

Finale Fassung

Gutachten

**„Hemmnisse im Verteilnetzausbau
und deren Überwindung“**

im Auftrag der
Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN
im Bayerischen Landtag



INA – Institut für Netz- und Anwendungstechnik GmbH

Johannisweg 7
93449 Waldmünchen

Prof. Dr.-Ing. Oliver Brückl

KURZFASSUNG

AUFGABENSTELLUNG UND ZIELSETZUNG DES GUTACHTENS

Die Klimakrise sowie auch die nun offensichtlich gewordene sicherheitsbedenkliche Energieabhängigkeit von anderen Ländern haben die Bundesregierung veranlasst, die Energiewende zu beschleunigen. Im Stromsektor soll die Klimaneutralität bis zum Jahr 2035 erreicht sein, also bereits in gut zwölf Jahren. Dazu wurden ambitionierte Ausbaupfade für die Windenergie und die Photovoltaik (PV) festgelegt. Allerdings gefährdet vor allem der Verteilnetzausbau und der Netzanschluss der Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) die Erreichung dieser hochgesteckten Ziele.

Im Rahmen dieses Gutachtens werden die wesentlichen Hemmnisse für den beschleunigten Verteilnetzausbau und den Netzanschluss für EE-Anlagen vorgestellt und beleuchtet. Zur Überwindung dieser Hemmnisse werden Optionen aufgezeigt und diskutiert sowie konkrete Handlungsempfehlungen abgeleitet.

Die möglichen Problemstellungen und deren Lösungsansätze werden dabei in folgenden Bereichen identifiziert:

- Regulierungsrahmen für die Verteilnetzbetreiber,
- Genehmigungsverfahren von Netzausbauprojekten,
- Praxis der Netzintegration von EE-Anlagen,
- Personalkapazitäten,
- Beschaffung von Netzbetriebsmitteln,
- Zertifizierungsprozess für den Netzanschluss von EE-Anlagen.

Wesentliche Grundlage für dieses Gutachten bilden

- die Vorarbeit im Rahmen der Initiative „Verteilnetz und erneuerbare Energien Bayern“ des Bayerischen Staatsministeriums für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie (StMWi),
- eigene Erfahrungen aus Forschungsprojekten und der Mitarbeit in diversen Gremien,
- eigens geführten Gesprächen vor allem mit ausgewählten Netzbetreibern, Projektierern und Betreibern von EE-Anlagen, Verbandsvertretern und Behörden.

Einige der vorgestellten Empfehlungen und Vorschläge mögen (zunächst) auf Skepsis oder Ablehnung stoßen. Glaubt man aber, die Hemmnisse und Ineffizienzen nur mit sanften und geringfügigen Änderungen in den Griff zu bekommen, legt man damit schon den Grundstein, an den hochgesteckten Zielen zu scheitern. Die Bundesregierung hat in den letzten Monaten eine Reihe sehr tiefgreifender Änderungen auf den Weg gebracht und damit schon einige erste gute Schritte unternommen. Diese werden aber meiner Überzeugung nach nicht ausreichen. Es muss ein Ruck durchs Land und die Politik gehen, wie es eine befragte Person einer Behörde formulierte, wenn die Energiewende in dieser kurzen Zeit gelingen soll.

Der in den letzten Monaten aufgebaute enorm hohe Druck bringt offensichtlich Diskussionen in Gang und Bewegungen in alte Denkmuster und eingefahrenen Strukturen. Ich sehe mit Freude, dass sich erste VNB tatsächlich auf den Weg machen wollen, sich Innovationen deutlich stärker öffnen und tiefgreifende, ja radikale Veränderungen nicht von vornherein ausschließen möchten. Begleitend müssen auch verschiedene Randbedingungen angepasst werden, damit deren Motivation von nachhaltiger Natur ist.

REGULIERUNGSRAHMEN

Einige Indizien sprechen dafür, dass die heutige Ausgestaltung der Anreizregulierung nicht zu volkswirtschaftlich optimalen Netzstrukturen und minimalen Netzkosten führt. Darüber hinaus gibt es Anzeichen, dass auch regulatorisch bedingte Hemmnisse der notwendigen Beschleunigung der Energiewende und dem dafür erforderlichen Verteilnetzausbau entgegenwirken.

Eine Ungleichbehandlung von Investitionsausgaben (CAPEX) und Betriebskosten (OPEX) wird nicht nur in Studien, sondern auch von Netzbetreibern angeführt und ist m. E. nicht von der Hand zu weisen. Auch wenn in der Theorie eine Indifferenz zwischen CAPEX und OPEX hergestellt sein sollte, zeigt die Praxis, dass OPEX-lastige Maßnahmen vermieden bzw. nicht in dem erwarteten Umfang eingesetzt werden. Der Netzausbau konzentriert sich bislang fast ausschließlich auf konventionelle Erweiterungen der Netzinfrastruktur.

Obwohl den Netzbetreibern die Kosten für das Engpassmanagement (Abregelung von Einspeisungen) bisher in voller Höhe erstattet werden, wurde von vielen Netzbetreibern von diesem Instrument bis vor Kurzem nicht im erlaubten Umfang Gebrauch gemacht und wird erst jetzt zunehmend eingesetzt. Dies könnte ein Indiz dafür sein, dass bislang die Verzinsungen auskömmlich und Investitionen in konventionellen Netzausbau attraktiver waren. Es wird aber auch argumentiert, dass mit dem Engpassmanagement OPEX-Bestandteile für die dafür notwendige Digitalisierung verbunden sind, die eben nicht (in voller Höhe) anerkannt werden.

Den Vorschlag zur Einführung eines Digitalisierungsfaktors zur Begünstigung des Ausbaus einer OPEX-lastigeren IT-Infrastruktur halte ich dennoch nicht für zielführend, da für den zu beschleunigenden Netzausbau auch grundsätzlich Aufwuchs im Personal und anderer Kostenbestandteile unvermeidlich sind.

Auf dem ersten Blick widersprüchlich erscheint die Forderung der Netzbetreiber nach höherer Eigenkapitalverzinsung, da es einer Bevorzugung von CAPEX und eine Benachteiligung OPEX-lastiger Maßnahmen fördert. Erklären lässt sich dies, dass sowohl niedrige Zinssätze als auch steigende Betriebskosten zur Gewinnschmälerung führen. Es ist zwar einleuchtend, dass die Orientierung der kalkulatorisch zugestanden Renditen an den historischen Zinsen mit einer ausgeprägten Niedrig-Zinsphase im Umfeld steigender Zinsen unverschuldete Einbußen nach sich zieht. Umgekehrt konnten in der Vergangenheit Netzbetreiber aber auch von diesem Effekt profitieren. So weist die BNetzA darauf hin, dass ihre Methode zur Zinsbestimmung bei langfristiger Betrachtung die beste Einschätzung sachgerechter Renditen liefert und ökonomisch valide sei. Sie werde aber Anpassungen der Verzinsung vornehmen, wenn der Bedarf dazu für sie evident wird.

Zu niedrige Zinssätze können nämlich die Kapitalbeschaffung erschweren oder sogar unmöglich machen und den Netzausbau verschleppen. **Den Vorschlag von einem VNB, dass der Staat langfristige Darlehen mit Eigenkapitalcharakter über die KfW für den Netzausbau zur Verfügung stellen soll, halte ich für sehr empfehlenswert.** Die Zinsbedingungen für solche staatlichen Kredite dürfen jedoch nicht zu Verzerrungen auf den Kapitalmärkten sowie im Effizienzvergleich führen. Am Geld darf der Netzausbau jedoch nicht scheitern.

Die einfachste Form wäre tatsächlich die Kapitalrenditen grundsätzlich zu erhöhen. Das würde aber das CAPEX-OPEX-Problem nicht lösen und die Einführung von Innovationen erschweren. In der Praxis zeigt sich, dass innovative Lösungen nur langsam Einzug halten. Einen Grund dafür sehen viele in der aktuellen Ausgestaltung des regulatorischen Rahmens mit zu geringen Innovations-Anreizen durch die CAPEX-OPEX-Ungleichbehandlung.

Ich halte den vor 2019 angewendeten Budgetansatz mit einem Erweiterungsfaktor zur Berücksichtigung des erforderlichen Netzausbaus bzw. besser ausgedrückt zur Berücksichtigung der erforderlichen Netzintegration von zusätzlichen EE-Anlagen, Speichern und Verbrauchslasten geeigneter, das CAPEX-OPEX-Problem zu lösen als den 2019 eingeführten Kapitalkostenabgleich und die Forderung nach einem vergleichbaren Instrument für OPEX.

Da es grundsätzlich möglich ist, höhere Renditen, als sie zur Kapitalbeschaffung eigentlich notwendig wären, zu erzielen, muss es von der Logik heraus auch unabhängig davon möglich sein, ob und wie viel davon der Netzbetreiber durch Investitionsentscheidungen einerseits und Betriebsführungsstrategien andererseits erreicht. Das jetzige System erlaubt dies nach meinem Dafürhalten (ohne weitere Anpassungen) nicht.

Empfehlenswert erscheint mir, den ursprünglichen Vorschlag der BNetzA (Budgetansatz mit Erweiterungsfaktor) wieder aufzugreifen und folgende Elemente zu integrieren:

- **Berücksichtigung des Erreichens der Klimaschutz- und EE-Ausbauziele in der Regulierung durch geeignete kurzfristige Eingriffsmöglichkeiten (Justierschrauben),**

- Aufnahme von geeigneten Output-Parametern im Effizienzvergleich, die auch die Beschleunigung des Netzausbaus bzw. Netzintegration von EE-Anlagen wiedergeben,
- höhere finanzielle Anreize durch Aufspreizung der möglichen Renditeerwirtschaftung,
- anonymisierte Offenlegung der Verteilung der erreichten Renditen (zumindest für die Netzbetreiber) zur besseren Einordnung der eigenen Leistungsfähigkeit und
- deutlich mehr Gestaltungsspielraum für die Landesregulierungsbehörden, um darüber einen Wettbewerb und eine Vergleichsmöglichkeit von regulatorischen Ansätzen und darauf basierend sinnvolle und wirksame Ausgestaltungsmöglichkeiten zu erlangen.

Die Entscheidung darüber liegt zwar in der Hoheit der BNetzA, dennoch sollte die Politik der BNetzA konkrete Anpassungen der Regulatorik vorschlagen. Hier könnte auch der Freistaat Bayern einen eigenen Vorschlag erarbeiten, der aus seiner Sicht die Umsetzung der beschleunigten Energiewende und der dafür erforderlichen Netzintegration von neuen EE-Anlagen, Speichern und Verbrauchslasten termin- und sachgerecht sowie effizient ermöglicht.

Beim Thema „Einsatz von netzdienlichen Speichern“ stehe ich den Forderungen der Netzbetreiber und Projektierer sowie den Vorschlägen der StMWi-Verteilnetzinitiative skeptisch gegenüber. Netzbetreiber haben bereits heute die Möglichkeit, netzdienliche Speicherdienstleistungen zur Beschleunigung der Energiewende einzusetzen. Der Speicher muss dazu nicht Eigentum des Netzbetreibers sein. Eine finanzielle Honorierung des netzdienlichen Einsatzes von Speichern über den (Teil)-Erlass beim Baukostenzuschuss halte ich hinsichtlich der Diskriminierung für problembehaftet. Vielmehr sollte das Anreizsystem für netzdienliches Verhalten einheitlich für alle Netznutzer (auch Verbraucher) gestaltet sein, um wirtschaftliche Verzerrungen zwischen den verschiedenen Erbringern von Flexibilitäten zu vermeiden und eine effiziente Abwägung durch den Netzbetreiber sicherzustellen. Hierzu besteht dringlicher Bedarf zur Ausgestaltung eines Beschaffungssystems für netzdienliche Flexibilitäten. In meinen Augen sollte dies mit der Reformierung der Netzentgelte verbunden werden.

GENEHMIGUNGSVERFAHREN

Viele der Beteiligten sehen in den Genehmigungsverfahren einen wesentlichen Grund für den schleppenden Netzausbau. Betroffen sind hier fast nur Maßnahmen ab der Hochspannungsebene (110 kV). Nachdem mit der EU-Notfallverordnung beim 110-kV-Netzausbau unter bestimmten Voraussetzungen die Umweltverträglichkeitsprüfung sowie die artenschutzrechtliche Prüfung entfallen können, sind diesbezüglich vorerst wesentliche Hemmnisse außer Kraft gesetzt. Diese Ausnahmeregelungen gelten aber nur bis Mitte 2024, so dass eine darüberhinausgehende Verlängerung angestrebt werden muss. Hierzu ist die Politik sowohl auf Bundes- als auch auf Landesebene

gefordert, sich einerseits dafür einzusetzen und andererseits mögliche Widerstände und Vorbehalte seitens der Umweltschutzverbände auszuräumen.

Neben der Verschlinkung der Genehmigungsverfahren sind vor allem zwei weitere Aspekte von entscheidender Bedeutung für die Beschleunigung des Netzausbaus.

Zum einen müssen die Genehmigungsbehörden sowohl auf Bezirks- als auch auf Landkreisebene sehr zeitnah mit weiteren Personalstellen ausgestattet werden. Begleitend sollte die Staatsregierung Maßnahmen ergreifen, um qualifizierte Fachkräfte gewinnen und das Personal auch halten zu können. Dazu müssen attraktive Arbeitsbedingungen geschaffen werden. Mit Blick auf einen effizienten Einsatz des Personals sollte dieses auch für Vorhaben in anderen Regierungsbezirken eingesetzt werden können.

Zum anderen sollten Netzbetreiber und Projektierer angehalten werden, sich sehr frühzeitig mit den Genehmigungsbehörden in Verbindung zu setzen. Im Rahmen von Vorgesprächen und sog. Scoping-Terminen können die Voraussetzungen für einen effizienten und schnellen Verfahrensablauf geschaffen werden. Das von der StMWi-Verteilnetzinitiative vorgeschlagene Monitoringinstrument könnte hier die Erfassung der Meilensteine im Genehmigungsverfahren übernehmen und eine Analyse mit konkreten Verbesserungsvorschlägen für die Antragssteller sowie die Genehmigungsbehörden ermöglichen.

Darüber hinaus sollte der Freistaat Bayern Ausbaumaßnahmen im Bereich der Energieversorgung gegenüber anderen Genehmigungsvorhaben klar priorisieren, z. B. gegenüber dem Straßenbau.

Auch sollte die Staatsregierung die Standardisierung und Digitalisierung der Genehmigungsverfahren für EE- und Netzausbaumaßnahmen vorrangig anderer Bereiche vorantreiben.

NETZANSCHLUSS

Die heutige Praxis des Netzanschlusses von EE-Anlagen gefährdet in zweierlei Hinsicht eine fristgerechte und kostengünstige Umsetzung der Energiewende. Zum einen sorgt sie für Verzögerungen und ineffiziente Netzentwicklungen. Zum anderen werden EE-Projekte verhindert und vor allem die Dachflächen-Potenziale für PV nicht angemessen erschlossen.

Der Gesetzgeber schreibt zwar vor, dass der Anschluss von EE-Anlagen unverzüglich und über den kürzesten Weg bzw. die wirtschaftlich günstigste Weise zu erfolgen hat. Dennoch führen verschiedene Aspekte wie auch die Interpretation des Gesetzes selbst zur Bestimmung und Umsetzung des Netzanschlusses für die genannten Nachteile.

Projektierer von EE-Anlagen stellen zur Optimierung der Anlagenauslegung meist mehrfache Anfragen bei den Verteilnetzbetreibern (VNB), was dort hohen Arbeitsaufwand und virtuelle Belegungen von Netzkapazitäten hervorruft. **Den Vorschlag zur Einführung von Gebühren für die Netzanschlussprüfung halte ich für wenig hilfreich. Dagegen ist die Lösung von ein paar VNB, eine automatisierte Netzanschlussprüfung ohne Reservierungen von Netzkapazitäten anzubieten, grundsätzlich ein gutes**

Hilfsmittel zur Reduktion von Netzanschlussanfragen. Unnötige Netzreservierungen werden damit aber nur teilweise vermieden. Zur effektiven Minimierung von reservierten Netzkapazitäten sollten diese an konkreten Nachweisen der Ernsthaftigkeit mit kürzest möglichen Fristen gebunden werden. Dies wäre mit wenig Aufwand verbunden und erfordert keine Kostrollmechanismen. Das StMWi sollte hierzu zusammen mit den Stakeholdern zeitnah eine konkrete Umsetzungshilfe erarbeiten.

Konservative Planungsgrundsätze verhindern eine effektive Ausnutzung vorhandener Netzkapazitäten. Im Gutachten werden verschiedene Beispiele angeführt. **Den Vorschlag der StMWi-Verteilnetzinitiative, netzdienliche Speicher bzw. Flexibilitäten in Bebauungsplänen vorzuschreiben, halte ich nicht nur volkswirtschaftlich für fragwürdig. Neben der Abschaffung bestimmter Planungskriterien (z. B. zulässiger Spannungshub durch EE-Anlagen, 60-%-Planungsansatz bei der Einspeisebegrenzung) sollten künftig im Planungsverfahren netzzustandsabhängige Einspeisekapazitäten berücksichtigt werden.**

Ein weiteres Problem stellt mangelndes Wissen über einige technische Lösungsoptionen zur Optimierung und höheren Ausnutzung der bestehenden Netzinfrastruktur dar. Das beste Beispiel dafür ist der seit zehn Jahren serienreife regelbare Ortsnetztransformator (RONT) und die bei fast allen Netzbetreibern anzutreffende Fehlannahme, dass dieser in inhomogen strukturierten Netzen nicht helfen oder nur in 10 % der Fälle Abhilfe schaffen würde. Mit einem RONT wären im Grunde genommen alle Spannungsprobleme im Niederspannungsnetz gelöst. Auch ist vielen VNB unbekannt, dass mit einer Langfriststrategie des RONT-Einsatzes auch die Spannungsprobleme im vorgelagerten Mittelspannungsnetz effektiv gelöst werden und die Aufnahmefähigkeit der bestehenden Nieder- und Mittelspannungsnetze um den Faktor 2 bis 3 erhöht werden würde. Zwar wird das Bayernwerk nun als zweiter Netzbetreiber in Deutschland seit diesem Jahr nur mehr RONT beschaffen. **In Anbetracht der weiteren über 850 VNB in Deutschland und des enormen Zeitdrucks bei der Umsetzung der Energiewende sollten in meinen Augen Netzplaner zu entsprechenden Schulungen mit staatlich geprüften Inhalten und die VNB zur Darlegung ihrer Langfriststrategie und ihren Planungsgrundsätzen gegenüber der Regulierungsbehörden verpflichtet werden. Gleichzeitig sollten gesetzliche Vorgaben zum Technologieeinsatz ernsthaft in Betracht gezogen werden, wie sie bereits in anderen Fällen geschehen ist. So würden Innovationen schneller bzw. überhaupt Eingang finden.**

Nicht nur die langfristigen Wirkungen von technischen Lösungen müssen stärker in die Netzplanung miteinbezogen werden, sondern auch die Vorausschau der Entwicklung der Erzeugungs-, Speicher- und Laststruktur. Da dieser Aspekt bislang nicht ausreichend beachtet wurde, hat der Gesetzgeber im Jahr 2022 die VNB nun dazu verpflichtet. VNB fordern nun die sog. Clusterbildung von EE-Anlagen und flächenscharfe Ausweisungen der Standorte. Bis zum Jahr 2026 müssen in Bayern 1,1 % der Landesfläche für die Windenergienutzung ausgewiesen werden, bis zum Jahr 2032 insgesamt 1,8 %. **Mit Blick auf den Effizienzgewinn durch den vorausschauenden Netzausbau sollten die restlichen 0,7 % nicht erst nach 2026 identifiziert werden, sondern gleich bis zum Jahr**

2026 möglichst die gesamten Windeignungsflächen feststehen. Hierzu sollte der Freistaat Bayern die Regionalen Planungsverbände motivieren. Da die zu installierende PV-Leistung sogar doppelt so hoch sein wird, braucht es sinnvollerweise auch hier ausreichende Klarheit über die wahrscheinlichen Standorte. **Mit Blick auf die PV-Freiflächenanlagen sollte der Freistaat Bayern seine Kommunen verpflichten, eigene Ausbauziele inkl. Zeitplan festzulegen und die Umsetzung nachzuweisen. Wenn sich auf dieser freiwilligen Basis die bayerischen Ausbauziele nicht erreichen lassen, sollten die Regionalen Planungsverbände zunächst dabei unterstützen, angemessene Zielvorgaben zu finden und Hilfestellung bei der Identifizierung geeigneter Flächen geben. Als Ultima Ratio sollten die Regionalen Planungsverbände danach die Planungshoheit für PV-Freiflächenanlagen für die Gemeinden an sich ziehen und einen Teilplan Solar erlassen. Mit Blick auf einen effizienten vorausschauenden Netzausbau sollte dieser Prozess mit der Festlegung der Windeignungsflächen synchronisiert und daher bis 2026 umgesetzt werden.**

Sinnvollerweise hat der Bayerische Gesetzgeber im Klimagesetz 2022 eine Solardachpflicht eingeführt, diese leider aber nur auf neue Gewerbebauten beschränkt. Wohngebäude und Sanierungen sind derzeit noch nicht einbezogen. Trotzdem können die VNB die Standorte und deren erwartbaren PV-Potenziale besser abschätzen. **Für eine höhere Genauigkeit, vor allen Dingen auch den Ausbau der Ortsnetzstationen betreffend, sollte die Staatsregierung die Solardachpflicht dahingehend konkretisieren, was er unter „angemessene Auslegung der PV-Dachanlagen“ bzw. „geeigneten Dachflächen“ versteht und hier ambitioniertere Zielwerte vorgeben. Zudem muss die Solardachpflicht auch Wohngebäude erweitert werden.**

Wie eine eigene Ermittlung am konkreten Beispiel einer Gemeinde offenlegt, sind bislang enorm viele Dachflächen für die PV ungenutzt. **Im EEG 2023 hat die Bundesregierung die Vergütungssätze für die Volleinspeisung nun angehoben und die zwingende Quote für den Eigenverbrauch abgeschafft. Das sind richtige Schritte. Eine Vereinfachung des Netzanschlusses ist noch umzusetzen, indem dieser künftig durch den Netzbetreiber übernommen wird.** Eine Änderung des Netzanschlussprozederes ist auch vor dem Hintergrund notwendig, dass aufgrund der heutigen Regelungen die sog. Einspeisenetze an Umfang deutlich zunehmen und mit ihnen erhebliche Nachteile entstehen (siehe weiter unten zur Forderung der „Feld- und Dachsteckdose“).

Zum einen werden letzten Endes mehr Betriebsmittel verbaut und damit auch mehr Personal für die Planung und den Bau benötigt sowie Lieferzeiten erhöht. Zum anderen können Skalen- und Ausgleichseffekte nicht ausgenutzt und diese Infrastruktur nicht ohne weiteres auch für die anwachsenden Verbrauchslasten mitgenutzt werden. In Folge entstehen unnötig teure und ineffiziente Netzstrukturen („Kabelsalat“), die mittlerweile einen geschätzten Kostenumfang von ungefähr 15 % in Relation zu den Gesamtkosten für die regulierten Netze angenommen hat.

Auch wenn in der Theorie die Ermittlung des gesamtwirtschaftlich günstigsten Netzverknüpfungspunkt (NVP) überzeugend klingt, treten in der Praxis sehr häufig Streitigkeiten auf. Diese werden mit dem heutigen Netzanschlussverfahren deshalb

begünstigt, weil damit eine Kostenaufteilung für den Netzanschluss zwischen dem VNB und den EE-Anlagenbetreiber verbunden ist und jede Partei versucht, diese für sich gering zu halten. Daher überprüfen die meisten Projektierer i. d. R. das Ergebnis der Netzverträglichkeitsprüfung und erreichen dadurch fast immer günstigere Netzverknüpfungspunkte. Dies bedeutet aber Doppelstrukturen in der Netzplanung mit entsprechend hohem Fachkräftebedarf.

Eine äußerst effektive Lösung für die genannten Problemstellungen sehe ich im Konzept der „Feld- und Dachsteckdose“. Danach sollten die EE-Anlagen grundsätzlich und vollständig durch den VNB an sein Netz angeschlossen werden. Die Sorge, dass damit mehr netzferne Flächen für EE-Anlagen erschlossen werden, teile ich nicht. Wir müssen uns eher sorgen, überhaupt genügend Flächen zur Windenergie- und PV-Nutzung zu bekommen. Damit ließen sich die Doppelstrukturen vermeiden, der anlagentechnische Bedarf reduzieren, Streitigkeiten auf wenige Einzelfälle verringern und die Gesamtkosten minimieren. **Dem Konzept der „Feld- und Dachsteckdose“ müssten aber Maßnahmen beigelegt werden, die zusätzliche Verzögerungen beim Netzanschluss von EE-Anlagen vermeiden und zur beschleunigten Abwicklung motivieren.** Beispielfähig zu nennen sind Fristen für die Umsetzung des Netzanschlusses inkl. Entschädigungsregelungen für EE-Anlagenbetreiber bei Nichteinhaltung, Berücksichtigung der Schnelligkeit in der Anreizregulierung für VNB und die Nutzung vorhandener Strukturen und Personal im Bereich der Netzplanung und Bauumsetzung seitens der EE-Anlagen-Projektierer durch die VNB.

Den berechtigten Hinweis der VNB auf die damit verbundene Kostenverlagerung aus dem Erzeugungsbereich zu den Netzentgelten kann man durch finanzielle Beteiligung der EE-Anlagenbetreiber für die Netzintegration ihrer Anlagen berücksichtigen.

Hierzu schlage ich einen allgemeinen „Solidaritätsbeitrag Netzintegration“ in Verbindung mit einem individuellen Baukostenzuschuss vor. Durch Austarieren dieser beiden Kostenbestandteile können die Netzintegrationskosten in Summe geringgehalten und andererseits vom Netzanschluss her auch ungünstigere Standorte für die Erfüllung der Klimaziele ausreichend schnell erschlossen werden. Insgesamt kann mit der Höhe gesteuert werden, inwieweit Netzanschlusskosten weiterhin durch den allgemeinen Strommarkt getragen werden sollen. Mit dieser Finanzierungsbeteiligung an den Netzentgelten ließe sich in Synergie deutlich besser und einfacher ein einheitliches Anreizsystem für netzdienliches Verhalten und ein einheitliches Beschaffungssystem für Flexibilitäten konzipieren. Damit würde man Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen auf eine gleiche Ebene stellen und den Prosumer-Gedanken verwirklichen.

FACHKRÄFTEMANGEL

Der Fachkräftemangel wird als einer der entscheidenden Hemmnisse für den Netzausbau und die Energiewende allgemein gesehen. Während Informatik-Studiengänge vergleichsweise gut nachgefragt werden, sind die Studierendenzahl in den Ingenieurs-Studiengängen und die Anzahl der Auszubildenden im Elektrohandwerk in den letzten Jahren stark rückläufig gewesen.

Allen politischen Mandatsträgern muss die enorme Fachkräfteproblematik im Bereich der Elektro- und Energietechnik vor Augen geführt werden. Sie sollten dahingehend sensibilisiert werden, dass sie mit ihren Hinweisen zum Fachkräftemangel in der medialen Präsenz Lenkungswirkung bei den jungen Leuten entfalten und gerade die Bedeutung der Technischen und Ingenieursberufe für die Energiewende hervorheben sollten. Zumindest sollten diese gleichgewichtet erwähnt werden, damit sie keine Wettbewerbsverzerrung zu Lasten der Energiewende ungewollt unterstützen. **Hier könnte der Freistaat Bayern eine deutschlandweite Vorbildfunktion einnehmen, indem er nicht nur auf seinen eigenen Bedarf an Fachkräften in den Ministerien und nachgeordneten Behörden (IT-Bereich, Lehrer-/innen, Verwaltung, ...) sowie in den Bereichen Pflege, Gastronomie und Digitalisierung hinweist, sondern speziell für den Bereich der Energieversorgung eine umfassende Bildungsoffensive (von der Gesellen- über Meister- und Techniker- bis zur akademischen Ausbildung) schafft und diese so interessant gestaltet, dass auch Schüler-/innen und Studierende aus dem Ausland davon angezogen werden. Dies ist aber gleichzeitig auch eine Aufgabe der Bundesregierung.**

Die Altersteilzeit und Frühverrentung muss stärker vor dem Hintergrund des Fachkräftemangels in den Fokus genommen und ein Verbleiben im Arbeitsmarkt noch stärker attraktiviert werden. Ebenso können Maßnahmen von staatlicher Seite ergriffen werden, um die bisherigen Möglichkeiten zur betriebswirtschaftlichen Optimierung durch Altersteilzeit bzw. Vorruhestandsregelungen, die ja am Ende zu Lasten der volkswirtschaftlichen Leistungsfähigkeit geht, abzuschaffen.

LIEFERKETTEN

Lieferzeiten von netztechnischen Betriebsmitteln haben sich aus verschiedenen Gründen teils deutlich erhöht und verzögern dadurch den Netzausbau. Während Projektierer von EE-Anlagen mit der Situation noch einigermaßen zurechtkommen, klagen VNB deutlich stärker über lange Beschaffungszeiten. Einige von ihnen sehen hier ein besonders großes Hemmnis für den Netzausbau.

VNB sollten m. E. eine progressive Beschaffung von Betriebsmitteln anstoßen und eine umfangreichere Lagerhaltung vorsehen. Aufgrund des enormen Netzausbaubedarfes in den kommenden Jahren sehe ich das Risiko von Fehlbeschaffungen als gering und vertretbar an.

ANLAGENZERTIFIZIERUNG

Die größeren Erzeugungsanlagen benötigen ein sog. Anlagenzertifikat, damit sie ins Netz einspeisen dürfen. Da der Fachkräftemangel auch bei den zertifizierenden Unternehmen ausgeprägt ist, die Zubauzahlen von EZA deutlich zunehmen (und noch stärker steigen werden) und die Leistungsgrenze, ab der ein Zertifikat notwendig wird, herabgesetzt wurde, warten immer mehr EZA auf die Ausstellung von Anlagenzertifikate. Der sog. Zertifizierungsstau führt dazu, dass physisch vorhandene und angeschlossene EZA dennoch nicht ins Netz einspeisen dürfen.

Die Bundesregierung hat bereits darauf reagiert und erlaubt für EZA mit einer installierten Leistung von 135 bis 950 MW, das Anlagenzertifikat bis 18 Monate nach der Inbetriebnahme zu erbringen. Diese Regelung ist allerdings nur bis Ende 2024 in Kraft.

Eine effiziente Entlastungsmaßnahme wäre, wenn (temporär) nicht grundsätzlich für alle Anlagen (der Leistungsklasse B) ein vollständiges Anlagenzertifikat ausgestellt werden müsste. Vor allem bei Projektierern, die bereits viele Anlagen immer ordnungsgemäß errichtet haben, sollte es genügen, wenn sie nur im Rahmen einer Stichprobenziehung ein Anlagenzertifikat (zumindest die Erstellung der Konformitätserklärung) in Auftrag geben müssen. Natürlich müssten mit Blick auf die Diskriminierungsfreiheit geeignete Vorkehrungen getroffen werden. Ein solche Regelung bräuchte auch nur so lange in Kraft sein, bis der Zertifizierungsstau aufgelöst ist. Speziell bei Dachanlagen sollte grundsätzlich eine höhere Leistungsgrenze, beispielsweise bei 950 kW, angesetzt werden, ab der eine Zertifizierung erforderlich wird.

Darüber hinaus sollten verstärkt automatisierte Prozesse zur Anlagenzertifizierungen entwickelt und eingesetzt werden.

INHALTSVERZEICHNIS

Kurzfassung	1
Inhaltsverzeichnis.....	11
Abkürzungsverzeichnis.....	13
1 Einführende Worte	15
1.1 Zweck und Zielsetzung des Gutachtens.....	19
1.2 Vorgehensweise und Methodik.....	19
2 Regulierungsrahmen für die Verteilnetzbetreiber	21
2.1 Grundprinzipien der Anreizregulierung.....	21
2.2 Das „OPEX-Problem“	24
2.3 Das „Zinsproblem“	27
2.4 Das Problem fehlender Innovations-Anreize	29
2.5 Das „Regulierungsproblem ‚Netzdienliche Speicher‘“.....	31
2.6 Lösungsansätze	33
3 Genehmigungsverfahren	37
3.1 Bestandteile der Genehmigungsverfahren	37
3.2 Problemstellungen und Lösungsansätze	38
4 Netzanschluss	43
4.1 Gesetzliche Regelungen zur Bestimmung des Netzverknüpfungspunkts.....	43
4.2 Vielzahl der Netzanschlussbegehren und umfangreiche Netzreservierungen.....	44
4.3 Konservative Planungsgrundsätze.....	47
4.4 Mangelndes Wissen.....	50
4.5 Fehlende Langfriststrategie.....	53
4.6 Fehlende vorausschauende Planung.....	55

4.7	Ausufernde Einspeisenetze	60
4.8	Übergreifender Lösungsansatz: Netzanschluss durch den VNB („Feld- und Dachsteckdose“)	65
5	Fachkräftemangel	69
5.1	Fakten zum Fachkräftemangel.....	69
5.2	Maßnahmen zur Linderung	72
6	Lieferketten und Anlagenzertifizierung.....	75
6.1	Lieferzeiten von Netzbetriebsmitteln.....	75
6.2	Anlagenzertifizierung	76
	Literatur	79

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

ARegV	Anreizregulierungsverordnung
AV	Anzeigeverfahren
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BNetzA	Bundesnetzagentur
BKZ	Baukostenzuschuss
CAPEX	Capital Expenditures (Investitionsausgaben, Kapitalkosten)
dena	Deutsche Energieagentur
DSA	dynamische Sollwertanpassung (bei Regeltransformatoren)
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EOG	Erlösobergrenze
ESK	Einspeisespitzenkappung
EZA	Erzeugungsanlage
EZE	Erzeugungseinheit
E-UW	Einspeise-Umspannwerk
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN)
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
IT	Informationstechnologie
KI	Künstliche Intelligenz
MoU	Memorandum of Understanding

MS	Mittelspannung
NELEV	Verordnung zum Nachweis elektrotechnischer Eigenschaften für Energieanlagen
NS	Niederspannung
NVP	Netzverknüpfungspunkt
OPEX	Operational Expenditures (Betriebskosten)
PGV	Plangenehmigungsverfahren
PFV	Planfeststellungsverfahren
PV	Photovoltaik
RfG-VO	Europäische Verordnung zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzananschlussbestimmungen für Stromerzeuger (EU) 2016/631 ("Requirements-for-Generators-Verordnung")
RONT	regelbarer Ortsnetztransformator
ROV	Raumordnungsverfahren
RPV	Regionaler Planungsverband
StMWi	Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie
TAR	Technische Anschlussregeln
TOTEX	Total Expenditures (Gesamtkosten)
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
UW	Umspannwerk
VBEW	Verband der Bayerischen Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.
VNB	Verteilungsnetzbetreiber

EINFÜHRENDE WORTE

Der Ukraine-Krieg sowie die Klimakrise zeigen uns den notwendigen Handlungsbedarf, die Energiewende noch schneller voranzubringen. Die Klimaneutralität Deutschlands soll im Jahr 2045 erreicht sein. Bezogen auf die Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2000 stehen wir heute im Jahr 2023 ziemlich genau in der Mitte der Zeitspanne von Einführung des EEG bis zum Erreichen der Klimaneutralität.

Niemand weiß, wie die klimaneutrale Energieversorgung im Jahr 2045 im Detail aussehen wird. 2021 sind in Deutschland zwei Studien erschienen, die eine Umsetzung der klimaneutralen Energieversorgung bis zum Jahr 2045 auch in der technischen Struktur skizzieren. Während die Deutsche Energieagentur beispielsweise bei der installierten PV-Leistung einen Ausbaubedarf in Höhe von 259 GW sieht [1], wären nach der von Agora Energiewende und Agora Verkehrswende in Auftrag gegebenen Studie 385 GW und damit fast 50 % mehr an installierter PV-Leistung notwendig [2]. Auch bei den anderen Parametern (z. B. installierte Windenergieanlagen und Elektrolyseurleistung, Anzahl der Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge) liegen die Kennzahlen der Agora-Studie deutlich über denen der dena-Studie.

Unabhängig von diesem Unterschied zeigen die Ergebnisse die sehr herausfordernde, fast dramatische Situation beim Umbau der Energieversorgung, vor der wir in den kommenden gut 20 Jahren stehen. In Abbildung 1-1 wird mit den dena-Werten das etwas hoffnungsvollere Bild gezeichnet. Dargestellt ist die Zeitspanne vom Jahr 2000 bis zum Jahr 2045 mit dem Mittelstrich in der Bildhälfte, die nicht nur die Zeitspanne hälftig aufteilt, sondern gleichzeitig den heutigen Zeitpunkt markiert. In der rechten Bildhälfte stehen die notwendigen Ausbauziele für sechs ausgewählte Mantelparameter (installierte Windenergie-, PV-, Großbatterie- und Elektrolyseur-Leistung sowie die Anzahl an Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge) für das Jahr 2045. Die Balkenlängen repräsentieren dabei jeweils die Werte normiert als 100 %. In der linken Diagrammhälfte sind dagegen die heute erreichten Ausbauwerte eingetragen. Auch hier

symbolisieren die Balkenlängen diese Werte in normierter Form und damit den jeweiligen Anteil am Ausbauziel. Die einzelnen Abstände bis zur Mittellinie verdeutlichen nun den Ausbaumumfang, der in der gleichen Zeitspanne stattfinden muss.

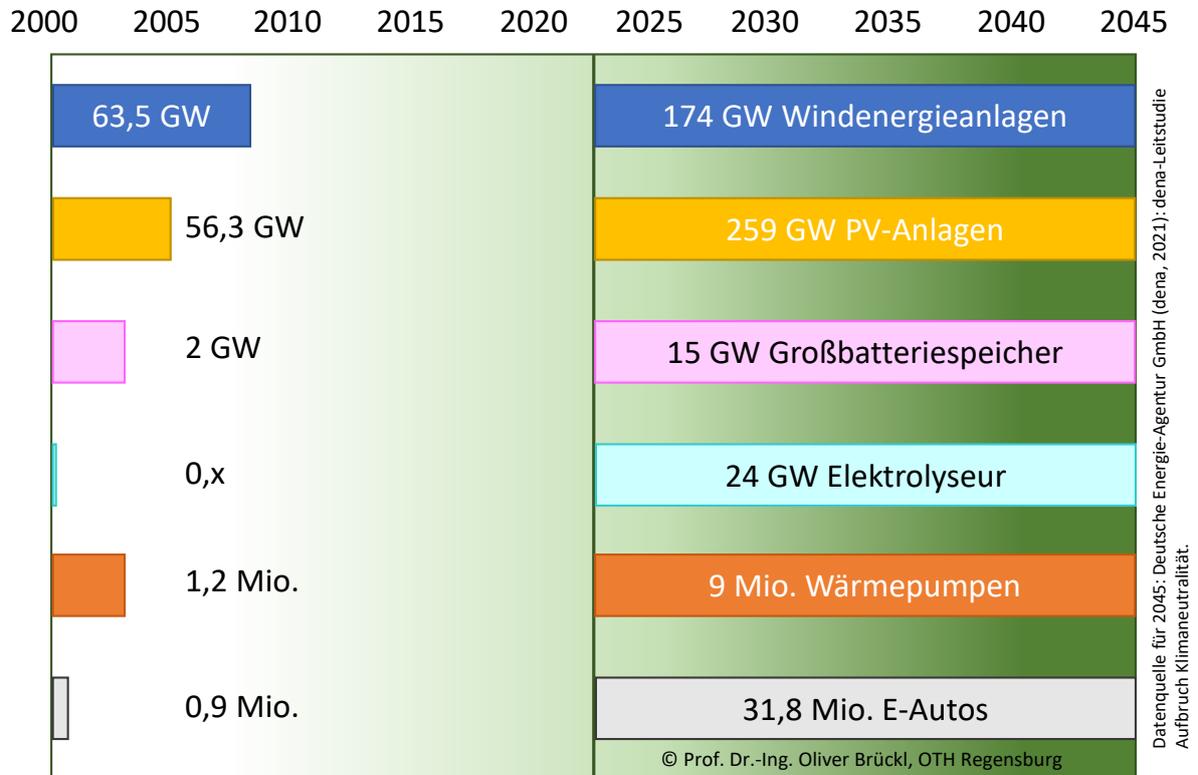


Abbildung 1-1. Übersicht über den bisher erreichten Ausbau von sechs ausgewählten Kenngrößen für die Energiewende (linke Bildhälfte) im Vergleich zu den notwendigen Ausbauzielen gemäß der dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität für das Jahr 2045 (rechte Bildhälfte); die linken Balkenlängen geben dabei im Vergleich zum Abstand zur Mittellinie bzw. den rechten Balkenlängen den Anteil an den zu erreichenden Werten wieder.

Vor diesem Hintergrund hat die Bundesregierung mit ihrem Osterpaket die Ziele der Energiewende erhöht und präzisiert. So soll beispielsweise bis 2035 der Stromsektor nahezu vollständig auf erneuerbaren Energien (EE) umgestellt sein. Dazu ist geplant, die jährliche an Land neu installierte Leistung von Windenergieanlagen deutlich von gut 2.700 MW im Jahr 2022 auf 10.000 MW ab dem Jahr 2025 anzuheben (Abbildung 1-2). Bei der Photovoltaik betrug die neu errichtete Anlagenleistung im Jahr 2022 gut 7.100 MW. Diese soll ab 2026 auf jährlich 22.000 MW steigen (Abbildung 1-3), die sich jeweils hälftig auf Dachanlagen und PV-Freiflächenanlagen aufteilen soll. Mit diesen ambitionierten Ausbaupfaden sollen im Jahr 2030 die Windenergieanlagen an Land insgesamt eine installierte Kapazität von rund 115 GW und die Photovoltaikanlagen eine kumulierte Leistung in Höhe von rund 215 GW erreichen.

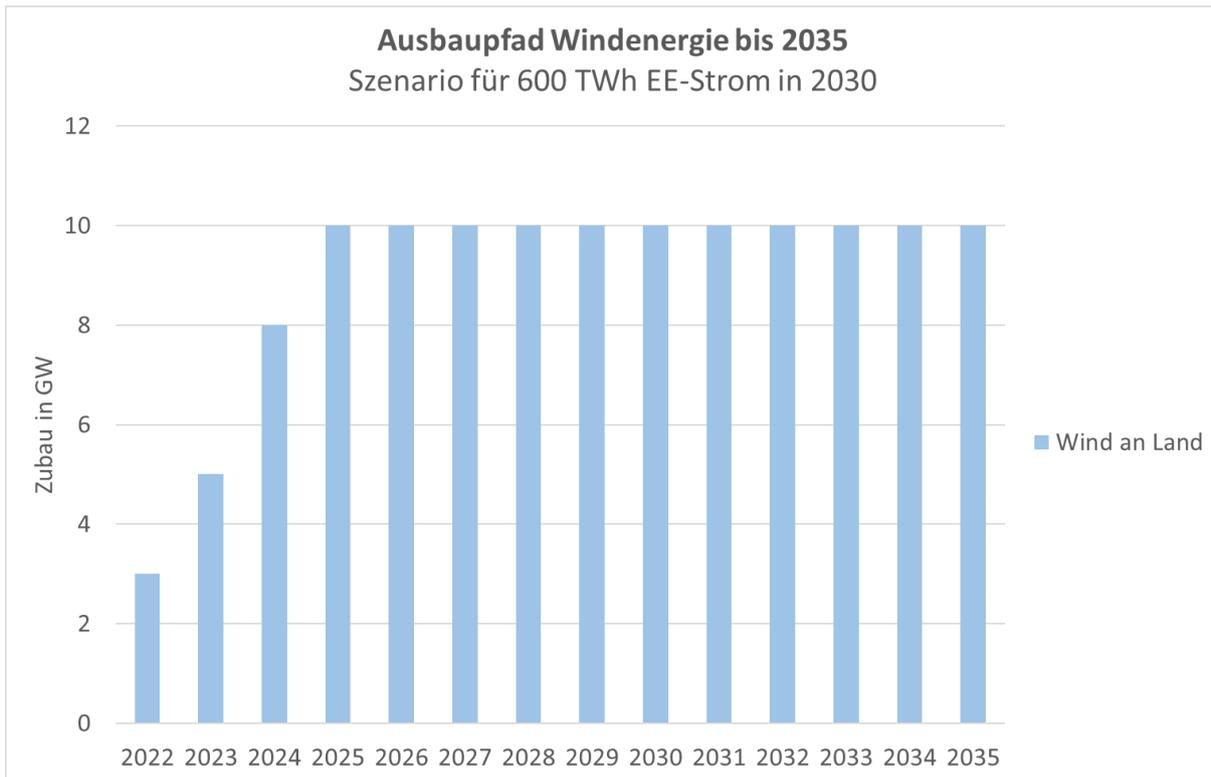


Abbildung 1-2. Geplanter Ausbaupfad der Windenergie bis 2035 gemäß den Zielen der Bundesregierung [3]

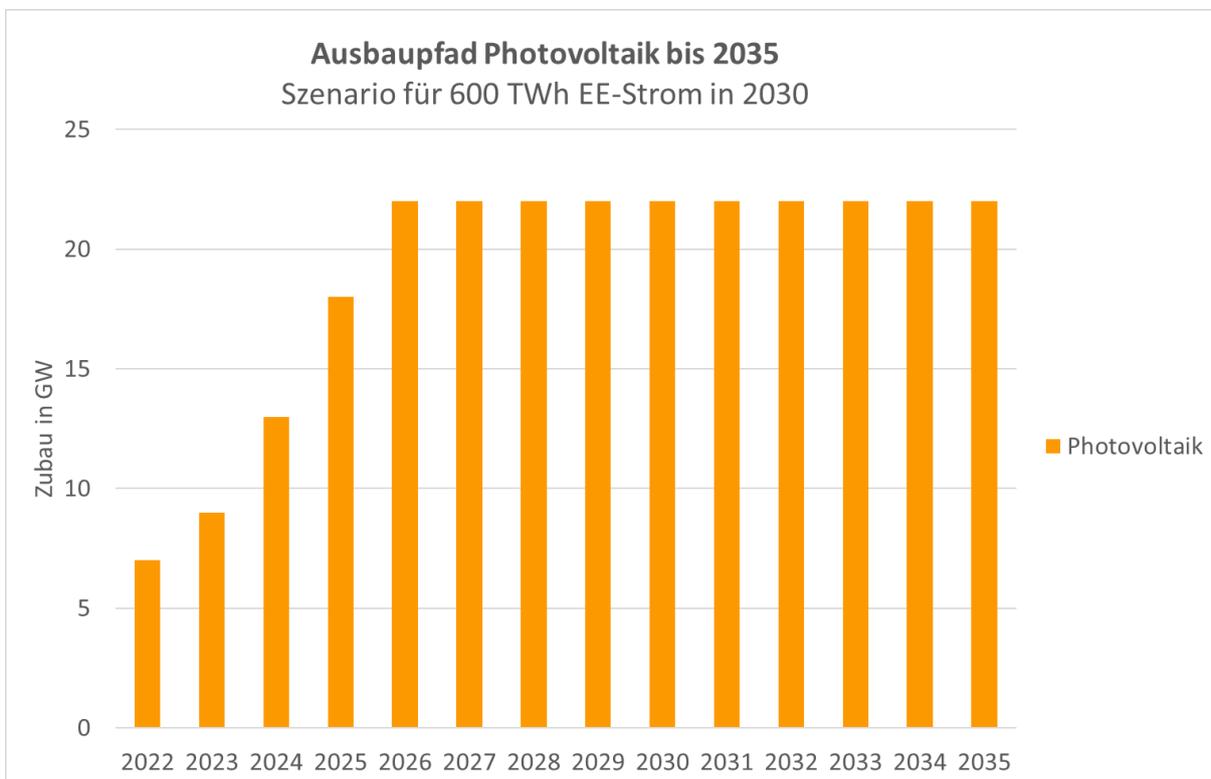


Abbildung 1-3. Geplanter Ausbaupfad der Photovoltaik bis 2035 gemäß den Zielen der Bundesregierung [3]

Mit Blick auf den Zubau im Umfang von rund 125 GW an Windenergie- und PV-Leistung, den wir nach über 22 Jahren heute erreicht haben, bedeutet dies eine 2,6-fache Zubauleistung in den kommenden 8 Jahren. Bezogen auf die Zubauleistung im Jahr 2022 ist der Ausbau von Windenergie und PV um den Faktor 3,2 zu beschleunigen.

Eine der größten Herausforderungen, die in diesem Zusammenhang ausschlaggebend sein wird, ist der Netzanschluss von EE-Anlagen. Wie nachfolgender Kartenausschnitt des Bayernviewers in Abbildung 1-4 offenbart, sind bereits bei rund der Hälfte der bayerischen Mittelspannungsnetze keine freien Netzanschlusskapazitäten mehr für EE-Anlagen mit einer Bemessungsleistung von über 750 kW vorhanden. Verschärfend kommt hinzu, dass seit einiger Zeit nun auch die Hochspannungsnetze an ihre Grenzen der Aufnahmefähigkeit stoßen. In dieser Spannungsebene beansprucht der Netzausbau bis zu 10 Jahre. Insofern stellt sich die Frage, wie die eingangs beschriebenen EE-Ausbau-Ziele überhaupt erreicht werden können.

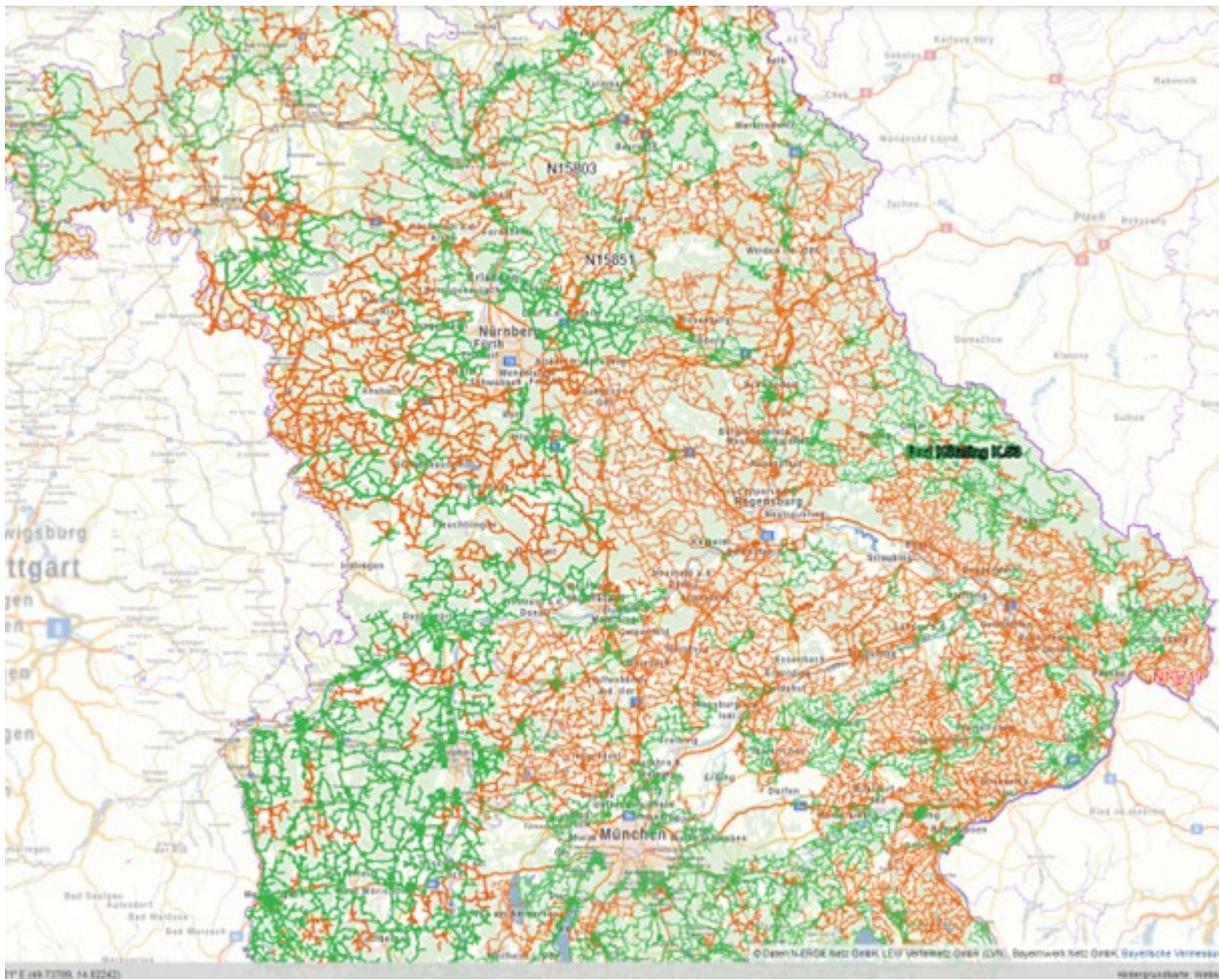


Abbildung 1-4. Übersicht über freie (grün markiert) und begrenzte bzw. derzeit nicht mögliche (rot markiert) Anschlusskapazitäten im bestehenden Mittelspannungsnetz (für Anlagen mit einer Leistung von mehr als 750 kW), Quelle: Energie-Atlas Bayern

1.1 ZWECK UND ZIELSETZUNG DES GUTACHTENS

Im Rahmen dieses Gutachtens sollen die wesentlichen Hemmnisse für den beschleunigten Verteilnetzausbau und den Netzanschluss für Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) vorgestellt und näher beleuchtet werden. Zur Überwindung dieser Hemmnisse sollen Optionen aufgezeigt und diskutiert sowie konkrete Handlungsempfehlungen abgeleitet werden, mit denen die hochgesteckten Ziele beim Netzanschluss von EE-Anlagen erreicht werden könnten.

Es ist nicht Ziel des Gutachtens, Beschleunigungsmöglichkeiten beim EE-Ausbau selbst zu beleuchten, die von allgemeiner Natur sind und nichts mit dem Netzanschluss zu tun haben.

Die möglichen Problemstellungen und deren Lösungsansätze werden dabei in folgenden Bereichen beleuchtet:

- Regulierungsrahmen für die Verteilnetzbetreiber,
- Genehmigungsverfahren von Netzausbauprojekten,
- Praxis der Netzintegration von EE-Anlagen,
- Personalkapazitäten,
- Beschaffung von Betriebsmitteln und Bau von Anlagen,
- Zertifizierungsprozess für den Netzanschluss von EE-Anlagen.

1.2 VORGEHENSWEISE UND METHODIK

Eine gute Ausgangsbasis bildet die Initiative „Verteilnetz und erneuerbare Energien Bayern“ [4] und Vorarbeit des Bayerischen Staatsministeriums für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie (StMWi) mit den Handlungsempfehlungen der vier Arbeitsgruppen „Priorisierung“, „Erneuerbare vor Ort“, „Genehmigungssprint“ und „Grüne Regulierung“. Von den 32 Handlungsvorschlägen werden alle für die Beschleunigung des Netzausbaus als relevant Erachteten aufgegriffen und diskutiert.

In das Gutachten fließen darüber hinaus eigene Erfahrungen aus der Vielzahl an Forschungsprojekten und der Mitarbeit in diversen Gremien mit ein.

Außerdem wurden zahlreiche Stakeholder für Interviews angefragt, wovon sich die meisten auch rückgemeldet und dazu bereitklärt haben. Unter den Stakeholdern waren ausgewählte Netzbetreiber und Stadtwerke, Projektierer von Windparks und PV-Freiflächenanlagen, Herstellerindustrie sowie Verbandsvertreter und Behörden. In diesen Gesprächen wurden ihre Problemanalysen und Lösungsvorschläge abgefragt und Lösungsansätze anderer Stakeholder sowie die des Gutachters vorgestellt und diskutiert.

In Summe wurden für das Gutachten 35 Gespräche geführt. Unter den 13 befragten Netzbetreibern befinden sich drei mit außerbayerischem Netzgebiet. Es ist festzuhalten,

dass alle Beteiligten einhellig im (verzögerten) Verteilnetzausbau das größte Hemmnis für die beschleunigte Umsetzung der Energiewende sehen.

Zusätzlich zu den oben genannten Gesprächen wurden Weitere mit einigen Betreibern von EE-Anlagen geführt (Betreiberesellschaften, Landwirte, Industrieunternehmen sowie Firmen und Einrichtungen aus den Bereichen Gewerbe, Handel und Dienstleistungen).

Im Gutachten werden alle Positionen und Einschätzungen offengelegt und diese durch den Gutachter eingeordnet. Zudem werden Vorschläge der Interviewpartner vorgestellt. Es ist festzustellen, dass trotz vieler gemeinsamer Sichtweisen die Befragten teils verschiedene Problemanalysen haben und daher auch zu unterschiedlichen Priorisierungen oder gar Schlussfolgerungen kommen. Auf dieser Basis werden schließlich Handlungsempfehlungen an die verschiedenen Entscheidungsträger abgeleitet.

REGULIERUNGSRAHMEN FÜR DIE VERTEILNETZBETREIBER

Zum besseren Verständnis wird Eingang beschrieben, nach welchen Grundprinzipien heute der Stromnetzbetrieb in Deutschland reguliert wird und welche wirtschaftlichen Randbedingungen die Stromnetzbetreiber vorfinden.

Danach folgen die Darlegung und Erörterung der verschiedenen Aspekte bzw. nach Wahrnehmung einiger Akteure Probleme oder Hemmnisse. Aus den Gesprächen mit den Netzbetreibern wurden vor allem das „OPEX-Problem“, das „Zins-Problem“ und das „Speicher-Problem“ identifiziert. Aus meiner Sicht besteht zusätzlich ein „Innovationsproblem“, das sich zwar auch über die OPEX- und Zins-Diskussion herleiten, aber sich am Ende doch nicht vollständig darüber erklären ließe.

Abschließend werden Lösungsansätze skizziert.

2.1 GRUNDPRINZIPIEN DER ANREIZREGULIERUNG

Da es in der Regel volkswirtschaftlich nicht sinnvoll ist, parallele Stromnetze verschiedener Netzbetreiber aufzubauen [5], gehören Stromnetze zu natürlichen Monopolen. Weil damit Stromnetzbetreiber eine Monopolstellung haben, werden der Stromnetzzugang und die Netzentgelte staatlich reguliert. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) übernimmt dabei die Kontroll- und Genehmigungsfunktion für die größeren Stromnetzbetreiber. Netzbetreiber mit weniger als 100.000 unmittelbar oder mittelbar angeschlossenen Kunden werden dagegen von den Landesregulierungsbehörden reguliert. Die gesetzliche Grundlage bildet(e) das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) mit den darauf basierenden Rechtsverordnungen. Die wichtigste davon ist die Anreizregulierungsverordnung (ARegV). Im Kern geht es darum, über einen bundesweiten Effizienzvergleich

Wettbewerbsbedingungen zwischen Stromnetzbetreibern herzustellen. Dieser Effizienzvergleich findet vor einer sog. Regulierungsperiode, die jeweils fünf Jahre umfasst, statt. Eingangsgrößen für den Effizienzvergleich sind die Kostensituation und charakteristische Netzkennzahlen eines Netzbetreibers des sog. Basisjahres bzw. Fotojahres (Abbildung 2-1). Als Ergebnis des Effizienzvergleichs wird jedem Stromnetzbetreiber eine individuelle Obergrenze für seine Erlöse (Erlösobergrenze; EOG) vorgegeben, die jedes Jahr um einen bestimmten Prozentsatz absinkt. Damit Kostensenkungen bei Netzbetreibern zu keiner nicht hinnehmbaren Verringerung der Versorgungsqualität führen, gibt es auf Basis der festgestellten Qualität Zu- oder Abschläge zur EOG.

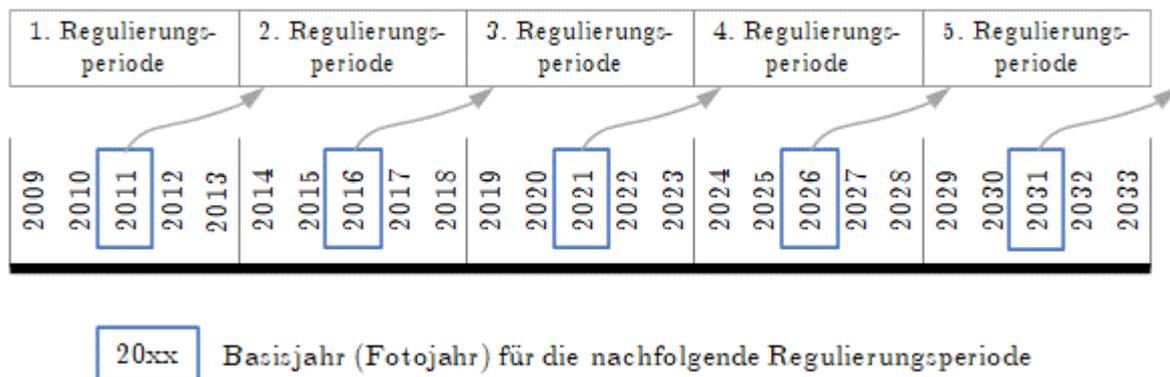


Abbildung 2-1. Veranschaulichung der Regulierungsperioden und Darstellung der Basisjahre für den Effizienzvergleich

Der Grundgedanke des Effizianzanreizes liegt in der Entkopplung der beim Netzbetreiber tatsächlich entstehenden Kosten innerhalb einer Regulierungsperiode von den ihm zugestandenem Erlösen, die über die EOG vor der Regulierungsperiode bestimmt werden. Die EOG berücksichtigt auch die potenziellen wirtschaftlichen Gewinne für den Netzbetreiber. Diese ermitteln sich aus der Verzinsung seines eingesetzten Kapitals. Dazu legt die BNetzA vor einer Regulierungsperiode u. a. die Höhe des zugestandenem Eigenkapitalzinssatzes (EK-Zinssatz) fest. Dieser orientiert sich am mittleren Wert des risikolosen Basis-Zinssatzes der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere über die vergangenen zehn Jahren (zuzüglich eines Wagniszuschlags¹). Für die kommende 4. Regulierungsperiode ab 2024 sinkt der EK-Zinssatz (jeweils vor Abzug der Körperschaftssteuer) von aktuell 6,91 % auf 5,07

¹ Der Wagniszuschlag dient zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse. Hierbei werden die Bewertungen von Netzbetreibern auf den Kapitalmärkten, die durchschnittliche Verzinsung des Eigenkapitals auf ausländischen Märkten sowie mögliche Unterschätzungen des unternehmerischen Wagnisses berücksichtigt. Der Wagniszuschlag wird für die vierte Regulierungsperiode auf 3,39 % festgesetzt. Zusammen mit dem 10-Jahre-Durchschnittswert der Umlaufrendite in Höhe von 0,74 % resultiert ein EK-Zins von 4,13 % nach Steuern bzw. 5,07 % vor Steuern (mit dem Steuerfaktor 1,226).

% für Neuanlagen und von 5,12 % auf 3,51 % für Altanlagen². Bei der EK-Verzinsung für Bestandsanlagen, die bereits im Basisjahr vorhanden (aktiviert) waren, wird zusätzlich noch nach der Höhe des insgesamt eingesetzten Eigenkapitals differenziert. Für den Eigenkapitalanteil, der die regulatorische Eigenkapitalquote von 40 % übersteigt, wird ein deutlich niedrigerer Zinssatz gewährt. Dieser sog. EK-II-Zinssatz sinkt von aktuell 2,71 % auf künftig 1,72 %. Für betriebsnotwendige Anlagegüter, die nach dem jeweiligen Basisjahr hinzukommen, wird für die kalkulatorische Verzinsung ein Mittelwert aus dem EK-Zins, der mit 40 % gewichtet wird, und dem EK-II-Zins, der mit einer Gewichtung von 60 % eingeht, zugrunde gelegt.

Der kalkulatorische (EK-)Verzinsung kann als Gewinn vom Netzbetreiber nur dann erreicht werden, wenn ein Effizienzwert von 100 % festgestellt wurde und seine Kosten die EOG nicht überschreiten.

Ausgangspunkt des Effizienzvergleichs ist die sog. Kostenprüfung, die für jeden Netzbetreiber individuell vorgenommen wird. Grundlage dafür ist der handelsrechtliche Jahresabschluss eines Netzbetreibers für das Basisjahr, welches immer drei Jahre vor Beginn einer neuen Regulierungsperiode liegt. Es werden alle Investitionsausgaben bzw. Kapitalkosten (CAPEX, Capital Expenditures) und Betriebsausgaben (OPEX, Operational Expenditures) berücksichtigt, abgesehen von Sondereffekten. Alle Kosten werden dabei noch unterschieden zwischen dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten (z. B. Konzessionsabgaben, Betriebssteuern, Betriebs- und Personalratstätigkeit, Kosten für die Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen, ...) und grundsätzlich beeinflussbaren Kosten. Nur letztere gehen schließlich in den anschließenden bundesweiten Effizienzvergleich ein. Der Effizienzvergleich ist folglich „OPEX-CAPEX neutral“, weil er eine Gesamtkostenbetrachtung (TOTEX, Total Expenditure, = CAPEX + OPEX) durchführt. Neben den Kosten (Aufwandsparameter) werden Vergleichsparameter, auch als Strukturparameter bezeichnet, berücksichtigt. Dazu zählen beispielsweise Gebietseigenschaften (z. B. versorgte Fläche) und individuelle Versorgungsaufgaben (z. B. Anzahl der Kunden). Für jeden Netzbetreiber werden seine Kosten so zu sagen als „Inputs“ seiner Leistungserbringung gegenübergestellt. Die Vergleichsparameter stellen quasi „Outputs“ dar. Abschließend wird jeder Netzbetreiber innerhalb einer Gruppe ähnlicher Netzbetreibern einem Vergleich unterzogen und aus dem Gesamtkosten-Benchmark schließlich ein individueller Effizienzwert für jeden Netzbetreiber abgeleitet.

Mit der Novellierung der ARegV im Jahr 2016 wurde der Effizianzanreiz gestärkt, indem besonders effiziente Netzbetreiber, die ihre Kosten entsprechend weit unter den vorgegebenen Erlösen senken können, einen zusätzlichen Gewinn erwirtschaften können. Diese Netzbetreiber werden so zu sagen für ihr besonders kosteneffizientes Wirtschaften mit einem Bonus belohnt.

² Grundsätzlich werden Neu- und Altanlagen nicht unterschiedlich verzinst. Die Notwendigkeit der nominalen Unterscheidung erklärt sich daraus, dass bei Bewertung der Altanlagen die zwischenzeitliche Inflation zu berücksichtigen ist.

Die Novellierung sollte auch die Investitionsbedingungen für Netzbetreiber verbessern, indem Investitionen unmittelbar und individuell anerkannt werden können und nicht mehr ein pauschales Budget vorgegeben wird, wie es in den ersten beiden Regulierungsperioden der Fall war. Mit diesem sog. Kapitalkostenaufschlag können Netzbetreiber für Investitionen, die nach dem Basisjahr zu tätigen sind, jährlich eine Anpassung der EOG beantragen und damit eine schnellere Refinanzierung erwirken. Vorher konnte ein Zeitverzug zwischen dem Investitionsjahr und der Berücksichtigung in der EOG von bis zu sieben Jahren auftreten, was die effektive „Verzinsung“ neu gebauter Netzinfrastruktur deutlich herabsetzen konnte. Dieser Zeitverzug wirkte nach Einschätzung der Netzbetreiber wie eine Investitionsbremse. Während auch der Erwerb oder die Pacht von Vermögensgegenständen Dritter im Kapitalkostenaufschlag berücksichtigt werden können, ist dies für Anlagengüter, die von Dienstleistern bereitgestellt werden, nicht möglich. Diese Kosten stellen Betriebsausgaben dar und zählen somit zu den OPEX.

Auch Kosten für das Engpassmanagement zählen zu OPEX. Bis zum Ende der dritten Regulierungsperiode (2023) werden diese noch als nicht beeinflussbar eingestuft. Insofern können Verteilnetzbetreiber diese Kosten einfach durchreichen. Sie haben damit keinen Anreiz aus der ARegV heraus, diese Kosten im Vergleich zu anderen Maßnahmen abzuwägen. Ab der vierten Regulierungsperiode sollen die Aufwendungen für das Engpassmanagement als beeinflussbare (genauer gesagt als volatile³) Kosten gelten. In den Effizienzvergleich sollen sie erstmals im Jahr 2026 (Basisjahr für fünfte Regulierungsperiode) eingehen. In der Zwischenzeit (vierte Regulierungsperiode) gilt eine Übergangsregelung, damit Verteilnetzbetreiber (VNB) ein effizientes Engpassmanagement umsetzen können. Des Weiteren kann ein zeitlicher Versatz zwischen der Errichtung der anzuschließenden EE-Anlagen und dem dadurch ausgelösten Netzausbau im Effizienzvergleich durch die BNetzA Berücksichtigung finden. Dies soll aber nur dann geschehen, wenn der „nacheilende Netzausbau“ nicht durch den Netzbetreiber beeinflussbar war. Die künftige regulatorische Behandlung des Engpassmanagements wird auch vom Branchenverband BDEW, der auch die Interessen der Netzbetreiber vertritt, begrüßt [6].

2.2 DAS „OPEX-PROBLEM“

Im Kontext mit dem Engpassmanagement schlägt der BDEW einen Digitalisierungsfaktor im Effizienzvergleich vor. Da die Digitalisierung zum großen Teil OPEX-Kosten darstellen, würden die Netzbetreiber nach Einschätzung des BDEW wirtschaftliche Einbußen hinnehmen müssen, wenn die aufwandsgleichen Kosten für die IT-Infrastruktur und des IT-Betriebs gegenüber dem Basisjahr ansteigen [6]. Während ein Anstieg von CAPEX-Kosten innerhalb einer Regulierungsperiode über den Kapitalkostenabgleich anerkannt und verzinst werden kann, ist dies mit dem OPEX-Aufwand nicht

³ Die Einstufung als volatile Kosten erlaubt eine jährliche Anpassung der EOG des Verteilnetzbetreibers.

möglich. Mit der Einführung eines Erweiterungsfaktors möchte der BDEW erreichen, dass die EOG bei besonderen Ausgaben zur Digitalisierung erhöht werden kann.

Nach Einschätzung der BNetzA haben Netzbetreiber gewisse Wahlrechte bei der Zuordnung von Ausgaben zur Digitalisierung und können damit geschickt ihre Finanzpolitik darauf ausrichten. Bei einigen Betriebskosten besteht – je nach sog. Aktivierung in der Bilanzierung – demnach Entscheidungsspielraum, ob sie im Kapitalkostenabgleich oder als Aufwand verbucht werden. Als Beispiel sei hier die Anschaffung von Software genannt, die im Paket gleich Lizenzgebühren und Wartungskosten für einen bestimmten Zeitraum beinhalten kann. Außerdem weist die BNetzA darauf hin, dass der Zweck einer Digitalisierung sei, Prozesse schneller und effizienter zu gestalten.

Dennoch fallen in Verbindung mit der IT auch reine Betriebskosten (Betreuung durch Personal, Stromverbrauch, ...) an, so dass nach meiner Einschätzung die Forderung des BDEW grundsätzlich berechtigt ist. Inwieweit seine vorgeschlagenen Parameter zur Bewertung des Erweiterungsfaktors Digitalisierung geeignet sind, soll und braucht hier nicht diskutiert werden. Denn es stellt sich m. E. grundsätzlich die Frage, ob ein speziell nur für die Digitalisierung vorgesehener Erweiterungsfaktor für die Beschleunigung des Netzausbaus und eine kosteneffiziente Integration von EE-Anlagen zielführend sein kann. Denn zur Bewältigung des rasanten Netzausbaus braucht es mehr als nur die Digitalisierung der Netze. Es erfordert beispielweise einen erheblichen Personalaufbau, der sich nicht allein mit der Digitalisierung begründen ließe. Das Problem der Hemmnisse bei der Beschleunigung des notwendigen Netzausbaus und bei der Umsetzung einer kosteneffizienten Integration von EE-Anlagen bliebe meiner Ansicht nach trotz Erweiterungsfaktor Digitalisierung mit den aktuellen regulatorischen Rahmen grundsätzlich bestehen.

Das Problem der Kostenanerkennung bei den OPEX wurde auch im Rahmen der Initiative „Verteilnetz und erneuerbare Energien Bayern“ des StMWi (nachfolgend vereinfachend StMWi-Verteilnetzinitiative genannt) erörtert. Als Lösung schlägt die Arbeitsgruppe (AG) 4 („Grüne Regulierung“) vor, die Kostenprüfung im Rahmen des Effizienzvergleichs „mit Augenmaß“ durchzuführen und insbesondere „im Zusammenhang mit der Netzintegration von dezentralen Erzeugungsanlagen nach dem EEG anfallende [steigende] Personalkosten“ in der EOG zu berücksichtigen.

Neben den Aufwänden für die Digitalisierung und dem höheren Personalbedarf kann man sich auch noch weitere Kostenbestandteile (z. B. elektrische Verluste) vorstellen, die mit der weiteren und vor allem beschleunigten Energiewende ebenfalls ansteigen. Insbesondere Vergütungen Dritter für deren Erbringung von entsprechenden Systemdienstleistungen, z. B. für netzdienliches Verhalten.

Die Lösung in Form einer Verallgemeinerung des Erweiterungsfaktors, d. h. eine Anerkennung von höheren Betriebsausgaben nicht nur in Verbindung mit der Digitalisierung, kann auf der anderen Seite Nachteile mit sich bringen. Wenn nämlich jeder Betriebskostenaufwuchs (sofort) anerkannt werden würde, gäbe es für die Netzbetreiber

keinen Anreiz mehr, sich Gedanken zu machen, wie sie die Versorgungsaufgabe effizienter lösen könnten.

Damit besteht in der Tat eine gewisse ungleiche Behandlung von CAPEX und OPEX. Während also für die Festlegung der EOG gestiegene Kapitalkosten auch innerhalb einer Regulierungsperiode über den Kapitalkostenabgleich berücksichtigt werden können, gilt für OPEX weiterhin der sog. Budgetansatz. Steigende OPEX – mit Ausnahme der nicht-beeinflussbaren Kosten sowie der Zunahme durch Inflation – können also durch die Netzbetreiber nicht durch Anpassung der Netzentgelte refinanziert werden.

Schon seit vielen Jahren sehen die meisten Netzbetreiber in der unterschiedlichen regulatorischen Behandlung von CAPEX und OPEX ein grundsätzliches Hemmnis für einen effizienten Netzausbau bzw. günstige Netzintegration von EE-Anlagen. Auch in den durchgeführten Interviews führten die meisten befragten Netzbetreiber diesen Aspekt an bzw. bestätigen dies auf Rückfrage. Diese Problematik ist der BNetzA sehr bewusst. Sie möchte und wird dieses Thema nach eigener Aussage zeitnah angehen.

Dieses System der unterschiedlichen Behandlung von CAPEX und OPEX durch Aufgabe des Budgetprinzips und Einführung des Kapitalkostenaufschlags wurde mit der letzten Evaluierung 2015/2016 mit Wirkung ab der dritten Regulierungsperiode (Beginn 2019) eingeführt. Die BNetzA hätte dagegen gerne grundsätzlich am vorher geltenden System festgehalten. In der ersten und zweiten Regulierungsperiode galt für alle Kostenbestandteile das Budgetprinzip. Netzbetreiber bekamen ein festgelegtes Budget zur Verfügung gestellt und zwar unabhängig davon, ob diese in eine OPEX- oder CPAX-lastige Maßnahme investierten. Einsparungen konnte ein Netzbetreiber im Prinzip behalten. Gegen das alte System wurde mit „Wer investiert verliert“ argumentiert, weil die Anerkennung von Kapitalkosten nach Ansicht der Netzbetreiber sofort umgesetzt werden müssten. Die BNetzA hatte vorgeschlagen, das Budgetprinzip evolutionär weiterzuentwickeln (AregV 2.0) [7]. Kernelemente wären eine Anpassung des sog. Erweiterungsfaktors (zur Berücksichtigung des Netzausbaus und den damit verbundenen höheren Kosten gegenüber dem Basisjahr) und die Einführung eines sog. Efficiency-Carryover-Mechanismus gewesen (siehe dazu auch [8]). Ergänzend sollte auch die Anerkennung von Investitionsmaßnahmen für besonders ausbauverpflichtete VNB möglich sein. Am Ende hat sich die Politik für den Kapitalkostenabgleich entschieden, um der Forderung der Abschaffung des Zeitverzugs der Rückerstattung von Investitionen entgegenzukommen. Auch der BDEW hat in seiner Stellungnahme im Jahr 2014 „starke Anreize für Investitionen“ und eine „Benachteiligung von Betriebskosten“ darin gesehen [8].

Der Unterschied lässt sich am folgenden Gedankenspiel, welches in Abbildung 1 illustriert ist, offenlegen. Es seien zwei Netzbetreiber, die exakt die gleiche Versorgungsaufgabe haben und dafür gleich hohe Mittel aufwenden. Im Effizienzvergleich erreichen beide Netzbetreiber den gleichen Effizienzwert. Der Unterschied soll nun darin liegen, dass bei Netzbetreiber A alle seine Aufwendungen ausschließlich in Form von Investitionsausgaben bestehen, bei Netzbetreiber B alle Aufwendungen reine Betriebsausgaben darstellen sollen. Im Ergebnis wird die EOG für Netzbetreiber A nun um die

Verzinsung des eingesetzten Kapitals entsprechend der festgesetzten Rendite (aktuell⁴ 5,64 % nach Steuern) erhöht. Für den Netzbetreiber B entspricht dagegen die EOG genau seinen Gesamtausgaben. Er kann also keinen Gewinn erzielen, die Umsatzrendite beträgt 0 %. Auf den ersten Blick bestätigt sich damit der Eindruck, dass OPEX-lastige Maßnahmen sich betriebswirtschaftlich nicht so auszahlen wie CAPEX. Die BNetzA ordnet diesen Sachverhalt allerdings anders ein. Sie weist darauf hin, dass für gebundenes Kapital die Kapitalgeber eine Rendite erwarten, die so hoch sein muss, dass sie die Opportunitätskosten für diese Kapitalgeber abdeckt. Denn ansonsten würden Kapitalgeber woanders investieren. OPEX beanspruchen dagegen kein gebundenes Kapital, weshalb dafür auch keine Rendite zu zahlen seien. Würde man auch auf OPEX eine Rendite gewähren, schlussfolgert die BNetzA, könnten mit höheren Betriebsausgaben mehr verdient werden. Der Anreiz zu Kosteneinsparungen ginge stärker verloren.

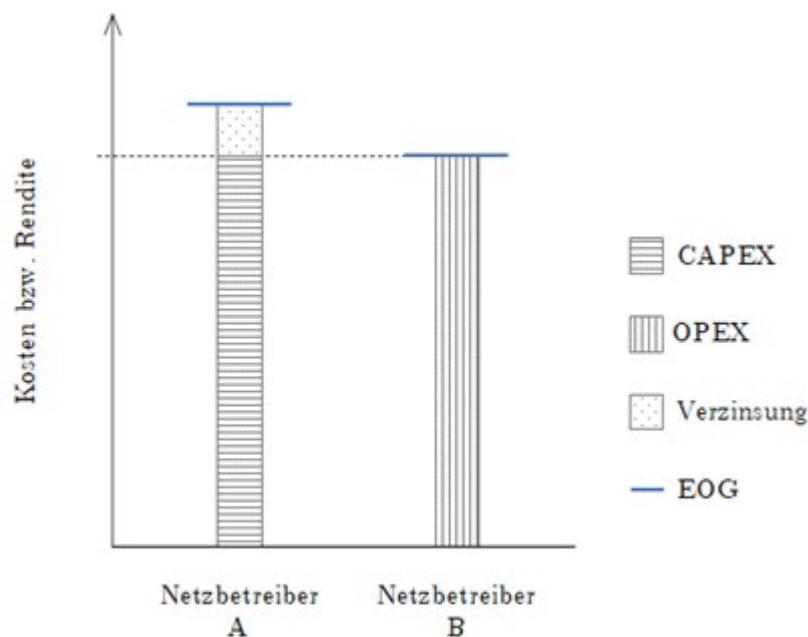


Abbildung 2-2. Veranschaulichung der unterschiedlichen Behandlung von CAPEX und OPEX in der Anreizregulierung.

2.3 DAS „ZINSPROBLEM“

Die Herausforderung liegt also darin, die Zinssätze für Eigen- und Fremdkapital so festzulegen, dass es für die Netzbetreiber indifferent zwischen CAPEX und OPEX ist, weil die Rendite dann nur so hoch wäre, dass gerade die Kapitalbeschaffungskosten abgedeckt sind.

⁴ Setzt sich zusammen aus dem 10-Jahresdurchschnittswert der Umlaufrendite in Höhe von 2,49 % und einem Wagniszuschlag in Höhe von 3,15 %.

Nach Auffassung der BNetzA sind die Zinssätze auskömmlich, was sich nach ihrer Analyse an den jährlichen Zahlen zum Investitionsvolumen der Netzbetreiber widerspiegelt. Einige Netzbetreiber äußern dahingehend Kritik, dass der aktuelle 10-Jahres-Durchschnittswert eine lange Niedrig-Zins-Phase abbildet und damit die festgesetzten Zinssätze sich im Umfeld nun steigender Zinsen für Kapitalgeber als zu niedrig und weniger interessant erweisen. Eine Umstellung in der Zinsbestimmung, beispielsweise durch Einbezug prognostizierter Zinsen, hält die BNetzA aufgrund der damit verbundenen Unsicherheiten für weniger geeignet. Ihrer Überzeugung nach ist eine lange Reihe der beste Schätzer für die Zukunft. Nicht nur das hohe Investitionsvolumen stärkt ihre Auffassung. Der BNetzA gegenüber ist noch nicht vorgetragen bzw. der Nachweis erbracht worden, dass eine Kapitalbeschaffung nicht möglich sei. Die gewählte Methode zur Zinsbestimmung sei ökonomisch valide und gerichtlich bestätigt. Sie habe aber den Netzbetreibern versichert, stets die Zinsentwicklung zu beobachten und ihre Zinssätze anzupassen, falls grundlegende Änderungen ersichtlich werden.

Inwieweit die von allen befragten Netzbetreibern, wie auch vom E.ON-Konzern insgesamt (siehe dazu [9]), geforderten höheren Verzinsungen für den zu beschleunigenden Netzausbau wirklich notwendig sind, lässt sich für mich aus den geführten Gesprächen nicht beurteilen. Es könnte tatsächlich bei dem einen oder anderen Netzbetreiber das Problem der Finanzierung des Netzausbaus bestehen bzw. aktuell – im Umfeld steigender Zinsen – auftreten. Man muss nämlich bedenken, dass das Investitionsvolumen als Indikator rückblickend ist und Netzbetreiber sich wohl unterschiedlichen Bedingungen gegenüber Kapitalgebern sehen. Allerdings wird es keine individuellen Entscheidungen für einzelne Netzbetreiber geben. Grundsätzlich dürfte aber auch einfach eine politische Forderung nach höherer Marge mitschwingen.

Neben der Verzinsung des eingesetzten Kapitals sehen einige VNB ein grundsätzliches Problem in der Kapitalbeschaffung. Der Netzausbau erfordert in den kommenden Jahren laut Aussage von VNB ein drei- bis viermal so hohes Investitionsvolumen als bisher. Man geht von einer Verdopplung der Leitungen und Umspannwerke in der Hochspannungsebene sowie einer Zunahme des Mittelspannungsnetzes von 30 bis 50 % aus und hat in den letzten Jahren darüber hinaus eine Verdopplung der Beschaffungspreise für Schlüsselkomponenten verzeichnet. Daher wird nach Einschätzung von VNB eine Kapitalbeschaffung auch deshalb schwierig, weil das Eigenkapital im Verhältnis zum enormen Bedarf an Fremdkapital zu gering werden wird. Zwei vom EE-Ausbau stark betroffene VNB schlagen daher vor, dass entweder staatliche Zuschüsse oder staatliche Kredite gewährt werden sollten. Konkret präferiert einer dieser VNB langfristige zinsgünstige Darlehen mit Eigenkapitalcharakter über die KfW. Andernfalls wird nach seiner Einschätzung der Netzausbau allein aus finanzieller Sicht scheitern.

Nach meiner Einschätzung ist das Problem der Finanzierbarkeit nicht einfach von der Hand zu weisen. Der vom niederländischen Staatsunternehmen gewünschte Verkauf der deutschen Tochter Tennet TSO GmbH unterstreicht die Problematik der Kapitalbeschaffung. Vor diesem Hintergrund sollte tatsächlich über staatliche KfW-Kredite für den Netzausbau nachgedacht werden. Diese könnten im Umfang so limitiert werden,

dass einerseits keine Verzerrungen auf den Kapitalmärkten auftreten und andererseits die Netzbetreiber die Möglichkeit haben, genügend Kapital zu bekommen. Am Geld darf der Netzausbau nicht scheitern. Nach meinem Verständnis müsste der Kapitalmarkttheorie folgend der Zins dafür genauso hoch sein, wie er aktuell von der BNetzA für Fremdkapital festgesetzt ist.

2.4 DAS PROBLEM FEHLENDER INNOVATIONS-ANREIZE

Der Netzbetreiber kann bzgl. der CAPEX-OPEX-Diskussion schon in einem Dilemma stecken. Wenn die Verzinsung des eingesetzten Kapitals zu niedrig wäre, könnte der Netzbetreiber die Kapitalbeschaffung nicht finanzieren bzw. würde dies entsprechend zu Lasten seines Gewinns gehen. In diesem Fall wäre es aber auf dem ersten Blick auch nicht logisch, CAPEX-lastige Maßnahmen zu bevorzugen. Eine Verschiebung hin zu OPEX-lastigen Maßnahmen führt aber auf der anderen Seite auch zu entsprechenden Gewinnschmälerungen, weil der beeinflussbare Teil davon nicht durch eine jährliche Anpassung der EOG berücksichtigt wird. Selbst wenn dies ermöglicht werden würde und auf dem Papier eine Indifferenz zwischen CAPEX- und OPEX-lastigen Maßnahmen über die gesamte Regulierungsperiode erreicht wäre, bleibt bei OPEX-lastigen Maßnahmen i. d. R. die Unsicherheit, wie sich der Bedarf bzw. der Einsatz solcher in den kommenden Jahren entwickeln wird, weil sie beispielsweise vom Wetter oder anderen nicht vorhersehbaren Faktoren abhängen. Bei Investitionen in konventionelle Netzinfrastuktur hat der Netzbetreiber dieses Problem nicht. Er kennt vor der Investition alle relevanten Bedingungen (z. B. Höhe der einhergehenden Investitionen, Zins für Kreditbeschaffung, Wartungskosten, ...).

Die Befragungen zeigen zudem auf, dass selbst nach sieben Jahren aktuell von der seit dem Jahr 2016 gesetzlich erlaubten Einspeisespitzenkappung (ESK) zur Verringerung des Netzausbaubedarfs bis vor Kurzem nicht oder nur in geringem Umfang Gebrauch gemacht wurde. Dies erstaunt zunächst, da die Kosten für das Engpassmanagement derzeit noch als nicht beeinflussbare OPEX eingestuft sind und damit vom Netzbetreiber eins zu eins durchgereicht werden können. Er könnte damit ohne einen Einfluss auf seine Gewinnsituation dieses Instrument anwenden.

Diese Tatsache könnte ein Indiz dafür sein, dass sich konventioneller Netzausbau bislang doch mehr lohnte als Einspeisespitzen zu kappen. Dies stützt die Vermutung, dass die Verzinsung des eingesetzten Kapitals – zumindest bislang – doch sehr auskömmlich und keine CAPEX-OPEX-Indifferenz vorhanden war.

Diesen Erklärungsansatz liefert auch eine Untersuchung der Universität Kassel aus dem Jahr 2021 [10]. Darin wurden die betriebs- sowie volkswirtschaftlichen Aspekte am Beispiel des Netzausbaus in der Niederspannung untersucht. Neben dem konventionellen Netzausbau werden darin regelbare Ortsnetztransformatoren, (Strang-)Spannungsregler sowie das Engpassmanagement durch Lademanagement von Elektrofahrzeugen betrachtet. Im Ergebnis ist nach dieser Untersuchung „der Trend erkennbar, dass die

kapitalintensivsten Lösungen, die zugleich auch die höchsten volkswirtschaftlichen Kosten hervorrufen, zu den höchsten Gewinnen seitens der Netzbetreiber führen.“ Die Autoren bemerken auch, dass damit ein weiteres Risiko für die Energiewende einhergeht. Wird nämlich „stets die kapitalintensivste Lösung durch den Netzbetreiber bevorzugt, so stellt sich die Frage, ob aus dem Netzgeschäft heraus genügend Kapital generiert werden kann. Es sei daher entscheidend, „kapitalschonende technische Lösungen betriebswirtschaftlich einzusetzen“. Trifft dieser Erklärungsansatz tatsächlich zu, bedeutet dies im Umkehrschluss aber auch, dass die heutige Ausgestaltung der Anreizregulierung keine volkswirtschaftlich günstige Umsetzung der Energiewende zu leisten vermag.

Ein weiterer Grund für die verzögerte Nutzung der ESK könnten darin bestehen, dass Netzbetreiber sich grundsätzlich schwerer tun, Innovationen in ihre Prozesslandschaft einzuführen, als andere Industrieunternehmen, die einem risikoreicheren Umfeld ausgesetzt sind. Die Einführung von Innovationen ist anfänglich auch immer mit deutlichem (Personal-)Aufwand verbunden.

In den Interviews weisen die befragten VNB aber darauf hin, dass sie zunehmend nun die ESK zur Anwendung bringen und die Abregelmengen jetzt stark ansteigen.

Unklar bleibt, ob dies nun tatsächlich dem ungünstigeren Zinsumfeld und einer Veränderung beim CAPEX-OPEX-Anreiz geschuldet ist, die Einführung von solchen neuen Werkzeugen in einer risikominimierten Regulierung einfach halt nur länger dauert oder ob am Ende der politische Druck dazu bewegt. In jedem Fall sollte in sehr naher Zukunft erwartet werden können, dass Netzbetreiber die ESK auch umfänglich als Standardwerkzeug verwenden. Schließlich sieht der Gesetzgeber (siehe § 11 Abs. 2 EnWG), dass für einen bedarfsgerechten, wirtschaftlich zumutbaren Ausbau der Stromnetze eine Abregelmenge von bis zu 3 Prozent des prognostizierten jährlichen Stromertrags von Onshore-Windenergie sowie PV-Anlagen angenommen werden kann. Solange dieser Spielraum nicht ausgeschöpft ist, ist es schwer dem Argument zu geringer EK-Verzinsung und schwieriger Kapitalbeschaffung vollumfänglich zu folgen. Der Gesetzgeber übt mittlerweile auch Druck auf die VNB aus, indem er in § 14d EnWG von den VNB verlangt, ab dem Jahr 2024 im Netzausbauplan den Umfang der ESK in seinem Netz der Regulierungsbehörde offenzulegen.

Festzustellen bleibt grundsätzlich, dass neue Technologien, Planungs- und Betriebsverfahren nur relativ langsam bei Netzbetreibern Eingang finden. Beispielhaft seien an dieser Stelle neben der ESK der witterungsabhängige Freileitungsbetrieb, welcher bereits 2012 im Netzentwicklungsplan beschrieben wurde, aber erst 2022 zur flächendeckenden Anwendung kommt, oder der regelbare Ortsnetztransformator, der 2013 als Serienlösung eingeführt, aber mit Ausnahme eines deutschen VNB, bei allen anderen VNB grundsätzlich nicht bzw. nur in Pilotprojekten oder in sehr vereinzelt Fällen eingesetzt wurde, genannt. Auch bei dem Thema Nutzung netzdienlicher Flexibilität dürfte es noch eine Zeit lang wohl bei Forschungs- und Pilotprojekten bleiben.

2.5 DAS „REGULIERUNGSPROBLEM „NETZDIENLICHE SPEICHER“

Gerade beim letzten Punkt weisen viele VNB darauf hin, dass netzdienliche Speicher helfen könnten, den Netzausbaubedarf zu reduzieren (zur quantitativen Einordnung siehe Kapitel 3, Seite 55). Hierbei gehen ihre Forderungen von (Teil-)Erlassen von Baukostenzuschüssen über öffentliche Förderung für den Baukostenzuschuss bis hin zum Betrieb in ihrem Eigentum.

Zur letzten Forderung ist anzumerken, dass nach dem europäischen EU-Gemeinschaftsrecht im Sinne der Entflechtung von Netzbetrieb und Stromhandel, in Deutschland umgesetzt im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), Netzbetreibern nicht erlaubt ist, Speicher in ihrem Eigentum zu betreiben.

Auch ist darauf hinzuweisen, dass Investitionen in einen Speicher sich allein über den Nutzen im Bereich von Netzausbaueinsparungen nicht rechnen. Da Speicher für netzdienliche Zwecke nur in wenigen Stunden eines Jahres ihren Betrieb anpassen müssten, hätte ein Speicher im Eigentum eines Netzbetreibers zur Folge, dass dieser das restliche, also fast das ganze Jahr über ungenutzt bliebe. Eine marktliche, also über den reinen netzdienlichen Zweck hinausgehende Nutzung ist dem Netzbetreiber aber nicht erlaubt. Die Entflechtung der Rolle eines Netzbetreibers von der eines Stromhändlers soll sicherstellen, dass Netzbetreiber nicht aus ihrer natürlichen Monopolstellung heraus die Strommärkte beeinflussen und damit Monopolgewinne erwirtschaften bzw. ihre Konkurrenten bzw. die ihrer Konzernschwestern benachteiligen können. Dürften Netzbetreiber nämlich selbst Strom handeln, damit sie beispielsweise „ihre“ Speicher wirtschaftlich betreiben könnten, bestünde dadurch die Gefahr, dass sie ihren eigenen Strom günstiger oder kostenfrei durch ihr Netz leiten könnten. Auch Informationen über freie Kapazitäten oder zu Kunden könnten durch den Netzbetreiber bei seinen Stromhandelsaktivitäten gegenüber anderen Stromhändlern zum eigenen Vorteil ausgenutzt werden. Im Stromhandel könnte es insgesamt zu Wettbewerbsnachteilen und damit am Ende zu höheren Kosten für die Stromkunden kommen.

In [11] wird das Thema Speichereinsatz durch Verteilnetzbetreiber für zwei Varianten beschrieben und diskutiert. In Variante 1 wird der Speicher im Eigentum des Netzbetreibers durchgespielt. Damit aber der Netzbetreiber nicht selbst zum Stromhändler werden muss, sollte er „überschüssige“ Speicherkapazitäten über eine Auktion diskriminierungsfrei an Dritte vergeben. Die Erlöse daraus könnten netzkostenmindernd in der Regulierung abgebildet werden. In Variante 2 befände sich der Speicher dagegen im Eigentum eines Marktteilnehmers. Um solche Speicher aber bestmöglich nutzen zu können, wird vorgeschlagen, Speicherkapazitäten inkl. ihrer Anforderungen an Netzanschlusspunkt und Betrieb durch den Netzbetreiber ausschreiben zu lassen und die Beschaffungskosten für die Speicherkapazitäten als Aufwand im Rahmen der Netzentgeltregulierung geltend zu machen. Die beiden Autoren, Angestellte von einem außerbayerischen VNB, sprechen sich im Vergleich für Variante 1 aus, weil sie vermuten, dass die Zahlungs- und Investitionsbereitschaft dritter Marktteilnehmer geringer sei als die

von Netzbetreibern. Als weiterer Vorteil wird angeführt, dass damit „netzoptimierte“ Standorte der Speicher sowie Skalen- und Verbundvorteile durch eine netzbetreiberseitige Bündelung von Speichern (Pooling) leichter zu erreichen seien. Gerade die letzten beiden Argumente überzeugen mich dahingehend nicht, da nicht offengelegt wird, warum dies nicht auch mit Variante 2 in dem Umfang möglich sein sollte. Meines Erachtens hängt dies wesentlich von der Qualität der Ausschreibung sowie der Vertragsgestaltung ab. Der erste Punkt mag durchaus zutreffen; eine volkswirtschaftliche Effizienz lässt sich daraus aber nicht schlussfolgern. Hintergrund ist nach meiner Auffassung, dass eine Investition seitens der Netzbetreiber mit geringeren Risiken verbunden wäre als durch Dritte. Nur so ließe sich auch der Unterschied in der Zahlungsbereitschaft erklären. In diesem Zusammenhang drängt sich vergleichend die Frage auf, warum man ein Auto als Eigentum (eigener Speicher) besitzen muss, wenn dieses nur für ein paar Stunden im Jahr benötigt wird, und nicht ein Taxi (Speicher eines Dritten) für den gleichen Zweck nehmen möchte.

Unbekannt ist vielen, dass Variante 2 mit dem aktuellen Regulierungssystem sehr wohl schon umsetzbar ist und unter bestimmten Voraussetzungen sogar Variante 1. Netzbetreiber müssen nach § 11a EnWG Speicherdienstleistungen zunächst marktlich von Dritten beschaffen. Nur wenn das nicht gelingt, darf er selber Speicher errichten, verwalten oder betreiben (§ 11b EnWG)), zumindest solange sich kein Dritter findet, der die netzdienliche Speicherkapazität günstiger anbietet. Die Ausgaben für Beschaffung von Speicherdienstleistungen wären nach heutigem Verständnis Kosten für das Engpassmanagement. Und diese bekommt ein Netzbetreiber in voller Höhe ohne Risiko erstattet. Insofern stellt sich die Frage, warum Netzbetreiber keinen größeren Gebrauch davon machen. Auch für die BNetzA ist unklar, warum Netzbetreiber dieses Instrumentarium nicht umfassender nutzen. Neben dem CAPEX-OPEX-Dilemma (siehe vorhergehender Abschnitt, 1. Absatz) bringt die Verteilnetzinitiative des StMWi einen Erklärungsansatz hervor. Unter Vorschlag 6 „Einsatz von netzdienlichen Speichern“ der AG 1 (Priorisierung) wird dargelegt, die §§ 11a und 11b in die Praxis zu bringen, Pilotanwendungen umzusetzen und sich durch das StMWi gegenüber der BNetzA unterstützen zu lassen. Im Gespräch mit einem VNB wurde diesbezüglich deutlich, dass der Begriff Netzdienlichkeit je nach örtlichen Netzgegebenheiten sehr unterschiedlich aufzufassen und der monetäre Umgang noch zu klären ist. Unklar bleibt aber, bei welchen Forderungen genau das StMWi die Netzbetreiber unterstützen soll.

Selbst wenn die Errichtung eines Speichers im Eigentum durch die Netzbetreiber ermöglicht werden würde, müssten aus oben genannten Gründen jegliche Stromhandelsgeschäfte für sie untersagt und der Betrieb nur auf die wenigen kritischen Stunden beschränkt bleiben. Dann schließt sich die Frage an, wie es regulatorisch zu handhaben und volkswirtschaftlich zu rechtfertigen wäre, wenn der Netzbetreiber einen hohen Aufwand für die Vermarktung der freien Speicherkapazitäten aufbringen muss und vor allem diese nicht (vollständig) vermarkten und damit die Investitionskosten erwirtschaften kann. Man könnte ja auf der anderen Seite die gewünschten Speicherdienstleistungen genauso hoch vergüten, wie Kosten auf der Seite des Netzbetreibers anfallen würden. Netzbetreiber haben bereits heute die Möglichkeit, netzdienliche

Speicherdienstleistungen zur Beschleunigung der Energiewende einzusetzen. Der Speicher muss dazu nicht im Eigentum des Netzbetreibers stehen. Warum sollte man also von der jetzigen Regelung abkehren? Von daher besteht m. E. kein Handlungsbedarf seitens der Politik, das Unbundling-Gebot aufzuweichen, sondern eher darin, die Netzbetreiber zu motivieren, die bestehenden Möglichkeiten zur marktlichen Beschaffung von Speicherdienstleistungen auszuschöpfen. Nicht alle, aber die meisten der befragten Projektierer von EE-Anlagen lehnen Speicher im Eigentum von Netzbetreibern ab.

Mit den VNB stimmen die meisten Projektierer aber in der Forderung überein, dass für Speicher der Baukostenzuschuss (BKZ) (teil-)erlassen werden können, wenn diese sich netzdienlich verhalten, sind m. E. mehrere Frage- bzw. Aufgabenstellungen verbunden.

Eine zur wirtschaftlichen Vermeidung von Netzausbau erforderliche Netzdienlichkeit kann in den verschiedenen Netzen bzw. an verschiedenen Netzanschlusspunkten sehr unterschiedlich sein. Dies kann von nur geringen Beeinflussungen bis hin zu erheblichen Einschränkungen der Betriebsweise des Speichers und an der Teilnahme an den verschiedenen Strommärkten führen. Von daher wäre eine diskriminierungsfreie Festlegung der Netzdienlichkeit und Zuordnung zu sachgerechten Erlassen bei den Baukostenzuschüssen zu erarbeiten. Daran anschließend stellt sich die Frage, warum der finanzielle Anreiz und die Vereinbarung zur Netzdienlichkeit gerade über den Baukostenzuschuss gelöst werden soll. Genau dieser Weg würde im Effizienzvergleich eine deutlich höhere Komplexität mit sich bringen und die Herausforderung darstellen, netzdienliche Speicher sachgerecht und mit den anderen technischen Lösungsoptionen abwägend zu berücksichtigen. In diesem Zusammenhang stellt sich nämlich die Frage, warum die Netzdienlichkeit von Verbrauchern oder Einspeisern anders als die von Speichern honoriert werden soll. Ebenso wäre zu klären, wie mit dem Erlass von Baukostenzuschüssen für eine Netzdienlichkeit umzugehen ist, die mit Veränderungen der Netzstruktur nicht mehr gebraucht wird. Nach meiner Überzeugung brauchen wir ein einheitliches System zur Umsetzung bzw. zum Anreiz netzdienlichen Verhaltens von Netznutzern unabhängig vom Anlagentyp oder ihrer technischen Struktur. Dies ist jedoch noch eine grundsätzlich ungelöste Aufgabenstellung und in meinen Augen auch zu verbinden mit der allgemein als notwendig erachteten Reformierung der Netzentgelte. Den einfachen Weg über einen Erlass des BKZ sehe ich dagegen als unkritisch an, wenn der Netznutzer sicherstellt, dass mit der Installation des Speichers grundsätzlich sowohl keine höhere Einspeise- als auch Bezugsleistung verursacht wird.

2.6 LÖSUNGSANSÄTZE

So betonen viele der befragten Netzbetreiber, dass die bestehende Regulierungspraxis auf Kosteneffizienz (eines Bestandsnetzes) und „Kupfer“ ausgelegt sei, nicht aber in ausreichendem Maße auf den zu bewältigenden Netzausbau und Innovationen („Köpfchen“).

Wir haben gesehen, welche Kosten uns am Ende die Abhängigkeit vom russischen Erdgas dann doch beschert hat. Primäres Ziel muss also die Beschleunigung des Netzausbaus sein. Bis 2035 (das sind gerade nur mehr 12 Jahre) möchte Deutschland seinen Stromsektor klimaneutral haben. Vor diesem Hintergrund besteht dringlichster Handlungsbedarf, die Regulatorik danach auszurichten.

OUTPUT-ORIENTIERTE REGULIERUNG

Die Notwendigkeit einer Weiterentwicklung der Anreizregulierung sehen auch [12,13]. Als Lösung wird hierin eine sog. output-orientierte Regulierung vorgeschlagen. Dabei wird die effizienz-orientierte Regulierung (EOG) durch Erlöselemente ergänzt, die das Erreichen spezifischer Leistungsziele abbilden. In [12] ist eine ganze Reihe verschiedener Output-Parameter aufgelistet. Zu nennen sind beispielsweise der Netzausbau oder die Resilienz. Als Lösung für das „Basisjahr-Problem“ und die OPEX-CAPEX-Verzerrung sehen die Autoren in einem projektspezifischen Budgetansatz und einer festgelegten OPEX-CAPEX-Zuordnung [13]. Damit kann nach deren Ansicht verhindert werden, dass Netzbetreiber die sichere Rendite aus einer Kapitalinvestition den unsicheren zukünftigen Erlösen aus OPEX-lastigen Maßnahmen vorziehen. Im Idealfall werde der Netzbetreiber indifferent zwischen CAPEX- und OPEX-lastigen Maßnahmen.

Der Ansatz einer output-orientierten Regulierung geht nach meinem Dafürhalten in die richtige Richtung. Die Kosteneffizienz muss schon das anzustrebende Ziel einer Regulierung sein. Nur muss das Erreichen der Klimaschutz- und EE-Ausbauziele als zwingende Nebenbedingung sehr zeitnah in der Ausgestaltung des Regulierungsregimes (in Form von Justierschrauben) mitaufgenommen werden. Damit würde sich m. E. auch die Forderung erübrigen, das „Basisjahr-Problem“ durch jährliche Anpassungen, wie es bei den CAPEX (Kapitalkostenabgleich) der Fall ist, zu lösen.

Eine künftige für die Erlössituation eines Netzbetreibers mitentscheidende Bewertungsgröße könnte darin liegen, wie stark er seinen Netzausbau beschleunigen kann. Daher sollten nicht nur die Zahl und angeschlossene Leistung der EE-Anlagen und Netznutzer berücksichtigt werden, sondern explizit als eigenständiger Vergleichs-/Output-Parameter der Zuwachs dieser beiden Größen. Natürlich würde damit der von den bisher statischen Parametern geprägte Regulierungsrahmen zusätzlich eine dynamische Dimension bekommen und damit der Effizienzvergleich grundsätzlich auch unter den Netzbetreibern kontroverser diskutiert werden.

AUSGEPRÄGTERE FINANZIELLE ANREIZE (UND RISIKEN)

Meiner Ansicht nach sollten wir auch darüber nachdenken, die finanziellen Anreize (grundsätzlich) stärker auszuprägen. Wer mit seinem Netzausbau schneller ist, sollte am Ende auch mit einer höheren Rendite belohnt werden. Wer dagegen zu langsam ist, sollte am Ende schon das Risiko tragen müssen, dass er keine oder kaum eine Rendite erwirtschaftet. Im Grunde genommen stellt die Novellierung der ARegV im Jahr 2016 schon einen ersten Schritt in diese Richtung dar. Nach meinen Recherchen sind – zumindest was große VNB angeht –, alle Unternehmen hinsichtlich ihrer Rendite nur

wenige Prozentpunkte, also nicht sehr weit auseinander. Dies mag auch ein Ausdruck dafür sein, dass im regulierten Umfeld kein hohes unternehmerisches Risiko besteht. An dieser Stelle sollte dennoch über eine stärkere Aufspreizung der erreichbaren Renditen von VNB überlegt werden, sowohl in Richtung eines Risikos hin zu einer geringeren effektiven Verzinsung als auch in Richtung besserer Chancen auf höhere Renditen. Natürlich muss sich die Aufspreizung der individuellen Renditen an den volkswirtschaftlichen Gegenwerten orientieren, die tatsächlich mit den Netzkosten einhergehen.

Natürlich eröffnet dies das Risiko einer existenzbedrohenden Schieflage für die ineffizientesten Netzbetreiber, weil sie womöglich die Zinssätze der aufgenommenen Kredite nicht mehr (in voller Höhe) bedienen können. Auf der anderen Seite sollte dies zu höheren Anreizen führen, Innovationen schneller einzuführen und Ineffizienzen schneller abzubauen. Es sollte durchaus das Szenario vorstellbar sein, dass Netze von anderen effizienteren Netzbetreibern übernommen werden können. Es kann auch die Übernahme eines existenzbedrohten Netzbetreibers durch den Staat interessante Verbesserungsansätze bringen. Er könnte, unabhängiger von betriebswirtschaftlichen Interessen geleitet, versuchen z. B. mit langfristigeren Unternehmensentscheidungen ein volkswirtschaftlich kostengünstigeres Ergebnis zu erzielen und aus dem Vergleich mit den privatgeführten Unternehmen Potenziale zur Weiterentwicklung der regulatorischen, aber auch den anderen Randbedingungen erkennen und heben⁵. Wichtig ist natürlich, dass gleiche Bedingungen für die Kapitalbeschaffung hergestellt bzw. die möglichen Vorteile durch den Staat aus dem Vergleich herausgerechnet werden.

TRANSPARENZ DER RENDITEN

Neben einer stärkeren Differenzierung im Effizienzvergleich (künftig besser als Leistungsvergleich bezeichnet) kann eine Veröffentlichung der anonymisierten Renditeverteilung der Netzbetreiber helfen, durch diese Transparenz den Leistungsdruck zu erhöhen. Netzbetreiber und deren Anteilseigner können dadurch im Vergleich sehen, wie ihre Leistungsfähigkeit und Wirtschaftlichkeit gegenüber den anderen Netzbetreiber einzuordnen sind.

WETTBEWERB DER LANDESREGULIERUNGEN

Ein interessanter Vorschlag (Nr. 6) der AG 4 der StMWi-Verteilnetzinitiative ist ihre Forderung, „den Regulierungsbehörden der Länder signifikante eigene Befugnisse“ einzuräumen und den künftigen Regulierungsrahmen nicht ausschließlich bundeseinheitlich durch die BNetzA zu schaffen. Begründet wird dies mit länderspezifischen Besonderheiten, wie z. B. der PV-dominierte EE-Ausbau in Bayern.

Persönlich sehe ich den großen Charme darin, zugleich ein Stückweit die Tür öffnen zu können, auch einen Wettbewerb und eine Vergleichsmöglichkeit unter verschiedenen

⁵ Die aktuelle Diskussion über die Übernahme der Tennet TSO GmbH bietet hier die Möglichkeit auf Übertragungsnetzebene zu erfahren, ob ein staatlich geführter Netzbetreiber aufgrund seiner niedriger priorisierten betriebswirtschaftlichen Interessen zu einem insgesamt volkswirtschaftlich effizienteren Netzbetrieb in der Lage ist.

akzentuierten bzw. gewichteten Vergleichs- bzw. Output-Parametern in der Regulatorik zu erlangen. Aus dem Ländergleich ließen sich wertvolle Erkenntnisse zur Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens auch für die BNetzA gewinnen.

VORGEZOGENE EVALUIERUNG UND KONKRETE VORSCHLÄGE ZUR WEITERENTWICKLUNG DER REGULATORIK

Mit dem EuGH-Urteil vom 02.09.2021 muss der BNetzA deutlich mehr Unabhängigkeit in ihren Entscheidungen gewährt werden. Damit ist keine politische Einflussnahme mehr möglich wie bisher, z. B. durch Vorgabe von Rechtsverordnungen wie der ARegV. Gebunden ist die BNetzA aber weiterhin an den Grundsätzen und Regeln, die auf EU-Ebene festgelegt werden. In dieser Hinsicht können also der BNetzA keine detaillierten Vorgaben mehr gemacht werden. Nach ihrer Aussage möchte sich die BNetzA bis auf Weiteres weitestgehend an den bisherigen Rechtsverordnungen halten, allein schon deswegen, um Verunsicherungen bei den Netzbetreibern zu vermeiden. Auch weist sie darauf hin, dass unabhängig davon viele rechtliche, die Energiewende betreffende Aspekte weiterhin dem Primat der deutschen Politik untergeordnet sind und diese von der BNetzA in ihren Entscheidungen zu beachten sind.

Die BNetzA wird also deutlich größere Entscheidungsbefugnisse haben als bisher. Sie wird sich daher für die Erreichung der Klimaschutzziele hinsichtlich der Hemmnisse im Netzausbau auch deutlich stärker verantworten und rechtfertigen müssen als bisher. Unabhängig ihres nun größeren Ermessungsspielraums zeigt sich die BNetzA sehr offen für Vorschläge zur Weiterentwicklung vor allem auch mit Blick auf die Umsetzbarkeit der zu beschleunigenden Energiewende.

In der Anreizregulierungsverordnung ist festgeschrieben, dass die BNetzA bis zum 31. Dezember 2024 einen Bericht mit einer Evaluierung und Vorschlägen zur weiteren Ausgestaltung der Anreizregulierung vorlegen muss. Hier fordert die StMWi-Verteilnetzinitiative, diesen Bericht vorzuziehen und dabei den „Fokus auf die grundsätzliche Eignetheit des Regulierungsrahmens zum Erreichen der Klimaschutzziele“ zu legen. Dies erscheint m. E. auch notwendig in Anbetracht der noch verbleibenden Zeit. Umgekehrt sollte die Bayerische Staatsregierung die Zeit nutzen, um einen eigenen Vorschlag unter Berücksichtigung der obigen Empfehlungen zu erarbeiten.

GENEHMIGUNGSVERFAHREN

Dieses Kapitel widmet sich den Verzögerungen des Netzausbaus durch Genehmigungsprozesse und der Sicht der Netzbetreiber, Projektierer und von Genehmigungsbehörden dazu. Einführend wird eine sehr kompakte Übersicht über die Bestandteile der Genehmigungsverfahren und die betroffenen Spannungsebenen gegeben.

Die Verteilnetzinitiative des StMWi hat für diesen Aspekt eine eigene Arbeitsgruppe (AG 3) eingerichtet, die mit dem richtungsweisenden Namen „Genehmigungssprint“ bezeichnet wurde. Dabei wurde der Fokus auf den 110-kV-Netzausbau gelegt. Die AG 3 hat sieben Vorschläge unterbreitet, die auch im Folgenden in einer Zusammenschau mit den Ergebnissen aus den eigenen Interviews mit Netzbetreibern, Stadtwerken und Projektierern von EE-Anlagen vorgestellt werden.

3.1 BESTANDTEILE DER GENEHMIGUNGSVERFAHREN

Langwierige Genehmigungsverfahren verzögern den Verteilnetzausbau und den Netzanschluss von EE-Anlagen. Zügige Verfahrensabläufe sind essenziell für die Erreichung der Ausbauziele von erneuerbaren Energien. Für die BNetzA sind Verzögerungen im 110-kV-Netzausbau ersichtlich, was für sie ein Indiz für lange Genehmigungsdauern ist.

Für den Neubau einer Hochspannungsleitung sind öffentlich-rechtliche und privatrechtliche Genehmigungen erforderlich. Die öffentlich-rechtliche Genehmigung erfolgt in der Regel in zwei Phasen, dem Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren. Die privatrechtliche Genehmigung erfolgt in Verhandlungen des Netzbetreibers mit den Grundstückseigentümern.

Leitungsbauvorhaben ab der 110-kV-Ebene erfordern i. d. R. ein Raumordnungsverfahren (ROV) mit anschließendem Planfeststellungsverfahren (PFV). Nach Angaben

der Netze BW benötigt das ROV im Schnitt ca. 3,2 Jahre, das PFV rund 2,5 Jahre. Vorher und dazwischen sind seitens des Netzbetreibers die Grob- und die Detailplanung notwendig, so dass in Summe von grob 6 bis 8 Jahren auszugehen ist, bevor nach Identifizierung seiner Notwendigkeit überhaupt der eigentliche Netzausbau beginnen kann. Hinzu kommt schließlich die Bauzeit.

Wenn keine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) durchzuführen ist, kann anstelle des PFV ein Plangenehmigungsverfahren (PGV) gewählt werden. Ein solches kommt aber nur in Betracht, wenn Rechte anderer nicht oder nur unwesentlich beeinträchtigt sind. Für PGV gibt die Netze BW eine mittlere Dauer von 1,8 Jahren an. Bei Umspannwerken reicht i. d. R. ein PGV. Inklusive der Planungs- und Bauzeiten ist hier von 3 bis 5 Jahren auszugehen.

Bei nur unwesentlichen Änderungen oder Erweiterungen von Leitungen oder Anlagen kann auf ein PFV oder PGV verzichtet werden. In solchen Fällen reicht ein Anzeigeverfahren (AV).

Der Ausbau von Leitungen in der Mittel- und Niederspannungsebene (MS-, NS-Ebene) ist nicht baurechtlich genehmigungspflichtig und erfordert nur ein Erlaubnisverfahren. Übereinstimmend berichten VNB und Projektierer, dass die Verlegung von Mittelspannungsleitungen und der Netzausbau in der Niederspannung kein Hemmnis für die Energiewende darstellt. Lediglich in wenigen Fällen seien die „Auflagen zu hart“ oder problematisch, wenn beispielsweise neu asphaltierte Straßen betroffen sind.

3.2 PROBLEMSTELLUNGEN UND LÖSUNGSANSÄTZE

Ein Projektier berichtete davon, dass er für einen kostengünstigeren Netzverknüpfungspunkt den Austausch eines Tragmastes einer Hochspannungsfreileitung mit einem sog. Abspannmast mit dem zuständigen VNB vereinbart hatte. Die Genehmigung dafür hat drei Jahre in Anspruch genommen. Nachfolgend werden die verschiedenen Aspekte erörtert, die in Zusammenhang mit den Genehmigungsverfahren genannt wurden.

PRIORISIERUNGEN DER PLANUNGSGEGENSTÄNDE

Der erste Vorschlag der AG 3 der StMWi-Verteilnetzinitiative, ein Memorandum of Understanding (MoU) zur Wichtigkeit und Dringlichkeit des Netzausbaus zu initiieren, mit dem eine entsprechende Priorisierung der Genehmigungsverfahren bei Behörden und besseres Verständnis in der Öffentlichkeit erreicht werden soll, wurde bereits im Juli 2022 umgesetzt und ist unter [4] zu finden. Dies ist ein begrüßenswerter erster positiver Schritt hin zur Beschleunigung von Genehmigungsprozessen.

Eine entsprechende, aber konsequente Priorisierung der Ausbaumaßnahmen im Bereich der Energieversorgung gegenüber anderen Genehmigungsvorhaben stellt m. E. ein probates Mittel zur Beschleunigung dar. Vor allem gegenüber dem Straßenbau sollten Stromnetzvorhaben grundsätzlich eine höhere Priorität haben, zumal der Verkehrszuwachs bei weitem nicht an die Steigerungsraten beim EE-Zubau heranreicht.

STANDARDISIERUNG UND DIGITALISIERUNG

Vorschlag 2 der AG 3 knüpft direkt an das MoU an und fordert eine Einheitlichkeit in allen Regierungsbezirken und Abwicklung der Verfahren nach klaren Standards. Ziel ist dabei die Beschleunigung der Verfahren durch Etablierung von Musterantragsunterlagen, die in allen sieben Regierungsbezirken zur Anwendung kommen und damit den Vorhabenträgern das Ausfüllen der Anträge erleichtern. Außerdem soll eine Checkliste abgestimmt werden, mit der sich einheitlich und schnell bestimmen lässt, welche Vorabstimmungen notwendig sind und darauf basierend welches Genehmigungsverfahren (PFV, PGV oder AV) erforderlich ist. Ein regelmäßiger Erfahrungsaustausch zwischen den Behörden und Vorhabenträgern soll die Effektivität und Fortentwicklung dieses Arbeitsprozesses sicherstellen. In diesem Zusammenhang wird die Digitalisierung der Verfahren erwähnt, die u. a. durch Nutzung einer Behördencloud vorangetrieben werden soll. Auf konkretere Schritte in der Digitalisierung der Genehmigungsverfahren geht die Verteilnetzinitiative nicht ein.

Die Vereinheitlichung und Abwicklung nach klaren Standards sollten eigentlich selbstverständlich sein und Genehmigungen in der Qualität nicht von der Subjektivität von einzelnen Beamten abhängen. Laut einem Projektierer sind aber deutliche Unterschiede zwischen den Landratsämtern vorhanden. Einige „winken“ Vorhaben sehr schnell durch, bei manchen seien deutlich längere Bearbeitungszeiten die Regel.

Entscheidende Bedeutung kommt dem regelmäßigen Erfahrungsaustausch zu. Dessen zeitnahe Ausgestaltung und Diskussion wäre für eine effektive Arbeit und Beschleunigung der Genehmigungsverfahren sehr hilfreich.

PERSONAL

Ein für die Schnelligkeit der Verfahren entscheidender Aspekt ist die Sicherstellung ausreichender Personalkapazitäten bei den Genehmigungsbehörden. Diesen nimmt Vorschlag 3 in den Fokus. Darin werden explizit nicht nur die Bezirksregierungen (für Genehmigungen auf 110-kV-Ebene), sondern auch die sonstigen Genehmigungsbehörden (z. B. Landratsämter) und relevanten Stellen (z. B. höhere Naturschutzbehörden) sowie auch bei den Vorhabenträgern selbst genannt. Hierzu hat der Freistaat Bayern mittlerweile 100 zusätzliche Stellen angekündigt. Diese sollen auf die sieben Bezirksregierungen aufgeteilt werden. Nach eigener Recherche werden davon aber keine den Landratsämtern sowie Naturschutzbehörden zur Verfügung gestellt. Hier wird darauf verwiesen, dass diese außerhalb des Zuständigkeitsbereichs des StMWi lägen und die Notwendigkeit ausreichender Personalkapazitäten im MoU beschrieben sei. Auch wenn dies formal korrekt ist, müsste hier das StMWi die Landesregierung dazu auffordern, diese offenen Flanken zu schließen und auch dort für zusätzliche Personalstellen sorgen. Des Weiteren haben die Gespräche ergeben, dass rund ein Drittel der Stellen bei den Regionalen Planungsverbänden angesiedelt werden, die vor allem derzeit mit der Identifizierung und Ausweisung von Windeignungsgebieten (bis 2026) beschäftigt sind und diese Aufgabe auch absoluten Vorrang einnimmt. Weitere Stellen gehen an das Bayerische Landesamt für Umwelt und die restlichen Stellen sind schließlich für die eigen-

tlische Abwicklung der Genehmigungsverfahren sowie Enteignungsverfahren vorgesehen. Insofern dienen die neuen Stellen nicht ausschließlich der Beschleunigung der Netzausbauvorhaben, da ein Teil davon für zwar auch dringliche, aber andere Zwecke verwendet wird. Insofern besteht in diesem Punkt noch dringlicher Handlungsbedarf für die Schaffung weiterer Stellen, zumal die befragten Genehmigungsbehörden angeben, dass der vorgesehene Stellenaufwuchs zwar sehr hilfreich, aber nicht ausreichend ist.

Personalintensiv ist die Abarbeitung der zahlreichen Einwände, die ebenfalls erheblich zur Verschleppung der Vorhaben führen. Neben Bürgerinnen und Bürgern stemmen sich nach Aussage der Genehmigungsbehörden auch einige Gemeinden gegen Ausbauvorhaben. Viele Gespräche seien nötig, um diese Widerstände zu überwinden.

Weitere Personalstellen allein reichen hierzu aber nicht aus. Diese müssen auch mit qualifiziertem Fachpersonal besetzt werden. Im Hinblick des Fachkräftemangels (siehe dazu Kapitel 5) sollten hier begleitend entsprechende „Anwerbemaßnahmen“ vorbereitet werden, wie sie auch im IT-Bereich durch den Freistaat Bayern aktuell ergriffen werden. Neben der Anwerbung muss auch das vorhandene Fachpersonal gehalten werden. Dieser Punkt wird zwar angesprochen, aber nicht weiter konkret ausgestaltet. Damit besteht die Gefahr, dass es bei einem bloßen Appell ohne weitere stützende Maßnahmen bleibt. Meiner Ansicht nach müssen auch für das vorhandene Personal „Haltemaßnahmen“ aufgesetzt werden. Gerade auch Genehmigungsbehörden haben nach eigener Aussage mit permanentem Personalwechsel zu kämpfen. Vor allem mit Büros, die im Rahmen der Genehmigungsverfahren die erforderlichen Gutachten und Untersuchungen durchführen, stehen die Genehmigungsbehörden im Wettbewerb um das Personal. Auch dort herrscht nämlich Mangel an Personal. Grundsätzlich sind die Kapazitäten der Gutachter und Ingenieurbüros begrenzt und wirken angesichts der enormen Planungstätigkeiten auf allen Ebenen (Ausbau der EE-Anlagen, Breitbandausbau, ...) ebenfalls verzögernd auf die Genehmigungsverfahren ein.

Der Vorschlag 4, ein Monitoringinstrument auf Landesebene für Vorhaben des 110-kV-Hochspannungsnetzes zu etablieren, dient dazu, den Genehmigungsbehörden einen Zeitplan zur Verfügung zu stellen, aus dem der Arbeitsanfall ersichtlich wird und darauf basierend eine vorausschauende Personalplanung aufgesetzt werden kann. Dies kann sicherlich vorteilhaft sein, wird aber wohl ohne begleitende Zusatzmaßnahmen ihre Wirkung nicht im vollen Umfang entfalten können. Die vorausschauende Personalplanung kann dabei zwei Aspekte adressieren, nämlich die Einstellung und Anstellung von Mitarbeitern sowie den Arbeitseinsatz der Mitarbeiter.

Da der Arbeitsanfall in den sieben Regierungsbezirken wahrscheinlich nicht immer gleich intensiv sein wird, sollten die Voraussetzungen geschaffen werden, dass Fachpersonal auch für Vorhaben in anderen Regierungsbezirken schnell und unkompliziert eingesetzt werden kann. Damit könnten Vergleichmäßigungseffekte innerhalb Bayerns ausgenutzt und eine effiziente und schnelle Bearbeitbarkeit gefördert werden. Im heutigen Zeitalter von Online-Meetings und Home-Office dürften sich physische Abordnungen in engen Grenzen halten lassen.

Flexiblere und temporär ausgeweitete Arbeitszeiten inkl. sach- und sozialgerechten Überstunden- und Urlaubsregelungen können ebenfalls dazu beitragen, arbeitsärmere und arbeitsstärkere Zeiten ein stückweit auszugleichen. In Kombination sowohl mit einer höheren Selbstbestimmung der täglichen und wöchentlichen Arbeitszeit sowie mit umfänglichen Teilzeitregelungen als auch mit finanziellen Zulagen könnte die erforderliche und grundsätzlich notwendige Akzeptanz erreicht werden. Damit ließen sich, wengleich nicht in absoluter Ausprägung in einer Richtung, aber wohl in ausgewogenem Kompromiss sowohl die Arbeit besser an den Bedürfnissen der Menschen als auch umgekehrt anpassen.

ANALYSE DER GENEHMIGUNGSDAUERN

Das Monitoringinstrument würde an Schlagkraft und Effektivität gewinnen, wenn damit auch eine Analyse der Genehmigungsdauern miteinbezogen würden. Dies eröffnet die Möglichkeit für Controlling und Weiterentwicklung der Genehmigungsprozesse. Idealerweise erübrigt sich der Mehraufwand – vor allem für die Erfassung der entsprechenden Daten – bei geeigneter Digitalisierung des Gesamtprozesses. Damit ließen sich die verschiedenen Bearbeitungsphasen in ihren Zeitdauern und Aufwendungen bzw. Ursachen für Verzögerungen effektiv analysieren und konkrete Beschleunigungspotenziale identifizieren. Außerdem könnte jede Behörde für sich Auswertungen vornehmen, die ihre Schnelligkeit im Vergleich zum bayerischen Durchschnitt erkennen lässt, so dass sie ggf. eigenständig darauf reagieren kann.

VORGESPRÄCHE UND ENGE ZUSAMMENARBEIT

Mit dem Vorschlag 5 soll durch vorausschauende Planung und lösungsorientierte Zusammenarbeit zwischen dem Vorhabenträger und der Genehmigungsbehörde eine Verfahrensbeschleunigung erreicht werden. Von den Netzbetreibern wird diesbezüglich gefordert, dass sie die Antragsunterlagen qualitativ hochwertig vorbereiten und bereits Lösungsansätze für Problempunkte aufzeigen. Außerdem soll der Netzbetreiber die Vorgehensweise bei der Erstellung der Antragsunterlagen mit der Behörde besprechen.

Die vorgenannten Vorschläge wurden auch seitens der befragten Genehmigungsbehörden und von einigen VNB gemacht. Vor allem „Scoping-Terminen“ wird eine sehr hohe Effektivität beigemessen.

Unter einem Scoping-Termin ist ein (sehr) frühzeitiger Austausch zwischen dem Vorhabenträger und den Genehmigungsbehörden zu verstehen. In diesem sehr informellen Gespräch („in großer Runde“) wird die grobe Richtung der Ausbauplanung und des Vorhabens besprochen. Zwei VNB gaben an, dass sich damit die Genehmigungsverfahren deutlich verkürzen lassen und aus ihrer Sicht die Genehmigungsverfahren kein entscheidendes Hemmnis für den Verteilnetzausbau mehr seien, selbst in der 110-kV-Ebene. Auch Projektierer berichten von sehr guten Erfahrungen durch die frühzeitige Einbindung der Genehmigungsbehörden.

Seitens der Genehmigungsbehörden wird darüber berichtet, dass in einigen Fällen die Planungen seitens der Antragsteller schon sehr weit fortgeschritten waren, bevor Kon-

takt mit ihnen aufgenommen wurde. Damit bleiben Beschleunigungseffekte durch frühzeitige Hinweise der Genehmigungsbehörden und Mitteilung über die voraussichtlich beizubringenden Unterlagen sowie eine Parallelisierung des Genehmigungsverfahrens mit den internen Planungen ungenutzt. Allein in der Parallelisierung von Genehmigungs- und Ausschreibungsverfahren sieht [14] einen Zeitgewinn von drei bis sechs Monaten. Die genannten Aspekte (z. B. ob und wann ein Scoping-Termin stattgefunden hat) könnten auch im Rahmen des Netzausbaumonitorings erfasst und damit analysierbar werden.

VEREINFACHUNG DER VERFAHREN

Oben wurde schon angesprochen, dass der Umfang von Genehmigungen zugenommen hat. So schlagen einige VNB und Projektierer auch vor, die Genehmigungsprozesse dadurch zu beschleunigen, indem Teile weggelassen werden. Vor allem beim Natur- und Wasserschutz sehen einige Projektierer auch „Blockadehaltungen“ von einigen zuständigen Behörden. Grundsätzlich sei der Aufwand für Umweltgutachten, Artenschutzprüfung, archäologische Untersuchungen/Bodendenkmäler immens.

Es wurde nicht nur darauf hingewiesen, dass es nur wenige Gutachter gebe, sondern dass diese zudem „immer was finden“, was wieder Umplanungen und dann teils andere Korridore erforderlich macht, was wiederum erneute Akzeptanzprobleme seitens der Bevölkerung verursachen kann. Vor allem beim Artenschutz wünschen sich viele geringere Anforderungen. Hierzu verweisen die Genehmigungsbehörden auf europäische und deutsche Vorgaben und Prüfungszeiträume, die sie nicht verkürzen können („Biotopschutz ist Abwägungssache, Artenschutz nicht“). Nach Aussage eines VNB hält die Artenschutzprüfung ein Vorhaben nie auf, trägt aber am stärksten zur Verzögerung bei. Es wird gerne in diesem Zusammenhang auf die LNG-Terminals verwiesen, die im Zuge des Ukraine-Kriegs in Rekordzeit an der deutschen Küste errichtet werden konnten.

Auch bei der Windenergie ist das Thema Artenschutz wesentlich für den Einbruch der Zubauzahlen in der Vergangenheit verantwortlich. Im April 2022 hat die Bundesregierung Eckpunkte für vereinfachte artenschutzfachliche Prüfungen für Windenergieanlagen vorgelegt. Am 3. März 2023 haben der Bundestag und der Bundesrat die Regelungen zur Umsetzung der EU-Notfallverordnung (EU 2022/2577) beschlossen [15]. Danach kann die UVP sowie die artenschutzrechtliche Prüfung entfallen, wenn für ein Gebiet bereits eine Strategische Umweltprüfung (SUP) existiert. Allerdings gelten diese Ausnahmen dieser Verfahrensschritte nur für Netzausbaumaßnahmen ab der 110-kV-Ebene, die vor dem 30. Juni 2024 begonnen wurden. Insofern bleibt dieser Beschleunigungsschub doch stark begrenzt, weil der Großteil der Ausbauvorhaben nicht bis Mitte 2024 begonnen werden kann. Daher muss in meinen Augen eine Verlängerung dieser Ausnahmeregelung angestrebt werden. Dies erscheint mir auch mit Blick auf den Artenschutz vertretbar, weil angemessene und verhältnismäßige Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen ergriffen oder zumindest finanzieller Ausgleich in Artenhilfsprogrammen geleistet werden muss. Nicht unerwähnt soll bleiben, dass es auch Kritik von Naturschutzverbänden gibt, die dies als Abbau ökologischer Standards auffassen [16].

NETZANSCHLUSS

Ein schneller und effizienter Netzanschluss von EE-Anlagen wird nicht nur aufgrund des langsamen Verteilnetzausbaus behindert. Vielmehr sorgt der heutige Stand zur Bestimmung und Umsetzung des Netzanschlusses von sich aus schon entweder für Verzögerungen oder für teure und ineffiziente Netzentwicklungen. Zusätzlich werden EE-Projekte verhindert und vor allem die Dachflächen-Potenziale für PV nur unzureichend erschlossen. Daher ist diesem Thema ein eigenes Kapitel gewidmet.

Eingangs werden die wichtigsten Regelungen zur Bestimmung des Netzverknüpfungspunkts vorgestellt, bevor auf die einzelnen hemmenden oder die Ineffizienz fördernden Aspekte ausführlicher eingegangen wird.

Speziell bei den Hemmnissen mit technischem Hintergrund werden ausführlichere Beschreibungen und veranschaulichende Beispiele gegeben, damit auch Nicht-Techniker die Sachverhalte nachvollziehen können.

Für die einzelnen Problemstellungen werden direkt in den Abschnitten auch Vorschläge und Empfehlungen zur Überwindung vorgestellt. Am Ende des Kapitels wird schließlich noch eine umfassendere Änderung beim Netzanschluss von EE-Anlagen gegenüber der heutigen Praxis skizziert, mit dem sich insgesamt eine höhere Motivation zu volkswirtschaftlich effizienteren Netzentwicklungen und Netzanschlüssen erreichen lässt und die viele der genannten Problemstellungen übergreifend löst.

4.1 GESETZLICHE REGELUNGEN ZUR BESTIMMUNG DES NETZVERKNÜPFUNGSPUNKTS

Der Anschluss von EE-Anlagen muss nach § 8 EEG unverzüglich vorrangig an der Stelle im Netz eines Netzbetreibers erfolgen, der hinsichtlich der Spannungsebene

geeignet ist und die in der Luftlinie die kürzeste Entfernung zum Standort der EE-Anlage aufweist. Eine Ausnahme davon kann gemacht werden, wenn ein anderer Verknüpfungspunkt technisch und wirtschaftlich günstiger wäre. Zudem sind nach § 9 EEG Netzbetreiber gesetzlich verpflichtet, ihr Netz „unverzögerlich“ entsprechend dem Stand der Technik zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, um die Aufnahme von EE-Strom sicherzustellen. Dies gilt auch für vorgelagerte Netzebenen bis einschließlich der Hochspannung (110 kV). Die einzige Ausnahme besteht dahingehend, wenn dies wirtschaftlich unzumutbar ist.

Die wirtschaftliche Unzumutbarkeit kann angenommen werden, wenn die Kosten für die Erweiterung der Netzkapazität 25 % der Kosten für die Errichtung der anzuschließenden EE-Anlage übersteigen (siehe dazu [17]). Diese Regelung wird u. a. in [18] kritisiert. Diese Kritik ist meines Erachtens berechtigt, weil diese Kostenregelung nur auf eine Einzelanlage abzielt und die Errichtung und den notwendigen Anschluss aller weiteren Anlagen außer Acht lässt. Zudem werden nicht alle Lösungsoptionen betrachtet und eine Langfriststrategie konterkariert. Diese Aspekte werden weiter unten noch detailliert.

Möchte ein Projektierer für seine geplante EE-Anlage den Netzverknüpfungspunkt (NVP) erfahren, stellt er bei dem VNB eine Netzanschlussanfrage (Anmeldung Netzanschlussbegehren). Daraufhin führt der VNB eine sog. Netzverträglichkeitsprüfung durch, mit der er den NVP ermittelt und diesen dem Netzanschlussbegehrenden mitteilt. Auch die dem Anlagenbetreiber entstehenden Kosten müssen nachvollziehbar und detailliert veranschlagt werden. Auf Antrag muss der VNB auch die für die Netzverträglichkeitsprüfung erforderlichen Netzdaten zur Verfügung stellen. Die Rückmeldung muss laut § 8 EEG binnen 8 Wochen geschehen, was jedoch in einigen Fällen laut ein paar Projektierern nicht eingehalten wird. Falls der Netzanschlussbegehrende mit dem Ergebnis zufrieden ist, schließt er mit dem VNB einen Netzanschlussvertrag.

In diesem Zusammenhang wird von ein paar Projektierern berichtet, dass nicht immer die genannten Fristen eingehalten werden. Ein großer Projektierer vermutet bei einem VNB, dass dieser aus dem Grund regelmäßig keine Fristen einhält, alles absichtlich in die Länge zieht und erschwert, um seiner Schwesterfirma, die ebenfalls im Projektgeschäft tätig ist, Vorteile zu verschaffen.

4.2 VIELZAHL DER NETZANSCHLUSSBEGEHREN UND UMFANGREICHE NETZRESERVIERUNGEN

Wenngleich die gesetzlich beschriebene Vorgehensweise sehr schlüssig erscheint, bereitet die Bestimmung des geeigneten NVP in der Praxis sehr häufig Probleme. Bei der Clearingstelle EEG|KWKG gehören Streitigkeiten zur Netzanbindungen jedes Jahr zu den zweit- bzw. dritthäufigsten Gründe für Anfragen [19]. Auch die meisten interviewten Projektierer von EE-Anlagen berichten von regelmäßigem Disput bis hin zu anwaltlichen Auseinandersetzungen mit Netzbetreibern bzgl. des vorgegebenen Netzanschlusspunkts.

OPTIMIERUNG DER EE-ANLAGEN DURCH MEHRFACHANFRAGEN

Mittlere und große Projektierer leisten sich mittlerweile eigenes Personal, um die vorgegebenen Netzanschlusspunkte zu überprüfen bzw. lassen diese von Ingenieurbüros überprüfen. Auf Rückfrage, ob sich eigenes Netzplanungspersonal wirtschaftlich überhaupt rechne, antworten die Projektierer, dass sie damit am Ende grundsätzlich immer „bessere“ Netzanschlusspunkte erreichen und sich der Aufwand enorm lohne.

In den allermeisten Fällen werden, obwohl nur die Errichtung einer Anlage geplant ist, gleich mehrere Netzanschlussanfragen für verschieden große EE-Anlagenleistungen gestellt, um aus den Rückmeldungen des Netzbetreibers die optimale Anlagenleistung ableiten zu können. Damit führt diese Vorgehensweise zur „Optimierung“ der Projektierer allerdings zu entsprechend hohen und unnötig erscheinenden Bearbeitungsaufwand der Netzbetreiber. Als Lösung schlagen einzelne Projektierer vor, dass VNB auch die Aufnahmefähigkeit an der Stelle mit der kürzesten Entfernung rückmelden sollten. Dies ist heute jedoch nicht Stand der Praxis. Vor diesem Hintergrund berichten die VNB von sehr stark ansteigenden Zahlen von Netzanschlussanfragen, die sie abzuarbeiten haben. Am Ende seien es gerade mal 3,5 % bis unter 10 % von den angemeldeten Netzanschlussbegehren, die realisiert werden.

VIRTUELLE VOLLAUSLASTUNG DURCH NETZRESERVIERUNGEN

Mit der Rückmeldung des NVP erhält der Anschlussbegehrende eine Einspeisezusage; die entsprechende Netzkapazität wird durch den Netzbetreiber je nach Anschlussnetzebene für 3 bis 6 Monate reserviert. Damit kommt es bei sehr vielen Anfragen mit entsprechend reservierten Netzkapazitäten virtuell zu vollständigen Netzauslastungen. Sie blockieren damit real vorhandene Freiräume für nachfolgende Netzanschlussbegehrenden, die folglich noch ungünstigere NVP zugewiesen bekommen.

LÖSUNGSANSÄTZE

Um dieses Problem aufzulösen, schlagen VNB verschiedene Maßnahmen vor. Ein Vorschlag ist die Einführung einer Gebühr für eine Netzanschlussanfrage. Dieser Vorschlag wurde auch im Rahmen der Verteilnetzinitiative des StMWi diskutiert, aber vom Landesverband Bayern des Bundesverbands Windenergie (BWE Bayern) sowie dem Bundesverband Solarwirtschaft (BSW) abgelehnt. Die Clearingstelle EEG|KWKG sieht hierfür eine gesetzliche Neuregelung im EEG als erforderlich an. Die befragten Projektierer äußerten Verständnis für die VNB, bezweifeln aber die erwartete Wirkung. Selbst bei einer Gebühr von 1.000 EUR pro Anfrage steht dieser (geringe) Betrag in keinem relevanten Verhältnis zu den Projektgesamtkosten. Die erzielten Einsparungen durch Mehrfachanfragen übersteigen solche Gebühren um ein Vielfaches. Die Projektierer würden sich daher von einer zu entrichtenden Gebühr nicht abhalten lassen. Lediglich Anfragen von einzelnen sich interessierenden Landwirten oder von Windkraftgegnern, die mit solchen Anfragen versuchen durch Blockierung von Netzkapazitäten Windkraftprojekte zu verhindern, könnten nach Einschätzung der Projektierer etwas zurückgehen, würde aber an der Gesamtsituation nicht viel ändern.

Zwei der befragten VNB geben an, ein Tool zu entwickeln, mit dem Projektierer eine Voranfrage stellen können. Dieses Tool führt dann eine automatisierte schnelle Netzanschlussprüfung durch und gibt als unverbindliche Tagesauskunft den ermittelten NVP, aber ohne Reservierung entsprechender Netzkapazitäten zurück. Die Mitnetz Strom bietet unter <https://snap.mitnetz-strom.de/> ein solches Tool bereits an. Die Vorteile liegen darin, schneller eine Auskunft zum möglichen NVP zu erhalten und keine Details zum geplanten Vorhaben eingeben zu müssen.

Aus Sicht der VNB sollten Einspeisezusagen von PV-Freiflächenanlagen künftig an Bedingungen geknüpft werden (siehe Vorschlag 1 der AG 1 im Rahmen der StMWi-Verteilnetzinitiative). Konkret schlagen sie vor, dass zuerst entweder ein Aufstellungsbeschluss (Bebauungsplan) oder zumindest ein Unterstützungsschreiben der Gemeinde als Träger der Planungshoheit vorgelegt werden sollte, damit ein Netzanschlussbegehren eingereicht werden kann. Dem können sowohl der Bayerische Gemeindetag als auch der Bayerische Städtetag zustimmen. Der BSW steht diesem Vorschlag allerdings ablehnend gegenüber. Der Verband befürchtet die Gefahr eines Zirkelbezugs, indem der VNB für den Netzanschluss eine Baurechtszusage, und umgekehrt die Gemeinde für die Erteilung des Baurechts eine Netzanschlusszusage verlangen. Dieser Zirkelbezug könnte in der Tat auftreten und muss unterbunden werden. An dieser Stelle möchte ich darauf hinweisen, dass ich es nicht für angebracht und akzeptabel halte, wenn Gemeinden als Bedingung für die Einleitung eines Bauleitverfahrens eine Einspeisezusage fordern. Ich möchte hier auch erinnern, dass Netzbetreiber grundsätzlich verpflichtet sind, Einspeisewillige an ihr Netz anzuschließen. Selbst wenn am Ende eine EE-Anlage aufgrund zu hoher Netzanschlusskosten scheitern sollte und bereits Aufwände für die Bauleitplanung angefallen sind, wird es sich hier nur um Einzelfälle handeln, zumal die Gemeinden die Kosten der Bauleitplanung inkl. Pauschalen für darüber hinausgehende Kostenbelastungen auf den Antragsteller abwälzen können. Der von den VNB ergänzende Vorschlag, dass Städte und Gemeinden oder der Netzanschlussbegehrende dem VNB mitteilen müssen, wenn ein Bauantrag für eine PV-Anlage abgelehnt wird, wäre nach meiner Einschätzung zwar hilfreich, erfordert aber im Falle einer kommunalen Rückmeldeverpflichtung einen entsprechenden digitalisierten oder zumindest standardisierten Prozess. Im Falle einer Rückmeldeverpflichtung des Anschlussbegehrenden stellt sich die Frage, wie dieser bei Nichterfüllung sanktioniert werden kann.

Abhilfe könnte man diesbezüglich mit Vorschlag 2 der AG 1 schaffen, nämlich die Einspeisezusagen nur für kürzere Zeiträume mit entsprechenden Verlängerungsmöglichkeiten auszusprechen und hierfür Nachweise durch den Anschlussbegehrenden erbringen zu lassen. Der Einwand des BWE, dass bei Bewerbungen im Ausschreibungsverfahren die Fristen nicht eingehalten werden können, ist m. E. eher als Hinweis zu verstehen, dies bei Festlegung der Gültigkeitsdauer einer Einspeisezusage bereits zu berücksichtigen. Die Entscheidungstermine für die Ausschreibungen sind nämlich im Vorfeld bekannt und müssten natürlich dahin gehend von den VNB beachtet werden.

Die meisten Projektierer geben auch an, dass sie höhere Hürden für den Nachweis der Ernsthaftigkeit nicht nur für ein probates Mittel halten, sondern sie es sich auch

wünschen. Den Vorteil sehen sie darin, dass weniger Netzkapazität unnötig belegt wird. Als geeignete Nachweise werden Absichtserklärungen, Aufstellungs- oder andere Gemeinderatsbeschlüsse, Nachweis der Bestellung von Großkomponenten, Grundstückssicherungsverträge usw. genannt. Diesen Vorschlag halte ich gegenüber Gebühren und sonstigen Verpflichtungen für den deutlich geeigneteren Weg, da er mit wenig Aufwand verbunden ist, keine Kostrollmechanismen erfordert und über das Eigeninteresse der Projektierer führt. Empfehlenswert sind neben den Fristen die konkrete Festlegung der zugelassenen Formen der Nachweise. Dazu sollte das StMWi zusammen mit den Stakeholdern eine konkrete Umsetzungshilfe erarbeiten. Das Problem der Mehrfachanfragen zur Auslegungsoptimierung einer EE-Anlage würde damit aber nicht behoben.

4.3 KONSERVATIVE PLANUNGSGRUNDSÄTZE

ZULÄSSIGER SPANNUNGSHUB DURCH EE-ANLAGEN

Als weiteres Hemmnis trifft man auf Planungsgrundsätze, die von konservativem Ansatz geprägt sind, viele Sicherheitsmargen beinhalten und daher nicht die tatsächlich physikalisch verfügbare Anschlusskapazität ausnutzen. Beispielhaft sind hier die „Vorgaben“ der Technischen Anschlussregeln (TAR) des Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN) für die zulässige Spannungsanhebung durch Erzeugungsanlagen zu nennen. So schreibt die VDE-AR-N 4105 für den Anschluss von EE-Anlagen an ein Niederspannungsnetz (NS-Netz) vor, dass „der Betrag der von allen Erzeugungsanlagen und Speichern mit Netzanschlusspunkt in einem Niederspannungsnetz verursachten langsamen Spannungsänderung an keinem Verknüpfungspunkt in diesem Netz einen Wert von 3 % gegenüber der Spannung ohne Erzeugungsanlagen und Speichern überschreiten“ darf [20]. Für den Anschluss von EE-Anlagen an ein Mittelspannungsnetz (MS-Netz) gibt die VDE-AR-N 4110 vor, dass alle EE-Anlagen und Speicher zusammen nur einen maximalen Spannungshub in Höhe von 2 % verursachen dürfen [21]. Obwohl die TAR noch darauf hinweist, dass „nach Maßgabe des Netzbetreibers“ von dem Wert abgewichen werden kann, begründen viele VNB die Zuweisung von weiter bzw. weit entfernten Netzverknüpfungspunkten eben mit diesen Vorgaben ohne weitere Prüfung der tatsächlich vorhandenen Freiräume im Spannungsband. Für das Hochspannungsnetz existiert dagegen keine solche direkte begrenzende Vorgabe hinsichtlich der Spannungsanhebung durch EE-Anlagen.

Ich halte diese Regelung zur „langsamen Spannungsänderung“ nicht für sachgerecht. Die VNB sollten und können einerseits sofort auf deren Anwendung verzichten und diese Vorgabe auch nicht mehr in der nächsten Neufassung der TAR mit aufnehmen. Es stellt sich mir grundsätzlich die Frage, warum es einer solchen künstlichen, selbst auferlegten Beschränkung der Anschlusskapazität bedarf. Denn am Ende ist nur die Einhaltung der absoluten Spannungsgrenzen ($\pm 10\%$ bezogen auf die Nennspannung in der NS-Ebene bzw. $\pm 10\%$ bezogen auf die vereinbarte Versorgungsspannung in der MS-Ebene) wirklich relevant.

EINSPEISEBEGRENZUNG/ $P_{AV,E}$ -ÜBERWACHUNG

Ein weiteres Beispiel ist die Einspeisebegrenzung ($P_{AV,E}$ -Überwachung). Der Grundgedanke dieser relativ neuen und grundsätzlich sehr sinnvollen Maßnahme zur Erhöhung der in ein Netz einspeisbaren Energie aus EE-Anlagen liegt darin, dass die installierte EE-Leistung höher als die vereinbarte Netzanschlussleistung sein kann. Damit kann gerade bei PV-Anlagen, die eine ausgesprochen spitze Jahres-Verteilung der Einspeiseleistungen aufweisen, deutlich mehr Energie eingespeist werden, indem die Einspeiseleistung begrenzt und damit nur die Spitzen gekappt werden müssen. Abbildung 4-1 veranschaulicht über den Vergleich der Jahresdauerlinie⁶ mit der schraffierten Fläche die höhere einspeisbare Energiemenge bei einer installierten EE-Anlagenleistung in Höhe des 1,3-fachen Wertes der Netzanschlusskapazität.

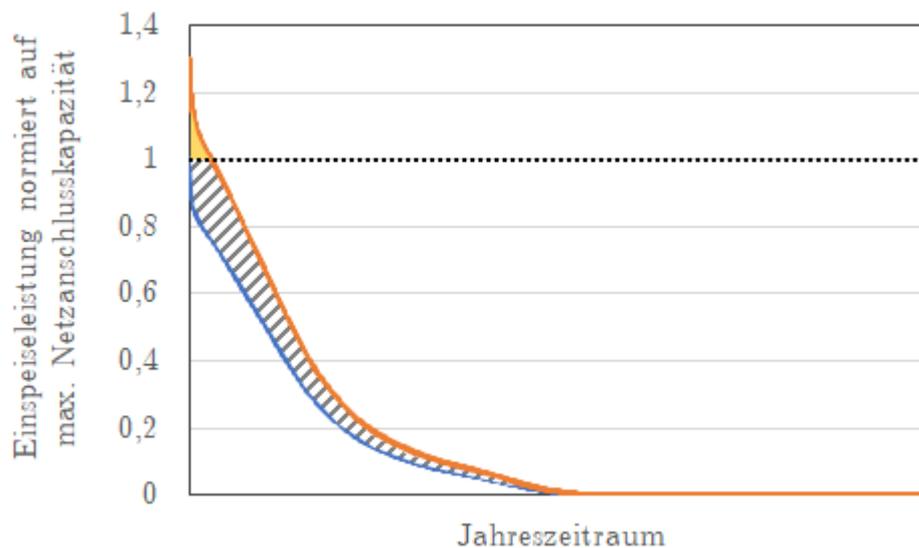


Abbildung 4-1. Jahresdauerlinie einer PV-Anlage (blau) und Veranschaulichung der Einspeisebegrenzung für eine PV-Anlage mit einer um 30 % höheren installierten Leistung (orange) und deren zusätzlich einspeisbare Energie (grau schraffierte Fläche) sowie den Energieverlust (gelb eingefärbte Fläche) ohne Einspeisebegrenzung

Im Grunde genommen liegt hier das gleiche Prinzip wie bei der Einspeisespitzenkapung (ESK) zugrunde. Der Unterschied liegt darin, dass die ESK ein Planungswerkzeug für den Netzbetreiber ist, seine Netzkapazitäten besser auslasten zu können, während die Einspeisebegrenzung eine Möglichkeit für den Anlagenbetreiber darstellt, eine höhere EE-Leistung zu installieren als die ermittelte Netzanschlusskapazität. Dies kann gerade in Verbindung mit Speicher oder Lastmanagement beim Kunden für einen wirtschaftlicheren NVP sorgen.

Allerdings schreibt die VDE-AR-N 4105 vor, dass die mit dem Netzbetreiber vereinbarte Anschlussleistung mindestens 60 % der installierten Leistung aller Erzeugungs-

⁶ Unter der Jahresdauerlinie versteht man die nach der Höhe geordneten Einspeiseleistungen über den Zeitraum eines Jahres.

anlagen und Speicher des Kunden betragen muss. Als Begründung wird angegeben, dass trotz der Begrenzung kurzzeitig die gesamte installierte Leistung eingespeist werden könnte. Dafür wird ein zulässiger Zeitverlauf für die Überschreitung der Einspeiseleistung angegeben. Auch wenn technisch gesehen die Anlagentechnik ihre zulässige Einspeiseleistung exakt einhalten kann, wäre nach diesem Planungsansatz weiterhin eine minimale Netzanschlusskapazität von 60 % der installierten Anlagenleistung zugrunde zu legen, die am Ende aber nicht real genutzt wird und zudem auch nicht von anderen EE-Anlagen genutzt werden kann (virtuelle Belegung von Netzkapazitäten).

Abweichend von der VDE-AR-N 4105 sieht interessanterweise der Verband der Bayerischen Energie- und Wasserwirtschaft (VBEW) dagegen schon die Möglichkeit, dass mit der $P_{AV,E}$ -Überwachung auch eine Anschlussleistung von unter 60 % sogar bis hin zu 0 % (Nulleinspeisung) vereinbart werden kann [22]. Dies stellt m. E. einen absolut richtigen und sehr wichtigen Schritt zur besseren Ausnutzung von Netzkapazitäten dar. Aus den geführten Gesprächen (Ende 2022 und Anfang 2023) lässt sich jedoch feststellen, dass diese Empfehlung vom Mai 2022 bei vielen der befragten bayerischen VNB und Stadtwerken nicht angekommen ist.

GLEICHZEITIGKEIT VON EINSPEISUNGEN UND LASTEN

Eine Herausforderung, mit der Netzbetreiber zu kämpfen haben, ist die in der Netzplanung anzunehmende Gleichzeitigkeit von Einspeisungen (und Lasten). Dafür setzen sie sog. Gleichzeitigkeitsfaktoren an, die beschreiben, welcher Anteil der gesamten installierten EE-Leistung zu einem beliebigen Zeitpunkt maximal eingespeist wird. Während eine einzelne EE-Anlage öfters ihre gesamte installierte Leistung einspeisen kann, ist dies umso unwahrscheinlicher, je mehr Anlagen angeschlossen bzw. je größer das betrachtete Netzgebiet sind. Zu großzügig gewählte Gleichzeitigkeitsfaktoren belegen unnötige Netzkapazitäten, die nur virtuell und nicht in der Realität gebraucht werden. Bei zu geringen Werten für die Gleichzeitigkeit wird in Wirklichkeit mehr Netzkapazität gebraucht, als dies in der Planung angenommen wird. Der Netzbetreiber ist dann gezwungen, Einspeisespitzen entsprechend stärker zu kappen, als er (auch unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten) vorgesehen hat.

NUTZUNG PHYSISCH VORHANDENER FREIRÄUME DER NETZKAPAZITÄT

Selbst wenn die Gleichzeitigkeit exakt eingeschätzt werden kann, ist festzustellen, dass die physikalisch vorhandene Netzkapazität (trotz ESK) nur in sehr wenigen Stunden eines Jahres genutzt wird. Zur besseren Ausnutzung der Netzkapazitäten schlagen viele VNB seit einiger Zeit vor, dass auf Kundenseite Flexibilitäten in ihrem Leistungsverhalten besser genutzt werden bzw. diese ausgebaut werden sollen. Neben Anpassungen der Verbrauchslasten stehen hier vor allem netzdienliche Speicher im Diskussionsmittelpunkt. Im Rahmen der StMWi-Verteilnetzinitiative wird dieser Punkt sowohl von der AG 1 mit dem Vorschlag 6 „Netzausbaubedarf reduzieren mit dem Einsatz netzdienlicher Speicher“ (siehe Kapitel 1) als auch von der AG 2 mit ihrem Vorschlag 8 „Nutzung von Flexibilitäten in Bebauungsplänen voraussetzen“ aufgegriffen. Gerade beim letztgenannten Vorschlag sehe ich doch viele ungeklärte Fragen und Bedenken.

Erstens müsste damit nicht nur vorgeschrieben werden, dass ein Speicher bei Neubauten verpflichtend installiert werden muss, sondern auch, wie dieser im Sinne einer Vermeidung von Einspeisespitzen zu betreiben wäre. Zweitens wäre eine solche Vorgabe nicht nur betriebswirtschaftlich, sondern viel mehr volkswirtschaftlich mit Blick auf die damit verbundenen Kosten fragwürdig. Und drittens wäre zu klären, inwieweit eine hinsichtlich des Netzes sinnvoll ausgestaltete Vorgabe mit einer verbraucherfreundlichen Energieversorgung noch vereinbar wäre, wie sie § 1 EnWG fordert.

Über Forschungsprojekte werden bereits Lösungsmöglichkeiten für die bessere Nutzung der Netzkapazitäten mit Hilfe von Flexibilitäten gesucht. Dabei sehe ich vor allem zwei Anforderungen, die eine Lösung zu erfüllen hat. Zum einen muss die Nutzung von Flexibilitäten in der Netzplanung des VNB auch über hinreichend genau quantifizierbare Kenngrößen berücksichtigt werden können, zum anderen sollte die Nutzung von Flexibilitäten grundsätzlich zunächst auf Freiwilligkeit der Netznutzer basieren. Ein aktuell geplantes Forschungsvorhaben könnte hierfür nun eine Lösung hervorbringen. Darin möchte das Bayernwerk in Kooperation mit der OTH Regensburg ein Planungsverfahren entwickeln, mit dem am Ende die physikalisch tatsächlich vorhandene Netzanschlusskapazität ermittelt und einer bzw. mehreren EE-Anlagen netzzustandsabhängig zur Verfügung gestellt werden kann.

4.4 MANGELNDES WISSEN

Ein weiteres Problem in der Netzplanung soll im Folgenden geschildert werden. In den meisten Fällen resultiert aus der Netzverträglichkeitsprüfung aufgrund von Spannungsproblemen ein NVP, der deutlich weiter entfernt liegt als der kürzeste Abstand zwischen der EE-Anlage und dem vorhandenen Netz. Neben dem oben beschriebenen konservativen Planungsansatz, z. B. mit dem maximal zulässigen Spannungshub, Gleichzeitigkeiten der Einspeise- und Verbrauchslasten usw., wären letzten Endes trotzdem reale Probleme bei der Einhaltung der zulässigen Spannungsgrenzen zu verzeichnen. Dies kann am Beispiel einer PV-Anlage mit einer Einspeiseleistung in Höhe von 50 kW verdeutlicht werden, die an einem typischen Niederspannungskabel in 500 m Entfernung vom Ortsnetztransformator angeschlossen sei. Allein diese PV würde bereits zu einer Spannungsanhebung führen, die über dem oben erwähnten Planungswert von 3 % liegen würde. Obwohl die Kabelleitung mit nur gut 25 % ihrer Leistungskapazität belastet wäre, würde es bereits einen Netzausbau auslösen. Selbst wenn man sich von dem pauschalen Planungswert von 3 % löst, würden reale Spannungsbandüberschreitungen schon deutlich unter der thermischen Belastbarkeit der Leitungen auftreten. Auch in der Mittelspannung sind es vorwiegend Spannungs- und nicht Strombelastungsprobleme, die zu schlechteren NVP führen.

Mittlerweile sind sehr viele Werkzeuge und Maßnahmen zur Optimierung, Verstärkung und Ausbau der Netze entwickelt worden. Der zur Verfügung stehende Werkzeugkasten wird jedoch nicht vollumfänglich genutzt. In der Praxis sind nämlich Vorlieben bzw.

Abneigungen gegenüber bestimmten Technologien sowie mangelnde Kenntnisse bzw. fehlende Erfahrungen anzutreffen. Folgende Beispiele sollen dies verdeutlichen.

BEISPIEL: DYNAMISCHE SOLLWERTANPASSUNG

Mit der sog. dynamische Sollwertanpassung (DSA) können Freiräume im Spannungsbereich genutzt werden, indem der Spannungssollwert für Regeltransformatoren abhängig von tatsächlichen Stromflüssen oder Spannungswerten eingestellt wird. Beispielsweise kann der Spannungssollwert bei hohen Rückspeisungen abgesenkt werden, weil damit verbunden geringe Spannungsabsenkungen durch Verbrauchslasten angenommen werden können. Damit kann den Einspeisungen durch EE-Anlagen insgesamt eine höhere Spannungsanhebung eingeräumt werden.

Vor allem süddeutsche Verteilnetzbetreiber haben bereits vor einigen Jahren fast flächendeckend die DSA bei HS/MS-Transformatoren, die also zwischen der Hoch- und Mittelspannungsebene umspannen, eingeführt. Diese Maßnahme ermöglicht damit eine Erhöhung der Aufnahmefähigkeit der Mittelspannungsnetze und ist sehr kostengünstig. Viele andere deutsche VNB lehnen bislang dagegen die DSA mit dem Hinweis ab, dass sie andere (ausgedehntere) Netztopologien hätten, bei denen diese Maßnahme nicht so wirksam sei. In eigenen Studien an der OTH Regensburg haben wir auch solche Mittelspannungsnetze untersucht. Die vermutete geringere Wirksamkeit können wir nicht bestätigen. Eindrucksvoll lässt sich dies beispielsweise in [23] nachvollziehen. Bei einem der befragten VNB, bei dem bislang die DSA nicht zum Einsatz kam, soll diese nun auch implementiert werden. Zur richtigen Einordnung dieses Beispiels muss aber auch gesagt werden, dass mit der DSA die Aufnahmefähigkeit nur in begrenztem Maße erhöht werden kann und man nur einen kleinen Anteil der Ausbauziele damit abfangen kann.

BEISPIEL: REGELBARER ORTSNETZTRANSFORMATOR

In der Nieder- und Mittelspannungsebene sind es vorwiegend Spannungs- und nicht Strombelastungsprobleme, die zu schlechteren NVP führen. Neben der Spannungsregelung durch Blindleistung, die 2004 in der Hochspannung, 2009 in der Mittelspannung und 2012 in der Niederspannung eingeführt wurde und heute von den meisten VNB auch angewendet wird, wurde als weitere technische Lösung der regelbare Ortsnetztransformator (RONT) entwickelt, der bereits seit 2013 serienmäßig erhältlich ist.

So betonen die E.ON-Netzbetreiber in ihrer Stellungnahme zur Evaluierung der Anreizregulierung (2014) [24], dass sie an der Entwicklung des regelbaren Ortsnetztransformators beteiligt gewesen seien, was ich auch persönlich bestätigen kann, und dass sie ihn einsetzen. Umfassend zur Anwendung kommt der RONT jedoch bislang nur bei der Avacon, die als erster Netzbetreiber in Deutschland hierzu auch eine Langfriststrategie verfolgt. Bei allen anderen Netzbetreibern und Stadtwerken wird der RONT nicht, nur in Pilotprojekten oder in sehr wenigen Einzelfällen eingesetzt. Dies ist erstaunlich, da in den vergangenen Jahren zahlreiche Studien erstellt wurden, die das hohe Einsparpotenzial an Netzausbau und Kosten – auch für die Integration der Elektromobilität und anderer Verbrauchslasten – belegen [25,26,27,28,29,30,31,32]. Dabei ist

besonders zu betonen, dass die Mehrkosten für einen RONT heute nur mehr 20 bis 50 % von den in diesen Studien zugrunde gelegten Werten betragen.

In den meisten Fällen hängt dies mit mangelndem Wissen zusammen. Obwohl am Beispiel RONT bereits sehr viele Studien vorliegen, sogar ein Technischer Hinweis [33] bereits 2016 durch den FNN erarbeitet wurde und es seit über zehn Jahren unzählige Schulungs- und Seminarangebote gibt, ist immer noch bei vielen Netzplanern sowohl großer als auch kleiner VNB ein falsches technisches Verständnis weit verbreitet, nämlich dass ein RONT nicht oder nur in geringem Maße in sog. inhomogen strukturierten Netzen helfen würde. Unter inhomogenen Netzen ist gemeint, dass im Extremfall in einem Netzstrang nur Einspeisungen stattfinden und gleichzeitig in einem anderen Strang nur Verbrauchslasten (z. B. Ladesäulen für Elektrofahrzeuge) vorhanden sind. Damit verbunden sind in dem Strang mit den Einspeisungen Spannungsanhebungen gegenüber dem Ortsnetztransformatoren und in dem anderen Netzstrang der Last entsprechende Spannungsabsenkungen. Da ein RONT tatsächlich nicht die Spannungsabfälle oder -anhebungen entlang einer Leitung beeinflussen kann, schlussfolgern viele Netzbetreiber falsch, dass er damit auch das Spannungsbandproblem nicht lösen könne. Man versteht offensichtlich nicht, dass der RONT das Spannungsbandproblem in einer völlig anderen Art und Weise löst, nämlich indem er die Spannungsschwankungen der vorgelagerten Netzebenen ausregelt. Diese beanspruchen damit nicht das verfügbare Spannungsband im Niederspannungsnetz. Alle anderen Lösungen funktionieren nämlich umgekehrt. Sie beeinflussen die Spannungen entlang einer Leitung, können aber die Spannungsschwankungen der vorgelagerten Netze nicht oder nur in unbedeutendem Umfang ausregeln. Zu bedenken ist, dass vom möglichen Spannungsband in Höhe von 20 % in der Niederspannung⁷ nur rund 8 Prozentpunkte verplant werden können, weil die Spannungsschwankungen der vorgelagerten Netzebenen zusammen ca. 12 % betragen können. Da der RONT eben diese 12 % – bis auf (technisch bedingt) verbleibende 3 bis 4 Prozentpunkte – „herausfiltert“, wird allein daran schon das hohe Potenzial zur Steigerung der Aufnahmefähigkeit deutlich. Neben der Wissenslücke zum Funktionsprinzip des RONT begegnet einem auch das „Argument“, dass er nur eine Lebensdauer von 20 Jahre hätte⁸ oder nur in 10 % der Fälle helfen würde. Obige Zahlen verdeutlichen, dass dies nicht stimmen kann und damit ebenfalls eine Fehlannahme ist.

EMPFEHLUNG

Es besteht meines Erachtens daher immer noch dringender Schulungsbedarf des Netzplanungspersonals. Da die Angebote auf freiwilliger Basis die mangelnden Kenntnisse nicht abstellen konnten, halte ich es für zielführend, verpflichtende, am besten über die

⁷ Die 20 % ergeben sich aus dem zulässigen Spannungsbereich von ± 10 % ausgehend von der Nennspannung.

⁸ Alle primärtechnischen Komponenten des RONT des deutschen Marktführers sind auf die gleiche Lebensdauer wie der (ungeregelte) Ortsnetztransformator selbst ausgelegt. Nur für den sekundärtechnischen Teil (Steuerung) wird eine Lebensdauer von 20 Jahren veranschlagt.

Regulierungsbehörden organisierte Fortbildungskurse mit staatlich geprüften Inhalten zu allen mittlerweile entwickelten technischen Lösungsoptionen vorzuschreiben.

4.5 FEHLENDE LANGFRISTSTRATEGIE

Ein weiteres Hemmnis für effiziente und schnelle Netzintegration von EE-Anlagen ist die (oftmals) fehlende Langfristperspektive bzw. -strategie. Auch hier soll am Beispiel des RONT der enorme (langfristige) Einfluss auf die Netzausbaukosten und Aufnahmefähigkeit der Netze vorgestellt werden.

BEISPIELHAFT KOSTENVERGLEICHE

Der Mehrpreis zwischen einem regelbaren und unregulierten Ortsnetztransformator liegt heute, wie ein befragter VNB angegeben hat, bei rund 5.000 EUR. Damit wären – mit Ausnahme von extrem seltenen Netzkonstellationen – jegliche Spannungsbandprobleme in allen Niederspannungsnetzen gelöst (siehe neben oben genannter Literatur dazu auch die kürzlich erarbeiteten Ergebnisse des Forschungsprojekts neos in [34]). Die Niederspannungsleitungen könnten bis zu ihrer Stromtragfähigkeitsgrenze für den Anschluss von EE-Anlagen (genauso wie für Ladesäulen) genutzt werden. Erst wenn Stromtragfähigkeitsprobleme auftreten, müssten andere Maßnahmen ergriffen werden. In den Gesprächen mit Landwirten und Betrieben zeigte sich bei allen, dass sie ihre Dachflächen aus Spannungsgründen nicht vollständig für PV nutzen können. Insofern bremst das Verteilnetz die Energiewende hier unnötigerweise massiv aus. Die verschiedenen Studien der vergangenen Jahre zeigen, dass sich mit einem RONT die Aufnahmefähigkeit des Bestandsnetzes um mindestens den Faktor 2 erhöhen lassen würde, sowohl für EE-Anlagen als auch zugleich für zusätzliche Verbrauchslasten (Ladesäulen, Wärmepumpen, ...). Allein die Verlegung eines Niederspannungskabels von nur 100 m Länge würde einem VNB mehr als 5.000 EUR kosten. Bezogen auf die typische Gesamtlänge der Niederspannungsleitungen in einem Ortsnetz von 1.000 bis 2.000 m wird der Kostenunterschied erkennbar⁹.

Mit einer Langfriststrategie des RONT-Einsatzes entstehen mit zunehmender Durchdringung eines Mittelspannungsnetzes durch die zunehmende Entkopplung der Mittelspannung von den unterlagerten Niederspannungsnetzen auch mehr und mehr Freiräume im Spannungsband für die Mittelspannungsnetze selbst. Ein spannungsbedingter Netzausbau wird damit nicht nur in der NS- sondern auch in der MS-Ebene auf ein Minimum reduziert, weil sich dann auch hier die Aufnahmefähigkeit sehr deutlich um den Faktor 2 bis 3 steigern lässt [35].

Für ein typisches Mittelspannungsnetz mit 100 Ortsnetzstationen resultieren Gesamtkosten von gut 500.000 EUR. Würde man stattdessen einen sog. Strangregler einsetzen, belaufen sich die Anschaffungskosten ebenfalls auf grob 500.000 EUR, obwohl damit

⁹ [8] sieht den Grund in den Fehlanreizen der ARegV (siehe Kapitel 1). Meiner Meinung nach spielen zusätzlich auch die anderen Faktoren, wie in diesem Kapitel dargelegt, eine wesentliche Rolle.

nur in einem Mittelspannungsstrang das Spannungsproblem zu lösen wäre und nicht im gesamten MS-Netz. Allein eine 3 bis 5 km lange Mittelspannungsanschlussleitung kostet (geschätzter Kostensatz für Netzbetreiber) rund 500.000 EUR.

PROBLEM DER ABBILDUNG IN DER NETZVERTRÄGLICHKEITSPRÜFUNG

Ohne Langfriststrategie würde am Beispiel des RONT in der Netzverträglichkeitsprüfung von EE-Anlagen, die weiter entfernt vom UW direkt an einem bestehenden Mittelspannungsstrang angeschlossen werden soll, jedes Mal aufs Neue ein kompletter Austausch aller unregelmäßig Ortsnetztransformatoren (ONT) gegenüber der Zuweisung des Umspannwerks als NVP verglichen werden, wenn Spannungsbandprobleme festgestellt werden. Ohne Langfriststrategie mit geeigneter Ersatz-/Erneuerungs- und Tauschstrategie der Ortsnetztransformatoren fallen natürlich deutlich höhere Kosten¹⁰ an, was den Wirtschaftlichkeitsvergleich aus Langfrist- und Gesamtperspektive verfälscht und eigentlich ad absurdum führt. Nicht einmal die Folgeeinsparungen bei weiteren Anschlussgesuchen werden berücksichtigt, die aber für sich jedes Mal wieder so hohe Kosten für das Anschlusskabel bis zum Umspannwerk verursachen wird, obwohl sie noch über die kürzeste Verbindung zum Bestandsnetz angeschlossen werden könnte, solange die Stromtragfähigkeit der Leitung noch nicht ausgeschöpft ist.

POSITIVE BEISPIELE AUS DER PRAXIS

Durch ihre damalige Unternehmensentscheidung, den RONT langfristig flächendeckend einzusetzen, d. h. ausschließlich nur mehr geregelte MS/NS-Transformatoren zu beschaffen, konnte die Avacon nach eigener Aussage bereits auch spannungsbedingte Engpässe in den Mittelspannungsnetzen beheben und entsprechenden Netzausbau vermeiden. Dies ist insofern bemerkenswert, weil die RONT-Durchdringung bei der Avacon mit unter 10 % immer noch relativ gering ist.

Beim Bayernwerk ist mittlerweile ebenfalls die Entscheidung gefallen, ab diesem Jahr (2023) nur mehr regelbare Ortsnetztransformatoren anzuschaffen. Das Bayernwerk ist damit der zweite VNB in Deutschland und der erste in Bayern.

Neben dem RONT-Einsatz sind viele weitere technische Lösungen zu nennen, bei denen sich die techno-ökonomischen Vorteile vor allem oder verstärkt in der Zukunft auszahlen. Zu nennen sind „digitalisierte“ Ortsnetzstationen oder ein optimal-power-flow-basiertes spannungsebenen-übergreifendes Blindleistungsmanagement. Auch der Smart-Meter-Einsatz gehört dazu, der jedoch bereits gesetzlich vorgeschrieben ist.

EMPFEHLUNG

Empfehlenswert erscheint mir, dass die VNB gegenüber den Regulierungsbehörden ihre Langfriststrategien inkl. Zielnetzstrukturen sowie Planungsgrundsätze darlegen. Aus dem Vergleich und mit ihrem Wissen über die Effizienz könnten die

¹⁰ Neben den Mehrkosten für den RONT müssten und würden im Wirtschaftlichkeitsvergleich auch noch weitere Kostenbestandteile hinzugerechnet werden, z. B. der Restwert der noch intakten unregelmäßig ONT, der Aufwand für Austausch und Anschluss der Transformatoren usw.

Regulierungsbehörden frühzeitig Hinweise geben, wenn sie kostenbedenkliche Entwicklungen feststellen würde. Selbstverständlich müsste dies an engen Vorgaben unter Berücksichtigung der Geheimhaltung und Wettbewerbsfähigkeit gebunden sein.

Gleichzeitig müssten gesetzliche Vorgaben zum Technologieeinsatz ernsthaft in Betracht gezogen werden. Wenngleich ich in der Vergangenheit gesetzliche Vorgabe von Technologien abgelehnt und mich für technologie neutrale Randbedingungen ausgesprochen habe, sehe ich, dass Innovationen nur schleppend oder bislang gar nicht Eingang finden. Insofern müssen wir vor allem mit Blick auf die Langfristperspektive konkret darüber nachdenken, ob beispielsweise die Digitalisierung von Ortsnetzstationen oder der Einsatz von RONT nicht doch verpflichtend durch den Gesetzgeber vorgeschrieben werden sollten. Der Smart-Meter-Rollout oder die ESK (Hinweis auf die Abregelbarkeit im Umfang von bis zu 3 % der Jahresstromproduktion sowie die Meldepflicht des Umfangs an die BNetzA) sind Beispiele dafür.

4.6 FEHLENDE VORAUSSCHAUENDE PLANUNG

Die aktuelle Praxis der Netzverträglichkeitsprüfung beinhaltet zugleich ein weiteres bedenkliches Problem. Eine vorausschauende Planung und Optimierung, Verstärkung und Ausbau der Netze unter Einbezug der weiteren anzunehmenden Entwicklung von Erzeugungsanlagen, Speicher und Verbrauchslasten findet i. d. R. bzw. fand bis vor Kurzem nicht statt. In Abgrenzung zum vorhergehenden Abschnitt, in dem es um die Wahl der Netzentwicklungsstrategie, der Erarbeitung einer Zielnetzstruktur und vor allem der Entscheidung zwischen kurzfristig wirtschaftlichen Maßnahmen und langfristig günstigen Lösungswegen geht, wird hier unter vorausschauender Planung die Identifikation und Abschätzung der erwarteten örtlichen und zeitlichen Entwicklung der Erzeugungs-, Speicher und Laststruktur verstanden.

KOSTENEINSPARPOTENZIAL

Schon die dena-Verteilnetzstudie aus dem Jahr 2012 [25] hat untersucht, wie sich eine vorausschauende Netzplanung auf die Effizienz der Netzstruktur und -kosten auswirkt. Dabei wurde eine perfekte Voraussicht bezüglich der Höhe und regionalen Verteilung der zukünftigen EE-Ausbauentwicklung unterstellt und die Reduktion des Netzausbau bedarfs ermittelt. Im Ergebnis kommt diese Studie auf ein theoretisches Einsparpotenzial von knapp unter 15 %. Im Vergleich dazu liegt das Einsparpotenzial durch Abregelung von EE-Erzeugungsspitzen (Einspeisespitzenkappung) bei über 15 % und durch einen netzdienlichen Betrieb von Speichern bei rund 20 %. Den weitaus größten Effekt besitzen jedoch innovative Netzbetriebsmittel. Hier wurden exemplarisch der Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren, die Blindleistungsregelung in Verbindung mit der EE-Einspeisung sowie der Einsatz von Mehrfachbündeln und Hochtemperaturleitern untersucht. Im Ergebnis der dena-Verteilnetzstudie besitzen innovative Netzbetriebsmittel, in der Nieder- und Mittelspannung insbesondere der regelbare Ortsnetztransformator, ein Netzausbau-Einsparpotenzial von gut 45 %.

VERPFLICHTUNG DURCH GESETZGEBER

Viele Netzbetreiber sind bzw. waren bis vor Kurzem davon überzeugt, dass sie das Netz nicht vorausschauend auszubauen gedurft hätten. Diese These weist die BNetzA im geführten Gespräch zurück. So hatte das EEG nie einen Ausschluss vorausschauender Netzplanung oder einer Langfriststrategie bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung gefordert. Diese Erklärungen der Netzbetreiber könnten damit zusammenhängen, dass ein vorausschauender Netzausbau zwar die Chance auf ein effizienteres Netz, aber zugleich auch ein höheres Risiko einer ineffizienteren Netzstruktur mit sich bringt, weil man vorher nicht weiß, wann sich wo welche Einspeise- und Bezugslasten entwickeln. Diese nicht zufriedenstellende und am Ende zu höheren Kosten führende Situation mag auch den Gesetzgeber dazu bewogen haben, 2022 den § 14d EnWG neu zu regeln und nun explizit eine „integrierte und vorausschauende Netzplanung“ auf Basis von zu erstellenden Regionalszenarien bis runter zur Ebene von Ortsnetzstationen zu fordern. Damit besteht jetzt Klarheit darüber, dass es sogar die Pflicht eines VNB ist. Verboten war eine vorausschauende Netzplanung und ein vorausschauender Netzausbau dennoch nicht.

VORSCHLÄGE DER STMWI-VERTEILNETZINITIATIVE

Die Verteilnetzinitiative des StMWi hat diesen Punkt aufgegriffen. So sieht der Vorschlag 1 der AG 2 („Erneuerbare vor Ort“) vor, ein bayerisches Erneuerbare-Energien-Ausbaukonzept auszuarbeiten. In einem zweiten Schritt sollten indikative Richtgrößen entwickelt werden, mit denen sich unter Einbezug der räumlichen Gegebenheiten (Windhöufigkeit, Sonnenscheindauer, naturräumliche Ausstattung, Siedlungsstruktur und -dichte, Potenziale der Sektorenkopplung) die Ausbauziele auf Planungsregionen und Kommunen herunterbrechen lassen sollen („Regionalisierung“), ohne jedoch die Planungshoheit der Gemeinden aufheben zu wollen. In diesem Zusammenhang werden auch die Akzeptanz der Bevölkerung vor Ort für die Energiewende hervorgehoben und die kommunalen Entscheidungsträger aufgerufen, Flächen für die Errichtung von EE-Anlagen auszuweisen (Vorschlag 2 der AG 2). Der Vorschlag 7 knüpft direkt daran an und sieht vor, dass kommunale Energienutzungspläne zusammen mit den zuständigen VNB (auch unter Einbindung der Landkreise und Regionalen Planungsverbände) abgestimmt werden sowie (frühzeitig) Informationen zu möglichen Vorhaben und EE-Ausbauplanungen einfließen sollen. Dazu sollen den Kommunen im Rahmen des Rundschreibens des Bayerischen Staatsministeriums für Wohnung, Bau und Verkehr (StMB) zur baurechtlichen Behandlung von PV-Freiflächenanlagen entsprechende Hinweise gegeben werden, damit diese künftig auch die Netzausbauplanung mitberücksichtigen. Abgeschlossen wird das Thema „Regionalszenarien/Regionalplanung“ durch den Vorschlag 10 der AG 2 („Möglichkeiten kommunaler Clusterbildungen für EE-Ausbau prüfen“). Darin wird auf den höheren Aufwand für die Netzplanung hingewiesen, der sich dadurch ergibt, weil „EE-Anlagen unabhängig von anderen EE-Vorhaben in unmittelbarer Nähe geplant“ werden. Eine Abhilfe sehen die meisten der Beteiligten in einer engeren Abstimmung zwischen den VNB und Projektierern von EE-Anlagen und einer

stärkeren zeitlichen und räumlichen Koordinierung von EE-Anlagenplanung mit Netzplanung.

Grundsätzlich beinhalten die soeben beschriebenen Vorschläge gute Ansätze sowohl für eine Beschleunigung als auch für letzten Endes effizientere Netzstrukturen. Nur bleibt an einigen Stellen doch noch viel Unklarheit ob der Zuständigkeiten und Wirksamkeit, zumal einige Maßnahmen nur appellierender Natur sind.

Unter Vorschlag 4 „Kurzfristige Entschärfung der Netzanschlussproblematik“ soll das Problem des Netzausbaus durch Forcierung des Ausbaus von PV-Dachanlagen in urbanen Gebieten umgangen werden, da hier „oftmals ausreichend Netzkapazitäten vorhanden“ seien. Als erforderlich wird die Anhebung der Vergütungssätze für Dachanlagen zwischen 300 und 750 kW gesehen. Die Erschließung der noch freien Dachflächen halte ich für absolut geboten und notwendig. Nach Auswertung der freien Dachflächen in der Stadtgemeinde Waldmünchen mit knapp 7.000 Einwohner belaufen sich diese bei landwirtschaftlichen Gebäuden auf fast 10 ha und bei Gewerbebetrieben auf rund 3 ha. Dabei wurden nur größere Dachflächen mit einer Orientierung im Halbkreis von Osten über Süden nach Westen miteinbezogen. Hinzukommen noch die Dachflächen der Gebäude von Behörden, kommunaler Einrichtungen und von Wohnhäusern, so dass in Summe schätzungsweise von einer noch verfügbaren energetisch interessanten Gesamtfläche von über 20 ha und einer möglichen PV-Leistung von rund 40 MW auszugehen ist. Aus eigenen Gesprächen mit EE-Anlagenbetreibern aus ganz Bayern liegt es teilweise an den wirtschaftlichen Randbedingungen, bei den größeren Dachflächen vor allem an den ungünstigen Netzverknüpfungspunkten, die selbst im städtischen Gebiet mir bekanntermaßen durch Spannungsprobleme (siehe oben) begründet werden. Die Bundesregierung hat mit Attraktivierung der Volleinspeisung m. E. einen entscheidenden wichtigen Schritt zur besseren Nutzung vorhandener Dachflächen unternommen. Die Volleinspeisung ist jedoch gegenüber der Eigenverbrauchsregelung nicht so lukrativ, wie eigene Berechnungen zeigen. Dies trifft auch bei Kleinanlagen zu. Insofern sehe ich hier hinsichtlich der Vergütungssätze für Volleinspeisung noch Handlungsbedarf. Trotzdem bliebe meiner Überzeugung nach das Potenzial größtenteils ungenutzt, weil die heutige Netzanschlussregelung die umfassendere Erschließung der Dachflächen unnötigerweise unrentabel bzw. teuer macht. Der in meinen Augen geeignete Lösungsansatz wird am Ende dieses Kapitels (Abschnitt 4.8) vorgestellt.

CLUSTERBILDUNG VON EE-ANLAGEN

Vor allem der sog. Clusterbildung messen die für dieses Gutachten interviewten VNB eine hohe Bedeutung für eine Beschleunigung des Netzausbaus bei. Diese Maßnahme wird von den VNB auch als eine der Wirksamsten für eine effizientere und insgesamt volkswirtschaftlich günstigere Netzentwicklung angesehen, wobei die oben genannte dena-Verteilnetzstudie zu einer anderen Einordnung kommt. Konkret wünschen sich die meisten eine flächenscharfe Ausweisung der Stellen, an denen EE-Anlagen errichtet werden sollen und können. In diesem Zusammenhang hat ein VNB darauf hingewiesen, dass die fortwährende Änderung der EE-Ausbauziele am Ende zu einer Verlangsamung des Netzausbaus geführt hätte, weil die Planungen immer wieder von neu angefangen

werden mussten. Als Beispiel nannte er im geführten Gespräch die Erweiterung der Flächenkulisse für PV-Freiflächenanlagen entlang von Autobahnen und Schienenwegen. Diese betrug anfangs 110 m, wurde zwischenzeitlich auf 200 m und mit dem EEG 2023 nun auf 500 m erweitert.

Für die Nutzung der Windenergie muss nun Bayern auf Druck der Bundesregierung bis zum Jahr 2026 1,1 % und bis zum Jahr 2032 1,8 % seiner Landesfläche ausweisen. Dazu identifizieren aktuell die Regionalen Planungsverbände geeignete Flächen. Mit Festlegung dieser kann zumindest die Windenergie betreffend der Netzausbau etwas besser gesteuert werden. Allerdings werden selbst hier die Potenziale zur Beschleunigung und Kosteneinsparung nicht vollständig ausgeschöpft, weil fast 40 % der am Ende benötigten Flächen erst in neun Jahren feststehen sollen. Unklar ist, warum nicht schon bis zum Jahr 2026 bereits das endgültige Flächenziel erreicht werden soll. Sicherlich mag noch der eine oder andere Aspekt an den Tag treten, der heute noch nicht absehbar und damit bei der Planung der Eignungsflächen noch nicht mit bedacht werden kann. Jedoch sollte es hier sich um nur wenige Standorte oder Flächen handeln, die zu diesem Zeitpunkt dann durch andere getauscht werden könnten, um weiterhin das Ausbauziel der Windenergie zu erreichen. Auch könnte von vornherein über ein gewisses Maß an zusätzlichen Flächen nachgedacht werden, um ein „Austauschen“ zu ermöglichen. Nach meinen Informationen möchten zumindest ein Regionaler Planungsverband bereits Ende 2023 und ein weiterer bis 2025 ihre endgültigen Flächenziele erarbeitet haben. Insofern sollte dies – trotz der angespannten Personalsituation (siehe Kapitel 3) – auch für die anderen, zumindest bis 2025, erreichbar sein. Von daher ist eine beschleunigte Ausweisung der Windeignungsgebiete, am besten schon bis zum Jahr 2025, geboten, möchte man ernsthaft den Verteilnetzausbau forcieren.

Da die zu installierende PV-Leistung ungefähr doppelt so hoch wie die der Windenergie sein wird (vergleiche dazu Abbildung 1-2 mit Abbildung 1-3), ist mit der Ausweisung der Flächen für die Windenergienutzung tatsächlich nur ein dementsprechend geringerer Beitrag für die vorausschauende Netzplanung erreichbar. Insofern spielt die Regionalisierung der bayerischen PV-Ausbauziele eine Schlüsselrolle.

Die von der StMWi-Verteilnetzinitiative formulierten Vorschläge sind in diesem Punkt m. E. nicht konkret und weitgehend genug. Dies betrifft sowohl PV-Dach- als auch PV-Freiflächenanlagen. Dachflächen müssen und sollen langfristig erschlossen werden, weil dies schon aus Gründen des ansonsten höheren Verbrauchs an landwirtschaftlichen Flächen notwendig ist. Dahingehend wurde im Zuge der Novellierung des Bayerischen Klimaschutzgesetzes eine Ergänzung der Bayerischen Bauordnung beschlossen, die seit 1. März 2023 eine Solardachpflicht für neue Gewerbe- und Industriegebäude vorschreibt. Bestehende Nicht-Wohngebäude kommen erst 2025, wenn deren Dachhaut erneuert wird. Wohngebäude werden derzeit nicht miteinbezogen. Allerdings bleibt die Bayerische Bauordnung sehr vage, weil sie nur von einer angemessenen Auslegung der PV-Dachanlagen auf geeigneten Dachflächen spricht, ohne zu konkretisieren, was der Gesetzgeber genau darunter versteht. Hier wären entsprechende begleitende Hinweise

mit einem ambitionierten Verständnis der Angemessenheit und Dacheignung wünschenswert.

PV-Freiflächenanlagen unterliegen derzeit der Planungshoheit einer Kommune. Insofern tragen hier die Kommunen eine hohe Verantwortung nicht nur für ihre Gemeindegewohnerinnen und -bürger, sondern auch für die gesamte Gesellschaft. Den Ergebnissen der StMWi-Verteilnetzinitiative ist zu entnehmen, dass man die kommunale Planungshoheit beibehalten möchte. Viele der unterbreiteten Vorschläge richten sich auch an die kommunalen Entscheidungsträger, wie z. B. zügig Flächen für EE-Anlagen auszuweisen, Energienutzungspläne bzw. EE-Ausbaupläne in Abstimmung mit den VNB zu erstellen bzw. zu aktualisieren, vor allem in urbanen Gebieten den Ausbau von PV-Dachanlagen zu forcieren oder Cluster für den EE-Ausbau zu bilden. Die Vorschläge bauen auf eine weiterhin sehr weitgehende Freiwilligkeit der Kommunen. Es findet sich keine Antwort, wenn Kommunen diesen Vorschlägen nicht im angemessenen Umfang nachkommen.

KOMMUNALE AUSBAUZIELE FÜR PV-FREIFLÄCHENANLAGEN

Natürlich wären sehr schnelle flächenscharfe Ausweisungen von PV-Freiflächenanlagen für den Verteilnetzausbau ideal. Äußerst hilfreich für eine volkswirtschaftliche Stromnetzplanung wäre allein schon, wenn die Kommunen ein klares quantitatives Ausbauziel für PV-Freiflächenanlagen formulieren und umsetzen. Vor allem für den Ausbau des Hochspannungsnetzes und der Platzierung von Umspannwerken zwischen der Hoch- und Mittelspannung wäre bereits eine Granularität auf Gemeindeebene sehr hilfreich. Eine tiefergehende Auflösung der PV-Ausbauziele ist wünschenswert und bringt vor allem im Bereich der Mittelspannungsnetzplanung noch Kostenvorteile mit sich. Hier sind aber bereits auch andere Faktoren und die örtlichen Gegebenheiten, wie z. B. die Flächenverfügbarkeit, Möglichkeiten der Trassenführung bzw. der Kabelverlegung, ausschlaggebend.

Vor diesem Hintergrund sollte der Freistaat Bayern einen geeigneten Prozess auf- und umsetzen. In einem ersten Schritt sollten die bayerischen Kommunen verpflichtet werden, ein konkretes Ausbauziel für PV-Freiflächenanlagen inkl. eines Zeitplans zu nennen und den Regionalen Planungsverbänden (RPV) zu übermitteln. Die Festlegung eines Ausbauziels von PV-Freiflächenanlagen erscheint mir den Kommunen zumutbar und darf von der Gesellschaft auch erwartet werden können. Die Kommunen müssten angehalten werden, ihren Zeitplan mit der Ausweisung von Flächen bzw. der Erstellung von Baubauungsplänen für PV-Freiflächenanlagen nachzuweisen.

Sollten sich mit den bekundeten Werten die gesamt-bayerischen Ausbauziele oder die gewünschte Ausbaugeschwindigkeit nicht erreichen lassen, sollten die RPV in einem zweiten Schritt die Kommunen, die sich keine angemessenen Ziele und Zeiträume gesetzt haben oder diese nicht einhalten, dahingehend unterstützen, indem sie die PV-Freiflächenanlagen als raumverträglich einstufen und Richtwerte sowie Hilfestellungen vorgeben. Erst in einem dritten Schritt sollte dann ein RPV eingreifen und für eine säumige oder ihrer gesellschaftlichen Verantwortung nicht nachkommenden Kommune

die Planungshoheit übernehmen können, einen Teilplan Solar erarbeiten und dadurch selbst geeignete PV-Vorrangflächen für deren Gemeindegebiet festlegen. Ein solche Letztmaßnahme würde in effektiver Weise Druck auf die Kommunen ausüben, ihrer Verantwortung gerecht zu werden, wenn Freiwilligkeit und vorhergehende Aufforderungen und Hilfestellungen nicht fruchten.

Wichtig bleibt, dass der Freistaat Bayern hier enge zeitliche Grenzen für die Erarbeitung der PV-Ausbauziele auf kommunaler Ebene vorgibt und festlegt, unter welchen Voraussetzungen ein RPV die Planungshoheit an sich ziehen kann und soll. Die ersten beiden Schritte müssten bereits bis zum Jahr 2026 umgesetzt werden, wenn eine Synchronisation mit den Windeignungsflächen und ein vorausschauender Netzausbau in effizienter Weise ermöglicht werden soll.

4.7 AUSUFERNDE EINSPEISENETZE

Die heutige Praxis der „Ermittlung des gesamtwirtschaftlich günstigsten Netzverknüpfungspunkts“ führt in der Realität zu ineffizienten Netzstrukturen im Verteilungsnetz und damit genau zum Gegenteil. Wie weiter oben bereits dargelegt, wird dies allein schon aus der Tatsache ersichtlich, dass Projektierer von EE-Anlagen in aller Regel immer für sie kostengünstigere NVP erreichen, wenn sie die Netzverträglichkeitsprüfung selbst überprüfen bzw. durch einen Dritten überprüfen lassen. Dadurch kann auch die Vermutung abgeleitet werden, dass der neu zugewiesene NVP nicht nur dem EE-Anlagenbetreiber günstiger kommt, sondern auch insgesamt zu geringeren Kosten führt. Wäre dies nicht der Fall, müssten noch sehr viel mehr Streitfälle bei der Clearingstelle EEG|KWKG aufschlagen. So berichten auch die EE-Projektierer, dass ihre Überprüfung und Andersbewertung des zugewiesenen NVP noch nie bzw. nur in einem einzelnen Fall einer externen Entscheidung bedurfte.

EINZELFALLPRÜFUNGEN STATT ZUSAMMENFASSUNG UND VORAUSSCHAU

Nichtsdestotrotz führen auch diese „verhandelten“ NVP nicht zum effizienten Netzananschluss und insgesamt kostengünstigeren Netzintegration von EE-Anlagen. Dies hat vielfältige Gründe, die teils oben schon angesprochen wurden und nicht wiederholt werden müssen. Ein weiteres Manko der aktuellen Praxis der Netzverträglichkeitsprüfung liegt in der separaten Betrachtung von EE-Anlagen. Auch wenn VNB heute ein Clustering von EE-Anlagen fordern (wie gerade erörtert), legen sie im Rahmen einer Netzverträglichkeitsprüfung immer nur die Anlage(n) eines Netzananschlussbegehrenden zugrunde. Alle Netzananschlussbegehren werden einzeln und separat behandelt. Ein Projektierer berichtet davon, dass keine erneute Überprüfung des Netzanschlusspunkts erfolgt, wenn eine andere Einspeisezusage zurückgezogen wird und damit ein günstigerer NVP möglich wäre. Selbst wenn zeitgleich oder kurze Zeit darauf ein weiteres Anschlussbegehren im gleichen Gebiet eingereicht wird, wird dieses separat und unabhängig davon bewertet. Eine Zusammenschau erfolgt selbst in diesem Fall nicht, auch wenn dies zeitlich möglich wäre. Als einen Grund geben VNB an, dass bei einer synoptischen

Betrachtung von EE-Anlagen verschiedener Anschlussbegehrenden sie den Netzausbau von den Kosten her übernehmen müssten und nicht mehr in dem Umfang die Netzan schlusskosten an die Anlagenbetreiber abwälzen könnten. Neben der betriebswirtschaftlichen Motivation weisen die VNB sofort auch auf die dann für ihr Versorgungsgebiet resultierenden höheren Netzentgelte hin. Insofern scheint die heutige Praxis der Forderung des Clustering zu widersprechen (mehr dazu weiter unten).

EINFLUSS AUF NETZENTGELTE

Der Hinweis auf höhere Netzentgelte bei VNB mit hoher EE-Durchdringung und Forderung, diese regionalen Unterschiede wie bei den Übertragungsnetzentgelten gerechter zu verteilen, ist allgemein zunehmend in Diskussion. Sicherlich mag das Argument gegen eine deutschlandweite Solidarisierung der Netzentgelte im Verteilnetz zutreffen, dass damit auch ein höherer Druck aus der Gesellschaft heraus für den VNB entsteht und dieser dadurch stärker motiviert sei, seine Kosten zu senken. Neben der „Gerechtigkeitsdiskussion“ erwächst jedoch auf der Schattenseite mit der Motivation der VNB, die Kosten für die Netzintegration von EE-Anlagen von sich fernzuhalten und auf die Anlagenbetreiber abzuwälzen, intrinsisch auch der Begleitumstand, dass es dadurch insgesamt für die deutschen Stromkunden teurer wird. Vor diesem Hintergrund sind meiner Überzeugung nach EE-bedingte regional unterschiedliche Netzentgelte kein geeignetes Instrument, tatsächlich Kostensenkungen zu bewirken. Vielmehr werden Kosten aus dem Netzbereich in den Erzeugungsbereich verschoben und insgesamt erhöht.

Eine auch in anderer Hinsicht in Betracht zu ziehende Möglichkeit wäre, die EE-Anlagenbetreiber grundsätzlich stärker in die Mitfinanzierung der Netze einzubinden. Auch in der Diskussion um die marktgestützte Beschaffung von Systemdienstleistungen weisen die Netzbetreiber auf die dann resultierenden höheren Netzentgelte hin. Sie präferieren deshalb auch, dass die Netznutzer Systemdienstleistungen für den Netzbetreiber kostenlos bereitstellen sollten. Als Lösungsansatz wurde im Rahmen der Kommission des BMWK zur Beschaffung von Blindleistung ein allgemein zu entrichtender „Solidaritätsbeitrag Netzintegration“ der EE-Anlagen diskutiert. Hierbei signalisierten die Vertreter der EE-Branche Zustimmung, sofern das Beschaffungssystem zu insgesamt niedrigeren Gesamtkosten der Stromversorgung führt. Ein solcher „Solidaritätsbeitrag“ sollte meiner Überzeugung nach unbedingt überlegt und konzipiert werden und nicht nur für die Beschaffung von Systemdienstleistungen, sondern auch zur Netzintegration von EE-Anlagen als solches (z. B. für den Netzanschluss) dienen (siehe dazu auch die Empfehlung zum vollständigen Netzanschluss durch den Netzbetreiber weiter unten auf Seite 65).

EINBEZUG AUSBAUKOSTEN VORGELAGERTER SPANNUNGSEBENEN

Ein weiteres Beispiel für die nicht vorausschauende Netzverträglichkeitsprüfung ist die Einrechnung von Netzausbaumaßnahmen im vorgelagerten Netz, wie sie nach Angaben eines Projektierers in der Praxis anzutreffen ist. Eine EE-Anlage mit einer Leistung von wenigen Megawatt ist grundsätzlich an der Mittelspannungsebene anzuschließen. Wenn nun zwar das Mittelspannungsnetz in unmittelbarer Nähe für sich alleine

betrachtet noch aufnahmefähig wäre, aber das vorgelagerte Hochspannungsnetz dadurch nicht mehr den Abtransport der insgesamt eingespeisten Energie gewährleisten kann, müsste dieses entsprechend ausgebaut werden. Offensichtlich können die Netzausbaukosten aus der Hochspannung auch in der Netzverträglichkeitsprüfung für EE-Anlagen in der Mittelspannung miteinbezogen werden. So kann als Ergebnis ein NVP resultieren, der nicht einmal mehr im nächsten, sondern in einem viel weiter entfernten Umspannwerk liegt. In den Gesprächen wurden Entfernungen von teils deutlich über 20 km angegeben. In Anbetracht der enormen Kosten für einen Kabelanschluss über 20 bis 30 km in Höhe von mehreren Millionen Euro bedeutet dies dann das wirtschaftliche Aus für solche EE-Vorhaben. Über diesen Weg wird die Energiewende ebenfalls ausgebremst.

ENTSTEHUNG VON EINSPEISENETZEN

Grundsätzlich ist seit vielen Jahren zu beobachten, dass mit der heutigen Praxis der Netzverträglichkeitsprüfung die sog. Einspeisenetze, also von den Anschlussleitungen der EE-Anlagen bis hin zu eigenen Umspannwerken (UW) der EE-Anlagenbetreiber, die nur der Einspeisung von EE-Strom dienen, zunehmend wachsen. Aus den geführten Gesprächen kann der Kostenumfang dieser Netze für Bayern mittlerweile auf rund 15 % der Gesamtkosten der regulierten Verteilungsnetze geschätzt werden. Dieser Anteil wird unter den heutigen Gegebenheiten noch weiter anwachsen. Das Volumen der Einspeisenetze legt also stärker zu als das der regulierten Verteilnetze. Dass wir uns damit ineffiziente und teure Netzstrukturen schaffen, sollen folgende Aspekte verdeutlichen.

Ein Großteil der Einspeisenetze besteht aus Mittelspannungsanschlusskabeln der EE-Anlagenbetreiber, die von ihren EE-Anlagen zum Umspannwerk führen. Auch wenn hinsichtlich der Stromtragfähigkeit meist noch deutliche Freiräume im MS-Netz der VNB existieren würden, führen in den meisten Fällen Spannungsbandprobleme zur Vorgabe des NVP von EE-Anlagen direkt im Umspannwerk, wie oben geschildert. Abbildung 4-2 veranschaulicht schematisch den Netzanschluss von EE-Anlagen und die Entstehung von Einspeisenetzen (grüne Linien). Natürlich wird ein EE-Anlagenbetreiber versuchen, eine bereits vorhandene Anschlussleitung mitzubenutzen. Dies ist jedoch nur möglich, wenn er eine neue EE-Anlage in geeigneter Nähe seiner Bestandsanlage errichten kann und hier noch Übertragungskapazität frei sein sollte. Dies ist oft nur der Fall, wenn er verschiedene EE-Anlagentypen kombiniert (z. B. Wind und PV). Die Mitbenutzung eines vorhandenen Kabels eines anderen EE-Anlagenbetreibers scheidet i. d. R. aus Wettbewerbsgründen aus. Von daher entstehen viele einzelne Stichtanbindungen, die nicht nur versorgungstechnisch eine geringere Zuverlässigkeit haben, sondern insgesamt zu deutlich mehr Leitungsbedarf führen.

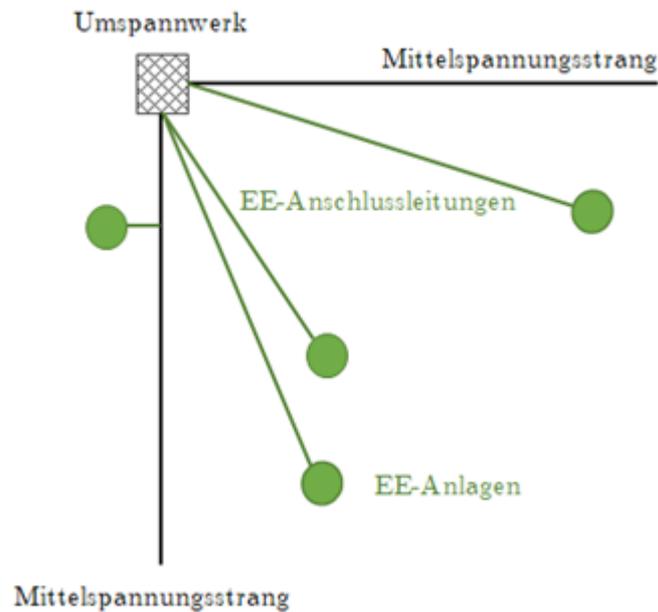


Abbildung 4-2. Veranschaulichung des Netzanschlusses von EE-Anlagen an einem Mittelspannungsnetz

RESULTIERENDE NACHTEILE VON EINSPEISENETZEN

Dieser „Kabelsalat“ verursacht noch weitere Folgeerscheinungen wie sie aus den Gesprächen mit den Projektierern sowie VNB ersichtlich wurden. Zum einen braucht es letzten Endes mehr Material (Kabel), was vor allem für VNB zur Verknappung bzw. höheren Lieferzeiten führt, und mehr Personal für die Planungen sowie die Kabelverlegung, was den Fachkräftemangel verschärft. Wie sich in den geführten Gesprächen zeigte, sind die Lieferzeiten dabei nur für die Netzbetreiber erkennbar gestiegen. Da Anlagenbetreiber meist höhere spezifische Preise zahlen als Netzbetreiber, werden sie von den Herstellern natürlich bevorzugt bedient. Neben den Kabeln zahlen die Anlagenbetreiber auch für die anderen netztechnischen Komponenten (Transformatoren, Schaltanlagen, Kompensationsanlagen, ...) teils höhere Preise. Darüber hinaus müssen bei fast jeder Anschlussleitung Kompensationsanlagen installiert werden, um die strengen Blindleistungsvorgaben der VNB einhalten zu können. Stochastische Ausgleichseffekte der Blindleistungsflüsse sowie Skaleneffekte bei den spezifischen Investitionskosten von Kompensationsanlagen können daher durch EE-Anlagenbetreiber nicht ausgenutzt werden. Im Gegensatz dazu ist es bei VNB absolut unüblich, in der Mittelspannung eigene Kompensationsanlagen zu errichten, um eben diese Kostennachteile nicht zu haben.

Einspeisenetze sind, wie der Name auch ausdrückt, nur für die Einspeisung aus EE-Anlagen gebaut. Sie können nicht (ohne weiteres) für den Anschluss von Verbrauchs-

lasten anderer Netznutzer genutzt werden¹¹. Ein Projektierer schilderte eindrucksvoll, wie die Ineffizienz dieser geschaffenen Netzstrukturen ihren Höhepunkt erreichen kann. An seiner vorhandenen Anschlussleitung für eine Windenergieanlage wurden zwei sehr große PV-Dachanlagen von Industriebetrieben angeschlossen. Eine der beiden Firmen möchte aktuell ihren Betrieb (Last) deutlich erweitern. Die vorhandene Versorgungsleitung des zuständigen VNB kann allerdings die höhere Verbrauchsleistung nicht mehr aufnehmen. Folglich liegt der Gedanke nahe, das vorhandene Kabel der EE-Anlagen, über das nur rückgespeist wird, dafür zu nutzen. Da die Anschlussleitung ein Einspeisenetz darstellt, müsste der Projektierer (der zugleich der Betreiber der Windenergieanlage ist) ein Unternehmen gründen, das als regulierter Netzbetreiber auftritt (mit allen Rechten und Pflichten eines VNB) bzw. Arealnetzbetreiber werden. Da nach seiner Aussage für sein eigenes Netz der Aufwand in keinem tragbaren Verhältnis steht, scheidet die Anbindung über seine eigene Leitung aus. Deshalb besteht jetzt rein aus rechtlicher Sicht (nicht technisch) nur die Möglichkeit, eine zusätzliche dritte Leitung durch den VNB zu verlegen.

Nach Rücksprache mit der zuständigen Regulierungsbehörde wäre ein Erwerb bzw. Pacht der Einspeiseleitung durch den VNB möglich, um einen weiteren Netzausbau zu vermeiden. Auch wenn dies im Nachgang eine sinnvolle Maßnahme darstellt, ist festzuhalten, dass viele Einspeisenetze gegenüber den Netzen von VNB mit höheren spezifischen Investitionen errichtet werden, die natürlich von dem VNB zu übernehmen wäre und schließlich doch im regulierten Bereich landet. Neben dem höheren Kapitaldienst müssten auch die Renditeansprüche der EE-Anlagenbetreiber erfüllt werden, die ebenfalls höher als die der Netzbetreiber sind. Zudem müssen zusätzlich noch die Zins-erwartungen für die entsprechende Kapitalbeschaffung durch den VNB für den Erwerb des Einspeisenetzes entrichtet werden. Mag dies für den Einzelfall eine zielführende Lösung sein, wäre eine umfassendere Nutzung der Einspeisenetze für den Anschluss von zusätzlichen Verbrauchslasten, die mit der zunehmenden Sektorenkopplung noch deutlich zunehmen werden, eine volkswirtschaftliche Absurdität. Generell zeigen viele Beispiele im öffentlichen Netz (z. B: 30-kV-Netze), dass ineffiziente Netzstrukturen nur schwer und nur sehr langfristig wieder abbaubar sind. Einige der befragten Projektierer könnten sich den Verkauf ihrer Netze vorstellen, wenn das preisliche Angebot passt. Einige Projektierer beschäftigen sich sogar mit dem Gedanken, sog. Arealnetzbetreiber zu werden bzw. ihre Einspeisenetze zu Kundennetze weiterzuentwickeln. Damit entstünden künftig parallele Netzstrukturen, die man eigentlich als nicht volkswirtschaftlich ansieht (siehe einleitender Satz zu Abschnitt 2.1, Seite 21). Einer der befragten VNB, in dessen Holding es auch eine Schwesterfirma gibt, die EE-Anlagen projektiert und betreibt, spricht von „Parallelwelten“, die mittlerweile entstehen.

¹¹ Damit sind vor allem rechtliche Hürden gemeint. Speziell bei Einspeise-Umspannwerken (E-UW) fehlt oft die für die Versorgung von Verbrauchern erforderliche redundante Auslegung. Ein E-UW müsste auch technisch erst noch nachgerüstet werden, um damit Verbraucher versorgen zu können.

4.8 ÜBERGREIFENDER LÖSUNGSANSATZ: NETZANSCHLUSS DURCH DEN VNB („FELD- UND DACHSTECKDOSE“)

Während in den vorhergehenden Abschnitten jeweils schon Lösungsvorschläge für die darin geschilderten Problemstellungen aufgezeigt und diskutiert werden, soll am Ende dieses Kapitels noch ein Vorschlag zur grundsätzlichen Änderung des Netzanschlussprozederes gemacht werden. Dieser zielt nicht speziell auf eine der genannten Problemstellungen ab, sondern trägt meiner Überzeugung nach übergreifend zur Gesamtverbesserung beim Netzanschluss und der Netzintegration von EE-Anlagen bei.

„FELD- UND DACHSTECKDOSE“

Einen Ausweg aus dieser insgesamt fragwürdigen Entwicklung der Einspeisenetze bestünde darin, dass EE-Anlagen grundsätzlich und vollständig durch den VNB angeschlossen werden („Vollständiger Netzanschluss von EE-Anlagen durch den VNB“ bzw. „Steckdose auf dem Acker“ bzw. „Feld- und Dachsteckdose“). Den Vorschlag der vollständigen Übernahme des Netzanschlusses durch die Netzbetreiber habe ich bereits 2013 im Rahmen des 14. Fachgesprächs der Clearingstelle EEG|KWGK [36] gemacht. Damals stieß der Gedanke noch auf erheblichen Widerstand der anwesenden Netzbetreiber. Als Argument wurde vor allem angeführt, dass EE-Anlagenbetreiber ihre Anlagen dann ohne Beachtung der Netzinfrastruktur sehr weit entfernt davon errichten würden, wenn sie keine Netzanschlusskosten mehr verantworten müssten. Dieses Argument sticht in meinen Augen nicht, da wir in Deutschland wohl auf keine oder bedeutsamen Flächen verzichten können, wenn dort Windenergieanlagen oder PV-Freiflächenanlagen errichtet werden dürfen. Ein nennenswerter EE-Zubau, der sich dadurch an anderen netztechnisch ungünstigeren Standorten ergeben würde, ist – auch aus meiner eigenen Erfahrung heraus – nicht zu erwarten, weil sich die Standortauswahl schon aus vielen anderen Gesichtspunkten heraus als sehr schwierig herausstellt. Außerdem bedeutet eine vollständige Kostenübernahme durch den VNB nicht, dass der Netzanschluss für den EE-Anlagenbetreiber kostenlos sein muss (siehe weiter unten).

„NETZSTECKDOSE“ VS. „FELD- UND DACHSTECKDOSE“

Interessanterweise zeigen sich die allermeisten der befragten VNB heute sehr offen gegenüber dem Vorschlag der „Feld- und Dachsteckdose“, einige davon meinten sogar, dass sie dazu auch verpflichtet werden sollten. Ein VNB weist darauf hin, dass man „aus dem Benchmark fällt, wenn andere VNB das nicht machen“. Daher muss seiner Überzeugung nach das EEG dahingehend angepasst werden. Es gibt aber auch einzelne VNB, die nicht so weit gehen möchten, dass die EE-Anlagen wirklich an ihrem Standort durch den VNB angeschlossen werden, sondern wollen nur im Rahmen der Clusterbildung von EE-Anlagen eine „Netzsteckdose“ anbieten. Damit ist gemeint, weitere zusätzliche dezentral verteilte Anschlusspunkte bereitzustellen. Dies wäre demnach kein „Vollständiger Netzanschluss von EE-Anlagen“ (= „Feld- und Dachsteckdose“), sondern eher ein „Weitergehender Netzanschluss von EE-Anlagen als bisher“ (= „Netzsteckdose“). Ein VNB hat an einem realen Beispielnetz diesen „weitergehenden Netzan-

schluss von EE-Anlagen als bisher“ im Vergleich zum Status Quo analysiert. Nach seinen Berechnungen können sich allein für einen Mittelspannungsstrang Kosteneinsparungen in Höhe von rund einer Million EUR ergeben. Er verweist in dem Zusammenhang aber auf die noch zu schaffenden geeigneten Randbedingungen und die noch offenen Fragen.

Wenngleich die „Netzsteckdose“ schon ein guter Schritt in die richtige Richtung unternimmt, sehe ich in der „Feld- und Dachsteckdose“ weitreichendere Vorteile, weil sich mit diesem Konzept die oben beschriebenen Nachteile der heutigen Form der Netzintegration nahezu vollständig vermeiden ließen, nach meiner Einschätzung noch kostengünstigere Netzstrukturen erreichbar wären und der Bedarf an Fachkräften auf ein absolutes Minimum reduzieren ließe („alles aus einer Hand“). Zudem würden die Dachflächenpotenziale für PV deutlich besser erschlossen werden, was das Konzept der „Netzsteckdose“ nicht leisten kann. Hierbei ist auch zu bedenken, dass PV-Dachanlagen spezifisch günstiger sind, wenn sie die gesamte geeignete Dachfläche nutzen und nicht nur einen geringen Teil davon, wie es heute überwiegend der Fall ist.

Mit der „Netzsteckdose“ wären beispielsweise immer noch die Zuweisungen von NVP für die EE-Anlagen erforderlich und folglich weiterhin, wenngleich zahlenmäßig deutlich weniger, Auseinandersetzungen im Zuge der Netzverträglichkeitsprüfungen zu erwarten. Fraglich bleibt, ob EE-Projektierer auf eine Überprüfung der zugewiesenen NVP verzichten würden und damit nicht mehr unnötig viel Fachpersonal binden müssten.

Auf einige, der vorhin angesprochenen offenen Fragen, wird nachfolgend noch eingegangen.

FINANZIELLE BETEILIGUNG DER EE-ANLAGENBETREIBER

Eine davon ist selbstverständlich auch die oben beschriebene negative Auswirkung auf die Netzentgelte der VNB. Dieser Aspekt ist auch für die VNB von elementarer Bedeutung, die sich auch das über die „Netzsteckdose“ hinausgehende Konzept der „Feld- und Dachsteckdose“ vorstellen können. Einen geeigneten Ansatz liefert der schon erwähnte „Solidaritätsbeitrag Netzintegration“ durch EE-Anlagen. Damit wäre dem Einwand genüge getan, einen (Groß-)Teil der Netzanschlusskosten außerhalb der Netzentgelte zu halten. Um einerseits die Netzintegrationskosten in Summe gering zu halten, aber andererseits vom Netzanschluss her auch ungünstigere Standorte für die Erfüllung der Klimaziele ausreichend schnell erschließen zu können, ließen sich diese beiden gegenläufigen Ziele zwischen der Erhebung eines individuellen Baukostenzuschusses und der Höhe eines allgemeinen Netz-Solidaritätsentgelts austarieren. Mit diesem individuellen Bestandteil der durch die EE-Anlagenbetreiber zu tragenden Kostenbestandteil könnte schließlich auch der Befürchtung entgegengetreten werden, dass EE-Anlagen „sich auf Kosten des Netzes“ optimieren.

MAßNAHMEN ZUR VERMEIDUNG VON VERZÖGERUNGEN

Eine Beschleunigung des Netzausbaus würde die „Feld- und Dachsteckdose“ ohne weitere Maßnahmen nicht bewirken. Im Gegenteil dürften sogar weitere Verzögerungen beim Anschluss von EE-Anlagen zu erwarten sein. Diese Befürchtung teilen viele Projektierer. Sie weisen darauf hin, dass sie viel schneller ihre Anschlussleitung oder ihr eigenes Einspeise-UW realisieren können. Beispielsweise beträgt die reine Bauzeit eines UW nach Aussage eines Projektierers bei einem VNB ca. neun Monate, während er gerade mal zehn Wochen benötigen würde. Diese zu erwartenden Verzögerungen ist auch der Grund, warum Projektierer einerseits diesen Vorschlag begrüßen, andererseits ihm skeptisch gegenüberstehen. Zur Lösung dieses „Folgeproblems“ („Kosten runter, dafür Verzögerungen rauf“) weisen einige Projektierer darauf hin, dass es begleitender Maßnahmen bedarf. Diese müssten einerseits darauf abzielen, dass die VNB den Netzanschluss genauso schnell umsetzen wollen und können und andererseits die Anlagenbetreiber kein zusätzliches finanzielles Risiko durch einen verschleppten Netzanschluss tragen müssten.

Beispielsweise könnten entsprechende Fristen für die Umsetzung des Netzanschlusses den VNB vorgegeben und bei Nichteinhaltung als Malus in der Anreizregulierung angerechnet werden, sofern nicht Dritte die Verzögerungen zu verantworten haben. Darüber hinaus müsste man den EE-Anlagenbetreibern nach Ablauf einer solchen Anschluss-Frist Entschädigungszahlungen gewähren, so wie es mit der Offshore-Netzumlage für Verzögerungen beim Netzanschluss von Offshore-Windparks bereits etabliert wurde.

In Kapitel 1 wurde schon vorgeschlagen, die Parameter zur Beschreibung der Dynamik des Netzausbaus in den Effizienzvergleich zu integrieren. Ein weiterer Parameter, der die Dynamik und Leistungsfähigkeit zum Ausdruck bringt, wäre die Zeitspanne zur Umsetzung von Netzanschlüssen. Ein schneller Netzanschluss ist der BNetzA nach ihrer Aussage wichtig und könnte neben dem Malus bei Fristüberschreitungen zusätzliche einen Bonus für beschleunigte/vorzeitige Netzanschlüsse als Begleitmaßnahme für das Konzept der Feld- und Dachsteckdose beinhalten.

Grundsätzlich wäre auch empfehlenswert, die vorhandenen Strukturen und Personal im Bereich der Netzplanung und Bauumsetzung seitens der EE-Anlagen-Projektierer z. B. in Form einer Auftragsvergabe (unter Kostenverantwortung der VNB) zu nutzen, was vor allem die Verlangsamung äußerst effektiv verhindern sollte. Sicherlich wären weitere oder auch andere flankierende Maßnahmen vorstellbar.

BERÜCKSICHTIGUNG DER EINSPEISENETZE IM EFFIZIENZVERGLEICH

Da es sich bei diesem Vorschlag um eine weitreichendere Änderung am heutigen Rahmen handelt, könnte ein geeigneter Zwischenschritt und damit ein Transformationsprozess eingeführt werden. Ein solcher könnte darin bestehen, dem VNB es finanziell stärker anzulasten, wenn EE-Anlagen nicht über den kürzesten Weg an sein Bestandnetz angebunden werden. Dazu muss nicht unbedingt eine aufwendige detaillierte Erfassung örtlicher Gegebenheiten erfolgen. Schon eine Differenzierung der EE-

Anschlussleistungen nach Netzebenen¹² wäre ein guter Indikator dafür. So drückt eine hohe Anschlussleistung in Netzebene 4 gegenüber einer relativ Niedrigen in der Netzebene 5 aus, dass EE-Anlagen vorwiegend diese Netzebene als NVP zugewiesen bekommen haben und sich nicht direkt an die Mittelspannungsstränge haben anschließen dürfen. Dies deutet darauf hin, dass in diesem Netzgebiet von mehr Einspeisenetzen bzw. von einer insgesamt größeren Netzlänge für die Anschlussleitungen der EE-Anlagenbetreiber auszugehen und die in der volkswirtschaftlichen Kostenbewertung zu berücksichtigen wäre. Es könnten aber auch direkt die Netzanschlusskosten der EE-Anlagenbetreiber im Effizienzvergleich Eingang finden. Auf Seiten der Projektierer bestünde jedenfalls Bereitschaft entsprechende Informationen zu Kosten, installierte Leistung, Netzverknüpfungspunkt, Länge Anschlussleitung usw. über ein Meldeportal an eine Monitoringstelle zu übermitteln, wenn sich dadurch gesamtkostentechnisch Verbesserungen ergeben. Ein großer Projektierer von EE-Anlagen regt als Alternative an, dass VNB zumindest die Kabel auf ihre Kosten stellen sollten, die Verlegung dann weiterhin durch die Projektierer erfolgen könnte.

Grundsätzlich halte ich jedoch es für zielführender, das Konzept der „Feld- und Dachsteckdose“ ohne einen Zwischenschritt einzuführen.

¹² Ergänzend zu den vier Spannungsebenen (HöS, HS, MS und NS) ordnen die Netzebenen den Umspannungen zwischen den jeweiligen Spannungsebenen eine separate Ebene zu. Netzebene 1 umfasst die HöS-Leitungen, die Netzebene 2 die Umspannung zwischen der HöS- und HS-Ebene, die Netzebene 3 beinhaltet die HS-Leitungen, die HS/MS-Umspannwerke werden mit Netzebene 4 bezeichnet, die Netzebene 5 besteht aus den MS-Leitungen und die Netzebene 7 aus den NS-Leitungen und die Umspannung dazwischen (MS/NS-Transformatoren) stellt die Netzebene 6 dar.

FACHKRÄFTEMANGEL

Das vorletzte Kapitel behandelt den zunehmenden Fachkräftemangel, der auch auf den Verteilnetzausbau und den Netzanschluss von EE-Anlagen immer stärker einwirkt und eine Beschleunigung der Energiewende verhindert. Einige Projektierer und VNB sehen im fehlenden Personal eine der größten Problemstellungen für ihr eigenes Unternehmen und den Netzausbau.

Eingangs werden verschiedene Informationen zu diesem Thema gegeben. Daran anschließend werden Maßnahmen zur Linderung der Fachkräfteproblematik vorgestellt, bevor das Kapitel mit einer Zusammenfassung und mit Handlungsempfehlungen endet.

5.1 FAKTEN ZUM FACHKRÄFTEMANGEL

Der Fachkräftemangel wird von den meisten Unternehmen mittlerweile als größtes Geschäftsrisiko der Zukunft eingeschätzt [37]. Auch für die Umsetzung der Energiewende wirken sich die nicht besetzbaren Arbeitsstellen bremsend aus. Im Bereich der Ingenieur- und Informatikberufen blieben im ersten Quartal 2022 über 151.000 Stellen unbesetzt, allein in Bayern 39.000 [38]. Laut dem Verband der Elektrotechnik liegen die Gründe im demografischen Wandel, im mangelnden Interesse am Elektrotechnikstudium, im Problem bei der erfolgreichen Ausbildung der Studierenden und in der geringen Frauenquote (17 %). Deutschlandweit ist ein sinkendes Interesse an der Elektrotechnik feststellbar, während beispielsweise Informatikstudiengänge gut nachgefragt werden. Diese Feststellung des VDE kann ich auch persönlich als Hochschulprofessor bestätigen.

STAATLICHE EINFLUSSNAHME

Selbst wenn das Thema Energiewende in der Politik und Gesellschaft mit überragender Mehrheit getragen und als absolut notwendig angesehen wird, hat vermutlich auch die starke mediale Präsenz und die steten Betonungen seitens der Politik der Wichtigkeit der Themen Digitalisierung und Künstlichen Intelligenz (KI) ungewollt zu diesem Rückgang bei den Anfängerzahlen bei der Techniker- und Ingenieurausbildung geführt. Die politische Einflussnahme wird untermauert, wenn der Staat selbst im Wettbewerb um Fachkräfte auftritt. Beispielsweise sind für das IT-Zentrum des Landesamts für Finanzen 400 Arbeitsplätze bis zum Jahr 2030 geplant. Davon sind bereits 245 Stellen besetzt. Die restlichen 155 Stellen sind in den kommenden Jahren zu besetzen. Da trotz der im Vergleich zur Elektrotechnik noch guten Studierendenzahlen in der Informatik auch im IT-Bereich ein hoher Wettkampf um die Absolventen herrscht, attraktiviert das Finanzministerium diese Branche mit zusätzlichen Gehaltszulagen von bis zu 1.000 EUR monatlich, sehr großzügigen Homeoffice-Möglichkeiten sowie einer schnelleren Verbeamtung [39]. Mit Blick auf eine frühe Bindung bietet das Staatsministerium der Finanzen und für Heimat eine Studienförderung für IT-Talente ab dem Sommersemester 2023 mit einer monatlichen Unterstützungszahlung in Höhe von 415 EUR an [40]. Die Eigenwerbung des Staates ist natürlich sehr wichtig und nicht zu kritisieren. Die Politik sollte aber nicht immer nur einseitig auf Digitalisierung und KI hinweisen, sondern dann auch verstärkt auf den Fachkräftemangel im Bereich der Elektro- und Energietechnik und deren essenzielle Bedeutung aufmerksam machen.

Digitalisierung und KI spielen selbstverständlich auch für die Energiewende eine sehr große Rolle. Mit ihr können verschiedene Prozesse und Aufgaben effizienter umgesetzt und damit Geschwindigkeit gewonnen sowie der Anstieg im Personalbedarf gedämpft werden. Dennoch darf dies nicht darüber hinwegtäuschen, dass die fehlenden Fachkräfte in der Elektro- und Energietechnik nicht durch die Digitalisierung kompensiert werden kann. In eigenen Gesprächen mit Gymnasiallehrern bestätigen diese das vermehrte Desinteresse von Schülerinnen und Schülern an den Ingenieursstudiengängen. Als ein weiterer Grund wird von einigen Lehrerinnen und Lehrern angegeben, dass diese Studienrichtungen als schwieriger empfunden werden und deshalb dafür ein deutlich höherer Lern-Aufwand angenommen wird.

Der Fachkräftemangel wird noch durch Frühverrentung sowie Altersteilzeit und Vorruhestandsregelungen verstärkt. Die vorgezogene Altersrente für langjährig (35 Jahre Wartezeit) und besonders langjährig (45 Jahre Wartezeit) Versicherte kann bereits ab dem 63. Lebensjahr in Anspruch genommen werden. Laut [41] gehen in Deutschland mittlerweile jährlich rund 269.000 Arbeitnehmer (davon sind nach [42] 75 % männlich) nach 45 Beitragsjahren in den vorgezogenen Ruhestand. Dies entspricht knapp 0,7 % aller Arbeitnehmerinnen und Arbeitnehmer. So erklärte Bundeskanzler Olaf Scholz gegenüber der Funke-Mediengruppe, dass „es gilt, den Anteil derer zu steigern, die wirklich bis zum Renteneintrittsalter arbeiten können“ [41].

PARADOXIE DER PERSONALPOLITIK

Paradoxerweise sind gerade auch im Energiebereich bei einigen, vor allem großen Unternehmen umfangreiche Altersteilzeitprogramme anzutreffen bzw. bis vor Kurzem aufgelegt gewesen. Hier können Arbeitnehmer sogar schon ab dem 56. Lebensjahr aus dem Arbeitsleben ausscheiden. In Bayern sind hier nach eigener Recherche allein bei Stromnetzbetreibern in den letzten zwei Jahren über 300 Beschäftigte in Altersteilzeit mit anschließendem Vorruhestand entlassen worden. Obgleich dies volkswirtschaftlich von großem Nachteil ist, kann es sich betriebswirtschaftlich für die Firmen lohnen. Da dienstältere Mitarbeiter ein deutlich höheres Jahresgehalt als Berufseinsteiger bzw. Jüngere beziehen, können die Personalkosten eben dadurch gesenkt werden, indem Ältere in Altersteilzeit bzw. Vorruhestand geschickt werden und deren Arbeitsplätze durch Jüngere mit einem deutlich niedrigeren Einstiegsgehalt besetzt werden. Auch der verstärkte Trend hin zur Digitalisierung von Prozessen kann dazu führen, dass Arbeitnehmer mit bestimmten Qualifikationen nicht mehr in dem Maße gebraucht werden und dafür neue Berufsbilder entscheidend werden.

Da Netzbetreiber oftmals ein etwas höheres Gehaltsniveau bieten, haben sie etwas weniger Probleme, diese Stellen nachzubeseetzen. Dennoch berichten auch VNB von offenen, nicht besetzbaren Stellen.

So belastet der Fachkräftemangel noch stärker die übrigen Firmen der Elektro- und Energie-Branche. Die betriebswirtschaftliche Optimierung erklärt sich daraus, dass Personalkosten im Rahmen der Anreizregulierung als beeinflussbare Kosten gelten und damit die Effizienz sowie Erlössituation beeinflussen und mit diesem Kostenbestandteil aber keine Verzinsung erwirtschaftet werden kann (siehe Kapitel 2). Dieser Aspekt sollte auch bei der Fortentwicklung der Anreizregulierung bedacht und berücksichtigt werden.

KONKURRENZSITUATION MIT BREITBANDAUSBAU

Vom Fachkräftemangel sind nicht nur die Projektierer von EE-Anlagen oder Netzbetreiber betroffen, sondern auch das Handwerk und die Baufirmen, die die Leitungen verlegen, die Umspannwerke bauen usw. Folglich verlängern sich ebenso die reinen Bauzeiten.

Verstärkt wird dies momentan durch den umfassenden Breitbandausbau in Deutschland, weil dieser auch von Vielen der Firmen umgesetzt wird, die für die Elektrizitätsversorgung tätig sind. Nach Angaben der befragten Netzbetreiber und Projektierer sei mit dem Breitbandausbau für die bauausführenden Firmen mehr verdient. In der Konsequenz verschärft sich dadurch die Konkurrenzsituation für den Stromnetzausbau und die Energiewende weiter.

5.2 MAßNAHMEN ZUR LINDERUNG

In der Breite wirksame Abhilfemaßnahmen sind für die Zukunft nicht zu erwarten, weil fast alle Branchen in Deutschland vom Fachkräftemangel betroffen sind. Von daher kann man nur über Maßnahmen zur Linderung der Gesamtsituation sprechen, wenngleich diese bei einzelnen Betrieben für eine umfänglichere Entschärfung beim Personalbedarf sorgen können.

ANREIZE FÜR FORTBILDUNGSMAßNAHMEN UND DIE RÜCKHOLUNG VON RENTNERN

Ein kleiner Baustein zur Abmilderung des Fachkräftemangels ist die Reformierung der gesetzlichen Rentenversicherung. So hat die Bundesregierung zum 1. Januar 2023 die Hinzuverdienstmöglichkeiten bei vorgezogenen Altersrenten und Erwerbsminderungsrenten umfassend geändert. Frührentner können nun ohne Kürzungen ihrer Rente weiterhin im Erwerbsleben und damit dem Arbeitsmarkt erhalten bleiben. Die Problematik von Vorruhestandsregelungen bleibt jedoch weiterhin bestehen.

Hier können Fortbildungsmaßnahmen und Umschulungen ansetzen, um das vorhandene Personal für neue Aufgaben zu qualifizieren. Wie die Praxis zeigt, reicht allein der Druck seitens des Fachkräftemangels (noch) nicht aus, dass die Betriebe dies aus eigener Motivation heraus umfassend forcieren. Daher sind weitergehende staatliche Unterstützungsmassnahmen notwendig, wie sie vereinzelt bereits in der Politik gefordert werden.

ANREIZE FÜR DIE ANWERBUNG VON PERSONAL

Im Wettbewerb um Fachkräfte attraktivieren bereits viele Unternehmen ihr Angebot gegenüber ihren Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern. Dies ist zwingend erforderlich, auch mit Blick auf andere Branchen, die ebenfalls mit vielen einfallsreichen Offerten um die Menschen werben.

Neben dem Einkommen zählen vor allem Aus- und Fortbildungsmaßnahmen, flexible Arbeitszeiten und umfangreiche Homeoffice-Regelungen, Kinderbetreuungs- und Freizeitangebote (z. B. kostenlose Nutzung von Schwimmbädern), vergünstigten Strombezug sowie die Bereitstellung und private Nutzung von Dienstfahrzeugen und betriebliche Altersvorsorge zu den in den Interviews genannten Anwerbemaßnahmen. Ein VNB bietet sogar einen Mietkauf von Wohnungen an, um seine Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter langfristig binden zu können. Aber nicht alle Unternehmen sind diesbezüglich schon gleichermaßen gut aufgestellt. Von daher besteht hier grundsätzlich noch Handlungsbedarf, um vor allem mit Blick auf die heutigen Schülerinnen und Schüler ein entsprechendes attraktives Berufsbild zu vermitteln und im Wettbewerb mit den anderen Branchen diese als künftige Fachkräfte zu gewinnen. Auf diesem Gebiet müssten sich auch die Unternehmen deutlich mehr Engagement aufbringen und entsprechende Maßnahmen und Angebote im schulischen Bereich mit zu entwickeln und zu unterstützen.

Die Bundes- und Landespolitik bemüht sich, Arbeitskräfte aus dem Ausland nach Deutschland und Bayern zu holen. Bei der Anwerbung stehen aber vor allem IT-Entwickler und Pflegekräfte im Fokus. Meines Erachtens muss eine gezielte Einwanderung von Elektro- und Energietechnikern auf den Weg gebracht und eine „Bildungsoffensive Elektro- und Energietechnik“ für junge Menschen im Inland sowie im Ausland gestartet werden. Dies sollte entsprechende attraktive Angebote, Anreize und Ausstattungen für die Gesellen-, Meister-, Techniker- und Ingenieurs-Ausbildung enthalten. Fatal wäre in der aktuell prekären Lage, wenn (Hoch-)Schulen infolge der rückläufigen bzw. gesunkenen Nachfrage Studienangebote aufgrund wirtschaftlichen Drucks oder Effizienzvorgaben bzw. Zielvereinbarungen reduzieren oder gar einstellen müssten. Hier sollte die Bayerische Staatsregierung und die Landespolitik ein klares Bekenntnis abgeben und mit entsprechenden Entscheidungen darauf reagieren.

DIGITALISIERUNG/AUTOMATISIERUNG VON PROZESSEN

Einen wichtigen Baustein sehen sowohl die VNB als auch die Projektierer in der Digitalisierung. Einige VNB arbeiten mittlerweile z. B. an einer Automatisierung der Netzverträglichkeitsprüfung. Dies soll nicht nur die Schnelligkeit erhöhen, sondern vor allem den Personaleinsatz entlasten. Bei Projektierern sind es Planungsprozesse und andere Prozessabläufe, die versucht werden zu (teil-)automatisieren.

Ein Projektierer sieht einen unnötigen Personalbedarf auch darin, weil die VNB teils unterschiedliche und z. T. sogar noch händisch auszufüllende Formulare zum Netzanchluss einer EE-Anlage, die fast 50 Seiten umfassen würden, vorgeben. Auch wenn bei einigen sich diese nur in Nuancen unterscheiden, bereiten diese seinen Angaben zufolge doch relativ große Probleme durch die Fehleranfälligkeit beim Ausfüllen. Vor allem bei den kleineren PV-Anlagen hemmt dies seiner Ansicht nach, „mehr Masse zu machen“. Er sieht die Beseitigung dieses Hemmnisses durch webbasierte, deutschlandweit einheitliche Prozessschritte.

Die Digitalisierung kann jedoch auch nur lindernd auf den Fachkräftemangel wirken und ist ein steter Prozess.

MODULBAUWEISE UND STANDARDISIERUNG

Ein VNB arbeitet seit einiger Zeit zusammen mit einem Industrieunternehmen an einer Modularisierung von Umspannwerken. Ziel dieser Entwicklung ist eine Standardisierung und der Aufbau in Modulbauweise. Damit erwartet man eine deutliche Bauzeitverkürzung, weil weniger Komponenten vor Ort aufgebaut und zusammengesetzt werden und ein erheblicher Teil bereits im Werk der Herstellerfirma vorgefertigt werden kann. Dies ist in meinen Augen ein erfolgversprechender Ansatz, der von allen VNB übernommen werden sollte.

Ein großer Projektierer von EE-Anlagen sieht in einer stärkeren Standardisierung von Produkten (im Sinne einer geringeren Auswahl, weniger Leistungsklassen) eine Möglichkeit, Personal einzusparen und mehr ungelernete Arbeitskräfte einsetzen zu können. Aus meiner Erfahrung würde man sich dies durch nicht zu unterschätzende höhere

Gesamtkosten für die Energiewende erkaufen. Außerdem ist darauf hinzuweisen, dass sich das Produktangebot über den Markt anhand der Nachfrage ausrichtet. Zudem kann ein Projektierer selbst entscheiden, wie viele verschiedene Komponenten er für die Projektierung von EE-Anlagen verwenden bzw. zulassen möchte. VNB haben in der Vergangenheit vor allem bei Kabeln aus Logistikgründen die Zahl der verwendeten Querschnitte deutlich reduziert. Bei Transformatoren kommen dagegen weiterhin fast alle Leistungsklassen zur Anwendung.

LIEFERKETTEN UND ANLAGENZERTIFIZIERUNG

Im letzten Kapitel werden noch kurz die angestiegenen Lieferzeiten von Netzbetriebsmitteln sowie die Verzögerungen beim Netzanschluss von EE-Anlagen durch fehlende Anlagenzertifizierungen beleuchtet und Handlungsempfehlungen abgeleitet.

6.1 LIEFERZEITEN VON NETZBETRIEBSMITTELN

Die verzögerte Umsetzung von Netzausbauvorhaben ist nicht nur langen Genehmigungsdauern oder anderen oben genannten Gründen geschuldet. Auch Lieferzeiten netztechnischer Betriebsmittel und Komponenten sind vielfach angestiegen. Die Lieferzeiten von Transformatoren haben sich teils sehr deutlich erhöht (z. B. von vormals 10 Wochen auf aktuell 60 Wochen). Auch Kabel sind vor allem für Netzbetreiber mit längeren Beschaffungszeiten verbunden.

Die Ursachen hierfür sind vielschichtig. Teilweise wirken noch die durch die Corona-Krise gestörten Handelsströme nach. Auch der Ukraine-Krieg wird als Ursache von einigen Befragten angegeben, weil zumindest ein größeres Fertigungswerk für Kabel davon betroffen sei. In den geführten Interviews wird auch davon berichtet, dass Herstellerfirmen abwartend seien und ihre Fertigungskapazitäten (noch) nicht deutlich ausweiten. Sie setzen teilweise auf höhere Renditen¹³.

¹³ Diese Situation ist mir aus meiner eigenen beruflichen Erfahrung in den Jahren nach 2006 bekannt. In Zeiten hoher Nachfrage ist immer die Unternehmensentscheidung zwischen Erhöhung von Marktanteilen oder des Gewinns zu treffen.

LAGERHALTUNG

In Kapitel 4 wurde bereits erwähnt, dass Projektierer für netztechnische Betriebsmittel teils höhere Preise zahlen als Netzbetreiber. Von daher werden sie auch bevorzugt beliefert bzw. haben weniger Probleme mit den Lieferzeiten als VNB. Einige Projektierer entschärfen die Lieferzeit-Problematik auch dadurch, indem sie weit im Voraus planen und kritische Komponenten auf Lager halten bzw. auch auf „auf Vorrat“ beschaffen. Ein Projektierer beziffert für seinen Betrieb den reinen Wert der Lagerware mittlerweile über 20 % des gesamten Firmenumsatzes („Just-in time klappt heute nicht mehr“).

VNB berichten, dass sich für sie die Lieferzeiten teilweise sehr deutlich erhöht haben und die Verfügbarkeiten von netztechnischen Betriebsmitteln zu einem deutlichen Problem erwachsen sind. Ein VNB sieht darin sogar nach der schwierigeren Kreditbeschaffung und dem Fachkräftemangel das drittgrößte Hemmnis für den Netzausbau.

Auch VNB sollten meiner Meinung nach eine progressive Beschaffung von Betriebsmitteln anstoßen und eine umfangreichere Lagerhaltung vorsehen. Aufgrund des enormen Netzausbaubedarfs in den kommenden Jahren sehe ich das Risiko von Fehlbeschaffungen als gering und vertretbar an. In engem Zusammenhang steht hier der Vorschlag, Output-Parameter in den Effizienzvergleich mitaufzunehmen, welche die Netzausbaudynamik geeignet widerspiegeln (siehe Abschnitt 2.6).

6.2 ANLAGENZERTIFIZIERUNG

Ein anderer Grund für verzögerte Netzeinspeisungen liegt im sog. Zertifizierungsstau. Alle Erzeugungsanlagen, die an das Mittel-, Hoch- oder Höchstspannungsnetz angeschlossen werden, unterliegen der sog. Zertifizierungspflicht. Die Vorgaben dazu sind in der Verordnung zum Nachweis elektrotechnischer Eigenschaften für Energieanlagen (NELEV) niedergeschrieben. Die NELEV setzt die europäische Verordnung zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger (EU) 2016/631 (RfG-VO) um, nutzt dabei aber den nationalen Ausgestaltungsspielraum. Die RfG-VO beschreibt allgemeine Anforderungen für Erzeugungsanlagen und den Nachweis dieser. Dabei wird zwischen den vier Leistungsklassen A, B, C und D unterschieden. Der europäische Mindestwert für die Leistungsklasse B liegt bei einer installierten Anlagenleistung von 1 MW. In Deutschland wurde für die Leistungsklasse B auf Vorschlag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber mit 135 kW ein deutlich niedrigerer Grenzwert von der BNetzA mit ihrem Beschluss BK6-16-166 genehmigt.

ARTEN VON ZERTIFIKATEN

Bei der Zertifizierung ist zwischen dem Einheitenzertifikat und dem Anlagenzertifikat sowie der Konformitätserklärung zu unterscheiden.

Das Einheitenzertifikat wird vom Hersteller einer Erzeugungseinheit (EZE) in Auftrag gegeben. Darin wird für den jeweiligen Typ einer Serie bestätigt, dass dieser richtlinienkonform ausgelegt ist und hergestellt wird (typspezifische Bescheinigung).

Eine Erzeugungsanlage (EZA) umfasst dagegen alle EZE sowie die weiteren Komponenten (z. B. Verkabelung, Kompensationsanlage, ...), die an einem Netzanschluss installiert sind. Bevor eine EZA ins Netz einspeisen darf, muss durch eine akkreditierte Zertifizierungsstelle bescheinigt werden, dass sie so geplant und errichtet wurde, dass ihre elektrischen Eigenschaften die gesetzlichen Vorgaben und entsprechenden Normen einhalten. Die Beurteilung erfolgt hierbei über rechnerisch und simulativ gewonnene Ergebnisse für etwa 50 Kriterien. Beim Anlagenzertifikat handelt es sich daher um eine planungs- bzw. projektspezifische Bescheinigung.

Zusätzlich braucht es noch die EZA-Konformitätserklärung. Diese erstellt das zertifizierende Unternehmen nach einer Vor-Ort-Überprüfung, wenn die fertiggestellte EZA tatsächlich den Planungsdaten entspricht.

GRÜNDE FÜR DEN ZERTIFIZIERUNGSTAU

Natürlich ist es für einen sicheren und stabilen Netzbetrieb unerlässlich, dass sich Anlagen am Netz gesetztes- und normenkonform verhalten. Man erkennt aber auch den derzeit damit verbundenen enorm hohen Prüf- und Kontrollaufwand.

Obwohl es mittlerweile sehr viele Zertifizierungsstellen gibt, fehlt vielen EE-Anlagen ihr Anlagenzertifikat. Ein Grund für lange Zertifizierungsprozesse wird von Projektierern von EE-Anlagen darin angegeben, dass es oftmals zur vielen Rückfragen kommt und weitere Informationen und Unterlagen nachgereicht werden müssen. Teilweise soll nach Angaben von ein paar Projektierern dies sequenziell ablaufen, d. h. dass nicht alle Rückfragen auf einmal gestellt werden. Dementsprechend lange Wartezeiten („Zertifizierungsschleife“) von vielen Wochen bis über einem Jahr gehen damit einher. In dieser Zeit können die EE-Anlagen keinen Strom ins Netz einspeisen. Auf der anderen Seite wird aber auch berichtet, dass die Unterlagen oftmals qualitativ nicht ausreichend sind und daher das Problem nicht auf Seiten der Zertifizierer, sondern der Projektierer besteht. Dies bestätigt auch ein Projektierer, der den Engpass nicht in der Ausstellung des Anlagenzertifikats sieht, sondern in der Erstellung der Konformitätserklärung.

Eine weitreichendere Ursache für den Zertifizierungstau liegt vor allem auch daran, dass die Leistungsgrenze für zu zertifizierende EZA mit der nationalen Ausgestaltung der RfG-VO von vormals 1 MW auf 135 kW abgesenkt wurde. Dies führt im Übrigen in der Praxis ebenfalls häufig dazu, dass Dachflächen nicht vollständig mit PV-Modulen belegt werden, um unter der Grenze von 135 kW zu bleiben. Insofern bremst die Zertifizierung in zweierlei Hinsicht die Energiewende aus und trägt ebenfalls dazu bei, Dachflächen nicht besser auszunutzen.

Ein Projektierer bringt den Vorwurf, dass ein VNB Zertifizierungsstellen beauftragt, um die AZ nochmals im Nachgang zu überprüfen. In Anbetracht der knappen Ressourcen und der unnötigen Zeitverzögerung muss hier die Politik einer solchen Praxis einen Riegel vorschieben. Als Vermutung wurde geäußert, dass versucht wird, Anlagen nicht so schnell ans Netz nehmen zu müssen, um Zeit für den Zeitausbau zu gewinnen.

LÖSUNGSANSÄTZE

Einige VNB haben vor einiger Zeit schon darauf reagiert und erteilen vorübergehende Betriebserlaubnisse. Allerdings berichten sowohl VNB als auch Projektierer, dass dies das Problem mittlerweile auch nicht lösen kann, weil für die vorübergehende Betriebserlaubnis gerade die Nachweise verlangt werden, für die ein hoher Zeitaufwand erforderlich ist und die Zertifizierer die enorm gestiegene Nachfrage grundsätzlich nicht mehr bedienen können.

Die Bundesregierung hat bereits darauf reagiert und die NELEV im Jahr 2022 novelliert. Danach können die Zertifizierungsstellen bis 31.12.2025 das Anlagenzertifikat für EZA mit einer installierten Leistung von 135 bis 950 kW mit der Bedingung erteilen, dass die fehlenden Nachweise – ausgenommen für vier grundlegende Mindestanforderungen – innerhalb von 18 Monaten erbracht werden können.

Mit Blick auf die gegenüber heute noch enorm steigenden Zubauzahlen von EE-Anlagen braucht es zur Bewältigung des Zertifizierungsstaus nach meiner Überzeugung weitergehende pragmatische Lösungsansätze.

Eine in meinen Augen effiziente Entlastungsmaßnahme wäre, wenn (temporär) nicht grundsätzlich für alle Anlagen (der Leistungsklasse B) ein vollständiges Zertifikat ausgestellt werden müsste. Vor allem bei Projektierern, die bereits viele Anlagen immer ordnungsgemäß errichtet haben, sollte es genügen, wenn sie nur im Rahmen einer Stichprobenziehung ein Anlagenzertifikat bzw. eine Konformitätserklärung in Auftrag geben müssen. Dies bedeutet eine zufällige Auswahl nach der Inbetriebnahme, ob eine Anlage geprüft wird. Natürlich müssten mit Blick auf die Diskriminierungsfreiheit geeignete Vorkehrungen z. B. auf finanzieller Basis getroffen werden. Eine solche Regelung bräuchte auch nur so lange in Kraft sein, bis der Zertifizierungsstau aufgelöst ist. Speziell bei Dachanlagen sollte grundsätzlich eine höhere Leistungsgrenze, beispielsweise bei 950 kW, angesetzt werden, ab der eine Zertifizierung erforderlich wird. Darüber hinaus müssen Doppelzertifizierungen gesetzlich untersagt werden.

Auch sollte die hohe Zahl an Prüfkriterien, insbesondere bei zeitaufwendigen, hinterfragt und reduziert werden. Dies würde den Zertifizierungsprozess verschlanken.

Eine weitere Lösung besteht in der Digitalisierung. Mit Blick auf den Fachkräftemangel und den langfristigen jährlichen Zubau-/Erneuerungszahlen sollten verstärkter automatisierte Anlagenzertifizierungen entwickelt werden. Gerade die auf Rechnungen und Simulationen basierenden Nachweise bieten sich hierfür an.

Laut Aussage eines befragten Verbandsvertreters wehren sich die Anlagenzertifizierer bislang erfolgreich gegen weitreichendere Ausnahmen und Vereinfachungen, indem sie die Angst schüren, dass dann Netzzusammenbrüche und schlimmstenfalls Todesfälle in Kauf zu nehmen seien. Natürlich ist nachvollziehbar, dass sich Unternehmen ihr Geschäftsfeld nicht einfach einschränken lassen möchten. Ebenfalls sind technische Fehler nie auszuschließen, selbst mit einem ausgestellt Zertifikat. Dieses Bedrohungsszenario ist m. E. aber nicht nachzuvollziehen und nicht sachgerecht. Davon sollte sich die Politik auch nicht beeindrucken lassen und die vorgeschlagenen Maßnahmen umsetzen.

LITERATUR

- [1] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena, 2021): *dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität*.
- [2] Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2021): *Klimaneutrales Deutschland 2045*. Studie im Auftrag von Agora Energiewende und Agora Verkehrswende.
- [3] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK): *Überblickpapier: Beschleunigung des Ausbaus erneuerbarer Energien und Erweiterung der Vorsorgemaßnahmen*. Berlin, 08.07.2022. Internet: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/0406_ueberblickspapier_osterpaket.pdf?__blob=publicationFile&v=12 (Stand 02.03.2023).
- [4] Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie (StMWi): Initiative „Verteilnetz und erneuerbare Energien Bayern“. Internet: <https://www.stmwi.bayern.de/energie/energiewende/initiative-verteilnetz/> (Stand 06.03.2023).
- [5] Bundesnetzagentur: *Anreizregulierung von Strom- und Gasnetzbetreibern*. Internet: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Netzentgelte/Anreizregulierung/start.html> (Stand 03.02.2023).
- [6] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW): *Stellungnahme ARegV-Novelle 2021*. Berlin, 23. April 2021. Internet: <https://www.bdew.de/service/stellungnahmen/bdew-stellungnahme-zur-aregv-novelle/>
- [7] Haller, B. K.: *Die Weiterentwicklung der Anreizregulierung in der dritten Regulierungsperiode – Zum Entwurf der Anreizregulierungsverordnung. Workshop zur Entgeltregulierung*, Berlin, 03.05.2016. Internet: https://files.en-reg.eu/2016/2016_05_03_Entgelt/Haller.pdf (Stand 06.03.2023).
- [8] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW): *Stellungnahme: Evaluierung Anreizregulierung: Ergebnisse und Empfehlungen. 4. BNetzA-Workshop zur Evaluierung ARegV*, Berlin, 17.11.2014. Internet:

- https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Evaluierung_ARegV/4ter_Workshop/4WS_Stellungn_BDEW.pdf?__blob=publicationFile&y=1 (Stand 06.03.2023).
- [9] Schröther, U.: Zukunft der Regulierung – Regulierung der Zukunft. In: Foliensatz zu Tagung *Zukünftige Stromnetze 2023*. Berlin, 25-26.01.2023.
- [10] Birkner, P., Heilmann, E., Neuhaus, A., Wetzels, H.: Anreizregulierung und zukunftsorientiertes Design (Teil 2). *ew*, 5, 2021, 42-45.
- [11] Gabel, M., Johanndeiter, S.: Ein Regulierungssystem für den Stromspeichereinsatz beim Verteilnetz. *et*, 67. Jg. (2017), 6, 28 – 31.
- [12] Buchmann, M.: Weiterentwicklung der Anreizregulierung: Output-Orientierte Regulierung. In: Foliensatz zu Tagung *Zukünftige Stromnetze 2023*. Berlin, 25-26.01.2023.
- [13] Meyer, R.: *Regulatorische Anreize für ein effizientes Engpassmanagement für Stromnetzbetreiber in der ARegV: FlexShare und FOCS*. Bremen Energy Working Papers No. 34, Jacobs University Bremen, August 2020.
- [14] Wehrens, S.: *Das immissionsschutzrechtliche Genehmigungsverfahren – Muss das so kompliziert sein?* IHK-Umweltkongress, Frankfurt a. d. Oder, 01.06.2016. Internet: https://www.gfbu-consult.de/files/gfbu-consult/06-unternehmen/Das%20immissionsschutzrechtliche%20Genehmigungsverfahren_GfBU-Consult%20Dr.%20Steffen%20Wehrens.pdf (Stand 06.03.2023).
- [15] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK): *Mehr Tempo beim Ausbau Erneuerbarer Energien und der Stromnetze: Bundestag und Bundesrat billigen Durchführungsregelungen zur EU-Notfallverordnung*. Pressemitteilung vom 03.03.2023. Internet: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2023/03/20230303-mehr-tempo-beim-ausbau-der-erneuerbaren-energien-und-der-stromnetze.html> (Stand 07.03.2023).
- [16] Naturschutzbunde Deutschland e. V. (NABU): *NABU zu EU-Notverordnung: Abbau ökologischer Standards beschleunigt keine Genehmigungsverfahren*. Pressemitteilung vom 03.03.2023. Internet: <https://www.nabu.de/presse/pressemitteilungen/index.php?popup=true&show=37062&db=presseservice> (Stand 07.03.2023).
- [17] Clearingstelle EEG|KWKG: Votum v. 23.03.2015 - [2014/40](#) (Stand 08.03.2023).
- [18] Solarenergie Förderverein Deutschland e. V.: *Anschluss von Solaranlagen nach dem EEG 2021*. 09.02.2021. Internet: <https://www.sfv.de/netzanschluss> (Stand 08.03.2023).
- [19] Clearingstelle EEG|KWKG: *Die Clearingstelle in Zahlen*. Internet: <https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/clearingstelle-zahlen>

- [20] VDE (Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.): *VDE-AR-N 4105:2018-11 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*. VDE-Anwendungsregel. Berlin, November 2018.
- [21] VDE (Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.): *VDE-AR-N 4110:2018-11 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAB Mittelspannung)*. VDE-Anwendungsregel. Berlin, November 2018.
- [22] Verband der Bayerischen Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (VBEW): Netzanschlussprozesse für Erzeugungsanlagen und Speicher. 05.2022. Internet: <https://www.vbew.de/presse/presseinformationen/detailansicht/vbew-hinweis-netzanschlussprozesse-fuer-erzeugungsanlagen-und-speicher> (Stand 03.02.2023).
- [23] Deutsche Energieagentur GmbH (dena): *dena-Studie Entwicklung einer Verfahrensweise zur quantitativen Bewertung verschiedener Blindleistungsbereitstellungsoptionen*. Berlin, Dezember 2017.
- [24] E.ON Netzbetreiber: Evaluierung der Anreizregulierung - Stellungnahme der E.ON Netzbetreiber zu den auf dem BNetzA-Workshop am 23.10.2014 vorgestellten Ergebnissen und Empfehlungen, Essen, 17. November 2014, Internet: (Stand 06.02.2023).
- [25] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): dena-Verteilnetzstudie. 11.12.2012. Internet: <https://www.dena.de/themen-projekte/projekte/energiesysteme/dena-verteilnetzstudie/> (Stand 03.02.2023).
- [26] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ (Verteilernetzstudie). 2014.
- [27] Harms, H., Hille, C., Hörpel, B.: Intelligente Technologien können Kosten drastisch senken. *ew*, 113. Jg. (2014), 2, 72-78.
- [28] Lindner, M., Witzmann, R., Marggraf, O., Laudahn, S., Engel, B., Patzack, S., Vennegeerts, H., Moser, A., Gödde, M., Potratz, F., Schnettler, A.: Ergebnisse der FNN-Studie zu neuen Verfahren der statischen Spannungshaltung. In: *Tagungsband zur 2. OTTI-Konferenz „Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien“*, 104-109. Berlin, 27.-28. Januar 2015.
- [29] Brückl, O.: Vergleich von Spannungshaltungsmaßnahmen im Niederspannungsnetz, *ew Spezial*, I 2016, 12-15.
- [30] Strohmayer, B., Brückl, O.: Systemvergleich von Netzausbauoptionen in Niederspannungsnetzen. In: Tagungsband der Fachtagung „Zukünftige Stromnetze für erneuerbare Energien“ am 26./27. Januar 2016 in Berlin, 256-261.
- [31] INA (Institut für Netz- und Anwendungstechnik GmbH), Ostbayerische Technische Hochschule Regensburg: *Zukünftige Bereitstellung von Blindleistung und anderen Maßnahmen für die Netzsicherheit*. Studie im Auftrag des

- Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Aktenzeichen 03MAP315. Waldmünchen, 09.09.2016. Internet: <http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/zukuenftige-bereitstellung-von-blindleistung-und-anderen-massnahmen-fuer-die-netzsicherheit.html> (Stand 20.02.2023).
- [32] Internet: <http://spannungshaltung.de> (Stand: 06.03.2023).
- [33] FNN (Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE): *rONT – Einsatz in Netzplanung und Netzbetrieb*. Technischer Hinweis. Berlin, März 2016.
- [34] Forschungsprojekt neos - NetzEntwicklungsOffensive Strom: Schlussbericht. 31.03.2022. Internet: <https://www.deutsche-digitale-bibliothek.de/item/OM3VQ4P76HCJXMNHJFVJ7GFU3MHPBCOI> (Stand 03.03.2023).
- [35] Informationsportal regelbare Ortsnetztransformatoren: Einsatzstrategien. Internet: <https://ront.info/systemwirkung-ront/einsatzstrategien/> (Stand 03.03.2023).
- [36] Brückl, O.: Der Netzanschluss nach dem EEG aus technischer Sicht. 14. Fachgespräch der Clearingstelle EEG|KWKG, Berlin, 12.06.2013. Internet: file:///C:/Users/bro39510/AppData/Local/Temp/FG14_Vortrag_Brueckl_L.pdf
- [37] Henrich, P.: Daten & Fakten zum Fachkräftemangel in Deutschland. Internet: https://de.statista.com/themen/887/fachkraeftemangel/#dossierContents__outerWrapper (Stand 02.11.2022)
- [38] Drewnitzky, G.: Frische Ideen und Roboter sollen helfen. *Energie & Management*, 7/22, S. 1
- [39] Pressebericht „Füracker sucht IT-Fachleute“, *Mittelbayerische Zeitung*, S.12, 28.12.2022.
- [40] Internet: https://www.stmfh.bayern.de/oeffentlicher_dienst/studienfoerderung_it/ (Stand 03.03.2023).
- [41] Pressebericht „Das merkwürdige Spiel des Kanzlers“, *Chamer Zeitung*, 14.12.2022.
- [42] Recruiting-Plattform Raveni51, Internet: <https://raven51.de/wiki/fruehverrentung/#freiwillig-in-fruehrente> (Stand 03.03.2023).
- [43] VDE (Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.): *VDE-AR-N 4120:2018-11 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Hochspannung)*. VDE-Anwendungsregel. Berlin, November 2018.