

# Gemeinsamer Abschlussbericht zum Forschungsvorhaben

Integration von EE und E-Mob in die Verteilnetze:  
Optimierung und Ausgestaltung von  
Kapazitätsallokationsmechanismen und Netzausbau (E3-VN)

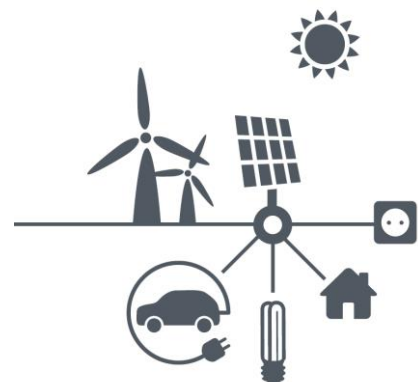
*Eine energietechnische/-wirtschaftliche und  
institutionenökonomische Analyse*

<b>Zuwendungsempfänger / ausführende Stellen</b>	Technische Universität Berlin Fakultät VII (Wirtschaft & Management) Institut für Volkswirtschaftslehre und Wirtschaftsrecht Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik (WIP) <i>[im Folgenden: TUB-WIP]</i>  BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH <i>[im Folgenden BET]</i>
<b>Förderkennzeichen</b>	16EM1053
<b>Laufzeit des Vorhabens</b>	01.09.2012 bis 31.08.2015
<b>Erstellungsdatum</b>	08.04.2016

## Ansprechpartner

Prof. Dr. Thorsten Beckers  
Technische Universität Berlin  
Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik (WIP)  
Sekretariat H 33, Straße des 17. Juni 135, 10623 Berlin  
Tel.-Nr. +49 30-314-23243, 0163-8479465  
Fax-Nr. +49 30-314-26934  
tb@wip.tu-berlin.de

Dominic Nailis  
BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH  
Alfonsstraße 44, 52070 Aachen  
Tel.-Nr. +49 241 47062-429  
Fax-Nr. +49 241 47062-600



## **Inhaltsübersicht**

<b>1</b>	<b>Einleitung, Problemstellung und Aufgaben des Verbundes .....</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Darstellung der erzielten Ergebnisse des Verbundprojekts.....</b>	<b>5</b>
2.1	Übersicht Arbeitspakete.....	5
2.2	Darstellung der erzielten Ergebnisse mit Bezug zu den Arbeitspaketen .....	6
	<b>Literaturverzeichnis.....</b>	<b>33</b>

# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung, Problemstellung und Aufgaben des Verbundes .....</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Darstellung der erzielten Ergebnisse des Verbundprojekts.....</b>	<b>5</b>
2.1	Übersicht Arbeitspakete.....	5
2.2	Darstellung der erzielten Ergebnisse mit Bezug zu den Arbeitspaketen .....	6
2.2.1	AP 1) Analyse und Quantifizierung von Netzrestriktionen im Zusammenhang mit der gezielten Nutzung von erneuerbaren Energien für E-Mobility .....	6
2.2.1.1	BET.....	6
2.2.1.2	TUB-WIP.....	12
2.2.2	AP 2) Entwicklung und ökonomische Analyse von Allokationsmechanismen für knappe Verteilnetzkapazitäten .....	14
2.2.2.1	TUB-WIP.....	14
2.2.2.2	BET.....	18
2.2.3	AP 3) Komparative Analyse: Verteilnetzausbau vs. Allokation knapper Kapazitäten	19
2.2.3.1	BET.....	19
2.2.3.2	TUB-WIP.....	22
2.2.4	AP 4) Regulierung bei einer Vielzahl von Verteilnetzbetreibern in einem dynamischen Umfeld.....	23
2.2.4.1	TUB-WIP.....	23
2.2.4.2	BET.....	27
2.2.5	AP 5) Analyse der Probleme bei der Integration von EE und E-Mob im derzeitigen deutschen Regulierungsregime .....	28
2.2.5.1	TUB-WIP.....	28
2.2.5.2	BET.....	29
2.2.6	AP 6) Ausarbeiten und Bewerten von Lösungsoptionen zur Weiterentwicklung der Regulierung im Hinblick auf eine erfolgreiche Integration von EE und E-Mob .....	30
2.2.6.1	TUB-WIP.....	30
2.2.6.2	BET.....	31
2.2.7	AP 7) Workshops .....	32
	<b>Literaturverzeichnis.....</b>	<b>33</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Einflussfaktoren auf das Modellnetz.....	7
Abbildung 2: Studienübersicht PV .....	10
Abbildung 3: BET-Einschätzung Entwicklung PV.....	11
Abbildung 4: BET-Einschätzung Entwicklung Elektroautos .....	12
Abbildung 5: Gegenüberstellung der Netzausbaukosten aller Sensitivitäten .....	21

# 1 Einleitung, Problemstellung und Aufgaben des Verbundes

Als ein Mittel, um das Ziel des Umbaus hin zu einem umweltschonenden Energiesystem zu erreichen, wird die Umstellung der Stromerzeugung auf ein System gesehen, das nahezu komplett auf erneuerbaren Energien (EE) beruht. Gleichzeitig soll im Bereich der Mobilität die Bedeutung von Elektromobilität (E-Mob) steigen, um auch hier den Umstieg auf ein umwelt- und klimafreundliches System zu realisieren. Sowohl in Bezug auf EE als auch bei E-Mob besteht der Bedarf an einer intelligenten Integration in das leitungsgebundene Stromsystem. Diese stellt neue Herausforderungen an die bestehenden Verteilnetze und es stellt sich die Frage, inwiefern die bestehenden Regeln eine sinnvolle Integration überhaupt ermöglichen bzw. dieser entgegenstehen.

Im Forschungsprojekt „Integration von EE und E-Mob in die Verteilnetze: Optimierung und Ausgestaltung von Kapazitätsallokationsmechanismen und Netzausbau“ (E3-VN) wurde daher gemeinsam von BET und TUB-WIP untersucht, welche Probleme im Verteilnetz bei einem steigenden Anteil von Elektrofahrzeugen und der Kopplung der Ladevorgänge an eine effiziente Nutzung von erneuerbaren Energien (EE) auftreten können. Im ersten Teil des Vorhabens standen dabei insbesondere Fragen des Umgangs mit aktuellen oder in Zukunft auftretenden Kapazitätsengpässen im Stromverteilnetz im Mittelpunkt. Dazu wurde zunächst anhand unterschiedlicher Verteilnetztypen untersucht, welchen Einfluss der Ausbau von EE und die Zunahme von E-Mob auf den Ausbaubedarf haben. In diesen Analysen wurden auch „technische“ Alternativen zum konventionellen Netzausbau wie z. B. regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT) berücksichtigt. Ein weiteres Substitut zum konventionellen bzw. „intelligenten“ Netzausbau stellen sogenannte Kapazitätsallokationsmechanismen dar, mit denen im Knappheitsfall die verfügbare Kapazität zu allokalieren ist. Mögliche Gestaltungsparameter und die mit diesen einhergehenden Vor- und Nachteile waren zu identifizieren und Fragen der Aufgabenzuordnung an Akteure zu diskutieren. Im Anschluss wurde erläutert, in welchen Fällen die aufgezeigten Optionen zum Umgang mit Verteilnetzengpässen vorteilhaft sind.

Eine zentrale Rolle bei den beschriebenen Fragen zum Umgang mit Engpässen im Verteilnetz spielen die Verteilnetzbetreiber. Aufgrund des natürlichen Monopols bei dieser Rolle werden der Zugang und die Höhe der Entgelte bei Verteilnetzen reguliert. Die Ausgestaltung dieser Regulierung – in Deutschland im Status quo die sog. Anreizregulierung – hat einen erheblichen Einfluss auf die für Verteilnetzbetreiber bestehenden Anreize im Hinblick auf den Umgang mit Engpässen im Verteilnetz. Aus diesem Grund erfolgte im zweiten Teil des Vorhabens E3-VN zunächst eine grundlegende Analyse von Regulierungsregimen für Verteilnetzbetreiber. Außerdem wurde diskutiert, in welchem Maße verschiedene Regulierungsregime sicherstellen, dass auch in unterschiedlichen Konstellationen die jeweils volkswirtschaftlich sinnvolle Maßnahme durch die Verteilnetzbetreiber ergriffen wird. In diesem Zusammenhang wurde auch die Diskussion im Rahmen der Evaluierung der deutschen Anreizregulierung betrachtet und die bestehenden Vorschläge insbesondere hinsichtlich der Sicherstellung von notwendigem Netzausbau im Allgemeinen und sinnvollen Kapazitätsausbauentscheidungen im Speziellen eingeordnet.

Bei den Analysen wurde stets das Ziel verfolgt, Wissen zu generieren, das Verwaltung und Politik zur Etablierung effizienter Rahmenbedingungen einsetzen können.

## 2 Darstellung der erzielten Ergebnisse des Verbundprojekts

In diesem Kapitel werden die wesentlichen Ergebnisse des Verbundvorhabens kurz dargestellt. Im Abschnitt 2.1 sind zunächst die Arbeits- bzw. Teilarbeitspakete aufgelistet. Im Abschnitt 2.2 werden die jeweils von BET und TUB-WIP erzielten Ergebnisse mit Bezug zu den einzelnen Arbeitspaketen dargestellt. Die einzelnen Abschnitte der Projektpartner spiegeln die Sicht der jeweiligen Autoren wider und sind jeweils nur vom entsprechenden Projektpartner zu vertreten.

### 2.1 Übersicht Arbeitspakete

Die beschriebene Problemstellung und die Aufgaben wurden anhand von Arbeitspaketen (AP) und Teilarbeitspaketen (TAP) bearbeitet, die in diesem Abschnitt aufgeführt werden:

- AP 1) Analyse und Quantifizierung von Netzrestriktionen im Zusammenhang mit der gezielten Nutzung von erneuerbaren Energien für E-Mobility
  - TAP 1.1) Entwicklungsszenarien für erneuerbare Energien und E-Mobility
  - TAP 1.2) Modellbasierte Analysen zur quantitativen Wirkungsabschätzung – Vorarbeiten
  - TAP 1.3) Rationalität und Standardisierungsbedarf für eine umfassende Steuerbarkeit der E-Fahrzeugflotte
  - TAP 1.4) Modellbasierte Analysen zur quantitativen Wirkungsabschätzung – Zentrale Analyseschritte
- AP 2) Entwicklung und ökonomische Analyse von Allokationsmechanismen für knappe Verteilnetzkapazitäten
  - TAP 2.1) Grundlegende Ansätze der Aufteilung knapper Verteilnetzkapazität
  - TAP 2.2) Möglichkeiten und Szenarien für Einbindung von E-Mob in energiewirtschaftliche Rollenmodelle im Hinblick auf Gewährleistung der Steuerbarkeit
  - TAP 2.3) Instrumentenvergleich verschiedener Kapazitätsallokationsmechanismen
  - TAP 2.4) Eignung und Anwendung verschiedener Kapazitätsallokationsmechanismen im föderalen System
- AP 3) Komparative Analyse: Verteilnetzausbau vs. Allokation knapper Netzkapazitäten
  - TAP 3.1) Modellgestützte Berechnungen
  - TAP 3.2) Institutionenökonomische Analysen der zu fällenden (Abwägungs-) Entscheidungen
- AP 4) Regulierung bei einer Vielzahl von Verteilnetzbetreibern in einem dynamischen Umfeld
  - TAP 4.1) Anreizregulierungssysteme und hoher Investitionsbedarf: Problemanalyse
  - TAP 4.2) Analyse der besonderen Herausforderungen bei Regulierungssystemen, die sich auf eine Vielzahl an Verteilnetzbetreiber beziehen
- AP 5) Analyse der Probleme bei der Integration von EE und E-Mob im derzeitigen deutschen Regulierungsregime
  - TAP 5.1) Erläuterung der Grundlagen der derzeitigen deutschen Anreizregulierung
  - TAP 5.2) Probleme bei der derzeitigen deutschen Anreizregulierung im Allgemeinen

- TAP 5.3) Probleme bei der anstehenden Integration von (weiteren) EE-Erzeugungsanlagen und E-Mob ins Verteilnetz im Speziellen
- AP 6) Ausarbeiten und Bewerten von Lösungsoptionen zur Weiterentwicklung der Regulierung im Hinblick auf eine erfolgreiche Integration von EE und E-Mob
  - TAP 6.1) Beurteilung von Optionen für die Weiterentwicklung des Anreizsystems
  - TAP 6.2) Beurteilung von Optionen für die adäquate Berücksichtigung lokaler Besonderheiten und den angemessenen Einbezug lokalen Know-hows
- AP 7) Workshops

## **2.2 Darstellung der erzielten Ergebnisse mit Bezug zu den Arbeitspaketen**

### **2.2.1 AP 1) Analyse und Quantifizierung von Netzrestriktionen im Zusammenhang mit der gezielten Nutzung von erneuerbaren Energien für E-Mobility**

#### **2.2.1.1 BET**

##### **MODELLNETZE**

Der Umbau des deutschen Stromerzeugungssystems ist gesellschaftspolitischer Konsens und wird mit all seinen Auswirkungen unter dem Namen *Energiewende* zusammengefasst. Ein Teil dessen ist es, die zukünftige Erzeugung auf Strom aus regenerativen Technologien umzustellen. Nach der breiten technologischen Förderung in den Anfängen des EEG ist mit dem EEG 2014 der Beschluss gefasst, sich auf die effizientesten Technologien Photovoltaik (PV) und Wind Onshore im Wesentlichen zu fokussieren.

In der Vergangenheit, vor Liberalisierung und Entflechtung, wurde von Regionalmonopolen die Erzeugung und der Transport gesamtheitlich verantwortet und auch geplant. Durch den Wegfall von einer verantwortlich planenden Stelle im Hinblick auf das Gesamtsystem stößt das Energieversorgungssystem zunehmend an seine Grenzen – neue Ansätze und Lösungen für das Koordinierungsproblem werden gesucht. Ein Teil dieser entstehenden Probleme wird in dieser Bericht adressiert.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien erfolgt wesentlich kleinteiliger und dezentraler als die alte zentralisierte Struktur von Großkraftwerken. Die Netzinfrastruktur ist jedoch auf die alte Erzeugungsstruktur ausgelegt. Sie unterliegt langen Investitionszeiträumen und passt sich daher in manchen Fällen nicht schnell genug dem sich dynamisch verändernden Erzeugungssystem an. Dabei sind zwei Aspekte zu differenzieren: Zum einen gibt es Bedarf, das großräumige Transportnetz (das Übertragungsnetz) auszubauen. Dem wurde mit der Einführung des Netzentwicklungsplanprozesses<sup>1</sup> begegnet und dies soll auch nicht Gegenstand dieser Untersuchung sein. Weiterhin besteht jedoch auch zunehmender Bedarf zum Netzausbau auf Ebene der Verteilnetze. Dieser rührt aus einer veränderten Beanspruchung durch

---

<sup>1</sup> Vgl. §12 EnWG.

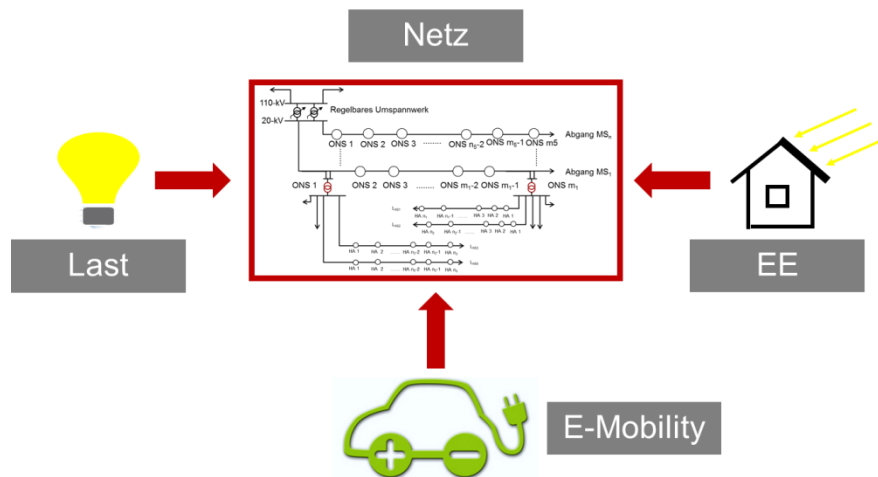
1. die Einspeisung von Erneuerbaren Energien ins Verteilnetz sowie
2. ein verändertes Lastverhalten durch die steigende Durchdringung von Elektromobilität.

Diese beiden Effekte auf das Verteilnetz und den damit verbundenen, notwendigen Ausbau des Verteilnetzes werden in diesem Bericht untersucht. Der Bericht ist aufgeteilt in einen technisch, quantitativ geprägten Teil und einen qualitativen Teil zur Beurteilung der regulatorischen Erfordernisse bei der Umsetzung.

Der Fokus der quantitativen Analyse, auf Basis von Lastflussberechnungen, liegt auf der Untersuchung, ob durch Einsatz von intelligenten Steuerungskonzepten Verteilnetzausbau eingespart werden kann. Dabei wird z. B. basierend auf einem Modellnetz der veränderte Netzausbaubedarf bei intelligentem Ladeverhalten von Elektroautos berechnet und dessen Ausmaß für Deutschland bestimmt.

Ziel dieses Arbeitspaketes ist es, mit Hilfe eines Modellnetzes die Auswirkungen der Einspeisung von erneuerbaren Energien und der Elektromobilität im deutschen Verteilnetz zu untersuchen. Hierbei gilt es, die heterogene Verteilnetzstruktur der deutschen Netzbetreiber entsprechend detailliert zu modellieren, zugleich aber bis zur Handhabbarkeit zu vereinfachen. Das modellierte Verteilnetz wird anschließend mit den als relevant erachteten Einflussgrößen des Netzausbaus beaufschlagt, um im nachfolgenden Schritt Abschätzungen hinsichtlich des Netzausbaus vornehmen zu können.

Im Rahmen dieser Studie wurden vier Größen identifiziert, welche bei der Modellierung berücksichtigt werden. Dreh- und Angelpunkt der Modellierung und der Analysen ist ein vereinfachtes und standardisiertes **Verteilnetz**. Weitere Faktoren stellen Einflussgrößen dar, welche direkt auf das Netz wirken. Darunter fallen in den Betrachtungsfokus: die **Last** bzw. die Nachfrage der Verbraucher, die **Einspeisung** der Erneuerbaren Energien und die **Elektromobilität**. Diese vier Elemente bilden die Grundlage der weiterführenden Untersuchungen (vgl. Abbildung 1).



**Abbildung 1: Einflussfaktoren auf das Modellnetz**

Basierend auf diesem vereinfachten Modell wird ein durchschnittliches deutsches Verteilnetz gebildet, wobei nach städtischem und ländlichem Netz differenziert wird. Die installierte Leistung der erneuerbaren Energien (EE) im Modellnetz leiten sich aus den Kennzahlen des EEG-Anlagenregisters ab. Anschließend erfolgt eine Differenzierung nach Spannungsebenen für Mittel- und Niederspannung je Energieträger (Solarstrom, Windkraft (Onshore) und Biomasse).



Der Einfluss und die Entwicklung der E-Mobility bzw. der Electric Vehicle (EV) auf das Modellnetz wurden anhand einer Literaturrecherche identifiziert und entsprechend abgebildet.

Die genannten Einflussgrößen werden anhand von Prognosen für die Zukunft fortgeschrieben und die Auswirkungen auf das Modellnetz untersucht. Unter Einhaltung bestehender technischer Randbedingungen und Grenzwerte leitet sich ein Netzausbaubedarf ab. Dieser im Modell auftretende Netzausbaubedarf wird anschließend analysiert. Ziel ist es dabei ausdrücklich nicht, den Gesamtnetzausbaubedarf für Deutschland zu ermitteln, was bereits in diversen Vorläuferstudien geschehen ist. Vielmehr wird das Modellnetz anhand dieser Vorläuferstudien kalibriert, um darauf aufbauend die möglichen relativen Einsparungen des Netzausbaus durch Vermeidungsstrategien netzungünstiger Situationen zu quantifizieren. Durch die Verwendung unterschiedlicher Netzausbaumaßnahmen und -Betriebskonzepte kann die Vorteilhaftigkeit der einzelnen Maßnahmen im relativen Bezug zueinander untersucht und bewertet werden.

Eine detailliertere Beschreibung der oben genannten Faktoren wird in zukünftig noch erfolgenden Veröffentlichungen vorgenommen.

### **SZENARIEN**

Um die zukünftigen Ausbaubedarfe der Netze abschätzen zu können, muss die Entwicklung der treibenden Faktoren für die Zukunft abgeschätzt werden. Dies geschieht in Szenarien, die auf Basis öffentlicher Studien und eigener Berechnungen und Analysen erarbeitet werden. Die Entwicklung der Energiewirtschaft verlief in den letzten Jahren deutlich dynamischer als dies viele erwartet hatten. Vor allem der Ausbau von Photovoltaik erfolgte wesentlich schneller als diverse Studien und Prognosen dies prognostiziert hatten. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Entwicklung einer Reihe von externen Faktoren unterliegt. Dazu zählen unter anderem die politischen Rahmenbedingungen, die maßgeblich die Vergütungshöhe bestimmen und damit die Attraktivität eines Investments. Bisher waren im Rahmen der Einspeisevergütung die Investoren in erneuerbare Energien wenig Risiken ausgesetzt. Durch den Einspeisevorrang war außerdem die Abnahme des Stroms gesichert.

Betrachtet werden die für diesen Zweck wesentlichen Studien zur Entwicklung der Energiewirtschaft seit Veröffentlichung in 2010, in denen entsprechende Aussagen über Treiber getroffen werden. Dies sind in chronologischer Reihenfolge:

- EWI – Potenziale der Elektromobilität bis 2050, Juni 2010
- Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) – Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung, Januar 2011
- DLR, IWES, IfnE – BMU Leitstudie 2011 – Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, März 2012
- Agora Energiewende – Studie zum kostenoptimalen Ausbau der Erneuerbaren Energien, März 2013
- Bundesnetzagentur – Genehmigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan (NEP) 2014, August 2013

Als Referenz für den aktuellen Stand wird die Veröffentlichung des BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) ‚Entwicklung der Kapazitäten zur Stromerzeugung in Deutschland‘ aus dem September 2013 herangezogen. Zu beachten ist bei der Darstellung, dass natürlich ältere Studien naturgemäß einen Nachteil gegenüber aktuelleren Studien haben. Weiterhin ist zu beachten, dass die hier verwendeten Szenarien zu einem frühen Zeitpunkt des Projektverlaufs erstellt wurden (Anfang 2014), da sie die Basis der quantitativen Untersuchungen bilden. Bis zur Veröffentlichung ist es wahrscheinlich, dass der Markt und die Politik neue Erkenntnisse zur Einschätzung der zukünftigen Entwicklung ermöglichen. Diese können durch die beschriebene Notwendigkeit der Daten nicht mit in die Bearbeitung einfließen.

Insgesamt bildet die Studie des Sachverständigenrates für Umweltfragen das Ausbauszenario, welches in Summe den größten Ausbau von erneuerbaren Energien vorsieht, da ihr Ziel für 2050 eine ausschließlich regenerative Stromerzeugung ist. Agora Energiewende erwartet als wesentliches Charakteristikum einen Fokus auf Wind Onshore. Der enorme Ausbau von Photovoltaik wurde von keiner älteren Studie so erwartet. Die Erwartungen für Photovoltaik sind trotz der vergangenen Jahre und gesunkenen Herstellungskosten dennoch degressiv.

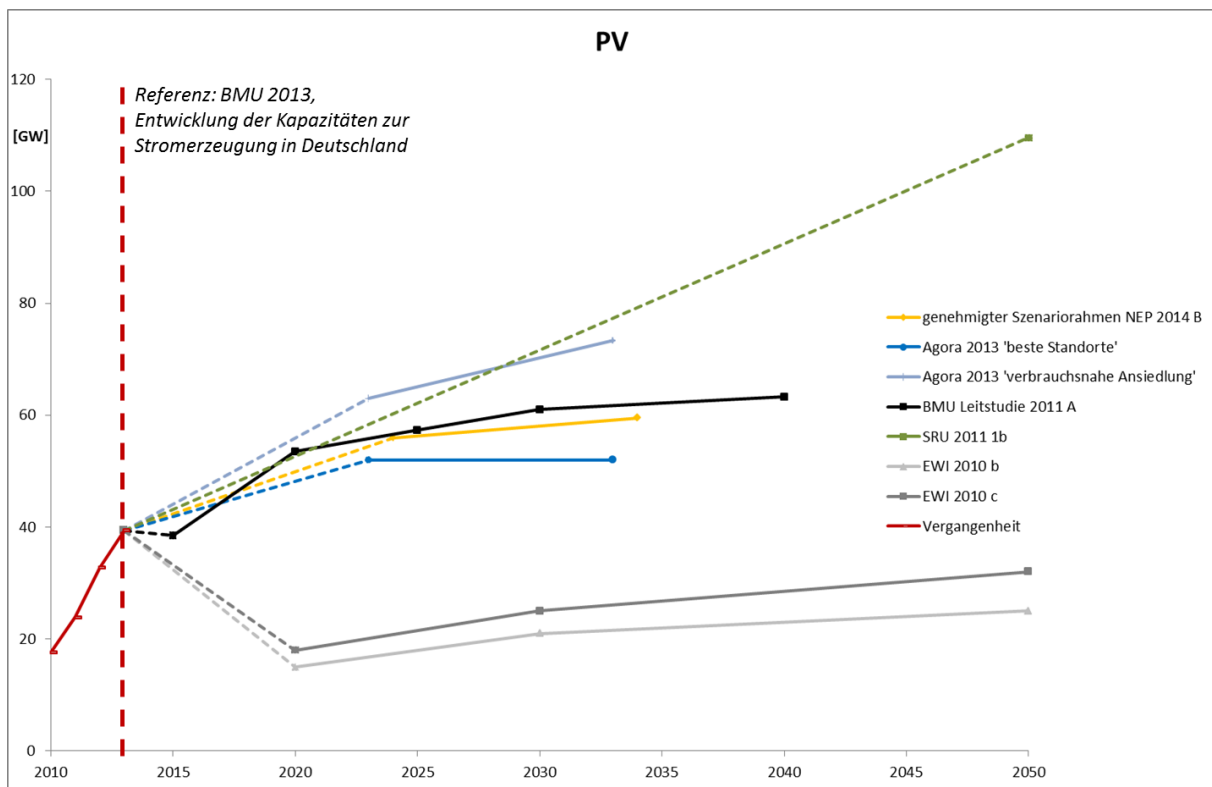
### **PV-Szenario**

Die Entwicklung der Photovoltaik war in den vergangenen Jahren rasant. Daher ist z. B. das Ausbauziel, das EWI für 2050 angegeben / erwartet hatte schon jetzt übertroffen. Treiber war vor allem das Verhältnis von sinkenden Modulpreisen zu sinkendem Erlöspotenzial. In den vergangenen Jahren verlief die Degression der Vergütungssätze langsamer als die Entwicklung der Kosten. Daher war ein großer Anreiz zum Investment gegeben. Mit diversen Maßnahmen, wie dem atmenden Deckel<sup>2</sup> und Importzöllen auf chinesische Module<sup>3</sup>, wurde dem nun entgegengewirkt. Die meisten Studien gehen von einer degressiven Entwicklung auf einen Wert um ca. 60 GW bis 2030 aus.

---

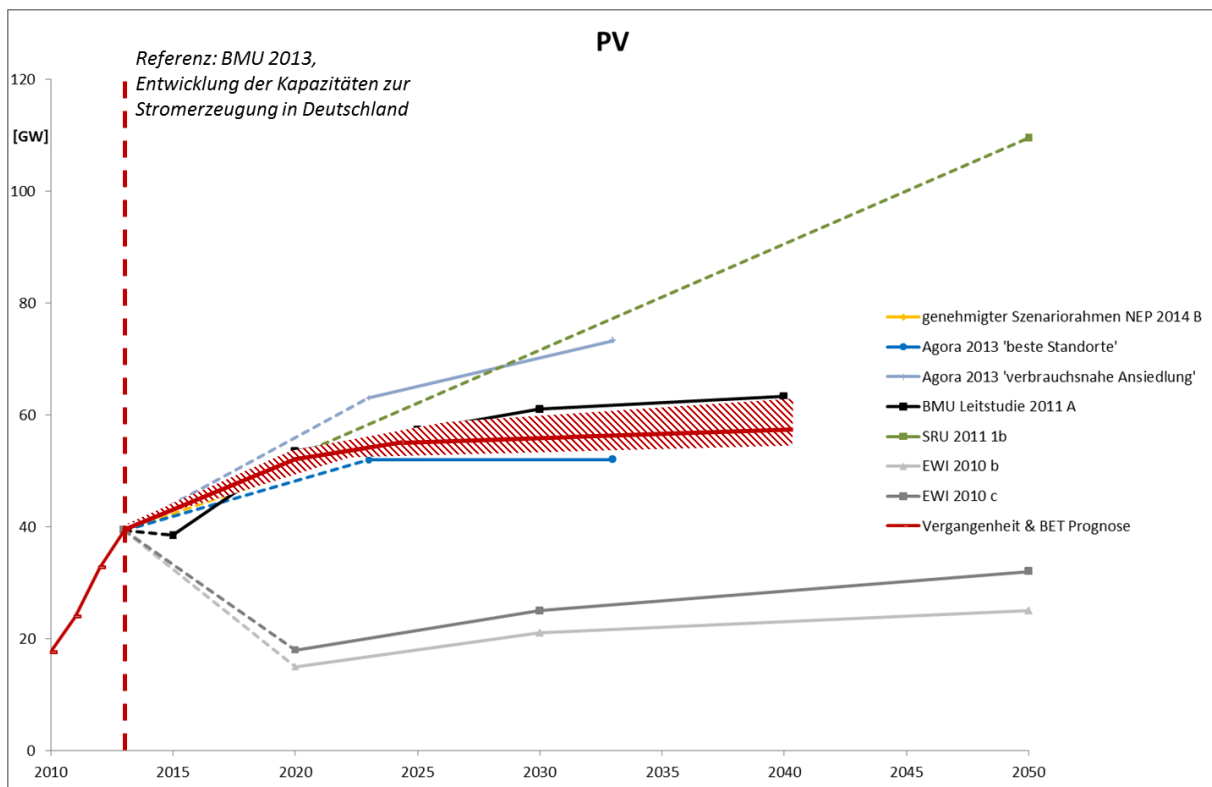
<sup>2</sup> Vgl. dazu das Gesetz zur Änderung des Rechtsrahmens für Strom aus solarer Strahlungsenergie und weiteren Änderungen im Recht der erneuerbaren Energien, Bundesgesetzblatt BGBl. 2012 Teil I, Nr. 38, S.1754, 23. August 2012.

<sup>3</sup> Vgl. EU Verordnung Nr. 182/2013 der EU-Kommission vom 01.03.2013.



**Abbildung 2: Studienübersicht PV**

BET erwartet, dass der Ausbau mittelfristig weniger dynamisch verläuft. In einem Zeitraum bis 2040 wird dies zudem zunehmend degressiv ablaufen. Gründe hierfür sind die Begrenztheit von weiteren zu erschließenden guten Standorten und den vergleichsweise schlechteren Möglichkeiten des Repowerings, das z. B. bei Windkraft eine weit größere Rolle einnimmt. Mit einem Zielkorridor für 2040 von ca. 55-60 GW wird Photovoltaik dennoch einen wesentlichen Beitrag zur Energieversorgung leisten. Besonders zur Mittagszeit wird die Einspeisung aus Photovoltaik bei gutem Wetter die Nachfrage übersteigen, weshalb ein Ausbau wesentlich über dieses Niveau hinaus nur im Zusammenhang mit einem enormen Ausbau an Speicherkapazität Sinn macht.

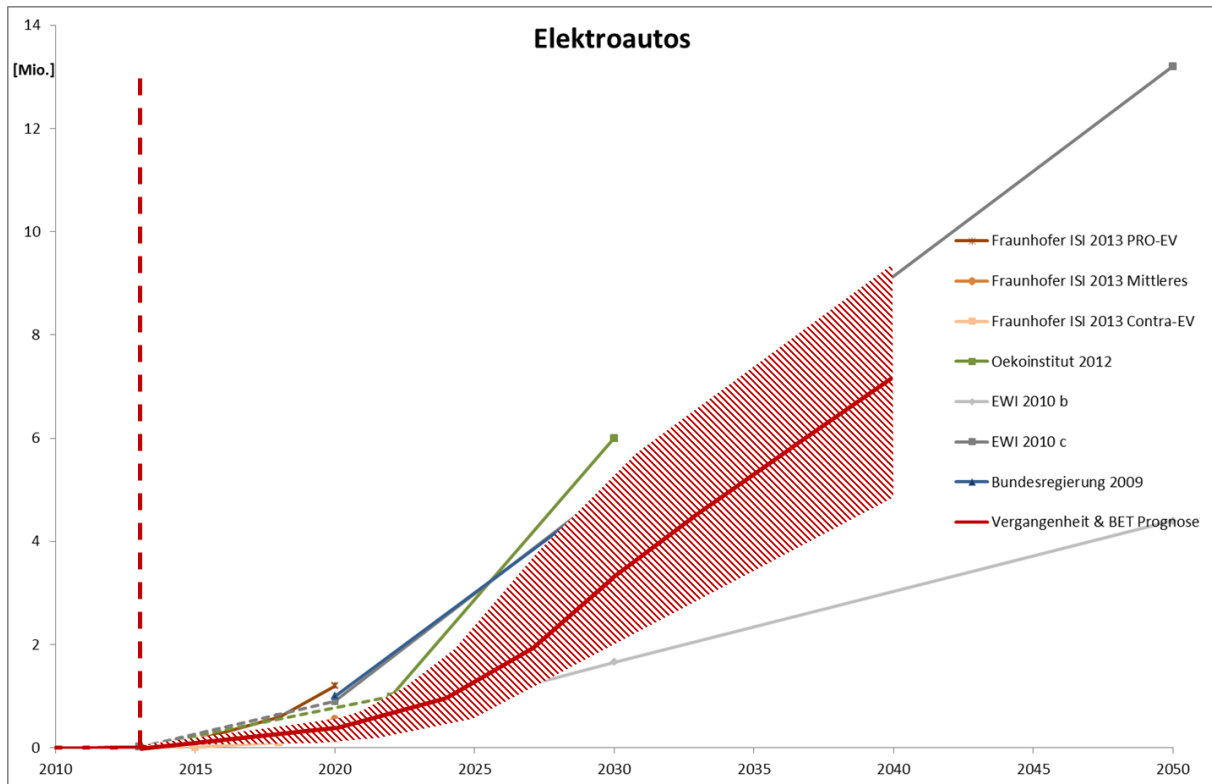


**Abbildung 3: BET-Einschätzung Entwicklung PV**

### E-Mobility-Szenario

Das festgeschriebene Ziel der Bundesregierung von 1 Mio. Elektrofahrzeugen in 2020 erscheint bei der derzeitigen Anzahl von ca. 16.000 Fahrzeugen sehr ambitioniert. Die aktuellste Studie von Fraunhofer ISI, die den nahen Anlauf in drei Szenarien darstellt, erreicht diesen Wert auch nur im positiven Szenario. Langfristig gehen die Studien von einer stetig steigenden Durchdringung von Elektrofahrzeugen aus. Die Spreizung der beiden ewi-Szenarien b und c zeigt die enorme Ungewissheit hinsichtlich der Entwicklung auf.

BET geht davon aus, dass die Durchdringung mit Elektrofahrzeugen zunehmen wird. Mit steigender Anzahl von Modellen aller Fahrzeughersteller werden die Möglichkeiten, das passende Auto zu finden, besser. Eine Basis-Infrastruktur ist aufgebaut worden und wird mit zunehmenden Anteilen von Elektroautos auch weiter ausgebaut werden. Besonders Nutzer mit hochfrequenter Nutzung wie z. B. der Personennahverkehr, Taxen oder Pflegedienste sind prädestiniert für die Kostenstruktur von Elektroautos (hohe Investitionskosten und niedrige variable Kosten).



**Abbildung 4: BET-Einschätzung Entwicklung Elektroautos**

Mit steigender Attraktivität und einem langsamen Ausbau in den nächsten Jahren erwartet BET einen stärkeren Ausbau in den Jahren nach 2020. Neben den privatwirtschaftlichen Potenzialen werden in diesen Jahren besonders die oben beschriebenen Branchen zu einem stärkeren Wachstum beitragen. Nach Sättigung in diesen Bereichen wird ein konstant weiter steigender Ausbau erwartet. Die große Spreizung der BET-Prognose deutet jedoch an, dass die Unsicherheit sehr groß ist.

### 2.2.1.2 TUB-WIP

TUB-WIP hat in diesem AP die Rationalität und den Standardisierungsbedarf für eine umfassende Steuerbarkeit der E-Fahrzeugflotte untersucht. Für die Umsetzung der Steuerung von Ladevorgängen müssen Informationen zwischen Fahrzeug bzw. dem Batteriemanagementsystem und der Ladeinfrastruktur bzw. dem Stromlieferanten ausgetauscht werden. Dabei sind sowohl technische Kommunikationsschnittstellen (in Abhängigkeit des Kommunikationsweges) und Datenformate als auch Steuerungsprozesse bzw. -verfahren zu betrachten. Im Folgenden werden beide Bereiche kurz separat diskutiert sowie Schlussfolgerungen abgeleitet.<sup>4</sup>

#### **STANDARDISIERUNG BEI KOMMUNIKATIONSSCHNITTSTELLEN**

Zunächst stellt sich die Frage nach dem Umgang mit notwendigen Kommunikationsschnittstellen. Hier ist als erstes der Kommunikationsweg zu diskutieren. Grundsätzlich sind verschiedene Wege denkbar (z. B. vom Fahrzeug über die Ladeinfrastruktur ins Back-End, vom Fahrzeug direkt ins Back-End, etc.). Für die unterschiedlichen Kommunikationswege dürfte es möglich sein, auf bereits bestehende Standards (DSL, Power Line, Mobilfunk, etc.) zurückzugreifen. Die einzelnen Kommunikationswege

<sup>4</sup> Für eine ausführliche Diskussion vgl. REINKE (2014).

gehen mit unterschiedlichen Produktionskosten und Angebotsqualitäten einher, die u. a. abhängig vom Standort des Fahrzeugs (städtisch / ländlich, Tiefgarage, öffentlicher Straßenraum, etc.) sind. Zusätzlich zum Kommunikationsweg bedarf es einer Abstimmung mit den anzuwendenden Protokollen bzw. Datenformaten.

#### **STANDARDISIERUNG BEI DER STEUERUNG VON LADEVORGÄNGEN**

Bei der Steuerung von Ladevorgängen sind zunächst Informationen über die Eigenschaften der Batterie (u. a. State of Charge, Ladeprofil, etc.) relevant. Der Umfang und die Art des Daten- und Informationsaustauschs hängen dabei vom gewählten Organisationsmodell, also der Zuordnung des Steuerungsrechts bzw. der Steuerungskompetenz, ab. In jedem Fall sollte sichergestellt werden, dass der beauftragte Akteur technisch (im weiten Sinne) in die Lage versetzt wird, das Elektrofahrzeug zu steuern. Hierfür ist eine zentrale Voraussetzung, dass der für die Steuerung zuständige Akteur die Möglichkeit hat, das entsprechende Elektrofahrzeug auch wirklich „anzusteuern“, d. h. mit diesem auf Basis abgestimmter Protokolle und Datenformate Informationen auszutauschen und gemäß definierter Regeln Steuerungsbefehle zu erteilen.<sup>5</sup> Dabei ist zu beachten, dass einige Akteure auf den verschiedenen Rollen (teilweise) im Wettbewerb zueinanderstehen und sich strategisch verhalten können. Ein solches Verhalten kann sich z. B. in der Etablierung geschlossener Schnittstellen äußern, um Lock-In-Effekte zu generieren bzw. auf einer Rolle vorhandene Marktmacht auszuweiten und somit weitere Zahlungsbereitschaft abzuschöpfen. Inwiefern sich sinnvolle offene Standards im Rahmen einer Verhandlung von im Wettbewerb stehenden Akteuren herausbilden, hängt von verschiedenen Faktoren (z. B. der Homogenität bzw. Heterogenität der Interessen der einzelnen Akteure sowohl auf einer als auch zwischen den unterschiedlichen Rollen) ab. Bei einer solchen Verhandlungslösung sind zusätzlich die Transaktionskosten (TAK) der Verhandlungen, mögliche zeitliche Verzögerungen bei der Etablierung eines Standards sowie ggf. Kosten von Adapterlösungen zu berücksichtigen. Dem gegenüber steht die Möglichkeit der Standardisierung durch die öffentliche Hand, welche in unterschiedlichen Abstufungen (von Begleitung bzw. Moderation des Prozesses zwischen den beteiligten Akteuren bis hin zur Entwicklung und Festlegung selbst entwickelter Standards) denkbar ist. Es ist zu berücksichtigen, inwiefern sinnvolle dezentrale Aktivitäten (z. B. in Form von Innovationen) durch zentrale Standards unterbunden werden könnten und welche Auswirkungen dies auf die Angebotsqualität bzw. Kosten aufseiten der Konsumenten hat. Ein entscheidender Faktor dürften dabei auch die Kosten eines entsprechenden Wissensaufbaus auf Seiten der öffentlichen Hand sein.

#### **SCHLUSSFOLGERUNGEN**

Wesentliche Voraussetzung für eine (effiziente) Umsetzung der Steuerbarkeit ist die Schaffung einheitlicher Kommunikationsstandards. Dabei ist für alle Anwendungsfälle eine Kommunikation zwischen Ladeeinheiten, Back-End und dem energiewirtschaftlichen System erforderlich. Für ein gesteuertes Laden sind außerdem Schnittstellen zum Fahrzeug auszugestalten, wobei hier vertieft zu analysieren ist, ob und in welcher Form eine Standardisierung möglich ist. Vor diesem Hintergrund bestehen z. T. umfangreiche Abstimmungserfordernisse, die in Verbindung mit potenziell

---

<sup>5</sup> Dies ist auch bei weiteren potentiell steuerbaren Endgeräten mit nennenswerter Last (z. B. bei Power-to-Heat) von Relevanz.

divergierenden Interessen der Akteure eine erfolgreiche Etablierung einheitlicher Standards fraglich erscheinen lassen.<sup>6</sup>

Im Status quo existiert für den Bereich der Steuerung kein einheitlicher offener Standard. Vielmehr lässt sich momentan beobachten, dass verschiedene Akteure eigene proprietäre Standards entwickeln und anwenden.

## **2.2.2 AP 2) Entwicklung und ökonomische Analyse von Allokationsmechanismen für knappe Verteilnetzkapazitäten**

### **2.2.2.1 TUB-WIP**

#### ***TECHNISCHES SYSTEM, OPTIONEN DER KAPAZITÄTSBEREITSTELLUNG UND NACHFRAGEPRÄFERENZEN***

Im Stromsektor finden derzeit Veränderungen statt bzw. werden für die Zukunft erwartet, die einen Einfluss auf das technische System haben werden. Neben dem vermehrten Zubau von fluktuierender erneuerbarer Erzeugung entsteht auf der Nachfrageseite möglicherweise ein Zuwachs an leistungsstarker Nachfrage. Hierzu zählen vor allem die Elektromobilität, aber auch Stromheizungen / Power-to-Heat. Diese Anwendungen dürften (in Abhängigkeit vom Verbrauchsverhalten) zusätzlich für zunehmende Lastspitzen und damit auch zu Belastungen im Verteilnetz sorgen. Neben der starken Last zeichnen sich diese Anwendungen im Vergleich zum überwiegenden Anteil der bisherigen Nachfrage jedoch durch eine gewisse „Unterbrechbarkeit“ beim Strombezug aus dem Verteilnetz aus (lokale Batterie- bzw. Wärme-Speicher in der Anwendung).

Aufgrund dieser Entwicklungen kann angenommen werden, dass die Bereitschaft der entsprechenden Nachfrager von zumindest kurzfristig unterbrechbaren Anwendungen, den Zeitpunkt der Nutzung des Verteilnetzes zu verschieben, potentiell höher ist. Zusätzlich kann davon ausgegangen werden, dass diese Anwendungen nur von einem Teil der Nachfrager verwendet werden, sodass tendenziell die Heterogenität zwischen den Nachfragern (und damit in Abhängigkeit von deren Verteilung auch zwischen den Verteilnetzen) zunehmen wird. Die beschriebenen zu erwartenden Änderungen des technischen Systems in Verbindung mit der Nachfrageseite begründen die Rationalität, sich mit Fragen der Kapazitätsplanung und -auslegung sowie der entsprechenden Ausgestaltung des institutionellen Rahmens zu beschäftigen.

Beim konventionellen Netzausbau wird das Verteilnetz für den betrachteten Zeitraum für die erwartete maximal auftretende Last ausgelegt. Eine Alternative zum konventionellen Netzausbau stellt das häufig als „intelligenter Netzausbau“ beschriebene Vorgehen dar. Hierbei wird mit dem Ziel der Erhöhung der durchschnittlichen Auslastung des Verteilnetzes zusätzliche Informations- und Kommunikationstechnologie zur besseren Erfassung von Netzzuständen installiert und eine entsprechende Steuerung angestrebt. Als Beispiele sind regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT) oder Power Router bei Spannungsproblemen zu nennen.

Im Status quo in Deutschland erfolgt bei Kapazitätsproblemen in nahezu jedem Fall ein konventioneller Netzausbau. Verschiedene Kosten-Nutzen-Analysen sehen jedoch in einem gewissen Umfang eine

---

<sup>6</sup> Vgl. REINKE (2014).

Vorteilhaftigkeit der Anwendung von intelligentem Netzausbau und weiteren Maßnahmen, um die Kosten der (Kapazitäts-)Bereitstellung von Verteilnetzen zu senken bzw. in geringerem Umfang ansteigen zu lassen.<sup>7</sup> Aufgrund der verschiedenen Einflüsse auf die Vorteilhaftigkeit der Anwendung der genannten Alternativen dürfte die Ableitung pauschaler Regeln für die Anwendungsfälle der Alternativen nicht möglich sein. Vielmehr wird eine Betrachtung des Einzelfalls im Verteilnetz notwendig sein, wofür jedoch dezentrales Wissen über das Verteilnetz und die entsprechenden Netzzustände sowie über die lokale Nachfrage und deren Entwicklung benötigt wird.

Eine weitere Alternative zu den bisher diskutierten Optionen stellen Kapazitätsallokationsmechanismen dar, die als Regeln bzw. Anreizregime für den Zustand knapper Kapazität im Verteilnetz eingestuft werden können.

#### **AUSGESTALTUNGSOPTIONEN UND DISKUSSION VON KAPAZITÄTSALLOKATIONSMECHANISMEN**

Die im Folgenden dargestellten und diskutierten Ausgestaltungsoptionen für Kapazitätsallokationsmechanismen beziehen sich auf die Nachfrageseite.

So wie Verteilnetzbetreiber (VNB) spezifisch in den Aufbau von Verteilnetzkapazität investieren (siehe dazu AP 4) erfolgt auch von Nachfragern eine spezifische Investition in Anwendungen, die zu bestimmten Zeitpunkten eine Verfügbarkeit von Verteilnetzkapazität voraussetzen. Bei der Ausgestaltung von Kapazitätsallokationsmechanismen ist daher zu beachten, wie eine (zumindest teilweise) Entwertung der spezifischen Investitionen verhindert werden kann. Aufgrund der oben beschriebenen Zunahme unterbrechbarer Anwendungen stellt sich jedoch die Frage, ob – wie bisher im Status quo – alle Anwendungen die gleiche Angebotsqualität in Bezug auf die verfügbare Verteilnetzkapazität benötigen, wobei an dieser Stelle davon ausgegangen wird, dass eine höhere Angebotsqualität mit umfangreichen Kosten in Form von Netzausbau einhergehen würde.<sup>8</sup>

Eine Möglichkeit zum Umgang mit dieser Problematik stellt die Einführung von unterschiedlichen Kapazitätsbändern für bestimmte Anwendungen und / oder Nutzergruppen dar. Für jedes dieser Kapazitätsbänder können unterschiedliche Regeln hinsichtlich der Verfügbarkeit von Netzkapazität etabliert werden. Neben diesem Aspekt können mit der Einführung von Kapazitätsbändern auch intertemporale Effekte, unterschiedliche Potentiale bei der Verschiebbarkeit von Last und distributive Effekte berücksichtigt werden. Bei der Ausgestaltung der Bänder stellt sich zunächst die Frage nach der optimalen Anzahl der Bänder (Frage der optimalen Regeldifferenzierung). Diese dürfte einerseits durch die Eigenschaften und die Heterogenität der betrachteten Anwendungen sowie die Präferenzen der Nachfrager und andererseits durch die Höhe der anfallenden TAK beim Design und der Anwendung bestimmt sein. Für jedes Kapazitätsband stellen sich weiterhin verschiedene Fragen des Zugangs. So kann unterschieden werden, nach welchen Regeln das Zugangsrecht zu einem bestimmten Band vergeben wird. Als Allokationsregeln können z. B. Preise bzw. Auktionen, Verlosungen, „first come, first serve“ und Zuteilung bzw. Prüfung (z. B. durch den VNB oder eine öffentliche Institution) verwendet werden. Mit der Verwendung von Allokationsregeln für den Zugang zu Bändern besteht die Möglichkeit,

---

<sup>7</sup> Vgl. DENA (2012) und E-BRIDGE / IAEW / OFFIS (2014).

<sup>8</sup> Dabei sind auch die Fragen der Tragung bzw. Zuordnung von Kosten des Netzausbaus und in diesem Zusammenhang der Umgang mit sprungfixen Kosten sowie vorliegende Kontrahierungsprobleme zu berücksichtigen.



gewünschte langfristige Lenkungsziele zu erreichen. Bei einer Bepreisung bzw. Auktion des Zugangs ist zu berücksichtigen, inwiefern der Preis bzw. das Gebot tatsächlich die Zahlungsbereitschaft des Nachfragers abbildet oder ob nicht umfangreich auch die Zahlungsfähigkeit eine wichtige Rolle spielt, sodass über Preise bzw. eine Auktion nur unzureichend die entsprechende Dringlichkeit abgebildet werden kann. In Verbindung mit der Allokationsregel für den Zugang ist außerdem zu klären, wann und für welchen Zeitraum der Zugang zu einem Band ermöglicht werden sollte. Es besteht u. a. die Möglichkeit, den Zugang an die Investitionsentscheidung zu knüpfen und diesen dann über einen gewissen Teil der Nutzungsdauer zu garantieren (z. B. bei einem Elektrofahrzeug beim Kauf und anschließend über eine Dauer von 5 Jahren). Bei dieser Entscheidung könnten auch die lokalen Gegebenheiten bzw. der Zustand (Kapazitätsauslastung, Anzahl weiterer Fahrzeug, etc.) im entsprechenden Verteilnetz berücksichtigt werden. Eine weitere Ausgestaltungsfrage ist die Option des partiellen und / oder zeitlichen Verzichts des zugewiesenen Zugangsrechts zu einem Band. In Verbindung damit stellt sich auch die Frage, ob und wenn nach welchen Regeln (z. B. über einen „Sekundärmarkt“) eine Weitergabe des Zugangsrechts geregelt werden könnte. Als letzte Ausgestaltungsoption soll auf den Umfang der Standardisierung der bisher genannten Punkte eingegangen werden. Hierbei sind sowohl individuelle Regeln vom einzelnen Nachfrager, VNB, Stromvertrieb, etc. bis hin zu einer standardisierten deutschlandweiten Regelung denkbar. Eine umfangreiche Standardisierung weist Vorteile für die Angebote übergreifend agierender Akteure (z. B. Stromvertriebe) auf. Bei eher individuellen Regeln dürften potentiell lokale Gegebenheiten besser berücksichtigt werden können.

Neben der Ausgestaltung der Zugangsregeln für ein Kapazitätsband stellen sich Gestaltungsfragen hinsichtlich der Allokation im Knappheitsfall innerhalb der Bänder. Hier kann ebenfalls auf Preise bzw. Auktionen, Verlosungen, „first come, first serve“ oder eine Zuteilung zurückgegriffen werden. Zusätzlich besteht die Möglichkeit auf Gleichzeitigkeitsfaktoren, also eine gleichmäßige Reduktion aller Lasten bzw. aller Lasten einer Anwendung im Knappheitsfall, zurückzugreifen.

#### **UMSETZUNGSMÖGLICHKEITEN IM STROMSYSTEM**

Anhand der dargestellten Ausgestaltungsoptionen können eine Vielzahl an Organisationsmodellen für die Anwendung im Bereich der Verteilnetze entworfen werden. Aus forschungspragmatischen Gründen ist eine Auswahl zu treffen („Auswahlbegründungsproblem“).<sup>9</sup> Im Folgenden werden in diesem Bericht einige idealtypische Modelle dargestellt und kurz diskutiert. Bei allen Modellen wird davon ausgegangen, dass die entsprechende Kommunikations- und Steuerinfrastruktur existiert.

- Organisationsmodell **„Lokale Märkte“**: In diesem Organisationsmodell existieren keine Kapazitätsbänder. Wird eine Knappheit antizipiert, wird an dieser Stelle ein lokaler Markt für Kapazität geschaffen, wobei die Erstzuordnung der Kapazität bei den Lieferanten der entsprechenden Verbraucher liegt. Die Verbraucher melden in diesem Fall dem VNB die gewünschte Vergütung für die Bereitschaft zur Verschiebung ihrer angemeldeten Last. Der VNB wählt die günstigsten Angebote aus, bis die notwendige Kapazitätsreduktion erreicht ist. Die Nachfrager können selbst entscheiden, zu welchem Zeitpunkt sie einer Kapazitätsreduktion

---

<sup>9</sup> Eine Beschreibung der Problematik sowie Möglichkeiten zum Umgang mit Auswahlbegründungsproblemen liefert Gizzi (2016).

zustimmen. Jedoch dürften die TAK der Gestaltung von lokalen Märkten sehr groß sein. Diese fallen auch im Kontext von Ausgestaltungsproblemen beim Marktdesign an. So ist sicherzustellen, dass strategisches Verhalten (z. B. bei der Anmeldung der Last, die dann reduziert werden kann) verhindert wird. Außerdem ist zu beachten, dass in Abhängigkeit der Verortung des Engpasses im Verteilnetz nur eine begrenzte Anzahl an Verbrauchern bzw. Lieferanten betroffen ist und ggf. Marktmachtprobleme auftreten können. Zusätzlich besteht bei diesem Allokationsmechanismus für den VNB eine gewisse Unsicherheit, dass das zu kontrahierende Verschiebe- bzw. Reduktionspotential nicht ausreicht (bzw. sehr teuer wird), sodass eine Kombination mit weiteren Allokationsmechanismen sinnvoll erscheint.

Eine Abwandlung stellt die Einführung von Bändern für bestimmte Anwendungen (z. B. Elektromobilität und Stromheizungen) dar. In diesem Fall würden lokale Märkte nur für diese Anwendungen geschaffen.

Eine weitere Abwandlung dieses Modell wäre die Erstzuordnung der Kapazität beim VNB. In diesem Fall müssten die Lieferanten bzw. Verbraucher im Knappheitsfall in einer Auktion ihre gewünschte Verteilnetzkapazität ersteigern. Die Verfügbarkeit der Kapazität hängt dann von der Zahlungsbereitschaft des Nachfragers ab. Die weiteren oben genannten Aspekte gelten bei dieser Abwandlung auch weiterhin.

Die derzeit in Deutschland in der Praxis in diesem Kontext diskutierten Modelle<sup>10</sup>, die i. d. R. auf dem von der Bundesnetzagentur (BNetzA) entwickelten „Ampelkonzept“<sup>11</sup> basieren, beinhalten unterschiedliche Ausgestaltungsmöglichkeiten von lokalen Märkten und lassen sich daher alle als Varianten des hier dargestellten Organisationsmodells „Lokale Märkte“ einordnen.

- Organisationsmodell „**Gleichzeitigkeitsfaktoren**“: Bei diesem Organisationsmodell erfolgt im Knappheitsfall für unterbrechbare Lasten, die sich in eigenen Kapazitätsbändern befinden, eine gleichmäßige Reduktion aller betroffenen Lasten. Durch den Rückgriff auf Kapazitätsbänder und eine entsprechende Zusage, dass die Last maximal um einen bestimmten Anteil oder nur für einen bestimmten Zeitraum gekürzt werden kann, besteht für den Großteil der Anwendungen eine gewisse Sicherheit hinsichtlich der Verfügbarkeit von Verteilnetzkapazität, was die Spezifität der Investitionen zumindest in einem gewissen Umfang schützen würde. Die TAK bei der Anwendung dürften geringer als bei lokalen Märkten sein. Allerdings ergibt sich weiterhin das Problem strategischen Verhaltens, da bei einer Reduktion der ursprünglich angemeldeten Last (in Verbindung mit einer gewissen Prognostizierbarkeit von Engpässen) Fehlanreize bei der Anmeldung durch Lieferanten bzw. Nachfrager bestehen. Bei einem Rückgriff auf Gleichzeitigkeitsfaktoren dürfte für die VNB sichergestellt sein, dass sie im Knappheitsfall auch die notwendige Lastverschiebung bzw. -reduktion realisieren können.
- Organisationsmodell „**Listenpreise**“: Bei einer Verwendung von Listenpreisen legt der VNB die Preise für die Nutzung von Verteilnetzkapazität seines Netzes mit dem Ziel fest, dass keine Kapazitätsknappheiten auftreten. Dabei kann der VNB für die verschiedenen Kapazitätsbänder

---

<sup>10</sup> Exemplarisch zu nennen sind VDE (2014) und BDEW (2015).

<sup>11</sup> Vgl. BNETZA (2011).

unterschiedliche Listenpreise definieren. Die Festlegung der Listenpreise kann sowohl in zeitlich als auch räumlich unterschiedlicher Aggregation erfolgen. Der Umfang des Schutzes der spezifischen Investitionen der Nachfrager hängt von der jeweiligen Detailausgestaltung ab. Für eine adäquate Bestimmung der Listenpreise ist der Aufbau von umfangreichem Wissen beim VNB notwendig. Dieser muss neben den Netzzuständen vor allem das Verbrauchs- und Ausweichverhalten der Lieferanten bzw. Verbraucher antizipieren können, damit nicht zusätzliche Kapazitätsengpässe entstehen. Aufgrund dieser Unsicherheit dürfte es zumindest in der ersten Zeit nach Einführung sinnvoll sein, das Organisationsmodell um einen weiteren Allokationsmechanismus zu ergänzen. Eine Umsetzung des Organisationsmodells „Listenpreise“ könnte über die Ausgestaltung von variablen Netzentgelten ermöglicht werden.

Neben den dargestellten Organisationsmodellen, für die keine wesentlichen Änderungen an der bestehenden Aufgabenzuordnung an Akteure im Status quo des energiewirtschaftlichen Rollenmodells notwendig sind, existieren auch weitere Modelle zur Umsetzung von Kapazitätsallokationsmechanismen, bei denen beispielweise eine Integration der Rollen Lieferant und VNB bei einem Akteur stattfindet. Auf solche Modelle wird in diesem Bericht nicht weiter eingegangen.

Im Gegensatz zur Nachfrageseite, bei der es bei häufiger Nicht-Verfügbarkeit von Verteilnetzkapazität zu Einschränkungen im Nutzungsverhalten von Nachfragern kommen kann, sind diese Probleme auf der Erzeugungsseite als sehr gering einzuschätzen. Den über Kapazitätsinstrumente finanzierten fluktuierenden EE-Anlagen kann daher im Engpassfall problemlos die Einspeisung gekappt werden, sofern die Kapazitätzahlung an die Anlagenbetreiber weiterhin geleistet wird. Aus diesem Grund wird die Erzeugungsseite in diesem Bericht nicht weiter betrachtet.

### **2.2.2.2 BET**

#### ***ANPASSUNGEN IN DER NETZENTGELTSYSTEMATIK ZUR VERMEIDUNG VON NETZENG PÄSSEN***

Um Netzengpässe gar nicht erst aufkommen zu lassen, besteht die grundsätzliche Möglichkeit, über die Setzung von Anreizen die bestehenden Kapazitäten bestmöglich zu verteilen. Hierfür bietet sich die entsprechende Ausgestaltung einer Netzentgeltsystematik an. Dabei soll eine implizierte Allokation über die Preissetzung erfolgen, d. h. keine Engpassbewirtschaftung, um eine Zersplitterung des Marktes zu vermeiden. Zudem sollte die Netzentgeltsystematik mit den Vorstellungen des Zielsystems aus dem „BMW i-Weißbuch“<sup>12</sup> kompatibel sein.

In diesem Bericht wurde auf Basis einer Kostenanalyse gezeigt, dass die bisherigen Arbeitspreise in Kombination mit einem Grund-/Leistungspreis im Kern sachgerecht sind, wenn die Bezugsgröße von der Netzentnahme auf den Verbrauch korrigiert wird. Zudem werden unterschiedliche Wahltarife abgeleitet, um den heterogenen Anforderungen an das Netz gerecht zu werden. Dazu zählt neben einem einfachen Basistarif ein dynamischer Alternativtarif in Kombination mit zwei unterschiedlichen Zusatztarifen. Der Basistarif ist ideal für alle Verbraucher, die keinen Fokus auf aktive Steuerung ihrer Energiekosten legen oder nicht über Eigenerzeugungsanlagen verfügen. Im Alternativtarif können aktive Verbraucher durch wirtschaftliche Anreize für markt- und netzdienliches Verhalten belohnt

---

<sup>12</sup> Vgl. BMW i (2015).

werden. Der Zusatztarif konkretisiert die Bestimmungen zu abschaltbaren Lasten aus dem § 14a EnWG und führt einen verschiebbaren Tarif ein. Dieser ist z. B. ideal für E-Mob, in dem er hierfür vergünstigte Tarife anbietet. Damit kann der Netzausbau grundsätzlich verringert werden. Durch die Einführung von ungesicherten Tarifen können zudem zusätzliche Kapazitäten im bestehenden Netz genutzt werden.

Analog zu Baukostenzuschüssen für Verbraucher kann eine Allokationswirkung und Kostenbeteiligung durch die Einführung von Einmalzahlungen für Erzeuger erzielt werden. Die vermiedenen Netznutzungsentgelte könnten durch ein Instrument mit Verfügbarkeitszusagen abgelöst werden.

### **2.2.3 AP 3) Komparative Analyse: Verteilnetzausbau vs. Allokation knapper Kapazitäten**

#### **2.2.3.1 BET**

Im Rahmen der Modellierung wurden verschiedene Lastfälle definiert, welche die höchstmögliche Belastung für das Verteilnetz zu bestimmten Tag- und Nachtzeiten darstellen. In den nachfolgenden Abschnitten werden die Ergebnisse der Netzberechnungen aufgeführt und die Auswirkungen der Lastfälle auf den Netzausbau bemessen. Die Lastfälle haben unterschiedliche Wirkungen auf das Verteilnetz, insbesondere bei strukturellen Unterschieden wie es z. B. bei städtischen oder ländlichen Netzen der Fall ist.

Grundlage für den Vergleich der Sensitivitäten ist der Ausgangsfall. In dieser „Referenz“ wird für das Jahr 2030 eine „worst-case“ Betrachtung vollzogen. Das heißt, dass entsprechend der gewählten Prognosen die Annahmen bzgl. EE und Elektromobilität (EV) in die modellierten städtischen und ländlichen Verteilnetze integriert werden. Anschließend wird für die beiden Typstunden der notwendige Ausbaubedarf bestimmt, welcher zur Behebung der Grenzwertverletzungen notwendig ist. Der Ausbaubedarf wird in der „worst-case“ Betrachtung konventionell angesetzt, um die höchstmöglichen Kosten zu bestimmen, die zu erwarten wären. Unter konventionellem Umgang wird der Ausbau mit Standard-Betriebsmitteln verstanden, die keinerlei kurzfristige individuelle Steuerung erfahren. Diese Kenngröße dient als Referenz, um die Vorteilhaftigkeit der weiteren Sensitivitäten zu beschreiben und zu bemessen.

In der ersten Sensitivität „EE 80 %, EV 100 %“ der Netzberechnungen erfolgt bei sonst gleichbleibenden Randbedingungen eine Reduktion der EE-Einspeiseleistung auf 80 %. Diese Reduktion der Einspeiseleistung ermöglicht eine Quantifizierung der eingesparten Netzausbaukosten, falls dem Netzbetreiber durch einen geeigneten regulatorischen Rahmen diese Handlungsoption gegeben wird.

In der zweiten Sensitivität „EE 100 %, EV 80 %“ der Kalkulationen erfolgt eine Reduktion der Ladeleistung der Elektrofahrzeuge im Verteilnetz.

Die dritte Sensitivität berücksichtigt jeweils die beiden in den ersten beiden Sensitivitäten abgebildeten Handlungsoptionen. Dementsprechend werden sowohl die Einspeisereduktion der EE auf 80 % als auch die Reduktion der Ladeleistung der Elektrofahrzeuge auf 80 % berücksichtigt.

#### **Szenario: „Referenz“**

In den Netzberechnungen „Referenz“ treten die Auswirkungen eines ungesteuerten Ausbaus der EE und einer Integration der EV in die Verteilnetze am deutlichsten auf. Daher definiert dieses Szenario die

maximalen Netzausbaukosten, welche unter Berücksichtigung der getroffenen Annahmen auftreten können. Die Lastfälle erhalten einprägsame Namen, um die Ergebnisse greifbarer zu machen.

Der **Lastfall A – „Nikolaus“**, welcher sich durch eine niedrige EE-Einspeisung auszeichnet (keine Einspeisung durch PV, geringe Einspeisung durch Wind und Biomasse), ist aus Einspeisesicht relativ unkritisch, da dies die historische Versorgung der Nachfrage darstellt und die Netze dafür ausgelegt wurden. Die Besonderheit in diesem Lastfall liegt in der hohen Nachfrage der Verbraucher, welche insbesondere durch die zunehmende Integration der EV ins Verteilnetz zu Grenzwertverletzungen führt. Entsprechend charakterisiert dieser Lastfall z. B. die Abendstunden im Winter, in denen eine hohe Last zusätzlich durch den Ladebedarf verstärkt wird.

Aus den Berechnungen geht hervor, dass die Kosten für den Netzausbau aufgrund der erhöhten Nachfrage zu 88 % in der Niederspannung liegen, zu 10 % auf die Mittelspannung und nur zu 2 % auf die Umspannebenen entfallen.

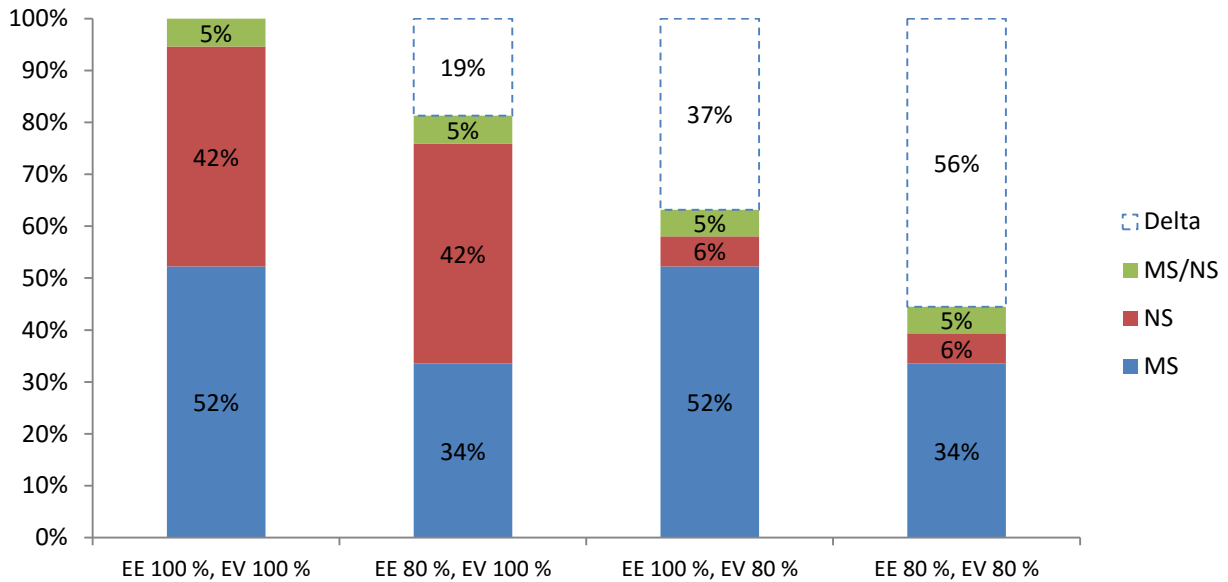
Im **Lastfall B – „Pfungsten“** wird zusätzlich zu einer geringen Nachfrage eine deutlich höhere EE-Einspeisung angesetzt, so dass in diesem Fall insbesondere die Umkehr des Lastflusses zu einem Ausbau führt. Aus Nachfragesicht nimmt dieser Lastfall eine untergeordnete Rolle ein, da die Nachfrage niedrig ist. Dies kann z. B. an einem sonnigen Wochenendtag mit hoher Einspeisung aus PV und Windenergie auftreten. Im Vergleich zu Lastfall A treten insbesondere in der Mittelspannung Grenzwertverletzungen auf.

#### **ERGEBNISZUSAMMENFASSUNG**

Die betrachteten Sensitivitäten haben unterschiedliche Wirkungen hinsichtlich der Netzausbaukosten. Unter Berücksichtigung der jeweiligen Anpassungen innerhalb der Sensitivitäten resultieren verschiedene Handlungsoptionen für Netzbetreiber, um kritische Grenzwertverletzungen unter verschiedenen Lastfällen zu handhaben.

Insbesondere in Zeiten hoher Einspeisung ist die Einspeisereduktion ein valides Mittel, um Netzüberlastungen – temporär – zu reduzieren. Die zukünftige Integration der Elektromobilität wird insbesondere zu Abendstunden kritische Auswirkungen auf die Verteilnetze haben, so dass die Möglichkeit der Lastverschiebung zunehmend an Bedeutung gewinnen wird.

Die folgende Abbildung stellt die Resultate der einzelnen Sensitivitäten in Relation zum Referenzszenario dar.



**Abbildung 5: Gegenüberstellung der Netzausbaukosten aller Sensitivitäten**

Die Kombination beider Optionen (Einspeiserreduktion und Lastverschiebung) kann erheblichen Einfluss auf die Netzausbaukosten bzw. die Betriebsstrategie- und Netzplanung der Netzbetreiber haben. In Abhängigkeit der regulatorischen Rahmenbedingungen und Möglichkeiten potentiell auftretende Engpässe zu bewirtschaften, können erhebliche Einsparpotentiale realisiert werden. Es zeigt sich deutlich, dass durch die Reduktion der maximalen zeitgleichen Last, in diesem Fall durch die intelligente Steuerung der EV, erhebliche Ausbaukosten im Niederspannungsnetz eingespart werden können. Eine reduzierte EE-Einspeisung hat vornehmlich Einfluss auf die Ausbaukosten in der Mittelspannung. Die Kombination aus beiden Handlungsoptionen offenbart erhebliche Potenziale (Reduktion der Netzausbaukosten um 56 % im Vergleich zum Referenzfall), um zukünftige Grenzwertverletzungen und den notwendigen Netzausbau in den Verteilnetzen zu reduzieren. Anhand der Einsparpotentiale im Hinblick auf die Netzausbaukosten wird der zukünftige Stellenwert einer vorausschauenden und intelligenten Koordination sowohl in Stunden mit hoher Einspeisung als auch hoher Nachfrage ersichtlich.

Die Teil-Ergebnisse werden in den noch folgenden Veröffentlichungen dargestellt.

### **FAZIT**

Zusammenfassend lässt sich zunächst feststellen, dass der Zuwachs an EE-Einspeisern und an Elektromobilität für die Verteilnetze eine große Herausforderung darstellt. Bei der Quantifizierung dieser Herausforderung treten allerdings nennenswerte Schwierigkeiten auf. Zunächst ist das Ausbauszenario naturgemäß ungewiss. Die Ausbau-Quantität, mehr aber noch die genaue Allokation im Netz sind schwer vorhersehbar. Darüber hinaus sind die Netze, die in der Realität bestehen, sehr unterschiedlich. Die genaue Topologie und die Verteilung der bereits vorhandenen Lasten und Einspeiser determiniert aber den Netzausbaubedarf. Die Unterscheidung zwischen ländlichen und städtischen Netzen macht klar, wie verschieden die Betroffenheit der Topologien ist. Eine pauschale Aussage ist daher über die hier angewendeten Methoden der Monte-Carlo-Simulation durchaus möglich. Der Rückschluss auf ein reales Netz ist aber in der Regel unzulässig.

Klares Ergebnis der Untersuchung ist, dass sowohl das gesteuerte Laden als auch die gesteuerte Einspeisung massiv zur Vermeidung von Netzausbaubedarf beitragen können. Die Ausgestaltung der Steuerung der einen oder der anderen Komponente wurde in diesem AP nicht thematisiert, es bestehen aber diverse Ansätze, die sachgerecht kombiniert mit Sicherheit ein erhebliches Einsparungspotenzial erschließen.

Im Zuge der Forschungsarbeiten wurden einzelne Punkte identifiziert, die mit dem gewählten Ansatz und auf Basis der gewonnenen Erkenntnisse nicht zu geklärt werden konnten. Anknüpfungspunkte für weitere Arbeiten könnten z. B. die folgenden Aspekte sein:

- Die Entwicklung einer flexiblen, individuellen Modellierung realer Verteilnetze würde es ermöglichen, individuelle Problemstellungen der Verteilnetzbetreiber zu bearbeiten.
- Die Abkehr von der Betrachtung diskreter Netzsituationen („Lastfälle“) würde auch das intertemporale Verhalten von dezentralen Speichern der Untersuchung zugänglich machen. Diese Fragestellungen werden auch im Hinblick auf das Verhalten sog. „Prosumer“ relevant.
- Die Betrachtung eines Szenarios der „dezentralen Zellen“, in denen sich die Mehrheit der Verteilnetze als autarke Versorgungseinheiten etabliert, würde die Frage nach einer Rückwirkung und Bedeutung für das Übertragungsnetz deutlich verändern.

Insgesamt scheint es angeraten, eine Balance zwischen Eingriff und Steuerung in Lade- und Einspeisevorgänge einerseits und konventionellem Netzausbau andererseits zu finden, die sich an die Herausforderungen der individuellen Verteilnetze anpasst.

### **2.2.3.2 TUB-WIP**

In der Diskussion in AP 2 wurde davon ausgegangen, dass die Organisationsmodelle als Substitute für Netzausbau dienen und zur Vermeidung von erwarteten Engpässen Anwendung finden sollen. Grundsätzlich können Kapazitätsallokationsmechanismen auch als Regeln in Ausnahme- bzw. Notfallsituationen zur Sicherung der Netzstabilität dienen, wobei das Potential als eher begrenzt eingestuft werden kann.

Bei den bisherigen („nicht-unterbrechbaren“) Anwendungen dürfte das Potential von Kapazitätsallokationsmechanismen stark begrenzt sein, weil die Nachfrager nur in Ausnahmefällen einer Absenkung der Angebotsqualität zustimmen würden. Bei unterbrechbaren Anwendungen, bei denen die Netznutzung nicht immer gleichzeitig zur eigentlichen Nutzung der Anwendung notwendig ist, dürfte dieses Potential höher sein, sodass ein Rückgriff auf Kapazitätsallokationsmechanismen grundsätzlich denkbar wäre. Dabei sind jedoch die oben genannten Herausforderungen bei der Ausgestaltung der einzelnen Organisationsmodelle zu berücksichtigen, die zu einer gewissen Komplexität und damit zu TAK führen. Außerdem ist die Abstimmung mit dem zentralen Sektordesign zu beachten.

Kapazitätsallokationsmechanismen können darüber hinaus auch als eine Überbrückungsmaßnahme bis zur Durchführung des Netzausbaus fungieren. Dies kann einerseits bei einer gewissen Unsicherheit über den zukünftigen Kapazitätsbedarf notwendig sein und andererseits auch, wenn der Kapazitätsbedarf in bestimmten Teilen von Verteilnetzen sprunghaft ansteigt, sodass eine Kapazitätserweiterung durch Netzausbau in einem kurzfristigen Zeitraum nicht zu realisieren ist.

Zusätzlich ist eine Anwendung bei ggf. auch längerfristig bestehenden lokalen Sondersituationen denkbar.

## 2.2.4 AP 4) Regulierung bei einer Vielzahl von Verteilnetzbetreibern in einem dynamischen Umfeld

### 2.2.4.1 TUB-WIP

#### *TECHNISCHES SYSTEM UND AUFGABEN VON VNB*

Bei den folgenden Analysen wird das technische System Verteilnetz betrachtet. Im Status quo werden die Stromnetze mit den Spannungsebenen ab 110kV und niedriger als Verteilnetz bezeichnet.

Aufgrund der Kostenstrukturen im Bereich der Stromverteilnetze liegt ein natürliches Monopol vor. In Verbindung mit fehlenden Substitutionsmöglichkeiten der Nachfrager ist eine Regulierung der Stromverteilnetze geboten. Die Notwendigkeit einer Regulierung von Stromverteilnetzen ist des Weiteren auch in der Absicherung der langlebigen spezifischen Investitionen der VNB begründet, da entsprechende Akteure ansonsten nicht (bzw. nur bei deutlich höherer Vergütung) bereit wären, das Gut Verteilnetz anzubieten.

Folgend werden kurz die Aufgaben beschrieben, die zur Rolle VNB gehören:

- Das **Anlagenmanagement** kann in verschiedene Bereiche aufgeteilt werden:
  - Gestaltung des technischen Designs (Detailplanung) bei Neu- / Ausbau sowie Umbaumaßnahmen im Verteilnetz
  - Festlegung der Instandhaltungsstrategie sowie Planung von Instandhaltungsmaßnahmen und Ersatzinvestitionen (Instandhaltungskonzept)
  - Umsetzung von (Bau-)Maßnahmen sowohl im Bereich der Kapazitätserweiterung als auch bei der Instandhaltung
- **Kapazitätsausbauplanung:** Zur Kapazitätsausbauplanung gehören sowohl die Bedarfsplanung als auch die Detail- bzw. Objektplanung.
- **Betriebsführung:** Hierzu gehören die Spannungshaltung und weitere Dienstleistungen wie Blindleistungsbereitstellung. Im Gegensatz zu den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) übernehmen die VNB aktuell keine Aufgaben der Systemdienstleistung im Bereich der Frequenzhaltung.

Die bei VNB anfallenden Investitionen bzw. Maßnahmen sind im Vergleich zu ÜNB eher kleinteilig. Zusätzlich finden – wie bereits im AP 2 beschrieben – im technischen System derzeit Änderungen statt bzw. werden für die Zukunft erwartet (Ausbau von erneuerbaren Energien, Zunahme leistungsstarker und gleichzeitig flexibler Nachfrage, neue Technologien zur Erhöhung der verfügbaren Kapazitäten bzw. Spannungshaltung im Verteilnetz und zunehmende technische Potentiale bei der Kopplung zwischen einzelnen Sektoren). Die genannten Änderungen dürften dazu führen, dass zusätzliche Handlungsoptionen als (teilweise) Substitute für den konventionellen Verteilnetzausbau zur Verfügung stehen. Wie bereits ausgeführt, zeigen technisch-systemische Analysen, dass die Vorteilhaftigkeit der Anwendung einzelner Maßnahmen von verschiedenen Einflussfaktoren abhängt und es i. d. R. auf den Einzelfall ankommt und keine allgemeine Vorteilhaftigkeit einer Handlungsoption festzustellen ist. In der



Folge kann davon ausgegangen werden, dass die Heterogenität zwischen den einzelnen Verteilnetzen tendenziell zunehmen wird.

### **ZIELSYSTEM DER ANALYSE**

Für die Analysen der nachfolgenden Organisationsmodelle bzw. Regulierungsregime wird davon ausgegangen, dass es für die Angebotsqualität im Verteilnetz ein theoretisches Optimum gibt, welches nicht weiter quantifiziert wurde, jedoch Eingang in das Zielsystem findet. So wird bei den Analysen im Rahmen des Zielsystems berücksichtigt, dass die zu untersuchenden Regulierungsregime die angenommene Angebotsqualität sicherzustellen haben. Hierzu gehört auch, dass im Zeitverlauf die Durchführung von notwendigen Investitionen und weiteren Maßnahmen ermöglicht wird. Weiterhin wird im Zielsystem die Kosteneffizienz verschiedener Regulierungsregime berücksichtigt. Dabei kann grundsätzlich zwischen einer Wohlfahrts- und einer Konsumentenperspektive unterschieden werden. Die Wohlfahrtsperspektive stellt auf die Minimierung der eingesetzten Ressourcen für die Erzielung eines definierten Outputs ab (bzw. die Maximierung bei gegebenen Inputs). Verteilungsfragen zwischen Produzenten und Nachfragern spielen keine Rolle, da es um die Maximierung der Summe aus Produzenten- und Konsumentenrente geht. Bei der Nachfragerperspektive sollen die langfristigen Kosten der Nachfrager minimiert werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass eine ungerechtfertigte Schlechtbehandlung der Produzenten zu langfristig höheren Kosten für die Nachfrager führen wird und somit kurzfristige „Strohfeuerereffekte“ häufig auch aus Sicht der Konsumentenperspektive als nachteilig zu beurteilen sind. Im Folgenden wird primär auf die Konsumentenperspektive abgestellt. Auf Unterschiede zur Beurteilung aus Perspektive der Wohlfahrt wird jedoch explizit hingewiesen.

### **ZENTRALE AUSGESTALTUNGSMÖGLICHKEITEN FÜR DIE REGULIERUNG VON VNB SOWIE EINORDNUNG IDEALTYPISCHER REGULIERUNGSREGIME**

Aus (institutionen-)ökonomischer Sicht kann eine Regulierung von VNB als ein Vertrag zwischen dem Regulierer und einem VNB eingeordnet werden. Mit diesem Vertrag sollen sowohl die Konsumenten vor der Marktmacht der VNB geschützt als auch die VNB zur Erbringung einer bestimmten Leistung verpflichtet werden und ihnen gleichzeitig das Recht auf Erzielung einer angemessenen Vergütung zugestanden werden. Da der (Regulierungs-)Vertrag einseitig vom Regulierer in Kraft gesetzt und angepasst werden kann, kommt der Vermeidung von opportunistischem Verhalten durch den Regulierer ein besonderer Stellenwert zu, weshalb auch eine gewisse Reputation des Regulierers essentiell ist. Dem VNB bleibt als Ultima Ratio der Ausstieg aus dem Regulierungsvertrag über den Verkauf des Eigenkapitals.

Bei der Ausgestaltung eines (Regulierungs-)Vertrages bestehen verschiedene Optionen, die als zentrale Ausgestaltungsfragen einer VNB-Regulierung eingeordnet werden können und im Folgenden diskutiert werden.

In Folge der Informationsasymmetrie zwischen Regulierer (als Prinzipal bzw. Auftraggeber) und VNB (als Agent bzw. Auftragnehmer) entstehen Spielräume für den VNB, sich nicht entsprechend der Ziele bzw. Vorgaben des Regulierers zu verhalten (Moral Hazard, Hidden Action und Hidden Information). Ein Regulierer wird versuchen, diesem Verhalten entgegenzuwirken. Dazu stehen ihm die zwei grundsätzlichen Optionen Anreizsetzung oder Monitoring zur Verfügung. Bei der Anreizsetzung überträgt der Regulierer für einen bestimmten Zeitraum das Kostenrisiko auf den VNB, um das Ziel der

Kosteneffizienz zu erreichen. Dabei kann zwischen einer Risikoübertragung über Perioden hinweg und innerhalb einer Periode unterschieden werden. Als ein Nachteil der Anreizsetzung ist zunächst zu nennen, dass durch die Übertragung von Risiko Kosten der Risikoübernahme beim VNB anfallen werden. Um Anreize setzen zu können, stellt sich für den Regulierer die Frage der Festlegung des Vergütungsniveaus für einen bestimmten Zeitraum. Abhängig vom Vorgehen wird dafür unterschiedliches Wissen benötigt. Greift der Regulierer auf Daten verschiedener VNB zurück und wendet (Effizienz-)Vergleichsverfahren an, benötigt er Wissen zur Beschreibung der Leistung („Output-Wissen“) und ein entsprechendes Methodenwissen. Eine weitere Möglichkeit besteht in der Kalkulation und Aggregation der für die entsprechende Leistung erforderlichen Teilleistungen und der diesbezüglichen Mengen und Preise, was als input-orientierte Ermittlung bezeichnet werden kann. Für ein solches Vorgehen ist sogenanntes Input-Wissen notwendig. Neben diesen idealtypischen Fällen lassen sich in der Praxis i. d. R. Kombinationen der beiden Methoden beobachten.

Die Genauigkeit und damit die Güte der Festlegung des Vergütungsniveaus wird maßgeblich vom (allgemein vorhandenen und) beim Regulierer vorliegenden Wissen abhängen. Um eine Schlechtbehandlung aufgrund von Ungenauigkeiten in der Kalkulation mit hoher Wahrscheinlichkeit zu vermeiden, wird der Regulierer Sicherheitsaufschläge („Puffer“) einbauen, die von den Konsumenten zu zahlen und entsprechend des gewählten Zielsystems bei der Analyse unterschiedlich zu bewerten sind. Alternativ kann der Regulierer ein begleitendes Monitoring der Aktivitäten und Kosten des VNB durchführen. Dafür wird ebenfalls Input-Wissen benötigt. Im Wesentlichen wird die Eignung von Monitoring durch den Umfang der Nachvollziehbarkeit der Leistungserbringung für den Regulierer bestimmt. Das Monitoring kann – vor allem bei häufig wiederkehrenden Fällen – durch die Veröffentlichung von Leitlinien durch den Regulierer ergänzt werden. Bei größeren Investitionsvolumen oder schwierigen Entscheidungen kann ein Monitoring auch durch eine Vorabprüfung der geplanten Maßnahme und der zu erwartenden Kosten ergänzt werden. Beide Maßnahmen dürften die Unsicherheit und damit das regulatorische Risiko beim VNB deutlich senken. Die bisher dargestellten Möglichkeiten können auch als abgeschwächte Anreizsetzung, d. h. mit Risikoteilung zwischen Nachfragern und VNB durchgeführt werden. Dies bietet sich insbesondere bei hohen zu erwartenden Kosten der Risikoübernahme beim VNB und / oder Kontrahierungsproblemen hinsichtlich des Outputs an. Risikoteilung kann sowohl bei einer Anreizsetzung über die Regulierungsperioden hinweg und innerhalb der Regulierungsperioden als auch beim Monitoring erfolgen.

Ein weiterer Gestaltungsparameter ist die Frage des Bundling bzw. Unbundling verschiedener Aufgaben im Rahmen der Regulierung. Bei einem Bundling wird vom Regulierer der gesamte Leistungsbereich des VNB gebündelt betrachtet. Bei einem Unbundling werden verschiedene Teilleistungsbereiche des VNB einzeln reguliert. Für jeden der Leistungsbereiche kann der Regulierer separat auf Anreizsetzung oder Monitoring zurückgreifen. Bei einem Unbundling entstehen Schnittstellen zwischen den Leistungsbereichen, deren Auswirkungen von der Beschreib- und Messbarkeit an diesen Schnittstellen abhängt. Zusätzlich obliegt dem Regulierer die Aufgabe des Managements der übergreifenden Strategie über die Leistungsbereiche hinweg. Die Vorteilhaftigkeit von Bundling oder Unbundling ist eng mit der Ausgestaltung der Anreizsetzung bzw. des Monitorings verbunden, sodass keine pauschale Bewertung möglich ist.

Zusätzlich sind bei der Beurteilung die Verbindungen zu Commitment-Problemen zu berücksichtigen. Zunächst ist das Commitment hinsichtlich eines nicht opportunistischen Verhaltens durch den Regulierer zu beachten. Regulierte VNB benötigen aufgrund ihrer langfristigen und spezifischen Investitionen das Commitment, dass sie eine angemessene Kompensation über die Abschreibungsdauer der Assets hinweg erhalten und nicht opportunistisch behandelt werden (z. B. durch eine nachträgliche, ungerechtfertigte Absenkung des Vergütungsniveaus). Weiterhin wird ein Commitment hinsichtlich der Aufrechterhaltung des Anreizregimes benötigt, um die vom Regulierer gewünschte Anreizwirkung zu erreichen. Dieses Commitment ist häufig über die Lebensdauer der Assets aufrechtzuerhalten, da ansonsten insbesondere bei einer Anreizsetzung Fehlanreize z. B. in Form von Investitionsrückhaltung auftreten werden.

Aus den genannten Ausgestaltungsoptionen lassen sich verschiedene idealtypische Regulierungsregime ableiten:

- Bei einer **TOTEX-Anreizregulierung (TAR)** erfolgt die integrierte Regulierung des VNB („Bundling“) über eine Anreizsetzung, wobei das Vergütungsniveau unabhängig von den eigenen Kosten des VNB festgelegt wird.
- Bei einer **Differenzierte Anreizregulierung (DAR)** findet eine Aufteilung in unterschiedliche Leistungsbereiche statt (Unbundling). Bei einer DAR im engeren Sinne erfolgt eine Anreizsetzung für jeden dieser Leistungsbereiche. Bei einer DAR im weiteren Sinne wird für einige Leistungsbereiche auch auf ein Monitoring zurückgegriffen.
- Bei einer **Monitoring-Regulierung (MR)** begleitet der Regulierer die Aktivitäten des VNB. Eine MR kann dabei sowohl integriert („Bundling“) als auch für einzelne Leistungsbereiche („Unbundling“) erfolgen.
- Bei einer **Kostendurchreichung** erfolgen keine Eingriffe des Regulierers, sodass die Kosten ungeprüft an die Nachfrager durchgereicht werden.

In der Praxis werden diese idealtypischen Regulierungsregime i. d. R. kombiniert und finden nur in Ausnahmefällen in dieser idealtypischen Darstellung Anwendung.

#### **WEITERE AUSGESTALTUNGSOPTIONEN**

Neben den hier bereits kurz diskutierten Ausgestaltungsoptionen existieren noch weitere Ausgestaltungsfragen bei der Gestaltung und Einordnung von Regulierungsregimen für VNB. Die Optionen werden in diesem Bericht nur kurz benannt, aber nicht weiter diskutiert. Hierzu zählt zunächst die Länge der Regulierungsperioden. Weiterhin sind verschiedene Fragen hinsichtlich der Kapitalkostenermittlung und Haftungsregelungen für Investoren zu berücksichtigen. Dazu gehören u. a. das Vorgehen bei der Festlegung der Kapitalkosten von VNB, der Umfang der Differenzierung der Kapitalkosten, der Umgang mit dem risikolosen Zins, die Verortung der Risikozuschläge sowie die Ausgestaltung und der Umfang der Haftung der Investoren.

Zusätzlich ist auf die Bedeutung des institutionellen Rahmens und der Kompetenzzuordnung zwischen Regulierer und Politik hinzuweisen. Im Zusammenhang mit dem institutionellen Rahmen stellen sich u. a. Fragen der Transparenz. Diese ermöglicht grundsätzlich, dass in der Gesellschaft im Allgemeinen und bei Stakeholder im Speziellen vorhandenes Wissen im Rahmen der Regulierung von VNB genutzt werden kann. Bei einer Erhöhung der Transparenz sind jedoch auch Nachteile zu erwarten. Hierzu

können u. a. erhöhte TAK des Diskurses zwischen Stakeholdern, Implikationen bei den Ausschreibungen von Konzessionen (aufgrund der aktuellen Ausgestaltung in Deutschland) und ggf. ein ausgeprägteres strategisches Verhalten der VNB (z. B. im Effizienzvergleich) gezählt werden. Auch wäre im Detail zu prüfen, inwiefern Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse – die jedoch bei regulierten VNB grundsätzlich sehr gering sein dürften – betroffen sind.

Bei den bisherigen Gestaltungsparametern wurde implizit immer von einer Zielzustandsanalyse ausgegangen. Für Handlungsempfehlungen zur Weiterentwicklung des Status quo sind jedoch ebenfalls Implementierungskosten bzw. -probleme zu berücksichtigen. Es besteht ein Zielkonflikt zwischen der Stabilität des Regulierungsregimes und dessen sinnvoller Weiterentwicklung. In diesem Zusammenhang sind insbesondere auch die oben erläuterten Commitments zu berücksichtigen.

Eine besondere Herausforderung bei der Regulierung von VNB stellt die Ausgestaltung der Regulierung in einem Mehrebenensystem dar. Dies betrifft Fragen des Einbezugs von dezentralem Wissen (z. B. über lokale Gegebenheiten und mögliche Handlungsoptionen vor Ort), der Anzahl und Kleinteiligkeit der Investitionen bzw. Maßnahmen in Verbindung mit der Anzahl der VNB sowie der zunehmenden Heterogenität zwischen den Verteilnetzgebieten, welche durch Zunahme von dezentralem Einspeisemanagement, dezentralem Lastmanagement bzw. Flexibilitätsoptionen auf der Nachfrageseite, dem Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren (rONT) und weiteren Optionen zur Spannungshaltung sowie der Zunahme sektor- bzw. medienübergreifender Optimierung entstehen dürfte. Die genannten Aspekte dürften den Aufbau sowohl von Output- als auch vor allem von umfangreichem Input-Wissen auf Seiten des Regulierers erschweren.

#### **2.2.4.2 BET**

Die 2009 für Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber eingeführte Verordnung zur Anreizregulierung (ARegV) führte zu einer nachhaltigen Veränderung der deutschen Energienetzwirtschaft. Durch das anreizorientierte Regulierungssystem determiniert erstmals wirtschaftlicher Effizienzdruck das Handeln der Netzbetreiber und stellt sie vor neue Herausforderungen. Die gesetzlichen Anreize zur Kostensenkung und Produktivitätssteigerung führten damit zu einem Paradigmenwechsel bei den Netzbetreibern. Im Jahr 2015 erfolgte eine Evaluierung des derzeitigen Regulierungsrahmens in Form eines Evaluierungsberichts durch die Bundesnetzagentur (BNetzA).<sup>13</sup> Im Evaluierungsbericht (S. 37ff.) wird zudem ausführlich die Historie der Regulierungsentwicklung in Deutschland dargestellt, so dass an dieser Stelle darauf verzichtet werden kann.

Aufgrund der dynamischen Anforderungen der Energiewende hat sich gezeigt, dass eine statische Regulierung, die in einer Zeit entwickelt wurde als die heutige Situation noch nicht absehbar war, den aktuellen Anforderungen nicht gewachsen ist. Die Probleme werden im nachfolgenden AP (AP 5) dargestellt, um aufbauend darauf Lösungsvorschläge zu erarbeiten.

---

<sup>13</sup> Vgl. BNetzA (2015).

## 2.2.5 AP 5) Analyse der Probleme bei der Integration von EE und E-Mob im derzeitigen deutschen Regulierungsregime

### 2.2.5.1 TUB-WIP

Eine zweifelsfreie Einordnung des im EnWG genannten Zielsystems in die oben angeführten Perspektiven ist nur bedingt möglich. Im EnWG werden insbesondere in § 1 und an anderen Stellen Begriffe genannt, die sowohl auf die Konsumenten- als auch möglicherweise die Wohlfahrtsperspektive hindeuten könnten. Für die Konsumentenperspektive sprechen bspw. die Begriffe „preisgünstig“ und „verbraucherfreundlich“, wohingegen „effizient“ nicht weiter erläutert wird und daher die Zuordnung in beide Perspektiven zulässt. In der folgenden Darstellung wird weiterhin die dargestellte Konsumentenperspektive eingenommen.

Die aktuelle Regulierung der VNB in Deutschland lässt sich nach der beschriebenen Klassifikation – bei vereinfachter Betrachtungsweise und verschiedene Sonderregelungen außer Acht lassend – als eine Variante einer TOTEX-Anreizregulierung einordnen. Die Kosten (bzw. Kostenangaben) der VNB im Basisjahr werden vom Regulierer geprüft, was als eine Monitoring-Komponente eingeordnet werden kann. Die geprüften Kosten des Basisjahres (abzüglich der als dauerhaft nicht beeinflussbar klassifizierten Kosten) bilden die Grundlage für einen TOTEX-Effizienzvergleich, bei dem über Verwendung von Strukturparametern versucht wird, die unterschiedlichen Versorgungsaufgaben der VNB zu berücksichtigen. Mit Hilfe des für den VNB ermittelten Effizienzwertes erfolgt eine Output-orientierte Leistungsvorgabe, wobei ein Zielpreis (Risikoteilung zwischen VNB und Konsumenten) bei der Vorgabe der Erlösbergrenze angewendet wird. Im Unterschied dazu erfolgt während der Regulierungsperiode eine harte Anreizsetzung (im Sinne einer Risikoanordnung beim Unternehmen), da Über- und Unterschreitungen der vorgegebenen Erlösbergrenze bis zum Ende der Regulierungsperiode vollständig vom VNB zu tragen sind bzw. einbehalten werden dürfen. In der aktuellen Regulierung der VNB wird somit das zugestandene Vergütungsniveau für eine Regulierungsperiode sowohl von den individuellen Kosten des Basisjahres, welche vom Regulierer geprüft worden sind, als auch von den im Effizienzvergleich ermittelten „effizienten“ Kosten determiniert.

Aufbauend auf den Analysen des AP 4 werden zur Einordnung der derzeitigen Regulierung von VNB in Deutschland folgend einige der vorliegenden Schwächen kurz thematisiert, die beispielhaft sowohl allgemeine als auch spezielle (durch die anstehende Integration von erneuerbaren Energie und Elektromobilität) Probleme im Status quo aufzeigen:

- Infolge von methodischen Schwierigkeiten und Daten-Problemen werden in die Vergütungsgrenzen nicht unerhebliche Sicherheitspuffer eingebaut, die von den Konsumenten zu tragen sind (Umfang abhängig vom gewählten Zielsystem).
- Das regulatorische Risiko ist unnötig hoch, was zu TAK führt und sich letztendlich auch auf die Höhe der Kapitalkosten negativ auswirkt.
- Es werden zum einen – u.a. aufgrund der Puffer in der Kapitalverzinsung – Anreize zu Überinvestitionen etabliert. Zum anderen bestehen aber auch – insbesondere aufgrund des sogenannten „Zeitverzugs-Problems“ und in diesem Kontext auch aufgrund der Herausforderungen bei langfristigen regulatorischen Commitments – Anreize zur Unterinvestition. Wesentlichen Einfluss hat auch der Zeitpunkt der Investition in Bezug zum Basisjahr. Es ist jedoch extrem unwahrscheinlich, dass sich die Fehlanreize im Einzelfall

aufheben. Vielmehr liegt anekdotische Evidenz (in Form von Berichten von Praktikern aus den nach der ARegV regulierten Unternehmen und sonstigen Sektorexperten) vor, wonach die derzeitige Regulierung nicht dazu führt, dass von den Unternehmen grundsätzlich nach technisch-systemisch sinnvollen Strategien und Lösungen „gesucht“ wird bzw. aus den beschriebenen möglichen Handlungsoptionen zwingend diese gewählt werden, die bei einer langfristigen Betrachtung zu Kosteneffizienz (im Sinne einer Minimierung des Barwertes der Zahlungen der Nutzer bei definiertem Output) beitragen.

Zum durchgeführten Evaluierungsprozess durch die BNetzA lässt sich anmerken, dass die BNetzA nach dem Verständnis von TUB-WIP insbesondere eine eher evolutorische Entwicklung der ARegV in Betracht gezogen hat, was nicht in erster Linie über Pfadabhängigkeiten begründet wurde, sondern vielmehr an der nicht ausreichenden Berücksichtigung der genannten Kritikpunkte und der daraus folgend grundsätzlich recht positiven relativen Bewertung der bisherigen deutschen Anreizregulierung auf Basis der ARegV liegt. Für weiterführende Kritikpunkte zum Vorgehen der BNetzA bei der Evaluierung der VNB-Regulierung und einer kurzen Einordnung der vorgeschlagenen Alternativen zur Weiterentwicklung der Verteilnetzregulierung in Deutschland kann auf die Stellungnahme von BECKERS ET AL. (2015) im Rahmen des Evaluierungsprozesses verwiesen werden.

#### 2.2.5.2 BET

Ein wesentlicher Kritikpunkt gegen das aktuelle Regulierungssystem ist die **Behinderung von Investitionen** aufgrund des systemimmanenten Zeitverzugs von bis zu 7 Jahren von Investition bis zum Zeitpunkt der zugehörigen ersten Erträge. Dies ist der Fall, obwohl eine Anforderung an die Regulierungssystematik darin besteht, keine Investitionen zu behindern, sondern technologieneutrale Anreize für den Substanzerhalt, den Netzaus- und Umbau zur Einbindung erneuerbarer Energien zu setzen. Während der im gesetzlichen Rahmen durch die Umsetzung des § 33 ARegV von der BNetzA vorgelegte Evaluierungsbericht zum Investitionsverhalten der Strom- und Gasnetzbetreiber seitens der BNetzA einen leicht positiven Effekt auf die Investitionstätigkeit der Netzbetreiber seit Inkrafttreten der ARegV belegt, ist diese Aussage aufgrund der Analyse der im Zusammenhang mit der Evaluierung erstellten DIW ECON-Studie kritisch zu hinterfragen. Die Studie zeigt, dass in Bezug auf die zeitliche Verteilung der Investitionstätigkeit innerhalb einer Regulierungsperiode eine Konzentration hinsichtlich des Vorbasisjahres und des Basisjahres besteht, sodass der Anteil von Investitionen in die Verteilnetze unmittelbar vor dem Basisjahr um ca. 50 % höher war als in den sonstigen Jahren, was als ein Beleg für einen erheblichen Basisjahreffekt zu werten ist. Als Folge dieses gleichgelagerten Investitionsverhaltens der VNB besteht eine sehr hohe Nachfrage von Dienstleistungen und Betriebsmitteln hin zum Basisjahr. Eine erhebliche Preissteigerung ist unvermeidbar und resultiert letztlich dem Anreizsystem folgend in einer Preissteigerung beim Endverbraucher.

Des Weiteren leitet sich aus der Erfassung der Summe von Investitions-, Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen eine fallende Tendenz für die Jahre 2006 bis 2012 ab. Als Konsequenz ergibt sich, selbst unter Berücksichtigung der Erweiterungsinvestitionen, ein signifikanter Anstieg des mittleren Anlagenalters und des Abnutzungsgrads der Netze. Die durch DIW-ECON ermittelte Ersatzinvestitionsrate von ca. 1 % zeigt dabei unzweifelhaft eine deutlich zu geringe Reinvestitionstätigkeit und einen systematischen Substanzverzehr der Netze. Vor dem Hintergrund, dass die Studie keine Antwort auf die zentrale Frage nach der Höhe des tatsächlichen

Investitionsbedarfs gibt und der zuvor skizzierten Analyseergebnisse zum Evaluierungsbericht, leitet BET ab, dass die derzeitige Regulierungssystematik zu wenige Anreize für die Strom- und Gasnetzbetreiber setzt, strukturell und nachhaltig in die Verteilnetze zu investieren.

Ein zweiter Kritikpunkt betrifft die Forderung nach **Einfachheit und Transparenz** zur Begrenzung des jährlichen Aufwandes und einer zeitnahen Kostennachführung durch die Regulierungsbehörde. Die derzeitige Regulierung kann dies nicht gewährleisten, sondern führt durch den hohen Aufwand im Rahmen der Kostenprüfung zu einer steigenden Komplexität und langwierigen Antragsverfahren, welche die dynamische Entwicklung nicht abbilden können.

Letzter Kritikpunkt ist die mangelhafte Berücksichtigung der **Heterogenität der deutschen Netzlandschaft**. Aufgrund dieser besteht die Notwendigkeit nach individuellen Anpassungen, während die Verwendung des derzeitigen Erweiterungsfaktors auf pauschalen und makroskopischen Kennzahlen basiert. Die tatsächlich optimale Lösung und der tatsächliche Bedarf an Netzaus- und Umbau sind für jeden Einzelfall unterschiedlich und lassen sich nicht pauschal bestimmen.

## **2.2.6 AP 6) Ausarbeiten und Bewerten von Lösungsoptionen zur Weiterentwicklung der Regulierung im Hinblick auf eine erfolgreiche Integration von EE und E-Mob**

### **2.2.6.1 TUB-WIP**

Um den dargestellten Herausforderungen – insbesondere der zunehmenden Heterogenität zwischen den VNB-Gebieten und der Frage des notwendigen Einbezugs von dezentralem Wissen – bei der VNB-Regulierung zu begegnen, stehen verschiedene grundsätzliche Alternativen zur Ausgestaltung einer Regulierung und damit auch zur Weiterentwicklung der ARegV zur Auswahl.

Eine erste grundsätzliche Möglichkeit stellt eine umfangreiche (und damit weit über das von der ARegV derzeit implementierte Ausmaß hinausgehende) TOTEX-/Output-Orientierung dar, mit der ermöglicht werden könnte, dass VNB Anreize für eine neutrale Auswahl aus den genannten Handlungsoptionen erhalten. Dies würde jedoch eine umfangreiche Ausdehnung der (Output-orientierten) Regulierung über den eigentlichen Netzbereich hinaus bedeuten und es erscheint extrem schwierig, den regulierten Bereich dann sinnvoll abzugrenzen, wobei auch Interdependenzen mit der Regulierung und der Rahmensetzung in den außerhalb des Netzes liegenden Bereichen zu beachten sind. Außerdem würden die Commitment-Probleme und die methodische Komplexität bei der Regulierung stark ansteigen, was – insbesondere aus Konsumentensicht – mit erheblichen Nachteilen einhergehen dürfte.

Eine Alternative zum erstgenannten Ansatz könnte eine Differenzierte Anreizregulierung sein. Die Vorteile aber auch Probleme, die mit einer Differenzierten Anreizregulierung einhergehen, sind grundsätzlich bereits analysiert worden.<sup>14</sup> Die wesentliche Herausforderung für die Anwendung bei der Regulierung von VNB dürfte der Einbezug dezentralen Wissens bzw. der dezentralen Ebene im Mehrebenensystem in Verbindung mit dem Aufbau von umfangreichem Input-Wissen beim Regulierer sein. Dieser könnte sich – wie vom britischen Regulierer praktiziert – Investitions- bzw. Businesspläne vorlegen lassen und diese bis zu einer bestimmten Detailtiefe auf Plausibilität prüfen und entsprechende

---

<sup>14</sup> Vgl. BECKERS ET AL. (2014).

Budgets vorgeben. Ein solcher Ansatz dürfte in Deutschland aufgrund der Vielzahl der VNB mit hohem regulatorischen Aufwand verbunden sein. Diesem Problem kann mit einer Differenzierung der Regulierung zwischen verschiedenen Arten von VNB (z. B. großen und kleinen Unternehmen, zwischen privaten und gewinnorientierten Unternehmen zum einen und öffentlichen oder im kollektiven Eigentum der Konsumenten befindlichen, nicht gewinnorientierten Unternehmen zum anderen) entgegengewirkt werden. Eine weitere (aber auch als Ergänzung denkbare) Möglichkeit wäre, das Potenzial der zentralen Generierung und dezentralen Anwendung von Standardregelungen bezüglich der Kostenanerkennung in bestimmten Kontexten sowie des dezentralen Stakeholder-Einbezugs zu berücksichtigen. Ein Stakeholder-Einbezug kann auf unterschiedlichste Weise ausgestaltet werden. Der Einbezug kann von unverbindlichen Informationsrunden bzw. Konsultationen über die Prüfung von Investitionen bzw. Investitionsplänen bis hin zur Steuerung des VNB durch die eigenen Nachfrager reichen. Die Governance des Einbezugs ist im Einzelfall zu prüfen.

Zwischen den dargestellten Grundsatzoptionen existieren viele Zwischen- und Mischformen. Auch eine (mehr oder weniger direkte) Anerkennung der beim VNB angefallenen bzw. buchhalterisch dargestellten Kosten nach einem mehr oder weniger umfangreichen Monitoring stellt eine weitere Option dar.

Für eine Ableitung umfassender Handlungsempfehlungen bei der Weiterentwicklung der Regulierung von VNB sollten unbedingt Fragen bezüglich der Vor- und Nachteile unterschiedlicher Eigentümerschaft sowie der Ausgestaltung von Konzessionen in Verbindung mit der Größenwahl der Verteilnetzgebiete berücksichtigt werden.

#### **2.2.6.2 BET**

Zur Weiterentwicklung der Anreizregulierung als Teil der 10-Punkte-Energieagenda des BMWi wurde im März 2016 ein „inoffizieller“ Entwurf zur Novellierung der Anreizregulierungsverordnung veröffentlicht. Dieser beinhaltet einige Reaktionen auf die o. g. Kritikpunkte. Losgelöst davon lassen sich zur Weiterentwicklung des Regulierungsregimes vorab Zielkriterien definieren, an denen sich potentielle Modelle orientieren sollten. Analog zum vorangegangenen Kapitel werden diese Zielkriterien in drei Bausteine unterteilt.

##### **1) Einfach und transparent**

- Die Komplexität in der Anreizregulierungsformel sollte verringert und der Prüfungsaufwand begrenzt werden. Im Zuge einer Verkürzung der Regulierungsperioden wäre es dann möglich, (wie internationale Erfahrungen bestätigen) dynamische Entwicklungen besser abzubilden. Erfahrungen aus Skandinavien, z. B. durch stärkeren Fokus auf den testierten Jahresabschluss, können hier herangezogen werden.
- Eine weitere Erhöhung der Komplexität durch zusätzliche Faktoren bzw. Parameter in der Anreizregulierungsformel führt in Kombination mit dem hohen Aufwand der Kostenprüfung zu langwierigen Antragsverfahren und wirkt damit der Einfachheit und Transparenz entgegen.

##### **2) Berücksichtigung Heterogenität**

- Deutschland verfügt über eine ausgesprochen heterogene Netzlandschaft, die angemessen berücksichtigt werden muss. Dabei ist eine Überalimentierung durch Pauschalansätze zu vermeiden. Fehlende Treffgenauigkeit aufgrund des pauschalen Ansatzes ist für die heutige Situation nicht mehr zeitgemäß.



- Diese Heterogenität zeigt sich neben der Integration von EE-Einspeisern insb. auch in der Verteilung von Investitionsbedürfnissen zum Anschluss von E-Mob. Zur Berücksichtigung dynamischer Anforderungen und hoher Heterogenität sind pauschale Faktoren, wie z. B. der Erweiterungsfaktor ungeeignet.
- Das Regulierungssystem sollte technologieutral wirken, also die Maßnahmenwahl nicht vorbestimmen. Es sollte vielmehr dem Netzbetreiber die Wahl gelassen werden, individuell zu entscheiden, welche Maßnahme unter den gegebenen lokalen und individuellen Bedingungen die beste ist.

### **3) Keine Behinderung von Investitionen**

- Die Analyse der Evaluierung zeigt einen deutlichen Fotojahreffekt mit diversen volkswirtschaftlichen Nachteilen. Aufgrund zu geringer Ersatzinvestitionen werden die Stromnetze pro Jahr um 0,4 Jahre älter, so dass ein Investitionsstau entsteht.
- Die zeitliche Konzentration der Investitionen um das Fotojahr sollte vermieden und Substanzerhalt (hoher Ersatzinvestitionsbedarf) sowie Netzaus- und Umbau zur Einbindung erneuerbarer Energien ebenso wie der Anschluss von E-Mob sollten technologieutral angereizt werden.

Im Ergebnis zeigt sich, dass dynamische Entwicklungen über kürzere Regulierungsperioden besser abgebildet werden können und dass ein unterperiodischer Kapitalkostenabgleich den Investitions Herausforderungen gerechter wird. Zur Begrenzung des damit erhöhten Regulierungsaufwandes sollte gleichzeitig die Prüfungskomplexität z. B. durch die Einführung eines WACC-Ansatzes oder die pauschale Festlegung des Umlaufvermögens reduziert werden. Zusätzlich sollten die Kosten für die Abregelung von EE-Einspeisern (Redispatch) auch auf Verteilnetzebene stärkere Berücksichtigung finden, um CAPEX-lastige Maßnahmen nicht systematisch zu bevorzugen. Damit würden „intelligente Lösungen“ passgenau angereizt und dem Netzbetreiber technologieutral die Möglichkeit zur optimalen Maßnahmenauswahl überlassen.

### **2.2.7 AP 7) Workshops**

Im Projektverlauf wurde auf die ursprünglich geplante Durchführung größerer Workshops verzichtet. Durch einen regelmäßigen Austausch mit entsprechenden Experten in kleineren Projekttreffen konnte der notwendige wissenschaftliche Diskurs und die Diskussion von (Zwischen-)Ergebnissen auch auf diesem Weg realisiert werden.

## Literaturverzeichnis

- Agora Energiewende (2013):** Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland – Ein Vergleich möglicher Strategien für den Ausbau von Wind- und Solarenergie in Deutschland bis 2033.
- BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2015):** Smart Grid Ampelkonzept – Ausgestaltung der gelben Phase; Diskussionspapier, Berlin.
- Beckers, T. / Bieschke, N. / Heurich, J. (2015):** Stellungnahme des Fachgebiets Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik (WIP) der Technischen Universität Berlin zur Evaluierung und Weiterentwicklung der deutschen Anreizregulierung für Stromverteilnetzbetreiber, übermittelt an die Bundesnetzagentur (BNetzA) am 17.06.2015.
- Beckers, T. / Bieschke, N. / Lenz, A.-K. / Heurich, J. / Kühling, J. / Hertel, W. / Schäfer, D. (2014):** Alternative Modelle für die Organisation und die Finanzierung des Ausbaus der Stromübertragungsnetze in Deutschland – Eine (institutionen-)ökonomische Analyse unter Einbezug juristischer und technisch-systemischer Expertise; Gutachten im Rahmen des vom Ministerium für Finanzen und Wirtschaft (MFW) des Landes Baden-Württemberg, vom Ministerium für Wirtschaft, Energie, Industrie, Mittelstand und Handwerk (MWEIMH) des Landes Nordrhein-Westfalen und vom Thüringer Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Technologie (TMWAT) beauftragten Projektes „Alternativen zur Finanzierung des Ausbaus der Übertragungsnetze in Deutschland“.
- BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2015):** Ein Strommarkt für die Energiewende; Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch).
- BNetzA – Bundesnetzagentur (2011):** „Smart Grid“ und „Smart Market“ – Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems; Bonn.
- BNetzA – Bundesnetzagentur (2013):** Genehmigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan (NEP) 2014, August 2013.
- BNetzA – Bundesnetzagentur (2015):** Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung; Bericht der Bundesnetzagentur für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) zur Evaluierung der Anreizregulierung, insbesondere zum Investitionsverhalten der Netzbetreiber, mit Vorschlägen zur weiteren Ausgestaltung.
- dena – Deutsche Energieagentur (2012):** Ausbau und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030.
- DLR / Fraunhofer IWES / Ingenieurbüro für neue Energie (2012):** Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global; BMU Leitstudie 2011.

- E-Bridge / IAEW / OFFIS (2014):** Moderne Verteilernetze für Deutschland; Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi).
- EWI – Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (2010):** Potenziale der Elektromobilität bis 2050 – Eine szenarienbasierte Analyse der Wirtschaftlichkeit, Umweltauswirkungen und Systemintegration.
- DIW Econ (2015):** Gutachten zum Investitionsverhalten der Strom- und Gasnetzbetreiber im Rahmen des Evaluierungsberichts nach § 33 Abs. 1 ARegV.
- Gizzi, F. (2016):** Implementierung komplexer Systemgüter – Ein methodischer Ansatz für ökonomische Untersuchungen und seine Anwendung auf Verkehrstelematiksysteme für die Straße; Dissertationsschrift, abgerufen am 24.03.2016 unter <http://dx.doi.org/10.14279/depositonce-5022>.
- SRU – Sachverständigenrat für Umweltfragen (2011):** Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung.
- VDE – Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (2014):** Regionale Flexibilitätsmärkte – Marktbasierter Nutzung von regionalen Flexibilitätsoptionen als Baustein zur erfolgreichen Integration von erneuerbaren Energien in die Verteilnetze; Studie der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG), Frankfurt am Main.