steht dabei in einem starken Wettbewerb mit anderen Industrien, wie Computer-, Unterhaltungselektronik- oder Automobilindustrie. Auch Corona-bedingte oder durch den Krieg in der Ukraine verursachte Störungen der Lieferkette würden hier eine Rolle spielen. Im Bereich Stromnetz könne das Fehlen von einem einzigen Teil bereits zur Folge haben, dass eine gesamte Plattform oder ein Umspannwerk nicht gebaut werden kann.

Mit der Verfügbarkeit von Vorprodukten gingen auch Preisschwankungen einher. Dies führe zu der Problematik, dass aufgrund der zeitlichen Differenz zwischen dem Angebot für ein Produkt oder ein Projekt und der tatsächlichen Umsetzung die angegebenen Preise nicht mehr den tatsächlichen Preisen entsprechen würden. Eine Diversifizierung von Lieferanten von Vorprodukten sei hier nur in begrenztem Maße hilfreich. Denn Lieferanten würden ihre Vorprodukte teilweise von demselben Hersteller beziehen. Sollte dieser Hersteller am Anfang der Lieferkette also Lieferschwierigkeiten haben, könnten mehrere nachfolgende Lieferanten nicht liefern.

Einzelne Lieferanten berichteten in Bezug auf Engpässe bei Vorprodukten außerdem von sich entwickelnden grauen Märkten, in denen Zwischenhändler die knappen Produkte einkaufen, lagern und dann zu einem höheren Preis und portioniert an Hersteller verkaufen.

Auch die Verfügbarkeit von Rohstoffen ist für die Produktion essenziell, wie oben beschrieben.

⁹⁴ Die Performance- oder auch Erfüllungsgarantie sichert die Verpflichtung des Herstellers ab: den geschlossenen Vertrag inhaltlich qualitativ und vor allem fristgerecht zu erfüllen. Die Garantie muss während der gesamten Projektlaufzeit bereitgestellt werden.

4.4.4 Handlungsoptionen aus den Dialogformaten

Abgeleitet aus den in Kapitel 4.4.3 dargestellten Herausforderungen konnten die folgenden Handlungsfelder identifiziert werden: Planungs- und Investitionssicherheit verbessern, Genehmigungsprozesse transparenter, schlanker und effizienter gestalten, Strompreise wettbewerbsfähig gestalten, Vorrang- und Herkunftsregeln, Standardisierung, Innovation und Ressourcenverfügbarkeit verbessern.

Politischen Willen signalisieren

Das aktuelle Momentum für den beschleunigten Ausbau von erneuerbaren Energien und Stromnetzen erfordert einen enormen Hochlauf der Fertigungskapazitäten in relativ kurzer Zeit. Eine der für Hersteller wichtigsten Voraussetzungen für die dafür erforderlichen Investitionen ist Planungs- und Investitionssicherheit. Verschiedene Instrumente können dies unterstützen. Allen vorangestellt ist jedoch der politische Wille, der Investitionen in Stromnetze und dafür benötigte Fertigungskapazitäten langfristig und zuverlässig unterstützt. Wie am Beispiel des Baus der LNG-Terminals in Deutschland in rasanter Geschwindigkeit zu sehen war, kann mit ausreichend politischem Willen vieles schnell realisiert werden. Dieser Sicherheit bedarf es auch im Bereich Stromnetze.

Langfristige, sektorübergreifende System- und Netzplanung einführen

Eine zentrale Stellschraube für Planungssicherheit ist laut den Stakeholdern eine langfristige, zuverlässige und sektorübergreifende Netzplanung. Dies sollte auf verschiedenen Ebenen geschehen, die eng miteinander verzahnt werden. Neben den bereits bestehenden Prozessen kommen nun neue hinzu, die zum Ziel haben, diese Verzahnung zu erreichen und deren Wirksamkeit in den nächsten Jahren greifen muss. Die Systementwicklungsstrategie (SES) soll auf nationaler Ebene sektorübergreifend ein Leitbild für die Transformationsstrategie des Energiesystems entwickeln. Dabei werden unter anderem Vorgaben für den Netzentwicklungsplan (NEP) Strom, den NEP Gas sowie die Wasserstoffnetzplanung gemacht. Außerdem sollten sich sektor- und energieträgerspezifische Strategien und Prozesse sowie dezentrale Planungsprozesse daran orientieren.

Mit den Gesetzesänderungen 2022 hat die Bundesregierung hier eine erste Grundlage zur Stromnetzplanung auf Verteilnetzebene geschaffen (§ 14 EnWG).⁹⁵ Dabei sollen Regionalszenarien sektorübergreifend erfasst werden. Die bestehenden Planungsprozesse auf regionaler und kommunaler Ebene werden im dena-Projekt „Praxisdialog integrierte Energieinfrastrukturen“ untersucht.

Das Projekt zielt darauf ab, notwendige Anpassungen der Planungsprozesse der Energieinfrastrukturen für die Erreichung der Klimaneutralität aufzuzeigen. Die ersten Erkenntnisse zeigen die Notwendigkeit einer Regionalisierung der Transformationspfade und der integrierten Betrachtung der leitungsgebundenen Energieinfrastrukturen auf lokaler Ebene, also die abgestimmte und synchronisierte Entwicklung der Strom-, Gas- und Wärmenetze. Dabei ist abzuwarten, welche Wirkung die vorgeschriebene Verteilnetzplanung entfaltet und in welchem Detailgrad sie erfolgen kann. Es ist davon auszugehen, dass zukünftig durch eine flächendeckende Einführung einer kommunalen Wärmeplanung zusätzlich detaillierte Informationen auf lokaler Ebene erfasst werden. Durch die hohe Anzahl an Akteuren ist die Koordinierung auf lokaler Ebene eine besonders große Herausforderung. Laut den Stakeholdern ist außerdem eine Erfassung der Nieder- und Mittelspannung nur begrenzt sinnvoll, da hier die Vorausplanung sehr schwierig ist. Nichtsdestotrotz könnten grobe Festlegungen der Zielnetze, wie sie bereits heute von einigen Verteilnetzbetreibern vorgenommen werden, die Planungssicherheit erhöhen. Erste Pläne für das Verteilnetz liegen im Jahr 2024 vor und werden dann alle zwei Jahre erneuert.

Auf Übertragungsebene findet bereits ein umfassender und einsehbarer Planungsprozess statt. Weiteres Verbesserungspotenzial wäre vor allem bei der Erschließung der Offshore-Flächen zu suchen, mit einer besseren zeitlichen Abstimmung des Flächenentwicklungsplans mit dem Netzentwicklungsplan sowie der baldigen Festlegung der Gesamtausbaufäche bis 2045.⁹⁶ Für den Erfolg sektorübergreifender, integrierter und langfristiger Planung muss auch eine enge Ressortabstimmung innerhalb der Bundesregierung gesichert werden. Darüber hinaus ist auch die europäische Verknüpfung der Planungsprozesse wichtig, insbesondere für die Anbindung der Offshore-Potenziale, um Stromnetze und -anlandepunkte effizient zu planen.

Portfolioausschreibungen ausweiten

Auch einige finanzielle Instrumente können die Planungs- und Investitionssicherheit verbessern.

Ein mögliches Instrument ist dabei die Portfolioausschreibung. Dabei schreiben Netzbetreiber ihre Bedarfe für die kommenden Jahre aus und nutzen diese für Rahmenverträge mit Herstellern. Sie gibt Herstellern von Netzkomponenten und ihren Unterkomponenten damit einen besseren Planungshorizont und kann sich positiv auf die gesamte Lieferkette auswirken. Laut den Stakeholdern sind diesem Instrument durch das EU-Vergaberecht aller-

⁹⁵ Bundesregierung 2022b.

⁹⁶ Mit dem Flächenentwicklungsplan von Januar 2023 werden Flächen bis 2032 festgelegt. Die nötigen 70 GW bis 2045 sind zwar zum Großteil (geografisch) vornotiert, aber noch nicht festgelegt.

dings rechtliche Schranken gesetzt. Insgesamt stelle das EU-Vergaberecht hohe Anforderungen an Aufträge von Netzbetreibern. Die Reduzierung dieser Anforderungen könnte hier auf ihre potenziell beschleunigende Wirkung geprüft werden. Des Weiteren wurde hier erwähnt, dass Portfolioausschreibungen unter Umständen Innovationen behindern könnten. Aus diesem Grund würden sie heute vor allem für Komponenten genutzt, die schon erprobt sind, zum Beispiel für die Verkabelung, und nicht für neuere Komponenten, deren Design noch immer angepasst wird.

Vertragsstrafen reduzieren

Vertragsstrafen ziehen sich durch alle Wertschöpfungsebenen durch und werden von allen Stakeholdern als bremsend wahrgenommen. Denn diese Vertragsstrafen würden die Wertschöpfungskette entlang weitergereicht und laut den Herstellern teilweise dazu führen, dass die einzelnen Lieferanten längere Lieferzeiten angeben als notwendig (siehe Kapitel 4.4.3). Diese Pönalen auszusetzen, könnte eine entlastende und damit beschleunigende Wirkung entfalten. Weitere Anreize für schnellere Fertigstellung werden für die freie Wirtschaft als nicht sinnvoll betrachtet, da dadurch ebenso ein Anreiz geschaffen würde, Lieferzeiten künstlich zu verlängern.

Transparenz bei der Anreizregulierung schaffen

In der Anreizregulierung muss zwischen dem konventionellen Ausbau und innovativen Betriebsmitteln unterschieden werden. Laut den Stakeholdern wird durch die Anreizregulierung insbesondere der konventionelle Ausbau angereizt. Innovative Betriebsmittel würden hier weniger berücksichtigt werden. Dabei handelt es sich zum Beispiel um Investitionen in IT oder in neue Technologien, die für ein digitales Zukunftsnetz benötigt werden. Durch die Fokussierung auf ein Basisjahr würden außerdem bestimmte Investitionen aufgeschoben bzw. gegebenenfalls erst mit Zeitverzug refinanziert werden, was eine bremsende Wirkung auf den Netzausbau haben könnte. Regulierungsexpertinnen und -experten sind wie viele andere Fachkräfte rar, sodass Regulierungsdienstleistungen zudem oft teuer extern eingekauft werden müssen.

Die Anreizregulierung wurde im Jahr 2021 zwar novelliert, allerdings bleibt sie nach wie vor hoch komplex und ist für Nicht-Fachexpertinnen und -experten kaum zu verstehen. Laut dena-Analyse sollte hier daher kurzfristig angesetzt werden, indem mehr Transparenz für bestehende Regulierungsvorgaben angestrebt wird. So kann die Regulierungsbehörde gemeinsam mit Netzbetreibern Leitfäden entwickeln bzw. eigene Leitfäden bereitstellen, in denen transparent aufgezeigt wird, welche Technologien und Konzepte für Netzplanung und -betrieb kostentechnisch anerkannt werden. Eine vertrauensvolle und serviceorientierte Zusammenarbeit sowie eine offene Kommunikation bilden dafür die Grundlage. Des Weiteren können Netzbetreiber untereinander Good Practices austauschen, um die Arbeitsbelastung zu reduzie-

ren. Dies kann insbesondere für kleine Verteilnetzbetreiber wirksam sein. Für die Zukunft sollte das Ziel sein, die Regulierung zu verschlanken und zu vereinfachen, um weniger Personal zu binden und die Netzausbaugeschwindigkeit zu erhöhen.

Beschleunigung von Genehmigungsverfahren in die Praxis umsetzen

Im Bereich Genehmigungsverfahren für den Stromnetzausbau ist in den letzten Jahren viel passiert. Durch die Gesetzesänderungen 2022 wurde die Grundlage für effizientere, schlankere und digitalisierte Genehmigungsverfahren sowie für eine spezialisierte Gerichtsbarkeit für etwaige Klageverfahren geschaffen. Diese Vorgaben gilt es nun umzusetzen, und dies nicht nur auf Bundesebene, sondern vor allem auch auf Landesebene. Politischer Wille ist auch hier wieder als Grundvoraussetzung zu nennen. Die Bereitschaft zur Beschleunigung des Baus von Infrastruktur für die Diversifizierung der deutschen Gasversorgung muss sich auch beim Ausbau der Erneuerbaren und des entsprechenden Stromnetzes zeigen. Bund und Länder müssen zwingend gemeinsam arbeiten, um die Vorgaben des „Pakts für Planungs-, Genehmigungs- und Umsetzungsbeschleunigung zwischen Bund und Ländern“ schnell anzugehen und damit die Umsetzung der Änderungen zu ermöglichen. Dazu gehört auch die als notwendig identifizierte Novellierung des Baugesetzbuches.

Zielbeschlüsse der Bundesregierung sollten bis auf die lokale Ebene definiert werden, um Entscheidungen vor Ort transparenter zu gestalten und bundesweit zu beschleunigen. Auf lokaler Ebene muss zudem vor allem mehr Personal eingestellt werden. Zentrale Ansprechpartner für Vorhaben helfen, den Personaldruck zu reduzieren, ebenso wie der verstärkte Wissensaustausch der Genehmigungsfachkräfte untereinander. Wie die Verfügbarkeit von spezialisierten Fachkräften zusätzlich erhöht werden kann, wird im entsprechenden Kapitel dargestellt.

Kurzfristig könnten zudem auch Entscheidungshilfen sinnvoll sein, die Genehmigungsfachkräfte bei Interessenabwägungen unterstützen und auch auf die vorhandenen Möglichkeiten hinweisen, Alternativen- oder Doppelprüfungen zu vermeiden oder auch Öffentlichkeitsbeteiligungen schlanker zu gestalten. Kurz: Die Gesetzesänderungen sollten in die Genehmigungspraxis übersetzt werden.

Genehmigungen für den Produktionshochlauf beschleunigen

Für den Stromnetzausbau und die Bereitstellung von ausreichenden Fertigungskapazitäten sind verschiedene Arten von Genehmigungsverfahren wichtig. Neben den Netzausbauverfahren geht es dabei um Genehmigungen für neue Produktionsstandorte, die ebenfalls schlanker, effizienter und digitaler gestaltet werden sollten.

Insbesondere für die Erweiterung von bestehenden Anlagen kann eine vereinfachte Ausbauregelung erhebliches Beschleunigungspotenzial entfalten. Dafür müsste der bestehende Rechtsrahmen angepasst werden.

Digitalisierung voranbringen

Für alle Arten von Genehmigungen sollte mehr Digitalisierung angestrebt werden. Hier wurden durch das Plansicherstellungsgesetz schon große Fortschritte erzielt, die nun verstetigt werden müssen, auch durch Aufnahme in andere Regelwerke. Weiteres Potenzial für Digitalisierung liegt in der zentralen Erfassung von Geodaten, zum Beispiel im Bereich Artenschutz, und ihrer Bereitstellung für Planer, eventuell gegen Gebühr.

Industriekonsortien für Grünstrom schaffen

Energie- und vor allem Stromkosten sind laut den Stakeholdern eine zentrale Herausforderung für die Produktion in Deutschland und ein potenzielles Investitionshemmnis. Kurzfristige Entlastungsmaßnahmen im Zusammenhang mit der Energiekrise wurden von der Bundesregierung bereits auf den Weg gebracht. Dazu zählen zum Beispiel die Strom- und die Gaspreisbremse. Auch die Reduzierung der EEG-Umlage auf null trägt zur Reduktion der Stromkosten bei.^{97, 98}

Um allerdings langfristig günstigen und vor allem grünen Strom für die Industrie sicherzustellen, ist die Schaffung eines Industriekonsortiums denkbar (siehe Handlungsempfehlung 4).

Funktionale Ausschreibungen für mehr Standardisierung ausweiten

An einigen Stellen könnte eine Standardisierung von Stromnetzkomponenten hilfreich sein. Diese sei hier abgegrenzt von technischen Anschlussbedingungen, die sich ebenfalls in einem Standardisierungsprozess befinden, aber hier nicht weiter behandelt werden. Die Standardisierung der Komponenten hingegen wird heute im Rahmen des Forums Netztechnik/Netzbetrieb des VDE (Verband der Elektrotechnik Elektronik und Informationstechnik e. V.) besprochen. Allerdings gibt es hier durchaus noch zusätzliches Potenzial, zum Beispiel durch eine Formalisierung und Beschleunigung der Einigungsprozesse.

Bei einer funktionalen Ausschreibung geben Netzbetreiber lediglich eine funktionale Leistungsbeschreibung vor, deren Ausgestaltung durch den Hersteller geschieht. Für die Wirksamkeit dieses Instruments muss klar zwischen den Netzebenen unterschieden werden. Während die Übertragungsebene einen Käufermarkt darstellt, also wenig Käufer mit einer relativ hohen Marktmacht,

ist die Verteilnetzebene ein Verkäufermarkt mit relativ geringem Angebot bei einer hohen Anzahl an Nachfrageunternehmen in Form der Verteilnetzbetreiber. Ebenso ist die Verteilnetzebene von einer hohen Standardisierungsrate gekennzeichnet. Auf dieser Ebene ist daher eine weitere Standardisierung laut einigen Herstellern und Netzbetreibern nicht sinnvoll. Auf Übertragungsebene hingegen werden je nach Anforderung oft spezialisierte Komponenten angefordert. An dieser Stelle können funktionale Ausschreibungen dazu beitragen, dass Hersteller ihre eigenen Prozesse und Produkte standardisieren können und damit mehr Massenproduktion ermöglicht wird. Auf Verteilnetzebene bedeuten funktionale Ausschreibungen häufig, dass Personalressourcen gebunden werden für die Erstellung der Angebote und des darin enthaltenen Komponentendesigns. Auf allen Ebenen stellt sich die Frage nach dem Umgang mit geistigem Eigentum. Die damit verbundenen wirtschaftlichen Interessen stehen einer Standardisierung oft im Wege. Funktionale Ausschreibungen sollten deshalb mit Augenmaß dort eingesetzt werden, wo sie Standardisierung fördern, ohne zu verlangsamen oder auch Innovationen zu behindern.

Denn nicht nur die Standardisierung von Netzkomponenten kann eine beschleunigende Wirkung entfalten, auch technische Neuheiten können den Netzausbau beschleunigen, sei es in der Komponente selbst oder auch in ihrer Fertigungstechnik. Für eine zügige Einführung neuer Standards und innovativer Lösungen sind insbesondere kurze Zertifizierungszeiträume notwendig.

Im Sinne der europäischen Ausrichtung der Industrie müssen technische Standards und Komponentenstandards immer europäisch abgeglichen werden. Insbesondere auf Übertragungsebene gibt es hier Potenzial. Da die nationalen Netze immer auch eigene Anforderungen mit sich bringen, sollten Übertragungsebene Netzbetreiber sich hier auf einige Komponentenrichtlinien einigen, um Herstellern eine stärkere Massenproduktion zu ermöglichen. Dies gilt insbesondere auch für das Offshore-Stromnetz.

Offshore-Modularität und -Interoperabilität fördern

Vor allem in relativ neuen Bereichen des Stromnetzes, zum Beispiel bei der Anbindung der Offshore-Windenergiekapazitäten, liegt großes Standardisierungspotenzial. Hier geht es noch um eine Vorstufe der Standardisierung, nämlich um die Interoperabilität und die Modularität der Komponenten, damit sie in Zukunft besser zusammenarbeiten. Während Punkt-zu-Punkt-Verbindungen schon weiter fortgeschritten sind, befindet sich die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung noch in einem sehr frühen technischen Stadium und ist heute zwischen den ÜNB-Systemen

⁹⁷ Bundesregierung 2022c.

⁹⁸ Bundesregierung 2022d.

nicht interoperabel. Hier setzen bereits verschiedene Projekte an, zum Beispiel das 2022 gestartete Projekt Ready4DC oder EURO-BAR, die Normierung und Standardisierung fördern. Allerdings fehlt bis heute ein Full-Scale-, Multi-Terminal- und Multi-Vendor-Demonstrationsprojekt. Zu klären sind hier neben technischen auch rechtliche Fragen, beispielsweise wer bei einem missglückten Zusammenschluss zweier Systeme für etwaige Schäden haftet. Antworten auf diese Fragen und weitere Erkenntnisse hierzu werden vor allem langfristig zu Verbesserungen führen.

Beschaffung von Rohstoffen diversifizieren

Um einer tatsächlichen und potenziellen Rohstoffknappheit zu begegnen, gilt es, den Bezug zu diversifizieren sowie die Recyclbarkeit von verbauten Rohstoffen zu verbessern. Während die Maßnahmen zur Diversifizierung bereits kurz- bis mittelfristig wirken können, sind Maßnahmen in Richtung Recycling und Verbesserung der Kreislaufwirtschaft eher mittel- bis langfristig wirksam. Beide Herangehensweisen unterstützen die langfristige Resilienz der Stromnetzwirtschaft und müssen gemeinsam gedacht werden. Regelmäßige Stresstests, die Lieferketten durchleuchten und in relevante Unternehmen eng einbinden, können die Verfügbarkeit evaluieren und frühzeitige Reaktionen für kritische Rohstoffe ermöglichen. Ebenso sollte erwägt werden, strategische Rohstoffreserven anzulegen. Alle Maßnahmen müssen unbedingt auf europäischer Ebene ansetzen und mit dem 2023 angedachten Europäischen Gesetz über kritische Rohstoffe⁹⁹ abgestimmt werden (siehe Handlungsempfehlung 11).

Eine mögliche Handlungsoption für den Umgang mit Rohstoffknappheiten ist ein verstärkter Abbau in EU-Mitgliedsstaaten. Hierzu muss im ersten Schritt das Rohstoffpotenzial in den EU-Ländern ermittelt bzw. müssen bereits vorhandene Informationen zusammengeführt werden. Diese Koordinierungsaufgabe könnte von einer europäischen Rohstoffagentur übernommen werden. Dadurch wird sichtbar, in welchem Maße der Abbau innerhalb der Europäischen Union zur Versorgungssicherheit bei Rohstoffen beitragen kann. Wird ein solches Potenzial identifiziert, können staatliche Bürgschaften und Förderprogramme einen schnellen Hochlauf der Rohstoffgewinnung und -verarbeitung ermöglichen.

Des Weiteren kann auch der Abbau in Drittstaaten gefördert werden, um Herkunftsländer zu diversifizieren und somit möglichen Engpässen vorzubeugen. Die strategische Ausrichtung internationaler Partnerschaften sollte hier ansetzen und wichtige Rohstoff-

projekte im EU-Ausland unterstützen. Ebenso können gewisse Rohstoffe vorausschauend eingekauft und gelagert werden (siehe Handlungsempfehlung 11).

Recycling verbessern

Auch die Ermittlung alternativer Ressourcen oder die Verbesserung der Recyclbarkeit können den Bedarf an Primärrohstoffen verringern und langfristig Umwelt und Klima schonen. Hier ist wichtig, dass der rechtliche Rahmen geschaffen wird bzw. rechtliche Hürden beseitigt werden, die dem Aufbau einer Kreislaufwirtschaft im Wege stehen.

Bei einigen Rohstoffen, die auch für Stromnetze essenziell sind, gibt es bereits gut funktionierende Stoffströme, so zum Beispiel bei Stahl, Kupfer oder Aluminium. Allerdings muss hier unterschieden werden zwischen der Weiterverarbeitung für andere Wirtschaftszweige und der Nutzung von recycelten Materialien im Stromnetzbereich selbst. Hier gibt es zum Teil sehr hohe Qualitätsanforderungen, um die Sicherheit des Systems zu gewährleisten, die die Nutzung von recycelten Materialien ausschließen. Forschungsvorhaben sollten deshalb darauf abzielen, die Qualität der recycelten Materialien zu verbessern.

Andere, zum Teil nur in geringen Mengen, aber dennoch für Stromnetzkomponenten kritische Rohstoffe werden bislang kaum recycelt. Dabei handelt es sich zum Beispiel um Lithium oder Seltene Erden und Metalle. Hier ist die Rückgewinnung oft noch nicht wirtschaftlich. Allerdings gibt es, über alle Sektoren verteilt, großes Potenzial der Rückgewinnung bei oft nur wenig diversifizierten Bezugsländern. Hier sollten Forschungsvorhaben im ersten Schritt darauf abzielen, Recycling zu ermöglichen und die Recyclingkosten zu reduzieren.

Forschung kann durch staatliche Förderung, durch direkte Förderung von Forschungsvorhaben sowie durch die gezielte Förderung von Universitäten unterstützt werden. Ebenso wichtig sind eine schnellere Validierung und Zulassung von innovativen Verfahren. Flankierend wirken Maßnahmen wie Pflichten zur Offenlegung und zum Monitoring von Lieferketten.

Einführung qualitativer Kriterien in Ausschreibungen prüfen

Die fluktuierende Nachfrage erschwert eine langfristige Planung für Hersteller. Eine Möglichkeit, die Nachfrage zu stärken und langfristig sicherzustellen, ist die Einführung von qualitativen Kriterien bei Ausschreibungen. Diese können in Form von „European

⁹⁹ European Critical Raw Materials Act, Verabschiedung durch EU-Kommission Q1 2023



Content“ – das heißt, Komponenten müssen vollständig oder zum Teil in der EU produziert worden sein – oder auch bezogen auf den CO₂-Fußabdruck der Produktion und Lieferung ausgestaltet sein. Dies würde die Nachfrage nach europäischen Produkten steigern und kann somit den Ausbau der europäischen Herstellung anreizen. Allerdings verweisen einige Stakeholder darauf, dass solche Kriterien das ohnehin limitierte Angebot weiter unnötig einschränken und somit weitere Steigerungen der Preise und Wartezeiten zur Folge haben können. Ein möglicher Weg, qualitative Kriterien einzuführen, ohne gleichzeitig das Angebot zu verknappen, besteht darin, diese Kriterien als Zusatzkriterien und nicht als ausschlaggebende Voraussetzung einzuführen (siehe Handlungsempfehlung 2).

Vorrang bei Komponentenbeschaffung für kritische Industrie einführen

Die Hersteller von Stromnetzkomponenten konkurrieren bei der Beschaffung von Vorprodukten und Rohstoffen mit verschiedenen anderen Branchen. Vor allem im Hinblick auf die Digitalisierung spielen Chips und andere IT-Komponenten eine immer größere Rolle in verschiedenen Branchen. Mit einer Vorrangregelung

bei der Beschaffung könnten Engpässe im Bereich der Stromnetze zumindest teilweise behoben werden. Gegen eine solche Regelung spricht allerdings, dass es sich bei solchen Vorrangregelungen um massive Eingriffe in den Markt handelt und andere Branchen in der Folge einen immensen Nachteil hätten. Zudem bedarf die Definition als kritische Industrie einer ausreichenden Rechtfertigung. Die Umsetzung gestaltet sich als schwierig und folgenreich für andere Branchen.

Im Zusammenhang mit Herkunftsregeln ist für die Stakeholder auch der Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM) ein Thema. Einige Stakeholder befürchten jedoch, dass durch den notwendigen Import von Vorprodukten oder Rohstoffen aus dem außereuropäischen Ausland die zusätzlichen Abgaben für ihr Endprodukt weitere Kostensteigerungen zur Folge haben. Sie sprechen sich daher für ein CBAM-Moratorium für bestimmte Rohstoffe oder Vorprodukte aus (Beispiel: Aluminium). Zu bedenken ist hier, dass der CBAM Anreize für emissionsarme Produktionen und Importe setzen soll, ein Moratorium also langfristig die falschen Anreize setzt.

4.5 Querschnittsthema: Fachkräfte für die Energiewende-Industrie

4.5.1 Überblick über die Fachkräftesituation

Die Herausforderungen für die Fachkräftesicherung in Deutschland wachsen mit dem doppelten Strukturwandel – den langfristigen und tiefgreifenden Prozessen der ökologischen und der digitalen Transformation – und mit dem demografischen Wandel. Diese Faktoren verändern mit großer Dynamik den Wirtschaftsstandort Deutschland, seinen Arbeitsmarkt und die Arbeitskräftenachfrage. Hinzu kommen aktuell noch die Auswirkungen der COVID-19-Pandemie und die Folgen des russischen Angriffskriegs gegen die Ukraine.

Durch die ökologische Transformation und die damit einhergehenden zusätzlichen Investitionen in erneuerbare Energien, den Stromnetzausbau, die energetische Sanierung und das öffentliche Schienen- und Nahverkehrsnetz wird der Bedarf an Beschäftigten in den Sektoren Energie, Verkehr, Gebäude und Industrie langfristig steigen, während die Beschäftigung etwa in der Automobilbranche oder im Bereich der fossilen Energieträger sinken wird. Hierin liegt auch das Risiko eines steigenden Fachkräfteparadoxons: ein Arbeitskräftemangel in einigen Branchen bei gleichzeitigem Arbeitskräfteüberschuss in anderen Branchen.

Zusätzlich getrieben durch die digitale Transformation verändern sich Kompetenzanforderungen. Dies erfordert den Erwerb neuer Qualifikationen und Kompetenzen in vielen Branchen. Hierdurch verändern sich bestehende Berufsbilder und es entstehen neue. Heute schon steigt der Fachkräftebedarf in den bestehenden Berufsbildern in fast allen hier relevanten Sektoren. Dies gilt insbesondere für Berufe der Energie- und Gebäudetechnik, der Heizungs- und Klimatechnik sowie im Bereich Bau. Hier wird der Fachkräftebedarf aufgrund des Sanierungsbedarfs und der Umstellung auf erneuerbare Energien bereits in den kommenden Jahren weiter stark steigen. Verschärfend kommt der demografische Wandel hinzu, da gerade in diesen Berufen viele Erwerbstätige in den kommenden Jahren aus dem Arbeitsmarkt ausscheiden.

Nach den aktuellen Ergebnissen des Fachkräftemonitorings¹⁰⁰ können bis zum Jahr 2026 etwa 240.000 Arbeitsplätze nicht mehr besetzt werden. In den nachfolgenden Jahren droht sich die Situation nochmals dramatisch zu verschärfen. Nach einer Untersuchung des Nürnberger Instituts für Arbeitsmarkt- und Berufsforschung (IAB) fehlen bis 2035 7 Millionen Arbeitskräfte, wenn keine Gegenmaßnahmen eingeleitet werden. Das damit einhergehende Fachkräfteparadoxon wird in Zukunft weiter zunehmen.

Bei der Schaffung neuer Arbeitsplätze werden aufgrund der Tätigkeitsanforderungen und einer zunehmenden Komplexität der Arbeitswelt in den kommenden Jahren voraussichtlich zwei von fünf neu zu besetzende Stellen auf dem höchsten Anforderungsniveau entstehen, während nur ein geringer Anteil an diesem Neubedarf durch un- oder angelernte Geringqualifizierte abgedeckt werden kann.

Diese Entwicklungen werden insbesondere bei vielen technischen Berufen prognostiziert (z. B. Energietechnik, Klempnerei, Sanitär-, Heizungs- und Klimatechnik, Metallbau und Schweißtechnik, Elektrotechnik, Gebäudetechnik, Maschinenbau- und Betriebstechnik, Mechatronik), die mindestens einen beruflichen Abschluss voraussetzen (Fachkraft-, Spezialisten- und Expertentätigkeiten) und im dualen Ausbildungssystem erlernt werden. Insbesondere die andauernde Engpasssituation im Baugewerbe erfordert aufgrund der anstehenden Vorhaben im Rahmen der Klima- und Energie(effizienz)politik zusätzliche Fachkräfte. Besonders angespannt ist die Fachkräftesituation bereits in Klempnerei, Sanitär-, Heizungs- und Klimatechnik und Energietechnik sowie auch im Hochbau und im Ausbaugewerbe. Die ebenso bestehende Fachkräfteknappheit bei Bauplanung und -überwachung sowie Architektur betrifft nicht nur Engpässe bei der eigentlichen Baudurchführung, sondern vor allem auch die Planung und Genehmigung von neuen Bauvorhaben, da ebenso Engpässe in den öffentlichen Verwaltungen und Genehmigungsbehörden bestehen.

Zusätzlich gibt es in den Engpassberufen aufgrund des abnehmenden Reservoirs ausgebildeter Fachkräfte und des geringen Bewerberpotenzials einen starken Wettbewerb um Fachkräfte in den energiewenderelevanten Sektoren und Branchen untereinander, aber auch hinsichtlich der Gewinnung von Nachwuchs etwa mit dem Pflege- oder Bildungssektor.

4.5.2 Überblick über identifizierte Schlüsselberufe

Basierend auf der Vorstellung von Studienergebnissen zur aktuellen Fachkräftesituation in den Branchen Photovoltaik und Windenergie¹⁰¹ des Kompetenzzentrums Fachkräftesicherung wurden im Querschnittsgruppentreffen „Fachkräfteverfügbarkeit“ Schlüsselberufe diskutiert und von den Stakeholdern entsprechend den Brancheneindrücken (auch für den Netzbereich) bestätigt (siehe Abbildung 13).

Die Geschlechterverteilung ist in den aufgeführten Berufen enorm männerdominiert. Nur in sechs der 15 Betätigungsfelder ist der prozentuale Frauenanteil zweistellig, nur in zwei Fällen beträgt er mehr als ein Drittel.¹⁰²

¹⁰⁰ Institut für Arbeitsmarkt- und Berufsforschung et al. 2022

¹⁰¹ Kompetenzzentrum Fachkräftesicherung 2022a.

¹⁰² Kompetenzzentrum Fachkräftesicherung 2022a.

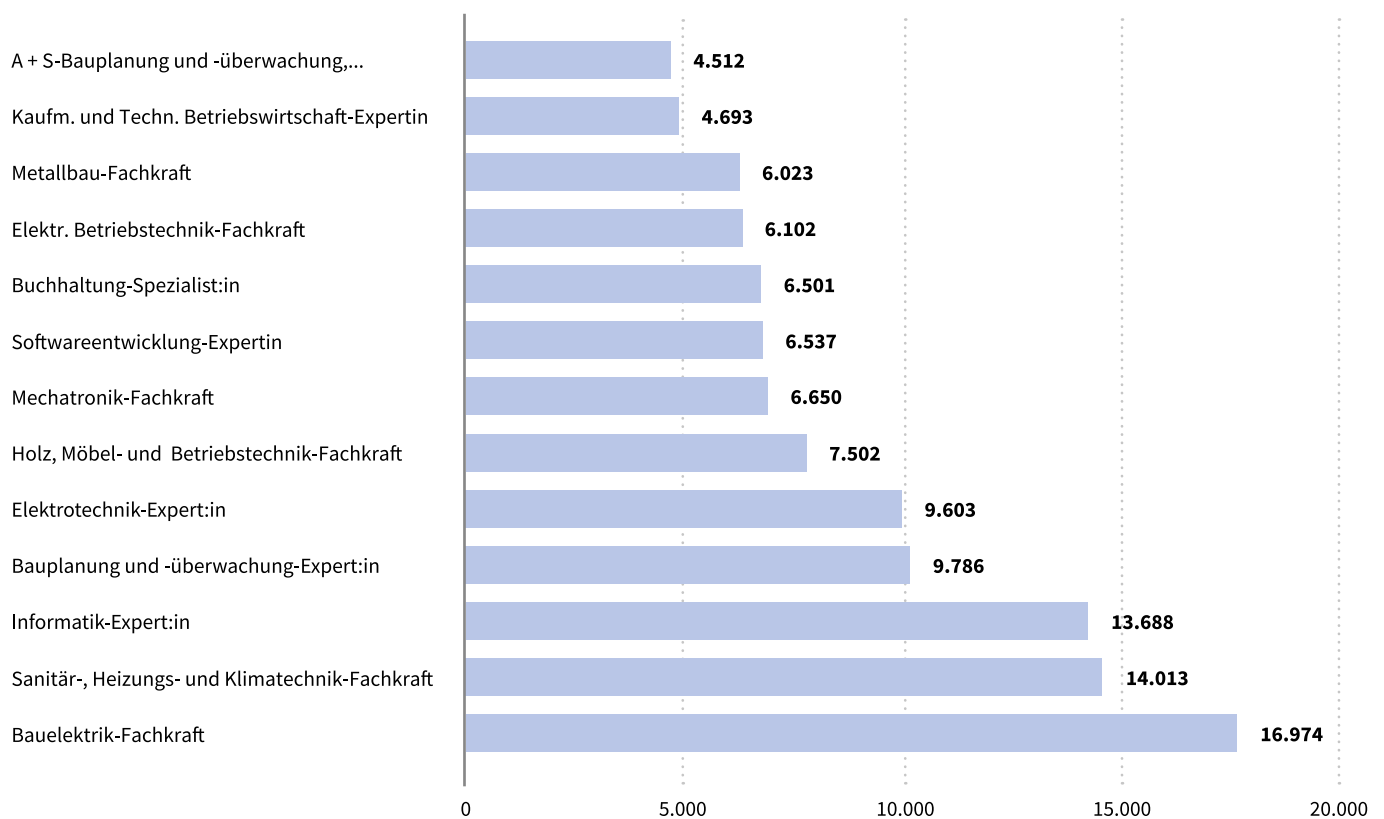


Abbildung 13 Die Top-15-Engpassberufe mit Relevanz für die Solar- und Windenergie (nach der Anzahl an offenen Stellen, für die es bundesweit keine passend qualifizierten Arbeitslosen gibt, Jahresdurchschnitt 01.07.2021 bis 30.06.2022)¹⁰³

Es wurden weitere Berufsgruppen und Bedarfe als besonders relevant im Rahmen von Produktion, Installation und Umsetzungsdurchführung in den Branchen Photovoltaik, Windenergie und Stromnetze erachtet und ergänzt.

In allen Branchen (Photovoltaik, Wind, Netze, Anlagenbau) fehlen (Teil-/Groß-)Projektleiterinnen und -leiter. Dabei handelt es sich um Akademikerinnen und Akademiker ohne spezielles Berufsbild und mit einem breiten Anforderungsprofil insgesamt im Energiewendekontext, die den kompletten Prozess von der Genehmigung bis zur Umsetzung leiten, steuern und begleiten. Ebenso fehlen Supply Chain Manager. Dies sind Betriebswirtinnen und Betriebswirte oder technische Einkäuferinnen und Einkäufer mit spezifischen Anforderungen an den Einkauf vor dem Hintergrund von Lieferkettenengpässen. Auch in der Bauplanung und Logistik fehlen Fachkräfte, zum Beispiel Lkw- oder Gabelstaplerfahrerinnen

und -fahrer und andere. Für alle Branchen relevant sind außerdem Verwaltungsangestellte (Absolventinnen und Absolventen in Jura, Biologie oder Geologie), die Genehmigungen und Kartierungen vornehmen.

Branchenspezifisch fehlten laut den Stakeholdern außerdem Fachkräfte für Elektrotechnik (und Ähnliche) bzw. Fachkräfte für Metalltechnik, Servicekräfte (insbesondere Wartung) im Windenergiebereich sowie Fachpersonal im Recycling (Photovoltaik und Windenergie). Wenngleich teils branchenspezifisch genannt, sind Überschneidungen denkbar.

¹⁰³ Eigene Darstellung basierend auf Kompetenzzentrum Fachkräftesicherung 2022a.

4.5.3 Überblick über identifizierte Handlungsfelder

Die Bundesregierung hat am 12. Oktober 2022 ihre neue Fachkräftestrategie¹⁰⁴ im Kabinett beschlossen. Fünf Handlungsfelder sind für die Bundesregierung bei ihrer Fachkräftestrategie zentral:

1. Zeitgemäße Ausbildung
2. Gezielte Weiterbildung passgenau für Betriebe und Beschäftigte
3. Arbeitspotenziale wirksamer heben und Erwerbsbeteiligung erhöhen
4. Verbesserung der Arbeitsqualität und Wandel der Arbeitskultur
5. Einwanderung modernisieren und Abwanderung reduzieren

Die Fachkräftestrategie der Bundesregierung soll einen unterstützenden Rahmen setzen und übergeordnet Handlungsfelder aufzeigen sowie Impulse zur Gewinnung und Sicherung von Fachkräften liefern, zu denen die Akteure des Arbeitsmarktes – Unternehmen und Betriebe, Beschäftigte, Länder und Kommunen, Sozialpartner, Kammern, die Bundesagentur für Arbeit, Bildungs- und Weiterbildungsträger sowie die Bundesregierung – Beiträge leisten sollen.

Zu den fünf übergeordneten Handlungsfeldern der Fachkräftestrategie wurden im Stakeholderdialog eine Reihe potenzieller Handlungsstränge für die Branchen benannt und zugeordnet.

1. Zeitgemäße Ausbildung

Um Nachwuchs für die Energie- und Wärmewende zu gewinnen, sollte das Image der Ausbildung und von Ausbildungsberufen durch Imagekampagnen und das Herausstellen der Vorteile insbesondere der dualen Ausbildung aufgewertet werden. International sollte das Leonardo-Programm gestärkt werden. Konzentrierte branchenübergreifende, gemeinsame Recruiting-Aktionen in Form von gemeinsamen Messeauftritten und Werbeaktionen für die Energiewende und die benötigten Fachrichtungen könnten die Aufmerksamkeit erhöhen. Ebenso muss die Möglichkeit geschaffen werden, durch gemeinsame Ausbildungszentren mit angeschlossener Berufsschule und Übernachtungsmöglichkeiten sowie die Einrichtung von Studiengängen Berufsbilder wie zum Beispiel in der Genehmigung gezielt als Bachelor- und Master- oder auch duales Studium anzubieten.

Gleichzeitig sollte die duale Ausbildung gestärkt und ihre Attraktivität gesteigert werden, zum Beispiel durch frühzeitige Berufsorientierung, attraktive Ausbildungsmessen und Berufs(vor)beratung, Schulpraktika, die Betonung von Bedeutung, Chancen und Mitgestaltungsmöglichkeiten und des Beitrags zu Nachhaltigkeit und zur Energiewende sowie eine faire Bezahlung. Mentee- oder Traineeprogramme können Auszubildende während des Studiums oder der Berufsschule begleiten und unterstützen.

Über die Anpassung von Ausbildungs- und Studieninhalten an den Transformationsbedarf gab es eine Kontroverse. Laut den Stakeholdern erfolgen die Prüfung und Überarbeitung bestehender Curricula kontinuierlich als klassischer Prozess der Neuordnung der Ausbildungsordnungen (ABO). Darüber hinaus gibt es im Rahmen der überbetrieblichen (für Betriebe verpflichtenden) Lehrlingsunterweisung (ÜLU) die Möglichkeit, flexibler auf Anpassungsbedarfe zu reagieren, sodass Ausbildungsordnungen, die bewusst technologieoffen formuliert sind, den Rahmen vorgeben, der nicht stetig kurzfristig angepasst werden muss.

Für die zeitgemäße Gestaltung der Ausbildung ist laut den Stakeholdern auch wichtig, dass klassische Rollenbilder und Vorurteile gegenüber Handwerksberufen abgebaut werden. So können beispielsweise Eltern in Kita und Grundschule adressiert werden (z. B. Lehr-/Kinderbücher zu Energiewende-Berufen mit weiblichen Vorbildern: „Ich habe eine Freundin, die ist Ingenieurin.“). Um den Einstieg zu erleichtern, helfen Maßnahmen wie die Förderung eines Orientierungshalbjahres in energiewenderelevanten Ausbildungsberufen und eines freiwilligen ökologischen Jahres im Bereich Energiewende oder auch das Engagement in der Ausbildung von Lehrerinnen und Lehrern sowie in der akademischen Bildung, um Sensibilität insbesondere in MINT-Bereichen in der Unternehmenspraxis zu schaffen (Netzwerke wie „Netzwerk Schule – Wirtschaft“).

Kontrovers wurde die Prüfung der Schaffung neuer Berufsbilder diskutiert. Laut den Stakeholdern ist die Schaffung neuer Berufsbilder kein Instrument für eine schnelle Intervention. Ein neues Berufsbild muss per Gesetz einem Gewerk (Handwerksordnung, HWO) oder einem Beruf (Berufsbildungsgesetz, BBiG) zugeordnet sein. Ausbildungsordnungen werden regelmäßig in einem etablierten Prozess unter Beteiligung der Sozialpartner dem veränderten Bedarf angepasst. Dazu sind die jeweiligen Berufsfachverbände in einem regelmäßigen Austausch, ob Kompetenzen zum Beispiel für gewerkeübergreifende Tätigkeiten durch Weiterbildungen oder Zusatzqualifikationen im jeweils bestehenden Berufsbild den Bedarf adäquat abdecken oder tatsächlich ein neues

¹⁰⁴ Bundesministerium für Arbeit und Soziales 2022.

Berufsbild adressieren. In diesem Kontext hat sich zur Bedarfsanpassung das System der Überprüfung und gegebenenfalls Anpassung von Ausbildungsordnungen bzw. der überbetrieblichen Lehrlingsunterweisung bewährt. Ein entscheidender Faktor für die Einrichtung eines neuen Berufsbildes ist die Aussicht auf eine langfristige Nachfrage.

Einigung bestand aber bei der Notwendigkeit einer Standardisierung und Vereinfachung der Regularien bei Ausbildungsgängen im gemeinsamen Austausch zwischen Fachverbänden, Innungen, Kammern, Bildungsträgern und Unternehmen.

2. Gezielte Weiterbildung passgenau für Betriebe und Beschäftigte

Gerade im Handwerksbereich sollten die Qualifizierung, die Weiterbildung und der Berufswechsel unterstützt werden. Dafür müssten insbesondere kleine und mittelständische Unternehmen sowie überbetriebliche Bildungsstätten und Berufsschulen bei Aus- und Weiterbildung unterstützt werden, zum Beispiel wenn Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter für die Weiterbildung freigestellt werden.

Die Weiterbildung benötigt laut den Stakeholdern eine inhaltliche und strukturelle Transformation durch eine stärker modulare Ausbildung, eine schnellere, differenzierte Teil- bzw. Weiterqualifikation (z. B. AC/DC-Monteure in der PV-Branche) und den generellen Ausbau und die Zertifizierung von Teil- bzw. Weiterqualifikationen. Weite Teile der Stakeholder stützten den Ansatz, dass angesichts des Faktors Zeit und der Dringlichkeit verkürzte Ausbildungen oder modulare Qualifizierungen helfen können, benötigte Stellen zu besetzen. Dadurch könnten voll ausgebildete Fachkräfte bei bestimmten Tätigkeiten entlastet und Arbeitsprozesse optimiert werden. Zudem könnten verkürzte Ausbildungen auch bislang nicht gehobene Potenziale von Fachkräften erschließen, denen die Vollausbildung in einem Schwung zum Beispiel zu schwer ist. Die Vollausbildung könnte aufbauend auf dem ersten Ausbildungsbaustein später fortgeführt werden. Pauschal verkürzte Ausbildungszeiten und die Absenkung der Anforderungen an Abschlüsse bei Berufen mit Fachkräftemangel wurden aber auch kritisch gesehen, sofern sie insbesondere auch Vor- oder Sachkenntnis für andere Gewerke erfordern. Ein schnellerer Fachkräfteaufwuchs sei notwendig, sollte aber nicht zu Lasten von Qualität und Sicherheit gehen, was vor allem Intention bestehender Regularien ist. Ein gemeinsamer gewerkeübergreifender Austausch (Fachverbände, Kammern, Innungen, Unternehmen) ist hier erforderlich, um gemeinsame Lösungen zu finden.

Als weitere Maßnahmen wurden hier genannt: das Angebot digitaler und flexibler Weiterbildungsmöglichkeiten sowie der vereinfachte Erwerb von Deutsch-Kenntnissen im technischen Bereich, indem er in der Weiterbildung übergreifend vernetzt, zentraler, gezielt und gebündelt angeboten wird.

3. Arbeitspotenziale wirksamer heben und Erwerbsbeteiligung erhöhen

Dies benötigt eine Arbeitsmarktpolitik, die die Gleichstellung der Geschlechter am Arbeitsmarkt als durchgängiges Prinzip verfolgt. Um Frauen für energiewenderelevante Berufe zu gewinnen, könnten Stellenanzeigen zielgruppenspezifischer formuliert werden.¹⁰⁵ Hier sei auch die Initiative „Women Energize Women“ des BMWK als positives Beispiel zu nennen.

Weiteres Potenzial liege in der Einbindung Qualifizierter aus dem Ruhestand sowie in der Förderung des Quereinstiegs. Letzteres könne zum Beispiel durch Ansprache von Studienabbrecherinnen und -abbrechern, unentschlossenen Abiturientinnen und Abiturienten sowie die (Weiter-)Qualifizierung von an- und ungelernten Schulabbrecherinnen und -abbrechern geschehen. Ebenso interessant sei ein Qualifizierungsprogramm für berufliche Mobilität bzw. Transferqualifizierungen.

Auch müssten die Rahmenbedingungen vereinfacht und bestehende Regularien überprüft werden. Dazu gehört das Arbeitszeiterfassungsgesetz, in dessen Rahmen Unsicherheiten in der Anwendung insbesondere bei Infrastrukturprojekten bestehen („Einstampeln ab Bürotür vs. Baustelle“). Ebenso seien hier die Verordnungen zur Begleitung von Schwerlasttransporten zu nennen, die aktuell mehr Begleitfahrzeuge inklusive Personal erfordert.

4. Verbesserung der Arbeitsqualität und Wandel der Arbeitskultur

Ein Label „Klimawende-Arbeitgeber“ oder „Energiewende-Arbeitgeber“ könnte laut den Stakeholdern die Attraktivität der Berufe erhöhen. In der Unternehmenskommunikation sollten dann „Grüne Berufe“ als besondere Verantwortung und Chance (auch bei Ausbildungsberufen) frühzeitig hervorgehoben werden.

Ebenso gilt es laut den Stakeholdern, die Chancen der Digitalisierung zu nutzen, um die Bedürfnisse und Vorstellungen der sogenannten Generation Z zu erkennen und zu antizipieren, zum Beispiel durch die Steigerung der Arbeitsqualität (Homeoffice und flexible Arbeitszeitmodelle sofern möglich) und der Attraktivität bei Berufsbildern, in denen Homeoffice und flexible Arbeitszeitmodelle schwierig umsetzbar sind. Durch die Einführung von Englisch als Arbeitssprache könnten zusätzliche Fachkräfte (aus dem Ausland) angesprochen werden.

¹⁰⁵ Kompetenzzentrum Fachkräftesicherung 2022a.

5. Einwanderung modernisieren und Abwanderung reduzieren

Prozesse und Verwaltungsverfahren einschließlich der optimierten Anerkennung von Berufsabschlüssen sollten vereinfacht werden – nicht nur allein für Fachkräfte, sondern für alle Arbeitskräfte. Hier wurde kontrovers diskutiert, ob der aktuelle Entwurf des Fachkräfteeinwanderungsgesetzes ausreichend ist. Arbeitsvisa sollten zum Beispiel in Form von Ausbildungsvisa (nicht unbedingt europäisches Visum) einfacher ausgestellt und deutsche Sprachkenntnisse nicht zwingend zur Voraussetzung gemacht werden, wenn (branchenspezifische) Englischkenntnisse ausreichen. Ebenso sollte die Komplexität der Arbeitnehmerfreizügigkeit reduziert werden.

Die Fachkräftethematik sollte europäisch gedacht und Kooperationen ins Ausland sollten angestrengt werden. Unterstützungs- und Vermittlungsprogramme für Ausländerinnen und Ausländer für Berufe in der Energiewende sollten auf- bzw. ausgebaut werden. Dazu gehörten auch eine Informationskampagne für Energiewende-Berufe in EU- und Drittstaaten sowie eine Chancenkarte für Migration in Berufen der Energiewende.

4.5.4 Initiativen und Vorhaben zur Sicherung der Fachkräfteverfügbarkeit

Um die Sicherung der Verfügbarkeit von Fachkräften zu unterstützen, engagieren sich die involvierten (Arbeitsmarkt-)Akteure bereits und es gibt eine Reihe von Initiativen bzw. geplanten Vorhaben, die die verschiedenen Handlungsfelder adressieren (sollen).

Diese sind in der Folge ergänzend zum Stakeholderdialog übersichtsweise exemplarisch aufgeführt, ohne den Anspruch auf Vollständigkeit zu erheben.

Initiativen von Unternehmen, Verbänden und der Politik: Allianz der Chancen – Initiative für eine neue Arbeitswelt, Continental Institute of Technology and Transformation (CITT) als Beispiel für die Umsetzung des Qualifizierungschancengesetzes, Viessmann-Akademie, Enpal Akademie, Mission to Move Transferqualifizierung bei Bosch, BWE: „Kluge Köpfe, geschickte Hände“, BUILD UP Skills, Berufliche Bildung für das SHK-Handwerk, Mittelstandsinitiative Energiewende und Klimaschutz, Zentrale Servicestelle Berufsanerkennung (ZSBA), UBA Connect, BA / Zentrale Auslands- und Fachvermittlung, Make it in Germany, BQ-Portal, HaBiZu – Handwerk bietet Zukunft, Weiterentwicklung des „Skills Experts“-Programms, Förderprogramm der „Europäischen Klimaschutzinitiative“ (EUKI), „Young Energy Europe 2.0“ / Energy Scouts, ESF-Programm des Bundesumweltministeriums „Berufsbildung für nachhaltige Entwicklung (BBNE)“, Initiative „Women Energize Women“ des BMWK.

Weitere Vorhaben der Politik sind unter anderem:

- Allianz für Transformation / Taskforce zum Thema „Fachkräfte – Wie können gezielt Fachkräfte für die Transformation gewonnen werden?“
- Überarbeitung der Ausbildungsordnungen der 19 Berufe der Bauwirtschaft sowie der vier umwelttechnischen Berufe
- Neuordnung der handwerklichen Elektroberufe auf Ebene der Meisterinnen und Meister (im Elektrotechniker-, Informationstechniker- und Elektromaschinenbauer-Handwerk)
- Förderung der Entwicklung überbetrieblicher Berufsbildungsstätten zu technologieorientierten Kompetenzzentren
- Weiterförderung der Lehrgänge der überbetrieblichen Lehrlingsunterweisung im Handwerk sowie Er- bzw. Überarbeitung der dazugehörigen Unterweisungspläne im Hinblick auf den Klimaschutz
- Allianz für Aus- und Weiterbildung (Vertreterinnen und Vertreter aus Politik, Wirtschaft und Gewerkschaften setzen sich dafür ein, die Attraktivität und die Qualität der Ausbildung zu stärken)
- Förderprogramm „Ausbildungscluster 4.0 in den Braunkohleregionen“ (Fachkräfte für zukunftsrelevante Aufgaben wie Energie- und Mobilitätswende, Umwelt- und Klimaschutz sowie Digitalisierung ausbilden)
- Förderprogramm „Passgenaue Besetzung“ (Schulung von Beraterinnen und Beratern zu Berufsfeldern mit Transformationsbezug)
- Initiativkreis „Unternehmergeist in die Schulen“ (Bündelung von bundes- und landesweiten Initiativen und Projekten, um zur Stärkung von Unternehmergeist und ökonomischem Wissen an Schulen beizutragen, zukünftig insbesondere Berücksichtigung der Themen Nachhaltigkeit und Klimaschutz)
- Verabschiedung eines neuen Fachkräfteeinwanderungsgesetzes (u. a. unbürokratische und praktikable Ausgestaltung von neuen Einwanderungsmöglichkeiten ohne vorherige formale Anerkennung der ausländischen Qualifikation und die punktebasierte Chancenkarte zur Jobsuche)
- Fortführung des Fachkräftegipfels der Bundesregierung mit den Spitzenverbänden der Wirtschaft und den Gewerkschaften, den zuständigen Fachministerkonferenzen der Länder, den kommunalen Spitzenverbänden sowie der Bundesagentur für Arbeit

4.6 Querschnittsthema: Investitions- und Finanzierungsbedingungen für Fertigungskapazitäten

Die Veranstaltungen des StiPE haben gezeigt, dass die Bereitstellung ausreichender Investitionsvolumen sowie die Sicherstellung verlässlicher und tragbarer Finanzierungsbedingungen in allen betrachteten Branchen (Photovoltaik, Windenergie und Stromnetze) maßgeblich sind, um die Fertigung an deutschen Standorten auf heutigem Niveau halten bzw. so erweitern zu können, dass der politisch vorgegebene Markthochlauf bewältigt werden kann.

Während die Instrumente in den obigen Kapiteln bereits im Kontext der jeweiligen Branchen diskutiert wurden, sollen sie im Folgenden genauer beschrieben und Kernaussagen zusammengefasst werden. Unterschieden wurde dabei zwischen Instrumenten, die die Aufnahme von Kapital erleichtern, und solchen, die eine nachhaltige und planbare Nachfrage nach Technologien schaffen. Die Instrumente können sich gegenseitig beeinflussen. Eine gesicherte Nachfrage für ein Produkt kann zum Beispiel die Aufnahme von Kapital zum Aufbau von entsprechenden Produktionskapazitäten erleichtern (gesteigertes Vertrauen der Investoren bzw. Gläubiger). Weiterhin führen Diskussionen über sichere und planbare Nachfrage insbesondere in der Wind- und PV-Branche häufig zu Fragen nach Genehmigungsverfahren und allgemeineren rechtlichen Rahmenbedingungen. Diese Aspekte werden an dieser Stelle nicht detailliert beleuchtet, sondern wurden in den branchenspezifischen Kapiteln behandelt.

4.6.1 Schaffung einer nachhaltigen und planbaren Nachfrage

Planbare und ausreichend voluminöse Absatzprognosen schaffen Vertrauen bei privaten Kapitalgebern und schalten so Investitionen frei. Aufgrund der weiterhin langwierigen Planungs- und Genehmigungsverfahren und der mangelnden Flächenverfügbarkeit für Windenergie- und Photovoltaik-Freiflächenanlagen kalkulieren die Marktteilnehmer nicht mit den Absatzzahlen basierend auf den politischen Zielwerten, sondern mitunter deutlich darunter. Zwar sind diese Ausbauhürden bereits im sogenannten Osterpaket gesetzlich adressiert worden, der tatsächliche Beschleunigungseffekt muss sich allerdings noch in der Praxis niederschlagen.

Staatliche Abnahmegarantien für produzierte Anlagen

Es wäre denkbar, dass die öffentliche Hand Abnahmegarantien für EE-Anlagen ausspricht und somit das Absatzrisiko für bereits produzierte Anlagen übernimmt. Konkret müsste der Staat die mögliche Differenz zwischen Produktionskosten und dem tatsächlichen Verkaufspreis übernehmen. Eine Voraussetzung ist, dass Strukturen vorgehalten werden, um die Lagerung und die Abwicklung der (Weiter-)Verkäufe von Anlagen durchzuführen.

Als vorteilhaft wurde von den Teilnehmerinnen und Teilnehmern der Session betrachtet, dass mit diesem Instrument sehr kurzfristig die Produktion angeregt und eine Auslastung der bestehenden Produktion erreicht werden könne. Über die erhöhte Nachfrage nach Vorprodukten käme der Effekt auch bei den Zulieferern an. Vorbehalte bestehen allerdings hinsichtlich der praktischen Umsetzung. Wenn Anlagen produziert werden, für die es zunächst keine Verwendung gibt, müssten sie gelagert werden. Die Frage sei, wo und zu welchen Kosten das geschehen kann. Im ungünstigsten Fall, nämlich wenn die Anlage nicht mehr nachgefragt wird, müssten Anlagen recycelt bzw. verschrottet werden. Im Falle, dass der Verkaufswert unter den Herstellungskosten liegt, würden ebenfalls Verluste realisiert. Dieses Kostenrisiko trüge die öffentliche Hand. Dies wirft Fragen nach der öffentlichen Akzeptanz für die Finanzierung eines solchen Instruments durch den Staat auf. Unklar ist bislang auch, wie die produzierten Anlagen in der Unternehmensbilanz behandelt werden sollen, das heißt, wem sie zu welchem Zeitpunkt angerechnet werden können – Staat oder Unternehmen. Darüber hinaus argumentierten einige Stakeholder, das Instrument könne aufgrund der gesicherten Abnahme einzelner Modelle den Innovationsdruck verringern und somit mittelfristig die Wettbewerbsfähigkeit deutscher Unternehmen einschränken.

Je einfacher und günstiger die Produkte zu lagern sind und je absehbarer ist, dass sie später auch benötigt werden, desto eher scheinen staatliche Abnahmegarantien infrage zu kommen. Können Produkte nur schlecht gelagert werden oder ist nicht absehbar, dass sie auch gebraucht werden, erscheint ein solches Instrument zumindest bei Windenergieanlagen wenig praktikabel.

Angesicht dieser Vorbehalte zeigte sich unter den Stakeholdern eine Präferenz für rein finanzielle Sicherheiten bzw. Bürgschaften. Es solle dabei aber geprüft werden, ob das Instrument nur auf OEM abzielt oder auch auf Komponentenhersteller. Teils wurden die verschiedenen Instrumente (Abnahmegarantien oder Bürgschaften) in den Beiträgen unterschiedlich verstanden und beschrieben. Eine weitere Konkretisierung sei daher aus Sicht der Stakeholder erforderlich.

Industrielle Abnahmegarantien für produzierten Strom aus europäischen Anlagen

Die Nachfrageseite könnte auch dadurch gestärkt werden, dass Industrieunternehmen mit klassischerweise hohem Strombedarf Abnahmegarantien für Strom aus EE-Anlagen aussprechen. So könnte beispielsweise ein Industriekonsortium einen Stromabnahmevertrag mit einem Projektentwicklerkonsortium schließen. Letzteres vereinbart wiederum eine Abnahme mit Anlagenherstellern. Hier bestehen Fragen nach der Risikoverteilung.

Vorteile des Instruments seien laut den Stakeholdern die mögliche Preis- wie auch Mengensicherung und die Möglichkeit, der Industrie günstigen grünen Strom zur Verfügung zu stellen. Es handele sich dabei vielmehr um Langfristverträge als um Abnahmegarantien. Man könne in diesem Zusammenhang auch grünen Wasserstoff mitdenken. Zu klären sei, wie die vertragliche Ausgestaltung auszusehen hat und wie die Rollen zwischen Projektentwicklern, Herstellern, Stromverteilern etc. verteilt werden sollen. Man könne das Instrument auch eher als eine Brancheninitiative verstehen – der Staat selbst müsse deutlich weniger finanzielle Mittel dafür aufwenden.

„Local Content“-Klauseln ins Ausschreibungsdesign implementieren

Der Staat könnte Vorgaben dazu machen, dass ein gewisser Anteil der Wertschöpfung bei der Anlagenproduktion in Deutschland erfolgen muss, und somit die nationale Nachfrage stärken. Gleiches wäre auch auf europäischer Ebene denkbar. Derartige Vorgaben könnten in der Ausgestaltung der Ausschreibungen verankert werden.

Während die Teilnehmerinnen und Teilnehmer des StiPE das Instrument grundsätzlich als geeignet ansehen, um ein „Level Playing Field“ herzustellen und Preisdumping zu vermeiden, gab es vor allem Bedenken bezüglich der Effizienz. „Local Content“-Klauseln schafften Anreize für Kostensteigerungen (Ausnutzung des Standortvorteils) und führten zu Ineffizienzen (Produktionsstätten in jeder Region), was schlecht für die Wettbewerbsfähigkeit sein könne. Kurz- bis mittelfristig könnten sie auch das Angebot an verfügbaren Anlagen verringern.

In jedem Fall dürfe sich „local“ nicht nur auf Deutschland, sondern müsse sich auf Europa beziehen. Der Dialog mit den anderen Mitgliedsstaaten sei daher zentral. Laut einigen Stakeholdern solle Deutschland zunächst auch den bereits bestehenden EU-Rahmen ausschöpfen, um lokale Produktion zu fördern bzw. zu ermöglichen. Sofern noch mehr „Local Content“ gewünscht wird, sollte dies keine harte Forderung sein, sondern vielmehr eines von verschiedenen Ausschreibungskriterien. Alternativ würden auch andere Ausschreibungskriterien indirekt lokale Produktion fördern, wie im Folgenden beschrieben wird.

Nachhaltigkeitskriterien ins Ausschreibungsdesign implementieren

Eine weitere Möglichkeit ist die Einführung von Kriterien nachhaltiger Produktion in das Ausschreibungsdesign, wie zum Beispiel Anforderungen an den CO₂-Fußabdruck der Anlagen. So könnten bestimmte Produzenten von der Marktteilnahme ausgeschlossen bzw. ihre Marktsituation könnte deutlich erschwert werden. Im gegenwärtigen Ausschreibungssystem für die Windenergie auf See sind derartige Kriterien bereits enthalten.

Die Teilnehmerinnen und Teilnehmer waren sich weitgehend einig, dass Nachhaltigkeitskriterien die bessere Alternative zu „Local Content“-Kriterien sind. Sie würden ebenfalls für Dumpingschutz sorgen, aber die Ineffizienzen vermeiden.

Essenziell bei der Ausgestaltung des Instruments sei eine Standardisierung aller qualitativen Kriterien auf europäischer Ebene. Dazu könne beispielsweise auch die Recyclingfähigkeit der Anlagen zählen. Falls Länder unterschiedliche Akzente setzen wollen, solle es wenigstens einen gemeinsamen Katalog mit einheitlichen Definitionen und Berechnungsmethoden geben, aus dem sie auswählen können. Auch die Nachweisverfahren müssten so einfach und einheitlich wie möglich sein. Andernfalls drohe eher die Störung der industriellen Produktion.

4.6.2 Instrumente zur Vereinfachung der Kapitalaufnahme

Die folgenden Instrumente können Unternehmen helfen, Kapital aufzunehmen, um Produktionskapazitäten auf- oder auszubauen. Einige Stimmen warben dafür, verschiedene Maßnahmen zu bündeln. Angesichts des mitunter verhaltenen Feedbacks der an der Session teilnehmenden Stakeholder ist es möglich, dass nicht ausreichend Expertinnen und Experten für Finanzierungsfragen aus den Unternehmen vertreten waren und diese für ein genaueres Bild zukünftig stärker einbezogen werden sollten.

Eigenkapitalähnliche Hybridinstrumente

Bei hybrider oder mezzaniner Finanzierung akquiriert ein Unternehmen Kapital, das sowohl Fremd- als auch Eigenkapitalcharakter hat. Dies gilt beispielsweise für Stille Einlagen, Genussscheine oder Nachrangdarlehen, wobei eine flexible individuelle Vertragsgestaltung eine eindeutige Zuordnung nicht immer möglich macht. Kapitalgeber könnten zum Beispiel der Staat oder öffentliche Beteiligungsgesellschaften sein. Das Instrument könnte den Unternehmen durch eine gestärkte Eigenkapitalbasis auch bessere Finanzierungsmöglichkeiten am (Fremd-)Kapitalmarkt verschaffen und hätte damit eine Hebelwirkung.

Die dena hat im Rahmen eines Projekts für das BMWK (Referat I D 3) geprüft, inwieweit ein hybrides Finanzierungsinstrument eine sinnvolle Fördermaßnahme zur Dekarbonisierung energieintensiver Unternehmen sein kann. Wesentlicher Baustein des Projekts war die Befragung von Unternehmen verschiedener Größe und unterschiedlicher Branchen.

Das Instrument wurde von der Mehrzahl der Beteiligten begrüßt und könne ihnen zufolge ein wichtiges Instrument für eine (schnellere) Kapitalaufnahme sein und damit Investments ermöglichen oder beschleunigen. Die Fremdkapitalakquise dauere mitunter zu lange oder sei gar nicht möglich. Die Bedeutung

des Instruments würde mit steigenden Zinsen zunehmen. Wichtig waren den Unternehmen die Anerkennung der Mittel als bilanzielles Eigenkapital, einfache unbürokratische Prozesse und attraktive Zinskonditionen. In einem Folgeprojekt könnte unter der Beteiligung weiterer Stakeholder (insbesondere der Finanzwirtschaft) eine Empfehlung zur genaueren Ausgestaltung des Instruments entwickelt werden.

Lockerung der Risikoanforderung bei zinsgünstigen Krediten durch KfW und EIB

Die Zinssätze für Förderkredite der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) und der European Investment Bank (EIB) sind günstiger als marktübliche Kredite, hängen aber ebenfalls von den wirtschaftlichen Verhältnissen der Unternehmen (Bonität) und der Werthaltigkeit der gestellten Sicherheiten ab. Eine Lockerung würde bedeuten, dass auch Unternehmen mit schlechterer Bonitäts- und Besicherungsklasse Förderkredite erhalten können und/oder die Zinssätze für die verschiedenen Bonitäts- und Besicherungsklassen sinken.

Potenzielle Vorteile wurden für Zuliefererunternehmen aus dem Mittelstand gesehen. Für große OEM sei diese Art der Förderung bislang nicht relevant, was sich aber ändern könne. Bislang gäbe es keine passenden Programme, die mit ausreichend Volumen ausgestattet sind. Wichtig sei auch, dass die Prozesse effizient und unbürokratisch gehalten werden, damit tatsächlich eine Beschleunigungswirkung einsetzt.

Sonderabschreibungen für Investitionen in Fertigungskapazitäten

Sonderabschreibungen bieten Unternehmen die Möglichkeit, Abschreibungen flexibler zu gestalten, als grundsätzlich vom Steuerrecht vorgesehen. So kann ein größerer Anteil der Investition früher geltend gemacht werden: Statt 20 Prozent über fünf Jahre werden beispielsweise 80 Prozent im ersten Jahr und 20 Prozent im Jahr darauf geltend gemacht. Vorgezogene Abschreibungen führen dazu, dass Unternehmen Abschreibungen tätigen können, noch bevor sie überhaupt investiert haben. Beide Fälle erhöhen kurzfristig die Liquidität der Unternehmen. Bestehende Beispiele sind „Investitionsabzugsbeträge und Sonderabschreibungen zur Förderung kleiner und mittlerer Betriebe“ (§ 7g Einkommensteuergesetz).

Sonderabschreibungen wurden von den Beteiligten, die sich geäußert haben, als sinnvoll eingestuft. Neben einer Minderung der Steuerlast ließe sich das Instrument sinnvoll mit anderen Instrumenten kombinieren.

Einstufung eines Vorhabens als Important Project of Common European Interest (IPCEI)

Als IPCEI eingestufte Projekte unterfallen besonderen EU-Beihilferegelungen und können von mehreren EU-Mitgliedsstaaten gemeinsam mit bis zu 100 Prozent gefördert werden. Dafür müssen sie derzeit im Bereich Forschung und Innovation einen signifikanten

Beitrag zur Erreichung der strategischen Ziele der EU leisten. Möglich sind zum Beispiel rückzahlbare Vorschüsse, Kredite, Garantien oder nicht rückzahlbare Zuschüsse. Die Förderung endet bislang mit dem „First Industrial Deployment“. Beispiele für umgesetzte IPCEI stammen aus den Bereichen Halbleitertechnik, Batterieproduktion und Wasserstoff.

Zu den bisherigen und möglichen Vorteilen des Instruments zählen die Stakeholder die Innovationsförderung und damit die Sicherung der Wettbewerbsfähigkeit. Der Fokus des Gesprächs lag diesbezüglich auf der PV-Branche. Inwieweit eine Ausweitung auf den Aufbau großer Produktionskapazitäten möglich sei, müsse geprüft werden. Problematisch wurde gesehen, dass das Instrument insgesamt zu langsam sei. Eventuell müsse auch oder stattdessen das europäische Beihilferecht selbst adressiert werden.

Steuerergünstigungen pro produzierter Einheit

Subventionen in Form von Zuschüssen oder Steuererleichterungen könnten auch direkt an die zu produzierenden Mengen oder die zu erwartenden Leistungen der Anlagen gekoppelt sein.

Die im August in den USA verabschiedeten großflächigen Subventionen pro produzierter Einheit mittels Steuerergünstigungen (Investment Tax Credits (ITC) im Rahmen des Inflation Reduction Act (IRA)) haben in den USA zu vielen positiven Entscheidungen für Investitionen in Fertigungskapazitäten für Energiewende-Technologien geführt.

Die Akteure waren sich weitgehend einig, dass es hier kurzfristig einer Reaktion auf europäischer Ebene bedarf. Die aktuellen Investitionsbedingungen in den USA seien so attraktiv, dass Investitionen aus Europa in die USA verlagert werden. Gleichzeitig wurde bekräftigt, dass Ideen einer Adaption des Instruments einer eingehenden vorherigen Prüfung bedürfen, da die steuerrechtlichen Rahmenbedingungen in Europa sich von denen in den USA stark unterscheiden.

Staatliche Kreditrückversicherung

Staatliche Bürgschaften können Projekte auf verschiedene Weisen finanziell absichern und die Umsetzung von mehr Projekten parallel ermöglichen. Dies kann beispielsweise in Form einer Rückversicherung (Reassekuranz oder Zession) geschehen. Darunter versteht man in der Regel die Versicherung eines Versicherungsunternehmens. Laut den Stakeholdern, insbesondere aus der Stromnetzbranche, bestehe dort das Problem, dass sich die Rückversicherer weigern, eine Rückversicherung für Kreditfinanzierungen auszusprechen, die bei Zahlungsunfähigkeit greift und die Kredittilgung fortführt. Hier könnte der Staat aktiv werden und beispielsweise über einen Fonds selbst die Rückversicherung anbieten. Neben der Kreditrückversicherung kann der Bund auch durch die teilweise oder vollständige Bereitstellung bzw. Rückhaftung der benötigten Garantien die Garantielinie der Hersteller entlasten.

Literaturverzeichnis

Almarshoud, A. F.; Elfadil; A. (2021): A Transition Towards Localizing the Value Chain of Photovoltaic Energy in Saudi Arabia.

BCG (2022): US Inflation Reduction Act: Climate & Energy Features and Potential Implications.

BDEW (2022): Diskussionspapier: Nexus Rohstoffe, Vorprodukte und Energiewende. Hg. v. BDEW.

BGR (2021): Deutschland - Rohstoffsituation 2020. Hg. v. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe. Hannover. Online verfügbar unter https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Min_rohstoffe/Downloads/rohsit-2020.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (zuletzt geprüft am 19.12.2022).

BGR (2022): BGR Metallpreisindex (MPI) ab Januar 2000. Hg. v. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe. Online verfügbar unter https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Min_rohstoffe/Produkte/produkte_node.html?tab=Rohstoffpreise (zuletzt geprüft am 19.12.2022).

BGR; DERA (2022): Preisindex Oktober 2022. Hg. v. BGR und DERA.

BMWK (o.J.): Das deutsche Strom-Verteilernetz. Infografik Netze und Netzausbau. Online verfügbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Infografiken/Energie/verteilernetz.html> (zuletzt geprüft am 19.12.2022).

BMWK (2022): Überblickspapier Osterpaket. Online verfügbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/0406_ueberblickspapier_osterpaket.pdf?__blob=publicationFile&v=12 (zuletzt geprüft am 10.11.2022).

Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) (2022): 2. Entwurf Flächenentwicklungsplan. Hamburg. Online verfügbar unter https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan/_Anlagen/Downloads/FEP_2022_3/Zweiter_Entwurf_Flaechenentwicklungsplan.pdf;jsessionid=11C57E3F039C0C8F1AFE9B2CF4A71AB3.live21303?__blob=publicationFile&v=5 (zuletzt geprüft am 20.12.2022).

Bundesministerium für Arbeit und Soziales (Hg.) (2022): Fachkräftestrategie der Bundesregierung.

Bundesnetzagentur (2022a): Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2021.

Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/ZustandAusbauVerteilernetze2021.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (zuletzt geprüft am 19.12.2022).

Bundesnetzagentur (2022b): Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom für das Zieljahr 2035.

Online verfügbar unter https://data.netzausbau.de/2035-2021/NEP2035_Bestaetigung.pdf (zuletzt geprüft am 19.12.2022).

Bundesnetzagentur (2022c): Monitoring des Stromnetzausbaus. Zweites Quartal 2022.

Bundesnetzagentur (04.01.2022): Der Ausbau des Stromnetzes. Für einen verantwortungsvollen Netzausbau, das Rückgrat der Energiewende.

Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Allgemeines/DieBundesnetzagentur/Insight/Texte/Energiewende/Blog5_Energiewende_Stromnetzausbau.html;jsessionid=EE-00D966935C7AF6BE037EC97B403FF5?nn=1031300 (zuletzt geprüft am 19.12.2022).

Bundesregierung (2021): Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Beschaffung klimafreundlicher Leistungen. AVV Klima 2021.

Bundesregierung (2022a): Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien. EEG, vom 2023.

Bundesregierung (2022b): Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz). EnWG.

Bundesregierung (2022c): Gesetz zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor.

Bundesregierung (2022d): Gesetz zur Absenkung der Kostenbelastungen durch die EEG-Umlage und zur Weitergabe dieser Absenkung an die Letztverbraucher 2022.

Bundesverband WindEnergie (BWE) (2022a): Maschinenhaus. Maschinenhaus / Antriebstrang.

Online verfügbar unter <https://www.wind-energie.de/themen/anlagentechnik/konstruktiver-aufbau/maschinenhaus/> (zuletzt geprüft am 20.12.2022).

Bundesverband WindEnergie (BWE) (2022b): Pressemitteilung: Zubau Windenergie onshore: Erstes Halbjahr 2022. Bundesverband WindEnergie e.V.

Online verfügbar unter <https://www.wind-energie.de/presse/pressemitteilungen/detail/zubau-windenergie-onshore-erstes-halbjahr-2022-unter-den-erwartungen/> (zuletzt aktualisiert am 20.12.2022, zuletzt geprüft am 20.12.2022).

DERA (2021): Rohstoffe für Zukunftstechnologien. Auftragsstudie. Unter Mitarbeit von Frank Marscheider-Weidemann, S. Langkau, S.-J. Baur und M. Billaud. Datenstand: Mai 2021. Berlin: DERA (DERA Rohstoffinformationen, 50).

Online verfügbar unter https://www.deutsche-rohstoffagentur.de/DE/Gemeinsames/Produkte/Downloads/DERA_Rohstoffinformationen/rohstoffinformationen-50.pdf.

DERA (2022): Chart des Monats März. Energiewende in Deutschland. DERA.

Online verfügbar unter https://www.bgr.bund.de/DERA/DE/Downloads/DERA%202022_cdm_03_Energiewende_in_Deutschland.pdf?__blob=publicationFile&v=5 (zuletzt geprüft am 10.11.2022).

Deutsche Industrie- und Handelskammer (DIHK) (2021): Welche Rohstoffe sind in welchen Branchen besonders knapp? Hg. v. Deutsche Industrie- und Handelskammer. Online verfügbar unter <https://www.dihk.de/de/themen-und-positionen/wirtschaftspolitik/konjunktur-und-wachstum/blitzumfrage-lieferengpaesse/welche-rohstoffe-sind-in-welchen-branchen-besonders-knapp--56926>

Deutsche Umwelthilfe (2022): Aufbau des Stromnetzes. Hg. v. Deutsche Umwelthilfe.

Online verfügbar unter http://www.duh.de/uploads/tx_duh-downloads/Kurzinfo_Stromnetzaufbau.pdf.

Deutsche WindGuard (2022): Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland - Erstes Halbjahr 2022.

Online verfügbar unter https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/06-zahlen-und-fakten/20220711_Status_des_Windenergieausbaus_an_Land_-_Halbjahr_2022.pdf (zuletzt geprüft am 20.12.2022).

Die Tageszeitung (2018): Flaute in Bremerhaven. Die dritte von vier Produktionsstätten für Windenergieanlagen in Bremerhaven wird geschlossen. Aber der Offshore-Terminal „OTB“ soll trotzdem kommen. Windenergie-Unternehmen macht dicht. In: TAZ, 02.07.2018.

Online verfügbar unter <https://taz.de/Windenergie-Unternehmen-macht-dicht!/5514503/> (zuletzt geprüft am 21.12.2022).

Dorner, Ulrike (2020): Rohstoffrisikobewertung - Kupfer.

Datenstand: September 2020. Berlin: DERA (DERA Rohstoffinformationen, 45).

Online verfügbar unter https://www.deutsche-rohstoffagentur.de/DE/Gemeinsames/Produkte/Downloads/DERA_Rohstoffinformationen/rohstoffinformationen-45.html.

Dr. Eva Schmid; Hendrik Zimmermann; Andrea Wiesholzer (2019): Stromnetze in Deutschland: Das System, die Netzbetreiber und die Netzentgelte. Eine umfassende Einführung. Hg. v. Germanwatch. Germanwatch.

Online verfügbar unter https://www.germanwatch.org/sites/default/files/Stromnetze%20in%20Deutschland_0.pdf.

Eckhardt, Jakob; Stenzel, Bastian (2023): Offshore Wind Supply Chains in the US and Germany. Policy Recommendations and Collaboration Opportunities. DRAFT. Hg. v. Adelphi.

Europäische Kommission (2020): Widerstandsfähigkeit der EU bei kritischen Rohstoffen: Einen Pfad hin zu größerer Sicherheit und Nachhaltigkeit abstecken. Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen. Hg. v. Europäische Kommission.

Europäisches Parlament und Europäischer Rat (2019): Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU (Neufassung).

Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=celex%3A32019L0944> (zuletzt geprüft am 19.12.2022).

European Solar Manufacturing Council (2022): Impact of policy incentives on local solar manufacturing cost across the regions. Presentation at WCPEC-8.

Fachagentur Windenergie an Land (2022): Ausbausituation der Windenergie an Land im 1. Halbjahr 2022. Auswertung windenergiespezifischer Daten im Marktstammdatenregister für den Zeitraum Januar bis Juni 2022.

Online verfügbar unter https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/Analysen/FA_Wind_Zubauanalyse_Wind-an-Land_Halbjahr_2022.pdf (zuletzt geprüft am 21.12.2022).

Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE) (2022a): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland.

Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE) (2022b): Production of Photovoltaics in Europe.

Global Wind Energy Council (2022): Global Wind Energy Report. Online verfügbar unter <https://gwec.net/wp-content/uploads/2022/03/GWEC-GLOBAL-WIND-REPORT-2022.pdf> (zuletzt geprüft am 10.11.2022).

Hannoversche Allgemeine Zeitung (2019): Nexans: Standort Hannover wird geschlossen. Der Kabelhersteller Nexans schließt sein Werk in Hannover mit 500 Mitarbeitern. Als Grund nennt der Konzern den hohen Wettbewerbsdruck bei Hochspannungsleitungen. In: Hannoversche Allgemeine Zeitung, 24.01.2019. Online verfügbar unter <https://www.haz.de/der-norden/nexans-standort-in-hannover-wird-geschlossen-6KH5A2S64ORHUQWQURNYC2VXF1.html> (zuletzt geprüft am 21.12.2022).

Hanns-Böckler-Stiftung (2021): Die Windindustrie in Deutschland. Perspektiven vor dem Hintergrund von Globalisierung, Energiewende und Digitalisierung. Vorstellung von ersten Ergebnissen im Rahmen der HUSUM Wind. Online verfügbar unter https://kueste.igmetall.de/download/2021_09_14_Konzept_Zwischenergebnisse_Branchenstudie_HBS_IGM_HUSUM_Wind_10.pdf (zuletzt geprüft am 19.12.2022).

IAEW; RWTH Aachen (2022): Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-Anlagen für die Kalenderjahre 2023 bis 2027. Im Auftrag von TenneT TSO GmbH. Online verfügbar unter <https://www.netztransparenz.de/portals/1/2022-10-14%20Endbericht%20IAEW.pdf> (zuletzt geprüft am 10.11.2022).

IEA PVPS (2022): Annual Report 2021.

Institut für Arbeitsmarkt- und Berufsforschung; Bundesinstitut für Berufsbildung; Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung (2022): Fachkräftemonitoring für das BMAS. Mittelfristprognose bis 2026. Hg. v. Bundesministerium für Arbeit und Soziales.

International Energy Agency (IEA) (2021): The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions. Online verfügbar unter <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ffd2a83b-8c30-4e9d-980a-52b6d9a86fdc/TheRoleofCriticalMineralsinCleanEnergyTransitions.pdf> (zuletzt geprüft am 19.12.2022).

International Energy Agency (IEA) (2022a): Securing Clean Energy Technology Supply Chains. Hg. v. IEA - International Energy Agency.

International Energy Agency (IEA) (2022b): Special Report on Global PV Supply Chains.

Kompetenzzentrum Fachkräftesicherung (2022a): Energie aus Wind und Sonne. Welche Fachkräfte brauchen wir? Unter Mitarbeit von Filiz Koneberg, Anika Jansen und Vico Kutz. Hg. v. Institut der deutschen Wirtschaft Köln e. V.

Kompetenzzentrum Fachkräftesicherung (Hg.) (2022b): Frauen als Fachkräfte gewinnen. Online verfügbar unter <https://www.kofa.de/mitarbeiter-finden/zielgruppen/frauen/>

M. Meyer (1990): Leistungselektronik. Einführung, Grundlagen, Überblick. Heidelberg: Springer-Verlag Berlin.

McKinsey & Co (2022): Zukunftspfad Stromversorgung. Auf dem Weg zu einer sicheren, bezahlbaren und nachhaltigen Stromversorgung für Deutschland bis 2025.

Ministry of New and Renewable Energy of India (MNRE) (2022): Production Linked Incentive Scheme (Trance II) under 'National Programme on High Efficiency Solar PV Modules'. Online verfügbar unter https://mnre.gov.in/img/documents/uploads/file_f-1664601098820.pdf (zuletzt geprüft am 10.11.2022).

Moser, Albert (2021): Netzbetriebsmittel und Systemdienstleistungen im Hoch- und Höchstspannungsnetz. Zwischenbericht. Hg. v. Institut für elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft. RWTH Aachen.

Norddeutscher Rundfunk (2022): Nordex hat sein Werk in Rostock geschlossen. In: Norddeutscher Rundfunk, 30.06.2022. Online verfügbar unter <https://www.ndr.de/nachrichten/mecklenburg-vorpommern/Nordex-schliesst-heute-sein-Werk-in-Rostock,nordex220.html> (zuletzt geprüft am 21.12.2022).

Offshore-Windindustrie.de (2022): Häfen und Offshore-Schiffe. Online verfügbar unter <https://www.offshore-windindustrie.de/wirtschaft/hafen> (zuletzt geprüft am 19.12.2022).

Rundfunk Berlin-Brandenburg (2022): Vestas-Mitarbeiter werden zu Ende Februar gekündigt - und entschädigt, 27.01.2022. Online verfügbar unter <https://www.rbb24.de/studiocottbus/wirtschaft/2022/01/lauchhammer-vestas-werk-schliessung-kuendigung-abfindung-sozialplan.html> (zuletzt geprüft am 21.12.2022).

Statista Research Department (2022): Anteil sekundärer Rohstoffe an der Produktion von Kupfer, Aluminium und Rohstahl in Deutschland im Jahr 2019. Online verfügbar unter <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/259779/umfrage/recyclinganteil-bei-der-produktion-ausgewaehlter-metalle-in-deutschland/> (zuletzt geprüft am 19.12.2022).

Stromnetz Berlin (2022): Das Berliner Stromnetz. Hg. v. Stromnetz Berlin.

Online verfügbar unter <https://www.stromnetz.berlin/technik-und-innovationen/aufbau-und-funktionsweise-stromnetz>.

Strom-Report (2022): Windenergie in Deutschland. Daten, Fakten & Meinungen zur Windkraft, Stand 2022.

Online verfügbar unter <https://strom-report.de/windenergie/> (zuletzt geprüft am 10.11.2022).

The Noun Project (2022): Icons and Photos for Everything.

Online verfügbar unter <https://thenounproject.com/> (zuletzt aktualisiert am 21.12.2022, zuletzt geprüft am 21.12.2022).

U.S. Geological Survey (2022): Mineral commodity summaries 2022. U.S. Geological Survey.

Online verfügbar unter <https://pubs.usgs.gov/periodicals/mcs2022/mcs2022.pdf> (zuletzt geprüft am 19.12.2022).

VDMA (2022a): Photovoltaic Supply Chain in Europe.

VDMA (2022b): International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV). 2021 Results. 13. Edition. Frankfurt am Main.

VDMA Power Systems (2021): Beschleunigte Genehmigungen für den Transport von Windenergieanlagen. Ausbaubarrieren beseitigen – Ziele erreichen Windindustrie in Deutschland stärken.

Online verfügbar unter <https://www.vdma.org/documents/34570/15233942/VDMA-Transport-von-Windenergieanlagen-Genehmigungen-2021-11-24-final+%28002%29.pdf/90e26135-74e5-4de8-5d76-7c9dcc5247a2?t=1639053911313> (zuletzt geprüft am 21.12.2022).

VDMA Power Systems (2022a): Positionspapier. Eine starke europäische Windindustrie für Energieunabhängigkeit, Klimaneutralität und Technologiesicherheit.

VDMA Power Systems (2022b): Skalierung der Windindustrie in Europa. Input der Hersteller von Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen für den Endbericht des Stakeholder-Dialogs industrielle Produktionskapazitäten für die Energiewende (StiPE).

VDMA Power Systems; Bundesfachgruppe Schwertransporte und Kranarbeiten (2022): Vorschläge zur Verbesserung des Genehmigungsverfahrens bei Grossraum- und Schwertransporten.

Wind:research (2019): Wertschöpfung der Offshore-Windenergie in Deutschland. Regionale Verteilung und Entwicklung der Marktteilnehmer und der Arbeitsplätze.

Online verfügbar unter https://www.offshore-stiftung.de/sites/offshorelink.de/files/documents/windresearch_Wertsch%C3%B6pfungsstudie%202019.pdf (zuletzt geprüft am 19.12.2022).

WindEurope (2022): Wind Supply Chain Map.

Online verfügbar unter <https://windeurope.org/about-wind/campaigns/local-impact-global-leadership/#map> (zuletzt geprüft am 21.12.2022).

Wind:research (2019): Wertschöpfung der Offshore-Windenergie in Deutschland. Regionale Verteilung und Entwicklung der Marktteilnehmer und der Arbeitsplätze.

Online verfügbar unter https://www.offshore-stiftung.de/sites/offshorelink.de/files/documents/windresearch_Wertsch%C3%B6pfungsstudie%202019.pdf (zuletzt geprüft am 19.12.2022).

Abkürzungsverzeichnis

BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz	kV	Kilovolt
CAPEX	Capital Expenditure (Investitionsausgaben)	kWh	Kilowattstunde
CBAM	Carbon Order Adjustment Mechanism	LNG	Liquid Natural Gas (Flüssiggas)
c-Si	Kristallines Silizium	m	Monat
CSR	Corporate Social Responsibility	MINT	Mathematik, Informatik, Naturwissenschaft und Technik
EE	Erneuerbare Energien	MS	Mittelspannung
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz	MW	Megawatt
EIB	European Investment Bank	NEP	Netzentwicklungsplan
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz	NS	Niederspannung
ERP	Regionalförderprogramm	OEM	Original Equipment Manufacturers
GRW	Gemeinschaftsaufgabe „Verbesserung der regionalen Wirtschaftsstruktur“	OPEX	Operational Expenditure (Betriebskosten)
GW	Gigawatt	PH	Photovoltaik
GWp	Gigawatt Peak	PPA	Power Purchase Agreement
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung	SF₆	Schwefelhexafluorid
HöS	Höchstspannung	StiPE	Stakeholderdialog industrielle Produktionskapazitäten für die Energiewende
HS	Hochspannung	t	Tonne
IEA	International Energy Agency	TWh	Terawattstunde
Interreg	Europäische Territoriale Zusammenarbeit	ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
IPCEI	Important Project of Common European Interest	V	Volt
IRA	Inflation Reduction Act	WDC	Watt Gleichstrom
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau	WindSeeG	Windenergie-auf-See-Gesetz
km	Kilometer	WTO	World Trade Organization (Welthandelsorganisation)
KMU	Kleine und mittlere Unternehmen		

