

ENDBERICHT

DIE AUSGESTALTUNG DER ABSICHERUNGSPFLICHT MARKTWIRTSCHAFTLICHE ORGANISATION DER VERSORGUNGSSICHERHEIT IM STROMMARKT

Studie im Auftrag von

BNE Bundesverband neue Energiewirtschaft e. V.

mit Dank für die Unterstützung an: ASG Energie AG, Enerparc AG, EWS Elektrizitätswerke Schönau eG, MaxSolar GmbH, Naturstrom AG, Wattmanufactur GmbH & Co. KG, Wattner Projektentwicklungsgesellschaft mbH

Die Familienunternehmer e.V., DIHK Deutsche Industrie- und Handelskammer, EEX European Energy Exchange AG, VEA Bundesverband der Energie-Abnehmer e.V., ZVEI Verband der Elektro- und Digitalindustrie e.V.

Hintergrundkapitel

1Komma5° GmbH, BayWa r.e. AG, enspired GmbH, Kyon Energy Solutions GmbH, Lichtblick SE, Octopus Energy Germany GmbH

8. April 2025

DIE AUSGESTALTUNG DER ABSICHERUNGSPFLICHT

MARKTWIRTSCHAFTLICHE ORGANISATION DER VERSORGUNGSSICHERHEIT IM STROMMARKT

Endbericht,
8. April 2025

Connect Energy Economics GmbH

Mühlenstraße 8a
14167 Berlin

Ansprechpartner: Dr. Marco Nicolosi
kontakt@connect-ee.com

www.connect-ee.com

Auftraggeber der Studie:

bne

Bundesverband
Neue Energiewirtschaft

Mit Dank für die Unterstützung an:



Hintergrundkapitel



Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	I
Abbildungsverzeichnis	II
Abkürzungsverzeichnis	III
Executive Summary	VI
1 Einleitung	1
2 Motivation der Absicherungspflicht	3
2.1 Die Internalisierung der Risikoexternalität.....	3
2.2 Die Alternative: Subventionen und staatliche Detailsteuerung.....	4
2.3 Volkswirtschaftliche Kostenrisiken durch zentrale Planung	9
2.4 Die wohlstandssteigernde Wirkung des marktwirtschaftlichen Erkundungsprozesses.....	10
3 Hintergrund: Strombeschaffung in der Praxis und verfügbare Technologien zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit	14
3.1 Risikokategorien und Absicherungsprodukte	14
3.2 Risikomanagement und Beschaffungsstrategien	17
3.3 Bestehende Anreize für die physische Absicherung der Stromversorgung	21
3.4 Die Rolle des Technologiewettbewerbs im Marktgeschehen	27
4 Ausgestaltung der Absicherungspflicht	36
4.1 Die Nachfrage: Wer sichert was ab?	37
4.1.1 Wer sichert ab?	38
4.1.2 Was wird abgesichert?	39
4.2 Das Angebot: Wie wird abgesichert?.....	43
4.2.1 Übersicht der Absicherungsmöglichkeiten.....	44
4.2.2 Das Firmness-Konzept ermöglicht Wettbewerb und Effizienz.....	45
4.2.3 Die operative Umsetzung des Firmness-Konzepts.....	48
4.2.4 Die Firmness konkreter Absicherungsmöglichkeiten	49
4.3 Nachweis und Pönalisierung	58
4.3.1 Der Nachweis	59
4.3.2 Pönalisierung und Anreize für eine verlässliche Lastprognose.....	62

4.3.3	Anreizwirkung des Pönalensystems	66
5	Zusammenfassung und Fazit.....	68
	Literaturverzeichnis	72
6	Anhang: Ergänzende Maßnahmen.....	75
6.1	Kapazitätsreserve zur effizienten Absicherung	75
6.2	Risikokapital und Rettungsschirm	76
6.3	Effizienzpotenziale durch einen beschleunigten Smart-Meter-Rollout eröffnen	78
6.4	Räumliche Anreize für Flexibilisierung und Erzeugung	79
6.5	Rahmenbedingungen für Investitionen verbessern	82

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Staatliche Nachfrageprognosen als Quelle für Kostenrisiken	5
Abbildung 2:	Zentrale Technologieprognosen als Quelle für Kostenrisiken	6
Abbildung 3:	Effizienzpotenziale durch marktwirtschaftlichen Technologiewettbewerb	8
Abbildung 4:	Effiziente Bewirtschaftung verschiedener Marktsituationen	28
Abbildung 5:	Marktwirtschaftlichen Technologiewettbewerb ermöglichen	30
Abbildung 6:	Übersicht der Verbrauchergruppen	39
Abbildung 7:	Handlungsspielräume bei Erfüllung der Absicherungspflicht.....	41
Abbildung 8:	Nutzbare Marktsegmente für die Erfüllung der Absicherungspflicht	45
Abbildung 9:	Preisabhängige Firmnessfaktoren von Optionsprodukten.....	51
Abbildung 10:	Illustrative Darstellung innovativer Schulterprodukte	53
Abbildung 11:	Illustrativer Datenbankauszug als Nachweis der Absicherungspflicht	59
Abbildung 12:	Über- und Untererfüllungen im Laufe des Absicherungszeitraums ..	64

Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr
ACM	The Netherlands Authority for Consumers and Markets
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
CCS	Carbon Capture and Storage
CfD	Contract for Difference (Differenzkontrakt)
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
t	Tag
DLM	Dezentraler Leistungsmarkt
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EMIR	European Market Infrastructure Regulation
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ETS	Emissionshandelssystem
EUR	Euro
GUD	Gas-und-Dampf-Kraftwerk
GT	Gasturbine
GW	Gigawatt
h	Stunde
H ₂	Wasserstoff
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KWS	Kraftwerksstrategie
MIFID II	Markets in Financial Instruments Directive
MKW	Motorenkraftwerk

MWh Megawattstunde

PPA Power Purchase Agreement

REMIT Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and
Transparency

Disclaimer

Diese Studie dient als Beitrag zur aktuellen Diskussion über die Weiterentwicklung des Strommarktdesigns. Sie soll nicht als persönliche Kritik der an der Diskussion beteiligten Stakeholder verstanden werden, sondern vielmehr zur gemeinsamen Suche nach den besten Lösungen beitragen. Wir gehen davon aus, dass alle Beteiligten die bestmöglichen Absichten haben, und hoffen, dass diese Studie zu einem besseren Verständnis und fundierteren Entscheidungen beitragen kann.

DIE AUSGESTALTUNG DER ABSICHERUNGSPFLICHT

Executive Summary

Die effektive Absicherungspflicht integriert die energiepolitischen Ziele

Das energiepolitische Zieldreieck beschreibt das Spannungsverhältnis zwischen Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltgerechtigkeit. Anstatt einzelne Ziele im Zeitverlauf stärker zu gewichten, ist es effizienter die Ziele integriert zu adressieren. Dadurch lassen sich kostenintensive Anpassungsnotwendigkeiten vermeiden.

Subventionen für Gaskraftwerke, wie sie derzeit diskutiert werden, stehen im Widerspruch zu einer integrierten Zielverfolgung. Unabhängig davon, ob sie über Ausschreibungen oder Kapazitätsmärkte organisiert werden. Beide Ansätze erfordern staatliche Mengen- sowie Technologievorgaben, die im Ergebnis die Gesamtsystemkosten steigern. Denn auch vermeintlich technologieoffene Kapazitätsmärkte benötigen die Vorgabe von Teilnahmebedingungen und eine detaillierte Ausgestaltung des Ausschreibungsprozesses, die den Technologiewettbewerb zwangsläufig verzerren. Dazu zählen explizite technische Anforderungen, aber auch implizite Vorgaben, wie z. B. Vorlaufzeiten, die sich entweder an langen Bauphasen von Großkraftwerken oder kurzfristigen Verfügbarkeiten flexibler Verbraucher orientieren. Diese staatliche Detailplanung verhindert Wettbewerb und damit Innovationen, was zu höheren Kosten und geringerer Resilienz des Stromsystems führt.

Kapazitätssubventionen führen zu Pfadabhängigkeiten und fossilen Lock-In-Effekten, die zukünftig die Kosten der Dekarbonisierung steigern. Sie verdrängen Speicher und andere Flexibilitätsoptionen und vergrößern die Importabhängigkeiten von Gas und potenziell Wasserstoff, wodurch sie mit Kosten- und Versorgungsrisiken einhergehen. Zudem führen die langwierigen Ausgestaltungs- und Genehmigungszeiten über mehrere Jahre zu Investitionszurückhaltungen.

Die Absicherungspflicht ergänzt die bestehenden Marktprozesse, indem eine frühzeitige Absicherung der Stromnachfrage die Vorhaltung steuerbarer Leistung in einem technologieoffenen Wettbewerb anreizt.

Professionelle Strombeschaffung nimmt bereits heute Verbrauchern das Preisrisiko ab und setzt Anreize für Investitionen in steuerbare Leistung

Die Absicherungspflicht baut auf einem gut eingespielten Stromhandel auf. Professionelles Risikomanagement nutzt täglich die folgenden marktwirtschaftlichen Anreizmechanismen, um Kosten zu senken und die Versorgungssicherheit zu steigern:

- Stromverbraucher, bzw. ihre Lieferanten haben kein Preisrisiko mehr, wenn sie entsprechende Absicherungsprodukte z. B. an den Terminmärkten kaufen.
- Die Verkäufer dieser Produkte sind häufig Kraftwerksbetreiber. Sie übernehmen das Preisrisiko für die Käufer und bewirtschaften es, indem sie sich mithilfe ihrer steuerbaren Anlagen gegen steigende Preise absichern.
- Flexible Verbraucher haben die Möglichkeit, das Preisrisiko (z. B. durch dynamische Tarife) selbst zu tragen, da sie es mithilfe von Flexibilitätsoptionen zur Nachfrageverschiebung selbst effizienter bewirtschaften können und somit ihre Stromkosten senken.
- Auch Verbraucher mit kontinuierlichem Strombezug profitieren von der Flexibilisierung des Stromsystems, da sie zwar die Absicherungskosten zahlen, die Gesamtsystemkosten und damit die Stromkosten jedoch aufgrund des intensiven Wettbewerbs für alle sinken.

Die Ausgestaltung der effektiven Absicherungspflicht in aller Kürze

Die Absicherungspflicht führt dazu, dass Stromverbraucher kein Preisrisiko mehr haben. Dafür müssen ihre Lieferanten die Stromnachfrage frühzeitig an der Strombörse, im bilateralen Handel oder über die Eigenerfüllung mithilfe einer Vielzahl passender Produkte absichern. Diese Produkte stehen in einem technologieoffenen Wettbewerb und können sich aus angebots- und nachfrageseitigen Technologien zusammensetzen, wie beispielsweise aus Kraftwerken, Batterien und flexiblen Verbrauchern.

Die Absicherungspflicht nutzt weitestgehend bestehende Regeln für das Risikomanagement und für Marktprozesse aus der Strombinnenmarkttrichtlinie

und den Transparenzvorgaben des Stromhandels. Nach diesen Vorgaben sind Stromhändler verpflichtet, zusätzlich zu allen Handelsaktivitäten, auch ihre nicht abgesicherte Position mitzuteilen. Damit sind alle Voraussetzungen für eine effiziente Einführung der Absicherungspflicht erfüllt.

Die Absicherungspflicht umfasst die folgenden Elemente:

- **Wer wird verpflichtet?** Alle Verbraucher und Lieferanten, die eine Nachfrage bewirtschaften. Diese Bewirtschaftung wird über sogenannte Bilanzkreise organisiert.
- **Welche Nachfrage wird abgesichert?** Die absehbare Nachfrage jeder Viertelstunde des Jahres.
- **Wann wird die Nachfrage abgesichert?** Der Absicherungszeitraum startet drei Jahre vor dem Erfüllungszeitpunkt und steigt graduell bis zum Vortag des Erfüllungszeitpunkts an.
- **Wie kann die Absicherungspflicht erfüllt werden?** Damit marktwirtschaftlicher Wettbewerb die Kosteneffizienz des Stromsystems steigert, wird eine Vielzahl von Erfüllungsoptionen ermöglicht. Der Wettbewerb zwischen den Marktsegmenten (Börse, bilateraler Handel, Eigenerfüllung – durch eigene Erzeugungsanlagen oder flexible Verbräuche), den Absicherungsprodukten, den Technologien und den Lieferanten ermöglicht eine individuelle Portfoliooptimierung.
- **Wie wird Versorgungssicherheit effizient gewährleistet?** Indem die Nachfrage frühzeitig durch einen intensiven Technologiewettbewerb abgesichert wird, wirken Anreize für die effiziente Vorhaltung steuerbarer Leistung. Der Wettbewerb zwischen den Unternehmen führt zu einer kostengünstigen Stromversorgung und einer effizienten Flexibilisierung. Auf diese Weise wird die Versorgungssicherheit bei möglichst niedrigen Gesamtsystemkosten gewährleistet.
- **Wie wird die Erfüllung angereizt?** Eine zentrale Stelle überwacht die Einhaltung und spricht bei mangelnder Absicherung Strafzahlungen aus.

Aufgrund der marktwirtschaftlichen Ausgestaltung erfordert die Absicherungspflicht nach Einschätzung des wissenschaftlichen Dienstes des Bundestages keine beihilferechtliche Genehmigung. Daher kann die neue Bundesregierung sie – im Unterschied zu Kraftwerkssubventionen – zügig einführen. Anstatt durch Subventionsankündigungen Investitionen zu hemmen, können durch die Einführung der Absicherungspflicht Investitionen in steuerbare Leistung zügig angereizt werden.

Fazit

Die effektive Absicherungspflicht gewährleistet durch eine frühzeitige Absicherung gegen Marktrisiken eine sichere Stromversorgung: Sie reizt die Vorhaltung steuerbarer Leistung durch einen intensiven Technologiewettbewerb effizient an und senkt aufgrund der schnellen Umsetzungszeit zügig die Versorgungskosten und -risiken. Die Absicherungspflicht schafft somit die Grundlage für eine Steigerung des gesellschaftlichen Wohlstands und ist daher Kapazitätssubventionen in Form von Ausschreibungen und Kapazitätsmärkten deutlich überlegen.

1 Einleitung

VERSORGUNG SICHERN, KOSTEN SENKEN

Die Absicherungspflicht reizt steuerbare Leistung mithilfe des marktwirtschaftlichen

Erkundungsprozesses an und senkt aufgrund des technologieoffenen Wettbewerbs dauerhaft die Gesamtsystemkosten.

Eine der zentralen Aufgaben der Energiepolitik ist die Ausgestaltung von Rahmenbedingungen für eine kostengünstige Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Ein Marktdesign unterscheidet sich von Fördersystemen unter anderem in der Größe des technologischen Lösungsraums und damit in der Zukunftsfähigkeit aufgrund der Durchlässigkeit für innovative Technologien.

Fördersysteme schaffen häufig langfristige Pfadabhängigkeiten politisch vorgegebener Technologien und gehen daher mit erheblichen Kostenrisiken einher. Die Vergabe von Kapazitätssubventionen durch wettbewerbliche staatliche Ausschreibungen, unabhängig davon, ob sie Kraftwerksstrategie oder Kapazitätsmarkt

genannt werden, erfordern eine Vielzahl von Detailvorgaben und schränkt dadurch zwangsläufig Lösungsräume ein.

Im Gegensatz dazu ermöglicht ein marktwirtschaftlicher Erkundungsprozess einen technologieoffenen Wettbewerb, der auch Flexibilitäts- und Innovationspotenziale anreizen kann, um die Gesamtsystemkosten dauerhaft zu senken.

Eine effektive Absicherungspflicht ergänzt bestehende Marktprozesse und nutzt weitestgehend bereits vorhandene regulatorische Anforderungen an Marktteilnehmer. Durch effiziente Weiterentwicklungen wird die Anreizwirkung der Marktprozesse ergänzt, wodurch die Versorgungssicherheit effizient gewährleistet werden kann. Um effiziente Investitionen zu ermöglichen, können zudem Friktionen und Fehlanreize mithilfe ergänzender Maßnahmen reduziert werden, unabhängig von der Einführung der Absicherungspflicht.

Auf Bestehendem aufbauen

In unserer Vorgängerstudie „Die Ordnung der Transformation – Versorgungssicherheit im Strommarkt“ haben wir ausführlich die aktuellen Rahmenbedingungen und eine Reihe von Lösungsmöglichkeiten diskutiert. Wir sind zu dem Ergebnis gekommen, dass eine Weiterentwicklung des Strommarktes durch eine Absicherungspflicht, die Versorgungssicherheit marktwirtschaftlich gewährleisten kann. Im Gegensatz dazu bergen staatliche Eingriffe durch Mengen- und Technologievorgaben Risiken von kontinuierlichen Nachregulierungen, hartnäckigen Pfadabhängigkeiten und signifikante Steigerungen der Gesamtsystemkosten. Jüngste Anpassungen von

mittelfristigen Nachfrageprognosen und technologischen Entwicklungen unterstreichen die Erkenntnisse, dass marktwirtschaftliche Korrekturprozesse besser funktionieren als zentrale Planungen und die Nutzung von Kostensenkungspotenzialen besser anreizen.

Eine breite Gruppe von Auftraggeberinnen hat uns im Rahmen der vorliegenden Studie beauftragt, einen konkreten Vorschlag für die Ausgestaltung der Absicherungspflicht auszuarbeiten. Dabei folgen wir dem rechtsstaatlichen Grundprinzip der Vertragsfreiheit. Marktakteure sind frei in ihrer technologischen Auswahl und in der Auswahl der Vertragspartner. Aber abgeschlossene Verträge müssen eingehalten werden. Aufgrund energiewirtschaftlicher Besonderheiten sind ergänzende Regelungen notwendig, um die Anreize zielförmig auszurichten.

Im folgenden Kapitel leiten wir in aller Kürze die Vorteilhaftigkeit der Absicherungspflicht her. Im dritten Kapitel beschreiben wir im Sinne eines Hintergrundkapitels die derzeit üblichen Beschaffungsprozesse und die Funktionsweise ausgewählter ökonomischer Anreizwirkungen, um die Basis für die Weiterentwicklung aufzubereiten. Das vierte Kapitel diskutiert ausführlich die konkrete Ausgestaltung der Absicherungspflicht. Wir beschließen die Studie mit einer kurzen Zusammenfassung und einem Fazit im sechsten Kapitel. Im Anhang besprechen wir ergänzend weitere Maßnahmen, um den Strommarkt leistungsfähiger und effizienter zu machen.

2 Motivation der Absicherungspflicht

MARKTKRÄFTE NUTZEN

Reformen verbessern die Marktprozesse. Staatliche Detailplanung führt durch unbeabsichtigte Konsequenzen zu Steigerungen der Gesamtsystemkosten.

Wie bereits in der Einleitung beschrieben, basiert die effektive Absicherungspflicht auf dem marktwirtschaftlichen und rechtsstaatlichen Grundprinzip der Vertragsfreiheit, das Vertragspartner dazu verpflichtet, ihre eingegangenen Verpflichtungen zu erfüllen. Im Strommarkt bedeutet das, wenn ein Stromversorger mit einem Stromverbraucher einen Liefervertrag abschließt, hat dieser Stromversorger dafür zu sorgen, die eingegangene Lieferverpflichtung erfüllen zu können.

2.1 DIE INTERNALISIERUNG DER RISIKOEXTERNALITÄT

In der jüngsten Energiekrise wurde deutlich, dass einige Unternehmen ihre Lieferverpflichtungen nicht am Terminmarkt abgesichert haben (Free-Rider-Verhalten). Bei steigenden Preisen am Spotmarkt konnten sie schließlich ihre Lieferverpflichtungen nicht mehr erfüllen und sind in die Insolvenz gegangen. Dadurch waren Stromverbraucher gezwungen, neue Lieferverträge zu ungünstigeren Konditionen abzuschließen. Die dadurch entstandenen gesellschaftlichen Kosten sind ein externer Effekt des Free-Rider-Verhaltens. Diese Erkenntnisse bilden den Ansatzpunkt für die Weiterentwicklung des Strommarktes durch eine Absicherungspflicht, die dazu dient, diese Risikoexternalität zu internalisieren.¹

Aufgrund dieser Beobachtungen wurde die sogenannte „Hedging-Obligation“ in die jüngste EU-Strommarktrichtlinie (Art. 18a, 2024) aufgenommen. Sie fordert die Mitgliedsstaaten dazu auf, angemessene Ausgestaltungen zur Stärkung des Verbraucherschutzes im nationalen Recht umzusetzen.

Das identifizierte Free-Rider-Verhalten führt jedoch nicht nur zu Risiken für Verbraucher. Es reduziert auch die Nachfrage nach Absicherungsprodukten in

DIE EFFEKTIVE ABSICHERUNGSPFLICHT INTEGRIERT VERBRAUCHERSCHUTZ UND VERSORGUNGSSICHERHEIT AUF EFFIZIENTE WEISE.

verschiedenen Marktsegmenten, inklusive dem Terminmarkt (externer Effekt). Für Anbieter von Absicherungsprodukten zeigt sich diese reduzierte Nachfrage durch ein unvollständiges Preissignal, auf das sie womöglich mit einem niedrigeren Angebot an steuerbarer Leistung reagieren. In anderen Worten: Das

¹ Siehe Connect (2024) für eine ausführliche Herleitung.

Free-Rider-Verhalten kann auch Auswirkungen auf die Gewährleistung der Versorgungssicherheit haben.²

Die Absicherungspflicht internalisiert die Risikoexternalität, wodurch die Nachfrage nach steuerbarer Leistung marktwirtschaftlich angereizt wird, wenn Knappheiten absehbar sind und sich im Preis widerspiegeln. Auf diese Weise werden die Stärkung des Verbraucherschutzes und der Versorgungssicherheit effizient integriert. Durch diese mikroinvasive Marktreform kann demnach der marktwirtschaftliche Ordnungsrahmen technologieneutral aufrechterhalten werden. Marktakteure können ihr dezentral verteiltes Wissen nutzen, um die passenden Technologien zur Absicherung ihrer Lieferverpflichtungen zu nutzen.

Die Einführung der Absicherungspflicht erfordert im Gegensatz zu Kapazitätssubventionen voraussichtlich keine beihilferechtliche Genehmigung. Der wissenschaftliche Dienst des Bundestages (2025, S. 16) kommt zu der Einschätzung, dass „sachliche Gründe dafür [sprechen], dass es an der Beihilfeeigenschaft i. S. v. Art. 107 Abs. 1 AEUV mangels Gewährung aus staatlichen Mitteln fehlen würde.“³ Dadurch wäre eine zügigere Umsetzung möglich als bei Kapazitätsmechanismen, die eine beihilferechtliche Genehmigung erfordern.

2.2 DIE ALTERNATIVE: SUBVENTIONEN UND STAATLICHE DETAILSTEUERUNG

Die Alternative zu Marktreformen zeigt sich in der Diskussion um Kraftwerkssubventionen durch staatliche Ausschreibungen, sowohl in Form der Kraftwerksstrategie als auch von Kapazitätsmärkten. Anstatt die Anreize im Strommarkt durch Marktreformen ziieldienlich auszugestalten, sollen staatliche Kapazitätsausschreibungen implizit oder explizit ausgewählte Technologien anreizen. Staatliche Vorgabe von Mengen und Technologien – und damit die Aushebelung des marktwirtschaftlichen Wettbewerbs – führt als unbeabsichtigte Konsequenz zu Marktabschottungen und dadurch zu unnötig hohen Kosten und schließlich zu Wohlstandsverlusten.

Das **Mengenrisiko** staatlicher Planung wird deutlich, wenn man nachvollzieht, wie Prognosen entstehen. Das EEG schreibt einen Mengenpfad für erneuerbare Energien (EE) vor, indem ein Anteil an der zukünftigen Stromnachfrage definiert

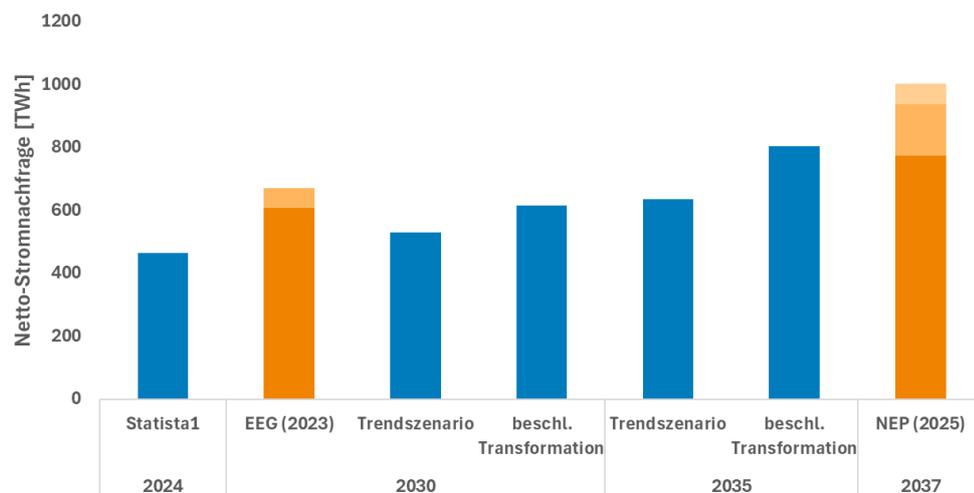
² Den Zusammenhang zwischen finanziellen Absicherungsprodukten und Investitionsanreizen für steuerbare Leistung diskutieren wir in Abschnitt 3.3.

³ Die Einschätzung des wissenschaftlichen Dienstes des Bundestages wird folgendermaßen begründet: „Dies ist darauf zurückzuführen, dass die im Strommarktpapier skizzierte Ausgestaltung keinen Finanzierungsmechanismus für die den Absicherungsverpflichteten entstehenden Kosten über obligatorische Abgaben bzw. keine staatlichen Vorschriften für die Verwaltung und Verteilung derart eingenommener Mittel vorsieht (S. 16).“

wird. Dafür ist eine Prognose der zukünftigen Stromnachfrage notwendig. Es gab über viele Jahre eine politische Diskussion darüber, dass die Nachfrageprognose zu gering sei, u. a. weil die Dekarbonisierung eine Elektrifizierung verschiedener Verbräuche erfordert. Als Folge einer höheren Nachfrageprognose steigen die Ausschreibungsmengen für erneuerbare Energien.

Politische Ziele und Mengenvorgaben haben auch einen Einfluss auf andere Szenarienprozesse, wie z. B. die BMWK-Langfristszenarien, aber auch die Netzentwicklungspläne. Inkonsistenzen zwischen zentralen Szenarien führen zwangsläufig zu Verunsicherungen und politischen Diskussionen. Konsequenterweise wurde bei der Konsultation des Kraftwerkssicherheitsgesetzes (BMWK, 2024) ebenfalls auf die Nachfrageprognose aus dem EEG verwiesen. Eine Analyse von McKinsey (2025) stellt die Prognosen des EEG und des NEP eigenen Nachfrageprognosen gegenüber (siehe Abbildung 1).

Abbildung 1: Staatliche Nachfrageprognosen als Quelle für Kostenrisiken



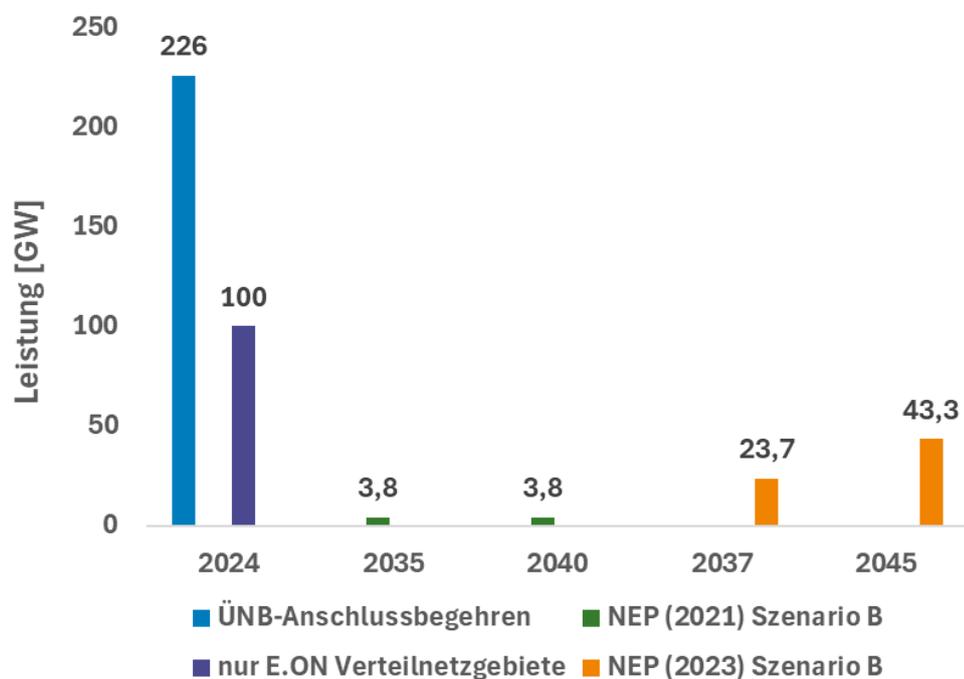
Quelle: Eigene Darstellung, Daten von Statista (2025a, ¹Daten für 2024 vorläufig), EEG (2023), NEP (2025) und McKinsey (2025).

Das EEG (2023) geht von einer Bruttostromnachfrage von bis zu 750 TWh (670 TWh netto) im Jahr 2030 aus. Der Netzentwicklungsplan (2025) erwartet bis 2037 einen weiteren Anstieg des Nettostromverbrauchs auf bis zu 1.002 TWh (Szenario C). Bei einer Fortschreibung aktueller Trends erwartet McKinsey (2025) im Jahr 2030 eine Nettostromnachfrage von 530 TWh und im Jahr 2035 von 635 TWh. In einem beschleunigten Transformationspfad werden in der McKinsey-Analyse im Jahr 2030 eine Nettostromnachfrage von 615 TWh und im Jahr 2035 von 805 TWh erreicht.

Die Anpassung der Prognosen hat Konsequenzen für viele verschiedene Regelungen und nicht zuletzt für die Marktteilnehmer. Marktwirtschaftlicher Wettbewerb beinhaltet hingegen zügige Korrekturmechanismen, die in der Regel in effizienten Investitionen münden, u. a. indem Kapital investiert wird, wenn die Nachfrage hinreichend berechenbar ist. Staatliche Planungen orientieren sich hingegen stärker an politischen Zielen. Aus politökonomischer Anreizperspektive stehen Entscheidungsträger vor dem Dilemma, dass eine Prognoseanpassung als Abweichung von politischen Zielen angesehen werden kann. Zudem neigen politische Entscheidungsträger dazu, im Zweifelsfall lieber zu viel als zu wenig auszuschreiben. Diese politökonomischen Fehlanreize steigern das Mengenrisiko und können eine ineffiziente Kapitalnutzung begünstigen.

Beim **Technologierisiko** wirken die gleichen institutionellen Fehlanreize. Zentrale Institutionen sind nicht gut darin, langfristige Technologiepfade zu prognostizieren. Zur Veranschaulichung stellt Abbildung 2, die Mengenschätzungen für Großbatterien des Netzentwicklungsplans des Jahres 2021 (NEP, 2021) und die Anpassungen des NEP (2023) gegenüber. Als Ergänzung werden die Netzanschlussanfragen der ÜNB und der Verteilnetze der E.ON-Gruppe zum Ende des Jahre 2024 dargestellt.

Abbildung 2: Zentrale Technologieprognosen als Quelle für Kostenrisiken



Quelle: eigene Darstellung, Daten von NEP (2021, 2023), pv magazine (2025).

Im Jahr 2021 schätzte der NEP im Szenario B, dass in den Jahren 2035 und 2040 3,8 GW Großbatterien verfügbar sind. Nur zwei Jahre später schätzte der NEP (2023), dass es im Jahr 2037 23,7 GW und im Jahr 2045 43,3 GW sein werden. Das entspricht Anpassungen um die Faktoren sechs bzw. elf. Anfang 2025 sind ca. 1,75 GW Großbatterien in Betrieb und ca. 2,1 GW in Planung (BNetzA, 2025). Zur gleichen Zeit wurden nach Anfragen des pv magazine (2025) bei den vier ÜNB Netzanschlussbegehren in Höhe von 226 GW angefragt. Im Herbst 2024 waren es noch 161 GW. Dazu kommen die Anfragen bei Verteilnetzbetreibern. Allein bei den Verteilnetzbetreibern der E.ON-Gruppe wurden Anfragen in Höhe von knapp 100 GW gestellt. Es ist nicht sicher, wieviel Leistung realisiert wird, es erscheint jedoch wahrscheinlich, dass sie die ursprünglichen Schätzungen im NEP 2021 von 3,8 GW für die Jahre 2035 und 2040 deutlich übersteigen wird.

Ein ähnliches Bild zeigt sich bei Heimspeichern. Der NEP (2021) schätzte für das Jahr 2035 14,1 GW und für das Jahr 2040 14,9 GW. Der NEP (2023) passte die Schätzungen an, auf 67,4 GW im Jahr 2037 und 97,7 GW im Jahr 2045. Das entspricht Anpassungen um die Faktoren fünf bzw. sieben. Nach Analyse der Battery-Charts (2025) sind im März 2025 Heimspeicher mit einer Leistung von 10 GW installiert.

Mit Blick auf die Allokationsaufgabe ergibt sich durch diese unsichere Mengenentwicklung sowohl ein Mengen- als auch ein Technologieauswahlproblem für das übrige Gesamtsystem, wenn es den Anspruch einer zentralen Planung gibt. Frontier Economics (2023) hat aufgezeigt, dass Batterien ca. 9 GW Gaskraftwerke ersetzen können. Dafür wurde in der im Dezember 2023 veröffentlichten Studie für das Jahr 2030 eine installierte Leistung von 15 GW angenommen.

Diese Beispiele werfen die Frage auf, ob der Staat der passende Akteur ist, um langfristige Mengen- und Technologieentscheidungen zu treffen.

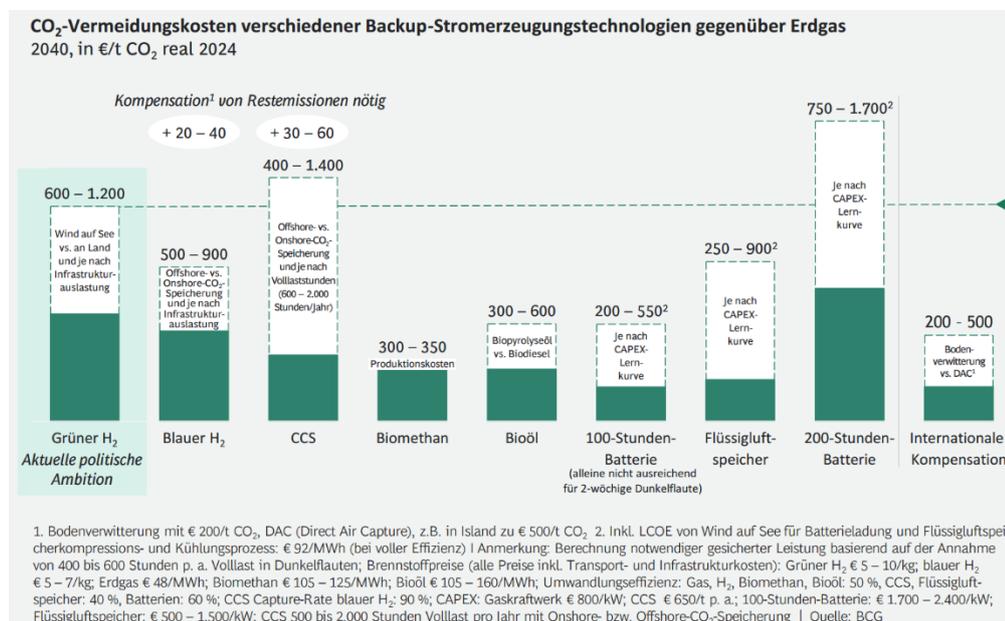
IST DER STAAT DER RICHTIGE AKTEUR, UM MENGEN- UND TECHNOLOGIEENTSCHEIDUNGEN ZU TREFFEN?

Diese Frage gewinnt durch die jüngsten Erfahrungen der Kraftwerksstrategie an Gewicht. Denn zunächst war die Kraftwerksstrategie vor allem auf H₂-ready und H₂-Kraftwerke mit einem Umfang von bis zu 25 GW ausgelegt (BMWK, 2023), mit dem Ziel, den Wasserstoff-Markthochlauf zu organisieren. Die Konsultation zum Kraftwerkssicherheitsgesetzes (KWStG, 2024) umfasste ein gutes Jahr später in Summe 12,5 GW Kraftwerksleistung; davon 7 GW H₂-ready-Kraftwerke, 0,5 GW H₂-Kraftwerke und 5 GW Gaskraftwerke ohne Umstiegspflicht auf Wasserstoff. Aus diesen Anpassungen wird deutlich, dass die Ziele auf Basis politischer Debatten festgelegt werden und nicht auf den Notwendigkeiten des Strommarktes.

Das Branchen-Feedback zur Konsultation und jüngste politische Aussagen deuten jedoch an, dass voraussichtlich zukünftig der Fokus auf Wasserstoff entfällt und ausschließlich Erdgas zum Einsatz kommen soll. Vor dem Hintergrund der Verzögerungen des H₂-Markthochlaufs ist das nicht verwunderlich. Es zeigt jedoch, dass eine frühere Verabschiedung zu einer signifikant anderen Technologieauswahl geführt hätte. Daraus folgt die Frage, ob die politische Technologieauswahl vom Zeitpunkt der Verabschiedung abhängen sollte. Letztlich zeigt dieses Beispiel, dass nicht der Staat, sondern Investoren mithilfe marktwirtschaftlicher Korrekturmechanismen über die Technologieauswahl entscheiden sollte.

Mit Blick auf den Wasserstoff-Markthochlauf hat BCG (2025) eine Studie für den BDI veröffentlicht, in der sie eine Auswahl des technologischen Wettbewerbs aufzeigen (siehe *Abbildung 3*). Wenn es keinerlei technologische Unsicherheit gäbe, dann wäre eine technologiespezifische Förderung weniger kritisch (die Allokationsfrage würde jedoch weiterhin aufgrund der Mengenfestlegung bestehen). Doch bei technologischen Allokationsaufgaben liefern marktwirtschaftliche Erkundungsprozesse üblicherweise bessere Ergebnisse.

Abbildung 3: Effizienzpotenziale durch marktwirtschaftlichen Technologiewettbewerb



Quelle: BCG (2025).

Wie bereits beschrieben, zielt die aktuelle politische Diskussion jedoch vor allem auf die ausschließliche Förderung von Erdgaskraftwerken ab, ohne Bedingungen für die zukünftige Umrüstung vorzugeben. Vor dem Hintergrund der Klimaziele beinhaltet jedoch auch der ausschließliche Fokus auf

Gaskraftwerke beachtliche Risiken von Fehlinvestitionen (Aurora Energy Research, 2025). Insofern ist es aus Investorensicht nachvollziehbar, dass sie das Risiko per Kapazitätsumlage auf die Verbraucher wälzen wollen. Dadurch verschwindet jedoch nicht das volkswirtschaftliche Risiko für Fehlinvestitionen. Es wird lediglich von denjenigen getragen, die es am wenigsten bewirtschaften können, den Verbrauchern.

In der Gesamtschau wird durch diese Beispiele deutlich, dass Entscheidungen über Mengen und Technologien nicht im politischen Diskurs, sondern durch unternehmerische Investitionskalkulationen entschieden werden sollten.

2.3 VOLKSWIRTSCHAFTLICHE KOSTENRISIKEN DURCH ZENTRALE PLANUNG

Die volkswirtschaftlichen Kostenrisiken durch politische Festlegungen sind beachtlich und führen aufgrund von Pfadabhängigkeiten und politischen Fehlanreizen in der Regel zu unbeabsichtigten Konsequenzen und dadurch zu weiteren Folgekosten. Das Ölflecktheorem besagt, dass ein staatlicher Eingriff zwangsläufig Folgeeingriffe nach sich zieht.

Das wird besonders deutlich bei staatlichen Kapazitätsausschreibungen. Denn die genannte Umlage muss aus beihilferechtlichen Gründen von allen Verbrauchern bezahlt werden. Im Rahmen der Konsultation zur Anpassung des Beihilferechts (EU-KOM, 2025a) wird vorgeschlagen, dass mindestens 90 % der Förderkosten für Kapazitätsmärkte anteilig anhand des Stromverbrauchs während der kostenintensivsten 1 bis 5 % der jährlichen Preisphasen erhoben werden.

Gleichzeitig herrscht eine intensive politische Diskussion über Kostenentlastungen energieintensiver Industrien und anderer ausgewählter

Sektoren durch Industriestrompreise. Durch die Steigerung der Gesamtsystemkosten aufgrund staatlicher Kapazitätssubventionen wächst zwangsläufig der Druck auf die Verteilungsdiskussion, die in weiteren marktverzerrenden Maßnahmen münden kann. Aus Sicht der Standortbedingungen wären Maßnahmen vorteilhafter, die zu einer Steigerung der Kosteneffizienz des Stromsystems beitragen, um die Gesamtsystemkosten zu senken.

STAATLICHE EINGRIFFE FÜHREN ZU UNBEABSICHTIGTEN KONSEQUENZEN UND ZIEHEN FOLGEEINGRIFFE NACH SICH.

Weitere Folgewirkungen zeigen sich in bestehenden Kapazitätsmärkten durch den Anstieg von Marktmacht sowie der Verdrängung von Flexibilitätsoptionen

und innovativen Technologien zugunsten etablierter Technologien und Marktakteure. Die kontinuierlichen Nachregulierungen gehen mit zunehmender politischer Einflussnahme (Rent-Seeking) einher, um die technologiespezifischen Parameter zu ihren Gunsten auszugestalten. In Summe steigen durch diese politökonomischen Eigenschaften staatlicher Eingriffe kontinuierlich die Gesamtsystemkosten.

Die Erfahrungen mit bestehenden Fördersystemen, wie z. B. dem EEG und dem KWKG, zeigen darüber hinaus, wie herausfordernd es ist, sie zu reformieren. Insofern sollten sowohl die unbeabsichtigten Folgewirkungen als auch die Pfadabhängigkeiten bei der Entscheidung über die Weiterentwicklung des Marktdesigns berücksichtigt werden. Denn im Gegensatz zu den aufgezeigten Folgen zentraler Ausschreibungen, können Marktreformen den marktwirtschaftlichen Erkundungsprozess stärken und durch den kontinuierlichen Effizienzdruck des Wettbewerbs die Systemkosten senken.

2.4 DIE WOHLSTANDSSTEIGERENDE WIRKUNG DES MARKTWIRTSCHAFTLICHEN ERKUNDUNGSPROZESSES

Wohlstand entsteht durch produktive Investitionen. Das bedeutet, dass Kapital zur richtigen Zeit in die passenden Technologien fließt. Der marktwirtschaftliche Erkundungsprozess führt dazu, dass Unternehmen produktive Investitionen tätigen, sobald die Rahmenbedingungen für sie berechenbar werden.

Wie im vorherigen Abschnitt diskutiert, können staatlich gelenkte Investitionen, u. a. aufgrund von Informationsasymmetrien, in gestrandeten Investitionen

WENN ES KEINE PHASEN MIT PREISSPITZEN GEBEN WÜRD, WÄRE DAS EIN HINWEIS AUF UNPRODUKTIVE ÜBERKAPAZITÄTEN – EINE FEHLALLOKATION VON KNAPPPEM KAPITAL.

resultieren, indem Kapital zur falschen Zeit in unpassende Technologien gelenkt wird. In der politischen Diskussion werden unproduktive Investitionen häufig als vorausschauende Investitionen beworben. Doch tatsächlich werden bei politischen Entscheidungen die bestehenden Unsicherheiten über zukünftige Entwicklungen nicht angemessen bewirtschaftet.

INFOBOX: DER NUTZEN MARKTWIRTSCHAFTLICHER PREISSIGNALE

Im Marktgeschehen spiegeln Preise nicht nur die Grenzkosten der Erzeugung wider. Sie signalisieren auch den Systemzustand und reizen dadurch Investitionen in die passenden bzw. effizienten Lösungen an.

Wenn Preisspitzen auftreten, gibt es regelmäßig den Versuch einer Skandalisierung, mit dem Ruf nach staatlichen Subventionen. Dabei sind gelegentliche Phasen mit hohen Preisen ein Signal, dass das investierte Kapital produktiv genutzt wird.

Wenn es keine Phasen mit Preisspitzen geben würde, wäre das ein Hinweis auf unproduktive Überkapazitäten. Denn Kraftwerke sind nicht die passende Technologie, um gelegentliche Nachfragespitzen zu bedienen. Überkapazitäten entsprechen einer Fehlallokation von Kapital. Phasen mit hoher Nachfrage können von Technologien mit geringeren Investitionskosten (u. a. preiselastische Nachfrager und Speichertechnologien) deutlich effizienter adressiert werden.

In diesem Sinne entspricht Kritik an Preisspitzen dem Ruf nach unproduktiver Kapitalbindung. Insbesondere in Zeiten, in denen große Unsicherheiten über zukünftige Entwicklungen herrschen, sollte Kapital jedoch effizient investiert werden, um den Wohlstand zu steigern, bzw. ihn nicht zu gefährden. Die privatwirtschaftliche Kapitalallokation hat daher in der Regel einen größeren Wohlfandeffekt als die staatliche Kapitalallokation.

Voraussetzungen für die Wirksamkeit von Preissignalen

Damit Preise ihre Anreizwirkung entfalten können, ist es notwendig, dass sie für die relevanten Akteure wirksam sind. Das bedeutet, dass sie die Preissignale sehen und ihre Wirkung nicht durch technische und regulatorische Hemmnisse blockiert wird. Das ist beispielsweise der Fall, wenn keine passenden Messeinrichtungen vorhanden sind oder regulatorische Fehlanreize den Preissignalen entgegenwirken (siehe bspw. Bandlastprivileg §19.2 StromNEV). Größere Stromverbraucher haben eine Lastgangmessung, die den Stromverbrauch in hoher zeitlicher Auflösung aufzeichnet und damit eine preisspezifische Abrechnung ermöglicht. Dadurch haben sie einen Anreiz ihren Verbrauch in hochpreisigen Zeiten zu reduzieren. Sie senken durch preiselastisches Verhalten ihre eigenen Stromkosten und gleichzeitig die Gesamtsystemkosten.

Für kleinere Verbraucher und Haushalte sind Smart-Meter die Voraussetzung für dynamische Stromtarife, die eine Anreizwirkung entfalten können. Wenn Verbraucher nicht sehen können, dass die aktuellen Stromkosten den Nutzen ihres Stromkonsums überschreiten, können sie sich nicht systemdienlich verhalten. Dann steigen die Systemkosten und der Wohlstand sinkt.

Der Grund, weswegen die privatwirtschaftliche Kapitalallokation in der Regel effizienter ist, liegt u. a. darin, dass Risiken bei der Investition einkalkuliert werden. Das ist bei staatlichen Entscheidungen in der Regel nicht der Fall. Im

Gegenteil, Risiken werden auf eine Weise umverteilt, die ihre effiziente Bewirtschaftung verhindert.

Interessenvertreter weisen regelmäßig auf den großen Investitionsbedarf hin, der staatlich subventioniert werden müsse. Das ist jedoch ein Hinweis auf unproduktive Investitionen, bzw. eine Fehlallokationen von Kapital, denn wirtschaftliche Investitionen benötigen in der Regel keine Förderung. Privatwirtschaftliche Organisationen suchen in solchen Fällen nach Kostensenkungspotenzialen, um die Wertschöpfung effizienter zu erbringen, anstatt unproduktive Investitionen zu tätigen.

Durch politische Einflussnahme werden häufig Rahmenbedingungen geschaffen, die in Moral Hazard münden. Das bedeutet, dass Investitionsrisiken denjenigen abgenommen werden, die sie bewirtschaften könnten und auf diejenigen umgewälzt werden, die sie nicht bewirtschaften können. Profite auf der anderen Seite, verbleiben in der Regel bei den Investoren. Im Ergebnis führt diese Umverteilung des Investitionsrisikos zu unproduktiven Investitionen in die falschen Technologien zur falschen Zeit.

INFOBOX: DER PREIS VON MARKTABSCHOTTUNGEN

Kapazitätssubventionen führen aufgrund von Mengenvorgaben sowie direkten und indirekten Technologievorgaben zu Marktverzerrungen. Regulatorische Vorgaben werden zwangsläufig stets für bestehende Technologien und Unternehmen ausgestaltet. Dadurch entsteht für etablierte Marktakteure ein Schutz vor Wettbewerbsdruck durch innovative Technologien und neue Wettbewerber. Doch dieser Wettbewerbsdruck ist die Methode, mit der die Gesamtsystemkosten und die Strompreise nachhaltig niedrig gehalten werden können. Nicht Preiseingriffe führen zu einer besseren Wettbewerbsfähigkeit, sondern die Ausgestaltung von Rahmenbedingungen, die durch marktwirtschaftlichen Wettbewerb kontinuierlich Kostensenkungspotenziale identifizieren.

In der politischen Diskussion über Kapazitätssubventionen wird grenzüberschreitender Wettbewerb in Form von Importen zudem fälschlicherweise regelmäßig als problematisch bewertet. Es wird ein Bild gezeichnet, in dem Importe von europäischen Nachbarn als Gefahr für die Versorgungssicherheit dargestellt werden. Dabei sind Importe ein Beispiel dafür, dass eine Nachfrage kostengünstiger bedient werden kann. Wenn aufgrund einer politischen Entscheidung Kapital in unproduktive Kraftwerke gebunden wird, anstatt gelegentlich Strom zu importieren, ist das ein weiteres Beispiel dafür, wie politische Eingriffe in das Marktgeschehen den Wohlstand senken können. Der Handel im Binnenmarkt senkt laut Acer (2022)

die Kosten um 34 Mrd. Euro. Der wohlstandssteigernde Effekt durch Kosteneffizienz im Stromhandel ist im Alltag nicht sichtbar. Die Nutzung von Kostensenkungspotenzialen ist jedoch die Grundlage für nachhaltigen Wohlstand.

Die Subventionierung einer einseitig auf Erdgas basierenden Absicherung der Stromversorgung birgt signifikante Kosten- und Versorgungsrisiken bei zweifelhaftem Nutzen. Durch die Energiekrise haben sich die Gaspreise und in Folge die Strompreise erhöht. Dass bei hohen Gaspreisen der Bau von zusätzlichen Gaskraftwerken das Strompreisniveau nicht senken kann, liegt auf der Hand. Gaskraftwerke mit Grenzkosten zwischen derzeit ca. 90 Euro/MWh und 140 Euro/MWh senken die Strompreise nicht in signifikantem Maße und erfordern die Aushebelung der marktwirtschaftlichen Kapitalallokation durch unproduktive Kapitalbindung. Dadurch steigern die Investitionen die Importabhängigkeit und verdrängen Investitionen in Flexibilitätsoptionen und Innovationen, die die Kosteneffizienz und die Resilienz der Stromversorgung steigern können. Die Gesamtsystemkosten und die Strompreise sinken, wenn privatwirtschaftliche Investitionen in innovative Technologien getätigt werden, die die Kosteneffizienz des Stromsystems steigern.

KAPAZITÄTSSUBVENTIONEN
VERDRÄNGEN EFFIZIENTE
INVESTITIONEN UND
FÜHREN ZU KOSTEN- UND
VERSORGUNGSRISEN.

Im Gegensatz zu marktwirtschaftlichen Investitionen bestehen bei der politischen Technologiewahl hohe Risiken politökonomischer Pfadabhängigkeiten und fossiler Lock-In-Effekte, wodurch die Wahrscheinlichkeit für gestrandete Investitionen steigt. Hinzu kommen Importabhängigkeiten von den USA und (derzeit noch) indirekt von Russland (Tagesschau, 2025). Diese Investitions- und Risikoabwägungen sollten auf Basis unternehmerischer Entscheidungen getroffen werden, die bei Nutzung eines professionellen Risikomanagements üblicherweise in einer breiten technologischen Portfoliodurchmischung resultieren.

Die effektive Absicherungspflicht führt dazu, dass Marktakteure angereizt werden, zur richtigen Zeit in die passenden Technologien zu investieren. Dadurch sinken die Gesamtsystemkosten und in Folge steigen die Wettbewerbsfähigkeit des Standortes und der gesellschaftliche Wohlstand.

Im weiteren Verlauf der Studie diskutieren wir, wie die bestehenden Marktprozesse durch eine effektive Absicherungspflicht weiterentwickelt werden können. Zunächst widmen wir uns jedoch der aktuellen Praxis der Strombeschaffung, damit die Auswirkungen der graduellen Weiterentwicklungen verständlich sind.

3 Hintergrund: Strombeschaffung in der Praxis und verfügbare Technologien zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit

DER STROMMARKT KANN VIEL LEISTEN

Professionelles Risiko-
management reduziert
Beschaffungskosten
und -risiken und reizt
effiziente Investitionen an.

Das Ziel dieses Hintergrundkapitels ist es, die Grundlagen der aktuellen Strom-Beschaffungsprozesse zu vermitteln. Durch das Verständnis wird einerseits deutlich, wie die Absicherungspflicht zur Beanreizung steuerbarer Leistung beiträgt und andererseits, welche Anpassungen der bestehenden Markregeln notwendig sind, um ihre Effektivität zu gewährleisten. Im Vergleich zu den weitreichenden Marktverzerrungen, Pfadabhängigkeiten und Kostenrisiken, die aus der Einführung von Kapazitätssubventionen erwachsen, sind für die Ausgestaltung der effektiven Absicherungspflicht lediglich mikroinvasive Weiterentwicklungen notwendig.

Das Ziel der Strombeschaffung ist die möglichst kostengünstige Versorgung mit Strom. Das bedeutet u. a. kostengünstige Produkte und Zeiten für die Beschaffung zu nutzen, und teure Produkte und Phasen zu vermeiden. Da die Zukunft inhärent unsicher ist, geht es darum, unterschiedliche Risiken auf effiziente Weise zu bewirtschaften, so dass die Chancen für eine kostengünstige Strombeschaffung maximiert werden und die Risiken einer teuren Strombeschaffung minimiert werden. Das Marktdesign unterstützt diese kurz- und mittelfristigen Beschaffungsprozesse, indem die Rahmenbedingungen auf eine Weise ausgestaltet werden, die kosteneffiziente Investitionen anreizen.

3.1 RISIKOKATEGORIEN UND ABSICHERUNGSPRODUKTE

Bei der Strombeschaffung sind Chancen und Risiken zwei Seiten derselben Medaille. Denn kurz- und mittelfristig (bei bestehendem Mix der Erzeugungs- und Flexibilitätsoptionen) gibt es ohne Beschaffungszeiten mit überdurchschnittlich hohen Preisen keine Beschaffungszeiten mit unterdurchschnittlich niedrigen Preisen.⁴ Die effiziente Bewirtschaftung von Risiken ist die Grundlage für effiziente Investitionen in die benötigten

⁴ Bei einer langfristigen Perspektive – unter Berücksichtigung der Investitionstätigkeit – verändern sich Chancen und Risiken aufgrund der jeweiligen Investitionsanreize. Daher sollte die kurze und lange Frist bei Ausgestaltungen des Marktdesigns stets gemeinsam betrachtet werden. Bei einer kurzfristigen Beschaffungsperspektive ist hingegen das Risikomanagement durch Beschaffungsprozesse entscheidend.

Technologien. Im Folgenden besprechen wir die drei relevantesten Risikokategorien für die Strombeschaffung:

- **PREISRISIKO:** Das Preisrisiko materialisiert sich, wenn ein Verbraucher gezwungen ist, einen hohen Preis für den Stromkonsum zu zahlen. Dies kann beispielsweise der Fall sein, wenn bei hohen Strompreisen keine Flexibilität beim Strombezug oder der Nachfragereduktion vorhanden ist. Das Preisrisiko lässt sich beispielsweise durch Absicherungsprodukte am Terminmarkt, durch Eigenerzeugung oder durch eine Flexibilisierung der Verbrauchsprozesse adressieren.
- **MENGENRISIKO:** Wenn der tatsächliche Stromkonsum von der prognostizierten Menge abweicht, handelt es sich um Mengenrisiko. Sollte es beispielsweise aufgrund einer unerwarteten Kältefront einen höheren Strombedarf geben, materialisiert sich ein kurzfristiges Mengenrisiko. Bei einer langfristigen Prognoseabweichung könnte beispielsweise der Strombedarf aufgrund konjunktureller Gründe über den Erwartungen liegen. Das Mengenrisiko lässt sich absichern, indem zumindest die sichere inflexible Nachfragemenge am Terminmarkt abgesichert wird und indem Verbrauchsprozesse flexibilisiert werden. Auch die Schaffung von Lösungsoptionen, beispielsweise durch eine vorausschauende Vorentwicklungen von Kraftwerksstandorten vor der finalen Investitionsentscheidung kann das langfristige Mengenrisiko adressieren.
- **INSOLVENZRISIKO:** Das Gegenparteiensrisiko gibt es sowohl auf der Anbieter- als auch auf der Nachfragerseite. Dieses Risiko hat sich in der Energiekrise materialisiert als Vertriebe ohne Absicherungsstrategie insolvent gegangen sind. Dieses Risiko lässt sich durch Liquiditätsmanagement adressieren, das in Risikohandbüchern beschrieben wird. Zudem gibt es eine Reihe von Maßnahmen, um das Insolvenzrisiko zu adressieren, wie z. B. das Clearing von Absicherungsgeschäften, bei dem finanzielle Mittel hinterlegt werden.
- **VERSORGUNGSRISIKO⁵:** Bei einer Versorgungsunterbrechung erhält ein Verbraucher aus technischen Gründen keinen Strom. Das kann beispielsweise der Fall sein, wenn Stromleitungen durchtrennt oder überlastet sind, oder wenn der Stromverbrauch die Erzeugungsleistung übersteigt. Letzteres wird durch die Absicherungspflicht adressiert. Das verbleibende Versorgungsrisiko lässt sich durch eine lokale Absicherung

⁵ Bei der Bewertung der Versorgungsqualität kann man Versorgungssicherheit und Resilienz unterscheiden. Versorgungssicherheit bezieht sich auf die Fähigkeit eines Stromsystems, Angebot und Nachfrage jederzeit zusammenzuführen. Resilienz bezieht sich zusätzlich auf die Fähigkeit, auf unvorhersehbare Krisen reagieren zu können und bei Ausfällen, schnell wieder zu einem stabilen Zustand zurückzukehren. Die zunehmende Verbreitung von dezentralen Flexibilitätsoptionen (bspw. Batterien, Motorenkraftwerke, etc.) stärkt daher nicht nur die Sicherheit der Stromversorgung, sondern auch ihre Resilienz. Durch ihr adaptives Verbrauchsverhalten stärken flexible preiselastische Verbraucher ebenfalls sowohl die Versorgungssicherheit als auch die Resilienz des Stromsystems.

der Stromversorgung adressieren, beispielsweise durch Eigenerzeugung, Batterien, etc.

Häufig werden Versorgungsunterbrechungen nicht als Bestandteil der typischen Strombeschaffung gesehen. Kritische Verbrauchsprozesse werden jedoch seit jeher mit Back-up-Kapazitäten bzw. Netzersatzanlagen abgesichert, um im Fall einer Versorgungsunterbrechung die entsprechende Produktion oder Dienstleistung fortzuführen oder zumindest eine geordnete Unterbrechung zu ermöglichen. Da wir in dieser Studie grundsätzlich Anreizwirkungen und damit auch die Absicherung von Risiken analysieren, betrachten wir das Versorgungsrisiko ebenfalls als natürlichen Bestandteil der Strombeschaffung.

Kategorien von Absicherungsprodukten

Für die kosteneffiziente Strombeschaffung und die Bewirtschaftung der verschiedenen Risikokategorien gibt es eine Vielzahl von Möglichkeiten, die sich in vielerlei Hinsicht unterscheiden. Einige Möglichkeiten lassen sich liquide an der Börse beschaffen, andere lassen sich spezifischer im bilateralen Handel festlegen und wieder andere erfordern langfristige Investitionen.

Hinter den verschiedenen Beschaffungsmöglichkeiten verbergen sich unterschiedliche Technologien, die sich für bestimmte Absicherungsprodukte oder Beschaffungsprozesse besser oder schlechter eignen. Der Wettbewerb zwischen den Marktsegmenten, den Produkten, den darunterliegenden Technologien und den Marktakteuren ermöglicht eine individuelle Optimierung, mit dem Ziel, die Kosten und Risiken der Strombeschaffung bestmöglich zu senken. Die folgende Auswahl stellt eine Übersicht verschiedener Beschaffungsmöglichkeiten dar:

- **Futures:** Futures sind finanzielle Differenzkontrakte, die standardisiert sehr liquide an der Börse gehandelt werden können
- **Forwards:** Forward-Kontrakte sind individuelle physische Liefervereinbarungen und werden bilateral gehandelt (OTC-Handel)
- **Optionsprodukte:** Finanzielle Optionen können an der Börse oder bilateral gehandelt werden und ermöglichen eine Vielzahl unterschiedlicher Ausgestaltungen. Realooptionen beruhen auf physischen Investitionen, beispielsweise in Form von Eigenerzeugung oder Kraftwerksscheiben.
- **Eigenerzeugung:** Eigenerzeugung ist eine Form von interner Absicherung (Realooption), die auf physischen Investitionen basiert
- **Nachfrageflexibilität:** Flexible Verbraucher können ihre Stromkosten senken, indem sie ihre Flexibilität im Strombezug für das eigene Risikomanagement nutzen oder dem Vertrieb über explizite

Vertragskonditionen im Gegenzug zu niedrigeren Strompreisen eines Festpreisvertrages zur Verfügung stellen. Bei impliziter Nachfrageflexibilität reduzieren Verbraucher mit dynamischen Stromtarifen eigenständig ihren Strombezug aufgrund ihrer Preiselastizität. Die Strombeschaffung berücksichtigt die implizite Preiselastizität, indem weniger Strom in hochpreisigen Phasen eingekauft wird.

- Power-Purchase-Agreements (PPA): PPAs können sowohl auf erneuerbaren als auch konventionellen Technologien beruhen. Typische PPA für erneuerbare Energien sichern das Preisrisiko ab. Firm PPA sichern zusätzlich eine vereinbarte Menge ab und adressieren somit auch das Mengenrisiko.
- Standard Wind-, Solar- und Erneuerbare-Energien-Profile: Standard-Profile (Firm) basieren auf typischen Erzeugungsprofilen der darunterliegenden Technologien. Anbieter dieser abgesicherten Profile reduzieren das eigene Risiko durch statistische Auswertungen historischer Erzeugungsstrukturen und sichern das Profil zusätzlich mit Handelsprodukten oder steuerbarer Leistung ab. Dadurch können sowohl Preis- als auch Mengenrisiken adressiert werden.

Die Auswahl der Absicherungsmöglichkeiten verdeutlicht die Komplexität und die Vielzahl der zu treffenden Entscheidungen in der energiewirtschaftlichen Praxis. Der Vorteil des intensiven Wettbewerbs liegt auch darin, dass sich jederzeit neue und innovative Produkte und Technologien ihre Nische schaffen können, mit der sie die Beschaffungskosten und Risiken senken können.

3.2 RISIKOMANAGEMENT UND BESCHAFFUNGSSTRATEGIEN

Eine professionelle Strombeschaffung zielt auf eine ausgewogene Balance zwischen Chancen und Risiken ab. Verbraucher können sich entsprechend ihrer Präferenzen für eine angemessene Exposition der jeweiligen Risikokategorien entscheiden, das dementsprechende Chancen ermöglicht.

Um das Preisrisiko zu adressieren, kann bei Lieferprodukten vereinfachend zwischen Festpreisverträgen und dynamischen Tarifen unterschieden werden. In der Praxis gibt es jedoch auch Mischformen. Verbraucher haben bei Festpreisverträgen die Sicherheit eines garantierten Preises für den vereinbarten Zeitraum. Bei dynamischen Tarifen wird üblicherweise der Großhandelspreis an Verbraucher weitergegeben. Indem Verbraucher das Preis- und Mengenrisiko übernehmen, können sie ihre Stromkosten senken. Das lohnt sich insbesondere, wenn sie ihren Verbrauch flexibel steuern können. Investitionen

in flexible Verbrauchstechnologien steigern daher üblicherweise die Preiselastizität.

Das Preisrisiko verschwindet bei Festpreisverträgen nicht. Es wird lediglich vom Versorger mit einer Beschaffungsstrategie bewirtschaftet. Je nach Beschaffungsstrategie lassen sich die Unternehmen dieses Preisrisiko durch eine Risikoprämie vergüten. Vereinfachend lassen sich drei Beschaffungsstrategien unterscheiden:

- **STICHTAGSBESCHAFFUNG:** Sobald der Liefervertrag abgeschlossen wird, wird die Strommenge zum vereinbarten Preis am Terminmarkt abgesichert (back-to-back). Der Preis wird somit fixiert. Das Preisrisiko übersetzt sich dadurch in Opportunitätskosten, da mögliche zukünftige Zeitpunkte mit niedrigeren Beschaffungskosten nicht mehr genutzt werden können.
- **STRUKTURIERTE BESCHAFFUNG:** Bei der strukturierten Beschaffung wird das Risiko eines ungünstigen Beschaffungszeitpunktes adressiert, indem zu festgelegten Zeiten jeweils ein Teil der Lieferverpflichtung eingekauft wird. Wenn der Lieferzeitraum beispielsweise ein Jahr in der Zukunft liegt, könnte die vereinbarte Strommenge jeden Monat zu gleichen Anteilen beschafft werden. Der resultierende Durchschnittspreis, hat somit ein geringeres Risiko eines ungünstigen Beschaffungszeitpunkts.
- **PORTFOLIOOPTIMIERUNG:** Die Portfoliooptimierung hat eine große Bandbreite an Ausgestaltungsmöglichkeiten. Sie kann zusätzlich zur strukturierten Beschaffung mit einer größeren Bandbreite an Handelsprodukten (z. B. Optionen) auch strategische Überlegungen, wie z. B. Investitionen in Kraftwerke (Realloptionen) und PPAs mit regenerativen Erzeugungstechnologien beinhalten. Das Ziel der Portfoliooptimierung ist es, den Lösungsraum für eine optimale Beschaffung zu vergrößern und gleichzeitig die Risikoexposition zu reduzieren.

In der Praxis wird häufig ein Teil der erwarteten Stromnachfrage abgesichert und der Rest am Spotmarkt beschafft. Die Entscheidung darüber, wie hoch der abzusichernde Anteil ist, hängt u. a. von der Unsicherheit der Nachfrageprognose und vom verfügbaren Risikokapital ab. Aber auch die zeitliche Struktur der Nachfrage im Vergleich zur zeitlichen Granularität der Absicherungsprodukte spielt eine Rolle. Der sehr liquide Base-Future umfasst beispielsweise alle 24 Stunden eines Tages und kann daher nicht zur effizienten Bewirtschaftung von Nachfragespitzen genutzt werden. Der Umgang mit den finanziellen Risiken wird im Risikohandbuch festgelegt.

INFOBOX: PROFESSIONELLES RISIKOMANAGEMENT UND REGULATORISCHE VORGABEN

Stromhändler sind verpflichtet, alle Order- und Transaktionsdaten systematisch zu erfassen, zu dokumentieren und zu archivieren. Dazu zählen interne Kontrollen, regelmäßige Audits und Risikoberichte, die den internen Entscheidungsprozessen und der Compliance dienen. Neben der internen Aufzeichnung müssen Transaktionen, Orderbücher und Ausführungsmeldungen an Aufsichtsbehörden gemeldet werden, mit dem Ziel, Transparenz, Fairness und Stabilität im Stromhandel zu gewährleisten.

Die wichtigsten regulatorischen Anforderungen im Stromhandel basieren auf REMIT, MiFID II und EMIR⁶ und betreffen insbesondere Vorgaben für das interne und externe Reporting, sowie das Risikomanagement. Diese Anforderungen zielen darauf ab, das Gesamtrisiko (Markt-, Kredit-, Liquiditäts- und operationelles Risiko) kontinuierlich zu identifizieren, zu messen und zu steuern. Sie verpflichten zu einer umfassenden Erfassung interner Daten und regelmäßigen externen Meldungen.

Während REMIT alle Teilnehmer am Energie-Großhandelsmarkt erfasst, konzentriert sich MiFID II auf professionelle Finanzdienstleister. EMIR wiederum legt den Fokus auf OTC-Derivate und schreibt eine Clearingpflicht sowie bilaterale Risikominderungsmaßnahmen vor.

Alle drei Regelwerke verlangen ein umfassendes Risikomanagement, das in einem Risikohandbuch dokumentiert wird. Dieses enthält regelmäßige interne Berichte, Stresstests (inkl. der Dokumentation der verwendeten Risikomodelle, z. B. Value-at-Risk), Anforderungen an das Risikokapital und Hedging-Strategien. Moderne IT-Systeme sind dabei essenziell, um in Echtzeit Risikopositionen zu überwachen, automatisierte Margin-Berechnungen und Szenarioanalysen durchzuführen und Margenanforderungen effektiv umzusetzen. Im Rahmen der Risikokapital- und Hedging-Vorgaben sind ausreichende Eigenkapitalpuffer vorzuhalten, die potenzielle Verluste abdecken sollen.

Die externen Reportingverpflichtungen erfolgen über zentrale Meldesysteme. Hierzu zählen die Übermittlung von Transaktions- und Insiderinformationen, die eine effektive Überwachung des Marktes ermöglichen sollen. REMIT schreibt beispielsweise vor, dass interne Systeme in Echtzeit oder mit minimaler Verzögerung alle relevanten Daten (Handelszeitpunkte, Preise, Mengen,

⁶ REMIT: Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency; MiFID II: Markets in Financial Instruments Directive; EMIR: European Market Infrastructure Regulation.

Lieferzeiten etc.) erfassen und validieren, bevor sie an die zuständigen Behörden (ACER bzw. nationale Stellen) übermittelt werden.

Während der Studiererstellung wird die Umsetzung der jüngsten REMIT-Novellierung (2024/1106) konsultiert. In dieser Reform ist ergänzend zur bisherigen Berichterstattung über die Handelsgeschäfte auch angelegt, dass Marktteilnehmer ihre Risikoexposition über alle Lieferverpflichtungen, Handelsprodukte, inklusive bilateraler Verträge an die relevanten Stellen kommunizieren.⁷ Die Datenaufbereitung zur Kommunikation der Netto-Position würde der Datenaufbereitung entsprechen, die für die Umsetzung der effektiven Absicherungspflicht notwendig wäre.

Wie bereits beschrieben, übertragen Verbraucher mit Festpreisverträgen das Preisrisiko an die Stromvertriebe. Im Gegensatz dazu tragen Verbraucher mit vollständig dynamischen Verträgen das vollständige Preisrisiko. Diesem Preisrisiko stehen jedoch Chancen niedrigerer Beschaffungskosten gegenüber. Denn durch die Preisexponierung haben Verbraucher den Anreiz, ihren Stromverbrauch in Zeiten mit niedrigen Strompreisen zu verlagern, anstatt Absicherungsprodukte für hohe Strompreise abzuschließen.

Je höher die Flexibilität auf Seiten des Verbrauchers ist, desto attraktiver sind dynamische Tarife. Denn das Preisrisiko sinkt mit der verfügbaren Flexibilität, die sich in eine Preiselastizität übersetzt. Daher wirken auf Seiten der Verbraucher Anreize, in Flexibilitätsoptionen zu investieren, wie z. B. Eigenerzeugung, Batteriespeicher, thermische Speicher, sowie mittelfristig eine Flexibilisierung der Verbrauchsprozesse.

WENN VERBRAUCHER MIT DYNAMISCHEN TARIFEN IHRE FLEXIBILITÄTSOPTIONEN NUTZEN, STEIGT IHRE PREISELASTIZITÄT, WODURCH IHRE ZAHLUNGSBEREITSCHAFT SINKT.

Ein effektives Portfoliomanagement nutzt einen möglichst großen Lösungsraum für Kostensenkungspotenziale, inklusive der Flexibilisierungsoptionen und sichert die verbleibenden Risiken durch eine effiziente Kombination von Absicherungsprodukten ab.

⁷ REMIT (Art. 8(a) 1, 2024/1106): Die gemeldeten Informationen umfassen genaue Angaben über die erworbenen und veräußerten Energiegroßhandelsprodukte, die vereinbarten Preise und Mengen, die Tage und Uhrzeiten der Ausführung, die Parteien der Transaktionen sowie die Zwischen- bzw. Endbegünstigten der Transaktionen und sonstige einschlägige Informationen. Die Marktteilnehmer nehmen auch nach Produkt aufgeschlüsselte Informationen über ihre Risikopositionen, einschließlich außerbörslicher Transaktionen, auf.

3.3 BESTEHENDE ANREIZE FÜR DIE PHYSISCHE ABSICHERUNG DER STROMVERSORGUNG

Die Anreize für eine sichere Stromversorgung sind aufgrund fundamentaler Eigenschaften der Energiewirtschaft und des Gutes Strom komplex und erstrecken sich über unterschiedliche Zeiträume und Marktprozesse. Aus Gründen der Veranschaulichung unterteilen wir das Anreizsystem in kurzfristige physische Lieferung, mittelfristige finanzielle Absicherung und langfristige Investitionsanreize.

Durch die Anreizsystematik des Preissystems werden alle Marktteilnehmer mithilfe der interdependenten Marktprozesse angereizt, aus Eigeninteresse ihren Beitrag zu einer sicheren Stromversorgung zu leisten. Ein gutes Marktdesign zeichnet sich dadurch aus, dass die individuellen Anreize gleichzeitig gesamtgesellschaftlich wohlfahrtsteigernd wirken. Wenn beispielsweise das Angebot aufgrund hoher Preise ausgeweitet wird, profitieren Anbieter durch den zusätzlichen Umsatz und Nachfrager durch die zusätzliche Verfügbarkeit und niedrigere Preise.

Gewährleistung der physischen Lieferung

Einspeisungen und Entnahmen werden im Stromsystem über ein Bilanzkreissystem organisiert. Die Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) sind verpflichtet, ihre Bilanzkreise in viertelstündlicher Granularität ausgeglichen zu bewirtschaften. Dazu übermitteln die BKV täglich um 14:30 Uhr den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) einen Fahrplan der physischen Entnahmen und Einspeisungen für alle Viertelstunden des Folgetages. Der Großteil der Fahrplananmeldungen basiert auf dem Ergebnis der täglichen Day-Ahead-Auktion. Die Gebote für das Angebot und die Nachfrage am Day-Ahead Markt der Strom-Spotbörsen (z. B. EPEX SPOT) müssen bis 12:00 Uhr abgegeben werden und sind physisch bindend.

Im Anschluss an die Fahrplananmeldung können Prognoseanpassungen für die Nachfrage und die Erzeugung (z. B.

DIE VORAUSSETZUNG FÜR EFFEKTIVES RISIKOMANAGEMENT IST EINE BESTMÖGLICHE NACHFRAGEPROGNOSE.

aufgrund von Kraftwerksausfällen und Prognoseanpassungen für erneuerbare Energien) durch Handelsgeschäfte am Intradaymarkt oder durch eigene Anpassungen der Erzeugung oder der Nachfrage durchgeführt werden. Aus Sicht der Marktteilnehmer bieten die Kurzfristmärkte die Möglichkeit, das Volumenrisiko zu bewirtschaften, indem die bestmöglichen Prognosen für den tatsächlichen Verbrauch und die voraussichtliche Erzeugung für einen ausgeglichenen Fahrplan genutzt werden können.

Dennoch kann es zum Erfüllungszeitpunkt zu einem unausgeglichenen Bilanzkreis kommen, wenn beispielsweise die Nachfrage wider Erwarten höher ist als die Erzeugung. Wenn das ganze System ebenfalls unterdeckt ist, nutzen die ÜNB durch Abruf der Regelreserve Ausgleichsenergie, um das System in ein physisches Gleichgewicht zu bringen (bzw. die Netzfrequenz bei 50 Hz zu halten). Die Kosten der Ausgleichsenergie basieren im normalen Marktgeschehen auf den Kosten des Regelreserveabrufs und werden denjenigen Bilanzkreisen in Rechnung gestellt, die zum Ungleichgewicht beigetragen haben.

Bei der Berechnung des Ausgleichsenergiepreises wird zudem das Ausmaß des Systemungleichgewichts berücksichtigt, um sicherzustellen, dass es einen ansteigenden systemdienlichen Anreiz gibt. Indem der Ausgleichsenergiepreis ab einer definierten Unterdeckung stets über dem Intradaypreis liegt und bei größeren Unterdeckungen zusätzliche Aufschläge zum Tragen kommen, wirkt der Anreiz, bestmögliche Prognosen zu erstellen und einen ausgeglichenen Bilanzkreis anzumelden, um stets ein Systemgleichgewicht zu gewährleisten.

Wenn der Markt aufgrund einer hohen Nachfrage und einem geringen Angebot situativ knapp und der Einsatz der Kapazitätsreserve notwendig ist, beträgt der Ausgleichsenergiepreis in der relevanten Viertelstunde mindestens das zweifache des technischen Gebotslimits am Intradaymarkt. Aktuell würde der Ausgleichsenergiepreis bei Einsatz der Kapazitätsreserve daher mindestens 20.000 Euro/MWh betragen. Aufgrund dieses Kostenrisikos besteht der Anreiz für die Marktteilnehmer, eine bestmögliche Prognose bei der Anmeldung des Bilanzkreises zu nutzen und die erwartete Nachfrage am Terminmarkt abzusichern.

(Finanzielle) Absicherung am Terminmarkt

Bei den standardisierten Absicherungsprodukten an der Strombörse (bspw. Base- und Peak-Futures) handelt es sich um finanzielle Kontrakte. Der Verkäufer geht mit dem Verkauf eines Futures eine „Short-Position“ ein, da er dem Käufer einen Preis für den Lieferzeitpunkt garantiert. Der Käufer sichert sich mit dem Absicherungsprodukt gegen steigende Preise ab und der Verkäufer sichert sich gleichzeitig gegen sinkende Preise ab. Im Gegenzug hat der Käufer Opportunitätskosten, da er nicht mehr von sinkenden Preisen profitieren kann und der Verkäufer ist dem Risiko steigender Preise ausgesetzt. Im nächsten Abschnitt besprechen wir, wie der Verkäufer dieses Risiko mit dem Vorhalten steuerbarer Leistung bewirtschaften kann.

Um das Gegenparteienrisiko zu begrenzen, wird der Kontrakt „gecleart“, indem finanzielle Mittel in angemessener Höhe bei der Clearingstelle hinterlegt

werden. Wenn das Risiko höherer Zahlungen aufgrund veränderter Marktpreise ansteigt, werden Marktakteure durch einen Margin-Call aufgefordert zusätzliche finanzielle Mittel bei der Clearingstelle zu hinterlegen.

Forward-Absicherungsprodukte, die bilateral abgeschlossen werden (OTC-Handel), gehen üblicherweise mit einer physischen Lieferverpflichtung einher. Das Gegenparteienrisiko wird im bilateralen Handel häufig über die gleiche Clearingstelle abgesichert. Es gibt aber beispielsweise auch die Möglichkeit direkt finanzielle Mittel zu hinterlegen, bzw. Bank- oder Patronatsbürgschaften zu nutzen.

Gelegentlich werden finanzielle Absicherungsgeschäfte fälschlicherweise als nicht ausreichend sicher kritisiert. Dabei ermöglichen sie durch eine höhere Marktliquidität die Balance zwischen einer effektiven Absicherung der Stromversorgung und Kosteneffizienz, indem sie zu einer belastbaren Preisbildung beitragen.

Wenn Marktakteure sinkende Preise erwarten oder kein hohes Preisrisiko sehen, können sie ein Absicherungsprodukt ohne physische Erfüllung verkaufen und übernehmen das Risiko für den Käufer. Die Alternativen wären entweder eine ineffizient hohe Kapitalbindung in unwirtschaftlichen Erzeugungsanlagen, wie es durch Kapazitätssubventionen angestrebt wird, oder eine geringe Liquidität am Terminmarkt.

Wenn es nicht möglich ist, Future-Kontrakte ohne physische Unterlegung zu verkaufen und sich somit gegen steigende Preise zu positionieren, können sich Markterwartungen nicht vollständig im Preis widerspiegeln. Daher führt ein illiquider Terminmarkt mit einem Verbot von Leerverkäufen zu höheren Kosten für das Risikomanagement und steigert das Risiko für unverhältnismäßig hohe Preise und sogar für Blasenbildungen.

Wenn das Risiko hoher Beschaffungskosten steigt, sind Marktakteure angereizt, ihre Positionen früher abzusichern. Dadurch steigen ebenfalls die Preise am längeren Ende der Beschaffungsperiode, wodurch frühzeitig Anreize für Investitionen in zusätzliche Erzeugungskapazitäten entstehen.

STEIGENDE PREISE AM SPOTMARKT
ERHÖHEN DIE NACHFRAGE NACH
ABSICHERUNGSPRODUKTEN.

Finanzielle Absicherungsprodukte spielen daher eine wichtige Rolle bei der kosteneffizienten Absicherung von Marktrisiken. Wie daraus Anreize für Investitionen in steuerbare Leistung entstehen, diskutieren wir im folgenden Abschnitt.

Effiziente Investitionsanreize von (finanziellen) Absicherungsprodukten

Wie im vorherigen Abschnitt besprochen, wirkt der Verkauf eines Absicherungsprodukts wie eine Absicherung gegen sinkende Preise. Dafür übernimmt der Verkäufer jedoch das Risiko steigender Preise. Mit steigendem Preisrisiko am Strommarkt steigt folglich auch das Risiko des verkauften Absicherungsprodukts. Dieses Preisrisiko lässt sich durch den Verkäufer durch das Vorhalten von steuerbarer Leistung bewirtschaften.

Im vorherigen Abschnitt haben wir besprochen, dass es mit Blick auf ein kostengünstiges Versorgungssystem effizient ist, Absicherungsprodukte

VERKÄUFER VON ABSICHERUNGS-
PRODUKTEN ÜBERNEHMEN DAS
PREISRISIKO VON DEN VERBRAUCHERN
UND SICHERN SICH SELBST MITHILFE
VON STEUERBARER LEISTUNG GEGEN
DAS PREISRISIKO AB.

verkaufen zu können, die nicht physisch gedeckt sind (sogenannte Leerverkäufe). Das gilt besonders für Marktphasen, in denen ausreichend Erzeugungskapazität vorhanden ist. Denn in diesen Marktphasen ist das Risiko hoher Preisausschläge gering.

Die Anreizsituation verändert sich jedoch, wenn das Risiko hoher Preise ansteigt. Der Verkauf eines Absicherungsprodukts ist dann nur noch attraktiv, wenn die Risikoprämie ausreicht, um das Risiko hoher Preise zu kompensieren. In diesen Situationen wirken sowohl für Verkäufer als auch für Käufer Anreize, Investitionen in kostengünstige steuerbare Leistung zu eruieren.

Je mehr technologische Optionen auf der Angebots- und Nachfrageseite vorhanden sind, um das Preisrisiko zu adressieren, desto höher ist der Wettbewerb um kostengünstige Lösungen und desto niedriger sind die Gesamtsystemkosten und die Strompreise. In innovativen Phasen bedeutet das, dass die technologische Vielfalt steigt und Investitionen in etablierte Technologien geringer ausfallen. Wenn in solchen Marktphasen die Vergabe von Subventionen für etablierte Technologien im Raum stehen, wird nicht nur die kostensenkende Wirkung des Wettbewerbs verzerrt. Es werden auch Investitionen in die zu subventionierenden Technologien zurückgehalten, bis die Förderbedingungen vollständig ausgestaltet sind.

SPEICHERTECHNOLOGIEN UND FLEXIBLE
VERBRAUCHER HABEN DERZEIT DEN
WETTBEWERBSVORTEIL, DASS SIE NICHT
DURCH SUBVENTIONSANKÜNDIGUNGEN
AUSGEBREMST WERDEN.

INFOBOX: PORTFOLIOEFFEKTE

Im Risikomanagement gibt es die Grundregel, dass Risiken nicht reduziert, sondern nur verschoben und bewirtschaftet werden können. Es gibt jedoch eine Ausnahme. Markowitz hat im Jahr 1990 den Nobelpreis für seine Arbeiten zur Portfoliotheorie erhalten. Das Portfoliomanagement ermöglicht es, spezifische Risiken einzelner Investitionen zu minimieren, indem bei Investitionen die wechselseitigen Korrelationen berücksichtigt werden. Seitdem ist es in der Finanzwirtschaft eine Selbstverständlichkeit, dass Korrelationen verschiedener Assets bei der Portfoliobildung genutzt werden, um die erwartete Rendite im Verhältnis zum Gesamtrisiko zu optimieren. Diese Grundregel der Finanzwirtschaft gilt auch in der Energiewirtschaft.

Zur illustrativen Erklärung konstruieren wir schrittweise ein qualitatives Portfolio, bei dem wir die Korrelationen zwischen den Technologien berücksichtigen. Für die Erklärung der Portfolioeffekte klammern wir Förderprogramme und regulatorische Vorgaben aus.

In diesem Gedankenexperiment haben wir bereits einen Solarpark und fragen uns, in welche Technologie wir als nächstes investieren wollen. Den Gedanken an einen zweiten Solarpark verwerfen wir, weil die Einnahmen beider Solarparks stark miteinander korreliert sind, was die Kannibalisierungseffekte verstärkt.

Wir entscheiden uns für einen Windpark, da die Stromerzeugung jahreszeitlich und untertägig schwach bis negativ mit dem Solarpark korreliert ist. Durch diese Diversifizierung erreichen wir einen gleichmäßigeren Zahlungsstrom, was einer Risikoreduktion entspricht.

Bei der nächsten Portfolioergänzung überlegen wir wiederum, welche Technologie sich als Ergänzung eignet. Wenn es sonnig oder windig ist, sind die Strompreise niedrig und wenn beide Technologien keinen Strom erzeugen, sind die Strompreise hoch. Ein Batteriespeicher kann die niedrigen Strompreise bei hoher EE-Erzeugung nutzen und von den hohen Preisen bei ausbleibender EE-Erzeugung profitieren. Auf diese Weise sind die Einnahmen von Batteriespeicher negativ mit den Einnahmen der beiden EE-Technologien korreliert, was eine ideale Portfolioergänzung darstellt, um den Zahlungsstrom zu verstetigen.

Ein positiver Zusatzeffekt liegt darin, dass der gleiche Netzanschluss genutzt werden kann, da der Batteriespeicher keinen Strom in das Netz einspeist, wenn eine der beiden EE-Technologien Strom erzeugt. Dadurch ist ein Batteriespeicher ein idealer Hedge zu geringeren Kosten.

Nun stellt sich die Frage, welche weitere Portfolioergänzung als nächstes sinnvoll sein könnte. Da Batteriespeicher eine begrenzte Speicherkapazität haben, können sie die ausbleibenden Zahlungsströme des Solar- und des Windparks nur für relativ kurze Zeit ausgleichen. Bei längeren Dunkelflauten bietet sich eine steuerbare Erzeugungstechnologie an, da sie Einnahmen generieren kann, wenn es die anderen Technologien nicht können. Motorenkraftwerke sind modular erweiterbar und stellen daher eine ideale Ergänzung des Portfolios dar, wenn weder EE-Anlagen noch Batterien genutzt werden können. Zudem bieten sie den gleichen Vorteil, den wir bereits bei Batteriespeichern gesehen haben, indem der gleiche Netzanschluss genutzt werden kann.

Wenn mit dem Portfolio ein Nachfrager versorgt wird, könnte es sinnvoll sein, zu eruieren, welche Flexibilisierungsmöglichkeiten sich in den Verbrauchsprozessen anbieten. Möglicherweise lassen sich Prozesse flexibilisieren, indem Zwischenprodukte gelagert werden können, oder ein Wärmespeicher kann dabei helfen, den Strombezug effizient zu bewirtschaften. Durch diese Erweiterung des Lösungsraums lassen sich angebots- und nachfrageseitige Möglichkeiten für die Portfoliooptimierung nutzen, um die Kosten der Stromversorgung zu minimieren.

Dieses illustrative Beispiel zeigt, nach welcher Logik ein Portfolio aus verschiedenen Technologien gebildet werden kann, um Zahlungsströme zu stabilisieren. Der wesentliche Vorteil liegt darin, dass eine technologische Durchmischung die Systemeffizienz und gleichzeitig die Resilienz des Stromsystems steigert. Durch marktwirtschaftliche Anreize zur Kosten- und Risikominimierung steigt gleichzeitig der gesamtgesellschaftliche Nutzen.

Bei der Erklärung haben wir Förderprogramme außen vorgelassen, weil sie die Anreizwirkung außer Kraft setzen. Wenn Risiken regulatorisch reduziert werden, dann sinken die Anreize, sich gegen diese Risiken abzusichern. Im Ergebnis sinkt der Anreiz für resiliente Portfolios und Projekte werden nur noch einzeln auf Basis der regulatorischen Vorgaben optimiert. Ein Gegenbeispiel zeigt sich derzeit bei der ausgesetzten EEG-Förderung bei negativen Strompreisen. Dadurch steigt insbesondere das Risiko für Solar-Parks. Um diesem Risiko zu begegnen werden neue Solar-Parks häufig mit Batteriespeichern geplant. Durch die zusätzlichen Speicher steigen sowohl die Resilienz des individuellen Portfolios als auch die Resilienz des Stromsystems.

Der marktwirtschaftliche Wettbewerb zwischen verschiedenen Absicherungsprodukten für die kosteneffiziente Strombeschaffung und für das Risikomanagement, reizt gleichzeitig Investitionen in die jeweils passenden Technologien an. Durch den kontinuierlichen Wettbewerbsdruck aufgrund

innovativer Technologien und neuer Marktakteure sinken die Kosten des Stromsystems. Gleichzeitig führt die technologische Durchmischung zu einem resilienteren Stromsystem im Vergleich zu subventionierten Abhängigkeiten von Erdgas- oder Wasserstoffkraftwerken mit den zwangsläufigen Importabhängigkeiten.

3.4 DIE ROLLE DES TECHNOLOGIEWETTBEWERBS IM MARKTGESCHEHEN

In diesem Abschnitt diskutieren wir, welche technologischen Optionen für die Bewirtschaftung einer sicheren Stromversorgung zur Verfügung stehen. Der zunehmende technologische Wettbewerb durch innovative Technologien eröffnet Kostensenkungspotenziale für das Gesamtsystem, wenn Anreize ihre Wirkung entfalten können.

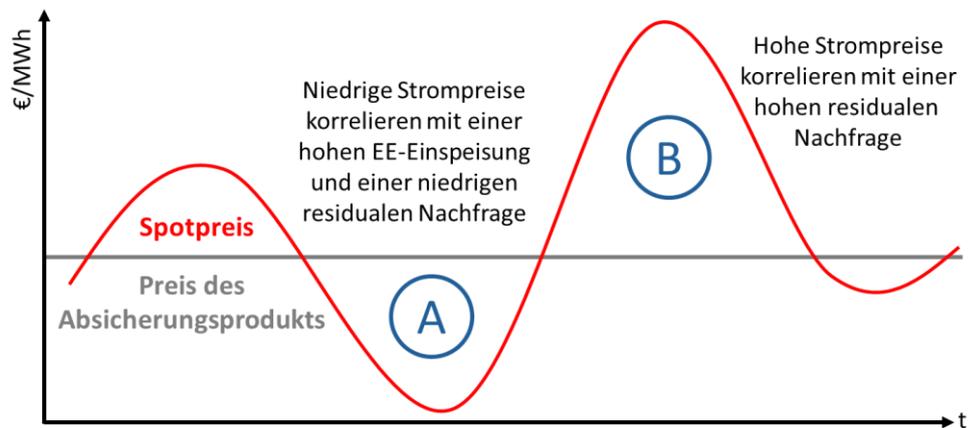
Bei der Analyse ist jedoch die Unterscheidung zwischen einer Absicherung der Stromversorgung und einer kostengünstigen Bereitstellung von Strom entscheidend. Zur Veranschaulichung betrachten wir die gestiegenen Strompreise der letzten Jahre. Seit der Energiekrise führen die höheren Beschaffungskosten für Gas zu höheren Strompreisen. Dass die Subvention von Gaskraftwerken bei hohen Gaspreisen nicht zu sinkenden Strompreisen führen kann, ist offensichtlich, insbesondere wenn man zusätzlich die kontinuierlich steigenden CO₂-Preise berücksichtigt. Diese Gaskraftwerke wären jedoch in der Lage, einzelne Aspekte der Versorgungssicherheit zu verbessern.⁸ Mit der ansteigenden Importabhängigkeit gehen jedoch auch zusätzliche Kosten- und Versorgungsrisiken einher.

Es stellt sich die Frage, welcher Technologiemix die Versorgungssicherheit und gleichzeitig eine kostengünstige Stromversorgung gewährleisten kann. Im Folgenden diskutieren wir, wie verschiedene Technologien diese Ziele unterstützen können und wie marktwirtschaftlicher Wettbewerb durch die Identifikation von Effizienzpotenzialen ein kostengünstiges Gesamtsystem anreizt.

Abbildung 4 zeigt illustrativ zwei Marktsituationen, an denen wir im Verlauf des Abschnitts den Nutzen verschiedener Technologien diskutieren werden. Zudem wird ein Absicherungsprodukt dargestellt, um die Anreizsituation für Marktteilnehmer aufzuzeigen.

⁸ Selektive Mechanismen sind jedoch aufgrund von Crowding-Out-Effekten nicht in der Lage die Versorgungssicherheit zu gewährleisten (für eine ausführliche Herleitung siehe Connect (2024)).

Abbildung 4: Effiziente Bewirtschaftung verschiedener Marktsituationen



Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 4 stellt illustrativ zwei Situationen und die Rolle eines beispielhaften Absicherungsprodukts gegenüber:

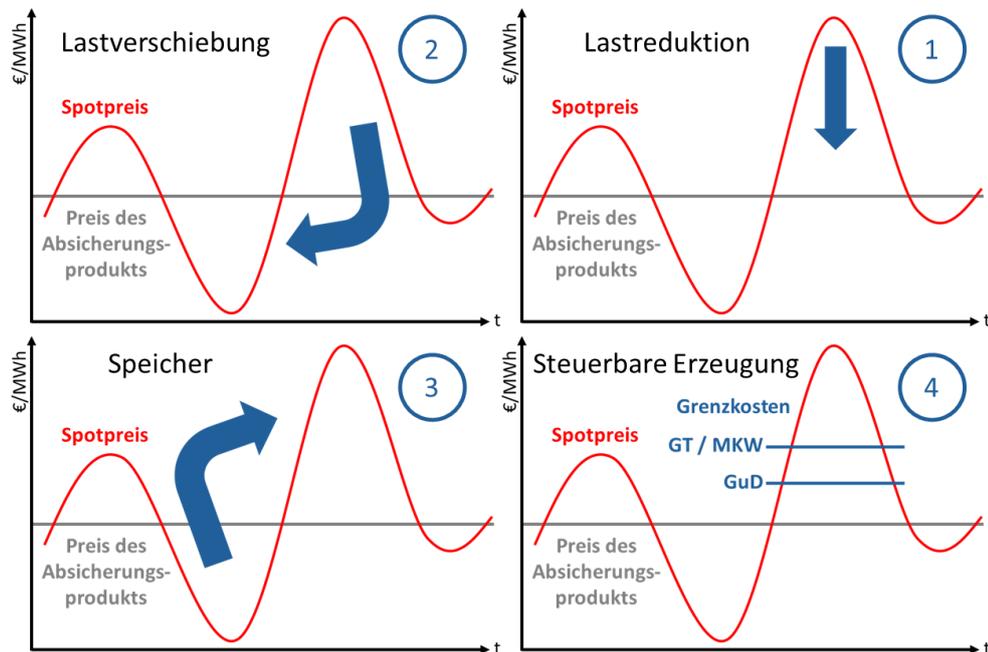
- **SITUATION A – NIEDRIGE STROMPREISE:** Eine hohe Einspeisung erneuerbarer Energien und ggf. eine niedrige Nachfrage führen zu einem niedrigen Strompreis.
 - Wenn technische und regulatorische Voraussetzungen erfüllt sind, führt dieses Preissignal dazu, dass mehr Verbraucher versuchen, ihre Strombeschaffungskosten zu senken, indem sie ihre Nachfrage in Zeiten mit niedrigen Strompreisen verschieben.
- **SITUATION B – HOHE STROMPREISE:** Eine hohe residuale Nachfrage aufgrund einer geringen Einspeisung erneuerbarer Energien führt dazu, dass Kraftwerke mit hohen Grenzkosten zur Nachfragendeckung benötigt werden oder flexible Verbraucher auf Basis ihrer Preiselastizität (bzw. ihrer Opportunitätskosten) ihre Nachfrage reduzieren, weswegen der Strompreis entsprechend hoch ausfällt.
 - In dieser Situation versuchen Stromanbieter von diesem hohen Strompreis zu profitieren, indem sie ihr Angebot ausweiten.
 - Gleichzeitig versuchen Verbraucher in diesen Zeiten, ihre Nachfrage zu reduzieren, um ihre Stromkosten zu senken.
 - Es herrscht somit in hochpreisigen Zeiten ein intensiver Wettbewerb zwischen angebots- und nachfrageseitigen Technologien darum, eine Marge zu erzielen oder Strombeschaffungskosten zu senken.
- **PREIS DES ABSICHERUNGSPRODUKTS:** Der Preis des Absicherungsprodukts entspricht den erwarteten zukünftigen Strompreisen des entsprechenden Zeitraums unter Berücksichtigung hochpreisiger und niedrigpreisiger Marktphasen.

- Anbieter von Absicherungsprodukten sichern Verbraucher gegen hohe Strompreise ab und stehen somit in Konkurrenz zu allen technologischen Optionen, die niedrige Strompreise für Verbraucher nutzbar machen und dazu beitragen hohe Strompreise zu vermeiden.
- Anbieter von Absicherungsprodukten sichern sich durch den Verkauf des Absicherungsprodukts gegen niedrige Strompreise ab. Wenn der Spotpreis unter dem Preis des Absicherungsprodukts liegt, erzielen sie eine Marge, indem sie den Strom am Spotpreis kaufen und vom Käufer den Preis des Absicherungsprodukts erhalten.
- Anbieter von Absicherungsprodukten sichern sich selbst gegen hochpreisige Marktphasen ab, indem sie (i. d. R. ein Portfolio von) steuerbare Leistung vorhalten (Realoptionen). Auf diese Weise können sie mit dem Verkauf des Absicherungsprodukts eine Marge in niedrigpreisigen Marktphasen erwirtschaften und sich gleichzeitig vor hochpreisigen Marktphasen schützen.

Aufbauend auf dieser Übersicht diskutieren wir anhand kleiner Anpassungen der Darstellung, wie verschiedene technologische Eigenschaften dazu beitragen können, die Strombeschaffungskosten zu senken. Die verschiedenen Technologien zeichnen sich jedoch nicht nur durch ihre primäre Marktfunktion aus, sondern auch durch eine Reihe sekundärer technologischer und wirtschaftlicher Eigenschaften. Der Nutzen der Technologien und ihrer Kombination im dynamischen Portfoliomanagement basiert daher ebenfalls auf einer Vielzahl von sekundären Eigenschaften, wie beispielsweise ihrer Bauzeit, ihrer Refinanzierungsdauer, ihren Zugängen zu Netzanschlüssen, ihrer Granularität und der Verfügbarkeit von Primärenergieträgern bzw. ihren jeweiligen Inputfaktoren, ihren Erweiterungsmöglichkeiten und ggf. ihren Umrüstungsprozessen für klimaneutrale Brennstoffe oder für die Abscheidung von Emissionen.

Abbildung 5 stellt verschiedene primäre technologische Eigenschaften dar, die durch den technologischen Wettbewerb zur Reduktion der Strombeschaffungskosten, bzw. der Gesamtsystemkosten beitragen können.

Abbildung 5: Marktwirtschaftlichen Technologiewettbewerb ermöglichen



Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 5 stellt auf Basis der zuvor diskutierten Darstellung niedrig- und hochpreisiger Marktsituationen verschiedene primäre technologische Eigenschaften dar.

- 1. LASTREDUKTION:** Wenn der aktuelle Strompreis den individuellen Nutzen des Stromkonsums übersteigt, lohnt sich der Konsum für die Verbraucher aufgrund ihrer individuellen Zahlungsbereitschaft nicht. Dann reduzieren Verbraucher ihre Nachfrage und senken dadurch ihre durchschnittlichen Stromkosten. Beispielsweise reduzieren in Frankreich die Kunden des TEMPO-Tarifs von EDF ihre durchschnittliche Stromnachfrage um 23 % an den höherpreisigen roten Tagen (EDF, 2025).
- 2. LASTVERSCHIEBUNG:** Wenn Verbraucher über Flexibilitätsoptionen verfügen, können sie ihre Nachfrage von hochpreisigen Zeiten in niedrigpreisige Zeiten verschieben. Wenn Verbraucher flexibel reagieren können, sinkt typischerweise ihre Zahlungsbereitschaft (ihre Preiselastizität steigt), weswegen ihr Stromverbrauch in hochpreisigen Zeiten abnimmt. Beispielsweise kann ein Elektroauto mittags bei hoher Solareinspeisung geladen werden, anstatt nach Sonnenuntergang zur abendlichen Verbrauchsspitze.
- 3. SPEICHER:** Speicher können Strom zu niedrigpreisigen Zeiten einspeichern und ihn zu hochpreisigen Zeiten zur Verfügung stellen. Heimspeicher können den kostengünstigen Solarstrom mittags einspeichern und ihn abends zum Kochen oder zum Aufladen von

Elektroautos nutzen. Großbatteriespeicher können Strom bei niedrigen Preisen einspeichern (oder sogar kostenlos anstatt ihn abzuregeln) und ihn zu Zeiten niedriger EE-Einspeisung und hohen Strompreisen gewinnbringend verkaufen.

4. **STEUERBARE ERZEUGUNG:** Wenn der Spotpreis die kurzfristigen Grenzkosten der jeweiligen Erzeugungstechnologie übersteigt, können Erzeugungstechnologien die Stromnachfrage bedienen, deren Zahlungsbereitschaft über den jeweiligen Erzeugungskosten liegen. Konventionelle Erzeugungstechnologien stehen daher in einem zunehmenden Wettbewerb mit den zuvor genannten innovativen Technologien. Diese Innovationen können dazu beitragen, die Strombeschaffungskosten für Verbraucher zu senken, wodurch gleichzeitig ihre Preiselastizität ansteigt, bzw. ihre Zahlungsbereitschaft abnimmt. Darüber hinaus können umweltbewusste Verbraucher und Unternehmen, die ihr ESG-Rating verbessern wollen, darauf achten, mithilfe der innovativen Technologien ihre spezifischen Emissionen zu senken und den Konsum fossil erzeugten Stroms zu reduzieren.

Diese Auswahl technologischer Eigenschaften verdeutlicht, dass es situative Substitutionsmöglichkeiten gibt, deren Nutzung im technologischen Wettbewerb die Gesamtsystemkosten senken und die Versorgungssicherheit steigern kann. Ein System mit vielen Substitutionsmöglichkeiten und einer hohen Preiselastizität ist u. a. aufgrund von Portfolioeffekten inhärent effizienter und sicherer als ein System mit einer hohen technologischen oder brennstoffspezifischen Konzentration.

Wettbewerb berücksichtigt die Optionalitäten sekundärer Eigenschaften

Wie bereits erwähnt, haben alle Technologien auch sekundäre Eigenschaften, die beim technologischen Wettbewerb relevant sind. Insbesondere die sekundären Eigenschaften beeinflussen die Optionswerte der Technologien, weswegen sie in dynamischen Zeiten eine wichtige Rolle spielen.

Beispielsweise lassen sich Verträge für flexible Verbraucher in sehr kurzer Zeit anpassen, während Investitionen in Großkraftwerke mehrere Jahre dauern. Der Optionswert bezieht sich in diesem Fall auf die zeitliche Verfügbarkeit. Selbstverständlich sind die Eigenschaften dieser beiden Optionen nicht deckungsgleich, aber in einigen Situationen stellen sie Substitute dar.

Die Nutzung von Substitutionsmöglichkeiten ist für die Effizienz des Stromsystems entscheidend. Als weiteres Beispiel dienen Motorenkraftwerke und Batterien. Sie werden häufig in Containern transportiert und haben eine höhere Granularität als Großkraftwerke. Sie lassen sich daher in kurzer Zeit per

Plug-and-Play auf bestehenden Flächen mit Netzanschlüssen (beispielsweise in bestehenden EE-Parks) ergänzen. Motorenkraftwerke lassen sich zudem granular in wenigen Tagen auf Wasserstoff umstellen. Dadurch entfallen im Umstellungsprozess nur wenige MW gleichzeitig. Im Gegensatz dazu fällt bei der H₂-Umstellung von Großkraftwerken die ganze Kraftwerksleistung für längere Zeiträume aus. Der Optionswert beschreibt in diesem Fall die Möglichkeit einer Feinjustierung, wenn im Zeitverlauf neue Informationen verfügbar werden.

DIE BAUZEIT UND DIE KAPITALINTENSITÄT VON INVESTITIONEN SIND WICHTIGE ASPEKTE DES TECHNOLOGISCHEN WETTBEWERBS, DIE NICHT DURCH SUBVENTIONEN VERZERRT WERDEN SOLLTEN.

Das Gegenteil dieses Optionswertes sind langfristige Pfadabhängigkeiten und Klumpenrisiken.

Der Nutzen von Optionalitäten wird bei unkonventionellen Flexibilitätsoptionen besonders deutlich. Unkonventionelle Flexibilitätsoptionen haben einen primären Nutzen außerhalb des Strommarktes. Beispielsweise bedienen Elektroautos primär ein Mobilitätsbedürfnis. Wenn sie jedoch in Form eines virtuellen Speichers genutzt werden, dann können sie einen Mehrwert für das Stromsystem generieren. Da ihr primärer Nutzen außerhalb des Strommarktes liegt, müssen ihre Fixkosten sich nicht über den Strommarkt refinanzieren. Sie generieren damit einen Nutzen, ohne Investitionskosten. Für den Strommarkt erzeugen sie somit einen positiven externen Effekt in Form niedrigerer Gesamtsystemkosten und einer höheren Versorgungssicherheit.

Die Identifikation dieser Effizienzpotenziale erfordert marktwirtschaftlichen Wettbewerb, denn regulatorische Vorgaben berücksichtigen lediglich bestehende Technologien etablierter Unternehmen.

Auswirkungen von Subventionen für konventionelle Technologien auf den technologischen Wettbewerb

Wir haben bereits auf Basis der sekundären Technologieeigenschaften dargestellt, dass die innovativen Technologien verschiedene Vorteile gegenüber konventionellen Erzeugungstechnologien haben. Daraus folgt selbstverständlich nicht, dass es keinen Bedarf für konventionelle Kraftwerke gibt. Es bedeutet lediglich, dass sie aufgrund der Substitutionsmöglichkeiten einem stärkeren Wettbewerb ausgesetzt sind, weswegen ihr Nutzen bzw. ihr Bedarf graduell abnimmt. Aus Sicht des Gesamtsystems führt das zu niedrigeren Kosten und niedrigen Strompreisen.

INFOBOX: POLITISCHE ARGUMENTATION FÜR KAPAZITÄTS-SUBVENTIONEN IM ZEITVERLAUF

In der politischen Diskussion werden verschiedene Argumente vorgebracht, weswegen Subventionen für konventionelle Kraftwerke notwendig wären. In der Diskussion um Kapazitätssubventionen, die im Jahr 2011 intensiviert wurde, wurde zunächst die Versorgungssicherheit betont. In den Grün- und Weißbuchprozessen (2014/2015) wurde deutlich, dass dieser Bedarf nicht unmittelbar bestand und eine Kapazitätsreserve die aus marktwirtschaftlicher Perspektive passendere Lösung darstellt.

Seit dem Beschluss des Kohleausstiegs im Jahr 2020 wurde die Diskussion zunächst mit ähnlichen Argumenten wieder aufgenommen. In der Ampelkoalition wurde dann die Organisation des Wasserstoff-Markthochlaufs als Begründung für Subventionsnotwendigkeiten herangezogen. Es wurde jedoch schnell deutlich, dass sich der Umstieg auf Wasserstoff aufgrund der beachtlichen Unsicherheiten der zukünftigen H₂-Verfügbarkeit und des Preisniveaus als komplex herausstellt.

Zunächst sollte daraufhin nur noch die Hälfte der Kapazität aus H₂-ready-Kraftwerken bestehen, der Rest aus einfachen Gaskraftwerken, ohne Umstiegsvorgaben. Nach der Konsultation des Kraftwerkssicherheitsgesetzes mehren sich die Stimmen, dass es keinerlei Umstiegsanforderungen geben sollte. Stattdessen sollen die Betreiber später selbst entscheiden können, ob sie auf Wasserstoff umstellen oder lieber CCS nutzen wollen. Erwartungsgemäß dürfte bei diesem Weg, die Diskussion um die Finanzierung dieser Umstiegsoptionen (zusätzlich zu den Investitionssubventionen) unmittelbar nach Baubeginn losgehen, also sobald die Pfadabhängigkeit eingegangen wurde.

Das Argument der Fristentransformation

Ein weiteres Argument, das in der politischen Diskussion gelegentlich für Kapazitätssubventionen herangezogen wird, ist die Fristentransformation. Sie beschreibt im Wesentlichen die Herausforderung, ausreichend Erlöse für die Refinanzierung einer Investition nachzuweisen. Im Kern geht es bei der Fristentransformation um den Umgang mit Investitionsrisiken.

Diesbezüglich hat der BDEW (2014, S. 30) im Zuge der Arbeiten zum dezentralen Leistungsmarkt (DLM) auf Basis eines intensiven Branchenprozesses bereits auf den technologischen Wettbewerb verwiesen: „Der Investor ist Marktrisiken ausgesetzt, wie in allen anderen Märkten auch. Er kann aber von einer Nachfrage nach seinem Produkt „gesicherte Leistung“ über die nächsten Jahrzehnte ausgehen. Das Risiko, dass Dritte das Produkt „gesicherte Leistung“ ggf. günstiger

anbieten können (z. B. aufgrund technischen Fortschritts oder besserem Kostenmanagement) ist wesentliches Merkmal jedes wettbewerblich organisierten Marktes und führt zu kosteneffizienten Ergebnissen.“

Die Erkenntnisse der „Socialist Calculation Debate“

In den 1920er und 1930er Jahren wurden quantitative ökonomische Modelle von planwirtschaftlichen Vertretern mit dem Hinweis aufgegriffen, dass man mit ihrer Hilfe staatswirtschaftlich eine effizientere Ressourcenallokation herbeiführen könnte. Sie argumentierten, dass zentrale Planungsbehörden durch Simulation von Marktprozessen und Rückkopplungsmechanismen die Ressourcenallokation steuern könnten.

Einige Ökonomen verwiesen auf die Informationsasymmetrien zwischen Marktakteuren und staatlichen Planungsbehörden, sowie auf den kontinuierlichen Erkundungsprozess von Märkten, der in der Lage ist, neue Entwicklungen und Innovationen durch marktwirtschaftliche Korrekturmechanismen schnellstmöglich zu berücksichtigen. Die empirischen Versuche staatlicher Planungen in der Sowjetunion, der DDR, in Venezuela und Nordkorea bestätigen diese Skepsis.

Seit der „Socialist Calculation Debate“ haben ökonomische Forschungen weitere Gründe identifiziert, weswegen marktwirtschaftlicher Wettbewerb im Gegensatz zu tiefgreifenden staatlichen Interventionen zu mehr Wohlstand führt. Es gibt u. a. politische Fehlanreize bei den staatlichen Planungen, die sich mehr an politischen Zielen orientieren als an einer effizienten Ressourcenallokation. Diese Fehlanreize werden durch politische Einflussnahme (Rent Seeking) verstärkt, die häufig auch zu Moral Hazard führen, indem Kosten und Risiken auf diejenigen umverteilt werden, die sie nicht bewirtschaften können, während Profite bei den Investoren verbleiben.

Die Nobelpreisträger des Jahres 2024 (Daron Acemoglu, Simon Johnson und James A. Robinson) weisen darauf hin, dass extraktive Wirtschaftsinstitutionen, die im Ergebnis wie eine Umverteilung von unten nach oben wirken, Anreize für die Schaffung von Wohlstand aushebeln. Davon profitieren etablierte Akteure, die ihre Marktposition festigen können, während neue Wettbewerber systematisch schlechtere Ausgangsbedingungen haben. Im Gegensatz dazu setzen inklusive Wirtschaftsinstitutionen wohlstandssteigernde Anreize, indem Marktakteure von den Ergebnissen ihres Arbeitseinsatzes und ihrer Innovationen im Marktgeschehen profitieren können. Bei inklusiven Wohlstandsinstitutionen müssen Marktakteure nicht befürchten, dass ihre Investitionen aufgrund willkürlicher staatlicher Entscheidungen entwertet oder verdrängt werden.

Die Kapitalintensität, die lange Bauzeit und der entsprechend lange Refinanzierungszeitraum sind sekundäre Eigenschaften konventioneller Großkraftwerke. Sie sind somit Bestandteil des technologischen Wettbewerbs, die Investoren bei der Technologieauswahl berücksichtigen. Die Entscheidung in ein Kraftwerk zu investieren, ist eine langfristige Pfadentscheidung, bei der Marktrisiken berücksichtigt werden sollten. Investoren sollten daher investieren, wenn sie von der Wirtschaftlichkeit einer Kraftwerksinvestition überzeugt sind.

Wenn der Staat aufgrund dieser sekundären Eigenschaften Subventionen vergibt, verschiebt er die Risiken von den Investoren zu den Verbrauchern in Form einer Umlage. Verbraucher zahlen somit für die Risikoreduktion von Investoren, obwohl sie diese Risiken nicht bewirtschaften können. Für Investoren ist die Wirtschaftlichkeit garantiert (teilweise mit unbegrenztem Upside) und im Fall unwirtschaftlicher Investitionen profitieren sie durch die umverteilten Kosten und Risiken.

Zusätzlich verschlechtern die Kapazitätssubventionen jedoch die Marktbedingungen für alle anderen Technologien im Strommarkt. Indem der Anteil konventioneller Kraftwerke

künstlich gesteigert wird, sinken die Optionswerte bzw. potenziellen Markterlöse aller anderen Technologien. Auch wenn die anderen Technologien vorteilhafte technologische und finanzielle Eigenschaften aufweisen, sinken ihre Marktchancen, wodurch sie zumindest anteilig verdrängt werden. Einerseits fallen unnötig hohe Kosten für die subventionierten Kapazitäten an, andererseits werden Effizienzpotenziale verdrängt. Daher steigen durch staatliche Eingriffe in die marktwirtschaftliche Allokation die Gesamtsystemkosten bei gleichzeitig sinkender Resilienz des Versorgungssystems.

SUBVENTIONEN FÜHREN DIREKT ZU HÖHEREN KOSTEN. ZUDEM WERDEN EFFIZIENZPOTENZIALE VERDRÄNGT, WODURCH DIE SYSTEMKOSTEN ZUSÄTZLICH ANSTEIGEN.

Im nächsten Kapitel diskutieren wir ausführlich, wie die Ausgestaltung einer effektiven Absicherungspflicht die Versorgungssicherheit bei Beibehaltung des technologischen Wettbewerbs gewährleisten kann.

4 Ausgestaltung der Absicherungspflicht

WEITERENTWICKLUNG BESTEHENDER REGELN

Die Absicherungspflicht ergänzt die bestehenden Regeln, um die Effektivität der marktwirtschaftlichen Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Aufbauend auf den im letzten Kapitel diskutierten Beschaffungsprozessen, entwickelt die effektive Absicherungspflicht die bestehenden Vorgaben und Prozesse weiter, um die Versorgungssicherheit mit marktwirtschaftlichen Mitteln zu gewährleisten. Die Absicherungspflicht nutzt weitestgehend bestehende Marktprozesse und Vorgaben, wodurch regulatorische Risiken staatlicher Kapazitätssubventionen entfallen.

Das Ziel der effektiven Absicherungspflicht ist die sichere und kosteneffiziente Versorgung mit Strom zu gewährleisten. Sie kombiniert damit Verbraucherschutz und Versorgungssicherheit auf Basis einer technologieoffenen marktwirtschaftlichen Strombeschaffung. Die Absicherungspflicht soll dazu beitragen, den Markt zu vervollständigen, indem Marktunvollkommenheiten ursächlich adressiert werden, anstatt den Markt durch Kapazitätssubventionen zusätzlich zu verzerren und wirksame Marktmechanismen auszuhebeln.

Versorgungssicherheit bedeutet das Zusammenführen von Angebot und Nachfrage. Dabei stehen angebotsseitige und nachfrageseitige Technologien im Wettbewerb. Indem sich die effizientere Technologie durchsetzt, werden die Gesamtsystemkosten gesenkt. Durch die Absicherungspflicht sollten zwei Marktunvollkommenheiten adressiert werden:

- **NACHFRAGEELASTIZITÄT:** Die erste Marktunvollkommenheit bezieht sich auf die regulatorisch bedingte eingeschränkte Flexibilität der Nachfrage, durch die preiselastisches Verhalten gehemmt wird. Indem die Flexibilisierung durch die Absicherungspflicht angereizt wird, steigt die Kosteneffizienz und die Resilienz des Versorgungssystems. Dieser Prozess sollte insbesondere durch die Reduktion regulatorischer Hemmnisse und einen beschleunigten Smart-Meter-Rollout unterstützt werden.
- **FREE-RIDER-VERHALTEN:** Die zweite Marktunvollkommenheit wurde in der Energiekrise offensichtlich. Versorger sind in die Insolvenz gegangen, weil sie ihr Preisrisiko nicht angemessen am Terminmarkt abgesichert haben. Diese Versorger konnten ihre Lieferverpflichtungen nicht mehr erfüllen, weswegen für Verbraucher Zusatzkosten entstanden sind. Aus ökonomischer Perspektive sind durch das Free-Rider-Verhalten externe Kosten entstanden, deren Internalisierung durch die Absicherungspflicht auch das Preis-Anreizsystem vervollständigt.

Stromversorger, die ein professionelles Risikomanagement betreiben, haben in bestimmten Marktphasen einen Wettbewerbsnachteil gegenüber denjenigen Vertrieben, die sich im Sinne des Free-Rider-Verhaltens nicht absichern, da ihre Preise keine Absicherungskosten beinhalten. In der niederländischen „Hedging-Obligation“ beschreibt die Regulierungs- und Verbraucherschutzbehörde (ACM) ihre Motivation für die Einführung damit, „dass der Wettbewerb nicht über ungedeckte Verkaufspositionen stattfindet, sondern über Aspekte wie Effizienz, Qualität und Nachhaltigkeit“ (Staatscourant, 2022, S. 6). Durch die Absicherungspflicht wird die Wettbewerbssituation von Akteuren, die professionelles Risikomanagement betreiben, verbessert.

Die Absicherungspflicht verbessert das Anreizsystem ursächlich, anstatt neue Verzerrungen durch Kapazitätssubventionen einzuführen. Das Versorgungssystem wird durch wirksame Anreize für Investitionen in steuerbare Erzeugungsleistung und in die Flexibilisierung der Nachfrage sicherer und aufgrund der Nutzung des marktwirtschaftlichen Wettbewerbs auch effizienter.

Für die Ausgestaltung einer effektiven Absicherungspflicht werden in diesem Kapitel die folgenden Fragen beantwortet:

- **DIE NACHFRAGE: WER SICHERT WAS AB?** Abschnitt 4.1
- **DAS ANGEBOT: WIE WIRD ABGESICHERT?** Abschnitt 4.2
- **DER PROZESS: WANN WIRD ABGESICHERT UND WIE WIRD GEPRÜFT?**
– Abschnitt 4.3

Diese Aspekte bilden den Kern der Absicherungspflicht und werden daher in diesem Kapitel diskutiert. Im nächsten Kapitel werden ergänzende Maßnahmen aufgezeigt, die den Markt unabhängig von der Absicherungspflicht leistungsfähiger machen können. Sie würden daher auch dazu beitragen, die Absicherungspflicht noch wirksamer auszugestalten.

4.1 DIE NACHFRAGE: WER SICHERT WAS AB?

Bei der Frage, für wen die Absicherungspflicht gelten soll, gibt es mehrere Faktoren, die in die Entscheidung einfließen sollten. Je nach Zielsetzung kann sich der Umfang unterscheiden, wie ein Blick in internationale Beispiele zeigt.

In den Niederlanden gab es in der Energiekrise vergleichbare Folgen des Free-Rider-Verhaltens, wie in Deutschland. Im Herbst 2022 wurde daraufhin eine Absicherungspflicht erlassen (Staatscourant, 2022). Neben Vorgaben zum Risikohandbuch und zum Umfang des Risikokapitals wurde beschlossen, dass Versorger, die einen Festpreisvertrag mit Kleinverbrauchern abgeschlossen haben, diesen schnellstmöglich vollständig absichern müssen (back-to-back).

Diese Regelungen umfassen dementsprechend lediglich Versorgungsunternehmen.

Im Gegensatz dazu adressiert die australische Retailer Reliability Obligation (RRO) alle Bilanzkreise, die eine Nachfrage bewirtschaften. Der Unterschied gegenüber den Niederlanden lässt sich auf die unterschiedlichen Zielsetzungen zurückführen. Während in den Niederlanden vor allem der Verbraucherschutz im Vordergrund steht, zielt die australische RRO darauf ab, Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Daher werden auch Verbraucher zur Absicherung verpflichtet, die ihre eigene Nachfrage bewirtschaften.

Cramton et al. (2024) haben eine Form der Absicherungspflicht für das US-amerikanische Stromsystem entwickelt. Die teilweise über 20-jährigen Erfahrungen mit einer Vielzahl unterschiedlicher Kapazitätsmarktdesigns hat sie dazu motiviert, eine marktwirtschaftlichere Alternative auszuarbeiten. Sie setzen ebenfalls bei einer Stärkung der Langfristmärkte an, um Preisrisiken für Stromverbraucher abzusichern und Investitionen in steuerbare Leistung anzureizen. Aus diesem Grund bezieht sich ihre Variante der Absicherungspflicht ebenfalls auf alle Verbraucher.

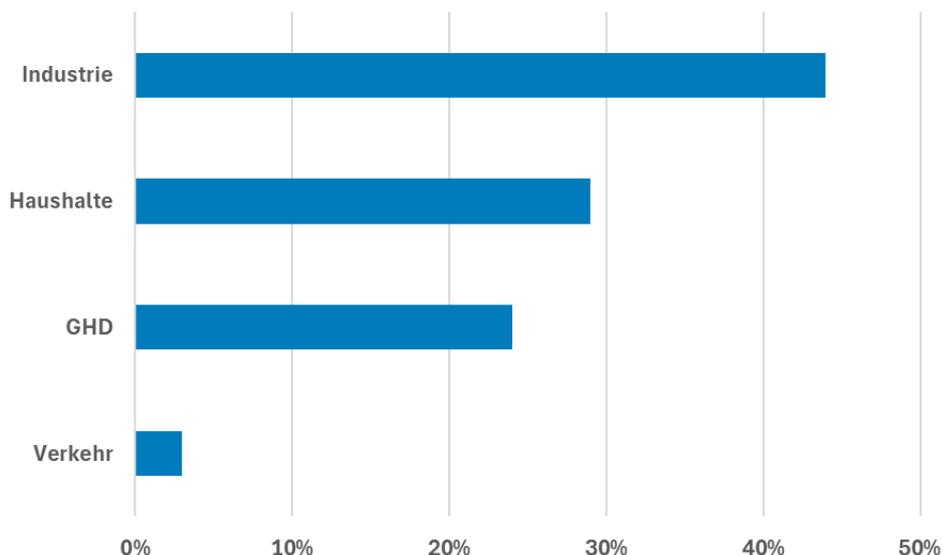
4.1.1 Wer sichert ab?

Mit Blick auf die Erkenntnisse der Energiekrise und dem beobachteten Free-Rider-Problem, stellt sich die Frage, für wen die Absicherungspflicht gelten sollte. Wenn wie in den Niederlanden ausschließlich der Schutz von Kleinverbrauchern im Fokus stehen sollte, dann bräuchte sich die Absicherungspflicht nur auf Vertriebe für Kleinverbraucher mit Festpreisverträgen zu beziehen.

Eine Folgefrage wäre dann, ob alle Verbraucher abgesichert werden sollten, oder ob Nutzer von dynamischen Stromtarifen ausgenommen werden sollten. In diesem Fall würde schließlich kein Insolvenzrisiko für Versorger bestehen, da die Verbraucher das Strompreisrisiko tragen. Folglich stellt sich die Frage, ob nur Kleinverbraucher mit Festpreisverträgen abgesichert werden sollten.

In diesem Fall wären andere Verbrauchsgruppen angehalten, eigenverantwortlich ihre Stromversorgung zu sichern. Abbildung 6 stellt die Anteile der Verbrauchsgruppen am Stromverbrauch des Jahres 2024 dar.

Abbildung 6: Übersicht der Verbrauchergruppen



Quelle: Eigene Darstellung, Daten von Statista (2025b).

Wie Abbildung 6 zeigt, entfällt ein signifikanter Anteil der Stromnachfrage in Deutschland auf die Industrie. Insbesondere die energieintensive Industrie bewirtschaftet große Teile ihres Stromkonsums selbst, beispielsweise indem sie PPA abschließt, Erzeugungs- und Back-up-Kapazitäten vorhält (teilweise inkl. KWK), Verbrauchsspitzen glättet, selbst oder über Lieferanten Termingeschäfte tätigt und teilweise ihr Flexibilitätspotenzial vermarktet. Die bestehenden Free-Rider-Fehlanreize würden für die nicht betroffenen Stromverbraucher weiterhin gelten. Daher wäre die Absicherung der Stromversorgung bei einem ausschließlichen Fokus auf Versorger nicht adressiert.

Aus dieser Überlegung folgt, dass eine effektive Absicherungspflicht, die auch die Versorgungssicherheit gewährleisten soll, für alle Bilanzkreise gelten muss, die eine Stromnachfrage bewirtschaften, damit die vollständige Stromnachfrage adressiert ist.

4.1.2 Was wird abgesichert?

Bei der Frage, was abgesichert wird, stellen sich zwei Fragen: Worauf bezieht sich die Nachfrageprognose und welcher Anteil der Nachfrage soll abgesichert werden.

Worauf bezieht sich die Nachfrageprognose?

Mit Blick auf Vertriebe wäre es naheliegend, lediglich die Verbräuche abzusichern, die bereits kontrahiert sind. Allerdings würde dann ein Anreiz

entstehen, kurze Absicherungszeiten zu kontrahieren, was dem Sinn der Absicherungspflicht entgegenwirken würde. Daraus folgt, dass die Absicherungspflicht den wahrscheinlichen Verbrauch abdecken sollte.

Bei zentralen Kapazitätsmärkten wird ebenfalls versucht, den zukünftigen Verbrauch abzuschätzen. Marktakteure sind jedoch besser dazu in der Lage, ihren zukünftigen Verbrauch zu prognostizieren, als staatliche Behörden oder andere staatlich organisierten Institutionen. Wie in Kapitel 3 diskutiert, basiert bereits heute ein professionelles Risikomanagement auf langfristigen Nachfrageprognosen.

Die Abschätzung der zukünftigen Nachfrage ist schließlich die Grundlage für ihre Bewirtschaftung.

DURCH DIE ABSICHERUNG DER NACHFRAGE WERDEN VERBRAUCHER-SCHUTZ UND VERSORGUNGSSICHERHEIT INTEGRIERT GEWÄHRLEISTET.

Wie eine möglichst gute Nachfrageprognose angereizt wird, ohne das wirtschaftliche Risiko unnötig zu steigern, diskutieren wir in Abschnitt 4.3.3 im Kontext der Prüfung und Pönalisierung.

Welcher Anteil wird abgesichert?

In Abschnitt 3.2 haben wir aufgezeigt, dass beim professionellen Risikomanagement ein im Zeitverlauf anwachsender Anteil der erwarteten Stromnachfrage abgesichert wird. Üblicherweise startet die Beschaffung bis zu 36 Monate vor dem Lieferjahr. Wie hoch dieser Anteil zu welchem Zeitpunkt sein soll, wird vorab im Risikohandbuch festgelegt. Unternehmen mit risikoaversen Strategien sichern planmäßig über 90 % ihrer Lieferverpflichtung am Terminmarkt ab (BDEW, 2023). Diese übliche Praxis wird durch die Absicherungspflicht weiterentwickelt.

Es gibt zwei wesentliche Gründe, weswegen derzeit nicht 100 % der Lieferverpflichtung abgesichert werden; die Herausforderung einer perfekten Mengenprognose und die niedrigere zeitliche Auflösung der üblichen Absicherungsprodukte gegenüber der 15-minütigen Erfüllungsperiode (Strukturrisiko). Aus Sicht der Versorgungssicherheit ist jedoch die vollständige Absicherung der erwarteten Nachfrage entscheidend.⁹ Mit Einführung dieser Vorgabe und dem Wechsel von der einstündigen Day-Ahead-Auktion in eine 15-minütige Auktion ab Juni 2025, ist davon auszugehen, dass sich bei Bedarf am Markt entsprechende Absicherungsprodukte bilden werden.

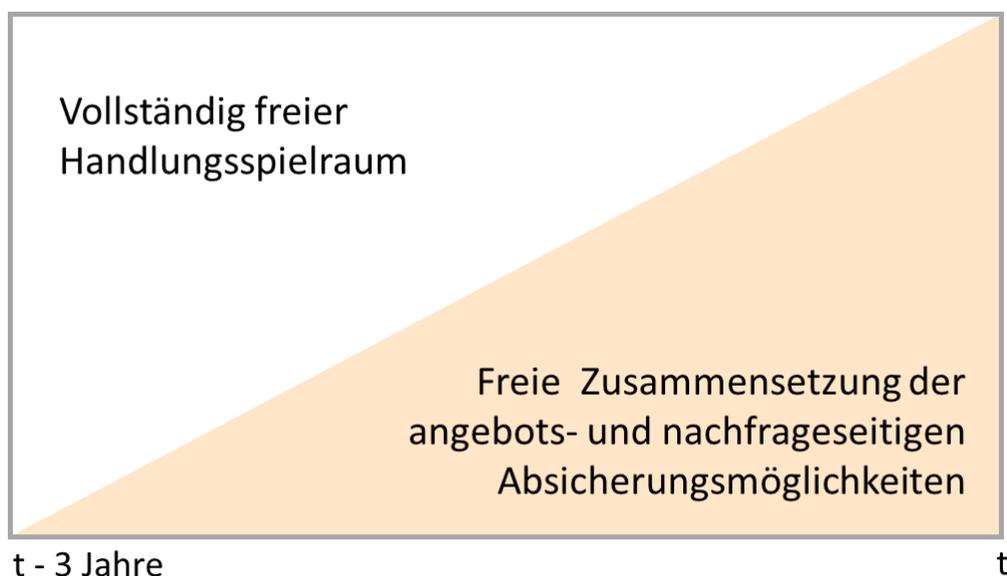
In der niederländischen Hedging-Obligation müssen Lieferverträge für Kleinverbraucher schnellstmöglich „back-to-back“ abgesichert werden. Wie in

⁹ In der Erklärung der Prüfung und Pönalisierung wird deutlich, weswegen die Kostenbelastung durch die vollständige Absicherung nicht unverhältnismäßig ansteigen dürfte.

Abschnitt 3.2 beschrieben, gehen mit dieser Form der Stichtagsbeschaffung jedoch signifikante Preisrisiken einher. Um die Preis- und Mengenrisiken angemessen zu bewirtschaften, sollte die verpflichtete Absicherung stattdessen graduell ansteigen, wie es derzeit die gängige Praxis in der strukturierten Beschaffung der Fall ist.

Cramton et al. (2024) starten die Absicherungspflicht vier Jahre vor dem Erfüllungsdatum und steigern das Absicherungsniveau graduell bis zum Lieferzeitpunkt. Im Gegensatz zu der sofortigen vollständigen Absicherung eingegangener Lieferverträge, wie es in den Niederlanden vorgeschrieben ist, werden durch den graduellen Anstieg beide Risikokategorien – das Preis- und das Mengenrisiko – effizienter adressiert. Abbildung 7 stellt den graduellen Anstieg des verpflichteten Absicherungsanteils dar.

Abbildung 7: Handlungsspielräume bei Erfüllung der Absicherungspflicht



Quelle: eigene Darstellung.

Abbildung 7 zeigt, dass der Anteil über der Absicherungspflicht vollständig frei bewirtschaftet werden kann. Es wäre demnach problemlos möglich, einen höheren Anteil früher abzusichern, wenn dadurch ein Kostenvorteil erwachsen würde. Die gelbe Fläche zeigt die Mindestabsicherung. Auch hier ist der Handlungsspielraum relativ groß, denn die Zusammensetzung der Absicherungsmöglichkeiten kann jederzeit angepasst werden. Wenn der Anteil flexibler Verbraucher in einem Portfolio ansteigt, wäre es beispielweise möglich, finanzielle Absicherungsprodukte wieder zu verkaufen. Das wäre auch der Fall, wenn eine steuerbare Erzeugungsanlage zur Eigenerfüllung in Betrieb geht.

Wie in Abschnitt 3.3 dargestellt, reizt das Ausgleichsenergiesystem bereits eine vollständige Beschaffung – bzw. einen ausgeglichenen Bilanzkreis – vor dem Erfüllungszeitraum an. Bei der Frage nach dem Absicherungszeitraum geht es im Gegensatz zu Kapazitätsausschreibungen nicht um die Bauzeit von Kraftwerken bis zu einem Stichtag, an dem die Leistung beispielsweise für 15 Jahre zur Verfügung stehen muss und Fördergelder fließen. Die Absicherungspflicht ist ein kontinuierlicher marktwirtschaftlicher Anreizprozess. Der jeweilige Absicherungszeitraum bezieht sich auf einen konkreten Tag (und eine konkrete Viertelstunde), auf den ein weiterer abzusichernder Tag folgt. Die Investitionsentscheidung soll daher die zukünftige Wirtschaftlichkeit berücksichtigen, woraus sich u. a. auch das Effizienzpotenzial der Absicherungspflicht speist.

Wenn es beispielsweise beim Bau eines Kraftwerks zu Verzögerungen kommen sollte, können zur Erfüllung der Absicherungspflicht andere steuerbare Leistungen genutzt werden, um die Nachfrage abzusichern. Bei Kapazitätsausschreibungen wäre diese Verzögerung problematisch, da kein kurzfristiger Ersatz vorgesehen ist. Dementsprechend würde eine Verzögerung pönalisiert werden, um einen Anreiz zu setzen.¹⁰

Unseres Erachtens reichen drei Jahre Vorlaufzeit aus, um eine sichere Stromversorgung anzureizen. Der offensichtliche Vorteil liegt darin, dass dieses Zeitfenster bereits eine hohe Liquidität auf dem Terminmarkt aufweist und professionelle Beschaffungsprozesse eingespielt sind. Ein längerer Zeitraum würde beispielsweise für die Nachfrageprognose größere Herausforderungen gegenüber heutigen Prozessen bedeuten. Die Absicherungspflicht flankiert zudem lediglich die bereits bestehende Praxis, so dass das Free-Rider-Verhalten nicht mehr möglich ist. Die zusätzliche Nachfrage nach Absicherungsprodukten führt zu einem vollständigeren Preissignal, da die externen Kosten des Free-Rider-Verhaltens internalisiert werden.

Die verbesserte Anreizwirkung durch die effektive Absicherungspflicht wirkt sich somit auch auf die

Refinanzierungsmöglichkeiten von Erzeugungstechnologien und anderen Flexibilitätsoptionen aus. Auf vorentwickelten Standorten lassen sich Gaskraftwerke in zwei bis drei Jahren errichten, Motorenkraftwerke und Batterien benötigen bei entsprechender Vorbereitung nur wenige Wochen, um

DIE ABSICHERUNGSPFLICHT ERMÖGLICHT DIE NUTZUNG KOSTENEFFIZIENTER TECHNOLOGIEN ZUR GEWÄHRLEISTUNG DER VERSORGUNGSSICHERHEIT.

¹⁰ Üblicherweise kommt es in solchen Fällen zu Gerichtsverhandlungen darüber, wer für die Verzögerung verantwortlich ist und ob Force-Majeure-Ausnahmetatbestände gelten sollten, um einer Pönalisierung zu entgehen. Zudem wird regelmäßig darüber diskutiert, ob Force-Majeure-Tatbestände ausgeweitet werden sollten, wodurch die Anreizwirkung abgeschwächt würde.

sie an bestehende Netzanschlüsse anzuschließen. Vertragsanpassungen flexibler Verbraucher benötigen keinerlei Vorlaufzeit.¹¹ Es sei denn, es sind zusätzliche Investitionen notwendig, doch selbst dann gibt es eine große Bandbreite an Flexibilisierungsoptionen, die weniger als drei Jahre benötigen. Somit ist die Absicherungspflicht deutlich agiler als Kapazitätssubventionen, die an langfristige Vorlaufzeiten und fixe Zeiträume gebunden sind.¹²

4.2 DAS ANGEBOT: WIE WIRD ABGESICHERT?

Eines der Ziele der Absicherungspflicht liegt in der Ermöglichung eines technologieneutralen Wettbewerbs. Marktakteure sollen in der Lage sein, auf Basis ihres Wissens und ihrer Bedürfnisse, diejenigen Technologien zu nutzen, die ihre Stromversorgung am sichersten und effizientesten absichern können.

Dafür stellt sich im ersten Schritt die Frage, ob der Nachweis für die Absicherung finanziell oder physisch erfolgen soll. Eine ausführliche Diskussion findet sich in Connect (2024). In der folgenden Infobox werden die Ergebnisse der Überlegungen knapp dargestellt.

INFOBOX: DIE NACHTEILE VON PHYSISCHEN NACHWEISEN

Bei physischen Nachweisen werden Erzeugungsanlagen mithilfe handelbarer Leistungszertifikate präqualifiziert. Dieses Nachweissystem wird in der Regel als dezentraler Kapazitätsmarkt bezeichnet. Dabei müssen die Erzeugungsanlagen regulatorische Vorgaben erfüllen, einen Präqualifikationsprozess durchlaufen und schließlich (voraussichtlich durch ÜNB) zertifiziert werden. Aus diesem Prozess ergeben sich unter Berücksichtigung polit- und institutionenökonomischer Anreize eine Vielzahl von Nachteilen. Die folgende Liste stellt ausgewählte Aspekte dar:

- **ADMINISTRATIVER AUFWAND:** Der Präqualifikations- und Zertifizierungsprozess ist aufwändig und führt zu hohen administrativen Kosten, wie anhand von Netzanschlussbegehren und Präqualifikationsprozessen für die Regelreserve beobachtet werden kann.
- **TECHNOLOGIEVERZERRUNG:** Eine administrative Vorgabe von technologiespezifischen Deratingfaktoren ist wahrscheinlich. Daraus folgt eine technologische Verzerrung, die nicht zwangsläufig zu einem kosteneffizienten

¹¹ Bei bestehender „smarter Infrastruktur“ können Lieferbedingungen beispielsweise mit einem Knopfdruck in einer App angepasst werden.

¹² Wir diskutieren in Abschnitt 3.4, weswegen Bauzeiten und Fristentransformationen keine relevanten Kriterien für staatliche Eingriffe sind.

Stromsystem beiträgt, indem sie z. B. flexible und innovative Technologien benachteiligt.

- **INNOVATIONSOFFENHEIT:** Kleinteilige und innovative Lösungen eignen sich nicht für den Zertifizierungsprozess. Die Anzahl der flexiblen Verbraucher, der bidirektionalen Elektroautos und der Prosumer (mit und ohne Batteriespeicher) umfasst viele Millionen Anlagen, die nicht zu den Regularien passen, die für konventionelle Kraftwerke erstellt wurden.
- **SLIPPERY SLOPE:** Aus politökonomischer Perspektive besteht das Risiko, dass im Zeitverlauf zusätzliche Anforderung eingeführt werden, wodurch sich das Regulierungsrisiko erhöht. Perspektivisch ist zu erwarten, dass sich dezentrale Kapazitätsmärkte durch diese politökonomischen Anreize in Richtung eines zentralen Kapazitätsmarktes entwickeln.

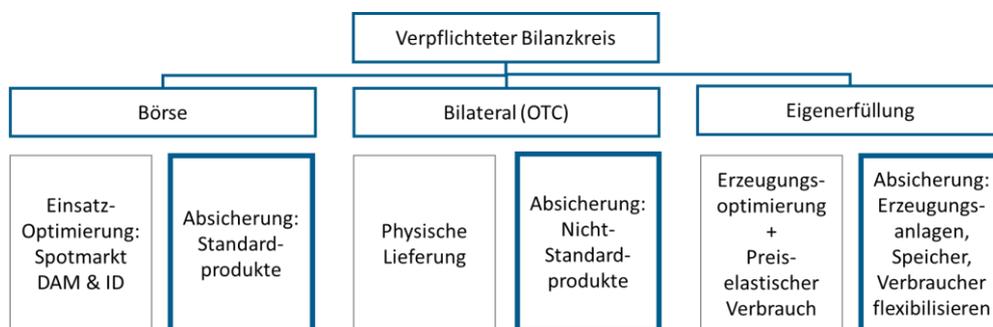
Der Nachweis einer physischen Erfüllung geht mit aufwändigen regulatorischen und administrativen Prozessen sowie politökonomischen Risiken und Fehlanreizen einher, die sich durch finanzielle Nachweise mit einer entsprechenden Pönalisierung verhindern lassen.

Im Folgenden stellen wir die Erfüllungsmöglichkeiten einer effektiven Absicherungspflicht dar. Dabei zeigen wir, wie durch die Vorteile einer finanziellen Erfüllung zusätzliche Lösungsräume geöffnet werden können. Durch dieses effizienzseigernde marktwirtschaftliche Anreizsystem soll ein sicheres, flexibles und innovationsoffenes Stromsystem gewährleistet werden.

4.2.1 Übersicht der Absicherungsmöglichkeiten

Damit ein möglichst technologieoffener Anreiz wirken kann, ist es hilfreich, verschiedene Marktsegmente für die Erfüllung der Absicherungspflicht nutzen zu können. Denn die Bandbreite an verfügbaren Technologien hat unterschiedliche technoökonomische Eigenschaften, die sich für verschiedene Marktsegmente eignen. Gemeinsam können sie im technologischen Wettbewerb eine sichere und effiziente Stromversorgung gewährleisten, indem sie für das professionelle Portfoliomanagement genutzt werden können. Abbildung 8 zeigt eine Übersicht der für die Absicherungspflicht verfügbaren Marktsegmente.

Abbildung 8: Nutzbare Marktsegmente für die Erfüllung der Absicherungspflicht



Quelle: Eigene Darstellung.

Die Marktsegmente haben jeweils Elemente, die sich auf die kurzfristige Erfüllung beziehen und solche, die für die Absicherungspflicht genutzt werden können. Für die Kosteneffizienz der Stromversorgung ist es entscheidend, dass die langfristige Absicherung die kurzfristige Einsatzoptimierung nicht beeinflusst.

Die verschiedenen Marktsegmente (Börsengeschäfte, bilateraler Handel und Eigenerzeugung) unterscheiden sich u. a. anhand des Standardisierungsgrades und der Liquidität der verfügbaren Lösungen, des Gegenparteirisikos und dem Umgang mit technologischen Eigenschaften. Um einen technologieoffenen Wettbewerb für die Absicherung zu ermöglichen, ist ein Konzept erforderlich, das Substitutionsmöglichkeiten abbildet.

Bei Kapazitätssubventionen wird für die Substituierbarkeit zwischen Technologien das Konzept von technologiespezifischen Deratingfaktoren genutzt. Bei der Absicherungspflicht orientieren wir uns am Konzept der Firmness (Zuverlässigkeit) der australischen Retailer Reliability Obligation (AER, 2024), passen jedoch einzelne Aspekte an, um die Grundprinzipien für den deutschen und europäischen Markt nutzbar zu machen. Der folgende Abschnitt erklärt die Unterschiede und Gemeinsamkeiten der beiden Ansätze.

4.2.2 Das Firmness-Konzept ermöglicht Wettbewerb und Effizienz

Das Firmness-Konzept bildet die Schnittstelle zwischen technologieneutralem Wettbewerb und Versorgungssicherheit. Für das Verständnis des Firmness-Konzepts ist es unerlässlich, den Zusammenhang zwischen finanziellen Absicherungsprodukten und Investitionsanreizen zu verstehen, den wir in den Abschnitten 3.3 und 3.4 diskutiert haben.

Es gibt Ähnlichkeiten und wichtige Unterschiede zwischen dem Firmness-Konzept und Deratingfaktoren. Die Ähnlichkeit bezieht sich darauf, dass sie sich auf die Verfügbarkeit bzw. Verlässlichkeit der Absicherungsmöglichkeiten beziehen. Der Unterschied liegt in der Perspektive, die beide Konzepte einnehmen und welche Lösungsräume sie zulassen:

- **DERATINGFAKTOREN** sollen die Verfügbarkeit einer Technologie darstellen. Damit sichergestellt ist, dass diese Deratingfaktoren repräsentativ sind, ist ein Präqualifikationsprozess notwendig, der diese Eigenschaften nachweist. Für konventionelle Kraftwerke ist dieser Prozess zwar aufwändig, aber vergleichsweise standardisiert. Für heterogene Flexibilitätsoptionen und innovative Technologien ist dieser Ansatz weniger gut geeignet. Das gilt insbesondere, wenn die Regeln festgelegt wurden, bevor eine innovative Technologie verfügbar wurde. Wenn sich eine Technologie nicht gut für einen standardisierten Prozess eignet, hemmen viele regulatorische Friktionen ihre Nutzung. Dadurch haben Kapazitätssubventionen, die Deratingfaktoren nutzen, häufig einen marktabschottenden Effekt, von dem insbesondere marktmächtige Unternehmen profitieren.
- **FIRMNESS** bezieht sich auf die Zuverlässigkeit finanzieller Absicherungsprodukte und von Portfolios gegen Preisrisiken abzusichern. Wie beispielsweise ein abgeschlossener Future-Vertrag (eingegangene Long-Position) bewirtschaftet wird, liegt in der Verantwortung des Verkäufers. Dadurch ist es für den Verkäufer möglich, sein Portfolio technologieoffen zu optimieren. Für eine prüfende Stelle ist es beispielsweise sehr schwer zu bewerten, wie verlässlich ein virtueller Speicher aus Elektroautos ist. Für den Betreiber des virtuellen Speichers gibt es eine Vielzahl von Möglichkeiten, den Speicher zu bewirtschaften; von technologischen Zugriffsmöglichkeiten, bis hin zu finanziellen Anreizen und Nudging Ansätzen über App-Signale. Zudem können innovative Lösungen durch over-the-Air-Updates über Nacht erweitert werden, um die Steuerbarkeit zu verbessern. Diese Möglichkeiten lassen sich nicht über einen aufwändigen Präqualifikationsprozess abbilden.

In den letzten 15 Jahren haben virtuelle Kraftwerke gezeigt, dass die Einbindung von vielen kleinteiligen Technologien in Portfolios, die eng mit den Handelsabteilungen verknüpft sind, enorme Effizienzpotenziale heben können. Es hat viele Jahre gedauert, bis regulatorische Friktionen beseitigt wurden, die den wirtschaftlichen Betrieb virtueller Kraftwerke für verschiedene Marktsegmente zunächst behindert haben. Inzwischen sind sie ein natürlicher Bestandteil von Strommärkten und haben aufgrund der Kleinteiligkeit eine sehr

hohe Verlässlichkeit, weswegen sie sich auch für Regelreservemärkte eignen. Dort haben sie durch den zusätzlichen Wettbewerb dazu beigetragen, die Kosten für die Aufrechterhaltung der Systemsicherheit zu senken.

Die Absicherungspflicht ermöglicht durch das Firmness-Konzept, diese Form der Portfoliobildung auch für die langfristige Absicherung nutzbar zu machen. Die Markteintrittsbarrieren für flexible Portfolios mit einer Mischung aus Wind- und Solarparks, Batteriespeichern, Motorenkraftwerken und flexiblen Verbrauchern sind deutlich geringer als für den Bau von Großkraftwerken. Die Bausteine sind auch deutlich leichter und granularer skalierbar. Wenn jedoch ein Investor zu der Einschätzung kommt, dass sich ein großes Gaskraftwerk zukünftig rechnet, dann kann er ebenfalls problemlos die gleichen Märkte für die Vermarktung nutzen. Durch die Ermöglichung des Wettbewerbs zwischen verschiedenen Geschäftsmodellen und Technologien sinken die Kosten des Stromsystems nachhaltig.

Damit das Firmness-Konzept diesen Wettbewerb ermöglichen kann, baut die Bewertung auf drei Elementen auf:

- **PREISRISIKO:** Wie stark reduziert das Absicherungsprodukt das Preisrisiko? Beispielsweise sichert ein Future das Preisrisiko besser ab als eine Option mit einem Strike-Preis von 1.000 Euro.
- **MENGENRISIKO:** Wie verlässlich ist das Absicherungsprodukt? Ein Base-Future hat im Gegensatz zu einem Wind-PPA kein Mengenrisiko. Wenn das Wind-PPA jedoch ein firm-PPA ist, hat es zwar eine zeitliche Struktur, aber für jeden Lieferzeitpunkt gibt es ebenfalls kein Mengenrisiko.
- **VERTRAGLICHE EINSCHRÄNKUNGEN:** Wie stark ist die Nutzung des Absicherungsprodukts eingeschränkt? Beispielweise könnte ein flexibler Verbraucher die Nutzung in einem Vertrag einschränken, indem er täglich nur zwei Stunden abgerufen werden kann. Diese Absicherungsmöglichkeit wäre somit weniger firm als eine Erzeugungsanlage, die jederzeit eingesetzt werden kann.

Damit finanzielle Absicherungsprodukte ihre Anreize zur Risikoabsicherung entfalten können, ist es wichtig, dass Verkäufer sie erfüllen. Aus diesem Grund ist auch das Gegenparteienrisiko relevant. Ein sinnvoller Umgang mit dem Gegenparteienrisiko ist jedoch für alle marktwirtschaftlichen Prozesse entscheidend, unabhängig von der Absicherungspflicht. Daher sollte es über allgemeine Marktregeln und Handelsvorgaben adressiert werden. Denn wenn es Bestandteil der Produktdefinition wird, wird die Handelbarkeit und damit die Liquidität eingeschränkt. In Abschnitt 6.2 diskutieren wir Möglichkeiten, diesen Aspekt für eine allgemeine Verbesserung von Marktprozessen zu adressieren.

4.2.3 Die operative Umsetzung des Firmness-Konzepts

Damit die Erfüllung der Nachweispflicht technologieoffen erfolgen kann, werden Möglichkeiten eröffnet, um die Vielfalt der Lösungsansätze zu maximieren. Das Firmness-Konzept gewährleistet den Wettbewerb zwischen den Absicherungsmöglichkeiten. Dabei wird zwischen Standardprodukten und Nicht-Standard-Produkten unterschieden.

- **STANDARDPRODUKTE:** Bei Standardprodukten handelt es sich um Verträge, die häufig genutzt werden und eindeutig definierte Eigenschaften aufweisen. Der Vorteil der Standardprodukte liegt in ihrer unkomplizierten Nutzbarkeit, da die drei Faktoren; Preisrisiko, Mengenrisiko und vertragliche Einschränkungen aufgrund der standardisierten Produkteigenschaften bereits festgelegt sind. Beispielsweise sind handelbare Futures Standardprodukte mit einer Firmness von 1.
- **NICHT-STANDARD-PRODUKTE:** Das Konzept der Nicht-Standard-Produkte öffnet den Lösungsraum für individuelle Ansätze und damit für einen größtmöglichen technologischen Wettbewerb. Dadurch lassen sich beispielsweise erzeugungs- und nachfrageseitige Technologien integrieren, die im Zuge der Eigenerfüllung genutzt werden können. Für diese Ansätze werden individuelle Festlegungen der Firmnessfaktoren ermöglicht.

Die Nutzung der Standardprodukte ist aus administrativer Sicht die einfachste Nachweismöglichkeit. Denn die Verantwortung für die Erfüllung liegt beim Verkäufer des Produkts, der aufgrund des Preisrisikos angereizt ist, in steuerbare Leistung zu investieren.

Bei Nicht-Standard-Produkten ist eine angemessene Festlegung des Firmness-Faktors notwendig. Dabei werden die drei Faktoren: Preisrisiko, Mengenrisiko und vertragliche Einschränkungen berücksichtigt. Beispielsweise ist bei der Eigenerfüllung der „Verbraucher“ für die konkrete Ausgestaltung verantwortlich. Dieser zusätzliche Aufwand ermöglicht im Gegenzug die effiziente Nutzung zusätzlicher Technologien.

Prozess und Nachweis der Firmness-Kalkulation

Der Nachweis-Prozess der Absicherungspflicht unterteilt sich in zwei Stufen:

- **RISIKOHANDBUCH:** Im Risikohandbuch wird aufgezeigt, wie die Absicherungspflicht erfüllt wird. Das ist eine Erweiterung heutiger Risikomanagement-Prozesse. Dafür wird beschrieben, mit welchen Absicherungsmöglichkeiten die Erfüllung erfolgen soll. Wenn Nicht-

Standard-Produkte genutzt werden, wird dargestellt, welche Methoden und Annahmen für die Festlegung der Firmness-Faktoren verwendet werden. Die Bewertung der Risikoexposition ist bereits heute Bestandteil eines professionellen Risikomanagements. Zudem werden die Methodik und die Annahmen für die Berechnung der Nachfrageprognose festgelegt.

- **ERFÜLLUNG:** Bei der Erfüllung werden die Festlegungen im Risikohandbuch operativ umgesetzt. Das bedeutet, dass die beschriebenen Absicherungsmöglichkeiten, inklusive ihrer im Risikohandbuch dargestellten Firmnessfaktoren, automatisiert im Tagesgeschäft genutzt werden, um den Erfüllungsnachweis zu erbringen. Die automatisierte Verarbeitung der Handelspositionen zur Bewertung der offenen Position ist in der gängigen Handelssoftware gelebte Praxis. Mit der aktuellen REMIT-Reform werden alle hier diskutierten Nachweise voraussichtlich auch unabhängig von der Absicherungspflicht bindend. Mehr Details zur Erfüllung und Pönalisierung werden ausführlich im Abschnitt 4.3 diskutiert.

Das Ziel der Absicherungspflicht ist es, ein lernendes technologieoffenes Anreizsystem zu schaffen. Damit die Umsetzung für Marktakteure einen möglichst geringen Aufwand erfordert, werden von der entsprechenden Stelle Standardmethoden und Standardannahmen zur Verfügung gestellt. Jeder Marktakteur ist jedoch frei, diese Angebote weiterzuentwickeln und eigene Methoden und Annahmen zu nutzen. Das ist besonders relevant, wenn empirische Daten genutzt werden können. Dann ist es jedoch notwendig, die Abweichung vom Standardvorgehen zu begründen und die Firmness von einem Wirtschaftsprüfer bestätigen zu lassen.

Damit die Absicherungspflicht für alle Akteure effizient umgesetzt werden kann, werden bestätigte Methoden und Annahmen in die Liste der Standardmethoden aufgenommen. Auf diese Weise wird ein innovationsoffenes, lernendes System geschaffen.

4.2.4 Die Firmness konkreter Absicherungsmöglichkeiten

In diesem Abschnitt unterscheiden wir Standardprodukte und Nicht-Standard-Produkte, die für die Erfüllung der Absicherungspflicht genutzt werden können.

Standard-Produkte

Die Liste von Standardprodukten ist nicht zwingend vollständig. Alle Produkte und Vertragskonstellationen, die das Preisrisiko auf eine eindeutig definierte Art

bezüglich Mengenrisiko und ohne vertragliche Einschränkungen absichern, eignen sich als Standard-Produkt.

Futures: Bei Futures sind alle Firmness-Vorgaben erfüllt, weswegen sie mit einer Firmness von 1 bewertet werden. Der Verkäufer muss die Preis- und Mengenrisiken bewirtschaften und hat daher bei steigenden Risiken einen Anreiz, in steuerbare Leistung zu investieren.

Forwards: Bei Forwards kommt es auf den Grad der individuellen Ausgestaltung an. Wenn der EFET-Rahmenvertrag weitestgehend unverändert genutzt wird, können Forwards als Standard-Produkt eine Firmness von 1 erhalten. Wenn es wesentliche individuelle Anpassungen gibt, dann müssten sie im Rahmen der Nicht-Standard-Produkt individuell bewertet werden.

Optionen: Bei Optionen kann zwischen Optionen zur Absicherung von Preisspitzen und Optionen zur Absicherung von Durchschnittspreisen unterschieden werden. Letztere werden als Nicht-Standard-Produkt gewertet. Optionen zur Absicherung von Preisspitzen können als Standard-Produkte bewertet werden. Ihre Firmness hängt jedoch vom Strike-Price ab, weswegen eine individuelle Berechnung auf Basis einer Standard-Methode notwendig ist. Denn ein niedriger Strike-Price hat eine höhere Eintrittswahrscheinlichkeit (was Auswirkungen auf den Preis der Option hat). Daher schützt er den Käufer stärker vor Preisvolatilität, woraus eine höhere Firmness folgt. Gleichzeitig hat der Verkäufer bei einem niedrigeren Strike-Price einen höheren Anreiz, die finanzielle Option mithilfe einer Investition in steuerbare Leistung (Realoption) abzusichern.

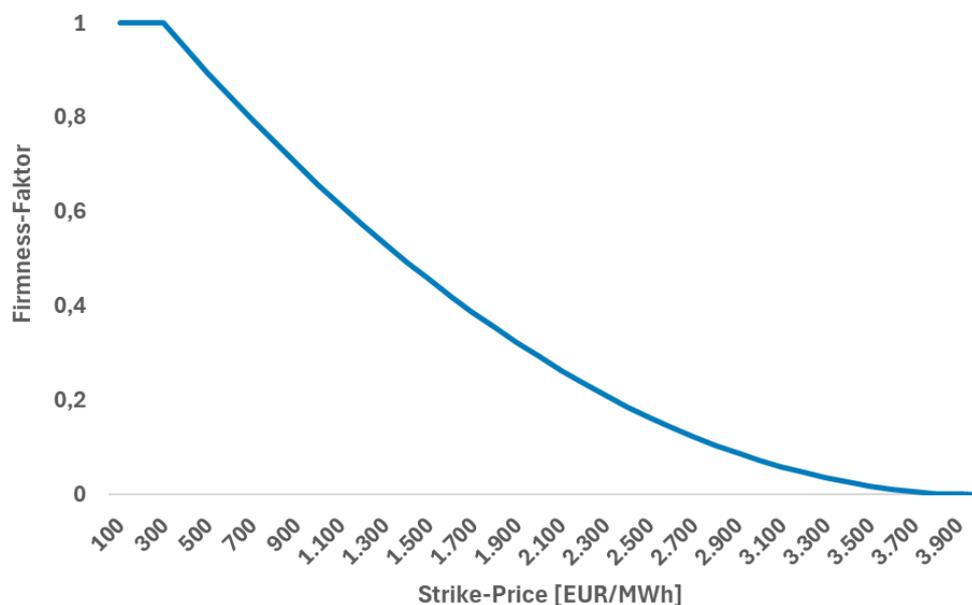
Es ist wichtig zu verstehen, dass der Strike-Price keinerlei Auswirkung auf die Preisbildung am Strommarkt hat. Er kann von den beiden Vertragsparteien individuell festgelegt werden und regelt lediglich die Aufteilung des Preisrisikos zwischen beiden Akteuren. Zudem ist der Zusammenhang zwischen Strike-Price und Firmness-Faktor graduell, weswegen sich unterschiedliche Strike-Prices einstellen können. Zur Berechnung der Firmness kann die Formel vom australischen RRO (AER, 2024) an die deutschen Rahmenbedingungen angepasst werden:

$$FirmnessFaktor = \left(\frac{1}{0,925^2} \right) * \left(1 - \frac{StrikePrice}{Gebotsgrenze} \right)^2$$

Durch diese Formel wird der abnehmende Grenznutzen des Absicherungsprodukts abgebildet. Derzeit beträgt die technische Gebotsgrenze am Day-Ahead-Markt 4.000 EUR/MWh. Aufgrund der Abwägung zwischen der Absicherung von Preisrisiken für Käufer einer Option und dem Investitionsanreiz

für steuerbare Leistung für Verkäufer, halten wir es für sinnvoll, einen Strike-Price unter 7,5 % der Gebotsgrenze, bzw. 300 EUR/MWh¹³, mit einem Firmness-Faktor von 1 zu bewerten. Mit diesen Parametern ergibt sich die Funktion in Abbildung 9.

Abbildung 9: Preisabhängige Firmnessfaktoren von Optionsprodukten



Quelle: Eigene Darstellung.

Mit ansteigendem Strike-Price sinkt die Firmness des Optionsvertrags überproportional, da er weniger vor der Preisvolatilität schützt und einen geringeren Anreiz für Investitionen in steuerbare Leistung hat. Ein Strike-Price von 1.000 EUR/MWh würde beispielsweise zu einem Firmness-Faktor von knapp 0,66 führen. Bei einem linearen Pfad wäre der Firmness-Faktor stattdessen 0,75.

Vollversorgung mit flexiblem Liefervertrag: Bei einem Vollversorgungsvertrag ist der Preis festgelegt, aber die Menge variabel. Wenn es in diesem Vertrag keinerlei vertragliche Einschränkungen der verfügbaren Menge gibt, kann der Vollversorgungsvertrag mit einer Firmness von 1 bewertet werden. Der Verkäufer übernimmt das Mengenrisiko und muss dafür sorgen, dass es hinreichend abgesichert ist. Wenn es eine vertraglich festgelegte Mengenbegrenzungen gibt,

¹³ Der Wert für den Firmness-Faktor sollte als absolute Zahl festgelegt werden, da eine Relation zum technischen Gebotslimit dazu führen würde, dass der Firmness-Faktor angepasst werden müsste, wenn das technische Gebotslimit angehoben wird. Bei der Anhebung des Gebotslimits spielt es keine Rolle, in welcher Gebotszone des Single Day-Ahead Couplings sie ausgelöst wurde. Eine daraus erwachsende Anpassung des Firmness-Faktors hätte jedoch zur Folge, dass sich die Anreizwirkung für steuerbare Leistung in Deutschland verändern würde. Deswegen schlagen wir vor, den absoluten Betrag in Euro für die Definition des Firmness-Faktors von 1 festzulegen, und ihn bei einer relevanten Veränderung der Marktsituation in Deutschland anzupassen.

dann muss der Firmness-Faktor im Rahmen der Bewertung eines Nicht-Standard-Vertrags erfolgen.

Firm-PPA: Wenn bei einem Solar-, Wind- oder kombinierten EE-PPA die Einspeisestruktur vom Verkäufer garantiert wird, gibt es weder ein Preis- noch ein Mengenrisiko. Die abgesicherte Leistung unterscheidet sich zwar von Stunde zu Stunde, aber sie ist festgelegt und daher langfristig kalkulierbar. Wenn es bei einem firm-PPA keine weiteren vertraglichen Einschränkungen gibt, werden sie ebenfalls mit einem Firmness-Faktor von 1 bewertet.

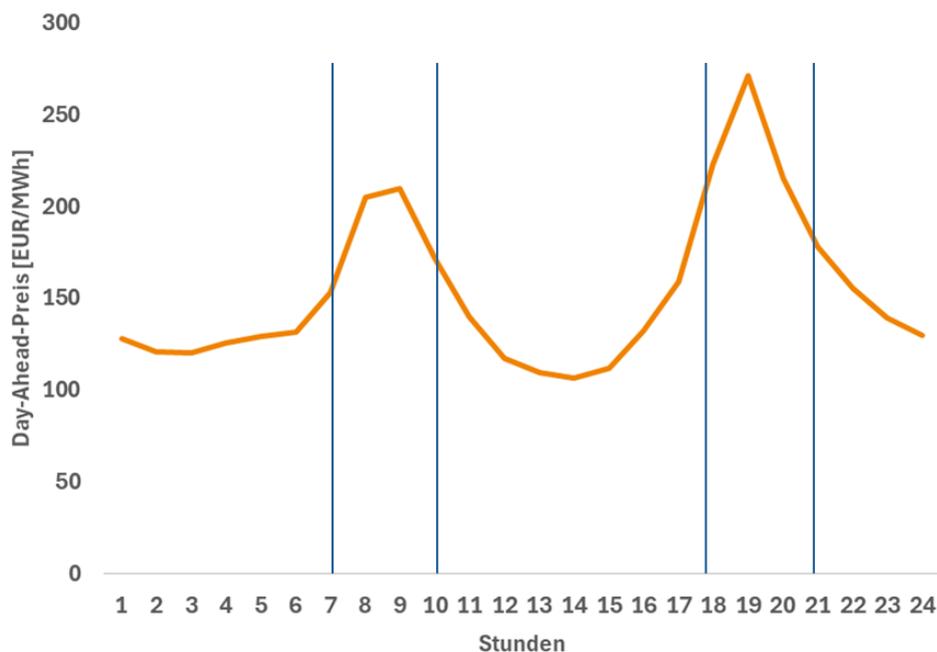
Wenn es ergänzende Produkte gibt, bei denen das Preisrisiko, das Mengenrisiko und vertragliche Einschränkungen standardmäßig und transparent adressiert sind, können sie ebenfalls als Standard-Produkt bewertet werden. Wenn diese Kriterien jedoch eingeschränkt oder individuell ausgestaltet werden, handelt es sich um Nicht-Standard-Verträge.

Weiterentwickelte Standard-Produkte

Es ist wahrscheinlich, dass sich zukünftig und auch aufgrund der Absicherungspflicht ergänzende Produkte im Markt bilden, die dazu geeignet sind, Preis- und Mengenrisiken effizient zu bewirtschaften.

Ein Beispiel für innovative Produkte am Terminmarkt könnten Futures oder Optionen auf die Schulterstunden des Tages sein. Sie adressieren das Preisrisiko in den Morgen- und Abendstunden. Abbildung 10 zeigt ein illustratives Beispiel für vierstündige Schulterzeiträume.

Abbildung 10: Illustrative Darstellung innovativer Schulterprodukte



Quelle: Eigene Darstellung.

Die Morgen- und Abendstunden eignen sich für dezidierte Terminmarktprodukte, weil sie überdurchschnittlich hohe Preisrisiken aufweisen. Je nach Ausgestaltung können die Schulterprodukte beispielsweise zwei bis vier Stunden umfassen. Aus Anbietersicht eignen sich für die Absicherung der Schulter-Futures und Schulter-Optionen Batteriespeicher mit einer entsprechenden Speicherkapazität.

Dieses Produktbeispiel dient zur Illustration innovativer Handelsprodukte, die sich besonders gut für neue Technologien eignen. Für klassische Base- und Peak-Futures und -Optionen eignen sich Batteriespeicher weniger gut, da sie aufgrund der begrenzten Speicherkapazität nur einen Teil ihrer Leistung vermarkten könnten. Durch Schulterprodukte ist es für Batteriespeicher leichter möglich, ihren Systemnutzen über die Regelreserve- und Spotmärkte hinaus auf den Terminmarkt auszuweiten.

Wenn die neuen Produkte kein Preis- und Mengenrisiko aufweisen, könnten sie mit einem Firmness-Faktor von 1 bewertet werden, solange es keine vertraglichen Einschränkungen gibt. Wenn die Strike-Preise jedoch vom Preis des eingespeicherten Stroms abhängen, würden die Produkte den Spread zwischen den niedrigsten und teuersten Stunden des Tages adressieren. In diesem Fall handelt es sich um Nicht-Standard-Produkte, deren Firmness individuell festgelegt werden müsste.

Am Strommarkt bilden sich neue Produkte entweder über den bilateralen Handel oder indem Marktteilnehmer gemeinsam mit den Strombörsen die Produktausgestaltung festlegen. Auf diese Weise werden die Bedürfnisse der Marktteilnehmer effizient adressiert, weswegen keine regulatorischen Markteingriffe notwendig sind. Bei neuen Produktausgestaltungen dürften zukünftig die Anforderungen der Absicherungspflicht in die Produktdefinitionen einfließen, um die Versorgungssicherheit effizient zu gewährleisten.

Nicht-Standard-Produkte

Für die Berechnung der Firmness-Faktoren von Nicht-Standard-Produkten werden die drei Faktoren Preisrisiko, Mengenrisiko und vertragliche Einschränkungen jeweils mit einem Wert zwischen 0 und 1 bewertet und anschließend multipliziert. Zur Vereinfachung werden für die jeweiligen Nicht-Standard-Produkte Methoden und ggf. konkrete Werte zur Verfügung gestellt. Individuelle Anpassungen sind möglich und müssen von einem Wirtschaftsprüfer bestätigt werden. Im Folgenden beschreiben wir eine Auswahl von Nicht-Standard-Produkten, die für die Erfüllung der Absicherungspflicht genutzt werden können.

Optionen auf Futures: Futures bilden in der Regel Durchschnittspreise über einen definierten Zeitraum ab. Sie schützen den Käufer vor hohen Durchschnittspreisen, aber nicht vor Preisspitzen. Optionen auf Futures haben eine geringere Wahrscheinlichkeit, vor Preisrisiken zu schützen als der zugrundeliegende Future. Dementsprechend sollten sie einen Firmness-Faktor haben, der die Wahrscheinlichkeit der Wirksamkeit angemessen widerspiegelt. Der Delta-Wert von gängigen Optionsbewertungsmethoden beschreibt die Wahrscheinlichkeit, dass die Option genutzt wird (bzw. „in the money“ ist). Daher sollte der Firmness-Faktor dem Delta gängiger Optionsbewertungsmethoden entsprechen.

Wind-/Solar-/EE-PPA: Ungesicherte PPA haben kein Preisrisiko, aber ein Mengenrisiko. Der Firmness-Faktor sollte die voraussichtliche Mindesterzeugung für das relevante Zeitfenster abbilden, inklusive möglicher Korrekturen für Abregelungen. Auf diese Weise entstehen systemdienliche Anreize für die Anlagenauslegung und Standortauswahl. Die Anlagenverfügbarkeit sollte idealerweise auf historischen Betriebsdaten der letzten drei Jahre beruhen. Für neue Anlagen können zunächst simulierte Erzeugungsdaten auf Basis von Messdaten der Windgeschwindigkeiten verwendet werden. Für eine monatliche Durchschnittsbildung werden die einzelnen Viertelstunden des jeweiligen Monats genutzt. Beispielsweise basiert die Firmness eines Solarparks für den Zeitraum von 12:00 Uhr bis 12:15 Uhr im Juli auf allen Viertelstunden von 12:00 Uhr bis 12:15 Uhr aller Tage im Juli der

letzten drei Jahre. Da die Versorgungssicherheit im Mittelpunkt steht, sollte das 5. Perzentil für die Berechnung der verfügbaren Erzeugung herangezogen werden. Die Berechnung kann für einzelne Wind-/Solar-/EE-Parks oder für das Portfolio erfolgen. Dadurch entstehen Anreize, in ein diversifiziertes Portfolio mit hoher Verfügbarkeit zu investieren.

Grenzüberschreitende Kontrahierung: Für die Absicherung können auch Handelsprodukte, sowie angebots- und nachfrageseitige Technologien aus angrenzenden Gebotszonen genutzt werden. In diesem Fall wird jedoch die Berechnung des Firmness-Faktors um einen zusätzlichen Term ergänzt, der die Firmness des Interkonnektors widerspiegelt. Für die Berechnung bietet sich die Acer-Festlegung zur grenzüberschreitenden Teilnahme an Kapazitätsmechanismen an (Acer, 2020).

Vollversorgung mit eingeschränktem Liefervertrag: Übliche Vollversorgungsverträge haben einen fixierten Preis und eine variable Menge. Wenn der Vollversorgungsvertrag jedoch vertragliche Einschränkungen hat, qualifizieren er sich nicht als Standard-Produkt und benötigen eine individuelle Kalkulation des Firmness-Faktors. Das kann beispielsweise der Fall sein, wenn die absolute Strommenge oder Last vertraglich begrenzt ist. Diese Begrenzungen müssen bei der Firmness-Berechnung und der operativen Anwendung berücksichtigt und von einem Wirtschaftsprüfer bestätigt werden.

Explizite Lastflexibilität: Lieferverträge, die explizite Vertragsklauseln für den Umgang mit Lastflexibilität haben, können für die Absicherungspflicht genutzt werden. Dabei spielt es keine Rolle, ob es sich um industrielle Großverbraucher mit flexiblen energieintensiven Verbrauchsprozessen handelt, oder um Kleinkunden mit Elektroautos und Wärmepumpen, die bereit sind, ab einem definierten Strompreis ihren Verbrauch zu reduzieren. Wenn beispielsweise eine Stromlieferung bei einem definierten Großhandelspreis um eine festgelegte Strommenge reduziert werden kann, können die entsprechenden Werte für den Nachweis genutzt werden. Für den Vertrieb wirkt daher explizite Lastflexibilität wie eine Realloption. Daher kann für den ersten Schritt die Formel verwendet werden, die wir bei finanziellen Optionen diskutiert haben. Sie beschreibt, dass ein niedrigerer Strike-Preis zu einem höheren Firmness-Faktor führt. Wenn es direkte technische Zugriffsmöglichkeiten gibt oder die Wirksamkeit anhand empirischer Daten nachgewiesen werden kann, fällt der Firmness-Faktor ebenfalls höher aus. Das ist beispielsweise der Fall, wenn Anlagen bereits für die Regelreserve oder andere explizite Lastflexibilitätsprodukte präqualifiziert sind. Bei der Berechnung des Firmness-Faktors werden ebenfalls vertragliche Einschränkungen berücksichtigt, die beispielsweise die Abrufhäufigkeit oder den Umfang begrenzen. Je mehr Einschränkungen es für die Nutzung gibt, desto geringer ist der Firmness-Faktor. Aufgrund der Absicherungsmöglichkeit durch

explizite Lastflexibilität entstehen Anreize, Flexibilisierungspotenziale zu identifizieren und zu erschließen.

Implizite Lastflexibilität: Lieferverträge, die den Großhandelspreis an Verbraucher in Form dynamischer Tarife weitergeben, adressieren üblicherweise eine preiselastische Nachfrage. Da Verbraucher das Preisrisiko übernehmen, sind sie angereizt ihren Verbrauch zu reduzieren, wenn die Großhandelspreise ansteigen. Flexible Kunden können z. B. das Laden ihres Elektroautos verschieben. Der zeitvariable Tempo-Tarif von EDF führt beispielsweise zu einer 23-prozentigen Reduktion der Stromnachfrage an hochpreisigen Tagen (EDF, 2025). Je höher die Preiselastizität des Kundenportfolios ist, desto höher ist der Firmness-Faktor. Im Gegensatz zur expliziten Lastflexibilität handelt es sich bei der impliziten Lastflexibilität jedoch nicht um eine Option, die bei einem vorher vereinbarten Strike-Price gezogen werden kann, sondern um eine Nachfrageprognose bei einem bestimmten Großhandelspreis. Zur Berechnung des Firmness-Faktors bedarf es daher eines expliziten Preises, zu dem die entsprechende Nachfragereduktion auf Basis der empirischen Preiselastizität berechnet werden kann. In Anlehnung an die Berechnungsmethode für Optionen, halten wir 300 EUR/MWh für einen sinnvollen Wert. Denn viele preiselastische Verbrauchstechnologien von Kleinverbrauchern, wie beispielsweise Elektroautos und Wärmepumpen, dürften versuchen, ihre Strombezugskosten deutlich unter diesen Wert zu optimieren.¹⁴ Der flexible Anteil, der den Strombezug unter dem genannten Preis reduziert, kann von der abzudeckenden Nachfrage abgezogen werden. Dadurch entstehen Anreize für das Ausrollen von Smart-Metern, das Abschließen dynamischer Tarife und weiterer Maßnahmen, die dazu führen, dass die Preiselastizität ansteigt. Wenn explizite Vertragsvereinbarungen über Preisgrenzen getroffen werden, handelt es sich jedoch um explizite Lastflexibilität. Vertriebe können daher auch mit Kleinkunden dynamische Tarife mit expliziter Lastflexibilität abschließen, indem sie (bspw. App-gesteuerte, zeitvariable) Preisgrenzen vereinbaren und idealerweise Zugriff auf die Steuerung der Verbrauchseinrichtungen haben.

Eigenerzeugung: Die Exposition gegenüber dem Strompreisrisiko kann durch eigene Erzeugungsanlagen eingeschränkt werden (interner Hedge durch Realoptionen). Dafür kommen sowohl konventionelle steuerbare Kapazitäten als auch erneuerbare Erzeugungsanlagen und Batterien in Betracht. Steuerbare Erzeugungsanlagen haben einen höheren Firmness-Faktor, der idealerweise auf historischen Verfügbarkeiten der gleichen Jahreszeit basiert. Bei der Berechnung des Firmness-Faktors werden Wartungszeiten, sowie geplante und

¹⁴ Großverbraucher mit energieintensiven Verbrauchsprozessen, neigen vermutlich dazu, ihre Flexibilität als explizite Nachfrageflexibilität zu vermarkten, um günstigere Bezugskonditionen zu verhandeln. Wenn sie ihren Strom selbst beschaffen, können sie die Konditionen für explizite Lastflexibilität in internen Verträgen und im Risikohandbuch hinterlegen.

ungeplante Ausfallwahrscheinlichkeiten berücksichtigt. Erneuerbare Erzeugungsanlagen orientieren sich, wie bei den PPA, idealerweise ebenfalls an historischen Produktionszahlen und verwenden die gleiche Methodik zur Berechnung der voraussichtlichen Mindesterzeugung. Stromspeicher berücksichtigen ihre limitierte Speicherkapazität und repräsentative Zeiten für das Auffüllen des Speichers.

Eigenerfüllung als Portfolio: Als Alternative zur Nutzung individueller Firmness-Faktoren für alle Technologien, kann der Firmness-Faktor für das ganze Portfolio berechnet und als Nachweis genutzt werden. Bei den Versorgungssicherheitsberichten werden inzwischen ebenfalls die Portfolioeffekte berücksichtigt. Zuvor wurden Leistungsbilanzen mit technologiespezifischen Verfügbarkeitsfaktoren genutzt. Diese eignen sich jedoch nicht mehr für ein Stromsystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien, das Teil eines Binnenmarktes ist. Indem Korrelationen und Durchmischungseffekte zwischen den verschiedenen Technologien des Portfolios berücksichtigt werden, kann die Absicherungspflicht effizienter erfüllt werden. Die Preiselastizität der Nachfrage basiert bereits auf der durchmischten Preisreaktion des Nachfrageportfolios. Daher ist es naheliegend, diese Möglichkeit auch angebotsseitig und in Kombination mit den Flexibilitätsoptionen auf der Nachfrageseite zu nutzen. Verpflichtete Bilanzkreise haben jedoch die Wahl, welche der beiden Nachweismöglichkeiten sie nutzen wollen. Bis die Portfoliooptimierung ein standardisierter Bestandteil der gängigen Softwarelösungen ist, ist der Aufwand für die Nutzung von anlagen- bzw. technologiespezifischen Firmness-Faktoren geringer. Aus dieser Portfolio-Nachweisoption erwachsen im Zeitverlauf Anreize, in ein diverseres Portfolio zu investieren, anstatt ausschließlich Einzelprojekte zu betrachten. Wenn beispielsweise ein Erneuerbare-Energien-Park zusätzlich einen Speicher hat, steigt der Firmness-Faktor des Portfolios. Wenn ein Kraftwerksbetreiber flexible Nachfrager hat, steigt ebenfalls der Firmness-Faktor des Portfolios. Wie wir in den Abschnitten 3.3 und 3.4 aufgezeigt haben, ermöglichen innovative Technologien die Nutzung effizienter Portfolioeffekte inzwischen auch für kleinere Portfolios. Durch Investitionen in durchmischte Portfolios steigen die Effizienz und die Resilienz des Gesamtsystems.

Wie in Abschnitt 3.3 beschrieben, werden aufgrund von steigenden Preisen für finanzielle Absicherungsprodukte und zur Absicherung von Preisrisiken Investitionen in steuerbare Leistung angereizt. Indem durch die Absicherungspflicht Anreize für Versorgungssicherheit mit Anreizen für eine kostengünstige Stromversorgung kombiniert werden, lohnen sich Investitionen in die jeweils verfügbaren und am besten geeigneten Technologien. Die Anreize

zur Flexibilisierung und zur Portfoliobildung führen nachhaltig zu einem effizienteren und resilienteren Stromsystem.

4.3 NACHWEIS UND PÖNALISIERUNG

Für die Ausgestaltung des Nachweissystems, stellt sich zunächst die Frage, welche Zeiträume abgesichert werden sollen. Die absoluten Lastspitzen, auf die thermische Stromsysteme ausgelegt sind, fallen je nach Breitengrad im Sommer oder im Winter an. Deutschland ist ein sogenannter Winter-Peaker, denn typischerweise fällt die Nachfragespitze auf einen kalten Winterabend.

Stromsysteme mit hohen Anteilen variabler erneuerbarer Energien haben jedoch andere Eigenschaften, denn für die Auslegung des Systems ist die residuale Nachfrage entscheidend. Es ist beispielsweise möglich, dass ein warmer, stark bewölkter, windstiller Sommertag eine relativ hohe residuale Last aufweist und gleichzeitig ein großer Anteil steuerbarer Leistung aus Wartungsgründen oder aus Mangel an Kühlwasser nicht verfügbar ist. Aus diesem Grund sollte ein Erneuerbare-Energien-basiertes System durchgehend ein ausreichendes Maß an Absicherung nachweisen. Zudem kann nicht ausgeschlossen werden, dass eine Energiekrise, wie sie durch den Angriff Russlands auf die Ukraine ausgelöst wurde, wieder auftreten kann.

Als Beispiel für einen kontinuierlichen Prozess dient das Bilanzkreissystem. Es wird in der aktuellen Praxis über eine automatisierte Schnittstelle der gängigen Handelssoftware bedient. Zur Erfüllung der REMIT-Anforderungen wird zudem eine standardisierte IT-Schnittstelle definiert, um die offene Position und alle relevanten Handelstätigkeiten an die relevante Stelle zu kommunizieren. Um den Aufwand für die Absicherungspflicht möglichst gering zu halten, bietet es sich an, sich an diesen Prozessen zu orientieren.

Während das aktuelle Bilanzkreissystem lediglich die 96 Viertelstunden eines Tages abdeckt, adressiert die Absicherungspflicht alle Viertelstunden der nächsten drei Jahre. Auch bei der Absicherungspflicht kann eine Plattform einer zu bestimmenden Stelle genutzt werden, die über eine Datenschnittstelle mit den Handelssystemen die relevanten Daten auswertet. Die Daten lassen sich effizient algorithmisch analysieren; zunehmend auch mithilfe von künstlicher Intelligenz. Aus Gründen der Transparenz ist es auch denkbar, dass die Daten anonymisiert aggregiert werden, um sie auf einer Website in Echtzeit darzustellen, damit es keine größenbedingten Informationsasymmetrien zwischen den Marktakteuren gibt.

4.3.1 Der Nachweis

Im professionellen Risikomanagement wird die Nettoposition (bzw. offene Position) für diesen Zeitraum bereits in der Handelssoftware erfasst und bewirtschaftet. Auch die Handelsaktivitäten werden im Rahmen von REMIT bereits vollständig über eine IT-Schnittstelle an ACER gemeldet.¹⁵ Die aktuelle REMIT-Reform zielt darauf ab, auch die offene Netto-Position zu kommunizieren. Die Absicherungspflicht nutzt daher bestehende Auswertungs- und Kommunikationsprozesse. Im Wesentlichen wird lediglich die Datenbankabfrage angepasst und eine andere IT-Schnittstelle genutzt. Abbildung 11 stellt einen Ausschnitt eines illustrativen Datenbankauszugs dar, wie er beispielsweise von einem Industriebetrieb an die prüfende Stelle kommuniziert wird.

DIE ABSICHERUNGSPFLICHT NUTZT DIE BESTEHENDEN AUSWERTUNGEN UND KOMMUNIKATIONSPROZESSE. DAS GILT UMSO MEHR, WENN AUFGRUND DER UMSETZUNG DER REMIT-REFORM ZUKÜNFTIG AUCH DIE OFFENE NETTO-POSITION KOMMUNIZIERT WIRD.

Abbildung 11: Illustrativer Datenbankauszug als Nachweis der Absicherungspflicht

Zeit	Unterdeckung	Ziel	Anteil	Nettoposition MW	Gesamtnachfrage MW	Implizite Lastflex	Explizite MW	Explizite Lastflex	MW	abzusichernde Nachfrage	Angebot	Base Future	MW	firm Wind-Struktur	MW	4h Batterie	MW	MKW	MW
0615	0%	70%	81%	-2,35	15	0,7	2	0,3	5	12,1	9,75	1	2	1	3	0,98	0	0,95	5
0630	0%	70%	74%	-3,35	16	0,7	2	0,3	5	13,1	9,75	1	2	1	3	0,98	0	0,95	5
0645	0%	70%	76%	-3,35	17	0,7	2	0,3	5	14,1	10,75	1	2	1	4	0,98	0	0,95	5
0700	0%	70%	86%	-2,45	21	0,7	2	0,3	5	18,1	15,65	1	2	1	4	0,98	5	0,95	5
0715	0%	70%	82%	-3,45	22	0,7	2	0,3	5	19,1	15,65	1	2	1	4	0,98	5	0,95	5
0730	0%	70%	73%	-5,45	23	0,7	2	0,3	5	20,1	14,65	1	2	1	3	0,98	5	0,95	5
0745	0%	70%	73%	-5,45	23	0,7	2	0,3	5	20,1	14,65	1	2	1	3	0,98	5	0,95	5
0800	0%	70%	73%	-5,45	23	0,7	2	0,3	5	20,1	14,65	1	2	1	3	0,98	5	0,95	5
0815	0%	70%	77%	-4,45	22	0,7	2	0,3	5	19,1	14,65	1	2	1	3	0,98	5	0,95	5
0830	0%	70%	78%	-3,95	20	0,7	2	0,2	5	17,6	13,65	1	2	1	2	0,98	5	0,95	5
0845	0%	70%	78%	-3,95	20	0,7	2	0,2	5	17,6	13,65	1	2	1	2	0,98	5	0,95	5
0900	0%	70%	72%	-4,95	20	0,7	2	0,2	5	17,6	12,65	1	2	1	1	0,98	5	0,95	5

Quelle: Eigene Darstellung.

Die Darstellung entspricht dem technologiespezifischen Nachweis der Absicherungspflicht. Wenn der Portfolioansatz verwendet wird, passt sich die Darstellung entsprechend an. Bei der Erklärung besprechen wir die Spalten von links nach rechts:

- **LIEFERZEITPUNKT:** In der ersten Spalte befindet sich die Zeit der betrachteten Lieferperiode. In der Darstellung sieht man lediglich die Uhrzeit, in der Praxis wird sie um das Datum ergänzt.
- **UNTERDECKUNG:** Diese Spalte vergleicht die Nettoposition mit dem Abdeckungsziel des aktuellen Zeitpunkts. Eine ergänzende Spalte (hier

¹⁵ Siehe Infobox: „Professionelles Risikomanagement und regulatorische Vorgaben“ in Abschnitt 3.2.

aus Platzgründen nicht dargestellt) kann die absolute Unterdeckung darstellen. In diesem Fall würde die empfangende Stelle eine automatisierte Nachricht mit den unterdeckten Zeiträumen an die verantwortlichen Personen senden.

- **ZIEL:** Das Ziel bezieht sich auf das relative Abdeckungsziel zum aktuellen Zeitpunkt. Eine ergänzende Spalte (hier nicht dargestellt), kann das absolute Ziel anhand der abzusichernden Nachfrage darstellen.
- **NETTOPOSITION:** Die Nettoposition zeigt an, um welchen absoluten Betrag die abzusichernde Nachfrage unterdeckt ist (abzusichernde Nachfrage – Angebot), oder ob es eine Übererfüllung gibt. Sie entspricht der offenen Position, die für die Risikoexposition relevant ist und nach der REMIT-Reform voraussichtlich zukünftig ebenfalls gemeldet werden muss.
- **GESAMTNACHFRAGE:** Die Gesamtnachfrage stellt die erwartete absolute Nachfrage dar.
- **IMPLIZITE LASTFLEXIBILITÄT:** Die implizite Lastflexibilität zeigt, welcher Anteil der erwarteten Nachfrage preiselastisch ist. Bei hohen Strompreisen würde sich die erwartete Nachfrage um diesen Betrag reduzieren. Dieses Potenzial zur Lastreduktion trägt somit zur Versorgungssicherheit bei und muss daher nicht abgesichert werden.
- **EXPLIZITE LASTFLEXIBILITÄT:** Die explizite Lastflexibilität wirkt wie eine Option und basiert auf expliziten vertraglichen und technischen Gegebenheiten. Beim Industriebetrieb könnte es sich beispielsweise um einen Prozess handeln, der in der Lage ist, Zwischenprodukte zu speichern und daher flexibel bzw. preiselastisch optimiert werden kann.
- **ABZUSICHERNDE NACHFRAGE:** Die abzusichernde Nachfrage wird dem Angebot gegenübergestellt. Sie ergibt sich, indem die implizite und explizite Lastflexibilität von der Gesamtnachfrage abgezogen wird.
- **ANGEBOT:** Das Angebot ist das Summenprodukt der angebotsseitigen Absicherungsmöglichkeiten und der dazugehörigen Firmness-Faktoren.
- **BASE-FUTURE:** Ein Base-Future sichert im vereinbarten Umfang 24 Stunden am Tag mit einem Firmness-Faktor von 1 von Strompreisisiken ab.
- **FIRM-WIND-STRUKTUR:** Der Anbieter des PPA übernimmt das Mengenrisiko, weswegen der Bilanzkreisverantwortliche die vereinbarten Mengen zu einem Firmness-Faktor von 1 berücksichtigen kann.
- **4H-BATTERIESPEICHER:** Mithilfe der 4h-Batterie können vier Stunden abgesichert werden. Alternativ könnte eine geringere Leistung auch für längere Zeiträume genutzt werden, solange die begrenzte Speicherkapazität angemessen berücksichtigt wird. Der Firmness-Faktor richtet sich nach den empirischen Erfahrungen. In diesem Beispiel nehmen wir 98 % an.

- **MOTORENKRAFTWERK:** Konventionelle Erzeugungstechnologien eignen sich dazu, auch längerfristige Zeitfenster abzusichern. Aufgrund der empirischen Erfahrungen wird in diesem Fall ein Firmness-Faktor von 95 % verwendet.

Die Kommunikation des Datenbankauszugs erfolgt automatisiert zu einem festgelegten Zeitpunkt, beispielsweise jeden Tag um 17:00 Uhr. Wenn durch eine automatisierte Prüfung Auffälligkeiten auftreten, werden entsprechende Hinweise automatisiert an die verantwortlichen Unternehmensvertreter geschickt.

Die transparent veröffentlichten anonymisierten und aggregierten Daten ermöglichen eine Übersicht darüber, wie verschiedene Produkte und Technologien für die Absicherung des Stromsystems genutzt werden. Beispielsweise kann auf Basis der Plattform analysiert werden, wie hoch der Anteil der expliziten und impliziten Lastflexibilität ist.

Es ist wichtig zu verstehen, dass der Nachweis einer ausreichenden Absicherung keinen Einfluss auf die Einsatzentscheidungen hat. Der optimale Einsatz von Kraftwerken und Flexibilitätsoptionen wird weiterhin kurzfristig am Spotmarkt optimiert. Dadurch wird die kosteneffiziente Ressourcenverwendung sichergestellt.

Das ist insbesondere mit Blick auf die voraussichtlich stark anwachsenden flexiblen Verbrauchstechnologien (z. B. Elektroautos und Wärmepumpen) und ihre Preiselastizitäten entscheidend. Zur Veranschaulichung betrachten wir zwei Situationen, die langfristig nicht mit Sicherheit prognostiziert werden können, aber kurzfristig einen unterschiedlichen Ressourceneinsatz erfordern. Zum Nachweis der Absicherung wird beispielsweise eine grundsätzlich flexible Nachfrage von 10 MW angenommen, beispielsweise im Rahmen eines dynamischen Stromtarifs. Aufgrund empirischer Erfahrungen wird angenommen, dass sich die Nachfrage bei dem definierten Grenzwert um 30 % reduziert. Daraus folgt, dass 7 MW abgesichert werden müssen.¹⁶

- **HOHE RESIDUALLAST:** Am Strommarkt sind die Preise aufgrund einer geringen EE-Erzeugung hoch. Von den angenommenen 10 MW reduzieren 3 MW entsprechend ihrer Preiselastizität ihre Nachfrage. Die verbleibenden 7 MW sind durch entsprechende Nachweise abgesichert.
- **NIEDRIGE RESIDUALLAST:** Am Strommarkt sind die Preise aufgrund des hohen EE-Dargebots niedrig. Die flexiblen Nachfrager nutzen die niedrigen Preise, indem sie im Umfang von 10 MW konsumieren. In diesem Fall ist es kein Problem, dass lediglich 7 MW abgesichert sind,

¹⁶ Bei der Diskussion des Pönalensystems wird deutlich, wie das Pönalensystem eine realistische Abschätzung anreizt.

weil es aufgrund der hohen EE-Erzeugung keine Knappheit am Strommarkt gibt.

Auf diese Weise wird eine Absicherung im erforderlichen Umfang angereizt, die aber bei einem hohen EE-Dargebot und entsprechend niedrigen Preisen nicht eingesetzt werden muss. Durch die kurzfristige Einsatzoptimierung wird Kosteneffizienz gewährleistet.

Es kann in diesem Beispiels passieren, dass die hohe Residuallast über einen längeren Zeitraum anhält. Wenn flexible Verbraucher im Rahmen der impliziten Lastflexibilität anfangen würden, ihre Nachfrage in einem Umfang nachzuholen, die 7 MW übersteigt, dann wäre die Nachfrage nicht im notwendigen Umfang abgesichert. Diese Unterdeckung wird entsprechend pönalisiert. Im Zeitverlauf wird über diesen iterativen Lernprozess die Prognosequalität und die Firmness-Berechnung für das benötigte Maß an Absicherung kontinuierlich verbessert. Gleichzeitig entstehen Anreize für ein ausreichendes Absicherungsniveau, was Investitionen in steuerbare Leistung und Flexibilitätsoptionen auslöst.

4.3.2 Pönalisierung und Anreize für eine verlässliche Lastprognose

Bei der Ausgestaltung der Anreizwirkung mithilfe eines Pönalensystems ist es entscheidend, dass die Effektivität zu einem möglichst geringen Aufwand gewährleistet ist. Wie in Abschnitt 3.2 diskutiert, ist die entscheidende Größe des Risikomanagements die sogenannte offene Position für einen Lieferzeitpunkt. Wenn ein Stromlieferant eine Lieferverpflichtung eingegangen ist, basiert sein Risiko auf dem Anteil, zu dem diese Position abgesichert ist. Aus diesem Grund ist die offene Position in allen Handelssystemen das zentrale Element, das bewirtschaftet wird. In anderen Worten; ein professionelles Risikomanagement hat vollständige Transparenz darüber, wie groß die offene Position ist. Aus diesem Grund zielt die REMIT-Reform darauf ab, die offene Position ebenfalls abzufragen. Weil die Auswertungen und Kommunikationsprozesse etabliert sind, sollte das Pönalensystem auf dem Absicherungsgrad der offenen Position aufsetzen.

Damit eine bestmögliche Prognose der Nachfrage und der verfügbaren Flexibilitätsoptionen angereizt wird, ist eine wirksame Ausgestaltung des Pönalisierungsprozesses notwendig. Die Rolle der Pönalisierung ist es, die frühzeitige Absicherung anzureizen und damit ein belastbares Preissignal am Terminmarkt für den gesamten Absicherungszeitraum zu gewährleisten. Der primäre Investitionsanreiz geht jedoch weiterhin vom Ausgleichenergiesystem aus (siehe Abschnitt 3.3). Das Zusammenspiel des Ausgleichenergieanreizes und der Verpflichtung einer frühzeitigen Absicherung schafft einen verlässlichen

Investitionsrahmen mit ausreichend Vorlaufzeit für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit.

Für die Pönalen-Berechnung für einen konkreten Lieferzeitpunkt kann die folgende Formel genutzt werden:

$$Pönale_{\tau, h} = \frac{PF * \max\{DA_{\tau, h}, ID_{\tau, h}\}}{T-1} * \sum_{t=1}^{T-1} uP_t$$

- **PF:** Der Pönalen-Faktor wird im Zeitverlauf angepasst, um die Anreizwirkung zu justieren, wenn es zu systemweiten Unterdeckungen kommen sollte. Der Pönalen-Faktor stellt somit das lernende Element dar, mit dem die Effektivität der Absicherungspflicht graduell angepasst werden kann, bis sich das gewünschte Absicherungsniveau einstellt.
- **max{DA_{τ,h}, ID_{τ,h}}:** Als Grundlage für die Pönalisierung wird der Spotpreis zum Erfüllungszeitpunkt genutzt. Dadurch erhalten automatisch die knapperen bzw. höherpreisigen Stunden ein höheres Gewicht. Je nachdem welcher Preis höher ausfällt, wird entweder der Day-Ahead-Preis oder der Intradaypreis¹⁷ als Referenz genutzt.¹⁸
- **τ, h:** Steht für den Liefertag und die Lieferstunde. Der Spotmarktpreis, der für die Pönalisierung herangezogen wird, basiert auf dem konkreten Lieferzeitpunkt. Daher wird die Pönalisierung auch auf diesen Zeitpunkt bezogen.
- **T:** Steht für alle betrachteten Tage des Absicherungszeitraums. Der Liefertag selbst ist nicht mehr Bestandteil des Absicherungszeitraums, da am Vortag der Lieferung bereits der Bilanzkreis angemeldet werden muss. Aus diesem Grund steht in der Formel T-1. Bei drei Jahren entspricht das 1095-1=1094 Tagen bis zum Day-Ahead-Markt.
- **t:** Steht für die Tage innerhalb der Absicherungsperiode bis T-1.
- **∑_{t=1}^{T-1} uP_t:** Die Pönalisierung basiert auf der unterdeckten Position eines jeden Tages im Absicherungszeitraum. Die unterdeckte Position ist die Differenz der offenen Position abzüglich der abgesicherten Menge im Vergleich zum Absicherungsziel. Je nachdem, wie viele Tage die Position unterdeckt ist, wird sie anteilig pönalisiert. Wenn beispielsweise eine

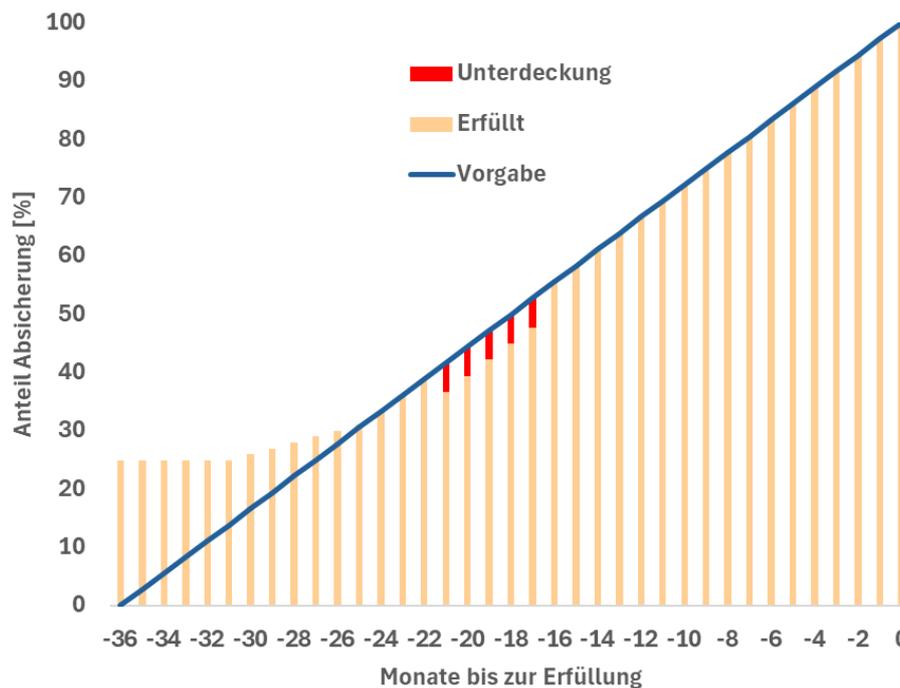
¹⁷ Für den Intradaypreis wird die gleiche Methodik genutzt (Intraday-Preisindex), die für die Börsenkopplung des Ausgleichsenergiepreises als Anreizkomponente verwendet wird (Modul 2).

¹⁸ Um die Anreizwirkung für eine effektive Absicherung zu steigern, könnte man zu der Einschätzung kommen, dass zusätzlich zum Day-Ahead-Preis und Intradaypreis auch der Ausgleichsenergiepreis berücksichtigt werden sollte. Der Ausgleichsenergiepreis ist das zentrale Anreizinstrument, um Bilanzkreise in der kurzen Frist auszugleichen und dadurch auch Investitionen anzureizen (siehe Diskussion in Abschnitt 3.2). Aufgrund dieser Anreizwirkung ist es sinnvoll und notwendig, dass er derzeit bis auf 20.000 EUR/MWh ansteigen kann. Durch diesen Anreiz wird schließlich die kurzfristige Systemsicherheit gewährleistet. Für ein langfristiges Nudging zu einer angemessenen Absicherung halten wir das damit einhergehende Preisrisiko jedoch für zu hoch, weswegen wir als Grundlage für die Pönalisierung den Day-Ahead-Preis und den Intradaypreis für angemessen halten.

MWh für den gesamten Zeitraum unterdeckt ist, wird sie mit der maximalen Pönale von $PF \cdot \max\{DA, ID\}$ pönalisiert.

Die Pönale kann somit erst nach dem Lieferzeitpunkt berechnet werden. Denn erst dann sind der relevante Spotmarktpreis und die realisierte Nachfrage verfügbar. Die Pönale wird daher erst berechnet, wenn alle Daten verfügbar sind. Abbildung 12 veranschaulicht illustrativ die Vorgabe zur Absicherung, sowie Über- und Untererfüllungen im Laufe des Absicherungszeitraums.

Abbildung 12: Über- und Untererfüllungen im Laufe des Absicherungszeitraums



Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 12 veranschaulicht, dass die Absicherungspflicht zu Beginn der Absicherungsperiode übererfüllt ist. Das kann beispielsweise daran liegen, dass eine Erzeugungstechnologie vorgehalten wird oder flexible Stromverbraucher bereits einen signifikanten Teil der Absicherungspflicht erfüllen. Diese Übererfüllung dient auch dazu, mögliche Unsicherheiten bei der Nachfrageprognose abzudecken. In der Mitte der Erfüllungsperiode ist eine Unterdeckung dargestellt. Je näher der Erfüllungszeitpunkt rückt, desto besser wird die Lastprognose und die Treffsicherheit der Absicherung.

Wir veranschaulichen den Prozess anhand eines fiktiven Beispiels für eine Stunde am 17. Dezember 2026 um 19:00 Uhr:

- Der Pönalen-Faktor beträgt in diesem Beispiel 2

- Der maximale Beschaffungspreis vom Day-Ahead oder Intraday-Markt liegt bei 500 EUR/MWh
- Im Zuge des Absicherungszeitraums kam es für 150 Tage (bzw. ca. 5 Monate) zu einer unterdeckten Position [uP] von einer MWh

Wenn wir diese Werte in die Formel einsetzen, ergibt sich dieses Ergebnis:

$$Pönale_{17.12.2026, 19h} = \frac{2 \cdot 500 \frac{EUR}{MWh}}{1094} * 150 MWh = 137,11 EUR$$

Im Laufe des dreijährigen Absicherungszeitraums für die Stunde 19:00 - 20:00 Uhr kam es an 150 Tagen zu einer unterdeckten Position von einer MWh, wodurch eine Pönale von 137,11 EUR anfällt. Wenn das anvisierte Absicherungsniveau unterschritten wird, kann der Pönalenfaktor beispielsweise um 0,1 gesteigert werden. Mit einem Pönalenfaktor von 2,1 steigt die Pönale auf 143,97 EUR. Der Faktor kann so lange angepasst werden, bis die kumulierte Absicherung ein angestrebtes Niveau von beispielsweise 99,9 % erreicht hat.

Dieses lernende System ermöglicht in der Einführungsphase einen Ausgleich zwischen effektiver Absicherung und Kosteneffizienz. Gleichzeitig haben die Marktteilnehmer die Möglichkeit den Umgang mit der Absicherungspflicht zu erlernen, ohne einem unnötig hohen Kostenrisiko ausgesetzt zu sein.

Anpassung der Nachfrageprognose

Der deutsche Strommarkt zeichnet sich seit der Liberalisierung durch einen intensiven Vertriebswettbewerb aus. Damit auch zukünftig ein reibungsloser Kundenwechsel gewährleistet ist, kann die Nachfrageprognose unkompliziert angepasst werden, wenn Neukunden aufgenommen werden.

Damit das Nudging zu einer früheren Absicherung jedoch in ihrer Anreizwirkung erhalten bleibt, dürfen die Nachfrageanpassungen nicht willkürlich geschehen. Daher ist es erforderlich, dass die Begründung für die Nachfrageanpassung im System hinterlegt wird, beispielsweise in Form des Neukundenvertrags, auf dem das Datum des Vertragsabschlusses und Lieferzeitraums nachgewiesen ist. Derlei standardisierte Prozesse lassen sich inzwischen automatisch über Softwarelösungen prüfen. Sobald eine Anpassung der Nachfrage durchgeführt wurde, werden die Zeitpunkte innerhalb der Absicherungsperiode, die vor der Anpassung liegen, nur noch unter Berücksichtigung der Korrektur pönalisiert.

4.3.3 Anreizwirkung des Pönalensystems

Zunächst könnte man zu der Einschätzung kommen, dass es unverhältnismäßig sei, eine Fehlprognose zu ahnden, die bis zu drei Jahre in der Zukunft liegt. Die Pönale bezieht sich jedoch nicht auf die Prognosegüte der Nachfrage, sondern auf die unterdeckte Position. Die Nachfrage hat lediglich einen indikativen Charakter. Die Pönalisierung basiert auf der Differenz zwischen der realisierten Nachfrage und dem Absicherungsniveau im Zeitverlauf. Das bedeutet, dass einer Unsicherheit über die Prognosegüte mit einem höheren Absicherungsanteil adressiert werden kann (wie beispielhaft in Abbildung 12 dargestellt). Wenn beispielsweise die Absicherung knapp drei Jahre vor der Erfüllung bei einem Prozent liegt, könnte einem möglichen Prognosefehler begegnet werden, indem stattdessen zwei Prozent abgesichert werden. In diesem Fall könnte es ein Prognoseabweichung um den Faktor zwei geben, ohne dass eine Pönalisierung erfolgen würde.

Je näher der Erfüllungszeitpunkt rückt, desto genauer wird die Prognose und desto treffsicherer kann die prognostizierte Nachfrage abgesichert werden. Das Pönalensystem reizt somit frühzeitig einen höheren Absicherungsgrad an. Je größer die Unsicherheit ist, desto höher fällt der Sicherheitspuffer durch eine höhere Absicherung aus. Der Anreiz wirkt somit in Richtung einer frühzeitig abgesicherten Versorgung. Die damit einhergehenden Preissignale reizen wiederum die nötigen Investitionen in steuerbare Kapazitäten an.

Für die sichere Stromversorgung spielt es keine Rolle, welche Technologien ein Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage herstellen. Der Wettbewerb zwischen den Unternehmen und dem darunterliegenden technologischen Wettbewerb reizt jedoch die dynamische Kosteneffizienz des Gesamtsystems an.

DIE VERSORGUNSSICHERHEIT WIRD DURCH DEN TECHNOLOGIEOFFENEN WETTBEWERB KOSTENEFFIZIENT GEWÄHRLEISTET UND DIE STROMPREISE WERDEN MINIMIERT.

Aufgrund der Anreize, auch die unsichere Nachfrage abzusichern, liegt in Kombination mit dem Vertriebswettbewerb ein besonderes Augenmerk auf einer kosteneffizienten Absicherung. Dafür bieten sich vor allem Portfolien effizienter innovativer Technologien an. Beispielsweise können Flexibilitätsoptionen (unsichere) Nachfragespitzen effizient adressieren.

Die sichere und inflexible Nachfrage wird im Gegensatz dazu vor allem durch steuerbare Erzeugungskapazitäten abgesichert. Aufgrund des Vertriebswettbewerbs sind Unternehmen angereizt, ihren Kunden eine möglichst kostengünstige Stromversorgung anzubieten. Dabei spielen

Erzeugungstechnologien eine wichtige Rolle. Aufgrund der zunehmenden technologischen Möglichkeiten bei der Ausgestaltung von Portfolien können Unternehmen ihr dezentral verteiltes Wissen nutzen, um effiziente maßgeschneiderte Angebote zu erstellen. Diejenigen Unternehmen, die ihren Kunden eine kostengünstige Stromversorgung anbieten wollen, können dies beispielsweise tun, indem sie eine kosteneffiziente Stromerzeugung mit einer effizienten Nutzung von Flexibilitätsoptionen kombinieren. Im Gegensatz dazu würden staatlichen Kapazitätsausschreibungen mit hoher Wahrscheinlichkeit zu konventionellen Überkapazitäten führen, die effiziente Flexibilitätsoptionen und innovative Technologien verdrängen.

5 Zusammenfassung und Fazit

Die Energiepolitik zielt darauf ab, Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit zu vereinen. In der aktuellen Diskussion über die Gewährleistung der Versorgungssicherheit wird jedoch die direkte und indirekte Subventionierung einzelner Technologien diskutiert, die größtenteils im Widerspruch zu den genannten Zielen steht.

Die politische Wahl: Kosteneffizienz durch Reformen steigern oder durch komplexe staatliche Detailsteuerung signifikante Kostenrisiken einführen?

In der Vorgängerstudie Connect (2024) haben wir bereits analysiert, in welchen Bereichen Reformbedarf besteht, um die Investitionsbedingungen für steuerbare Leistung zu verbessern.

- Die Ankündigung von Subventionen führt zur Investitionszurückhaltung in steuerbare Leistung, bis alle Details in jahrelangen Ausgestaltungen und beihilferechtlichen Genehmigungsprozessen rechtssicher geklärt sind.
- Die Nachfrage ist vor allem aufgrund regulatorischer Hürden noch nicht so flexibel, wie es für einen effizienten Strommarkt sinnvoll wäre, woraus unnötig hohe Systemkosten erwachsen.
- Die mangelnde Absicherung von Lieferverträgen (Free-Rider-Verhalten) führt zu gesellschaftlichen Kosten, die auch Auswirkungen auf Investitionsanreize für steuerbare Leistung haben.

Wenn politische Entscheidungsträger Kapazitätssubventionen vergeben wollen, anstatt effizienzsteigernde Marktreformen durchzuführen, sind dafür Annahmen über die Entwicklungen der Nachfrage und verschiedener Technologien notwendig. Auf dieser Basis müssen dann implizite und explizite Mengen- und Technologievorgaben für die Subventionsvergabe festgelegt werden. Wir zeigen in Kapitel 2, dass diese politische Detailsteuerung zu signifikanten Kostenrisiken durch Pfadabhängigkeiten und fossile Lock-In-Effekte führt und die Resilienz des Stromsystems reduziert. Zudem erwachsen aus den politischen Vorgaben Notwendigkeiten für weitere Nachregulierungen und kostensteigernde Eingriffe, wie wir anhand der Diskussion um Industriestrompreise sehen.

Die effektive Absicherungspflicht integriert die politischen Ziele

Die Absicherungspflicht ergänzt die bestehenden Marktprozesse, indem eine frühzeitige Absicherung der Stromnachfrage die Vorhaltung steuerbarer Leistung anreizt. Sie ist in der Lage die energiepolitischen Ziele zu integrieren,

indem sie über einen marktwirtschaftlichen Erkundungsprozess die Versorgungssicherheit kosteneffizient gewährleistet. Dabei führen marktwirtschaftliche Investitionssignale in steuerbare Leistung auch zu einer zunehmenden effizienzsteigernden Flexibilisierung des Stromsystems. Die Einführung der Absicherungspflicht geht mit überschaubarem Aufwand einher, da sie bestehende Regelungen nutzt, die bereits eine Aufbereitung der relevanten Daten vorschreiben.

Professionelle Strombeschaffung nimmt bereits heute Verbrauchern das Preisrisiko ab und setzt Anreize für Investitionen in steuerbare Leistung

Die Absicherungspflicht baut auf einem gut eingespielten Stromhandel auf. Professionelles Risikomanagement nutzt täglich marktwirtschaftliche Anreizmechanismen, um Kosten zu senken und die Versorgungssicherheit zu steigern. Denn Stromverbraucher, bzw. ihre Lieferanten haben kein Preisrisiko mehr, wenn sie entsprechende Absicherungsprodukte z. B. an den Terminmärkten kaufen. Die Verkäufer bewirtschaften dieses Preisrisiko, indem sie sich mithilfe steuerbarer Leistung gegen steigende Preise absichern. Flexible Verbraucher, auf der anderen Seiten, haben die Möglichkeit, das Preisrisiko (z. B. durch dynamische Tarife) selbst zu tragen, da sie es mithilfe von Flexibilitätsoptionen selbst effizienter bewirtschaften können und somit ihre Stromkosten senken. Jedoch profitieren auch Verbraucher mit kontinuierlichem Strombezug von der Flexibilisierung des Stromsystems, da sie zwar die Absicherungskosten zahlen, die Gesamtsystemkosten und damit die Stromkosten jedoch aufgrund des intensiven Wettbewerbs für alle sinken.

Die Ausgestaltung der effektiven Absicherungspflicht in aller Kürze

Die Absicherungspflicht führt dazu, dass Stromverbraucher kein Preisrisiko mehr haben. Dafür müssen ihre Lieferanten die Stromnachfrage frühzeitig an der Strombörse, im bilateralen Handel oder über die Eigenerfüllung mithilfe einer Vielzahl passender Produkte absichern. Diese Produkte stehen in einem technologieoffenen Wettbewerb und können sich aus angebots- und nachfrageseitigen Technologien zusammensetzen, wie beispielsweise aus Kraftwerken, Batterien und flexiblen Verbrauchern.

Die Absicherungspflicht nutzt weitestgehend bestehende Regeln für das Risikomanagement und für Marktprozesse aus der Strombinnenmarkttrichtlinie und den Transparenzvorgaben des Stromhandels. Nach diesen Vorgaben sind Stromhändler verpflichtet, zusätzlich zu allen Handelsaktivitäten, auch ihre nicht abgesicherte Position mitzuteilen. Damit sind alle Voraussetzungen für eine effiziente Einführung der Absicherungspflicht erfüllt.

Die Absicherungspflicht umfasst die folgenden Elemente:

- **Wer wird verpflichtet?** Alle Verbraucher und Lieferanten, die eine Nachfrage bewirtschaften. Diese Bewirtschaftung wird über sogenannte Bilanzkreise organisiert.
- **Welche Nachfrage wird abgesichert?** Die absehbare Nachfrage jeder Viertelstunde des Jahres.
- **Wann wird die Nachfrage abgesichert?** Der Absicherungszeitraum startet drei Jahre vor dem Erfüllungszeitpunkt und steigt graduell bis zum Vortag des Erfüllungszeitpunkts an.
- **Wie kann die Absicherungspflicht erfüllt werden?** Damit marktwirtschaftlicher Wettbewerb die Kosteneffizienz des Stromsystems steigert, wird eine Vielzahl von Erfüllungsoptionen ermöglicht. Der Wettbewerb zwischen den Marktsegmenten (Börse, bilateraler Handel, Eigenerfüllung – durch eigene Erzeugungsanlagen oder flexible Verbräuche), den Absicherungsprodukten, den Technologien und den Lieferanten ermöglicht eine individuelle Portfoliooptimierung.
- **Wie wird Versorgungssicherheit effizient gewährleistet?** Indem die Nachfrage frühzeitig durch einen intensiven Technologiewettbewerb abgesichert wird, wirken Anreize für die effiziente Vorhaltung steuerbarer Leistung. Der Wettbewerb zwischen den Unternehmen führt zu einer kostengünstigen Stromversorgung und einer effizienten Flexibilisierung. Auf diese Weise wird die Versorgungssicherheit bei möglichst niedrigen Gesamtsystemkosten gewährleistet.
- **Wie wird die Erfüllung angereizt?** Eine zentrale Stelle überwacht die Einhaltung und spricht bei mangelnder Absicherung Strafzahlungen aus.

Aufgrund der marktwirtschaftlichen Ausgestaltung erfordert die Absicherungspflicht nach Einschätzung des wissenschaftlichen Dienstes des Bundestages keine beihilferechtliche Genehmigung. Daher kann die neue Bundesregierung sie – im Unterschied zu Kraftwerkssubventionen – zügig einführen. Anstatt durch Subventionsankündigungen Investitionen zu hemmen, können durch die Einführung der Absicherungspflicht Investitionen in steuerbare Leistung zügig angereizt werden.

Fazit

Die effektive Absicherungspflicht gewährleistet durch eine frühzeitige Absicherung gegen Marktrisiken eine sichere Stromversorgung: Sie reizt die Vorhaltung steuerbarer Leistung durch einen intensiven Technologiewettbewerb effizient an und senkt aufgrund der schnellen Umsetzungszeit zügig die Versorgungskosten und -risiken. Die Absicherungspflicht schafft somit die Grundlage für eine Steigerung des gesellschaftlichen Wohlstands und ist daher

Kapazitätssubventionen in Form von Ausschreibungen und Kapazitätsmärkten deutlich überlegen.

Literaturverzeichnis

ACER (2020): Technical specifications for cross-border participation in capacity mechanisms, 22. December 2020.

ACER (2022): ACER's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design April 2022.

Acer (2023): Demand response and other distributed energy resources: what barriers are holding them back – 2023 Market Monitoring Report, 19. December 2023.

AER (2024): Interim Contracts and Firmness Guidelines, Retailer Reliability Obligation, Australian Energy Regulator, October 2024, Canberra.

Aurora Energy Research (2025): Capacity remuneration mechanisms in Europe, Studie, Aurora Energy Research, January 2025.

Battery Charts (2024): battery-charts.rwth-aachen.de, letzter Zugriff: 25. März 2025.

BDEW (2014): Versorgungssicherheit wettbewerblich und effizient gewährleisten – Branchenvorschlag für einen dezentralen Leistungsmarkt, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., Juni 2014, Berlin.

BDEW (2023): Energiebeschaffungsmodelle und deren Wirkung auf Endkundenbelieferung, Fakten und Argumente, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 14. März 2023.

BMWK (2023): Rahmen für Kraftwerksstrategie steht – Wichtige Schritte in Gesprächen mit EU-Kommission zu Wasserstoffkraftwerken erzielt. Pressemitteilung, Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 1. August. 2023, Berlin.

BMWK (2024): Konsultation des Kraftwerkssicherheitsgesetzes, Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 11. September 2024.

BNetzA (2025): Marktstammdatenregister (MaStr), URL: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR>, Bundesnetzagentur, Bonn. Letzter Zugriff: 34. März 2025.

BCG (2025): Energiewende auf Kurs bringen, Studie. Boston Consulting Group, März 2025.

Connect (2024): Die Ordnung der Transformation – Versorgungssicherheit im Strommarkt, Connect Energy Economics GmbH, Studie, 9. Juli 2024, Berlin.

Cramton et al. (2024): A Forward Energy Market to Improve Resiliency, Peter Cramton, Simon Brandkamp, Jason Dark, Darrell Hoy, Albert S. Kyle, David Malec, Axel Ockenfels and Chris Wilkens, 8. Februar 2024.

EDF (2024b): Option Tempo - Faites des économies sur votre facture d'électricité en décalant vos consommations, <https://particulier.edf.fr/fr/accueil/gestion-contrat/options/tempo/details.html>, letzter Zugriff: 27. März 2025.

EEG (2023): Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien.

EU-KOM (2025a): Framework for State Aid measures to support the Clean Industrial Deal (Clean Industrial Deal State Aid Framework), Draft Communication from the Commission, 26. February 2025.

EU-Strommarktrichtlinie (2024): Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinien (EU) 2018/2001 und (EU) 2019/944 in Bezug auf die Verbesserung des Elektrizitätsmarktdesigns in der Union.

Frontier Economics (2023): Wert von Großbatteriespeichern im deutschen Stromsystem, Studie, Frontier Economics, Dezember 2023.

McKinsey (2025): Zukunftspfad Stromnachfrage, Perspektiven zu Veränderungen der Energiebedarfe und deren Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit der Energiewende in Deutschland bis 2035, Studie, McKinsey & Company, Januar 2025.

Neon et al. (2019): Kosten- oder Marktbasiert? Zukünftige Redispatchbeschaffung in Deutschland – Schlussfolgerungen aus dem Vorhaben „Untersuchung zur Beschaffung von Redispatch“, Abschlussbericht, Neon, Consentec, Connect, Navigant, SUER, 7. Oktober 2019.

NEP (2021): Netzentwicklungsplan Strom 2021, Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2035, 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH, TransnetBW GmbH, 26. Juni 2020.

NEP (2023): Netzentwicklungsplan Strom 2023, Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2037 mit Ausblick 2045, 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Juli 2022.

NEP (2025): Netzentwicklungsplan Strom 2025, Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber zum NEP 2037/2045, 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Juni 2024.

pv magazine (2025): Übertragungsnetzbetreibern liegen zum Jahreswechsel 650 Anschlussanfragen für große Batteriespeicher mit 226 Gigawatt vor, pv magazine, 13. Januar 2025.

REMIT-Novellierung (2024): Regulation (EU) 2024/1106 of the European Parliament and of the Council of 11 April 2024 amending Regulations (EU) No 1227/2011 and (EU) 2019/942 as regards improving the Union's protection against market manipulation on the wholesale energy market, Official Journal of the European Union, 17. April 2024.

Statista (2025a): Nettostromverbrauch in Deutschland in den Jahren 1991 bis 2024, Februar 2025.

Statista (2025b): Verteilung des Stromverbrauchs in Deutschland nach Verbrauchergruppen in den Jahren 2014 und 2024, 2025.

Staatscourant (2022): Besluit van de ACM tot vaststelling van de Beleidsregel betrouwbare levering van elektriciteit of gas en continuïteit van energieleveranciers, Staatscourant, Nr. 26417, 3. Oktober 2022

StromNEV (2023): Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen, Bundesministerium der Justiz.

Tagesschau (2025): Trotz Angriffs auf die Ukraine EU importiert mehr Gas aus Russland, URL: <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/energie/eu-gasimporte-100.html>, 27. März 2025.

Wissenschaftliche Dienst des Bundestages (2025): EU-Beihilferechtliche Fragen zu Kapazitätsmechanismen, Sachstand, EU 6 – 3000 – 061/24, Deutscher Bundestag, Unterabteilung Europa, Fachbereich Europa, 23. Januar 2025.

6 Anhang: Ergänzende Maßnahmen

Im Nachgang zur Veröffentlichung der Studie „Die Ordnung der Transformation – Versorgungssicherheit im Strommarkt“ wurden Fragen an uns herangetragen, wie sich die Absicherungspflicht zu weiteren energiewirtschaftlichen Themen verhält. Um auf diese Fragen einzugehen und einen konstruktiven Beitrag zur Diskussion zu leisten, diskutieren wir die relevantesten Themen in diesem Anhang.

In diesem Anhang besprechen wir einige Bereiche, die den Strommarkt unabhängig von der Absicherungspflicht verbessern können. Die Nutzung größerer technologischer Lösungsräume durch attraktive Marktbedingungen eröffnet Effizienzpotenziale und führt daher zu niedrigeren Kosten und einer höheren Resilienz. Ein weiterentwickelter Strommarkt verbessert zwangsläufig auch die Effektivität und Effizienz der Absicherungspflicht. Auch wenn diese Themen unabhängig davon adressiert werden sollten, ermöglicht die Absicherungspflicht die effektivere Nutzung der Potenziale, die sich aus den Maßnahmen ergeben. Durch verbesserte Marktbedingungen steigen die Vorteile der effektiven Absicherungspflicht für die effiziente Gewährleistung der Versorgungssicherheit.¹⁹

6.1 KAPAZITÄTSRESERVE ZUR EFFIZIENTEN ABSICHERUNG

Die aktuell bestehende Kapazitätsreserve ist eine effiziente Art, die Versorgungssicherheit gegen Unsicherheiten über zukünftige Entwicklungen im Strommarkt abzusichern. Damit diese Absicherungsfunktion effektiv gewährleistet ist, darf die Kapazitätsreserve die Preissignale des Strommarktes nicht verzerren. Reservekraftwerke, die zu einem vorgegebenen Preis in den Strommarkt hineinbieten dürfen, würden durch diesen Preis eine implizite Preisobergrenze definieren, der die Anreizsystematik des Strommarktes außer Kraft setzen würde. Das hätte schwerwiegende Marktverzerrungen zur Folge, da effiziente Investitionen verhindert würden. Eine implizite Preisobergrenze würde dazu führen, dass im Zeitverlauf mehr Erzeugungskapazität vom Strommarkt in die Kapazitätsreserve wechseln würde.

Bei der aktuellen Ausgestaltung der Kapazitätsreserve werden hingegen die Anreizsignale des Preissystems erhalten, so dass die Kapazitätsreserve bei ausbleibender Markträumung effektiv die Versorgungssicherheit absichert, die Preissignale aber gleichzeitig eine Ausweitung des Angebots anregen. Allein die

¹⁹ Für eine ausführlichere Diskussion dieser und weiterer Maßnahmen, siehe Connect (2024).

Diskussion über eine Änderung des Einsatzregimes führt zu unkalkulierbaren Unsicherheiten im Strommarkt, die eine Investitionszurückhaltung auslösen können.

Entgegen gelegentlicher politischer Diskussionen über Anpassungen des Einsatzregimes der Kapazitätsreserve, sollte die aktuelle Ausgestaltung erhalten bleiben, um die Versorgungssicherheit effektiv zu gewährleisten und gleichzeitig effiziente Investitionsanreize im Strommarkt zu ermöglichen.

Bei der Einführung der Absicherungspflicht ist eine Lernphase erforderlich. Im Pönalensystem ist mit dem Pönalen-Faktor ein explizites Lernelement angelegt, um den Ausgleich zwischen Effektivität und Effizienz durch Feinjustierungen zu ermöglichen. In dieser Lernphase kann die derzeitige Ausgestaltung der Kapazitätsreserve eine wichtige Absicherungsfunktion übernehmen, damit Feinjustierungen möglich sind und Marktakteure den Umgang mit der Absicherungspflicht lernen können.

6.2 RISIKOKAPITAL UND RETTUNGSSCHIRM

Unabhängig von der Absicherungspflicht hat sich in der Energiekrise gezeigt, dass Marktprozesse in Krisensituationen unter Druck geraten können. Beispielsweise kann bei stark ansteigenden Strompreisen das Liquiditätsrisiko ansteigen, da aufgrund von Margin-Calls temporär mehr finanzielle Mittel zur Absicherung der Absicherungsprodukte bei der Clearingstelle hinterlegt werden müssen. Dabei sind funktionierende Marktprozesse insbesondere in Krisensituationen notwendig, um die vorhandenen Knappheiten effizient zu bewirtschaften.

Der Umgang mit Liquiditätsrisiken und dem Gegenparteienrisiko ist Bestandteil des Risikohandbuchs. Beim Umgang mit Krisensituationen gibt es zwei grundsätzliche Perspektiven, die im Ergebnis ein ausgewogenes Vorgehen erfordern:

- Die erste Perspektive bezieht sich darauf, dass wenn Marktakteure sich für alle denkbaren Szenarien wappnen müssen, die Anforderungen an das Risikokapital unverhältnismäßig stark ansteigen. In Folge steigt die Konzentration im Strommarkt, was zu strukturellen Kostensteigerungen des Stromsystems führen kann.
- Die zweite Perspektive ist, dass der Staat Marktteilnehmer von Risiken abschirmen muss, um die positiven Effekte eines intensiven Wettbewerbs zu ermöglichen. In diesem Fall besteht jedoch ein Moral-Hazard-Risiko, indem Marktakteure unverhältnismäßig große Risiken in

der Hoffnung eingehen, dass sie im positiven Fall die Profite behalten können und im negativen Fall vom Staat mithilfe von Steuergeldern in Form eines Bailouts gerettet werden.

Beide Extremfälle führen zu inakzeptablen Konsequenzen, weswegen die Notwendigkeit eines Mittelweges erwächst, in dem individuelle Risiken in typischen Marktsituationen durch eigenes Risikokapital abgedeckt werden müssen und systemische Risiken, die zu unverhältnismäßig hohen Anforderungen führen würden vom Staat abgesichert werden sollten.

In Krisensituationen gibt es üblicherweise intensive Diskussionen über Markteingriffe, die zwar die politisch unangenehmen Symptome adressieren, die darunterliegenden Knappheiten jedoch potenziell verstärken. Diese Eingriffe riskieren das Vertrauen der Marktakteure in Marktprozesse, woraus eine Investitionszurückhaltung erwachsen kann.

Anstatt in Krisensituationen eine politische Diskussion über Eingriffe in das Marktgeschehen zu riskieren, können Vorkehrungen für den Umgang mit der nächsten Krise getroffen werden. Die exakte Realisierung der nächsten Krise ist naturgemäß unsicher. Es kann allerdings davon ausgegangen werden, dass es eine Frage der Zeit ist, bis sich die nächste Krise materialisiert. In dieser Krise die Funktionsfähigkeit von Marktprozessen zu gewährleisten und dadurch auch das Vertrauen von Investoren in Marktprozesse zu stärken, ist daher eine lohnende Investition.

Die Kapazitätsreserve sichert den Strommarkt gegen unvorhersehbare Unsicherheiten ab und reduziert damit das Risiko überhasteter staatlicher Eingriffe. Ein vergleichbares Instrument für die Absicherung von Liquiditätsrisiken durch Margin-Calls könnte das Vertrauen in Marktprozesse weiter stärken. Dieser Margin-Rettungsschirm ist – unabhängig von der Absicherungspflicht – sinnvoll für die Stärkung von Marktanreizen. Von der Stärkung der Marktprozesse würde jedoch auch die Absicherungspflicht profitieren. Die Verlässlichkeit von Absicherungsprodukten steigt, indem der Rettungsschirm grundsätzlich das Vertrauen in die Marktprozesse stärkt.

Soziale und wirtschaftliche Härten adressieren

In Connect (2024) haben wir einen Krisenmechanismus für soziale und wirtschaftliche Härten vorgeschlagen. In den letzten Krisen (z. B. Corona- und Energiekrise) fehlte eine Finanzinfrastruktur, die gezielt finanzielle Transfers an Bedürftige ermöglicht. Daher wurden teilweise Transferzahlungen auch an Menschen ausgeschüttet, die grundsätzlich keinen Bedarf hatten. Eine Finanzinfrastruktur für zielgenaue soziale Transfers ist unabhängig von den Entwicklungen am Strommarkt sinnvoll, um öffentliche Kassen in Krisenzeiten

nicht unnötig zu belasten. Sie sollte jedoch auch Zahlungen in Energiekrisen ermöglichen, wenn sie zu unverhältnismäßig hohen finanziellen Belastungen beitragen.

Festpreisverträge für Strom beinhalten kein Preis- und Mengenrisiko für Verbraucher. Sie zahlen dafür lediglich eine in den Preis integrierte Risikoprämie, die durch intensiven Vertriebswettbewerb begrenzt ist, wenn Verbraucher von Wechsellmöglichkeiten Gebrauch machen. In Energiekrisen können jedoch bei neuen Vertragsabschlüssen vorübergehend hohe Endkundenpreise die finanzielle Belastung für Bedürftige erhöhen. Für diese Fälle sollten Anpassungen von Sozialtransfers möglich sein.

Bei dynamischen Stromtarifen übernehmen die Verbraucher das Strompreisrisiko. In der Regel haben bedürftige Haushalte ein geringes Flexibilitätspotenzial, weswegen sich dynamische Tarife für sie weniger eignen. Sollte dennoch ein dynamischer Tarif abgeschlossen werden, der eine Mindestabsicherung ermöglicht, sollte die Absicherung von wenigen kW (beispielsweise abhängig von der Größe des Haushalts) durch Sozialtransfers finanziert werden. Der Verbrauch, der darüber hinausgeht, kann marktdienliches Verhalten über die Exposition gegenüber dem Großhandelspreis anreizen. Durch preiselastisches Verbrauchsverhalten lassen sich dadurch die Stromkosten reduzieren.

6.3 EFFIZIENZPOTENZIALE DURCH EINEN BESCHLEUNIGTEN SMART-METER-ROLLOUT ERÖFFNEN

In Connect (2024) und auch an verschiedenen Stellen der vorliegenden Studie haben wir diskutiert, dass die Nutzung von haushaltsnahen Flexibilitätsoptionen (u. a. Elektromobilität, Heimspeicher, Wärmepumpen und andere flexible Verbrauchseinrichtungen) ein großes Potenzial zur Steigerung der Kosteneffizienz und der Resilienz beinhaltet. Dieses Potenzial besteht unabhängig von der Absicherungspflicht. Die Absicherungspflicht wäre jedoch in der Lage, die Nutzung dieses Potenzials effektiv anzureizen.

Die Voraussetzung für die Nutzung des Flexibilisierungspotenzials ist die Verfügbarkeit von Lastgangdaten, bzw. einer Smart-Meter-Infrastruktur, wie sie bereits in fast allen europäischen Ländern vorhanden ist (Acer, 2023).

Dynamische Tarife

Smart-Meter sind die Voraussetzung für die Nutzung des Effizienzpotenzials von dynamischen Stromtarifen. Dynamische Tarife koppeln den viertelstundenscharfen Verbrauch an die Großhandelspreise, um

marktdienliches flexibles Verbrauchsverhalten anzureizen. Verbraucher können durch flexibles Verbrauchsverhalten ihre Stromkosten senken. Wie wir bereits beschrieben haben, steigt die Preiselastizität des Verbrauchs je größer das Flexibilitätpotenzial ist.

Im März 2025 sind nach Battery-Charts (2025) 10 GW Heimspeicherleistung mit einer Kapazität von 15,7 GWh in deutschen Haushalten angeschlossen. Das bedeutet, dass für kurze Zeit, die Nachfrage um bis zu 10 GW reduziert werden könnte oder im Fall einer Rückspeisung ins Stromnetz 10 GW zusätzliche Erzeugung verfügbar wären. Für Elektroautos wird eine Speicherkapazität von 124 GWh geschätzt, die theoretisch zu einem virtuellen Großspeicher aggregiert werden könnten.²⁰

Ohne Smart-Meter und dynamische Tarife haben diese Speicherkapazitäten keinerlei marktdienlichen Anreiz. Erst durch die Kopplung an das Großhandelspreissignal kann das Potenzial für marktdienliches Verhalten genutzt werden. Durch preiselastisches Verbrauchsverhalten steigt auch die Versorgungssicherheit.

Die Absicherungspflicht ist unabhängig von dynamischen Tarifen die effizienteste Möglichkeit, Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Aber mit einer Zunahme von Smart-Metern und dynamischen Tarifen steigen die Effizienzpotenziale, die durch die Absicherungspflicht effektiv genutzt werden können. Die Nutzung dieser Effizienzpotenziale senkt die Gesamtsystemkosten, steigert die Versorgungssicherheit und reduziert die Kosten für die Verbraucher. Von der Nutzung der Effizienzpotenziale profitieren jedoch nicht nur flexible Verbraucher. Auch inflexible Verbraucher profitieren von den niedrigeren Gesamtsystemkosten und den niedrigeren Strompreisen, wenn flexible Verbraucher dazu beitragen, das Strompreisniveau zu senken.

6.4 RÄUMLICHE ANREIZE FÜR FLEXIBILISIERUNG UND ERZEUGUNG

Im Zuge des komplexen Dekarbonisierungsprozesses verändert sich die räumliche Verteilung von Erzeugungsanlagen und dezentralen Verbrauchsanlagen (Wärmepumpen, Elektroautos, etc.). Der Netzausbau auf verschiedenen Spannungsebenen ist eine effiziente und (mit Einschränkungen) gesellschaftlich verträgliche Möglichkeit, die dynamischen Anpassungen der Verteilung von Angebot und Nachfrage zusammenzuführen. Aufgrund der

²⁰ Die Kapazität kann bei smarterer Steuerung dynamisch beladen werden. Aktuell sind jedoch nur wenige Modelle dazu in der Lage, in das Netz zurückzuspeisen. Es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass die Zurückspeisung in den nächsten Jahren größere Aufmerksamkeit erfährt, insbesondere, wenn der Marktrahmen (z. B. durch die Absicherungspflicht) eine effiziente Nutzung anreizt.

verschiedenen zeitlichen Dynamiken kommt es jedoch in der Zwischenzeit zu Engpässen auf allen Netzebenen.

Für die Übertragungsebene wird eine Aufteilung in unterschiedliche Gebotszonen diskutiert. Auf den ersten Blick und aus einer statischen Perspektive liegen die Vorteile für passgenauere Preissignale auf der Hand. Die Realität ist aber komplexer als es in der Diskussion den Anschein macht. Denn die zu definierenden Gebotszonenzuschnitte basieren auf statistischen Auswertungen von annahmengetriebenen Modellergebnissen. In der Realität gibt es graduell unterschiedliche Engpässe an verschiedenen Stellen des Übertragungsnetzes. Es handelt sich daher nicht um ein binäres, sondern um ein graduelles Phänomen.

Die Engpässe verändern sich darüber hinaus im Zeitverlauf aufgrund der genannten Zubaudynamiken von Erzeugungsanlagen, Verbrauchsanlagen und Stromnetzen. Daraus folgt, dass sich die ideale Zonenkonfigurationen kontinuierlich verändert. Die sich daraus ergebenden Anforderungen an Nachjustierungen steigern wiederum die Investitionsrisiken für Erzeugungsanlagen und die Standortrisiken für energieintensive Unternehmen. Darüber hinaus zeigen Beispiele aus anderen europäischen Ländern, dass Neujustierungen von Gebotszonen die Liquidität von Terminmärkten einschränken, wodurch die Kosten des Risikomanagements ansteigen. Die Aufteilung in verschiedene Gebotszonen geht zudem mit regionalen Verteilungsfragen einher, weswegen sich aktuell keine Lösung in der politischen Debatte andeutet.

Die Aufteilung in Gebotszonen würde zudem die Engpässe auf den niedrigeren Netzebenen nicht adressieren. Mit dem Hochlauf der dezentralen Verbrauchstechnologien wird jedoch erwartet, dass zukünftig ein großer Anteil der Engpässe in der Mittel- und Niederspannung auftritt. Es bräuchte somit einen zusätzlichen Mechanismus, um diese Engpässe zu adressieren.

Als weitere Maßnahme wird von einigen Akteuren vorgeschlagen, den regulatorischen Redispatch um sogenannte regionale Flexibilitätsmärkte zu ergänzen, um verbrauchsseitige Flexibilitätsoptionen für die Behebung von Netzengpässen nutzbar zu machen. Jedoch bestätigen empirische internationale Beispiele die ökonomische Logik, dass das Nebeneinander von zwei Preissignalen für zwei unterschiedliche Märkte für den gleichen Standort zu Fehlanreizen führt (inc-dec-Gaming), die im Ergebnis Netzengpässe verstärken und die Kosten für den Redispatch ansteigen lassen (siehe Neon et al., 2019).

Aus diesen Gründen haben wir in Connect (2024) einen alternativen Ansatz vorgeschlagen, um die sich im Zeitverlauf und über Spannungsebenen verändernden Engpässen zu bewirtschaften.

Dynamische Netzentgelte

Dynamische Netzentgelte können die externen Effekte von Engpässen auf allen Netzebenen internalisieren (für Haushaltskunden ist eine Lastgangmessung durch Smart-Meter notwendig). Sie reizen daher die Nutzung von Flexibilitätsoptionen auch für die Bewirtschaftung von Netzengpässen an. Beispielsweise berücksichtige die in Abschnitt 6.3 genannten Heimspeicher und Elektroautos bei dynamischen Netzentgelten ebenfalls die Netzsituation beim Laden und Entladen. In überspeisten Netzgebieten können durch abgesenkte Netzentgelte zusätzliche Verbräuche angereizt werden und in Engpassregionen können höhere Netzentgelte eine Verbrauchsreduktion anreizen. Da die Preissignale für alle Verbrauchseinrichtungen gelten, werden effiziente Anpassungen angereizt, die keine oder geringe Komfort- und Kosteneffekte haben. Beispielsweise sind die Komforteinbußen durch ein verzögertes Laden oder Entladen von Heimspeichern in den meisten Fällen überschaubar.

Im Gegensatz zu regionalen Flexibilitätsmärkten gibt es nur ein Preissignal an einem Standort, weswegen eindeutige zielführende Anreize wirken. Wie bei dynamischen Tarifen profitieren von den flexiblen Nachfrageanpassungen nicht nur die flexiblen Verbraucher, sondern alle Verbraucher im relevanten Netzgebiet. Indem bestehende Ressourcen für die Bewirtschaftung genutzt werden, steigt die Effizienz und die Resilienz des Systems.

Dynamische Netzentgelte ermöglichen zudem eine zeitliche Moderation des Netzausbaus. Durch die Verbrauchsanpassung können leicht überlastete Netzabschnitte effizient bewirtschaftet werden. Dadurch können stärker überlastete Bereiche priorisiert werden.

Räumliche Anreize für Erzeugungskapazitäten

Wenn räumliche Anreize in Form von Kapazitätssubventionen gewährt werden, haben sie in der Regel nur selten einen Einfluss auf das Auftreten von Netzengpässen und reduzieren daher den Redispatchbedarf nicht wesentlich. Sie stehen lediglich für den regulatorischen Redispatch zur Verfügung.

Im Gegensatz dazu können räumlich differenzierte Einspeiseprämien als Ergänzung zu dynamischen Netzentgelten auf allen Netzebenen genutzt werden, um den Redispatchbedarf zu reduzieren. Wenn beispielsweise eine Einspeiseprämie die Erzeugung in einer Region um 3 GW steigert, spielt es keine Rolle, ob dafür Großkraftwerke, dezentrale Heimspeicher, Elektroautos oder

irgendeine andere Erzeugungstechnologie genutzt wird. Zur Erinnerung: Derzeit beträgt die Speicherkapazität von Elektroautos in Summe ca. 124 GWh, die grundsätzlich auch zur Bewirtschaftung von Netzengpässen genutzt werden können.

Im Gegensatz zu dynamischen Netzentgelten sollten Einspeiseprämien jedoch nicht beidseitig wirken. Die Erzeugung sollte also in Überschussregionen nicht pönalisiert werden. Aus Perspektive der Investitionsbedingungen sollten keine Friktionen für den Betrieb von Erzeugungsanlagen eingeführt werden, wenn es das Ziel ist, das Angebot aufgrund einer steigenden Nachfrage auszuweiten. Bei erneuerbaren Erzeugungsanlagen können die Wechselwirkungen mit dem Fördersystem zu Komplikationen führen, die das Kostenrisiko steigern. Positive Einspeiseprämien für Engpassregionen adressieren das lokale Problem auf der entsprechenden Netzebene, indem ein Anreiz gesetzt wird, das Angebot zielgenau auszuweiten.

Im Gegensatz zu Kapazitätssubventionen reizen Einspeiseprämien keinen Attentismus an. Im Gegenteil. Sie reizen einen schnellstmöglichen Bau an, da die Einspeiseprämien wegfallen können, wenn beispielsweise ein Netzabschnitt fertiggebaut wurde. Je schneller eine Investition getätigt ist, desto länger kann sie von der Prämie profitieren.

Sowohl dynamische Netzentgelte als auch räumliche Anreize für Erzeugungskapazitäten in Form von Einspeiseprämien sind eine sinnvolle Ergänzung für eine effektive Absicherungspflicht. Sie sind in der Lage die Zeit bis zur Fertigstellung der Transport- und Verteilnetzkapazitäten effizient zu überbrücken, ohne langfristige Pfadabhängigkeiten einzugehen, wie es bei Kapazitätssubventionen der Fall wäre.

6.5 RAHMENBEDINGUNGEN FÜR INVESTITIONEN VERBESSERN

Attraktive Rahmenbedingungen für Investitionen sind die effektivste und effizienteste Art Investitionen anzureizen. Im Gegensatz dazu erhöhen politische und regulatorische Unsicherheiten und Fehlanreize sowie unverhältnismäßige Regulierungsvorschriften die Friktionen für Investitionen. Je schwieriger die Umsetzung von Investitionen ist, desto geringer fallen sie aus, wodurch im Zeitverlauf der Wohlstand sinkt.

Marktreformen zur Verbesserung der fundamentalen Rahmenbedingungen steigern das Investitionsklima effektiver und effizienter als Symptome zu adressieren und gegen schwierige Rahmenbedingungen anzufördern. Denn

zusätzlich zu unnötig hohen Subventionen erhöhen Fördersysteme die Bürokratiekosten, führen zu Mitnahmeeffekten und wecken Begehrlichkeiten bei anderen Akteuren, die potenziell von den Markteingriffen betroffen sind. Der Wettbewerb verlagert sich dadurch von einer produktiven Marktdynamik hin zu einem Wettbewerb der politischen Einflussnahme (Rent Seeking).

Stattdessen können u. a. die folgenden Grundsätze und Marktformen die Investitionsbedingungen verbessern, um zügig effiziente Investitionen zu ermöglichen:

- **POLITISCHE UNSICHERHEITEN REDUZIEREN:** Diskussionen über Eingriffe in Preisbildung am Strommarkt und Anpassungen des Emissionshandels führen zu unkalkulierbaren Rahmenbedingungen. Stabile berechenbare politische Rahmenbedingungen haben einen hohen Wert für ein attraktives Investitionsumfeld.
- **FEHLANREIZE VERMEIDEN:** Die Ankündigung von Subventionen führt unmittelbar zu Investitionszurückhaltungen. Bevor die politische Diskussion über die Ausgestaltung von Förderbedingungen und die rechtliche Umsetzung nicht abgeschlossen sind, können Unternehmen keine Investitionsentscheidung treffen. Paradoxerweise führen gut gemeinte politische Signale zur unbeabsichtigten Konsequenz, dass Investitionsvorhaben ausgebremst werden. Im Gegensatz dazu führt eine marktwirtschaftliche Organisation zu effizienten Investitionen, sobald sie wirtschaftlich sind.
- **EFFIZIENTE GENEHMIGUNGSPROZESSE:** Damit Unternehmen zügig auf Marktbedürfnisse reagieren können, sind schnellstmögliche Genehmigungsprozesse erforderlich. Eine Taskforce sollte relevante Investitionsprozesse begleiten, um Effizienzpotenziale zu identifizieren. Unnötige bürokratische Hürden sollten kontinuierlich identifiziert und abgebaut bzw. verschlankt werden.
- **GANGBARE DEKARBONISIERUNGSPFADE ERMÖGLICHEN:** Damit Unternehmen im Zuge des Dekarbonisierungsprozesses investieren können, sind verlässliche Rahmenbedingungen unerlässlich. Wenn Regelungslücken oder Friktionen für Investitionen in Dekarbonisierungstechnologien (bspw. Wasserstoff und CCS) identifiziert werden, sollten sie schnellstmöglich verlässlich adressiert werden. Regulatorische Unsicherheiten in essenziellen Investitionsbereichen führen zwangsläufig zu Investitionszurückhaltungen und mittelfristig zu sinkendem Wohlstand.

Anstatt gegen unattraktive Rahmenbedingungen und regulatorische Friktionen anzufördern, sollten attraktive Rahmenbedingungen geschaffen werden, die effiziente Investitionen ermöglichen.