

Einführung von Smart Meter in Deutschland.

Analyse von Rolloutszenarien und ihrer regulatorischen Implikationen.

(kurz: dena-Smart-Meter-Studie)

Einführung von Smart Meter in Deutschland.

Analyse von Rolloutszenarien und ihrer regulatorischen Implikationen.

(kurz: dena-Smart-Meter-Studie)

Endbericht

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)

Energiesysteme und Energiedienstleistungen

Chausseestraße 128 a

10115 Berlin

Tel: +49 (0)30 72 61 65 – 651

Fax: +49 (0)30 72 61 65 – 699

E-Mail: agricola@dena.de

Berlin, 09.07.2014

| | |
|------------------|--|
| Titel der Studie | Einführung von Smart Meter in Deutschland. Analyse von Rolloutszenarien und ihrer regulatorischen Implikationen. |
| Version | Endbericht |
| Datum | 08.07.2014 |
| Bearbeiter | Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Energiesysteme und Energiedienstleistungen: Annegret-Cl. Agricola Philipp Richard Hilmar Kobel Deloitte & Touche GmbH Ludwig Einhellig Kamila Behrens Laetitia von Preysing Technische Universität Dortmund/ ef. Ruhr GmbH Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz Dipl.-Ing. Björn Gwisdorf Dr.-Ing. Amr El-Hadidy Dipl.-Wirt.-Ing. Volker Liebenau Dipl.-Wirt.-Ing. Jan Teuwsen Jacobs University Bremen Prof. Dr. Gert Brunekreeft Dr. Roland Meyer |
| Auftraggeber | 1. AllgäuNetz GmbH & Co. KG 2. DREWAG NETZ GmbH 3. Die Netzwerkpartner n.e.V. 4. E.DIS AG 5. EWE NETZ GmbH 6. Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH 7. münsterNETZ GmbH 8. Netze BW GmbH 9. RWE Metering GmbH 10. Stromnetz Berlin GmbH 11. Thüga Aktiengesellschaft |

Impressum.

Herausgeber.

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Energiesysteme und Energiedienstleistungen
Chausseestraße 128 a
10115 Berlin
Tel: +49 (0)30 72 61 65-600
Fax: +49 (0)30 72 61 65-699
E-Mail: info@dena.de
Internet: www.dena.de

Druck.

BBS Werbeagentur GmbH, Hamburg
Stand: 07/14

Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsvorbehalt der dena.

Berlin, Juli 2014

Einführung von Smart Meter in Deutschland.

Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse der Studie „Analyse von Rolloutszenarien und ihren regulatorischen Implikationen“ durch die Projektsteuergruppe.

(kurz: dena-Smart-Meter-Studie)

Projektleitung:

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)

Projektpartner:

AllgäuNetz GmbH & Co. KG, DREWAG NETZ GmbH, Die Netzwerkpartner n.e.V., E.DIS AG, EWE NETZ GmbH, Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, münsterNETZ GmbH, Netze BW GmbH, RWE Metering GmbH, Stromnetz Berlin GmbH, Thüga Aktiengesellschaft.

Forschungspartner:

Deloitte & Touche GmbH unter Leitung von Ludwig Einhellig, TU Dortmund / ef.Ruhr unter Leitung von Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz, Jacobs University Bremen unter Leitung von Prof. Dr. Gert Brunekreeft

dena-Smart-Meter-Studie. Die Deutsche Energie-Agentur (dena) führt unter Einbindung von Verteilnetzbetreibern bzw. ihren angegliederten Messstellenbetreibern in Deutschland (Projektpartner) eine Studie durch, deren Gegenstand die Analyse verschiedener Szenarien für einen Rollout von Smart Meter in Deutschland und die Ermittlung der damit verbundenen ökonomischen Kosten des flächendeckenden Einsatzes von Smart-Meter-Technologie ist. Das Studienvorhaben fokussiert auf die Analyse des zu erwartenden unmittelbaren Nutzen (Netzdienlichkeit), der netzbetreiberspezifischen Kosten durch die Ausbringung und den Einsatz von intelligenten Messsystemen (iMSys) und intelligenten Zählern (iZ) und auf die Anforderungen an den regulatorischen Rahmen.

1 Hintergrund

Deutschland hat eine grundlegende Umgestaltung der Energieversorgung eingeleitet, die u.a. mit einem massiven Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE) in der Stromversorgung einhergeht. Zielsetzung der Energiewende in Deutschland ist eine weitgehende Reduzierung der CO₂-Emissionen des Energiesystems, um einen maßgeblichen Beitrag zum Klimaschutz zu leisten.

Insbesondere der Ausbau der Stromerzeugung aus wetterbedingt schwankenden EE stellt dabei neue Herausforderungen an das Zusammenspiel von Stromerzeugung und Stromnachfrage. Das Stromversorgungssystem in Deutschland beruhte in der Vergangenheit auf dem Prinzip, dass die Stromerzeugung dem Verbrauch folgt. Ein Lastfolgebetrieb der Erzeugung aus konventionellen Kraftwerkskapazitäten garantierte grundsätzlich das Gleichgewicht von Stromerzeugung und Stromnachfrage und gewährleistete damit prinzipiell auch die Stabilität des Stromnetzes. Im Zuge des Ausbaus der erneuerbaren Energien, insbesondere der Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie, gehen die Laufzeiten konventioneller Kraftwerke zunehmend zurück und die Stromerzeugung erfolgt zu wachsenden Anteilen aus wetterbedingt schwankenden Einspeisern. Mit dem EE-Ausbau steigt sukzessiv der Bedarf, Flexibilitäten im gesamten Energiesystem zu erhöhen und u.a. auch die Stromnachfrage in einem gewissen Maß an die Erzeugungssituation anzupassen.

Vor dem Hintergrund dieser Entwicklungen und den generellen energie- und klimapolitischen Zielsetzungen, verbunden mit dem Ausbau der EE, ergeben sich grundlegende Veränderungsprozesse im deutschen Stromversorgungssystem, die insbesondere auch einen Aus- und Umbau der Stromübertragungs- und Stromverteilnetze nach sich ziehen. Diese Veränderungen umfassen u.a. auch eine grundsätzliche Neuorganisation des Netzbetriebs, insbesondere hinsichtlich der Koordination von dezentralen Einspeisern und Stromverbrauchern, für die zukünftig technisch geeignete Monitoring- und Steuerungseinrichtungen verfügbar sein sollen. Mit dem Ziel, die stark schwankende Erzeugung aus EE mit der lokal spezifischen aktuellen Verbrauchssituation in den einzelnen Netzgebieten zu harmonisieren, den aktuellen Netzzustand kontinuierlich zu erfassen und verbesserte Voraussetzungen zur Erschließung von Energieeffizienzpotenzialen zu schaffen, wird insbesondere dem Einsatz von Smart Meter eine große Bedeutung beigemessen.

Um dem Erfordernis aus der 3. Binnenmarktrichtlinie Elektrizität (Richtlinie 2009/72/EG), die die Einführung von Smart Meter in der Stromversorgung in den europäischen Mitgliedstaaten fordert, folge zu leisten, hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) eine Kosten-Nutzen-Analyse (KNA) für intelligente Zähler (iZ)¹ und intelligente Messsysteme (iMSys)² in Auftrag gegeben und deren Ergebnisse im Sommer 2013 veröffentlicht.³ Ziel der KNA ist, die volkswirtschaftlichen Folgen des deutschlandweiten Rollouts von Smart Meter zu analysieren. In einem Vergleich des zu erwartenden Nutzens aller am Rollout beteiligten Marktteilnehmer mit den volkswirtschaftlichen Kosten eines flächendecken-

¹ Ein intelligenter Zähler (iZ) ist eine upgradefähige Messeinrichtung nach § 21c Abs. 5 EnWG, die den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit über ein integriertes oder ein abgesetztes Display widerspiegelt und sicher in ein Messsystem, das den Anforderungen von § 21 d und e EnWG genügt, integriert werden kann.

² Ein intelligentes Messsystem (iMSys) ist in Anlehnung an § 21 d EnWG eine Messeinrichtung zur Erfassung elektrischer Energie, bestehend aus einem Zähler, einer Kommunikationseinheit, dem so genannten Smart-Meter-Gateway und einem Sicherheitsmodul, das den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegelt.

³ Ernst & Young GmbH, Wirtschaftsprüfungsgesellschaft: Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler (2013).

Studie „dena-Smart-Meter-Studie – Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse durch die Projektsteuergruppe“.

den Einsatzes von Smart Meter zielt das Gutachten darauf ab, den gesamtwirtschaftlichen Nutzen eines verpflichtenden Rollouts zu bewerten. Im Ergebnis kommt die KNA zu dem Schluss, dass ein flächendeckender Einsatz von Smart Meter in Deutschland bis 2020 entsprechend des von der EU empfohlenen Rolloutszenarios einen negativen Kapitalwert aufweist und damit für Deutschland ökonomisch nicht sinnvoll ist.⁴

Das so genannte Rolloutszenario Plus, das als Alternativvorschlag von den Gutachtern Ernst & Young entworfen wurde, empfiehlt stattdessen nur für bestimmte Kundengruppen die verpflichtende Ausstattung mit iMSys, die im Vergleich zu den iZ, u.a. aufgrund der technischen Anforderungen zur Einbindung in ein Kommunikationsnetz, deutlich teurer sind. Zu den empfohlenen Pflichteinbaufällen zählen Kunden mit einem Jahresstromverbrauch von mehr als 6.000 kWh sowie der Einsatz von iMSys bei allen Stromverbrauchern im Fall von Neubauten und Renovierungen entsprechend der geltenden Regelung im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG).⁵ Abweichend von den bestehenden gesetzlichen Regelungen empfiehlt die KNA, dezentrale Neuanlagen zur Stromerzeugung aus EE und Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) nicht erst ab einer Erzeugungsleistung von 7 kW, sondern bereits bei Überschreitung einer Geringfügigkeitsschwelle von 250 Watt Erzeugungsleistung mit iMSys auszustatten. Weiterhin soll der Pflichteinbau auf alle dezentralen Stromerzeuger im Bestand ausgedehnt werden. Bei allen Kunden, die nicht mit einem iMSys auszustatten sind, wird ein iZ verbaut. Dadurch wird im Jahr 2029 ein flächendeckender Rollout von iMSys und iZ in Deutschland erreicht.

Auf Basis dieser Annahmen werden gemäß KNA bis 2022 rund 11,9 Mio. iMSys und rund 20,7 Mio. iZ in Deutschland verbaut. In den folgenden zehn Jahren bis 2032 steigt die Anzahl auf 15,8 Mio. iMSys und 34,5 Mio. iZ an. Zurzeit sind in Deutschland etwa 43 Mio. konventionelle, d.h. mechanische Ferraris-Zähler, für die Stromverbrauchsmessung installiert.

2 Zielsetzung und Rahmen der dena-Smart-Meter-Studie

Die Deutsche Energie-Agentur (dena) hat in Zusammenarbeit mit Partnern aus Wissenschaft und Energiewirtschaft unter Berücksichtigung der Ergebnisse der KNA eine Studie erarbeitet, die die Auswirkungen eines flächendeckenden Rollouts von iZ und iMSys auf die unternehmensspezifischen Kosten, den Nutzen und die zukünftige Regulierungssituation nationaler Netzbetreiber unter Berücksichtigung verschiedener Rollout-Szenarien untersucht. Das so genannte Rolloutszenario Plus der KNA aufgreifend, hat sich die dena-Smart-Meter-Studie (dena-SMS) zum Untersuchungsgegenstand gemacht, die spezifischen Kosten des Rollouts für verschiedene Netzgebiete bzw. Netzbereibertypen (Stadt, Halbstadt, Land) in Deutschland zu analysieren. Die Studie leistet dabei in Ergänzung zur KNA einen wichtigen Mehrwert, indem die spezifischen Herausforderungen unterschiedlicher Netzbereibertypen berücksichtigt werden. Weitere Zielsetzungen der Studie sind, Herausforderungen bei der operativen Ausgestaltung des Rollouts zu verdeutlichen und den spezifischen Nutzen von iMSys bei der Vermeidung von Netzausbau und

⁴ Das durch das 3. Binnenmarktpaket definierte Rolloutszenario sieht eine Ausstattung von mindestens 80 Prozent aller Letztverbraucher mit einem Smart Meter bis 2020 vor (2009/72/EG).

⁵ Vgl. § 21c Absatz 1 EnWG.

Studie „dena-Smart-Meter-Studie – Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse durch die Projektsteuergruppe“.

Netzbau, der Netzplanung sowie der Netzbeobachtung quantitativ bzw. qualitativ zu bewerten. Darüber hinaus werden regulatorische Möglichkeiten bei der Anerkennung der Rollout-Kosten analysiert.

Damit sollen die Ergebnisse der dena-SMS auch einen Beitrag zu der Diskussion über eine geeignete Ausgestaltung der gesetzlichen Rahmenbedingungen für den Rollout von Smart Meter leisten. Obwohl bereits verschiedene Studien und Analysen zu Aspekten des Smart-Meter-Rollouts (SMRO) in Deutschland vorliegen, sind die Fragen der Umsetzung sowie der Finanzierung des Rollouts bislang noch unzureichend beantwortet. Der generellen technischen Machbarkeit stehen u.a. hohe Einführungs- und Betriebsausgaben gegenüber sowie ein zunehmend bedeutender werdender Umgang mit großen Datenvolumen von Verbrauchern und deren sicheren Aufbewahrung, Weitergabe und Nutzung. Vor allem für die unternehmensspezifischen Kosten des Rollouts fehlt bisher ein Ansatz, bei dem für einen Netzbetreiber bzw. deren grundzuständigen Messstellenbetreiber die gesamte Wertschöpfungskette des Rollouts ausgabenseitig bewertet wird. Diese Lücke soll durch das Kostengutachten im Rahmen der dena-SMS geschlossen werden, indem durch die an der Studie-SMS beteiligten Verteilnetzbetreiber (VNB) die betriebswirtschaftlichen und operativen Erfahrungen von einem Großteil der aktuell in Deutschland verbauten und betriebenen Zählpunkte eingebracht wurden. In den Untersuchungen erfolgt eine mikroökonomische Analyse, die auf den Netzbetreiber als grundsätzlich Verantwortlichen für den Messstellenbetrieb fokussiert. Die Projektergebnisse ermöglichen es den beteiligten Projektpartnern, sich auf die operative Umsetzungsphase des zu erwartenden flächendeckenden und hoch komplexen Rollouts von iZ und iMSys in Deutschland vorzubereiten. Zugleich sollen die Ergebnisse der vorliegenden Studie Entscheidungsträgern aus Politik und Verwaltung wesentliche Erkenntnisse liefern, die bei der anstehenden regulatorischen Ausgestaltung des SMRO in Deutschland zu beachten sind.

3 Vorgehensweise

Die Studiererstellung erfolgte unter Leitung der dena. Als zentrales Lenkungsinstrument wurde eine Projektsteuergruppe (PSG) eingerichtet, bestehend aus Vertretern der beteiligten VNB und der dena. Die Rolle der PSG bestand in der Festlegung des Studiendesigns sowie der zentralen Annahmen und Arbeitsschritte bei der Studiererstellung. Zur Umsetzung der Studie hat die dena Forschungspartner mit der Erstellung eines mikroökonomischen, eines netztechnischen und eines regulatorischen Gutachtens beauftragt. Die Erarbeitung des Kostengutachtens erfolgte durch ein Beraterteam der Deloitte & Touche GmbH unter Leitung von Ludwig Einhellig, das Netzgutachten wurde unter Leitung von Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz (TU Dortmund / ef.Ruhr) und das regulatorische Gutachten unter Leitung von Prof. Dr. Gert Brunekreeft (Jacobs University Bremen) erstellt. Die in der Studie beteiligten VNB haben im Rahmen der Studiererstellung umfangreich Daten für die einzelnen Analysen zur Verfügung gestellt. Dieses Vorgehen sichert eine realitätsnahe Basis bei der Ergebnisermittlung der dena-SMS und rückt Praxisnähe in den Mittelpunkt der Betrachtung. Das gesamte Studienvorhaben wurde durch mehrere Arbeitskreissitzungen unter der Leitung der dena und in Zusammenarbeit mit den Gutachtern begleitet, an denen die Experten der Projektpartner teilgenommen haben. Die Arbeitskreise dienten der Einbringung fachlicher Expertise der einzelnen VNB zu den einzelnen gutachtenspezifischen Fragestellungen sowie der Diskussion und Validierung der Analyseergebnisse.

Studie „dena-Smart-Meter-Studie – Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse durch die Projektsteuergruppe“.

Die dena hat das gesamte Studienvorhaben initiiert, die PSG, die Arbeitskreise und das Gesamtvorhaben inhaltlich geleitet und ist für das Projektmanagement einschließlich der Ergebniskommunikation verantwortlich. Abbildung 1 verdeutlicht die Projektorganisation zur Studiererstellung.

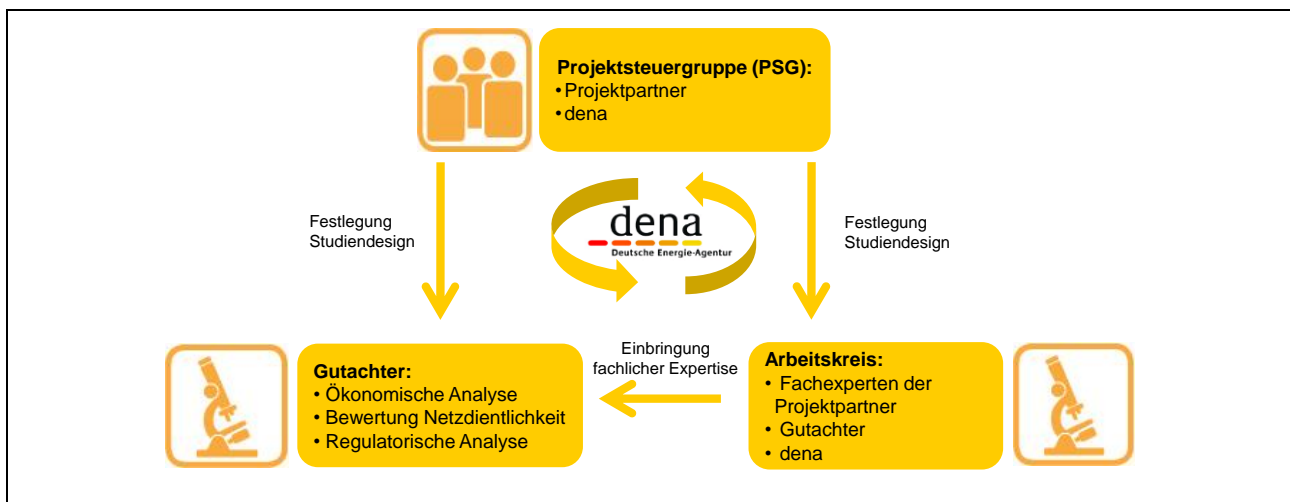


Abbildung 1: Projektorganisation zur Studiererstellung.

Methodische Grundlagen

Der dena-SMS liegen zwei Szenarien zugrunde, welche die Rahmenbedingungen für einen deutschlandweiten Rollout von iZ und iMSys definieren (vgl. Abbildung 2). Die in der dena-SMS analysierten Szenarien basieren auf dem „Kontinuitätsszenario“ und dem „Rolloutszenario Plus“ der KNA und spiegeln somit den aktuell gültigen gesetzlichen Rahmen (Szenario „Gesetzlicher Rahmen“ in der dena-SMS) und die im Ergebnis der KNA von Ernst&Young für Deutschland empfohlene Rollout-Strategie (Szenario „Rollout Plus“ in der dena-SMS) in den Analysen wider. In den beiden Szenarien werden die Basisannahmen für den zu tätigen Massenrollout und insbesondere die Rahmenbedingungen für die verpflichtende Einbringung von iZ und iMSys für die Stützjahre 2020 und 2030 des Betrachtungszeitraums definiert. Zur Analyse verschiedener Strukturen in den deutschen Stromverteilnetzen werden in der dena-SMS drei Netzgebietenklassen (NGK) definiert. Diese NGK repräsentieren jeweils städtische, halbstädtische und ländliche Gebiete in Deutschland, die durch spezifische Strukturmerkmale voneinander abweichen.

Startjahr des operativen Rollouts ist das Jahr 2016, wobei die Analysen der dena-SMS mit einem Vorbereitungszeitraum für den Rollout in 2015 beginnen. Damit weicht die Analyse vom Startjahr der KNA ab, die im Jahr 2014 mit dem operativen Rollout beginnt. Generell hängt der tatsächliche Rolloutbeginn von der Verabschiedung entsprechender gesetzlicher Regelungen und Verordnungen sowie von der breiten Marktverfügbarkeit funktionstüchtiger iZ und iMSys ab. Des Weiteren ist darauf hinzuweisen, dass die Messsysteme ihre volle Funktionalität erst dann entfalten können, wenn die Marktprozesse (Wechselprozess im Messwesen (WiM) und Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität (GPKE)) angepasst und implementiert worden sind. Aufgrund der aktuell verzögerten Entwicklung bei der Festlegung der Rahmenbedingungen für einen deutschlandweiten Rollout ist ein Startzeitpunkt im Jahr 2014 nicht

Studie „dena-Smart-Meter-Studie – Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse durch die Projektsteuergruppe“.

mehr realisierbar und wurde entsprechend um zwei Jahre verschoben.⁶ Der Betrachtungszeitraum der dena-SMS endet im Jahr 2030. Auch hier weicht die Studie von der KNA ab, die den Rollout bis zum Jahr 2032 analysiert. Die Rolloutquoten basieren jedoch auf den für die Jahre 2022 und 2032 ausgewiesenen Werten der KNA und werden entsprechend auf das Betrachtungsjahr 2030 der dena-SMS umgerechnet. Durch die Anpassung des Betrachtungszeitraums kann die dena-SMS im Rahmen des Netzgutachtens auf die, in der dena-Verteilnetzstudie (dena-VNS)⁷ berechneten Netzausbau- und Netzbaubedarf bis zum Jahr 2030 aufsetzen und Potenziale zur Reduktion des Ausbaubedarfs in den deutschen Stromverteilnetzen durch den Einsatz von iMSys bei dezentralen Stromerzeugern und Verbrauchern ausweisen. Abbildung 2 zeigt resümierend die globalen Annahmen der dena-SMS.

| Szenario „Gesetzlicher Rahmen“ | | | | | Szenario „Rollout Plus“ | | | | |
|---|-------------|-------------|-------------|--|---|-------------|-------------|-------------|--|
| Annahmen: | | | | | Annahmen: | | | | |
| <ul style="list-style-type: none"> - Pflichteinbaufälle (nur iMSys) <ul style="list-style-type: none"> - dezentrale Erzeuger > 7 kW (nur Neubau) - Verbraucher > 6.000 kWh - im Fall von Neubau & Renovierung | | | | | <ul style="list-style-type: none"> - Pflichteinbaufälle (iMSys + iZ) <ul style="list-style-type: none"> - dezentrale Erzeuger > 0,25 kW (Neubau und Bestand) - Verbraucher > 6.000 kWh - im Fall von Neubau & Renovierung - iZ-Einbau bei Turnuswechsel bei Verbrauch ≤ 6.000 kWh und dezentrale Erzeuger ≤ 0,25 kWh | | | | |
| <ul style="list-style-type: none"> - Einspeisemanagement: nein aktueller rechtlicher Rahmen ermöglicht kein aktives Einspeisemanagement (§ 6 EEG i.V.m § 11 EEG) | | | | | <ul style="list-style-type: none"> - Einspeisemanagement: ja mittels iMSys bei alle dezentralen Erzeugern | | | | |
| <ul style="list-style-type: none"> - Lastverschiebung: ja | | | | | <ul style="list-style-type: none"> - Lastverschiebung: ja | | | | |
| Mengen | 2016 | 2020 | 2030 | | Mengen | 2016 | 2020 | 2030 | |
| Zählpunkte | 46,9 Mio. | 47,8 Mio. | 49,9 Mio. | | Zählpunkte | 46,9 Mio. | 47,8 Mio. | 49,9 Mio. | |
| iMSys | 1,8 Mio. | 9,0 Mio. | 13,5 Mio. | | iMSys | 1,9 Mio. | 9,8 Mio. | 15,0 Mio. | |
| iZ | - | - | - | | iZ | 3,1 Mio. | 15,7 Mio. | 34,9 Mio. | |
| Rollout- quote | 3,8% | 18,9% | 27,1% | | Rollout- quote | 10,7% | 53,5% | 100% | |

Abbildung 2: Globale Annahmen der zwei Szenarien der dena-Smart-Meter-Studie (deutschlandweite Betrachtung).

Basierend auf dem bundesweiten Mengengerüst der KNA, wie in Abbildung 2 dargestellt, werden in der dena-SMS die ergebnisrelevanten Parameter, wie z.B. Rolloutmengen von iZ oder iMSys pro Jahr, Aufteilung der Pflichteinbaufälle von iMSys auf Verbraucher und EE-Anlagen, entsprechend den drei NGK „Stadt“, „Halbstadt“ und „Land“ zugeordnet. Die Definition der NGK folgt dabei im Wesentlichen der Verteilung der deutschen Haushalte basierend auf den Daten des statistischen Bundesamts.⁸

In der Realität entspricht das Netzgebiet eines VNB nicht nur einer NGK, sondern setzt sich in der Regel anteilig aus mehreren NGK zusammen. Mithilfe der Zuordnung der Zählpunkte, der Pflichteinbaufälle

⁶ Die Annahme einer nur einjährigen Vorbereitungszeit ist der sonstigen Struktur der dena-SMS (Stützjahre) geschuldet; sie stellt keine Aussage über die tatsächlich notwendigen Vorlaufzeiten dar. Diese liegt nach Überzeugung des Projektpartnerkreises eher bei 2 Jahren.

⁷ Vgl. dena-Verteilnetzstudie: Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030 (2012).

⁸ Statistisches Bundesamt „Stadt-/Landgliederung nach der Zuordnung von Eurostat 2000“ (2014).

Studie „dena-Smart-Meter-Studie – Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse durch die Projektsteuergruppe“.

und weiterer struktureller Parameter zu den drei NGK werden deshalb in einem weiteren Schritt virtuelle Netzgebiete geformt. Diese sogenannten „synthetischen Netzbetreiber“ setzen sich zu unterschiedlichen Anteilen aus den drei NGK zusammen. Diesem Ansatz folgend, werden studienübergreifend für alle drei Studienteile (Kosten-, Netz- und regulatorisches Gutachten) drei „synthetische Netzbetreiber“ gebildet, die einen eher „städtisch“, „halbstädtisch“ und „ländlich“ geprägten Netzbetreiber repräsentieren.

Für beide in der dena-SMS analysierten Szenarien kommen einheitliche Basisannahmen zum Tragen. Unterschiede in den beiden untersuchten Szenarien betreffen im Wesentlichen die Einbauverpflichtungen für iMSys und iZ sowie die Möglichkeit eines aktiven Einspeisemanagements für dezentrale EE-Erzeuger durch die Netzbetreiber. Im Szenario „Rollout Plus“ der dena-SMS wird bei allen Kunden, die keinen iMSys erhalten, ein iZ verbaut und die Einbauverpflichtung für iMSys in Analogie zur KNA bei dezentralen Erzeugern auf 0,25 kW herabgesetzt. Das Szenario „Rollout Plus“ geht entgegen der aktuellen Gesetzeslage von der Möglichkeit eines aktiven Einspeisemanagements zur Steuerung dezentraler Erzeuger durch den Netzbetreiber aus.

Kostengutachten – Vorgehensweise

Gegenstand des Kostengutachtens ist, die Ausgaben des Rollouts für die drei synthetischen Netzbetreiber entlang der typischen Wertschöpfungskette eines netzbetriebenden Unternehmens zu entwickeln. Abbildung 3 verdeutlicht den Ansatz der Analyse auf Basis der Betrachtung einer ganzheitlichen Wertschöpfungskette für den SMRO.

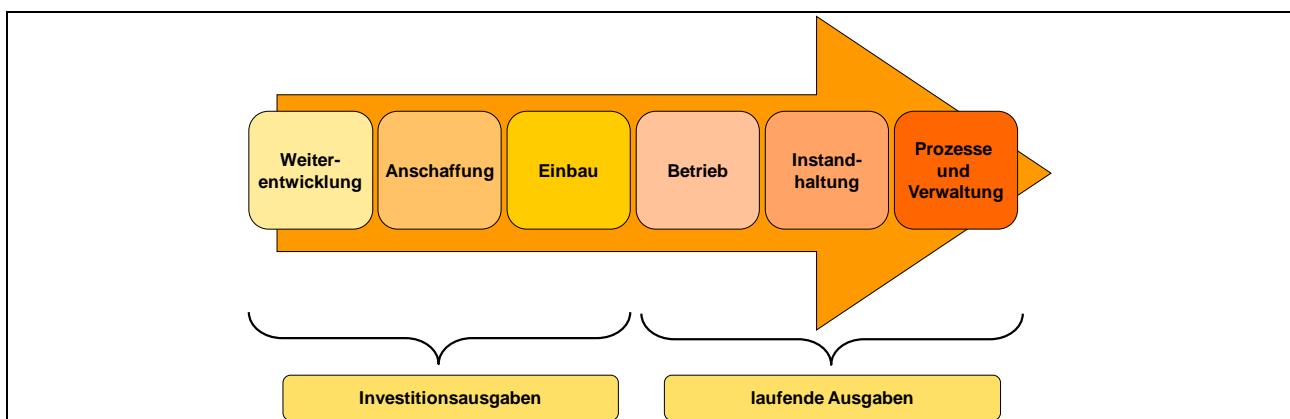


Abbildung 3: Wertschöpfungskette des Smart-Meter-Rollouts.

Am Anfang der Wertschöpfungskette stehen notwendige Ausgaben für die Weiterentwicklung von Systemen und Prozessen in Vorbereitung auf den Rollout. Die zweite Stufe beschreibt Ausgaben, die beim Netzbetreiber im Zuge des Rollouts ausgelöst werden. Hierzu zählen z.B. Messeinrichtungen und Gateways. Den Anschaffungsausgaben folgen sämtliche Ausgaben für den Einbau der Geräte in funktionstüchtigen Zustand. Diese ersten drei Ausgabenblöcke können als Investitionen in den Rollout verstanden werden, während die folgenden drei Ausgabenblöcke die laufenden Ausgaben widerspiegeln. Dazu gehören Ausgaben für den Betrieb von iZ und iMSys, Ausgaben für die Instandhaltung der Geräte, Telekommunikation und unternehmensinterne Prozesse und Verwaltung wie z.B. für Callcenter-Leistungen oder für

Studie „dena-Smart-Meter-Studie – Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse durch die Projektsteuergruppe“.

zu tätige Kundeninformationen im Rahmen des Rollouts. Einige Kostenpositionen im Rahmen des Rollouts umfassen dabei Leistungen und Produkte, deren tatsächliche Höhe nur geschätzt werden kann. Zukunftsweisende Technologien bringen Risiken mit sich, die nicht gänzlich vorhergesehen werden können. Zudem fehlen stellenweise genaue Anforderungsbeschreibungen an Rollout-immanente Bestandteile.

Auf Basis der Ergebnisse der Ausgabenmodellierung des Rollouts für beide Szenarien wurde eine Kostentreiberanalyse durchgeführt. Die quantitative Auswertung der Ergebnisse erlaubt in Kombination mit einer qualitativen Bewertung, Empfehlungen für die Ausgestaltung und für die Rahmenbedingungen des Rollouts abzuleiten.

Netzgutachten - Vorgehensweise

Die Netzintegration dezentraler Erzeuger beeinflusst zunehmend den Betrieb und die Planung der deutschen Stromverteilnetze. Damit das heutige Niveau der Versorgungsqualität für die Verbraucher auch zukünftig beibehalten werden kann, sind in vielen Fällen Netzverstärkungsmaßnahmen und Netzausbau erforderlich. In konventioneller Ausführung werden diese durch den Einsatz von zusätzlichen Kabeln, Freileitungen und Transformatoren realisiert. Durch innovative Ansätze wie dem Einsatz von Spannungsreglern, die Beeinflussung der Blindleistungsflüsse, die Steuerung von Erzeugern und Verbrauchern (Lastverlagerung) sowie die Optimierung der Netzplanung kann der Umfang der erforderlichen konventionellen Netzverstärkungsmaßnahmen und der Netzausbau reduziert werden.

Im Rahmen der dena-SMS wird im Netzgutachten, das parallel zum Kostengutachten erstellt wurde, untersucht, inwieweit mit Hilfe von iMSys durch Abregelung dezentraler Erzeuger und durch die Verschiebung der Stromnachfrage der Umfang konventioneller Netzausbau- und Netzausbaumaßnahmen im Verteilnetz reduziert werden kann. Die durch Integration von iMSys in ein durch den Netzbetreiber initiiertes übergeordnetes Energiemanagementsystem vermiedenen Netzausbauinvestitionen werden als Netzdienlichkeit⁹ infolge der Abregelung dezentraler Erzeuger und der Verschiebung der Stromnachfrage durch iMSys im Rahmen der dena-SMS interpretiert.

Um den Umfang der vermeidbaren Investitionen zu bestimmen, werden deutschlandweite Szenarien für den Zubau von Windkraft und Photovoltaikanlagen zunächst regionalisiert und in der NS-, MS- und HS-Ebene der Verteilnetze integriert. Für den Rollout von iMSys sind im Rahmen dieser Studie die Szenarien „Gesetzlicher Rahmen“ und „Rollout Plus“ richtungsweisend. Die Szenarien unterscheiden sich in den Ausbringungspfaden der iMSys und der iZ und dem damit verbundenen abweichenden Grad, Erzeuger und Verbraucher durch den Eingriff von Netzbetreibern zu steuern. Die Auswertung der Netzdienlichkeit im Sinne eines vermiedenen Netzausbaus und Netzausbaus erfolgt separat für die NGK „städtisch“, „halbstädtisch“ und „ländlich“.

Im Rahmen einer Sensitivität wird zudem analysiert, inwieweit eine erhöhte Abregelung von dezentralen Erzeugern den Netzausbau und Netzausbau weiter reduziert.

⁹ Unter Netzdienlichkeit wird in der vorliegende Studie in Anlehnung an die KNA die Fähigkeit von iMSys verstanden, dem Netzbetreiber über eine Kommunikationsanbindung zeitnah Daten zur Verfügung zu stellen und somit auf Netzzustandsänderung reagieren zu können. Bei Einsatz von iZ ist dieses Vorgehen nicht möglich. Netzdienlichkeit bezeichnet in der dena-SMS im übergeordneten Sinn zudem die Möglichkeit, Netzausbau und Netzausbau zu vermeiden. Hinzuweisen ist zudem darauf, dass für entsprechende Steuerhandlungen, welche über das iMSys erfolgen sollen, künftig eine sogenannte Steuerbox benötigt wird.

Studie „dena-Smart-Meter-Studie – Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse durch die Projektsteuergruppe“.

Regulatorisches Gutachten - Vorgehensweise

Das regulatorische Gutachten untersucht aufbauend auf den Kosten- und Netzgutachten Finanzierungsmodelle für die Kosten des SMRO. Da die primäre Verantwortung bei den VNB liegen wird, fällt die Finanzierung der Rollout-Kosten, zumindest für die VNB in den regulierten Bereich – im deutschen Kontext somit unter die Anreizregulierungsverordnung (ARegV). Die präzise Ausgestaltung der zukünftigen Kostenanerkennung für einen deutschlandweiten SMRO ist zum heutigen Zeitpunkt noch völlig offen und bietet den Ansatzpunkt für die regulatorischen Analysen.

Zur besseren Beurteilung der Entwicklungen in Deutschland wird zunächst eine Kurzanalyse ausgewählter Länder im europäischen Raum durchgeführt (Niederlande, Norwegen, Schweden und Österreich). Anschließend werden die Effekte von drei unterschiedlichen Finanzierungsvarianten für Deutschland analysiert:

- Erlösobergrenze (EOG), wobei insbesondere das Regulierungskonto (RegK) berücksichtigt wird; diese Variante entspricht näherungsweise der derzeitigen ARegV.
- CAPEX t-0: In dieser Variante werden Kapitalkosten (CAPEX) auf Plankostenbasis in die EOG weitergeleitet. Jedoch verbleibt bei den Betriebskosten (OPEX) der regulatorische Zeitverzug. Bezüglich der SMRO-Kosten ist dieser Ansatz auch ein „EOG-Ansatz ohne CAPEX-Zeitverzug“.
- Preisobergrenze (POG): Während im EOG Ansatz Erlöse genehmigt werden und sich anhand der prognostizierten Mengen nach den Regeln der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) Preise ermitteln, werden im POG Ansatz Höchstpreise festgeschrieben. Diese Preise multipliziert mit den Rollout-Mengen ergeben die jährlichen Erlöse.

Das zentrale Ziel des regulatorischen Gutachtens ist eine fundierte Beurteilung der Modellvarianten (qualitativ sowie quantitativ) zum effizienten regulatorischen Umgang mit den SMRO-Kosten. Die Analyse fußt dabei sowohl auf den durch den Rollout bedingten Kosten als auch dem monetären netzdienlichen Nutzen. Die quantitative Bewertung wird flankiert durch eine detaillierte qualitative Analyse.

4 Ergebnisse - Kostengutachten

Die Ergebnisse der Analysen im Kostengutachten für beide Szenarien verdeutlichen die Kostenintensität, die mit einem Rollout von Smart Meter in Deutschland verbunden ist. Dabei variieren die betriebswirtschaftlichen Herausforderungen für die Netzbetreiber im Rahmen der Energiewende in Deutschland. In Abhängigkeit von der Größe des Netzgebiets und der spezifischen Netzstruktur der einzelnen VNB sind Auswirkungen auf die gesamten Wertschöpfungsprozesse der VNB durch den flächendeckenden Rollout von Smart Meter zu erwarten, wodurch gleichzeitig spezifische finanzielle und organisatorische Herausforderungen entstehen.

Tabelle 1 gibt eine Übersicht zu den Gesamtausgaben im Szenario „Gesetzlicher Rahmen“. Es wird deutlich, dass die absolute Anzahl an Zählpunkten in den betrachteten drei synthetischen Netzgebieten deutlich voneinander abweicht. Ebenso ist die Anzahl an einzubringenden iMSys unterschiedlich, was einen unmittelbaren Einfluss auf die Gesamtausgaben des Rollouts in den drei Netzgebieten hat. Um diese Mengeneffekte auszuschließen, wurden die Gesamtausgaben für eine normierte Anzahl von eine Millio-

Studie „dena-Smart-Meter-Studie – Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse durch die Projektsteuergruppe“.

nen Zählpunkte berechnet. Die letzte Zeile der Tabelle 1 zeigt, dass sich die Gesamtausgaben bei Normierung in den drei Netzgebieten relativ geringfügig unterscheiden.

Tabelle 1: Gesamtausgaben je synthetischer Netzbetreiber im Szenario „Gesetzlicher Rahmen“.

| bis 2030 | Stadt (Synthetischer Netzbetreiber 1) | Halbstadt (Synthetischer Netzbetreiber 2) | Land (Synthetischer Netzbetreiber 3) |
|--|---|---|--|
| Zählpunkte (ZP) im betrachteten Netzgebiet | 2,56 Mio. | 3,07 Mio. | 1,57 Mio. |
| Anzahl der iMSys im betrachteten Netzgebiet | 0,64 Mio. Stück | 0,83 Mio. Stück | 0,43 Mio. Stück |
| Anzahl der iZ im betrachteten Netzgebiet | 0 Mio. Stück | 0 Mio. Stück | 0 Mio. Stück |
| Gesamtausgaben im betrachteten Netzgebiet | 1.121 Mio. Euro | 1.379 Mio. Euro | 680 Mio. Euro |
| Gesamtausgaben bei Normierung auf 1. Mio. ZP | 467 Mio. Euro | 478 Mio. Euro | 460 Mio. Euro |

Tabelle 2 zeigt in Analogie zu Tabelle 1 eine Übersicht zu den Gesamtausgaben im Szenario „Rollout Plus“.

Tabelle 2: Gesamtausgaben der synthetischen Netzbetreiber im Szenario „Rollout Plus“.

| bis 2030 | Stadt (Synthetischer Netzbetreiber 1) | Halbstadt (Synthetischer Netzbetreiber 2) | Land (Synthetischer Netzbetreiber 3) |
|--|---|---|--|
| Zählpunkte (ZP) im betrachteten Netzgebiet | 2,56 Mio. | 3,07 Mio. | 1,57 Mio. |
| Anzahl der iMSys im betrachteten Netzgebiet | 0,65 Mio. Stück | 0,92 Mio. Stück | 0,47 Mio. Stück |
| Anzahl der iZ im betrachteten Netzgebiet | 1,91 Mio. Stück | 2,15 Mio. Stück | 1,10 Mio. Stück |
| Gesamtausgaben im betrachteten Netzgebiet | 1.944 Mio. Euro | 2.451 Mio. Euro | 1.237 Mio. Euro |
| Gesamtausgaben bei Normierung auf 1. Mio. ZP | 813 Mio. Euro | 856 Mio. Euro | 837 Mio. Euro |

Studie „dena-Smart-Meter-Studie – Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse durch die Projektsteuergruppe“.

Abbildung 4 verdeutlicht die relative Verteilung der Gesamtausgaben im Betrachtungszeitraum des Rollouts bis 2030 in den Szenarien „Gesetzlicher Rahmen“ und „Rollout Plus“, aufgeteilt auf die Wertschöpfungsstufen für die verschiedenen synthetischen Netzbetreiber.

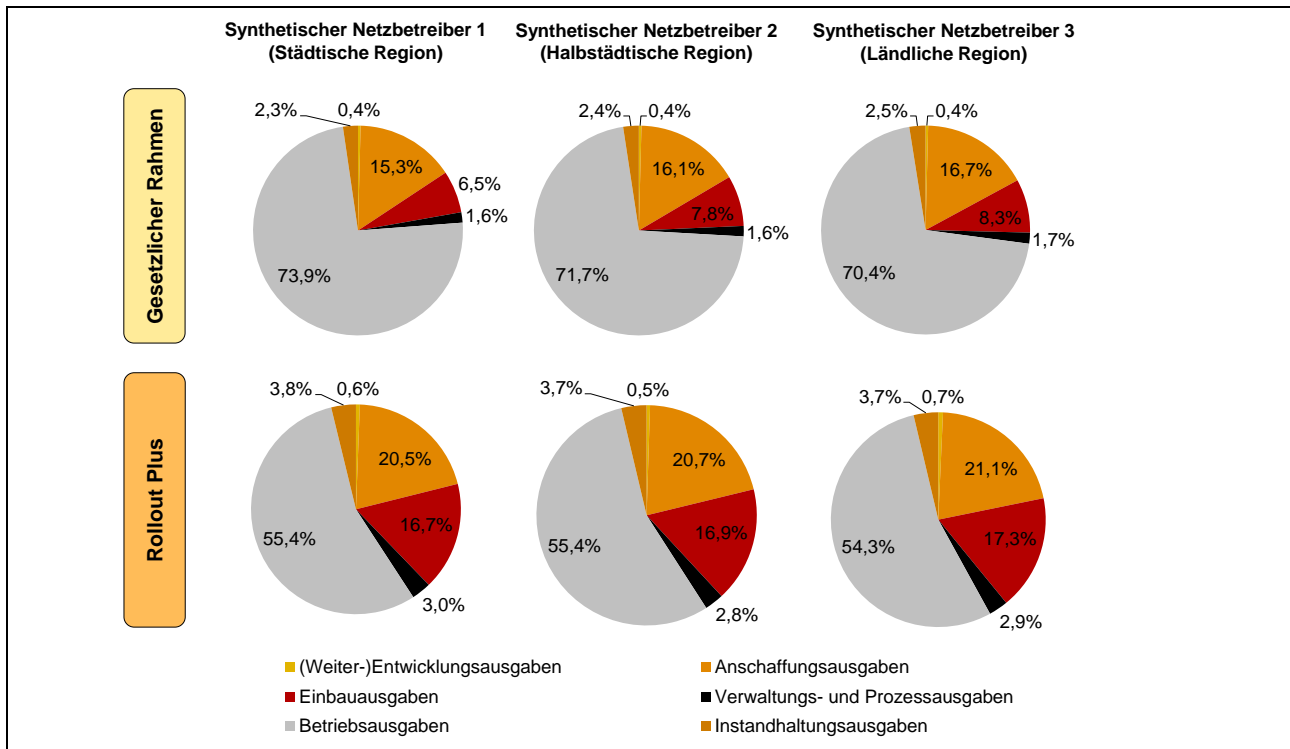


Abbildung 4: Aufteilung der Gesamtausgaben im Szenario „Gesetzlicher Rahmen“ und „Rollout Plus“.

Es zeigt sich, dass mit einem Anteil von ca. 54 – 74 Prozent die Betriebsausgaben in beiden Szenarien und in allen drei analysierten Netzgebieten die Gesamtausgaben dominieren. Die Betriebsausgaben im Szenario „Rollout Plus“ sind zwar absolut höher als im Szenario „Gesetzlicher Rahmen“, haben jedoch mit ca. 16-19 % einen geringeren relativen Anteil an den Gesamtkosten. Dafür sind im Szenario „Rollout Plus“ die Ausgaben für die Anschaffung relativ um ca. 5 Prozent und den Einbau um ca. 9 – 10 Prozent relativ höher, was darauf zurückzuführen ist, dass deutlich mehr iZ im Szenario „Rollout Plus“ bis 2030 zu verbauen sind. Damit steigt der relative Anteil an den Gesamtausgaben ebenfalls. Ebenso ziehen die erhöhten Einbringungsmengen an iMSys und iZ höhere Verwaltungs- und Prozessausgaben nach sich.

Es wird deutlich, dass das Szenario „Rollout Plus“ nicht allein mit deutlich höheren Gesamtausgaben verbunden ist. Zusätzlich unterscheidet sich das Szenario in der Ausgabenstruktur: Investitionsausgaben spielen eine bedeutendere Rolle, was unter anderem auf die Einbauverpflichtung für iZ inklusive Display zurückzuführen ist. Zusätzlich ziehen erhöhte Einbringungsmengen von iZ und iMSys höhere Verwaltungs- und Prozessausgaben nach sich.

Sensitivität – Abgesetztes Display

Ein wesentlicher Kostenfaktor beim Rollout ist die Visualisierung der Verbrauchsdaten auf einem abgesetzten Display. Das abgesetzte Display ist dabei nicht mit der Anzeige der Verbrauchsdaten am Zähler direkt zu verwechseln, die in jedem Fall gewährleistet werden muss. Im Szenario „Rollout Plus“ der dena-SMS wird das abgesetzte Display zunächst entsprechend der Annahmen der KNA für 50 Prozent aller Letztverbraucher bzw. iZ in Ansatz gebracht. Neben den Investitionsausgaben in Höhe von 40 Euro (Gerätekosten) und 105 Euro (Einbau des Displays), fallen jährliche Betriebsausgaben in Höhe von 6,60 Euro und Wartungsausgaben in Höhe von 1,09 Euro an, die das Display zu einer ausgabenintensiven Position im Kontext des Rollouts macht. Eine Sensitivitätsanalyse im Kostengutachten untersucht deshalb verschiedene Einbaufälle. Im Rahmen der Sensitivitätsanalyse wird einerseits der Einsatz abgesetzter Displays bei allen eingebauten iZ betrachtet, alternativ dazu wird vollständig auf den Einbau von abgesetzten Displays verzichtet.¹⁰

Unter der Annahme, dass 100 Prozent aller iMSys und iZ zukünftig über ein Display verfügen, müssten im Szenario „Rollout Plus“ ca. 3,6 Mio. zusätzliche Displays in den betrachteten drei synthetischen Netzgebieten verbaut werden. Davon entfallen ca. 1,3 Mio. auf den synthetischen Netzbetreiber 1 der städtischen Region, ca. 1,5 Mio. auf den synthetischen Netzbetreiber 2 der halbstädtischen Region und ca. 0,8 Mio. auf den synthetischen Netzbetreiber 3 der ländlichen Region.

Diese Annahme würde zu Mehrausgaben führen, die in ihrer Höhe je nach Netzbetreiber variieren: ca. 194 Mio. Euro (synthetischer Netzbetreiber 3 - ländlich), ca. 316 Mio. Euro (synthetischer Netzbetreiber 1 - städtisch) und ca. 379 Mio. Euro (synthetischer Netzbetreiber 2 - halbstädtisch), wie Abbildung 5 verdeutlicht. Die Differenzen sind auf die Anzahl der Zählpunkte in den drei synthetischen Netzgebieten zurückzuführen. Im Vergleich zum Szenario „Rollout Plus“ entstehen somit deutliche Mehraufwendungen. Durch einen vollständigen Verzicht auf den Einsatz abgesetzter Displays könnten diese Ausgaben eingespart werden. Die Gesamtausgaben würden für alle drei synthetischen Netzbetreiber um ca. 16 Prozent sinken.

Werden für den Verzicht auf das Display alternative Visualisierungsmöglichkeiten (bei sicherer Gateway-Kommunikation Webportal, Herstellung einer Heimnetzwerk-Schnittstelle zu Smart-Phones oder PCs) durch die VNB berücksichtigt, so reduzieren sich die Ausgaben deutlich, aber nicht gänzlich. Zudem ist aktuell nicht davon auszugehen, dass 100 Prozent der Haushalte über ein Inhouse-Funknetz verfügen und sich entsprechend die günstigste Anbindung bei allen Endverbrauchern realisieren lässt, weil bereits die technischen Voraussetzungen für die Schaffung alternativer Visualisierungsvarianten nicht bei allen Endverbrauchern gegeben sind. Die Ergebnisse in Abbildung 5 stellen folglich einen sehr optimistischen Ausgabenverlauf unter Verwendung alternativer Visualisierungsmöglichkeiten dar und liegen in der Realität voraussichtlich höher. Die Ersparnisse beim Aufbau alternativer Möglichkeiten der Visualisierung können für die verschiedenen synthetischen Netzbetreibertypen unter Berücksichtigung dieser Einschränkungen der Abbildung 5 entnommen werden.

¹⁰ Bei Verzicht auf ein abgesetztes Display wird angenommen, dass alternative Visualisierungsmöglichkeiten, die eine ausreichende Darstellung der Verbrauchsdaten für Kunden ermöglichen, zum Einsatz kommen. Auf eine Sensitivität der Ausgaben für die Visualisierung wurde im Rahmen der Studie verzichtet. Es wird jedoch deutlich, dass auch die Höhe der in Ansatz gebrachten Kosten für die Visualisierung und deren Anbindung einen großen Einfluss auf die Gesamtausgaben haben.

Studie „dena-Smart-Meter-Studie – Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse durch die Projektsteuergruppe“.

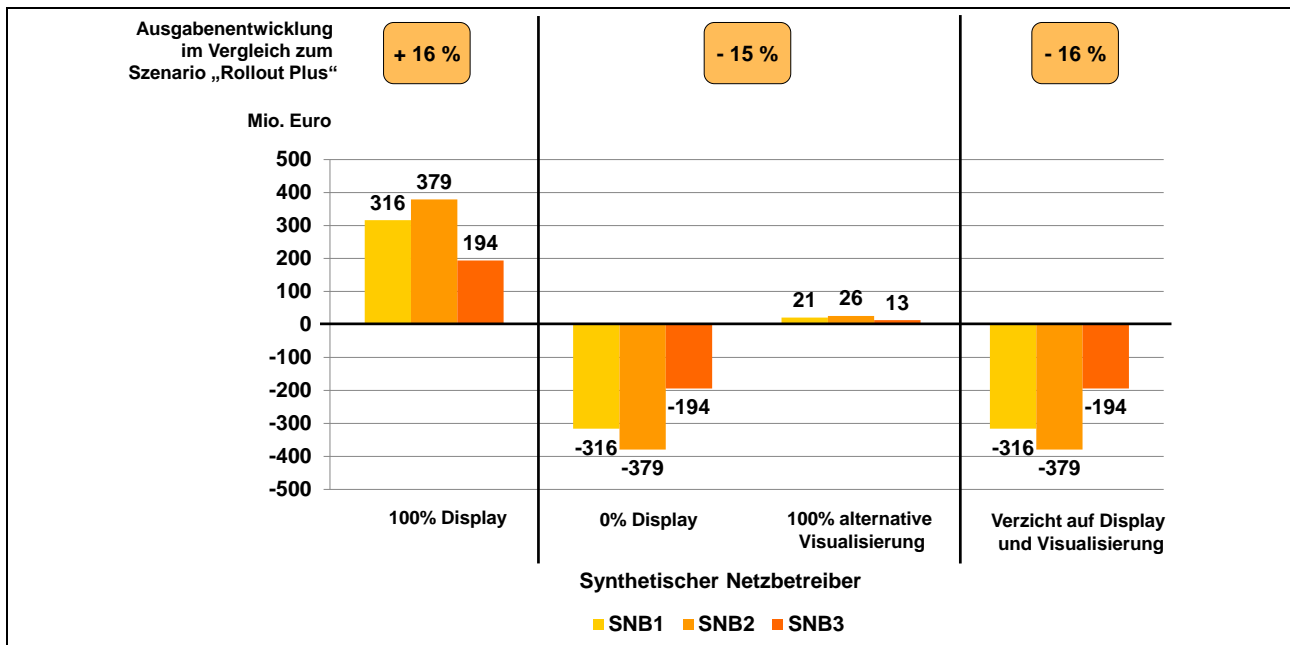


Abbildung 5: Sensitivätsberechnungen zu abgesetzten Display und alternativer Visualisierung.

Aus Sicht eines Netzbetreibers ist eine pauschale Einbauverpflichtung für haushaltsinterne Displays als sehr ausgabenintensiv einzuschätzen. Zugleich stellt jedoch die Visualisierungsmöglichkeit eine wichtige Voraussetzung für Stromkunden dar, auf Basis der dadurch zeitnah verfügbaren Stromverbrauchsinformationen, Entscheidungen über mögliche Energieeffizienzmaßnahmen zu treffen. Werden weder ein Display noch eine alternative Visualisierung berücksichtigt, reduzieren sich die Gesamtausgaben in allen drei synthetischen Netzgebieten um ca. 16 Prozent, wie Abbildung 5 verdeutlicht.

5 Ergebnisse - Netzgutachten

In der dena-SMS wird grundsätzlich vorausgesetzt, dass die technische Realisierung eines Einspeisemanagements bei dezentralen Erzeugern (> 0,25 kW) – abweichend von der heutigen Praxis – zukünftig über bereits bestehende Steuerungstechnik und iMSys erfolgt. Damit wird im Netzgutachten der dena-SMS eine Annahme gewählt, sämtliche Einsparungen durch vermiedenen Netzausbau diesen iMSys zuzurechnen. Es ist jedoch deutlich darauf hinzuweisen, dass heute bereits technische Möglichkeiten bestehen, EE-Anlagen in Netzengpasssituationen abzuregulieren, um Netzinstabilitäten durch temporäre EE-Abregelungen zu beheben. Es besteht jedoch im heutigen Rechtsrahmen nicht die Möglichkeit, durch Abregelung von EE-Leistungsspitzen, beispielsweise durch die Nutzung von iMSys, dauerhaft Engpässe im Netz zu beheben. Vielmehr ist der Netzbetreiber nach heute gültigem Rechtsrahmen verpflichtet, die Netze auszubauen bzw. zu verstärken.

Parallel werden Analysen im Netzgutachten der dena-SMS durchgeführt, die die erschließbaren Verlagerungspotenziale und deren Auswirkungen auf potenzielle Einsparungen bei Netzausbau und Netzbau von verbraucherseitigen Stromlasten aufzeigen. Dazu wird der elektrische Energiebedarf relevanter Ver-

Studie „dena-Smart-Meter-Studie – Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse durch die Projektsteuergruppe“.

braucher (Waschmaschine, Geschirrspüler und Wäschetrockner) von Haushalten auf Basis von standardisierten Lastprofilen begutachtet. Ebenso werden die elektrischen Energiebedarfe von Gewerbeeinheiten berücksichtigt. Prozesse in den Bereichen Prozesskälte, Klimakälte, Prozesswärme und mechanische Anwendungen sind im Netzgutachten als verschiebbare Prozesse im gewerblichen Bereich eingestuft und analysiert worden. In der energieintensiven Industrie wird Lastmanagement bereits auf betrieblicher Ebene eingesetzt. Dabei sind sowohl die Optimierung des Energieeinkaufs als auch die Reduktion der Spitzenlast Ziele des Lastmanagements in der Industrie. Entsprechend und aufgrund der lediglich punktuell im Netzgebiet vorhandenen industriellen Anwendungen wird in diesem Sektor eine netzdienliche Wirkung im Sinne der Vermeidung des Netzausbaus in der dena-SMS ausgeschlossen.

Ergebnisse der beiden Szenario-Analysen im Netzgutachten

Bis zum Jahr 2030 beträgt die Anzahl der verbrauchsseitig einzubringenden iMSys deutschlandweit ca. 12.452.000. Davon entfallen ca. 8.581.000 iMSys auf den Bereich der Haushaltsverbraucher und ca. 3.871.000 auf den Bereich der gewerblichen Verbraucher. Damit werden 100 Prozent des gewerblichen Potentials zur Lastverschiebung bis zum Jahr 2030 erschlossen. Im Haushaltsbereich werden 21 Prozent der Zählpunkte mit einem iMSys bis zum Jahr 2030 ausgestattet und werden somit durch den Netzbetreiber grundsätzlich steuerbar (siehe Abbildung 6).^{11,12}

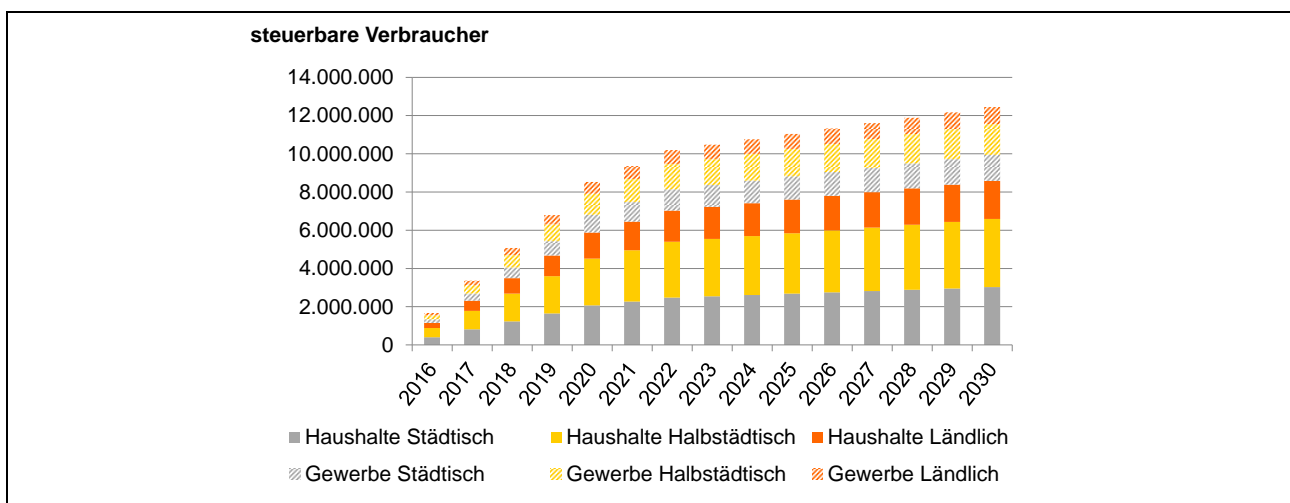


Abbildung 6: Rollout von iMSys im Szenario „Gesetzlicher Rahmen“ und „Rollout Plus“ auf Verbrauchsseite.

Im Szenario „Gesetzlicher Rahmen“ wird durch iMSys auf der Erzeugerseite keine Netzdienlichkeit gehoben, da das Einspeisemanagement auf Basis der bestehenden Regelungen nach § 6 EEG nur eine temporäre Lösung gemäß § 11 EEG darstellt. In diesem Szenario verhindert das Einspeisemanagement entspre-

¹¹ Die technische Möglichkeit den Stromverbrauch in Haushalten zu steuern, setzt zudem voraus, dass der Stromkunde seinen Verbrauch zukünftig steuern lassen möchte. Das heißt, das tatsächliche Potenzial der steuerbaren Lasten in Haushalten wird voraussichtlich geringer sein als das Potenzial, das durch die Ausstattung mit einer technischen Einrichtung (iMSys) ermöglicht wird, da nicht davon auszugehen ist, dass alle Stromkunden in privaten Haushalten gesteuert werden möchten. Im Szenario „Rollout Plus“ wird eine entsprechende Rechtsgrundlage als gegeben angesehen.

¹² Die prozentualen Anteile der in den Bereichen „Haushalte und Gewerbe“ steuerbaren Lasten sind modellseitig in den Netzgebieten Städtisch, Halbstädtisch und Ländlich als identisch in Ansatz gebracht worden. D.h. es gibt keine relativ größere bzw. relativ kleinere prozentuale Steuerung von Verbrauchern in den drei Netzgebieten. Über die absolute Größe der drei synthetischen Netzgebiete ergibt sich jedoch sehr wohl eine abweichende Anzahl an iMSys in den drei Netzgebieten.

Studie „dena-Smart-Meter-Studie – Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse durch die Projektsteuergruppe“.

chend keinen Netzausbau gemäß § 9 EEG. Im Szenario „Rollout Plus“ kann durch iMSys auf Erzeugerseite eine netzdienliche Wirkung erzielt werden, da das Einspeisemanagement als dauerhafte Lösung zur Vermeidung von Netzausbau und Netzausbau in der dena-SMS angesetzt wird. Bis zum Jahr 2020 beträgt die Anzahl der erzeugerseitigen iMSys bereits ca. 1.314.000. Damit sind 69 Prozent der dezentralen Erzeuger mit einem iMSys bis zum Jahr 2020 ausgestattet und somit potentiell steuerbar. Im Jahr 2030 wird durch 2.568.000 iMSys die Steuerbarkeit bei 100 Prozent der dezentralen Erzeuger erreicht. Die prozentualen Anteile der steuerbaren dezentralen Erzeuger sind in den Netzgebietsklassen Städtisch, Halbstädtisch und Ländlich identisch (siehe Abbildung 7).

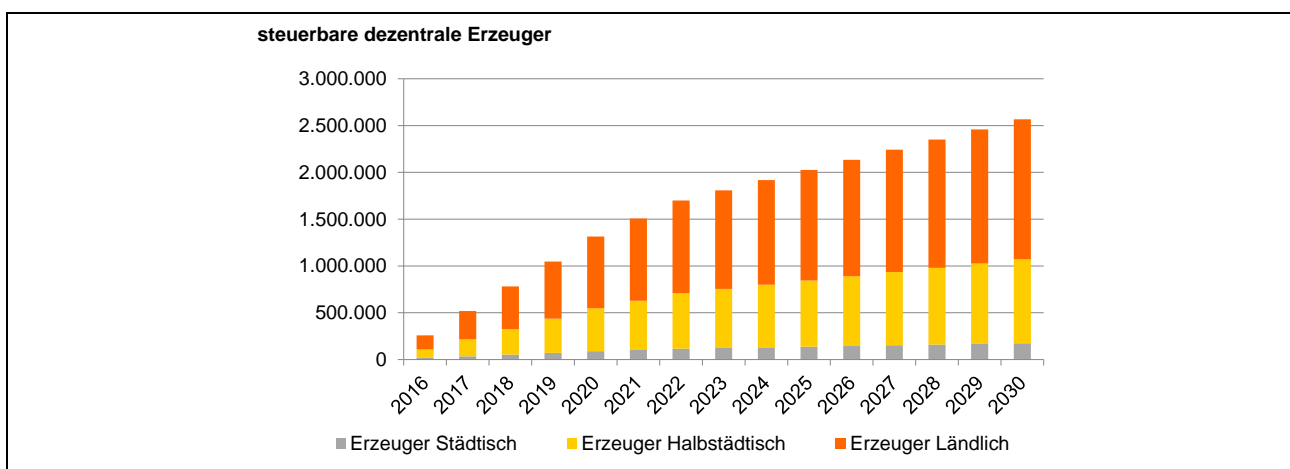


Abbildung 7: Zuwachs an iMSys auf Erzeugerseite bis 2030 im Szenario „Rollout Plus“.

Durch die Ausstattung von 69 Prozent aller dezentralen Erzeuger mit einem iMSys werden bei dem gewählten Ausbringungspfad bereits 2020 alle dezentralen Erzeuger mit einer Nennleistung größer 7 Kilowatt (kW) steuerbar. Im Jahr 2030 wird die Steuerbarkeit auch bei dezentralen Erzeugern geringster Nennleistung erreicht.

In Abbildung 8 ist der Einfluss eines aktiven Einspeisemanagements für dezentrale Erzeuger und einer aktiven, netzdienlichen Verlagerung von Stromlasten unter Nutzung von iMSys auf den Investitionsbedarf für Netzausbau- und Netzausbaumaßnahmen im Zeitraum bis 2030 aufgeführt. Der Zubau dezentraler Erzeuger erfordert bis zum Jahr 2030 trotz des Einsatzes von iMSys zur Steuerung von Erzeugern und Verbrauchern erhebliche Netzverstärkungsmaßnahmen in den deutschen Verteilnetzen. Da ein Großteil des Zubaus an dezentralen Erzeugern im ländlichen Bereich erfolgt, hier speziell in der Mittelspannungs- und Hochspannungsebene, entfällt der Großteil des Netzverstärkungsbedarfs auf diese Regionen. Der Netzverstärkungsbedarf im halbstädtischen Bereich ist geringer. Im städtischen Bereich ist kein nennenswerter Netzverstärkungsbedarf nachzuweisen.

Studie „dena-Smart-Meter-Studie – Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse durch die Projektsteuergruppe“.

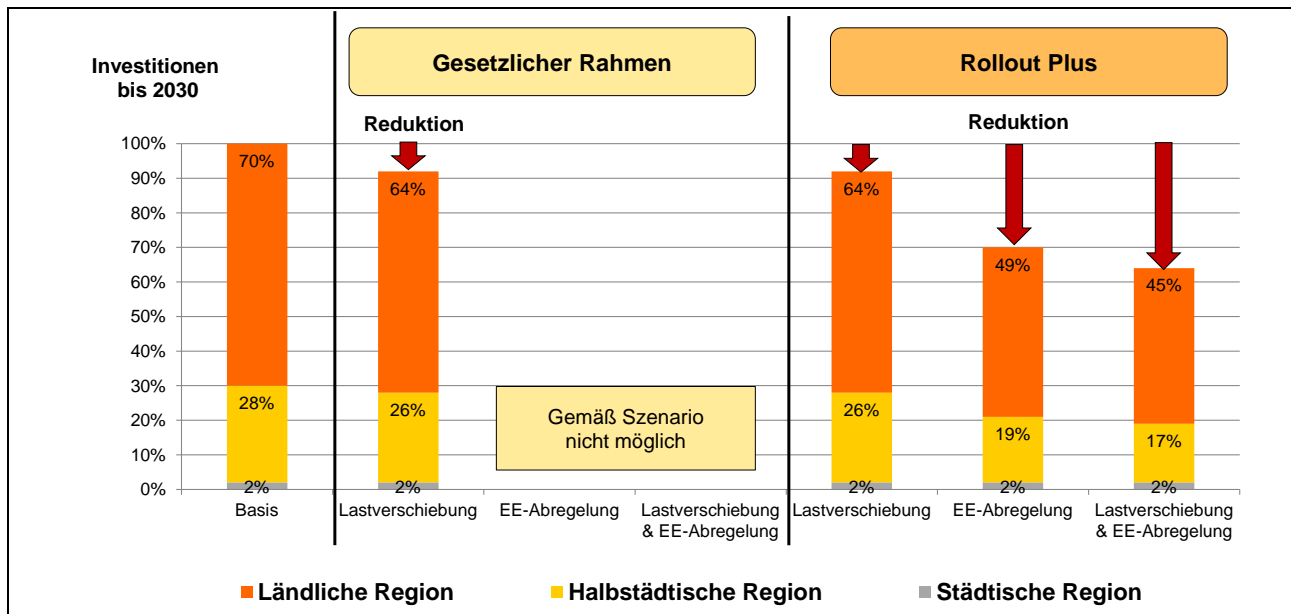


Abbildung 8: Einfluss der EE-Abregelung und einer netzdienlichen Verlagerung von Stromlasten auf den Investitionsbedarf in den betrachteten synthetischen Netzgebieten bis 2030.

Durch die Abregelung dezentraler Erzeuger und die Lastverschiebung können die zur Netzverstärkung erforderlichen Investitionsvolumina grundsätzlich reduziert werden. Die Wirkung eines aktiven Einspeisemanagements dezentraler Erzeuger auf den Investitionsbedarf für Netzausbau und Netzausbau ist wesentlich stärker als die diesbezügliche Wirkung der Lastverschiebung im Bereich privater und gewerblicher Verbraucher. So können bis zum Jahr 2030 die Investitionen für Netzverstärkung und Netzausbau durch die Abregelung dezentraler Erzeuger im Szenario „Gesetzlicher Rahmen“ um etwa 8 Prozent und im Szenario „Rollout Plus“ um etwa 30 Prozent im Vergleich zum Ausbaubedarf der dena-SMS ohne Leistungssteuerung gesenkt werden. In der dena-SMS ergeben sich somit höhere Potenziale, den Investitionsbedarf für den Um- und Ausbau der deutschen Stromverteilnetze durch Einspeisemanagement zu reduzieren, als in der Sensitivitätsanalyse (Abregelung von EE-Erzeugungsspitzen) der dena-Verteilnetzstudie (2012) ausgewiesen.¹³ Allerdings ist hierfür nicht die eingesetzte Technologie (iMSys) maßgeblich, sondern die Annahme, dass Onshore-Wind auf 70 Prozent der installierten Leistung abgeregelt wird, während in der dena-VNS eine Abregelung auf 80 Prozent angenommen wurde.

Mit den ausgewiesenen Einsparungen im Netzausbau und Netzausbau sind modellseitig Einschränkungen verbunden, die in der Folge dargelegt werden (Tabelle 3).

¹³ Der Vergleich in der dena-SMS bezieht sich auf den Netzausbau- und Netzausbaubedarf der dena-VNS und des dort zugrundeliegenden Szenarios NEP B 2012 für den Ausbau an erneuerbaren Energien in Deutschland.

Tabelle 3: Hinweise zur Einordnung der Ergebnisse des Netzgutachtens.

| Hinweise zur Einordnung der Ergebnisse des Netzgutachtens | |
|--|---|
| 1. | Aktuell besteht bereits eine Reihe von technischen Möglichkeiten zur Abregelung von EE-Anlagen. Die dena-SMS geht davon aus, dass der gesamte vermiedene Netzausbau einspeiseseitig durch bereits vorhandene Steuerung und mittels iMSys entsteht. |
| 2. | Die in der dena-SMS ermittelte Netzdienlichkeit (Nutzen im Hinblick auf vermiedenen Netzausbau) infolge der Ermöglichung der Steuerung von Verbraucherlasten unter Verwendung von iMSys stellt ein optimales technisches Ergebnis dar. Es wird unterstellt, dass Verbraucher in privaten Haushalten und im Gewerbe, die mit einem iMSys ausgestattet sind, die technische Potenziale zur Lastverlagerung vollständig nutzen. In der Realität ist nicht davon auszugehen, dass alle, durch ein iMSys ausgestatteten Verbraucher das Potenzial zur Lastverlagerung vollständig ausnutzen. Der tatsächlich erschließbare Nutzen von iMSys durch die Steuerung von Stromlasten in Haushalten und Gewerbeeinheiten ist in der Realität geringer als in der dena-SMS berechnet. Notwendige Investitionen von Haushalten und Gewerbeeinrichtungen in steuerbare Endgeräte sind nicht berücksichtigt. |
| 3. | Mit der netzengpassbedingten, lokal spezifischen Abregelung von EE-Anlagen ist nach heutiger Rechtslage eine Kompensationszahlung für die Anlagenbetreiber verbunden. Diese Aufwendungen werden in der dena-SMS <u>nicht</u> berücksichtigt. |
| 4. | Bewertet wird in der dena-SMS der Nutzen für den grundzuständigen Netzbetreiber durch vermiedenen Netzum- und Netzausbau. Der Nutzen, der durch den Einsatz von iMSys zur Optimierung von Netzbetrieb und/ oder Netzplanung entsteht, wird in der vorliegenden Studie nicht quantifiziert. Die Kosten für ein derartiges Monitoring sind <u>nicht</u> berücksichtigt. |
| 5. | Der Nutzen für Dritte durch die Einbringung von iMSys bleibt in der vorliegenden Studie unberücksichtigt. Andere Marktteilnehmer sehen hier großer Potenziale durch die Einbringung von iMSys. |
| 6. | Die Berechnungen führen zu einer Netzausbau- und Netzausbauersparung, die auf Modellannahmen basieren, d.h., dass der Einsatz von iMSys zu jedem Zeitpunkt und aller Orts optimal erfolgt. |

Ergebnisse weitergehender Analysen im Netzgutachten (höhere Abregelung von EE-Anlagen im Rahmen eines Einspeisemanagements unter Nutzung von iMSys)

Im Rahmen vertiefender Untersuchungen zur Abregelung dezentraler Erzeuger wird im Netzgutachten ergänzend zu den Basisberechnungen die wechselseitige Abhängigkeit der Leistungsbegrenzung von EE-Anlagen und der nicht eingespeisten Energie analysiert und die Wirkung einer angepassten Leistungsbegrenzung auf den Netzverstärkungsbedarf für die Netzgebietsklassen Städtisch, Halbstädtisch und Ländlich abgeschätzt. Damit verfolgt die dena-SMS das Ziel, die Ergebnisse der Sensitivitätsrechnung der dena-VNS (Abregelung von EE-Erzeugungsspitzen) aufzugreifen und genauer zu untersuchen. Die dena-VNS hat aufgezeigt, dass die Reduktion der Einspeiseleistung von Windkraft- und Photovoltaikanlagen den Investitionsbedarf über alle Spannungsebenen der Verteilnetze bis zum Jahr 2030 um etwa 19 Prozent reduzieren kann.

Studie „dena-Smart-Meter-Studie – Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse durch die Projektsteuergruppe“.

Im Rahmen dieser Studie wird die Herleitung der Abregelungswerte für Windkraftanlagen im Vergleich zu den Untersuchungen der dena-VNS nennenswert erweitert. Zudem wird die Untersuchung ebenfalls für Photovoltaikanlagen durchgeführt. Der Ausbringungspfad der iMSys entspricht dem Szenario „Rollout Plus“. Dabei wird ausschließlich die netzdienliche Wirkung der Abregelung dezentraler Erzeuger betrachtet. Die Leistungsbezugszeiten von Stromverbrauchern werden nicht beeinflusst.

Abbildung 9 zeigt die bis zum Jahr 2030 durch Abregelung von Photovoltaik- und Windkraftanlagen vermiedenen Netzausbauinvestitionen als einzusparenden prozentualen Anteil der notwendigen Investitionen ohne Abregelung. Der Anteil der vermiedenen Investitionen wird separat für die Netzgebietsklassen Städtisch, Halbstädtisch und Ländlich ausgewiesen.

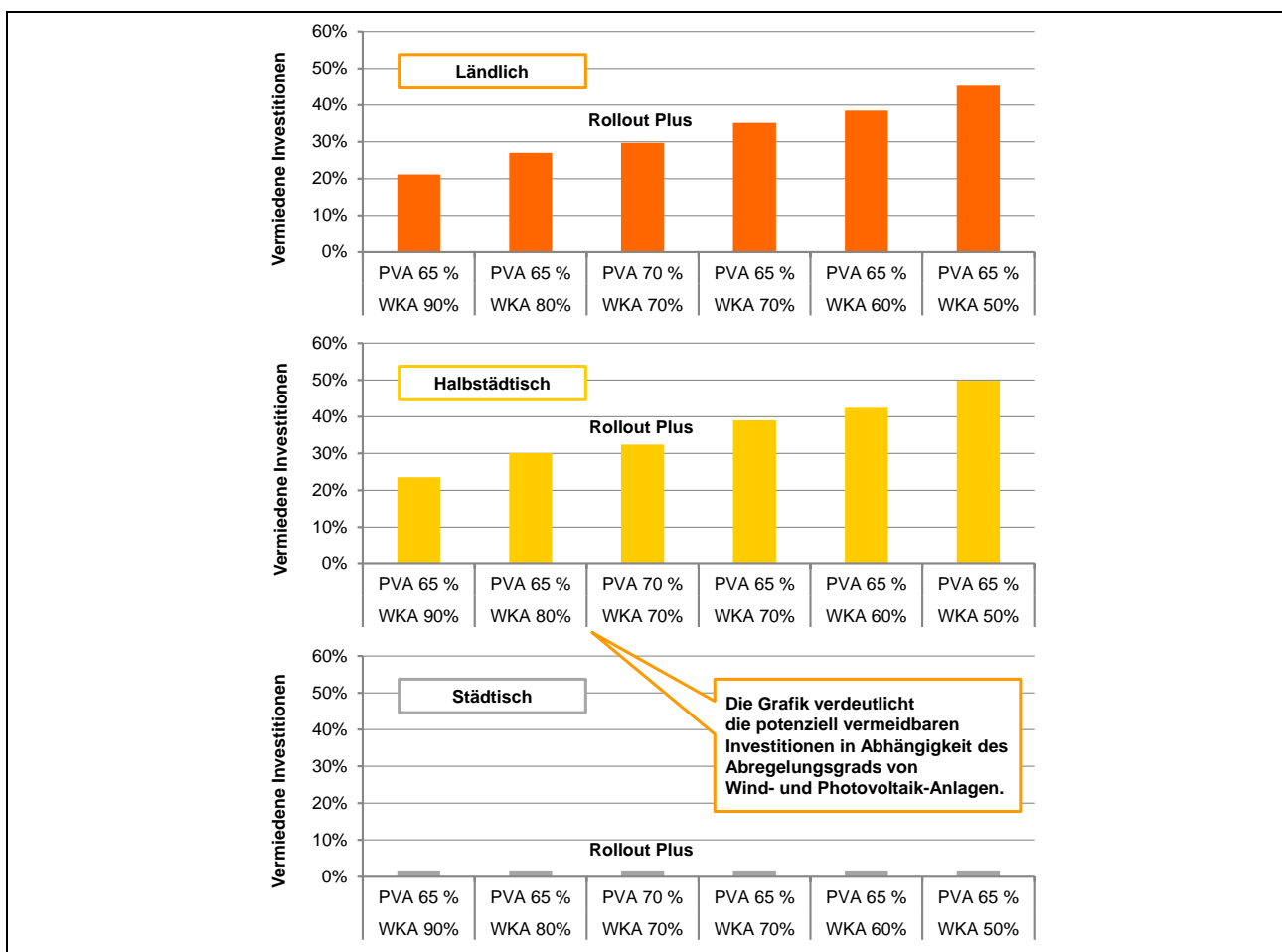


Abbildung 9: Anteil der bis 2030 vermiedenen Investitionen bei Abregelung von Photovoltaikanlagen (PVA) und Windkraftanlagen (WKA).

In ländlichen- und halbstädtischen Netzgebieten, in denen Windkraftanlagen auf Werte kleiner 70 Prozent und Photovoltaikanlagen auf 65 Prozent ihrer Nennleistung geregelt werden, kann im betrachteten Bereich der Anteil der vermiedenen Netzausbauinvestitionen von 32 Prozent beim Szenario „Rollout Plus“ auf bis zu 50 Prozent gesteigert werden. Sofern in ländlichen - und halbstädtischen Netzge-

Studie „dena-Smart-Meter-Studie – Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse durch die Projektsteuergruppe“.

bieten lediglich eine Begrenzung der Einspeisung auf Werte größer 70 Prozent der Nennleistung möglich ist und Photovoltaikanlagen auf 65 Prozent ihrer Nennleistung geregelt werden, ist der Anteil der vermiedenen Investitionen geringer als im Szenario „Rollout Plus“. Die Wahl der Leistungsbegrenzung bei Windkraft- und Photovoltaikanlagen ist für städtische Netzgebiete nicht relevant, da der Zubau dezentraler Erzeuger in diesen Versorgungsgebieten keinen nennenswerten Netzverstärkungsbedarf verursacht.

Es zeigt sich, dass durch erhöhte Abregelungswerte von dezentralen Erzeugern, der Netzausbau und Netzbau vor allem im ländlichen und halbstädtischen Raum vermieden werden kann. Die durch die Abregelung von dezentralen Erzeugern nicht erzeugte elektrische Arbeit ist diesem Nutzen gegenüberzustellen.

Als wesentliches Ergebnis der dena-SMS muss zudem festgehalten werden, dass für Steuerungsmaßnahmen über das iMSys, wie sie die KNA vorschlägt und das EnWG annimmt, ein zusätzliches Element benötigt wird. Dieses wird in der dena-SMS als Steuerbox bzw. Steuereinheit am Gateway bezeichnet. Die Steuerbox ist kostenseitig nicht in der KNA enthalten.

Empfohlen wird daher,

- eine solche Steuerbox zunächst zu entwickeln und im praktischen Betrieb zu testen, wozu das Forum Netztechnik/Netzbetrieb im Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (FNN) bereits eine Reihe von Vorarbeiten geleistet hat und sodann
- sicherzustellen, dass diese Steuerbox mit den Arbeiten des Bundesamt für Sicherheit (BSI) vollständig kompatibel und sicher einsetzbar ist.
- abschließend zu entscheiden, welche Marktrolle die Steuerbox verantworten soll und eine Kostenanerkennung sicherzustellen.

In jüngster Zeit haben sich das BMWi und das BSI dieses Themas angenommen und eine Anpassung der technischen Richtlinie Version 1.1 angekündigt. Erst wenn diese wesentlichen Fragestellungen geklärt sind, kann ein Rollout von iMSys zu Steuerungszwecken mithilfe sicherer und performanter Steuerboxen erfolgen. Bei Anwendungen, die der Steuerung bedürfen, bedarf es daher geeigneter Übergangsfristen für Alt- und Neuanlagen.

6 Ergebnisse – Regulatorisches Gutachten

Die Analysen des regulatorischen Gutachtes der dena-SMS zeigen auf, dass durch den Rollout von Smart Meter grundsätzlich zwei Fragen für die Stromverteilnetzbetreiber in ihrer Rolle als grundzuständiger Messstellenbetreiber zu beantworten sind:

- Wie kann durch die Regulierung eine adäquate interne Kapitalverzinsung (IKV) sichergestellt werden?
- Wie kann durch die Regulierung ein adäquater Cash-Flow sichergestellt werden, um systematische negative Effekte für die Liquidität und folglich auch für das Betriebsergebnis auszuschließen?

Abbildung 10 und Abbildung 11 verdeutlichen zunächst die Entwicklung der IKV der drei in der dena-SMS betrachteten synthetischen Netzbetreiber in Abhängigkeit der zu analysierenden Modellvarianten im

Studie „dena-Smart-Meter-Studie – Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse durch die Projektsteuergruppe“.

regulatorischen Gutachten. Dabei ist zu beachten, dass es sich um eine IKV-Auswertung für die Gesamtnetze handelt und somit auch Ersatzinvestitionen für das Bestandsnetz sowie EEG-bedingten Erweiterungsinvestitionen umfasst. Dies ist darauf zurückzuführen, dass das Bewertungskriterium der BNetzA den gesamten Netzbetreiber betrifft und eine einzelne Investition nicht isoliert betrachtet wird. Da das Gesamtkapital des Netzes erheblich größer ist als für den SMRO allein, würde bei einer isolierten Betrachtung die IKV viel geringer ausfallen; bei der Gesamtnetzbetrachtung wird das Problem der Kostenunterdeckung durch die Verteilung auf eine größere Basis in der Ergebnisdarstellung gemildert.¹⁴ Abbildung 10 vergleicht die Entwicklung der Renditen für das Szenario „Gesetzlicher Rahmen“ und Abbildung 11 für das Szenario „Rollout Plus“. Die Grafiken zeigen die Ergebnisse für die verschiedenen synthetischen Netzbereibertypen (städtisch, halbstädtisch, ländlich). Die wesentlichen Unterschiede in den Netzgebieten liegen darin, dass vor allem im Szenario „Rollout Plus“, zusätzlich zu den gesteigerten Mengen an iMSys, iZ über den Betrachtungszeitraum des Rollouts einzubringen sind. Diese Einbringungsmengen fallen in städtisch geprägten Regionen vergleichsweise höher aus als in ländlichen Gebieten, da in städtisch geprägten Gebieten die Anzahl an auszutauschenden Zählpunkten höher ist. Die absoluten Kosten in den drei Vergleichsregionen entwickeln sich entsprechend und üben einen Einfluss auf die interne Kapitalverzinsung der Stromverteilnetzbetreiber aus.

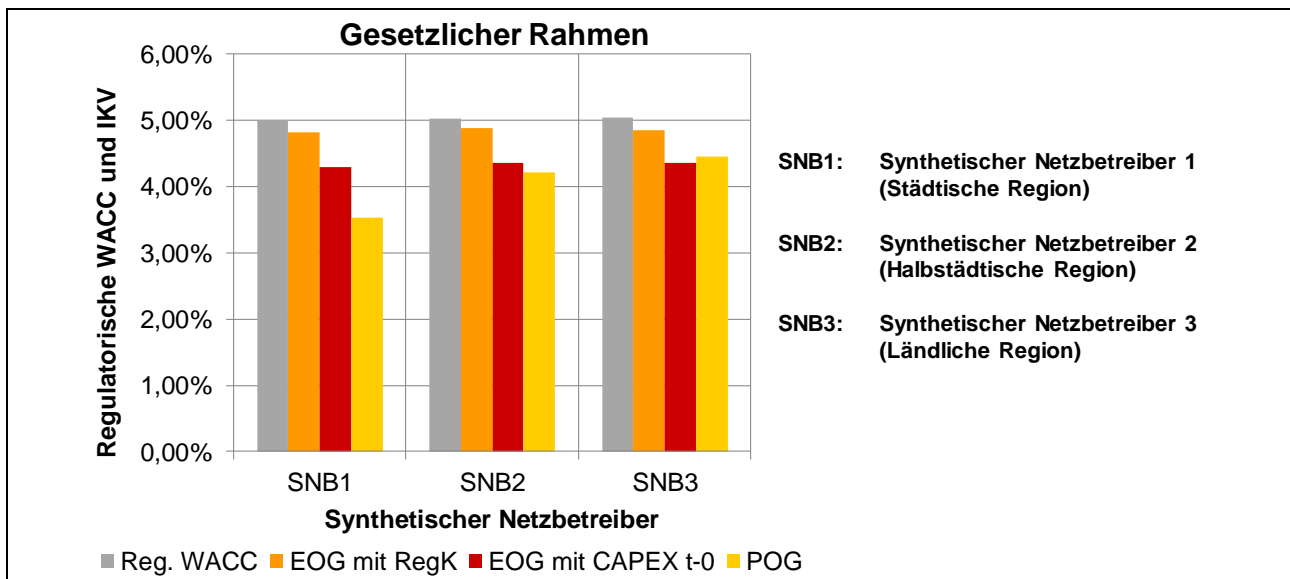


Abbildung 10: Analyse der internen Kapitalverzinsung im Szenario „Gesetzlicher Rahmen“.

¹⁴ Die Effekte durch den SMRO auf die IKV wurden in einer Sensitivität untersucht (siehe Regulatorisches Gutachten: 18.2.2 Sensitivitätsbetrachtung).

Studie „dena-Smart-Meter-Studie – Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse durch die Projektsteuergruppe“.

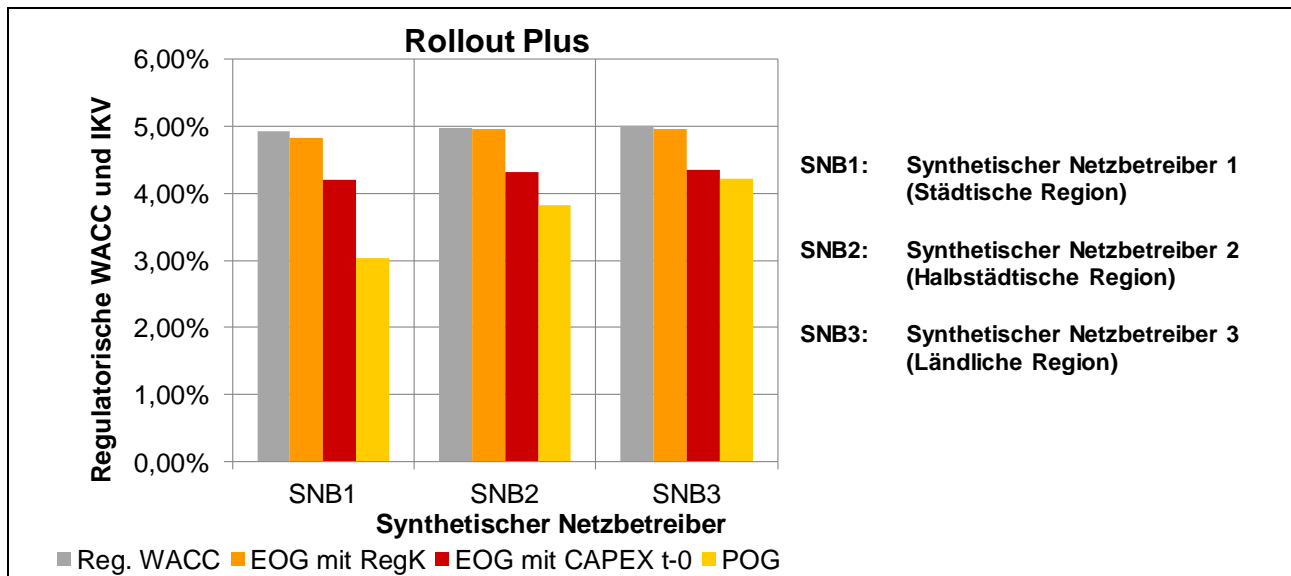


Abbildung 11: Analyse der internen Kapitalverzinsung im Szenario „Rollout Plus“.

Die linken Säulen der Grafiken zeigen jeweils die durch die ARegV festgelegte Zielrendite ausgedrückt als regulatorische Weighted Average Cost of Capital (regWACC) nach Steuern. Die anderen drei Säulen zeigen die IKV für die jeweiligen Modellvarianten „EOG mit RegK“ (Modellvariante 1), „EOG mit CAPEX t-0“ (Modellvariante 2) und „POG“ (Modellvariante 3). Grundsätzlich wird deutlich, dass die IKV in beiden Szenarien eine ähnliche Struktur erreicht. Die Verzinsungen variieren zwischen den drei Modellvarianten sichtbar und auch die Höhe der IKV für die drei betrachteten synthetischen Netzbetreiber weichen vor allem unter der Modellvariante „POG“ voneinander ab. Dabei sind insbesondere städtisch geprägte Verteilnetzgebiete aufgrund der hohen Dichte an Zählpunkten und der damit verbundenen hohen, einzubringenden Mengen an iZ betroffen. Hierfür ist nicht allein die unterschiedliche Kostenstruktur für den Rollout in Abhängigkeit von den gebietsstrukturellen Gegebenheiten maßgeblich, auch die Größe des Verteilnetzbetreibers und der relative Einfluss der SMRO Kosten im Vergleich zu den Netzkosten spielen eine Rolle.¹⁵

Die Liquiditätsentwicklung für die drei Modellvarianten wird in Abbildung 12 und Abbildung 13 unter Angabe des Startjahrs der jeweiligen Regulierungsperiode dargestellt. Es zeigt sich, dass durch die Initialausgaben des Rollouts und die vergleichsweise hohen, zu Beginn einzubringenden iMSys-Mengen erhebliche Auswirkungen auf die Liquidität der betrachteten synthetischen Netzbetreiber im Kontext des Rollouts entstehen. Dies kann je nach regulatorischem Modell dazu führen, dass über den gesamten Ausbringungszeitraum der Smart Meter ein negativer Cash-Flow entsteht, was die Netzbetreiber vor große Herausforderungen stellt.

¹⁵ Der Hauptgrund für diesen Effekt liegt weniger in den Rollout-Kosten selbst, sondern resultiert vielmehr aus der unterschiedlichen Gewichtung der Rollout-Kosten im Rahmen der Gesamtnetzbetrachtung der einzelnen synthetischen Netzbetreiber. Die Rollout-Mengen und daraus resultierenden Rollout-Kosten sind zwar im Verhältnis zu den Anschlusspunkten der drei synthetischen Netzbetreiber vergleichbar, nicht jedoch im Verhältnis zur Netzgröße. Der vorwiegend städtisch geprägte synthetische Netzbetreiber hat strukturell bedingt ein kleineres Netz je Zählpunkt. Da die Kapitalverzinsungen in einer Gesamtnetzbetrachtung untersucht werden, fallen die Rollout-Kosten bei städtischen Netzbetreibern somit stärker ins Gewicht als bei halbstädtischen Netzbetreibern bzw. ländlichen Netzbetreibern (siehe Regulatorisches Gutachten: 18.2.2 Sensitivitätsbetrachtung)

Studie „dena-Smart-Meter-Studie – Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse durch die Projektsteuergruppe“.

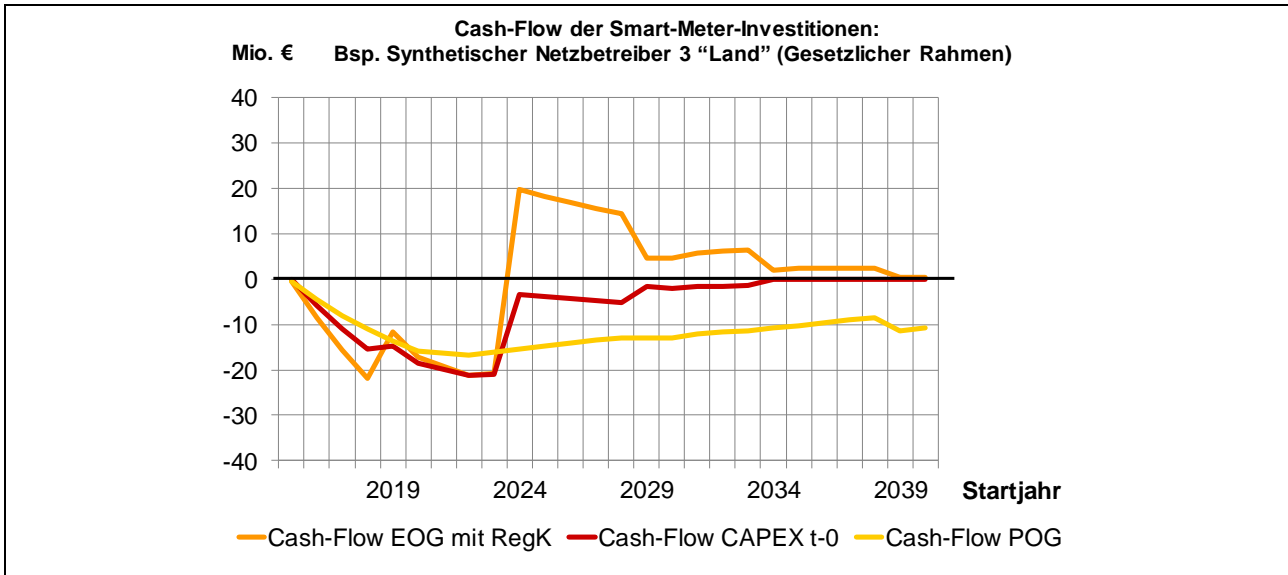


Abbildung 12: Liquiditätsanalyse im Szenario „Gesetzlicher Rahmen“.

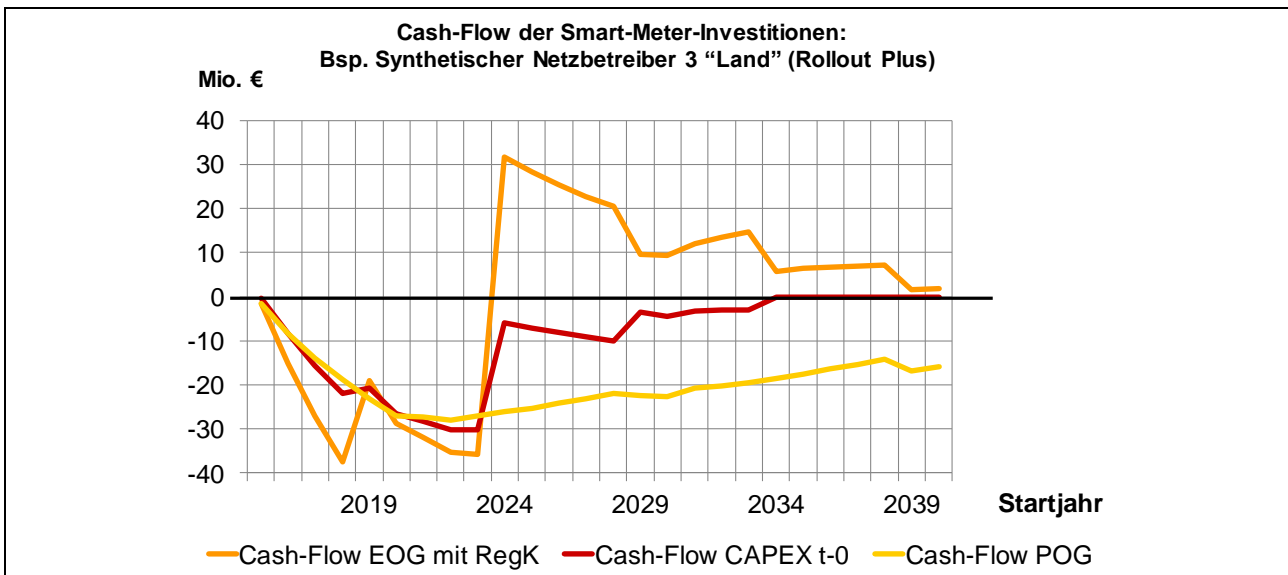


Abbildung 13: Liquiditätsanalyse im Szenario „Rollout Plus“.

Abbildung 14 zeigt den Stückkostenverlauf für das Szenario „Rollout Plus“. Im Unterschied zum Szenario „Gesetzlicher Rahmen“ werden hier iZ integriert. Zudem treten zusätzliche Kosten für das Schaltmodul zur Steuerung der iMSys und für den Einbau von Displays auf. Insgesamt zeigen die Stückkostenverläufe für iMSys und iZ über den Betrachtungszeitraum eine moderate Kostendegression. Diese Degression hat zwei wesentliche Treiber:

Studie „dena-Smart-Meter-Studie – Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse durch die Projektsteuergruppe“.

- Hohe fixe Initialkosten werden wie gewohnt abgeschrieben und verursachen damit fallende Stückkosten.
- Es kann spekuliert werden, dass zukünftige Produktivitätsverbesserung und Skaleneffekte in der Geräteherstellung für fallende Stückkosten sorgen werden. Im Modell wurde diese Erwartung mit dem aus der EOG bekannten generellen X-Faktor ($X_{GEN} = 1,5$ Prozent) abgebildet.
- Das Ziel der zeitlichen Verstetigung liegt darin, die Kosten intertemporal gleichmäßigen zu verteilen und zu vermeiden, dass ein Großteil der Kosten von den Endkunden getragen werden müssen, die bereits früh vom Ausbau der Smart Meter betroffen sind. Die zunächst höheren Stückkosten hemmen die Entwicklung eines liberalisierten Markts für Messung und Messstellenbetrieb.

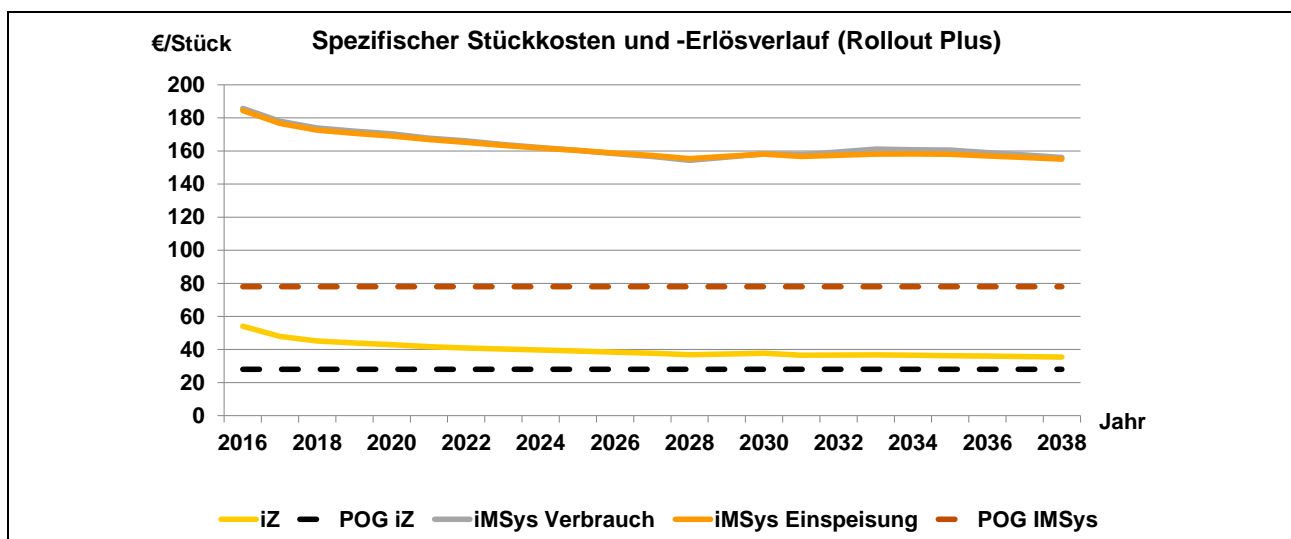


Abbildung 14: Spezifische Stückkosten und -Erlösverlauf Szenario „Rollout Plus“.

7 Empfehlungen

Die Ergebnisse der dena-SMS zeigen wesentliche Herausforderungen, die durch den flächendeckenden Rollout von iMSys und iZ auf die Stromverteilnetzbetreiber in Deutschland zukommen. Die notwendigen Investitionen in die umfangreiche Infrastrukturänderung und die laufenden Ausgaben für den sicheren und funktionstüchtigen Betrieb intelligenter Zähler und Messsysteme sind erheblich.

Empfehlungen auf Basis des Kostengutachtens

Das mikroökonomische Gutachten verdeutlicht, dass ein effizienter Rollout sich an der Größe und Organisationsstruktur der Verteilnetzbetreiber orientieren sollte und nur im begrenzten Umfang von der strukturellen Prägung des jeweiligen Netzgebiets abhängt. Ein gewisser Grad an unternehmerischer Freiheit ist folglich zentral für einen kostenminimalen Rollout. Es ist zu empfehlen, dass der Gesetzgeber mittel-

Studie „dena-Smart-Meter-Studie – Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse durch die Projektsteuergruppe“.

fristig Ziele setzt, z.B. im Hinblick auf Erfüllung definierter Rollout-Quoten (für iZ und IMSys) zu bestimmten Ziel- bzw. Stützjahren, den Netzbetreibern jedoch Freiheit bei der konkreten Umsetzung des Rollouts zwischen den Stützjahren lässt. Der Fortschritt des Rollouts sollte anhand der Zielerreichung überwacht werden, um bei Bedarf nachsteuern zu können. Auch mit Blick auf die Dynamik der Technologie- und Kostenentwicklung ist dieses Vorgehen vorzuschlagen. Für einen effizienten SMRO ist zudem eine grundsätzliche Mitwirkungspflicht des Letztverbrauchers Voraussetzung.

Mit Blick auf die Kosten und die Umsetzung des Rollouts, ist die Beibehaltung des Stichprobenverfahrens zu empfehlen. Das Stichprobenverfahren ermöglicht es den Unternehmen, die Funktionstüchtigkeit der Zähler anhand einer repräsentativen Stichprobe nachzuweisen und die Eichgültigkeit zu verlängern. Aufgrund der Altersstruktur herkömmlicher Zähler müssten, fiele das Stichprobenverfahren weg, erhebliche Mengen an Zählern in den ersten Jahren des Rollouts gegen intelligente Zähler getauscht werden. Die Umsetzung würde dadurch aus Marktkapazitätsgründen erschwert. Ein verpflichtender Rolloutpfad sollte sich an der tatsächlichen technischen Nutzungsdauer der herkömmlichen Zähler orientieren mit dem Ziel, den Smart-Meter-Rollout zu harmonisieren, Restwerte von herkömmlichen Zählern nicht zu vernichten und schwer abzuschätzende Preisentwicklungen für intelligente Zähler und Messsysteme aufgrund gesetzlich definierter, hoher Nachfrage zu Beginn einzugrenzen.

Vor dem Hintergrund der Analysen des Kostengutachtens der dena-SMS ist auf den erheblichen Investitionsbedarf für die Installation abgesetzter Displays in Verbindung mit dem Einsatz intelligenter Zähler im Szenario „Rollout Plus“ hinzuweisen. Der Einbau eines externen Displays beim Kunden verursacht hohe spezifische Ausgaben für die Netzbetreiber bzw. hohe Kosten für die Verbraucher. Ein abgesetztes Display ist daher nicht zu empfehlen. Unter dem Aspekt, allen Endverbrauchern transparente Informationen über ihren Stromverbrauch zur Verfügung zu stellen, kommt einer Visualisierung aber eine bedeutende Rolle zu. Der Netzbetreiber hat den Verbraucher daher in jedem Fall über die neuen Möglichkeiten des intelligenten Zählers aufzuklären und eine elektronische Schnittstelle zur Weitergabe der Daten am iZ bereitzustellen. Die genaue Ausgestaltung der Informationsangebote und die Klärung der Frage, wer diese Angebote anbietet war nicht Gegenstand dieser Studie und sollte unter Berücksichtigung der Markttrollen und ihrer Aufgaben tiefgreifender analysiert werden.

Die Kommunikationsinfrastruktur ist ein zentraler Baustein für einen einwandfreien Betrieb von Smart Meter. Die Voraussetzungen für eine im konkreten Anwendungsfall geeignete Kommunikationsanbindung intelligenter Messsysteme über Gateways in Deutschland sind jedoch sehr heterogen. Die im Zuge der Studiererstellung durchgeführten Expertenrunden und die Analysen des Kostengutachtens zeigen, dass sowohl eine Eigenlösung der Netzbetreiber als auch die Einbeziehung eines externen Dienstleisters beim Aufbau einer funktionstüchtigen Kommunikationsstruktur vorteilhaft sein können. Die Realisierung individueller Lösungen seitens der VNB zur Bereitstellung der Kommunikationsinfrastruktur für Smart Meter ist im Zuge des deutschlandweiten Rollouts zu ermöglichen, um die Ausgaben zu reduzieren und die operative Umsetzung lokal/regional zu flexibilisieren.

Im Rahmen des Kostengutachtens der dena-SMS wird von insgesamt (lediglich) 15 Gateway-Administratoren ausgegangen, die den sicheren und einwandfreien Umgang mit der Vielzahl an auflaufenden Daten und deren Weiterleitungen aller nationalen Verteilnetzbetreiber gewährleisten. Grundsätzlich wäre auch denkbar, dass jeder Netzbetreiber die Gateway-Administration alleinig übernimmt

Studie „dena-Smart-Meter-Studie – Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse durch die Projektsteuergruppe“.

und somit deutschlandweit bis zu 900 Administratoren existieren. Mit der Annahme von lediglich 15 Gateway-Administratoren wird in der dena-SMS eine Festlegung getroffen, die die Kosten für die Administration eingrenzt und den Umgang mit sensiblen Daten auf eine überschaubare Akteursgruppe beschränkt. Aus Unternehmenssicht wird bei einem deutschlandweiten Rollout die Vergabe von oder die Kooperation bei der Gateway Administration ein entscheidender Erfolgsfaktor sein.

Mit Blick auf die unterschiedliche Größe nationaler Netzbetreiber sind strategische Partnerschaften zwischen verschiedenen Netzbetreibern, insbesondere zwischen kleinen Unternehmen, grundsätzlich als sinnvoll einzustufen. Dadurch können Synergie- und Skaleneffekten bzgl. Beschaffung der Betriebsmittel und bei der Einbindung geeigneter Dienstleistern für Teilleistungen der operativen Rollout-Umsetzung erschlossen werden, die die Gesamtausgaben des Rollouts senken.

Empfehlungen auf Basis des Netzgutachtens

Das Netzgutachten der dena-SMS zeigt, dass grundsätzlich die Abregelung dezentraler Erzeuger (EE-Einspeisemanagement) gegenüber der Steuerung verbrauchsseitiger Lasten einen höheren Nutzen mit Blick auf die Möglichkeiten zur Vermeidung von Netzbau und Netzausbau nach sich zieht. Der aktuelle gesetzliche Rahmen ermöglicht die aktive Hebung dieser Netzdienlichkeit durch den Einsatz von iMSys auf Erzeugerseite nicht, da ein EE-Einspeisemanagement nach § 6 EEG i.V.m. § 11 EEG nur eine temporäre Lösung darstellt. Netzbetreiber sind gemäß § 9 EEG zur Erweiterung der Netzkapazität verpflichtet. Um mit Hilfe von iMSys durch die EE-Abregelung eine netzdienliche Wirkung zu erzielen, ist eine Anpassung des heute geltenden gesetzlichen Rahmens erforderlich. Dabei muss die netzdienliche Abregelung dezentraler Erzeuger nicht nur als Übergangslösung, sondern als dauerhafte Lösung zur Reduzierung des Netzausbaus verstanden werden. Damit die Interessen der betroffenen Anlagenbetreiber nicht übermäßig beschnitten werden, könnte die zulässige Abregelung auf einen definierten Anteil der jährlich eingespeisten Energie begrenzt werden.

Ähnliche Steuerungsmöglichkeiten, wie sie durch iMSys erschlossen werden, sind bereits heute bei vielen dezentralen Erzeugern vorhanden. Die bereits heute bestehenden Steuerungsmöglichkeiten beruhen auf den Regelungen gemäß § 6 EEG und betreffen Photovoltaikanlagen ab einer Nennleistung von 30 kW und übrige dezentrale Erzeuger ab einer Nennleistung von 100 kW.¹⁶ Des Weiteren stehen die Steuerungsmöglichkeiten, die durch iMSys bei Photovoltaikanlagen mit einer Nennleistung kleiner 30 kW erschlossen werden, aus Sicht der Netzdienlichkeit in Konkurrenz zur im heutigen EEG verankerten Möglichkeit, die Einspeiseleistung von Photovoltaikanlagen dauerhaft zu begrenzen. Bei der dauerhaften Leistungsbegrenzung gemäß § 6 Abs. 2 EEG überschreitet die Einspeisung zu keinem Zeitpunkt 70 Prozent der installierten Photovoltaik-Leistung. In diesem Fall wird eine netzdienliche Wirkung ohne weitere Kommunikationseinrichtungen erreicht. Der in der dena-SMS betrachtete flächendeckende Einsatz von iMSys bei dezentralen Erzeugern erfolgt unter der differenzierten Berücksichtigung von bereits heute existierenden Steuerungsmöglichkeiten der Netzbetreiber. Es ist jedoch zukünftig eine gesetzliche Regelung im Hinblick auf die technischen Voraussetzungen zur netzdienlichen Steuerung dezentraler Erzeuger zu schaffen, die den redundanten Einsatz von Steuerungsmöglichkeiten ausschließt. Ein Bestandsschutz für bereits verbaute Steuerungstechnologie in der Netzinfrastruktur ist dabei zu empfehlen, sofern eine ver-

¹⁶ Die technische Ausführung wird in den technischen Richtlinien für den Netzanschluss dezentraler Erzeuger ausgestaltet.

Studie „dena-Smart-Meter-Studie – Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse durch die Projektsteuergruppe“.

gleichbare Steuerungs- und Kontrollmöglichkeit im Netzbetrieb wie über ein iMSys erzielt wird. Ein frühzeitiger Austausch funktionstüchtiger Steuerungsmöglichkeiten erhöht die Kosten des Rollouts und stiftet aus Sicht der Verteilnetzbetreiber zum aktuellen Zeitpunkt keinen Mehrwert mit Blick auf die Vermeidung von Netzausbau und Netzbau.

Für den steuernden Zugriff des VNB auf verbraucherseitige Stromlasten gibt es gegenwärtig noch keine rechtliche Grundlage. Es ist davon auszugehen, dass zukünftige rechtliche Regelungen zur Steuerung verbraucherseitiger Stromlasten dem Stromkunden die Entscheidungsfreiheit geben werden, einer Laststeuerung durch den VNB zuzustimmen. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass für den Stromkunden ein direkter Nutzen, z.B. durch monetäre Vorteile, erwachsen muss, wenn er sich freiwillig für eine netzdienliche Lastverlagerung entscheidet.

Das Netzgutachten der dena-SMS verdeutlicht, dass der Nutzen, durch die Steuerung verbraucherseitiger Lasten mit Hilfe von iMSys Netzaus- und Netzbau zu vermeiden, vergleichsweise gering ist. Es zeigt sich, dass der Nutzen mit zunehmender Höhe der Lastverlagerung absolut steigt (d.h. der Nutzen im gewerblichen Bereich ist pro iMSys größer als im Segment der Haushalte). Das Kostengutachten verdeutlicht, dass die Ausgaben für ein iMSys deutlich höher liegen als für ein iZ. Die Kosten für die Einbringung von iMSys sind daher mit dem potenziellen Kundennutzen nachvollziehbar abzuwägen.

Wie die Ergebnisse der dena-SMS, aber auch der KNA zeigen, werden im Mittel wenigstens 22 Prozent der iMSys-Einbauten bis 2030 in Neubauten und bei großen Renovierungen erfolgen (3 Mio. Stück von 13,6 Mio. insgesamt). Hierbei stellt der Bereich Renovierungen naturgemäß noch eine große Unschärfe dar, sodass ggf. auch noch größere Stückzahlen in diesem Segment zu erwarten sind. In einzelnen Netzgebieten (bspw. mit fortgesetztem Anschlusszuwachs im Betrachtungszeitraum) liegen die zu erwartenden Quoten zudem deutlich höher.

Aufgrund der stetig zunehmenden Energieeffizienz sind gerade im Bereich Neubau Verbräuche < 6.000 kWh je Wohneinheit zu erwarten. Zudem besteht im deutschen Zählermarkt Wettbewerb, so dass zu erwarten steht, dass sich gerade für Neubauten/Renovierungen interessante Lösungen entwickeln werden. Sowohl aus dem Blickwinkel einer Senkung der Gesamtkosten des Rollouts als auch im Hinblick auf die durch den erwartungsgemäß geringen zu hebenden Nutzen sollte daher die generelle Verpflichtung zum Einsatz von iMSys in diesen Fällen überdacht werden. Stattdessen sollte auch hier die allgemeine Einbau-grenze Anwendung finden und der Einbau von iZ als Basisinfrastruktur erfolgen.

Den genannten Aspekten stehen zukunftsorientierte Netz- und Marktkonzepte gegenüber, die den Nutzen von intelligenten Zählern und Messsystemen von Erzeugern und Lasten im Netzbereich deutlich höher einstufen. Neue Marktrollen, die durch variable Tarife zur Entfaltung kommen, Energieeffizienzpotenziale, die durch erhöhte Transparenz des Stromverbrauchs unter verbesserten Voraussetzungen erschlossen werden können und auch Lastverschiebepotenziale, die durch das Zusammenlegen mehrerer kleiner Verbraucher gehoben werden können, sind nur einige Beispiele, die durchaus den flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler und Messsysteme sinnvoll begründen. Unter Berücksichtigung der Liberalisierung des Strommarkts und der damit verbundenen Entflechtung der Wertschöpfungskette von der Erzeugung, Transport / Verteilung und Vertrieb, sind diese Potenziale jedoch nicht unmittelbar den Netzbetreibern zuzurechnen.

Empfehlungen auf Basis des regulatorischen Gutachtens

Die Ergebnisse im regulatorischen Gutachten zeigen, dass sich die Diskussion zur Ausgestaltung der Regulierung mit dem Ziel, den SMRO adäquat abzubilden, in einem spannungsreichen Zieldreieck befinden, das zentral für die Gesamtbeurteilung ist. Das Zieldreieck umfasst:

- **Kostendeckung bzw. Finanzierung der Ausgaben des deutschlandweiten Rollouts:** Es sollte weder zu einer Kostenunterdeckung noch zu einer Kostenüberdeckung kommen.
- **Schutz des Wettbewerbs auf dem Markt für Messstellenbetreiber:** Der Messstellenbetrieb ist in Deutschland, im Gegensatz zu vielen anderen europäischen Ländern, liberalisiert.
- **Zumutbarkeit der Kostenüberwälzung auf die Verbraucher:** Es ist insbesondere eine zeitliche Verstetigung der aus den Kosten des SMRO resultierenden Entgelte anzustreben. Es wird als vertretbar angesehen, dass Kunden, die zu unterschiedlichen Zeitpunkten mit einem solchen System ausgestattet werden, mehr oder weniger dieselben Lasten tragen. D.h. die individuelle Kostenbelastung sollte zwar mit der Zahl der Jahre, die ein solches System zur Verfügung steht, variieren, jedoch möglichst wenig zwischen den einzelnen Jahren.

Für die drei analysierten Modellvarianten können folgende Schlussfolgerungen festgehalten werden:

- Das RegK unter dem EOG-Ansatz bewirkt beträchtliche Liquiditätsverzögerungen. Während der laufenden Regulierungsperiode fließen Mehrkosten auf das RegK und die Auflösung des RegK erfolgt mit 5-jähriger Ratentilgung in der nachfolgenden Periode. Insgesamt kann eine 10-jährige Verzögerung im Liquiditätsrückfluss entstehen.
- Zudem ist das RegK nicht handelsrechtlich aktivierbar, sodass in den Anfangsjahren des SMRO mit erheblichen Ergebniseinbrüchen bei den investierenden Unternehmen gerechnet werden muss.
- Die genaue Formulierung zum RegK in §5 ARegV und dem dazugehörigen Leitfaden der BNetzA sind überholt und müssen für die Anwendung im Falle des deutschlandweiten SMRO angepasst werden. Im regulatorischen Gutachten der dena-SMS wurde modelltechnisch angenommen, dass das RegK vollständige Anwendung findet, was allerdings nach dem Wortlaut der derzeitigen rechtlichen Regelung nicht gegeben ist. Sollte in der Praxis der Weg eines EOG-Ansatzes mit dem RegK weiter verfolgt werden, dann sollte die Ausgestaltung des RegK angepasst werden.
- Die „Ansammlung“ von Mehrkosten über 5 Jahre und ihre anschließende Auflösung führt zu Erössprüngen, die dem Gedanken einer zeitlichen Glättung der Entgelte für Messsysteme und intelligente Zähler entgegenstehen.
- Es ist zu beachten, dass im regulatorischen Gutachten der dena-SMS das Bestandsverteiltzetz im eingeschwungenen Zustand modelliert wurde, d.h. das sich auf die IKV negativ auswirkende Effekte eines zyklischen Ersatzbedarfs aus analytischen Gründen neutralisiert wurden. Die Erkenntnisse aus der dena-VNS bleiben von den Ergebnissen in dieser Studie unberührt. Dies betrifft vor allem das generelle Zeitverzugsproblem bei der Berücksichtigung von Investitionen im Rahmen der aktuellen Regelungen der ARegV.

Studie „dena-Smart-Meter-Studie – Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse durch die Projektsteuergruppe“.

Die Modellvariante „EOG mit CAPEX t-0“ löst zwar das Zeitverzugsproblem für die Investitionsausgaben des Rollouts (CAPEX), jedoch nicht für die Betriebsausgaben (OPEX). Die operative Umsetzung des Rollouts von iZ und iMSys stellt eine Transformationsphase mit relativ hohen OPEX dar: Die Betriebsausgaben sind hier nicht mehr in einem eingeschwungenen Zustand, sondern steigen im Betrachtungszeitraum sukzessiv an. Das OPEX-bedingte Zeitverzugsproblem macht sich dadurch gleichermaßen bei der IKV wie auch im Liquiditätsrückfluss bemerkbar. Sollte die Diskussion um die Weiterführung der Anreizregulierung in Deutschland in die Richtung des norwegischen Ansatzes gehen, so ist auf einen sachgerechten Umgang mit OPEX zu achten.¹⁷

In der Modellvariante „POG“ werden POG-Werte eingesetzt, die auf der KNA basieren¹⁸, jedoch aus internen Konsistenzgründen für diese Studie angepasst wurden.¹⁹ Die POG-Werte betragen für einen iZ rund 28 Euro und für ein iMSys rund 78 Euro. Die vorliegenden Berechnungen der dena-SMS zeigen, dass die Werte nicht für eine Kostendeckung ausreichen. Weiterhin zeigt sich, dass das relative Verhältnis der POG-Werte im Vergleich zu den unterliegenden Stückkosten die IKV-Ergebnisse je nach Szenario und je nach Profil stark beeinflusst. Es wird für den Regulierer in der Praxis schwierig sein, zielsicher POG-Werte zu setzen: Das Fehlerpotential ist hoch.

Der POG-Ansatz zeigt zudem zwei Verzögerungen im Liquiditätsrückfluss. Zum einen reicht der Gesamtliquiditätsrückfluss nicht aus, wenn keine Kostendeckung erreicht wird. Zum anderen bewirkt eine Kostendegression (d.h. im Zeitablauf fallende Stückkosten) in Kombination mit einer konstanten, auf Durchschnittskosten ausgelegten POG für anfängliche Kostenunterdeckung und spätere Kostenüberdeckung: Eine deutliche Verzögerung des Cash-Flows mit entsprechenden negativen Effekten für die Liquidität bleibt bestehen.

Generell ist festzuhalten, dass ohne flankierende Maßnahmen die Ziele im Zieldreieck bestehend aus Kostendeckung, Wettbewerb und zeitlich verstetigter POG nicht gleichzeitig erreichbar sind. Der Schutz des Wettbewerbs und die Finanzierung der Investitionsausgaben erfordern eine möglichst vollständige Kostenanerkennung. Insofern stehen diese beiden Ziele bei vollständiger Kostenanerkennung nicht im Konflikt zueinander.

Ein kurzer Überblick der Erfahrungen und Entwicklungen in ausgewählten Nachbarländern zeigt rasch, dass Deutschland eine Alleinstellung gewählt hat: In den Vergleichsländern ist der Markt für Messung und Messstellenbetrieb nicht liberalisiert, sodass deutlich mehr Spielraum bei der Ausgestaltung des Finanzierungsmodells und für die Sozialisierung der SMRO-Kosten verbleibt. Die Vergleichsländer tendieren dazu, die SMRO-Kosten in der EOG abzugelten und zumindest teilweise zu sozialisieren.

Ausgehend von den aktuell geltenden ARegV und Netzentgeltverordnung (NEV) sind folgende Probleme anzugehen:

¹⁷ Hierzu ist anzumerken, dass im Schäfer-Ansatz eine Betriebskostenpauschale in Höhe von 0,8% der jährlichen Anschaffungs- und Herstellungskosten (AHK) vorsieht, die im Rahmen des EOG mit CAPEX t-0-Ansatzes nicht berücksichtigt wird.

¹⁸ KNA (2013), S. 208.

¹⁹ Unter „POG-Werte“ wird ein monetärer Betrag verstanden, den die Netzbetreiber für den Einsatz von iZ und iMSys pauschal zugesprochen bekommen. Die Werte in der dena-SMS (78 Euro iMSys / 28 Euro iZ) wurden in beiden Fällen um 12 Euro Abrechnungskosten geringer in Ansatz gebracht als in der KNA.

Studie „dena-Smart-Meter-Studie – Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse durch die Projektsteuergruppe“.

- Der Umgang mit dem Regulierungskonto ist für den SMRO nicht geeignet und ist dementsprechend anzupassen. Das Regulierungskonto führt zu erheblichen negativen Effekten auf die Liquidität und das Unternehmensergebnis.
- Die Regulierungssysteme, insbesondere EOG mit CAPEX t-0, sind auf den investitionsgerechten Umgang mit OPEX zu überprüfen und ggf. anzupassen.
- Es ist zu vertiefen, wie durch geeignete Zuordnung von SMRO-Kosten in Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb und Netzentgelte die Zumutbarkeit für Endverbraucher nachhaltig verbessert werden kann, während gleichzeitig der Wettbewerb nicht behindert wird.

8 Ausblick

Die dena-Smart-Meter-Studie verdeutlicht, dass der Rollout von Smart Meter in Deutschland mit erheblichen infrastrukturellen Eingriffen verbunden ist und zudem viele Bereiche des Stromsystems berührt. Dabei sind die nationalen Stromverteilnetzbetreiber mit Kosten konfrontiert, die adäquat durch die Regulierung abzubilden sind. Eine Entwicklung von pauschalen Regulierungsansätzen erscheint aufgrund deutlicher Unterschiede zwischen den Netzbetreibern schwer realisierbar. Zur sachgerechten Kostenermittlung sind geeignete, die netzspezifischen Gegebenheiten berücksichtigende Kostenanalysen notwendig. Gleichmaßen ist für den deutschlandweiten SMRO ein Finanzierungsmechanismus zu definieren, der diese Gegebenheiten angemessen berücksichtigt.

Mit Blick auf die Fähigkeiten intelligenter Zähler und Messsysteme, einen Beitrag zur erfolgreichen Umsetzung der Energiewende in Deutschland zu leisten, liegen noch keine abschließenden Erkenntnisse vor. Mögliche weitere Nutzeneffekte mit Bezug auf die Bereitstellung von Systemdienstleistungsprodukten für den stabilen Netzbetrieb, Unterstützungen bei der Schaffung von Transparenz zum Energieverbrauch und einer damit einhergehenden Grundlage für Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz sind nur einige Beispiele, die verdeutlichen, dass weitere Einsatz- und Nutzenfelder von Smart Meter genauer zu analysieren sind. Insbesondere in Abwägung der Einsatzgebiete intelligenter Messsysteme gegenüber dem Einsatz intelligenter Zähler wird empfohlen, weitere Analysen durchzuführen.

Das regulatorische Gutachten verdeutlicht, dass alle drei untersuchten Modellvarianten im Hinblick auf das Zieldreieck aus Kostendeckung, Schutz des Wettbewerbs für Messstellenbetreiber und Zumutbarkeit der verbrauchsseitigen Kostenwälzung nicht vollständig erfüllen. Für die zum Rollout verpflichteten Netzbetreiber stellt keines der untersuchten Instrumente (EOG-Ansatz mit RegK, CAPEX t-0 und POG) sowohl die adäquate Verzinsung des eingesetzten Kapitals, als auch die Vermeidung von Liquiditätsengpässen sicher. Zur Gewährleistung einer vollumfänglichen Kostendeckung lassen sich aus den untersuchten Varianten die nachfolgenden Kernanforderungen ableiten:

- Zeitverzug zwischen Entstehung der Kosten und Beginn der regulatorischen Rückflüsse ist zu vermeiden.
- Refinanzierung sollte für CAPEX und OPEX sichergestellt werden.

Studie „dena-Smart-Meter-Studie – Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse durch die Projektsteuergruppe“.

Es bieten sich im Prinzip mehrere Ansätze an, diese Ziele zu erreichen. Zum Teil sind bereits in der derzeitigen ARegV Mechanismen implementiert, die jedoch weiterzuentwickeln sind. Zum Beispiel:

- Angelehnt an die in der ARegV aufgeführte Auflösungsregel zum RegK, könnten die Kosten des SMRO z.B. über einen Plankostenansatz in der Erlösobergrenze, mit einem, dem Regulierungskonto ähnlichem jährlichen Ist-Abgleich, berücksichtigt werden. Damit würden die Kosten des Rollouts zeitnäher anerkannt und von den Netznutzungserlösen separiert werden.
- Die auf das RegK fließenden Mehrkosten für den Smart-Meter-Rollout könnten entsprechend der ARegV als dauerhaft nicht-beeinflussbare Kosten direkt in die Erlösobergrenze einfließen und würden somit direkt durch die Regulierung anerkannt.
- SMRO-Kosten könnten als jährliche Investitionsmaßnahme durch die Regulierung anerkannt werden und würden damit ebenfalls nicht mehr dem Zeitverzug unterliegen. Dabei ist jedoch neben der CAPEX-Anerkennung auch auf eine auskömmliche Anerkennung der anfallenden OPEX zu achten, da diese einen wesentlichen Teil der anfallenden Gesamtausgaben für den Rollout ausmachen.

Eine genaue Ausgestaltung eines geeigneten Finanzierungsmechanismus sollte, unter Berücksichtigung der Ergebnisse dieser Studie zeitnah untersucht und diskutiert werden. Das enorme Finanzierungsvolumen stellt dabei eine große volkswirtschaftliche Herausforderung dar. Es ist ebenfalls auf die langfristige Kostendeckung bei der Finanzierung zu achten.

Studie „dena-Smart-Meter-Studie – Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse durch die Projektsteuergruppe“.

Anhang: Abkürzungen

| | |
|----------|--|
| ARegV | Anreizregulierungsverordnung |
| BMWi | Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie |
| BSI | Bundesamt für Sicherheit in der Informationswirtschaft |
| CAPEX | Capital Expenditure (Investitionskosten) |
| dena-VNS | dena-Verteilnetzstudie |
| dena-SMS | dena-Smart-Meter-Studie |
| DSL | Digital Subscriber Line |
| EE | erneuerbaren Energien |
| EEG | Erneuerbare-Energien-Gesetz (Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien) |
| EnWG | Energiewirtschaftsgesetz |
| EOG | Erlösobergrenze |
| FNN | Forum Netztechnik/Netzbetrieb im Verband der Elektrotechnik Elektronik Informations- technik e.V. |
| GPKE | Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität |
| GSM | Global System for Mobile Communications |
| HS | Hochspannung |
| IKV | Interne Kapitalverzinsung |
| iMSys | intelligentes Messsystem |
| iZ | intelligenter Zähler |
| KNA | Kosten-Nutzen-Analyse |
| kW | Kilowatt |
| KWK | Kraft-Wärme-Kopplung |
| NEV | Netzentgeltverordnung |
| NGK | Netzgebietsklassen |
| NS | Niederspannung |
| MS | Mittelspannung |
| OPEX | Operational Expenditure (Betriebskosten) |
| POG | Preisobergrenze |
| RegK | Regulierungskonto |

Studie „dena-Smart-Meter-Studie – Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse durch die Projektsteuergruppe“.

| | |
|---------|---|
| regWACC | regulatorische Weighted Average Cost of Capital (gewichteter Ø Kapitalkostensatz) |
| SMRO | Smart-Meter-Rollout |
| VNB | Verteilnetzbetreiber |
| WiM | Wechselprozesse im Messwesen |
| ZP | Zählpunkt |

Abbildungsverzeichnis

| | |
|---|----|
| Abbildung 1: Projektorganisation zur Studienerstellung..... | 11 |
| Abbildung 2: Globale Annahmen der zwei Szenarien der dena-Smart-Meter-Studie (deutschlandweite Betrachtung). | 12 |
| Abbildung 3: Wertschöpfungskette des Smart-Meter-Rollouts. | 13 |
| Abbildung 4: Aufteilung der Gesamtausgaben im Szenario „Gesetzlicher Rahmen“ und „Rollout Plus“ . | 17 |
| Abbildung 5: Sensitivitätsberechnungen zu abgesetzten Display und alternativer Visualisierung. | 19 |
| Abbildung 6: Rollout von iMSys im Szenario „Gesetzlicher Rahmen“ und „Rollout Plus“ auf Verbrauchsseite..... | 20 |
| Abbildung 7: Zuwachs an iMSys auf Erzeugerseite bis 2030 im Szenario „Rollout Plus“ | 21 |
| Abbildung 8: Einfluss der EE-Abregelung und einer netzdienlichen Verlagerung von Stromlasten auf den Investitionsbedarf in den betrachteten synthetischen Netzgebieten bis 2030. | 22 |
| Abbildung 9: Anteil der bis 2030 vermiedenen Investitionen bei Abregelung von Photovoltaikanlagen (PVA) und Windkraftanlagen (WKA). | 24 |
| Abbildung 10: Analyse der internen Kapitalverzinsung im Szenario „Gesetzlicher Rahmen“ | 26 |
| Abbildung 11: Analyse der internen Kapitalverzinsung im Szenario „Rollout Plus“ | 27 |
| Abbildung 12: Liquiditätsanalyse im Szenario „Gesetzlicher Rahmen“ | 28 |
| Abbildung 13: Liquiditätsanalyse im Szenario „Rollout Plus“ | 28 |
| Abbildung 14: Spezifische Stückkosten und -Erlösverlauf Szenario „Rollout Plus“ | 29 |

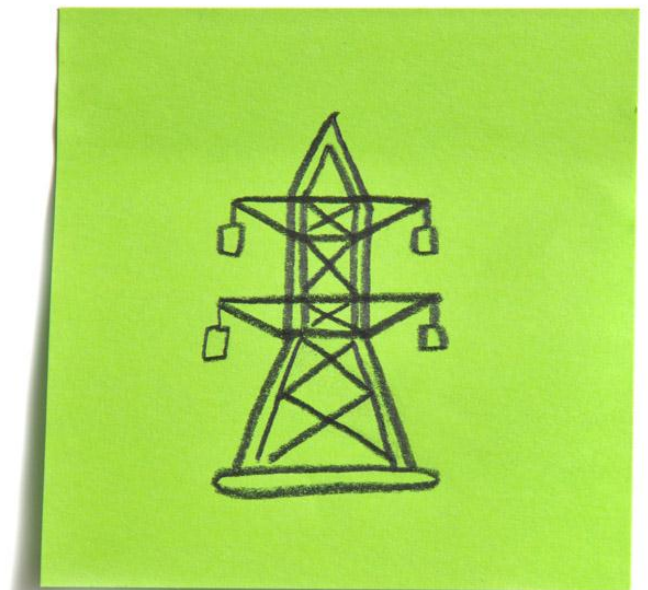
Tabellenverzeichnis

| | |
|---|----|
| Tabelle 1: Gesamtausgaben je synthetischer Netzbetreiber im Szenario „Gesetzlicher Rahmen“ | 16 |
| Tabelle 2: Gesamtausgaben der synthetischen Netzbetreiber im Szenario „Rollout Plus“ | 16 |
| Tabelle 3: Hinweise zur Einordnung der Ergebnisse des Netzgutachtens..... | 23 |

Deloitte.

dena-Smart-Meter-Studie

Bewertung der Kosten
Abschlussbericht



Autoren des Gutachtens

Ludwig Einhellig
Kamila Behrens
Laetitia v. Preysing

Impressum

Deloitte & Touche GmbH
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft
Rosenheimer Platz 4
81669 München

Deloitte Smart Grid Deutschland

www.deloitte.de

München, Juli 2014

Inhaltsverzeichnis

| | |
|--|-----|
| Abbildungsverzeichnis..... | 43 |
| Tabellenverzeichnis | 47 |
| Abkürzungsverzeichnis | 48 |
| 1 Zusammenfassung..... | 49 |
| 2 Einleitung | 54 |
| 3 Basisannahmen..... | 57 |
| 3.1 Szenarienbildung | 58 |
| 3.1.1 Szenario 1 der dena-SMS: „gesetzlicher Rahmen“ ... | 58 |
| 3.1.2 Szenario 2 der dena-SMS: „Rolloutszenario Plus“ ... | 61 |
| 3.2 Aufbau und Modellierung der Mengengerüste für den Rollout..... | 63 |
| 3.2.1 Zeitraum des Rollouts und Umrechnung auf Stützjahre | 63 |
| 3.2.2 Entwicklung der drei Netzgebietsklassen..... | 66 |
| 3.2.3 Aufteilung der Pflichteinbautfälle in die Netzgebietsklassen..... | 67 |
| 3.3 Synthetische Netzbetreiber | 71 |
| 3.4 Die Bedeutung von Ausgaben für die Untersuchung | 75 |
| 3.5 Vorgehen im Rahmen der Ausgabenerfassung..... | 76 |
| 3.6 Einzelausgabenwerte und Annahmen | 79 |
| 3.6.1 (Weiter-)Entwicklungsausgaben | 82 |
| 3.6.2 Ausgaben für Anschaffung..... | 87 |
| 3.6.3 Ausgaben für den Einbau | 93 |
| 3.6.4 Betriebsausgaben..... | 95 |
| 3.6.5 Instandhaltungsausgaben..... | 110 |
| 3.6.6 Prozess- und Verwaltungsausgaben..... | 111 |
| 3.6.7 Übersicht über alle Ausgabenpositionen..... | 113 |
| 3.7 Ausgabenanalyse und Grundlagen der Modellauswertung..... | 115 |

| | | |
|-----|--|-----|
| 4 | Analyse Szenario „gesetzlicher Rahmen“ | 116 |
| 4.1 | Jährliche Investitionsausgaben nach Wertschöpfungskettensicht | 116 |
| 4.2 | Investitionsausgaben nach Netzgebietenklassen | 119 |
| 4.3 | Laufende Ausgaben nach Wertschöpfungskettensicht | 122 |
| 4.4 | Laufende Ausgaben nach Netzgebietenklassen | 126 |
| 4.5 | Auswertung der Gesamtausgaben | 129 |
| 5 | Analyse Szenario „Rollout Plus“ | 132 |
| 5.1 | Jährliche Investitionsausgaben nach Wertschöpfungskettensicht | 132 |
| 5.2 | Investitionsausgaben nach Netzgebietenklassen | 134 |
| 5.3 | Laufende Ausgaben nach Wertschöpfungskettensicht | 140 |
| 5.4 | Laufende Ausgaben nach Netzgebietenklassen | 144 |
| 5.5 | Auswertung der Gesamtausgaben | 149 |
| 5.6 | Sensitivitätenanalyse Displays | 151 |
| 6 | Kritische Würdigung | 155 |
| 7 | Fazit und Handlungsempfehlungen | 158 |
| | Literaturverzeichnis | 164 |

Abbildungsverzeichnis

| | | |
|----------------|--|-----|
| Abbildung 1.1: | Zusammenfassung der Rahmenbedingungen der beiden Szenarien..... | 49 |
| Abbildung 1.2: | Aufteilung Pflichteinbaufälle auf synthetische Netzbetreiber | 50 |
| Abbildung 1.3: | Übersicht über die Gesamtausgaben der synthetischen Netzbetreiber 1-3 und Gegenüberstellung Normierung | 52 |
| Abbildung 1.4: | Vorgehen bei der Strategieentwicklung..... | 53 |
| Abbildung 3.1: | Vereinfachte Darstellung Einbauverlauf Szenario "gesetzlicher Rahmen" | 66 |
| Abbildung 3.2: | Vereinfachte Darstellung Einbauverlauf Szenario "Rollout Plus" | 66 |
| Abbildung 3.3: | Allgemeine Verteilung der bundesweiten Entnahmezählpunkte auf Netzgebietsklassen | 68 |
| Abbildung 3.4: | Allgemeine Verteilung der bundesweiten Einspeisezählpunkte auf Netzgebietsklassen..... | 69 |
| Abbildung 3.5: | Die Wertschöpfungskette des Smart-Meter-Rollouts für einen VNB/MSB | 78 |
| Abbildung 3.6: | Untergliederung der Wertschöpfungskette in Investitionen und laufende Ausgaben | 79 |
| Abbildung 4.1: | Szenario 1, jährliche Investitionsausgaben-Verläufe in Untergruppen, SNB 1 | 116 |
| Abbildung 4.2: | Szenario 1, jährliche Investitionsausgaben-Verläufe in Untergruppen, SNB 2..... | 117 |
| Abbildung 4.3: | Szenario 1, jährliche Investitionsausgaben-Verläufe in Untergruppen, SNB 3..... | 117 |
| Abbildung 4.4: | Szenario 1, jährliche Investitionsausgaben SNB 1 für 1 Mio ZP | 118 |
| Abbildung 4.5: | Szenario 1, jährliche Investitionsausgaben SNB 2 für 1 Mio. ZP | 118 |
| Abbildung 4.6: | Szenario 1, jährliche Investitionsausgaben SNB 3 für 1 Mio. ZP | 118 |
| Abbildung 4.7: | Szenario 1, jährliche Ausgaben für Anschaffung, SNB 1 | 120 |
| Abbildung 4.8: | Szenario 1, jährliche Ausgaben für Anschaffung, SNB 2 | 120 |

| | | |
|-----------------|--|-----|
| Abbildung 4.9: | Szenario 1, jährliche Ausgaben für Anschaffung, SNB 3..... | 120 |
| Abbildung 4.10: | Szenario 1, jährliche Einbauausgaben des Rollouts, SNB 1..... | 121 |
| Abbildung 4.11: | Szenario 1, jährliche Einbauausgaben des Rollouts, SNB 2..... | 122 |
| Abbildung 4.12: | Szenario 1, jährliche Einbauausgaben des Rollouts, SNB 3..... | 122 |
| Abbildung 4.13: | Szenario 1, laufende Ausgaben – Verläufe nach Untergruppen (kumuliert), SNB 1..... | 123 |
| Abbildung 4.14: | Szenario 1, laufende Ausgaben – Verläufe nach Untergruppen (kumuliert), SNB 2..... | 123 |
| Abbildung 4.15: | Szenario 1, laufende Ausgaben – Verläufe nach Untergruppen (kumuliert), SNB 3..... | 124 |
| Abbildung 4.16: | Szenario 1, laufende Ausgaben – Verläufe SNB 1 für 1 Mio. ZP..... | 125 |
| Abbildung 4.17: | Szenario 1, laufende Ausgaben – Verläufe SNB 2 für 1 Mio. ZP..... | 125 |
| Abbildung 4.18: | Szenario 1, laufende Ausgaben – Verläufe SNB 3 für 1 Mio. ZP..... | 125 |
| Abbildung 4.19: | Szenario 1, jährliche Betriebsausgaben (kumuliert), SNB 1..... | 126 |
| Abbildung 4.20: | Szenario 1, jährliche Betriebsausgaben (kumuliert), SNB 2..... | 127 |
| Abbildung 4.21: | Szenario 1, jährliche Betriebsausgaben (kumuliert), SNB 3..... | 127 |
| Abbildung 4.22: | Szenario 1, Verwaltungs- und Prozessausgaben, SNB 1..... | 128 |
| Abbildung 4.23: | Szenario 1, Verwaltungs- und Prozessausgaben, SNB 2..... | 129 |
| Abbildung 4.24: | Szenario 1, Verwaltungs- und Prozessausgaben), SNB 3..... | 129 |
| Abbildung 4.25: | Szenario 1, Rolloutausgaben, SNB 1..... | 129 |
| Abbildung 4.26: | Szenario 1, Rolloutausgaben, SNB 2..... | 130 |
| Abbildung 4.27: | Szenario 1, Rolloutausgaben, SNB 3..... | 130 |
| Abbildung 5.1: | Szenario 2, jährliche Investitionsausgaben – Verläufe in Untergruppen, SNB 1..... | 132 |
| Abbildung 5.2: | Szenario 2, jährliche Investitionsausgaben – Verläufe in Untergruppen, SNB 2..... | 133 |
| Abbildung 5.3: | Szenario 2, jährliche Investitionsausgaben – Verläufe in Untergruppen, SNB 3..... | 133 |

| | | |
|-----------------|---|-----|
| Abbildung 5.4: | Szenario 2, jährliche Anschaffungsausgaben, SNB 1 | 135 |
| Abbildung 5.5: | Szenario 2, jährliche Anschaffungsausgaben, SNB 2 | 135 |
| Abbildung 5.6: | Szenario 2, jährliche Anschaffungsausgaben, SNB 3 | 136 |
| Abbildung 5.7: | Szenario 2, jährliche Einbauausgaben, SNB 1 | 137 |
| Abbildung 5.8: | Szenario 2, jährliche Einbauausgaben, SNB 2 | 137 |
| Abbildung 5.9: | Szenario 2, jährliche Einbauausgaben, SNB 3 | 138 |
| Abbildung 5.10: | Szenario 2, jährliche Einbauausgaben, SNB 1, 1 Mio. ZP | 139 |
| Abbildung 5.11: | Szenario 2, jährliche Einbauausgaben, SNB 2, 1 Mio. ZP | 139 |
| Abbildung 5.12: | Szenario 2, jährliche Einbauausgaben, SNB 3, 1 Mio. ZP | 139 |
| Abbildung 5.13: | Szenario 2, jährliche laufende Ausgaben – Verläufe in Untergruppen, SNB 1 | 140 |
| Abbildung 5.14: | Szenario 2, jährliche laufende Ausgaben – Verläufe in Untergruppen, SNB 2 | 140 |
| Abbildung 5.15: | Szenario 2, jährliche laufende Ausgaben – Verläufe in Untergruppen, SNB 3 | 141 |
| Abbildung 5.16: | Szenario 2, jährliche laufende Ausgaben – Verläufe in Untergruppen, SNB 1, normiert auf 1 Mio. Zählpunkte | 142 |
| Abbildung 5.17: | Szenario 2, jährliche laufende Ausgaben – Verläufe in Untergruppen, SNB 2, normiert auf 1 Mio. Zählpunkte | 142 |
| Abbildung 5.18: | Szenario 2, jährliche laufende Ausgaben – Verläufe in Untergruppen, SNB 3, normiert auf 1 Mio. Zählpunkte | 143 |
| Abbildung 5.19: | Szenario 2, jährliche kumulierte Betriebsausgaben, SNB 1 | 144 |
| Abbildung 5.20: | Szenario 2, jährliche kumulierte Betriebsausgaben, SNB 2 | 145 |
| Abbildung 5.21: | Szenario 2, jährliche kumulierte Betriebsausgaben, SNB 3 | 145 |
| Abbildung 5.22: | Szenario 2, jährliche kumulierte Instandhaltungsausgaben, SNB 1 | 146 |
| Abbildung 5.23: | Szenario 2, jährliche kumulierte Instandhaltungsausgaben, SNB 2 | 146 |

| | |
|--|-----|
| Abbildung 5.24: Szenario 2, jährliche kumulierte Instandhaltungsausgaben, SNB 3..... | 147 |
| Abbildung 5.25: Szenario 2, jährliche kumulierte Verwaltungs- und Prozessausgaben, SNB 1 | 147 |
| Abbildung 5.26: Szenario 2, jährliche kumulierte Verwaltungs- und Prozessausgaben, SNB 2 | 148 |
| Abbildung 5.27: Szenario 2, jährliche kumulierte Verwaltungs- und Prozessausgaben, SNB 3 | 148 |
| Abbildung 5.28: Szenario 2, Rolloutausgaben, SNB 1 | 149 |
| Abbildung 5.29: Szenario 2, Rolloutausgaben, SNB 2..... | 150 |
| Abbildung 5.30: Szenario 2, Rolloutausgaben für SNB 3..... | 150 |
| Abbildung 7.1: Verschiedene Stellhebel für die Rolloutstrategie . | 161 |

Tabellenverzeichnis

| | | |
|---------------|--|-----|
| Tabelle 3.1: | Verteilung der bundesweiten Anzahl Pflichteinbaufälle im Bereich der der Entnahme auf Netzgebietsklassen für die beiden Szenarien..... | 68 |
| Tabelle 3.2: | Verteilung der bundesweiten Anzahl Pflichteinbaufälle im Bereich der Einspeisung auf Netzgebietsklassen für die beiden Szenarien..... | 70 |
| Tabelle 3.3: | Zusammensetzung der synthetischen Netzbetreiber aus NGKs..... | 71 |
| Tabelle 3.4: | Szenario 1, Anzahl auszurollender Geräte für den SNB 1 | 72 |
| Tabelle 3.5: | Szenario 2, Anzahl auszurollender Geräte für den SNB 1 | 72 |
| Tabelle 3.6: | Szenario 1, Anzahl auszurollender Geräte für den SNB 2..... | 73 |
| Tabelle 3.7: | Szenario 2, Anzahl auszurollender Geräte für den SNB 2..... | 73 |
| Tabelle 3.8: | Szenario 1, Anzahl auszurollender Geräte für den SNB 3..... | 74 |
| Tabelle 3.9: | Szenario 2, Anzahl auszurollender Geräte für den SNB 3..... | 74 |
| Tabelle 3.10: | Aufteilung der Anbindung der Gateways..... | 106 |
| Tabelle 3.11: | Quotierung der Einzelausgaben der WAN-Anbindung (drahtgebunden) je Netzgebietsklasse..... | 106 |
| Tabelle 3.12: | Quotierung der Einzelausgaben der WAN-Anbindung (drahtlos) je Netzgebietsklasse..... | 107 |
| Tabelle 3.13: | Zusammenfassende Übersicht über Ausgabenpositionen des Rollouts..... | 113 |
| Tabelle 5.1: | Ausgaben unter der Annahme „100% Displays“ im Vergleich zum Szenario Rollout Plus | 152 |
| Tabelle 5.2: | Ausgaben unter der Annahme „0% Displays“ im Vergleich zum Szenario Rollout Plus | 153 |
| Tabelle 5.2: | Ausgaben unter der Annahme „0% Displays und keine verpflichtende Visualisierung“ im Vergleich zum Szenario Rollout Plus | 154 |
| Tabelle 7.1: | Kumulierte Gesamtausgaben des Rollouts im Jahr 2030..... | 158 |

Abkürzungsverzeichnis

| | |
|--------|--|
| AMM | Advanced Meter Management |
| BNetzA | Bundesnetzagentur |
| BMWi | Bundeswirtschaftsministerium |
| BPL | Breitband-Powerline |
| BSI | Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik |
| CAPEX | Capital Expenditure |
| CRM | Customer Relationship Management |
| Dena | Deutsche Energie Agentur |
| EDM | Energy Data Management |
| EEG | Erneuerbare Energien Gesetz |
| ENWG | Energiewirtschaftsgesetz |
| ERP | Enterprise Resource Planning |
| FNN | Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE |
| FZ | Ferrariszähler |
| GPRS | General Packet Radio Service (Mobilfunkstandard) |
| GSM | Global System for Mobile Communications (Mobilfunkstandard) |
| iMSys | intelligentes Messsystem |
| ISMS | Information Security Management System |
| iZ | intelligenter Zähler |
| KNA | Kosten-Nutzen-Analyse (Ernst & Young) |
| kWh | Kilowattstunde |
| KZ | konventioneller Zähler |
| LTE | Long Term Evolution (Mobilfunkstandard) |
| MDM | Meter Data Management |
| MessZV | Messzugangsverordnung |
| MSysV | Messsystemverordnung |
| NLS | Netzleitstelle |
| OPEX | Operational Expenditure |
| PLC | Powerline Communication |
| SMGW | Smart Meter Gateway |
| SNB | Synthetischer Netzbetreiber |
| TOTEX | Total Expenditure |
| VDE | Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. |
| WAN | Wide Area Network |
| WFM | Work Force Management |

1 Zusammenfassung

Zielsetzung dieses Gutachtens ist es, die durch den Rollout von Smart Metering entstehenden Ausgaben entlang einer ganzheitlichen Wertschöpfungskette für verschiedene Stromverteilnetzbetreiber zu analysieren. Dabei orientiert sich dieses Gutachten am Rollout, wie er derzeit gesetzlich vorgegeben ist bzw. in der Kosten-Nutzen-Analyse des BMWi (KNA) empfohlen wird. Die KNA schlägt mit einem zeitlichen Horizont bis 2032 eine differenzierte Einführung von intelligenten Zählern (iZ) und intelligenten Messsystemen (iMSys) für verschiedene Verbrauchergruppen und unter der Annahme der Möglichkeit eines aktiven Einspeisemanagements für Anlagen erneuerbarer Energien vor.

Im Kostengutachten wurden zunächst Szenarien bestimmt (Vgl. Kapitel 3 – 3.1.2). Diese berücksichtigen neben den in Deutschland geltenden gesetzlichen Regelungen auch die Ergebnisse der KNA und lassen sich – wie in der folgenden Abbildung dargestellt – verkürzt zusammenfassen.

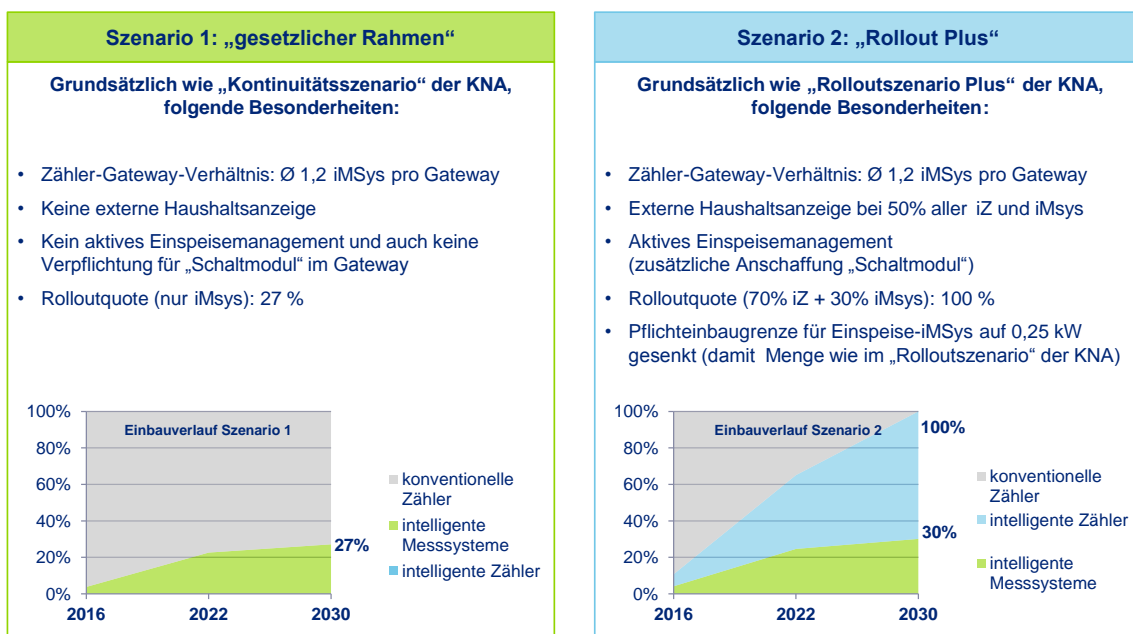


Abbildung 1.1: Zusammenfassung der Rahmenbedingungen der beiden Szenarien

Diese Szenarien wurden in Kooperation mit den Projektpartnern sowie den Gutachtern der anderen Arbeitspakete entwickelt, ausgewählt und bewertet, wobei dieses Gutachten dabei eine realisti-

sche Ausgabenerfassung und -berechnung für die operative Umsetzung des Rollouts aus Sicht von Stromverteilnetzbetreibern liefern soll.

Die dena-Smart-Meter-Studie (dena-SMS) ist eine Ergänzung und Umsetzung von Teilen der KNA aus betriebswirtschaftlicher Sicht mit dem Fokus auf Netzbetreiber und die zwei Basisszenarien bauen direkt auf ihren Ergebnissen auf. Da die Stromversorgungslandschaft in Deutschland aber heterogen zusammengesetzt ist, war es erforderlich, bei der Modellierung eine Betrachtung von verschiedenen „Regionen“ (die Netzgebietsklassen „städtisch“, „halbstädtisch“ und „ländlich“) zu ermöglichen und auch Mischwerte zusammensetzen und betrachten zu können (vgl. Kapitel ab 3.2.2). Deswegen wurden Ergebnisparameter der KNA (wie z.B. Rolloutmengen von intelligenten Zählern oder intelligenten Messsystemen) entsprechend weiterentwickelt. Insbesondere eine unterschiedliche Aufteilung der Pflichteinbaufälle für Gateways, an welche Erneuerbare-Energien-Anlagen angeschlossen werden, bzw. für Gateways, an welche Verbraucher angeschlossen werden, in verschiedene Netzgebietsklassen wurde durchgeführt. Dieser Ansatz ermöglicht es, verschiedene, sogenannte „synthetische“ Netzbetreiber zu bilden. Damit können Unterschiede zwischen Netzgebietsklassen differenziert herausgearbeitet werden, sodass sich möglichst viele Netzbetreiber wiederfinden.

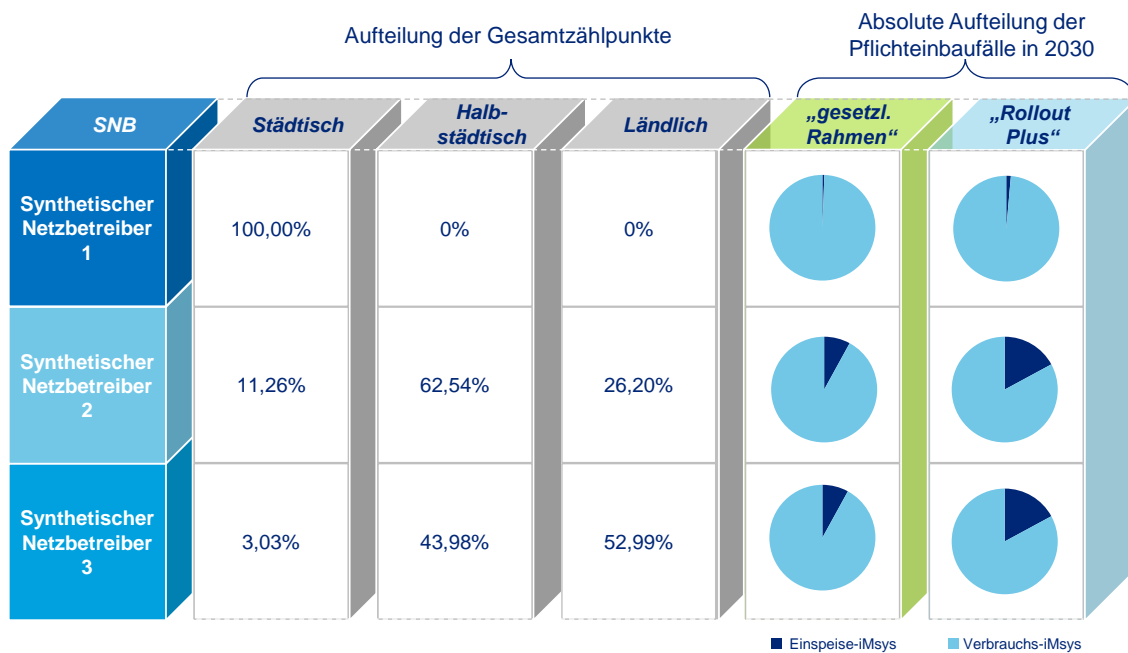


Abbildung 1.2: Aufteilung Pflichteinbaufälle auf synthetische Netzbetreiber

Ein Großteil des Deloitte-Gutachtens beschäftigt sich des Weiteren mit der Entwicklung eines netzbetreiberspezifischen Ausgabengerüsts zur ganzheitlichen Erfassung der zu erwartenden Ausgaben eines Rollout. Hierbei wurden die erforderlichen Ausgabenparameter (der Basiskatalog) für jede betrachtete Netzbetreibergruppe zunächst eruiert, umfangreich diskutiert und im Nachgang validiert. Aufgrund des breiten Erfahrungsspektrums der beteiligten Projektpartner erfolgte die Analyse aber darüber hinaus, neben den regelmäßig stattfindenden Projektsteuerungsgremien, in einigen ganztägig ausgelegten Fachexpertenworkshops sowie in mehrfachen schriftlichen Iterationsschleifen sowie Telefonkonferenzen innerhalb des dafür gegründeten Arbeitskreises „Kosten und Strategien“. (Vgl. Kapitel 3.4 – 3.7)

Die ab Kapitel 4 durchgeführte quantitative und qualitative Analyse der Ausgaben und Identifikation der wesentlichen Kostentreiber ist neben der Analyse unmittelbarer Effekte, die durch Einsatz von Smart Meter- bzw. Gateway-Technologien für die Netzbetreiber zu erwarten sind, ein zusätzliches Ergebnis dieses Gutachtens.

Mengeneffekt

Im Szenario „gesetzlicher Rahmen“ gibt es – absolut gesehen – bei allen SNBs weniger Pflichteinbaufälle im Bereich der Einspeisung. Im Szenario „Rollout Plus“ gibt es eine Senkung der Pflichteinbaugrenze für Einspeiser (Ausweitung der Menge) und somit mehr Pflichteinbaufälle, **A1** was sich ausgabenerhöhend vor allem beim eher ländlich geprägten SNB 3 bemerkbar macht. **A2**

Einzelausgabeneffekt

Die Einzelausgaben sind gemäß unserer Erhebung bei den halbstädtischen VNBs jeweils am Höchsten, deswegen ist dieser durchgängig in beiden Szenarien teurer (weil es hier auch eine relativ hohe Anzahl an Einspeisegateways gibt.) **B**

| | SNB 1 | SNB 2 ^B | SNB 3 |
|--|-------|--------------------|-------|
| Gesetzl. Rahmen (Mio. EUR) | 1.121 | 1.379 | 680 |
| Gesetzl. Rahmen (Mio. EUR) <i>[Normiert auf 1 Mio. ZP]</i> | 467 | 478 | 460 |
| Rollout Plus (Mio. EUR) | 1.944 | 2.451 | 1.237 |
| Rollout Plus (Mio. EUR) <i>[Normiert auf 1 Mio. ZP]</i> | 813 | 856 | 837 |

Abbildung 1.3: Übersicht über die Gesamtausgaben der synthetischen Netzbetreiber 1-3 und Gegenüberstellung Normierung

Wie in der obenstehenden Abbildung dargestellt, hat der SNB 1, im 1. Szenario noch höhere Ausgaben als der eher ländlich geprägte SNB 3. Dies ist in ähnlicher Weise auch nach einer Normierung auf jeweils 1 Mio. Zählpunkte der Fall. Im 2. Szenario hat der SNB 1 dagegen überproportional niedrigere Betriebsausgaben für Gateways im Vergleich zum SNB 3. Das liegt daran, dass dieser im 2. Szenario proportional mehr Gateways als der eher städtisch geprägte SNB 1 hat. Der „B Einzelausgabeneffekt“ wird also durch den „A Mengeneffekt“ überkompensiert. Für den synthetischen Netzbetreiber 3 verhält sich dies gegensätzlich.

Es zeigt sich, dass mit einem Anteil von ca. 54-74 Prozent die Betriebsausgaben in beiden Szenarien und in allen drei analysierten Netzgebieten die Gesamtausgaben dominieren. Die monetäre und qualitative Auswertung der entwickelten Szenarien durch eine Berechnung der Ausgaben sowie eine Identifikation und Analyse von Kostentreibern (z.B. Installation) lässt ferner Optimierungspotenziale sowie Handlungsempfehlungen (Kapitel 4 und 5) erkennen.

Aus den beiden Szenarien wurden mithilfe des dynamischen Modells und der qualitativen Einschätzungen aller am Projekt Beteiligten geeignete Strategieanalysen für die zu betrachtenden Netzbetreibergruppen entwickelt. Nach der kritischen Würdigung (in Kapitel 6) werden die Analyseergebnisse im Hinblick auf die gewählten Untersuchungsszenarien unter zahlreichen Aspekten wie z.B. der zeitlichen Ausgestaltung des Rollout (Massen-Rollout, Turnus etc.), der Abbildung verschiedener Versorgungsaufgaben (z.B. Stadt, Land und Kombination), der möglichen Kommunikationskanäle (Anteile GSM, DSL, Powerline etc., Eigenbetrieb oder Dienstleistung) und dem Umgang mit dem Datenmanagement qualitativ

gegenübergestellt. Die folgende schematische Darstellung ver-sinnbildlicht den Prozess, der sich dabei durch das gesamte Stu-diendesign des Kostengutachtens zieht.

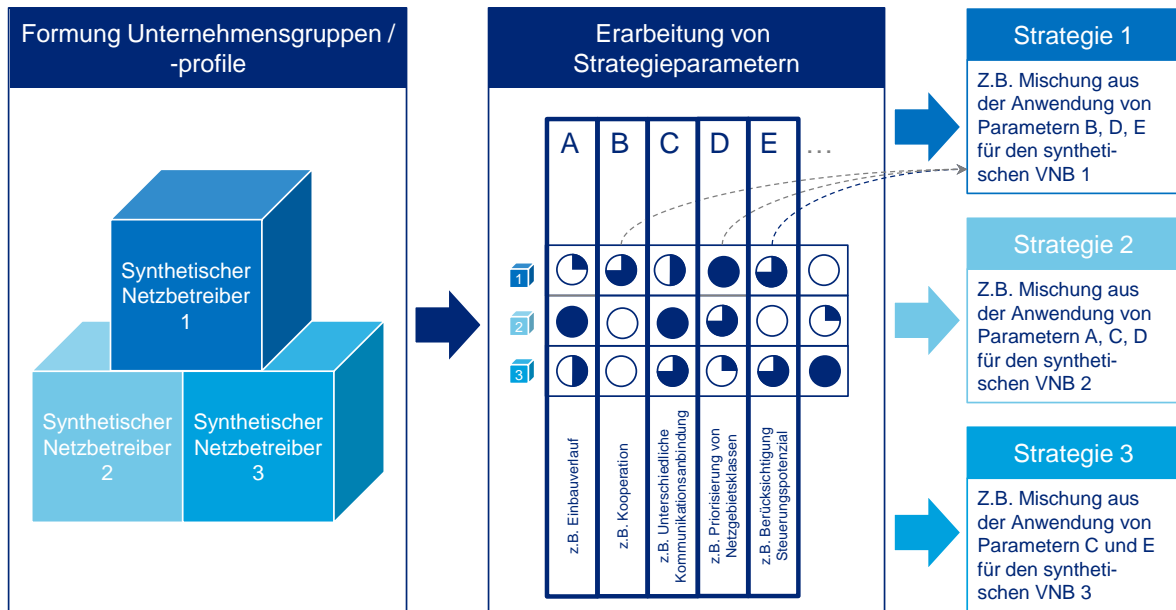


Abbildung 1.4: Vorgehen bei der Strategieentwicklung

2 Einleitung

Bereits das 3. Binnenmarktpaket (RL für Strom 2009/72/EG) forderte die Einführung von intelligenten Messsystemen und Zählern, die die aktive Beteiligung der Verbraucher am Stromversorgungsmarkt unterstützen, in allen europäischen Mitgliedstaaten. Einige Mitgliedstaaten hatten entsprechende Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen durchgeführt, um zu prüfen, in welcher Form die Ausgestaltung und Einführung von diesen Systemen wirtschaftlich vertretbar erscheint.

Etwas später und vor dem Hintergrund der europaweiten Ziele zur Steigerung der Energieeffizienz wurden in der EU-Energieeffizienzrichtlinie 2012/27/EU weitere Maßnahmen und Instrumente definiert. Unter anderem legt diese die Einführung von „intelligenten Zählern“ in allen europäischen Mitgliedstaaten fest. Nach der etwas älteren EU-Richtlinie Energieeffizienz und Energiedienstleistungen 2006/32/EG sind Zähler insofern intelligent, wenn sie den tatsächlichen Verbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit feststellen, unter der Einschränkung, dass dies technisch machbar, finanziell vertretbar und im Vergleich zu den potenziellen Energieeinsparungen angemessen sein muss. Durch das hohe Einspeiseaufkommen von Strom aus dezentraler Erzeugung Erneuerbarer Energien entwickeln sich immer mehr Verbraucher vom passiven Stromkonsumenten zum gleichzeitig aktiven Stromproduzenten, dem sogenannten Prosumer. Damit fließt der Strom nicht länger im Netz nur in eine Richtung. Ein zweiseitiger Informations- und Energiefluss ist daher von zentraler Bedeutung. Bereits an dieser Stelle zeigt sich auch, wie wichtig ein einheitliches Verständnis in Bezug auf „Smart Metering“ ist, da – zumindest im europäischen Vergleich nicht jeder „intelligente Zähler“ auch intelligent steuern kann. Damit über ein intelligentes Messsystem ein Eingreifen in die Versorgungsprozesse sowie ein Einwirken auf Kleinanlagen möglich sind, werden derzeit auf politischer Ebene ein neuer Ordnungsrahmen und ein neues Marktdesign diskutiert. Die Geräte könnten den Energieversorgern wichtige Dispositionsdaten liefern und damit ein Reagieren auf den variablen Energiebedarf der Endabnehmer und die volatile Einspeisung ermöglichen. Ziel ist es unter anderem, eine Überlastung der

Betriebsmittel und eine unzulässige Erhöhung der Netzspannung zu vermeiden.

Die Umsetzung des EU-Primärrechts bzw. die nun nach § 21c Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) geltenden Verpflichtungen zum Einbau intelligenter Messsysteme haben bislang in der Praxis aber nicht dazu geführt, den Anteil elektronischer Zähler, die für eine weitergehende „intelligente“ Kommunikation ausgelegt sind, signifikant zu erhöhen. Die bisherigen Praxiserfahrungen mit Smart Metering bzw. dem Einsatz intelligenter Stromzähler in Deutschland basieren noch überwiegend auf Pilotprojekten bzw. einigen großflächigen Vorhaben, die insbesondere von Energieversorgungsunternehmen zusammen mit Herstellern sowie Beratungs- und Forschungsinstitutionen durchgeführt werden bzw. wurden.¹

In einigen europäischen Staaten (z. B. Italien) wurden teilweise bereits vor mehreren Jahren eine vollständige Umrüstung auf elektronische Zähler beschlossen und intelligente Zähler großflächig ausgerollt. Häufig handelt es sich dabei um einfache elektronische Zähler mit lediglich eingeschränkten Kommunikationsschnittstellen, die nur zu einem geringen Grad die grundsätzlich weitreichenden Möglichkeiten von Smart Metering ausnutzen.

Deren Einsatz soll schließlich die wirtschaftliche Energieversorgung nicht gefährden – etwa durch Hacker-Angriffe – und für die Verbraucher finanziell tragfähig sein. Voraussetzung dafür ist, dass die Endkunden die Mehrausgaben der intelligenten Zähler durch Energieeinsparungen, Lastverlagerungen und Mehrwertdienste kompensieren können.

Um einen (technisch) möglichst reibungslosen Rollout und die fehlerfreie Zusammenarbeit der Geräte verschiedener Hersteller mit den unterschiedlichsten Datenerfassungssystemen von Netzbetreibern, Messsystembetreibern und diversen Dienstleistern zu erreichen, bereitet das Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN) zurzeit technische Anforderungen für den sicheren Systembetrieb vor, die dann in Lastenhefte und Testcases für Steuermodul, Zähler und Gateways einfließen. Ein Gremium aus Spezialisten baute dazu eine Struktur auf, mit der sich Verbesserungen und Weiterentwicklungen der FNN-Lastenhefte gezielt behandeln und

¹ Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Smart Energy made in Germany – Erkenntnisse zum Aufbau und zur Nutzung intelligenter Energiesysteme im Rahmen der Energiewende, Ergebnisbericht, Berlin 2014.

einbringen lassen. Damit hat jeder Hersteller die Möglichkeit, die Interoperabilität seiner Zähler und Gateways zu testen. Diese Messsysteme sollen zukünftig auch ein intelligentes Last- und Ein-
speisemanagement ermöglichen.

Sobald die Technik verfügbar ist, sind Messstellenbetreiber (regulierte wie wettbewerbliche), die Zählpunkte betreuen, welche bestimmte Kriterien erfüllen, aber verpflichtet, ein „intelligentes Messsystem“ einzubauen.

Es müssen bis zu 50 Millionen intelligente Messsysteme und intelligente Zähler deutschlandweit verbaut werden. Der ursprüngliche EU-weite Ansatz, 80 Prozent aller Haushalte mit intelligenten Messsystemen auszustatten, wird bereits in der KNA aus Kostengründen nicht empfohlen. Stattdessen wird das so genannte „Roll-out-Szenario Plus“ favorisiert. Darin werden die bisher bestehenden Pflichten für den Einbau intelligenter Messsysteme – bei einem Energieverbrauch von mehr als 6.000 Kilowattstunden pro Jahr (kWh/a) und bei Neubauten und Renovierungen – ergänzt um Erneuerbare-Energie-Anlagen und Anlagen für Kraft-Wärme-Kopplung.

Trotz aller bisherigen Studien und Analysen sind aber weiter die Fragen der Umsetzung sowie der Finanzierung des Rollouts offen. Der technischen Machbarkeit stehen hohe Einführungs- und Betriebsausgaben gegenüber. Hierfür gibt es zwar bisher viele pauschale Schätzungen bzw. Aussagen einzelner Unternehmen, allerdings keinen Ansatz, bei dem für einen Messstellenbetreiber die gesamte Wertschöpfungskette des Rollouts kostenseitig bewertet wird. Die Deutsche Energie-Agentur hat die Deloitte & Touche GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft mit der Bewertung der Umsetzung einer flächendeckenden Einführung intelligenter Messsysteme und Zähler als Ergänzung zur KNA beauftragt. Die angesprochenen Lücken schließt das vorliegende Gutachten umfassend, v.a. auch durch eine Erhebung bei über 50% der deutschen Zählpunkte.

3 Basisannahmen

Nach gängiger wissenschaftlicher Methodik erfordert eine betriebswirtschaftliche Studie ein Untersuchungsdesign in Form von realistischen und validen Annahmen sowie eine möglichst vollständige Grundgesamtheit an Daten, welche im Folgeschritt analysiert werden können. Das erste Kapitel kann demzufolge in drei größere Einheiten (Basisannahmen hinsichtlich Szenarien, Unternehmensgruppierungen und Ausgabendefinition) gegliedert werden. Ziel ist es, die durch den Rollout von Smart Metering für verschiedene Verteilnetzbetreiber entstehenden Ausgaben aus Unternehmenssicht zu bewerten.

Da es sich um einen Rollout von verschiedenen Geräten handelt, muss auch der Unterschied zwischen intelligenten Messsystemen (**iMSys**), und intelligenten Zählern (**iZ**) klargestellt werden, da sowohl ein erweiterter Rechtsrahmen („Rolloutszenario Plus“) wie auch der bestehende Rechtsrahmen darauf zurückgreifen.

Das Gesetz definiert das Messsystem in **§ 21 d EnWG** folgendermaßen: *„Ein Messsystem im Sinne dieses Gesetzes ist eine in ein Kommunikationsnetz eingebundene Messeinrichtung zur Erfassung elektrischer Energie, das den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegelt.“*

Die KNA drückt sich im Hinblick auf die Definition des iMSys aus Sicht des Gutachters doppeldeutig aus, sodass es zwei verschiedenen Definitionen für iMSys gibt:

(1a) *Ein iMSys ist ein Gateway mit einer, oder mehreren hieran angeschlossenen Messeinrichtungen.²*

(1b) *Ein iMSys ist ein Zähler am Gateway (inkl. Kommunikations-einheit und Sicherheitsmodul).³*

In dieser Studie wird von der Definition 1b ausgegangen.

² Vgl. § 2 Nr. 2 MSysV-E (Begriffsbestimmungen) sowie Ernst & Young, „Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler“, 2013, S. 19.

³ Vgl. Ernst & Young, „Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler“, 2013, S. 10.

Abweichend von der KNA geht die dena-Smart-Meter-Studie von einem etwas anderen **Zähler-Gateway-Verhältnis** aus. Während die KNA in ihren Systemvarianten von einem Verhältnis von 1-3 Zählern pro Gateway ausgeht, verwendet die dena-Smart-Meter-Studie netzgebietsklassenübergreifend ein Verhältnis von 1,2 Zählern pro Gateway. Dieses Verhältnis basiert auf einem bundesweiten Durchschnitt, da in Deutschland Netzbetreiber in ländlichen Regionen ein Verhältnis von circa 1 Zähler pro Gateway erreichen, in städtischen Regionen jedoch von einem Verhältnis von etwa 1,4-1,5 Zählern pro Gateway ausgegangen werden kann. Diese Verhältnisse konnten mittels Daten der beteiligten Projektpartner (und damit für über 50% der deutschen Zählpunkte) verifiziert werden.

3.1 Szenarienbildung

Die dena-Smart-Meter-Studie (dena-SMS) setzt auf der KNA auf. Um eine mikroökonomische Sicht auf Modelle zur operativen Abwicklung des Rollout von Smart Metering in Deutschland aus Sicht der Stromverteilnetzbetreiber erfolgreich beschreiben zu können, müssen eingangs diese Szenarien⁴ definiert werden.

An das **Szenario 1**, welches auf dem aktuellen gesetzlichen Rahmen fußt, schließt das **Szenario 2**, welches auf dem in der KNA empfohlenen „Roll-out-Szenario Plus“⁵ aufbaut, an. Beide Szenarien müssen einige grundsätzliche Annahmen⁶ gemeinsam haben, so z.B. bzgl. der Stützjahre, des zu modellierenden Betrachtungszeitraums, der Gesamtanzahl der Zählpunkte, der Preise und Ausgaben sowie z.B. gesetzlichen Nutzungsdauern von Geräten.

3.1.1 Szenario 1 der dena-SMS: „gesetzlicher Rahmen“

In diesem Szenario sollen – analog zum Kontinuitätsszenario der KNA – die *gültigen gesetzlichen Bestimmungen in Deutschland* als Ausgangspunkt dienen. Der gesetzliche Rahmen für das deutsche

⁴ Diesem Text liegt die Definition des Wortes Szenario als „Gesamtheit der Gegebenheiten, Umstände, in denen sich ein Geschehen abspielt“ zugrunde.

⁵ Ernst & Young, „Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler“, 2013, S. 110.

⁶ Vgl. ebenda, S. 112.

Messwesen wird derzeit im Bereich des Energierechts von folgenden Parametern maßgeblich mit bestimmt:

- **Primärrecht:** u.a. Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG)
- **Sekundärrecht:** u.a. Messsystemverordnung (MSysV), Eichrechtliche Bestimmungen, Messzugangsverordnung (MessZV)
- **Untergesetzliche Regelungen:** wie insb. Anforderungen aus Festlegungen an Datenschutz- & Sicherheit (TR, Schutzprofil etc.)

§ 21c Absatz 1 EnWG sieht einen verpflichtenden Einbau von Messsystemen für **Neubauten** und **größere Renovierungen, Letztverbraucher mit einem Strom-Jahresverbrauch größer als 6.000 kWh** und **Betreiber von Anlagen** nach dem **EEG bei Neuanlagen** mit einer installierten Leistung von **mehr als 7 kW** vor. Mit diesem Ansatz erreicht man nach Aussage des BMWi bis zum Jahre 2022 circa 10 Millionen Zählpunkte.⁷

Gemäß dem aktuellen Entwurf, regelt die neue MSysV u.a. auch die Anforderungen an iMSys in Deutschland. Als technische Vorschrift mit bindender Wirkung musste dieser Verordnungsentwurf 2013 zunächst bei der EU notifiziert werden. Der Referentenentwurf zur Verordnung über technische Mindestanforderungen an den Einsatz intelligenter Messsysteme nach § 21i EnWG hat gemeinsam mit den beiden Schutzprofilen SMGW (BSI-CC-PP-0073 V1.2) und Sicherheitsmodul (BSI-CC-PP-0077 V1.0) sowie der Technischen Richtlinie TR-03109 (V1.0) am 23. September 2013 das europäische Notifizierungsverfahren gem. EU-Richtlinie 98/34/EG erfolgreich durchlaufen.

Für eine Verabschiedung der MSysV und die damit einhergehende Verrechtlichung von Schutzprofil und Technischer Richtlinie ist nun nach einem Kabinettsbeschluss noch die Zustimmung des Bundestages und des Bundesrates erforderlich.

⁷ Referentenentwurf der Bundesregierung Verordnung über technische Mindestanforderungen an den Einsatz intelligenter Messsysteme (Messsystemverordnung – MSysV), S. 1.

Die Pflichteinbaufälle im Sinne des § 21c Abs. 1 EnWG betreffen im Einzelnen:

- Letztverbraucher mit einem Stromverbrauch von mehr als 6.000 kWh/a,
- alle neuen, d.h. nach dem 4. August 2011 in Betrieb genommenen EEG-Anlagen und alle neuen, nach dem 4. August 2011 in Betrieb genommenen KWK-Anlagen nach KWKG, die über mehr als 7 kW Anschlussleistung Verfügung, sowie
- alle Neubauten und Gebäude, die grundlegend renoviert wurden.

Letztverbraucher können auch mehrere der in § 21c Abs. 1 EnWG aufgeführten Voraussetzungen für einen Pflichteinbau erfüllen, so dass Doppel- bzw. Mehrfachzählungen zu bereinigen sind – z.B. Neubau mit einer PV-Anlage, die über eine Anschlussleistung von mehr als 7 kW verfügt. Dies wird in der KNA durch eine pauschale 10%ige-Kürzung der gesamten Pflichteinbaufälle berücksichtigt.⁸

Altfälle aus der Vergangenheit, d.h. bis Ende 2013 bereits bestehende Pflichteinbaufälle i.S.d. § 21c Abs. 1 EnWG, werden bis 2018 mit einem intelligenten Messsystem nachgerüstet. Nach 2018 bis zum Ende des Betrachtungszeitraumes 2032 der KNA werden dann neu hinzukommende Pflichteinbaufälle, z.B. Neubauten oder Inbetriebnahme einer PV-Anlage mit einer Anschlussleistung von mehr als 7 kW, mit intelligenten Messsystemen ausgerüstet.

In diesem Szenario gibt es – aufgrund der gültigen gesetzlichen Bestimmungen – kein aktives Einspeisemanagement der Verteilnetzbetreiber im Sinne der Netzdienlichkeit, d.h. die Regelungen des § 11 EEG stellen nur eine Übergangslösung dar.

⁸ Ernst & Young, „Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler“, 2013, S. 108.

3.1.2 Szenario 2 der dena-SMS:

„Rolloutszenario Plus“

Ausgangspunkt der Annahmen des Szenario 1 der dena-Smart-Meter-Studie sowie auch des „Roll-out-Szenario Plus“⁹ der KNA, ist das sog. „Kontinuitätsszenario Plus“.¹⁰ Dieses zeichnet sich insbesondere dadurch aus, dass **bei allen Kunden, welche kein intelligentes Messsystem erhalten**, im Laufe des Betrachtungszeitraums von 2015 bis 2030 **ein intelligenter Zähler** nach folgender Definition verbaut wird:

Ein iZ ist eine Upgrade-fähige¹¹ (d.h. „in ein BSI-Schutzprofil konformes Kommunikationssystem einbindbare“) Messeinrichtung nach § 21c Abs. 5 EnWG, die den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit über ein integriertes oder ein abgesetztes Display widerspiegelt¹² und sicher in ein Messsystem, das den Anforderungen von § 21 d und e EnWG genügt, integriert werden kann. „Das bedeutet, dass zunächst keine Einbindung in ein Smart Meter Gateway erfolgt, dieses „Upgrade“ zu einem intelligenten Messsystem aber möglich sein muss“.¹³ Intelligente Zähler, welche nicht an einem Gateway angebunden sind, erlauben keine externe kommunikative Anbindung.

Das „Rolloutszenario Plus“ der KNA ist um eine direkte Anwendung des **§ 21c Abs. 5 EnWG¹⁴** sowie folgende Aspekte¹⁵ maßgeblich erweitert:

- Die KNA wertet Zählpunkte, die effizient zur **Netzdienlichkeit** beitragen können, als Pflichteinbaufälle für intelligente Messsysteme.
- Alle Kunden, die kein iMSys erhalten, werden im Verlauf des Betrachtungszeitraums mit einem intelligenten Zähler ausgestattet.

⁹ Vgl. Ernst & Young, „Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler“, 2013, S. 110.

¹⁰ Vgl. ebenda, S. 108.

¹¹ Vgl. ebenda, S. 170.

¹² Vgl. ebenda, S. 108.

¹³ Vgl. ebenda, S. 109.

¹⁴ Diese Vorschrift besagt (hier für relevante Annahmen zusammengefasst), dass Messstellenbetreiber auch Messeinrichtungen einbauen können, die lediglich den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegeln.

¹⁵ Ernst & Young, „Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler“, 2013, S. 110.

Zudem stellt die KNA die **Integration der Erneuerbaren Energien** in den **Vordergrund**.¹⁶

Rolloutparameter aus dem „Roll-out-Szenario Plus“ der KNA umfassen weiter folgende Zielvorgaben:¹⁷

- Turnusmäßiger Wechsel **aller** konventionellen Zähler (zusätzlich zu den Pflichteinbaufällen für iMSys)
- Bereits 2029 flächendeckender Rollout intelligenter Messsysteme und Zähler
- Bis 2022 Rolloutquote von 68%: davon 1/3 intelligente Messsysteme, 2/3 intelligente Zähler

Das Szenario „Rollout Plus“ dieser Studie kombiniert noch einen weiteren Aspekt, der im Rahmen der KNA lediglich in ihrem „Rolloutszenario“ berücksichtigt wurde. Die Pflichteinbaufallgruppen für iMSys werden insofern erweitert, als bei Erneuerbare-Energien-Anlagen nicht nur in Neuanlagen, sondern auch in Bestandsanlagen intelligente Messsysteme einzubauen sind und zusätzlich die Pflichteinbaugrenze von 7kW Einspeiseleistung auf **0,25 kW** gesenkt wird. Dies führt zum einen – in analogem Vorgehen zum Rolloutszenario der KNA – auch in der dena-Smart-Meter-Studie zu einer tatsächlichen **Ausweitung der absoluten Endbestandsmenge an iMSys** im 2. Szenario.

Ein weiterer Unterschied zum Szenario 1 ist, dass es im Szenario 2 ein **aktives Einspeisemanagement**¹⁸ gibt. Wie auch die KNA geht die dena-Smart-Meter-Studie hier bereits von einer dementsprechenden Gesetzesänderung aus. Dies versetzt die Gutachter in die Lage, die Wirkung von Abregelungen aus Sicht der Stromverteilnetzbetreiber zu analysieren und einschätzen zu können. Für diesen Gutachtenteil führt die Annahme zu einer anderen Zusammensetzung in den Ausgaben, da z.B. auch ein entsprechendes Steuerungsmodul berücksichtigt werden muss, um über die Gateway-Kommunikation „**1:1-Schaltungen**“ durchführen zu können.

¹⁶ Ernst & Young, „Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler“, 2013, S. 100.

¹⁷ Vgl. ebenda, S. 177.

¹⁸ Im Sinne eines dauerhaft zulässigen Einspeisemanagements ohne Entschädigungszahlung in einem festgelegten Leistungsband.

3.2 Aufbau und Modellierung der Mengengerüste für den Rollout

Bei der dena-Smart-Meter-Studie handelt es sich um eine Umsetzungsstudie von Teilen der KNA sowie eine **explizit** aus **Stromverteilnetzbetreibersicht** zu erstellende Studie. Weil die Projektpartner keine homogene Betrachtungsgruppe sind, erfordert das Untersuchungsdesign im nächsten Schritt sinnvolle Untersuchungs-„Cluster“. Jedoch kann bei der Gruppenbildung von Versorgungsgebieten nicht beliebig sinnvoll unterdetailliert werden.

Zwar hat zum einen kein Netzbetreiber gleiche gebietsstrukturelle Eigenschaften und eine gleichzeitige Untersuchung von über 800 individuellen Netzbetreibern ist im Rahmen des Studiendesigns nicht vorgesehen. Zum anderen muss die Studie aber in der Lage sein, für möglichst viele Netzbetreibersituationen „repräsentativ“ übertragbare Handlungsempfehlungen zu geben. Deshalb erfolgt die Analyse unter Aufteilung in **drei verschiedene Gebietsstrukturen**, die dann mithilfe des dynamischen Modells nach Belieben in **individuelle synthetische Netzbetreiber zusammengesetzt** werden können.

3.2.1 Zeitraum des Rollouts und Umrechnung auf Stützjahre

Die KNA nimmt als Startpunkt eines Rollouts das Jahr 2012 an, wobei der operative Rollout nach KNA im Jahr 2014 startet. Die Begrenzung auf den Zeitraum bis 2032 sollte nach Aussagen des Gutachters u.a. gewährleisten, dass valide und belastbare Prognosen für alle wesentlichen Einflussgrößen zum Endzeitpunkt des Betrachtungszeitraumes abgegeben werden können. Zudem wurde verhindert, dass nicht ausschließlich langfristige und damit häufig sehr unsichere Effekte die Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Betrachtung dominieren.¹⁹

Im Gegensatz dazu startet die dena-Smart-Meter-Studie 2015 mit nur einem „Vorbereitungsjahr“, beginnt mit dem operativen Rollout im Jahr 2016 und endet aber bereits im Jahr 2030. Rahmenvorga-

¹⁹ Vgl. Ernst & Young, „Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler“, 2013, S. 109

be dieses Gutachtens ist dabei stets das Erreichen der der KNA entsprechenden Quoten in ihren Stützjahren (2022 und 2032). Die Rolloutquoten des Stützjahrs 2032 der KNA wurden entsprechend bereits früher (hier im Jahr 2030) erreicht bzw. die Mengen der KNA aus den Jahren 2014 und 2015 umverteilt und somit der Pfad etwas angepasst. Die Anpassungen waren aus modelltechnischen Gründen nötig. In der Realität sollte den VNB der in der KNA bereits ambitioniert gewählte Zeitraum für den Rollout zur Verfügung gestellt werden. Ein späterer Beginn wird somit auch zu einer späteren vollständigen Umsetzung führen.

Um die Ergebnissen der KNA vergleichbar weiterentwickeln bzw. umsetzen zu können, macht die dena-Smart-Meter-Studie somit in der Anfangsphase einen Kompromiss zwischen den z.B. aus Sicht des BDEW notwendigen zwei Jahren Vorbereitungszeit (die auf ein Jahr verkürzt werden) und dem „Nachholen“ der so nicht durchführbaren Rolloutjahre 2014 und 2015 in ersten Phase des Rollouts. Es ist den Netzbetreibern aus Sicht der Gutachter v.a. kapazitätsbedingt nicht zumutbar, in einem so kurzen Zeitraum schlagartig derart hohe Mengen einzubauen, weswegen hierfür ein erhöhtes Aufkommen in fünf Jahren angenommen wird. Diese „nachzuholenden“ Rolloutmengen führen in der ersten Phase des Rollout im Modell zu einer absolut höheren Menge. Dadurch ergibt sich im Gesamtstudienzeitstrahl unter Aufteilung in drei Abschnitte mit jeweils etwa linearem jährlichen Zubau („2016-2020“, „2020-2022“ und „2022-2030“) aus Sicht der beteiligten Projektpartner ein realistischerer und etwas degressiverer Einbauverlauf über 15 Jahre als in der KNA.

Der zweite Rolloutabschnitt wurde so ausgestaltet, dass sich nach dem Aufbau von entsprechend hohen Rolloutkapazitäten der ersten Jahre ein planerischer Abbau ebenjener Kapazitäten in einer niedrigeren Zubauquote für zwei Jahre (2020 bis 2022) ausdrücken muss. Dieser Abschnitt verbindet sozusagen den ersten und den dritten Abschnitt, da die Kapazitäten „schrittweise“ auf den im dritten Abschnitt erforderlichen Umfang angepasst werden müssen. Diese „Zwischenstufe“ ist aus Sicht der Gutachter aus betrieblichen Gründen zwingend erforderlich.

Im dritten Rolloutabschnitt findet – wie in der KNA – nur noch ein gleichmäßig niedrigerer Zubau statt, der zur Erreichung der Quoten bereits im Jahr 2030 führt.

Die Umsetzung dieser Vorgaben erfolgte im dynamischen Modell für die drei beispielhaften Netzbetreiber (vgl. Kapitel 3.3 „synthetische Netzbetreiber“) durch unterschiedliche Skalierungsquoten, wodurch für unterschiedliche Ausprägungen an Netzgebietsklassen (vgl. Kapitel 3.2.1 „Netzgebietsklassen“) und eine jeweils beliebige Anzahl an Zählpunkten im zu berechnenden Versorgungsgebiet Analysen möglich wurden.

Im Rahmen dieser Studie wird zunächst davon ausgegangen, dass der massenhafte Rollout operativ erst im Jahr 2016 starten kann.²⁰ Dem wird insofern Rechnung getragen, als es in den Mengengerüsten im Modell 2015 noch keine Zubaumenge gibt. Die Berechnungen finden für alle Szenarien von 2015 bis 2030 statt.

Zusammenfassend lässt sich bezogen auf den Einbauverlauf festhalten:

Der Einbau von intelligenten Zählern und intelligenten Messsystemen erfolgt, unter Einhaltung der KNA-Stützjahresmengen, linear. Dabei werden folgende Geräte-Varianten im Modell betrachtet:

- **intelligente Zähler (iZ):** Zähler ohne Gateway
- **intelligente Messsysteme (iMSys):** 1 Zähler an 1/1,2 Gateways (generelle Annahme: an einem Gateway sind netzgebietsklassenübergreifend 1,2 Zähler angebunden)

Es wird in beiden Szenarien ein linearer Zubaupfad (in drei Phasen) modelliert. Für die Stützjahre 2022 und 2032 werden die KNA-Mengen direkt übernommen. Die Werte im Jahr 2030 wurden aus den KNA-Mengen im Stützjahr 2032 abgeleitet.

²⁰ Der großflächige Rollout könnte sich noch weiter verzögern. Ursachen wären die aktuell noch fehlenden Verordnungen, der derzeitige Entwicklungsstand (Technik und Systeme) und die marktseitige Umsetzungsbeschreibung.

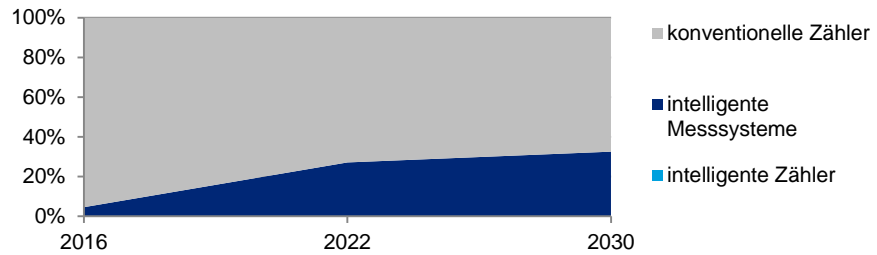


Abbildung 3.1: Vereinfachte Darstellung Einbauverlauf Szenario "gesetzlicher Rahmen"

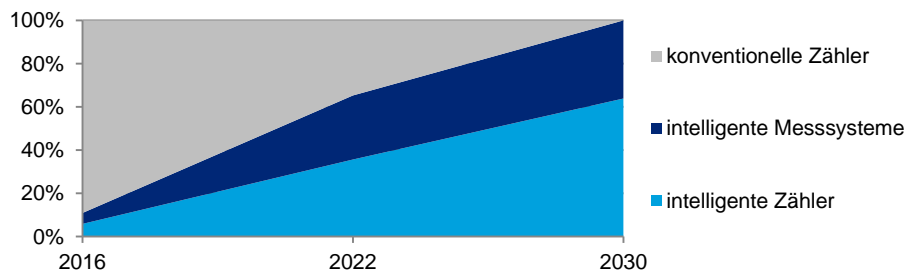


Abbildung 3.2: Vereinfachte Darstellung Einbauverlauf Szenario "Rollout Plus"

In dieser Studie wird ferner davon ausgegangen, dass die ersten intelligenten Messsysteme und intelligenten Zähler im Jahr 2016 eingebaut werden. Um mit den KNA-Mengen in den Stützjahren vergleichbar zu bleiben, werden die theoretischen Mengen, die bereits in den Jahren 2014-2015 eingebaut werden sollten, von 2016 bis 2019 linear verteilt und „nachgeholt“, obwohl dies nicht den Erwartungen der Netzbetreiber entspricht.²¹

3.2.2 Entwicklung der drei Netzgebietsklassen

Elektrizitätswirtschaftlich werden in § 3 Nr. 22 EnWG Haushaltskunden definiert als „*Letztverbraucher, die Energie überwiegend für den Eigenverbrauch im Haushalt oder für den ein Jahresverbrauch von 10.000 Kilowattstunden nicht übersteigenden Eigenverbrauch für berufliche, landwirtschaftliche oder gewerbliche Zwecke kaufen*“. Insofern unterliegt sowohl die Anzahl der Haushaltskunden als auch die Anzahl der Gewerbebetriebe – wie in der KNA untersucht – einer statistischen Unschärfe. Verlässliche Prognose für die Entwicklung der Kundenanzahl und damit auch

²¹ Aktuell ist davon auszugehen, dass Messsysteme in ausreichender Qualität und Quantität frühestens ab 2017 zur Verfügung stehen, da z.Z. noch einige wesentliche Voraussetzungen (Abschluss Lastenhefte, Zusammenspiel Gateway und SMGW-Administrations-System etc.) nicht gegeben sind.

der Anzahl an benötigten Zählern liegen jedoch in der gewünschten Tiefe und Validität nicht nach elektrizitätswirtschaftlichen Kriterien differenziert vor. Daher ist eine Unschärfe im Hinblick auf die verwendeten Daten unausweichlich. Sie ist aber – wie bereits anhand von Sensitivitätsanalysen auch in der KNA untersucht²² – ebenso wenig kritisch für die Aussagen dieser (v.a. nicht makroökonomischen) Studie.

Die Verteilung der Zählpunkte kann bundesweit im Allgemeinen der Verteilung der deutschen Haushalte folgen. Hierfür bestimmte das statistische Bundesamt zuletzt folgende drei Quoten für die Aufteilung der Haushalte in drei Gebietsklassen²³, die im Rahmen der Studie mit den Netzgebietsklassen gleichgesetzt werden:

- **Gebiet „Städtisch“:** Gemeinden, mit Bevölkerungsdichte > 500 Einwohnern/km² und mindestens 50.000 Einwohner.
- **Gebiet „Halbstädtisch“:** Gemeinden mit Einwohnerdichte 100-500 Einwohnern/km² und Einwohnerzahl ≤ 50.000 Einwohner.
- **Gebiet „Ländlich“:** Gemeinden mit Bevölkerungsdichte < 100 Einwohner pro km² aufweisen.

Gemäß den für die Stützjahre 2016, 2022 und 2032 ausgewiesenen Zahlen der KNA wurden entsprechende Quotierungen, die auf den bundesweiten Gesamtzählerbestand Bezug nehmen, gebildet. Diese Vorgehensweise wird in den nächsten Abschnitten beschrieben.

3.2.3 Aufteilung der Pflichteinbaufälle in die Netzgebietsklassen

Für die zwei, in dieser Studie zu betrachtenden, Szenarien sind unterschiedliche Untergruppen an Pflichteinbaufällen zu betrachten. So sind zunächst die Pflichteinbaufälle der Entnahmeseite und der Einspeiseseite zu trennen. Die entsprechenden absoluten bundesweiten Zahlen für die Pflichteinbaufälle werden aus den Szenarien der KNA direkt übernommen.

²² Vgl. Ernst & Young, „Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler“, 2013, S. 103.

²³ Orientierung an Daten des statistischen Bundesamtes (Stadt-Land-Gliederung gemäß „Stat. Jahrbuch 2013“).

Bundesweite Anzahl Pflichteinbaufälle im Bereich der Entnahme

Um in der Lage zu sein, die bundesweite Aufteilung der Zähler noch differenzierter auszuweisen, wird für die entnahmeseitigen Pflichteinbaufälle eine bundesweite Unterteilung in die oben beschriebenen Gebietsklassen des Statistischen Bundesamtes vorgenommen. (35,27% in städtischen Gebietsklassen, 41,54% in halbstädtischen Gebietsklassen und 23,19% in ländlichen Gebietsklassen).

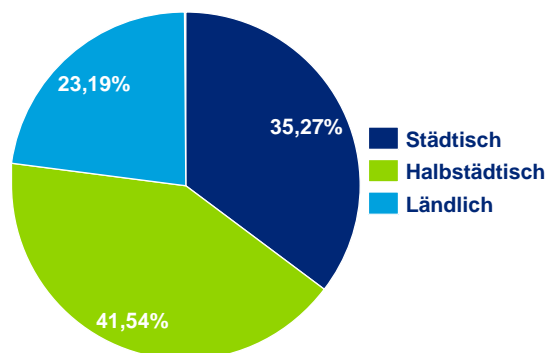


Abbildung 3.3: Allgemeine Verteilung der bundesweiten Entnahmezählpunkte auf Netzgebietsklassen

Auf diese Netzgebietsklassen Städtisch (S), Halbstädtisch (HS) und Ländlich (L) verteilen sich die Pflichteinbaufälle dann bundesweit wie in der nächsten Tabelle dargestellt.

Tabelle 3.1: Verteilung der bundesweiten Anzahl Pflichteinbaufälle im Bereich der der Entnahme²⁴ auf Netzgebietsklassen²⁵ für die Szenarien

| Jahr | | 2022 | 2030 |
|--------------------------------|--------------------|-----------|-----------|
| Bundesweit | | 10,2 Mio. | 12,4 Mio. |
| Netzgebiets- klasse | Städtisch (S) | 3,6 Mio. | 4,37 Mio. |
| | Halbstädtisch (HS) | 4,23 Mio. | 5,15 Mio. |
| | Ländlich (L) | 2,37 Mio. | 2,86 Mio. |

²⁴ Quelle: Deloitte nach KNA-Systematik.

²⁵ Quelle: Deloitte nach HH-Verteilung des statistischen Bundesamtes.

Bundesweite Anzahl Pflichteinbaufälle im Bereich der EE-Einspeisung

Für die Prognose der weiteren Entwicklung der EEG-Anlagen wurden zunächst die EEG-Stammdaten der Übertragungsnetzbetreiber und der BNetzA gesichtet. Um analog zur KNA zu bleiben, werden im Rahmen dieser Studie ebenfalls ausschließlich Photovoltaik-Anlagen als EEG-Anlagen betrachtet.²⁶

Bei der absoluten Anzahl der Pflichteinbaufälle für die EE-Einspeiser in die Netzgebietsklassen wird eine andere Verteilung als bei den obig beschriebenen Entnahmepunkten angenommen. Entsprechend der Regionalisierung des Zubaus dezentraler Erzeuger verteilen sich – wie im Netzgutachten ausgeführt – Photovoltaik-Einspeisepunkte zu 58,3% auf die NGK Ländlich, zu 34,9% auf die NGK Halbstädtisch und zu 6,8% auf die NGK Städtisch.

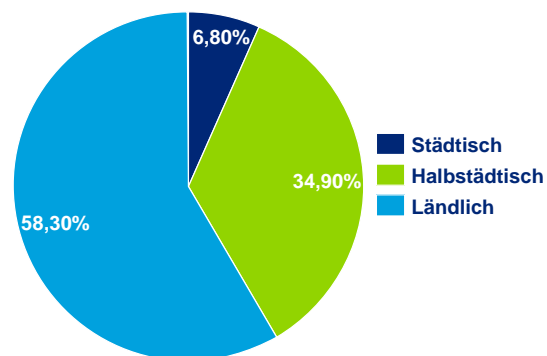


Abbildung 3.4:

Allgemeine Verteilung der bundesweiten Einspeisepunkte auf Netzgebietsklassen

Für die auf der KNA basierenden Stützjahre dieser Studie ergibt sich dadurch für die Einspeise-Pflichteinbaufälle für intelligente Messsysteme eine Aufteilung wie in der nächsten Tabelle dargestellt.

²⁶ Vgl. Ernst & Young, „Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler“, 2013, S. 106.

Tabelle 3.2: Verteilung der bundesweiten Anzahl Pflichteinbaufälle im Bereich der Einspeisung auf Netzgebietsklassen für die beiden Szenarien

| Jahr | | „gesetzl. Rahmen“ ²⁷ | | „Rollout Plus“ ²⁸ | |
|-------------------|----|---------------------------------|-----------|------------------------------|-----------|
| | | 2022 | 2030 | 2022 | 2030 |
| Bundesweit | | 0,6 Mio. | 1,1 Mio. | 1,7 Mio. | 2,6 Mio. |
| Netzgebietsklasse | S | 0,04 Mio. | 0,07 Mio. | 0,12 Mio. | 0,17 Mio. |
| | HS | 0,21 Mio. | 0,38 Mio. | 0,59 Mio. | 0,90 Mio. |
| | L | 0,35 Mio. | 0,63 Mio. | 0,99 Mio. | 1,5 Mio. |

²⁷ Vgl. Ernst & Young, „Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler“, 2013, S. 168.

²⁸ Vgl. ebenda, S. 174.

3.3 Synthetische Netzbetreiber

Die Bildung von drei synthetischen Netzbetreibern im Sinne von Versorgungsclustern erfolgte in Abstimmung mit den anderen Gutachtern der dena-SMS. Entsprechend wurden drei virtuelle Netzgebiete geformt, die sowohl eine unterschiedliche Anzahl an Zählpunkten innehaben als sich auch in ihrer Struktur unterscheiden. Eine 100%-Einordnung in eine Netzgebietsklasse ist i.d.R. für die meisten VNB in der Realität nicht möglich.

Diese Gruppierung erweist sich als praktikabler Ausgangspunkt für die Berechnung der Rolloutaufwände, da sie zulässt, strukturelle Unterschiede (falls vorhanden) herauszuarbeiten und dies bereits im Aufbau der dynamischen Modellierung berücksichtigt. Die Struktur dieser drei synthetischen Netzbetreiber bleibt über alle Szenarien dieser Studie hinweg gleich und bildet somit eine Untersuchungskonstante, die Vergleiche zulässt.

Tabelle 3.3:

Zusammensetzung der synthetischen Netzbetreiber aus NGKs

| | Städtisch | Halbstädtisch | Ländlich |
|-------|-----------|---------------|----------|
| SNB 1 | 100,00 % | 0,00 % | 0,00 % |
| SNB 2 | 11,26 % | 62,54 % | 26,20 % |
| SNB 3 | 3,03 % | 43,98 % | 52,99 % |

Eigenschaften synthetischer Netzbetreiber 1 (SNB 1)

Der synthetische Netzbetreiber 1 hat im Jahr 2015 eine Gesamtanzahl an Zählpunkten von ca. 2,4 Mio. Die Verteilung der Zählpunkte innerhalb des SNB 1 erfolgt wie in der obenstehenden Tabelle. Somit ergeben sich gemäß der Quotierung im Szenario 1 folgende, in der nächsten Tabelle dargestellte Rollout-Mengen.

Tabelle 3.4: Szenario 1, Anzahl auszurollender Geräte für den SNB 1

| Jahr | 2022 | | | | 2030 | | | |
|---|-------|----|---|---------------|-------|----|---|---------------|
| Netzgebiets- klasse | S | HS | L | \sum_{2022} | S | HS | L | \sum_{2030} |
| Gesamtanzahl Zählpunkte (in Tausend) | 2.473 | 0 | 0 | 2.473 | 2.559 | 0 | 0 | 2.559 |
| Anzahl iMSys Einspeisung (in Tausend) | 2 | 0 | 0 | 2 | 4 | 0 | 0 | 4 |
| Anzahl iMSys Verbrauch (in Tausend) | 528 | 0 | 0 | 528 | 639 | 0 | 0 | 639 |
| Anzahl iZ (nicht vorgesehen) (in Tausend) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Tabelle 3.5: Szenario 2, Anzahl auszurollender Geräte für den SNB 1

| Jahr | 2022 | | | | 2030 | | | |
|---|-------|----|---|---------------|-------|----|---|---------------|
| Netzgebiets- klasse | S | HS | L | \sum_{2022} | S | HS | L | \sum_{2030} |
| Gesamtanzahl Zählpunkte (in Tausend) | 2.473 | 0 | 0 | 2.473 | 2.559 | 0 | 0 | 2.559 |
| Anzahl iMSys Einspeisung (in Tausend) | 6 | 0 | 0 | 6 | 9 | 0 | 0 | 9 |
| Anzahl iMSys Verbrauch (in Tausend) | 528 | 0 | 0 | 528 | 639 | 0 | 0 | 639 |
| Anzahl iZ (in Tausend) | 1.085 | 0 | 0 | 1.085 | 1.911 | 0 | 0 | 1.911 |

Eigenschaften synthetischer Netzbetreiber 2

Der synthetische Netzbetreiber 2 hat im Jahr 2015 eine Gesamtanzahl an Zählpunkten von ca. 2.9 Mio. Das Versorgungsgebiet teilt sich gemäß Tabelle 3.3 in unterschiedliche Netzgebietsklassen auf. Somit ergeben sich nach der Quotierung im Szenario 1 folgende, in der nächsten Tabelle dargestellte Rollout-Mengen.

Tabelle 3.6: Szenario 1, Anzahl auszurollender Geräte für den SNB 2

| Jahr | 2022 | | | | 2030 | | | |
|---------------------------------------|------|-------|-----|---------------|------|-------|-----|---------------|
| Netzgebietsklasse | S | HS | L | \sum_{2022} | S | HS | L | \sum_{2030} |
| Gesamtanzahl Zählpunkte (in Tausend) | 334 | 1.856 | 777 | 2.967 | 346 | 1.920 | 804 | 3.070 |
| Anzahl iMSys Einspeisung (in Tausend) | 2 | 13 | 22 | 37 | 4 | 23 | 39 | 66 |
| Anzahl iMSys Verbrauch (in Tausend) | 71 | 397 | 166 | 634 | 86 | 479 | 201 | 766 |
| Anzahl iZ (in Tausend) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Tabelle 3.7: Szenario 2, Anzahl auszurollender Geräte für den SNB 2

| Jahr | 2022 | | | | 2030 | | | |
|---------------------------------------|------|-------|-----|---------------|------|-------|-----|---------------|
| Netzgebietsklasse | S | HS | L | \sum_{2022} | S | HS | L | \sum_{2030} |
| Gesamtanzahl Zählpunkte (in Tausend) | 334 | 1.856 | 777 | 2.967 | 346 | 1.920 | 804 | 3.070 |
| Anzahl iMSys Einspeisung (in Tausend) | 7 | 37 | 61 | 105 | 11 | 55 | 92 | 158 |
| Anzahl iMSys Verbrauch (in Tausend) | 71 | 397 | 166 | 634 | 86 | 479 | 201 | 766 |
| Anzahl iZ (in Tausend) | 140 | 782 | 282 | 1.204 | 249 | 1.386 | 511 | 2.146 |

Eigenschaften synthetischer Netzbetreiber 3

Der synthetische Netzbetreiber 3 hat im Jahr 2015 eine Gesamtanzahl an Zählpunkten von ca. 1,47 Mio. Die Zählpunkte bzw. das Versorgungsgebiet teilen sich in die Netzgebietsklassen nach Tabelle 3 auf. Somit ergeben sich gemäß der Quotierung im Szenario 1 folgende, in der nächsten Tabelle dargestellte, Rollout-Mengen.

Tabelle 3.8: Szenario 1, Anzahl auszurollender Geräte für den SNB 3

| Jahr | 2022 | | | | 2030 | | | |
|--|------|-----|-----|---------------|------|-----|-----|---------------|
| Netzgebietsklasse | S | HS | L | \sum_{2022} | S | HS | L | \sum_{2030} |
| Gesamtanzahl Zählpunkte (in Tausend) | 46 | 668 | 805 | 1.519 | 481 | 692 | 833 | 1.573 |
| Anzahl iMSys Einspeisung (in Tausend) | 1 | 7 | 11 | 19 | 2 | 12 | 20 | 34 |
| Anzahl iMSys Verbrauch (in Tausend) | 10 | 143 | 172 | 325 | 12 | 173 | 208 | 393 |
| Anzahl iZ (in Tausend) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Tabelle 3.9: Szenario 2, Anzahl auszurollender Geräte für den SNB 3

| Jahr | 2022 | | | | 2030 | | | |
|--|------|-----|-----|---------------|------|-----|-----|---------------|
| Netzgebietsklasse | S | HS | L | \sum_{2022} | S | HS | L | \sum_{2030} |
| Gesamtanzahl Zählpunkte (in Tausend) | 46 | 668 | 805 | 1.519 | 481 | 692 | 833 | 1.573 |
| Anzahl iMSys Einspeisung (in Tausend) | 4 | 19 | 31 | 54 | 6 | 28 | 47 | 81 |
| Anzahl iMSys Verbrauch (in Tausend) | 10 | 143 | 172 | 325 | 12 | 173 | 208 | 393 |
| Anzahl iZ (in Tausend) | 17 | 276 | 324 | 617 | 30 | 491 | 578 | 1.099 |

3.4 Die Bedeutung von Ausgaben für die Untersuchung

Die Auswertung der KNA hat ergeben, dass es für die spätere Berechnung für die drei synthetischen Netzbetreiber erforderlich ist, den aus der KNA extrahierten Katalog noch weiter zu detaillieren bzw. Ausgaben, die nicht durch den Rollout entstehen bzw. nicht für Verteilnetzbetreiber oder Messstellenbetreiber auftreten, fassbar zu machen und aus dem Untersuchungsgegenstand herauszunehmen.

Es wird vermutet, dass der Faktor „Stadt/Land“ die Ausgaben für Einbau, Support und Ablesung mitbestimmt. Allerdings ist nicht im Voraus zu erkennen, ob dies die Rolloutausgaben für Netzbetreiber generell erhöht oder senkt. Anfahrtszeiten könnten beispielsweise in der Stadt im Vergleich zu ländlichen Regionen durch zeitaufwändigere Parkplatzsuche und die erschwerte Zugänglichkeit zu Mehrparteien-Anlagen geprägt sein, allerdings sind in extrem ländlichen Gebieten die Anfahrtswege deutlich länger. Deshalb wurde im Rahmen dieser Studie eine **eigene Werteerhebung** durchgeführt sowie eine **neue Systematik** hierfür eingeführt, die in den folgenden Kapiteln beschrieben wird.

Da Ausgaben maßgeblich den Erfolg oder Misserfolg einer Rolloutstrategie mit beeinflussen bzw. die Pfade zu den Zielszenarien zeichnen, gilt es insbesondere, eine **vollständige Übersicht** über alle anfallenden Ausgaben zu betrachten. Analog zur KNA wird auch in dieser Studie die Zuordnung von Aufwänden zu Investitionsausgaben oder laufenden Ausgaben verwendet.

Investitionsausgaben

Unter den Investitionsausgaben versteht man in der Energiewirtschaft im Allgemeinen Ausgaben für längerfristige Anlagegüter wie Erstausrüstung durch Messsysteme / Displays, IT- und Kommunikationshardware sowie zu tätige Investitionen in Netze und Kabel. Mit den Investitionsausgaben erhöhen sich die bilanzierten Aktiva, die langfristig abgeschrieben werden.

Laufende Ausgaben

Im Gegensatz zu den Investitionsausgaben beziehen sich in der Energiewirtschaft die laufenden Ausgaben auf die Ausgaben für einen funktionierenden operativen Geschäftsbetrieb (hier des neuen Messwesens). Unter die laufenden Ausgaben subsummiert man deshalb im Allgemeinen die Ausgaben für Instandhaltung oder Personal.

3.5 Vorgehen im Rahmen der Ausgabenerfassung

Möglichkeiten der Zuordnung von Ausgaben

Um die Frage, wie in dieser Studie die vollständige Erfassung von Ausgaben bestmöglich gewährleistet werden kann und welche die beste Methode zur Entwicklung eines fundierten Wertekatalogs für die spezifischen synthetischen Netzbetreiber wäre, zu beantworten, wurde zu Beginn des Studienvorhabens eine umfangreiche, vergleichende Analyse durchgeführt. Als Quellen dienten Rückmeldungen aus dem weltweiten Deloitte-Netzwerk, individuelle Projekterfahrungen, eine Vielzahl nationaler und internationaler Studien zum Thema „Rollout von Smart Metering“ sowie Rollout-Erfahrungen aus anderen Branchen.

Zusammenfassend wurde festgestellt, dass alle bisher vorhandenen Daten zwar inhaltlich wertvoll, jedoch in Bezug auf Einzelausgaben für dieses Vorhaben z.B. zu nah am EU-Leitfaden für Kosten-Nutzen-Analysen – also mit einem zu starken Fokus auf rein volkswirtschaftliche Berechnungen und Auswirkungen eines flächendeckenden Einsatzes von Smart Metering – ausgerichtet waren und in der erforderlichen Granularität bisher noch nicht analysiert wurden.

Da die dena-Smart-Meter-Studie jedoch keine volkswirtschaftliche, sondern eine betriebswirtschaftliche bzw. Mikroanalyse mit dem Fokus auf das Unternehmen Stromnetzbetreiber ist, wurde seitens Deloitte entschieden, einen von der KNA etwas abweichenden Ansatz zur Identifikation und Systematisierung der Rolloutaufwände zu entwickeln. Öffentlich zugängliche Informationen zu Bepreisungen orientieren sich zum Teil an veralteten Technologien, sodass im Rahmen der Studie auch viele Annahmen auf Basis der

Schätzung von Fachexperten der Projektpartner getroffen werden mussten.

Basierend auf dem Vorschlag von Deloitte wurde, in Abstimmung mit den Experten des Projektpartnerkreises im Folgenden der sogenannte „*wertschöpfungskettenbasierte Ansatz*“ als Grundlage für den Kostenkatalog der dena-Smart-Meter-Studie verwendet. In diesem Zusammenhang wurde in mehrfachen Iterationsschleifen mit den Projektpartnern ein Katalog in Form konkreter (Geräte-) Bezeichnungen entlang der Wertschöpfungskette mit entsprechenden exakten Beschreibungen zusammengestellt, welcher zudem aufgrund seiner Struktur die Identifikation und Eliminierung von redundant erfassten Ausgabenpositionen sowie die Diskussion erheblich erleichterte.

Die Systematik dieses Ansatzes wird im Folgenden noch näher erläutert. Der Ansatz ermöglicht grundsätzlich aber zum einen weiterhin die Unterscheidung in Investitionsausgaben und laufende Ausgaben (und somit auch eine Aufnahme der Ergebnisse der KNA und ihre Ergänzung) und erlaubt zum anderen innerhalb dieser Kategorien die Unterscheidung zwischen fixen und variablen Ausgaben, sowie die Zuordnung bestimmter Ausgabenwerte – seien es fixe oder variable – zu bestimmten Geräten oder Prozessschritten.

Fixe Ausgaben des Rollouts

Man unterscheidet im Bereich der Fixausgaben zwischen „absolut fixen Ausgaben“ sowie „sprungfixen Ausgaben“.

Fixausgaben sind Ausgaben, welche unabhängig von der ausgebrachten Menge in einer bestimmten Periode anfallen. Aus diesem Grund ist es auch nicht möglich, die Fixausgaben verursachergerecht auf die Stückkosten einer jeweiligen Gerätekomponente umzulegen. Mit steigender Menge verringern sich jedoch die fixen Stückkosten.

Neben absolut fixen Ausgaben wurden in dieser Analyse insbesondere auch sprungfixe Ausgaben berücksichtigt. Diese bleiben für eine bestimmte Rolloutmenge unverändert, steigen jedoch sprunghaft an, sobald die betrachtete Zählpunktmenge eine kritische Schwelle übersteigt, wie z.B. die (Weiter-)Entwicklungs-, oder Betriebsausgaben im Bereich der EDV.

Variable Ausgaben des Rollouts

Das Gegenstück zu den obig beschriebenen Fixausgaben sind die sogenannten variablen Ausgaben. Diese mengenabhängigen Ausgabenbestandteile umfassen z.B. die Anschaffungs-, Einbau-, sowie die Betriebsausgaben für intelligente Messsysteme und intelligente Zähler.

Weiterhin ist es notwendig, zwischen einmalig anfallenden Ausgaben, sowie periodisch immer wieder anfallenden Ausgaben zu unterscheiden.

Zwischenergebnis: „Wertschöpfungskette“ des Smart-Meter-Rollout

Abweichend von der Kostenstruktur der KNA geht diese Studie – wie obig bereits beschrieben – von einem ganzheitlichen Wertschöpfungsansatz aus, welcher die Ausgaben in etwa gemäß der Reihenfolge ihres Entstehens gliedert.

Dieser Ansatz kombiniert den Vorteil einer intuitiven Nachvollziehbarkeit mit dem bereits erwähnten Vorteil, dass Redundanzen bestimmter Kostenpositionen in dieser Aufschlüsselung leichter eliminiert werden können. Zudem können Investitionsausgaben und Betriebsausgaben im dynamischen Deloitte-Modell in der – jeweils für eine bestimmte Gerätekomponente notwendigen Höhe – jahresscheibengenau aufgeschlüsselt werden.

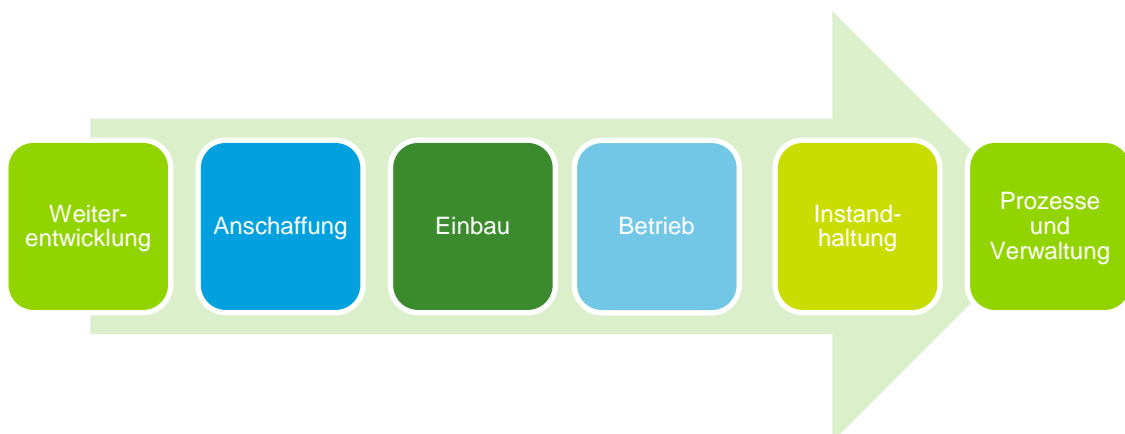


Abbildung 3.5:

Die Wertschöpfungskette des Smart-Meter-Rollouts für einen VNB/MSB

Die genauen Beschreibungen der einzelnen Wertschöpfungskategorien dieser Ansicht erfolgen im nächsten Kapitel.

Zudem erlaubt dieser Ansatz weiterhin in analoger Art und Weise die Differenzierung zwischen Investitionsausgaben und laufenden Ausgaben (laufende Ausgaben beinhalten auch Ausgaben für TK-Dienstleistungen).

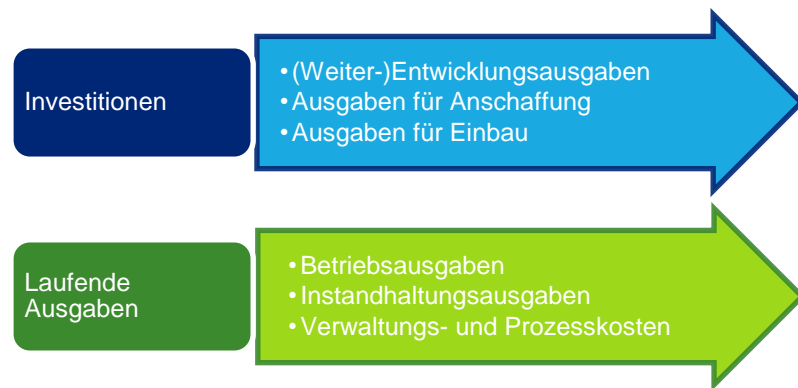


Abbildung 3.6: Untergliederung der Wertschöpfungskette in Investitionen und laufende Ausgaben

3.6 Einzelausgabenwerte und Annahmen

Für die Umsetzung eines Rollouts muss ein Verteilnetzbetreiber bzw. der grundzuständige Messstellenbetreiber aus Sicht des Gutachters die Planung entlang der beschriebenen Wertschöpfungskette aufsetzen. Einige Aufwände fallen zeitlich noch vor dem eigentlichen Einbau an, andere kommen als (sprung-)fixe oder variable Ausgaben entsprechend der jeweiligen Mengen hinzu. In diesem Zusammenhang ist insbesondere zu berücksichtigen, dass spätestens 2 Jahre vor Beginn des Roll-Outs Planungs- und Weiterentwicklungskosten anfallen. Diese Vorbereitungsphase wird aufgrund der methodischen Konzeption dieser Studie auf das Jahr 2015 – ein Jahr vor dem angenommenen Roll-out-Start 2016 – konzentriert.

Grundsätzlich gibt es für viele Ausgabenwerte „echte“ Erfahrungswerte aus Piloten und bereits veröffentlichten Studien. Jedoch konnten diese Werte zum einen nicht immer analog übernommen werden – da beispielsweise ein intelligentes Messsystem in unterschiedlichen Ländern sehr unterschiedliche Anforderungen erfüllen muss – zum anderen gibt es zum heutigen Zeitpunkt auch noch

nicht für alle Erfahrungswerte. Diese „fehlenden Werte“ konnten aber mittels Schätzungen aus dem Kreis der Fachexperten der Projektpartner konsistent ermittelt und plausibilisiert werden.

Um die für die Studie relevanten Ausgaben aus dem Kreis der Projektpartner abzufragen, wurde seitens Deloitte im Anschluss an die Recherche und Identifikation relevanter Ausgabenarten ein Abfragekatalog erstellt, welcher von den Projektpartnern fachlich noch weiter ergänzt und im Anschluss gefüllt wurde. Die Angabe der jeweiligen Ausgabenhöhe wurde dabei aus den bestehenden Erfahrungswerten der einzelnen Häuser, sowie auf Basis von Schätzungen durchgeführt. Der genaue Zahlenwert ergab sich jeweils aus den unterschiedlichen Rückmeldungen, aus welchen, sofern möglich, netzgebietsklassenspezifisch einheitliche Mittelwerte und Quoten – sowie im Fall von sprungfixen Ausgaben die entsprechenden Schwellen – ermittelt wurden.

Die Abfrage wurde in mehrfachen Iterationsrunden zunehmend präzisiert und in einem laufenden Prozess hinsichtlich der tatsächlichen Bedeutung und Notwendigkeit einzelner Ausgabenwerte diskutiert. Ziel der Abfrage war es insbesondere, die Aufstellung der KNA an vereinzelt Stellen noch zu vervollständigen, beziehungsweise durch die veränderte Perspektive gewisse Ausgaben zusammenzufassen oder gegebenenfalls ausführlicher und differenzierter zu behandeln.

Für die entsprechende Mittelwertbildung wurde dann zunächst eine qualitative „Ausreißeranalyse“ durchgeführt. Soweit man davon ausgehen konnte, dass die Daten als „Ausreißer“, das heißt einige wenige zu hohe oder zu niedrige Werte, kontaminiert waren, wurden die Daten durch sog. „Winsorisieren“ bereinigt und anschließend der winsorisierte Mittelwert des Ausgabenwertes berechnet. Hierfür wurden die Beobachtungswerte zuerst nach aufsteigender Größe sortiert. Beim „Winsorisieren“ wurden die Ausreißer am Anfang und Ende der Folge durch den nächstgrößeren (bzw. -kleineren) Wert der restlichen Daten ersetzt.

Im Unterschied zur KNA wird in dieser Studie aus Vereinfachungsgründen und um eine Vergleichbarkeit zwischen den synthetischen Netzbetreibern zu ermöglichen, davon ausgegangen, dass die Messstellenbetreiber keine eigene TK-Infrastruktur aufbauen, sondern diese ausschließlich als Fremdleistung beziehen. Gleiches gilt für Server- und Hosting-Ausgaben, welche im Modell

ebenfalls zum Zwecke der Vereinfachung und um einer verbesserten Vergleichbarkeit willen annahmegemäß von einem BSI-zertifizierten Rechenzentrum als Fremdleistung bezogen werden.²⁹

Zu beachten ist weiterhin, dass potenzielle Synergieeffekte wie z.B. Fixkostendegression oder Operationssynergien bereits in den erhobenen Werten enthalten sind. Im Folgenden werden die einzelnen Kategorien der Wertschöpfungssicht genauer definiert.

In der KNA wird z.B. auch die **Unternehmensgröße** per Annahme berücksichtigt, indem von Unternehmen mit mehr oder weniger als 100.000 Zählpunkten ausgegangen wird und so entsprechend Ausgaben differenziert werden. Die Differenzierung der Unternehmensgröße wird in dieser Studie mithilfe von Zählpunktschwellen bei den sprungfixen Ausgaben noch detaillierter berücksichtigt. Ab der Grenze von 2 Mio. Zählpunkten besteht die begründete Annahme, dass die entsprechenden Ausgaben nicht mehr weiter ansteigen.

²⁹ Hinzuweisen ist darauf, dass heute noch nicht abzusehen ist, ob eine solche Auslagerung an ein drittes, BSI-zertifiziertes Rechenzentrum möglich sein wird.

3.6.1 (Weiter-)Entwicklungsausgaben

Die „(Weiter-)Entwicklungsausgaben“ bezeichnen Aufwände, die erforderlich sind, um den neuen Anforderungen von Smart Metering genügen zu können. Sie beziehen sich auf die notwendige **Anpassung der EDV-Systeme** beim jeweiligen Verteilnetzbetreiber sowie auf die damit verbundenen Projektierungsausgaben. Dabei handelt es sich vor allem um Ausgaben für den Aufbau und die Umstellung der EDV-Systeme auf die Fernablesung und Verwaltung von großen Datenmengen. Darüber hinaus sind Projektierungs- und Schulungsausgaben beinhaltet. Seitens des BDEW wurde bereits aufgezeigt, dass in der KNA **die Anlaufausgaben**, mit welchen der BDEW Ausgaben für den Aufbau der System- und Prozesslandschaft, sowie Planungsprozesse für Technologie und Logistik beziffert, nicht detailliert berücksichtigt wurden.³⁰ Auch aus diesem Grund werden diese Ausgaben in dieser Studie ergänzend beleuchtet.

Die **Notwendigkeit für die Anpassung der EDV-Systeme** ergibt sich aufgrund der Tatsache, dass, durch die **zunehmende Anzahl der Messwerte** neue Ausgaben im Messdaten-Management und in der Abrechnung anfallen. Die Daten der iMSys können z.B. im Bereich der Letztverbraucher viertelstündlich abgespeichert und einmal täglich an den Netzbetreiber und andere berechnete Marktpartner automatisch übersendet werden oder aber alle Viertelstunden übermittelt werden, was v.a. bei künftigen Smart-Grid-Funktionalitäten nützlich ist. Darüber hinaus sollte es möglich sein, auf Anfrage des Kunden die aktuellen Verbrauchsdaten aus dem Zähler auszulesen.

Entscheidend für eine Bewertung von Ausgaben ist auch das **Sicherheitsdesign**. Somit müssen die Informationssysteme, sowohl „Smart Meter“-Software als auch Systeme der Netzbetreiber sowie die entsprechenden Daten auf die neuen Anforderungen angepasst werden. Dies wird durch das sogenannte „**Information Security Management System**“ (**ISMS**) des SMGW-Administrators gewährleistet, indem die Entwicklung neuer präventiver Sicherheitsbarrieren vorangetrieben wird.³¹

³⁰ Vgl. BDEW, 2013, Kostenabschätzung – Kommentierung der Empfehlungen aus der Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler, S. 2.

³¹ ISMS beschreibt beispielsweise die Härtung der eingesetzten Betriebssysteme, das Patch-Management sowie Zugangskontrollen und Berechtigungskonzepte.

Bei dem Investitionsausgaben-Block „IT-Investitionen“ im Bereich der (Weiter-)Entwicklungsausgaben gilt es, **zwischen „Neuentwicklung und Weiterentwicklung“**³² bestehender Technologien zu unterscheiden. Die Beschreibung von Datenfluss und Ausgestaltung der erforderlichen Sicherheitskontrollen im „Smart Metering“-Umfeld (System, Netzwerk und Endgerät) gibt prozessual einen Überblick über alle Komponenten, die aufgebaut beziehungsweise umgebaut werden müssen.

Vor allem bei der Betrachtung des Anpassungsbedarfs von EDV-Systemen ist zudem eine differenzierte **Analyse nach Marktrollen** notwendig. Diese Bewertung kann dabei nur indikativ erfolgen, da der jeweilige Anpassungsbedarf sehr stark von der individuellen Ausgangssituation (vorhandene IT-Infrastruktur) und dem gewählten Geschäftsmodell des Unternehmens abhängt. In der KNA-Betrachtung wurden die folgenden Marktrollen tangiert

- Messstellenbetreiber (MSB)
- Energielieferant
- Verteilnetzbetreiber
- Erzeuger
- Energiehandel

Für die Analysen dieser Studie werden hingegen **lediglich die Auswirkungen auf** grundzuständige **MSBs (gMSB) und Netzbetreiber** (hinsichtlich der Netzdienlichkeiten) berücksichtigt, da diese auch den Großteil des Rollout durchführen werden.

Im Folgenden werden die Einzelkomponenten der anzupassenden Systeme beleuchtet. Allgemein gilt, dass die Ausgabenwerte im Bereich Weiterentwicklungsausgaben – nach Analyse der Rückmeldungen aller Netzbetreiber – ähnlich waren, sodass jeweils nur **ein netzgebietenübergreifender Ausgabenwert** in die Analyse eingeht. Dieser Ausgabenwert ist in allen Fällen ein **sprungfixer Wert** (je 100.000 Zählpunkte), welcher ab der Überschreitung der jeweils nächsten 100.000-Zählpunkt-Schwelle³³ entsprechend weiter ansteigt. Ab der Überschreitung von 2 Millio-

³² Vgl. Ernst & Young, „Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler“, 2013, S. 145.

³³ Also ab dem 100.001ten Zählpunkt.

nen Zählpunkten im Netzgebiet wurde angenommen, dass die Weiterentwicklungsausgaben nicht mehr ansteigen.

Weiterhin ist zu erwähnen, dass in diesem Gutachtenteil für die IT aus vereinfachungsgründen **keine Folgeinvestitionen** veranschlagt wurden. Realistischer Weise fallen eventuell weitere Kosten für System-Upgrades an.

Enterprise Resource Planning (ERP) Software / Work Force Management (WFM) / Gerätemanagement

Diese Position umfasst notwendige Weiterentwicklungsausgaben der Anwendungssoftware zur Unterstützung der Ressourcenplanung bzw. eine Weiterentwicklung des Systems zur Personaleinsatzplanung. Dies ist insbesondere im Hinblick auf die Planung des Einbaus intelligenter Zähler und Messsysteme von großer Bedeutung.

Im Deloitte-Katalog wurde – analog zur KNA³⁴ – angenommen, dass die Komponente „Work Force Management“ aus bestehenden Systemkomponenten weiterentwickelt werden kann. Allerdings wird abweichend von der KNA weiterhin davon ausgegangen, dass diese Position die Anpassung des Gerätemanagements integriert, obwohl dieses überwiegend im ERP-System angesiedelt ist. Des Weiteren berücksichtigt diese Position erforderliche Anpassungen sowie die Vereinheitlichung der Schnittstellen zwischen den Systemen.

Für Weiterentwicklungsausgaben dieser Komponenten wird ein sprungfixer Ausgabenwert von **175.000 EUR je 100.000 Zählpunkte³⁵** angenommen. Dieser Wert wurde als Mittelwert aus mehreren, netzgebietsklassenübergreifend sehr ähnlichen Werten gebildet.

Abrechnungs-Software / Customer Relationship Management (CRM)

Die Position Abrechnungssoftware und Customer Relationship Management (CRM) umfasst zum einen die notwendigen Weiterentwicklungsausgaben der Abrechnungssoftware, wobei in dieser

³⁴ Vgl. Ernst & Young, „Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler“, 2013, S. 57

³⁵ Expertenschätzung.

Betrachtung lediglich die **Abrechnung des Messstellenbetreibers gegenüber dem Lieferanten** gemeint ist. Unter dieser Position wird zum anderen die Anpassung des bestehenden CRM-Systems zur Dokumentation und Verwaltung von Kundenbeziehungen sowie ebenso erforderliche Anpassungen und die Vereinheitlichung der Schnittstellen zwischen den Systemen erfasst. Im Falle eines Messstellenbetreibers umfasst das CRM Vertragsinformationen zu entsprechenden Zählpunkten und Vertragspartnern.³⁶

Wie auch in der KNA wurde in dieser Studie angenommen, dass das CRM sowie die Abrechnungssoftware aus bestehenden Systemkomponenten weiterentwickelt werden kann. Allerdings wurden beide Positionen in Abweichung zur KNA in dieser Studie zusammengefasst.³⁷

Im Deloitte-Katalog wurde für Weiterentwicklungsausgaben dieser Komponenten ein sprunghafter, netzgebietenübergreifender Wert von **120.000 EUR je 100.000 Zählpunkte** angenommen.³⁸

Energy Data Management (EDM)-Software

EDM-Systeme werden zur Speicherung und Verwaltung der Energie-Verbrauchsdaten verwendet und liefern die Datengrundlage für Prognosen und Analysen.³⁹

Die notwendigen Weiterentwicklungsausgaben der bestehenden EDM-Software beinhalten Systemänderungen in Bezug auf die Netzbilanzierung (z.B. MaBiS), die Allokation (z.B. auch GaBi Gas) sowie die Ausweisung von Verlust- und Differenzzeitreihen und Mehr- / Mindermengenermittlung (zählpunktscharf, als Datenbasis für die Abrechnung). Darüber hinaus sind neue Marktprozesse zu integrieren. Des Weiteren sind auch hier die für diese Position notwendige Anpassungen und die Vereinheitlichung der Schnittstellen zwischen den Systemen berücksichtigt.

Wie auch in der KNA wurde in dieser Studie angenommen, dass das EDM aus bestehenden Systemkomponenten weiterentwickelt

³⁶ Vgl. Ernst & Young, „Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler“, 2013, S. 60.

³⁷ Vgl. ebenda, S. 57

³⁸ Expertenschätzung.

³⁹ Vgl. Ernst & Young, „Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler“, 2013, S. 57 und Aichele & Doleski, 2012, S. 314f.

werden kann.⁴⁰ Im Deloitte-Katalog wurde für Weiterentwicklungsausgaben dieser Komponenten ein sprungfixer, netzgebietenübergreifender Wert von **140.000 EUR je 100.000 Zählpunkte** angenommen.⁴¹

Netzleitstelle (NLS)

Diese Position beinhaltet notwendige Weiterentwicklungsausgaben bestehender Systeme zur Steuerung und Überwachung der Netze (Überwachung / Steuerung der Anlagen an den Netzkopplungspunkten, des Leitungsnetzes und der Regel- und Messanlagen). Auch hier findet eine erforderliche Berücksichtigung von Anpassungen und der Vereinheitlichung der Schnittstellen zwischen den Systemen statt. Da in der Gesamtstudie davon ausgegangen wird, dass über die iMSys (zumindest theoretisch) ein Einspeisemanagement erfolgen kann, welches zur Netzdienlichkeit beiträgt, ergibt sich die Notwendigkeit, die iMSys bzw. die durch diese Systeme erzeugten Daten auch in die Infrastruktur der NLS zu integrieren.⁴²

Im Deloitte-Katalog wurde für Weiterentwicklungsausgaben dieser Komponenten ein sprungfixer, netzgebietenübergreifender Wert von **87.000 EUR je 100.000 Zählpunkte** angenommen.⁴³

Projektierungsausgaben als notwendige Zusatzleistungen

Die im Rahmen dieser Studie erfassten Ausgaben beinhalten in diesem Zusammenhang sowohl Kommunikationsfeldtests und Testinstallationen sowie auch die für die Weiterentwicklung der obig beschriebenen Systeme zusätzlich anfallenden Personalausgaben (für Logistik und Ausschreibung von Fremdvergaben – diese allerdings exklusive der Ausgaben für Implementierung und Einbau der weiterzuentwickelnden Systeme).

Im Deloitte-Katalog wurde für die Projektierungsausgaben ein sprungfixer, netzgebietenübergreifender Wert von **48.000 EUR je 100.000 Zählpunkte** angenommen.⁴⁴

⁴⁰ Vgl. Ernst & Young, „Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler“, 2013, S. 57

⁴¹ Expertenschätzung.

⁴² Dieser Aufwand beinhaltet bereits auch Trigger für Smart-Grid-Funktionalitäten.

⁴³ Expertenschätzung.

⁴⁴ Expertenschätzung.

3.6.2 Ausgaben für Anschaffung

Durch die Implementierung von Smart Metering werden Investitionen beim Netzbetreiber für Messeinrichtungen, Gateways – und szenariospezifisch teilweise auch für externe Haushaltsanzeigen – ausgelöst. Die Höhe dieser Investitionen richtet sich sowohl nach den – funktionsabhängigen – Ausgaben für iZ / iMSys als auch nach dem szenariospezifischen Einführungsgrad. Weiterhin zählen zu den Ausgaben für Anschaffung auch Ausgaben für bestimmte EDV-Bestandteile, welche nicht – wie oben beschrieben – aus bestehenden Komponenten weiterentwickelt werden können, sondern vollständig neu angeschafft werden müssen. Weiterhin müssen auch Projektierungsausgaben im Bereich der Anschaffung veranschlagt werden.⁴⁵

Headend-System (AMM+MDM)-Software

Im Rahmen dieser Studie wird, analog zur KNA⁴⁶, davon ausgegangen, dass beim jeweiligen Verteilnetzbetreiber das für den Betrieb von intelligenten Messsystemen erforderliche Headend-System neu angeschafft werden muss. Das Headend-System in dieser Studie integriert jedoch – abweichend zur KNA – auch bereits eine Software für das Automated Meter Management (AMM⁴⁷) als auch das Meter Data Management (MDM).

Das **Headend-System** ist für den Empfang und die Aufbereitung der Daten der intelligenten Messsysteme zuständig. Es bildet die Datenschnittstelle zum intelligenten Messsystem und sammelt die verschlüsselten, anfallenden Messwerte oder Zählerzustandsdaten, welche im Anschluss an das Meter Management-System oder an das MDM übermittelt und weiter verarbeitet werden.⁴⁸ Weiterhin muss das HES die Laststeuerung unterstützen, indem es Messwerte mit der entsprechenden Zeitinformation zur Lastverteilung zwischenspeichert.⁴⁹

⁴⁵ V.a. große Netzbetreiber unterziehen heute alle Neugeräte bei Wareneingang einer Qualitätsprüfung (z.B. Warenannahmeprüfung). Aufwendungen hierfür wurden aus Vereinfachungsgründen vernachlässigt, was aber nichts an Gesamtaussagen der Studie ändert.

⁴⁶ Vgl. Ernst & Young, „Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler“, 2013, S. 57.

⁴⁷ AMM: Software für die Statistiken und Analysen der Verbrauchswerte.

⁴⁸ Vgl. Ernst & Young, „Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler“, 2013, S. 58.

⁴⁹ Vgl. aufbauend Aichele & Doleski, 2012, S. 311.

Das **MDM** ist zuständig für die Abfrage, Entschlüsselung, Verarbeitung und Weiterleitung verschlüsselter Zähl­daten. Weiterhin werden im MDM die eintreffenden Messwertreihen auf Extremwerte und Ausreißer hin überprüft, sodass das MDM auch eine Monitoringfunktion übernimmt und für autorisierte Marktteilnehmer zudem die Datengrundlage.

Für die Anschaffung eines neuen Headendsystems wurde im Deloitte-Katalog ein wiederum sprungfixer, netzgebieten­klassenübergreifender Wert von **230.000 EUR je 100.000 Zählpunkte** festgelegt.⁵⁰

Webportal für Endkunden

Im Rahmen dieser Studie wird – abweichend von der KNA⁵¹ – nicht davon ausgegangen, dass ein jeweils verteilnetzbetreiberinter­nes, bestehendes Webportal nur weiterentwickelt werden muss. Stattdessen wird angenommen, dass das für die verpflichtende Visualisierung der Verbrauchsdaten notwendige Webportal in dieser Form noch nicht vorhanden ist und aus diesem Grund in die Kategorie Anschaffung fällt.

Für die Anschaffung eines neu zu entwickelnden Webportals werden nach Expertenschätzungen im Deloitte-Katalog einmalige, zähl­punktunabhängige Ausgaben in Höhe von **120.000 EUR** veranschlagt.⁵²

Intelligenter Zähler (iZ)

§ 21c Abs. 5 EnWG eröffnet die Möglichkeit, unbeschadet der Einbauverpflichtung von Abs. 1 in einer Rechtsverordnung vorzusehen, zumindest Messeinrichtungen einzubauen, die den **tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungsdauer** widerspiegeln. D.h., der Einbau eines iZ ist nicht anstelle eines intelligenten Messsystems, sondern neben den Pflichteinbaufällen für intelligente Messsysteme zusätzlich erforderlich. Diese intelligenten Zähler müssen jedoch, um die Anforderung zu erfüllen, zu einem späteren Zeitpunkt zu einem intelligenten Messsystem, welches den Anforderungen des Schutzprofils sowie den technischen

⁵⁰ Expertenschätzung.

⁵¹ Vgl. Ernst & Young, „Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler“, 2013, S. 57

⁵² Expertenschätzung.

Richtlinien des BSI entspricht, **anbindbar sein**. In dieser Studie wurde dementsprechend die in der KNA vorgestellte, sogenannte „Systemvariante 1“ verwendet, welche einen upgradefähigen Zähler für den späteren Smart Meter Gateway-Betrieb beschreibt.⁵³

Die Ausgaben für die Anschaffung eines intelligenten Zählers wurden im Deloitte-Katalog mit einem wiederum netzgebietenklassenübergreifenden Wert von **50 EUR** je intelligentem Zähler abgebildet.⁵⁴

Vom Zähler abgesetztes Display (externe Haushaltsanzeige)

Da seitens des Endverbrauchers eine Veränderung des Verbrauchsverhaltens nur dann erzielt werden kann, wenn direktes Verbrauchs-Feedback in Form einer Echtzeit-Anzeige hinsichtlich Verbrauch und Nutzungsdauer vorhanden ist, wird die Verwendung eines vom Zähler abgesetzten Displays in der Energieeffizienzrichtlinie 2012 vorgeschlagen. Noch unklar ist derzeit, wie genau diese Haushaltsanzeige definiert werden soll. Grundsätzlich stehen hierfür folgende Optionen zur Verfügung:⁵⁵

- Inhouse-Displays, die über die HAN-Schnittstelle mit dem Smart Meter Gateway bei einem iMSys, oder über ein optisches Lesegerät am intelligenten Zähler verbunden sind,
- der PC des Endkunden, der bei einem intelligenten Messsystem über eine LAN/W-LAN-Router mit der Messeinrichtung bzw. dem SMGW verbunden wird, und
- Smartphones/Tablets der Endverbraucher, welche sich beispielsweise mittels einer App, oder auf einer Homepage ihre Verbrauchsdaten einsehen können.

In dieser Studie werden die entsprechenden Ausgaben für die Anschaffung für ein abgesetztes Display nur im Szenario „Rollout Plus“ berücksichtigt und dies bei

(1) 50% aller intelligenten Zähler sowie bei

(2) 50 % aller verbrauchsseitigen sowie einspeiseseitigen iMSys

⁵³ Vgl. Ernst & Young, „Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler“, 2013, S. 67.

⁵⁴ Expertenschätzung.

⁵⁵ Vgl. Ernst & Young, „Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler“, 2013, S. 148.

Die Höhe der angesetzten Anschaffungsausgaben für Displays beträgt **40 EUR je Display**.⁵⁶

Im Szenario 1 „gesetzlicher Rahmen“ findet das Display hingegen keine Berücksichtigung. Aus Sicht des Gutachters gibt es für die diskutierte „Einbauverpflichtung einer abgesetzten Haushaltsanzeige“ derzeit (noch) keine eindeutige primärgesetzliche Grundlage.

Schnittstelle für Visualisierung der Verbrauchsdaten bei iZ ohne Display

Da auch die verbleibenden 50 % der iZ und iMSys, welche kein Display haben, die Verbrauchsdaten visualisieren können müssen, wird davon ausgegangen, dass es per PC oder Smartphone möglich ist, die Daten auszulesen. Gemäß der – im obigen Absatz eingefügten – Gliederung ist dies folgendermaßen möglich:

- (1) Bei den verbleibenden 50 % der iZ, welche kein Display erhalten, muss eine Schnittstelle für die Visualisierung der Verbrauchsdaten bei den Investitionsausgaben berücksichtigt werden. Es wird davon ausgegangen, dass bei 80 % der intelligenten Zähler ohne abgesetztes Display eine Kommunikations-Schnittstelle genügt, worüber der Kunde mittels geeigneter Technik auf seine Verbrauchsdaten zugreifen kann.⁵⁷ Bei den verbleibenden 20 % der iZ ohne Display muss voraussichtlich eine teurere, kabelgebundene Lösung zu Kosten von 105 EUR (analog zur Position „Einbaukosten Display“) verbaut werden. Somit ergibt sich im Schnitt ein Mischwert von 23,8 EUR, welcher bei allen iZ ohne Display als Investitionsausgabe zur Visualisierung der Verbrauchsdaten berücksichtigt wird.
- (2) Sobald iZ zu iMSys aufgerüstet wurden, benötigen sie kein eigenes Display mehr. Die Letztverbraucher haben Zugriff auf ihre Visualisierungsdaten über die HAN-Schnittstelle des am iZ angeschlossenen SMGWs. Alternativ können die Letztverbraucher auch ein Visualisierungsportal bei ihrem Lieferanten nutzen, im Rahmen der dort verfügbaren Daten.

⁵⁶ Vgl. Ernst & Young, „Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler“, 2013, S. 148.

⁵⁷ FNN-Basiszähler besitzen derzeit keine WLAN-Schnittstelle. Diese kann nur durch zusätzliche Hardware umgesetzt werden.

Intelligentes Messsystem (iMSys)

An dieser Stelle werden die Ausgaben für die Anschaffung eines intelligenten Messsystems berücksichtigt. Diese werden, wie oben beschrieben, im Rahmen der Studie für die sogenannte „Systemvariante 1“ der KNA berechnet und als **zusammengesetzte Komponente aus einem Upgrade-fähigen, intelligenten Zählern sowie einem Gateway** (und ggf. Display) definiert. Das iMSys genügt in diesem Fall neben den eichrechtlichen Vorgaben auch den Anforderungen des BSI-Schutzprofils und der Technischen Richtlinie.

Die KNA geht von einem Zähler-Gateway-Verhältnis von 3 Zählern pro Gateway (3:1) in der Stadt, beziehungsweise 2:1 auf dem Land aus.⁵⁸ Laut BDEW ist jedoch realistischer Weise von einem deutlich geringeren Verhältnis auszugehen, da das in der KNA vorgeschlagene Zähler-Gateway-Verhältnis in der Realität weder in der Stadt, noch am Land erreicht wird,⁵⁹ Aus diesem Grund wird in dieser Studie von einem netzgebietsübergreifenden Zähler-Gateway-Verhältnis **von 1,2 iZ pro Gateway** ausgegangen.

Intelligente Messsysteme unterscheiden sich von sogenannten „modernen Messsystemen“ durch die **Einbindung in ein Kommunikationssystem**, in welchem die vom EnWG vorgeschriebenen Anforderungen im Hinblick auf Datenschutz und Datensicherheit erfüllt werden. Diese Vorschriften sind unerlässlich, da im Rahmen des Betriebs eines intelligenten Messsystems jede Art von Kommunikation zwischen physisch getrennten Kommunikationsnetzen über das SMGW laufen muss.⁶⁰ Da eine große Menge an haushaltsbezogenen Daten verarbeitet, versendet und gespeichert wird, ist es zudem notwendig, sensible Daten entsprechend zu anonymisieren, jedoch gleichzeitig für den Letztverbraucher transparent zu halten. Die Verschlüsselung der kommunizierten Daten erfolgt im sogenannten **Sicherheitsmodul**, welches in jedem SMGW pflichtmäßig verbaut sein muss. Es dient als Speicher für das kryptographische Material.⁶¹ Um das BSI-Schutzprofil zu

⁵⁸ Vgl. Ernst & Young, „Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler“, 2013, S. 136.

⁵⁹ Vgl. BDEW, 2013, Kostenabschätzung – Kommentierung der Empfehlungen aus der Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler, S. 3.

⁶⁰ Die Interoperabilität der iMSys wird in der technischen Richtlinie TR-03109 definiert.

⁶¹ Vgl. Ernst & Young, „Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler“, 2013, S. 38 f.

erfüllen, muss das iMSys durch einen zertifizierten Smart Meter Gateway-Administrator (SMGA) betrieben werden.

Das Gateway wird innerhalb dieser Analyse in zwei unterschiedlichen Systemvarianten betrachtet:

Gateway mit drahtloser Kommunikationsanbindung

Die Anschaffungsausgaben für ein SMGW mit drahtlosem Kommunikationsanschluss/Kommunikationsmodul wurden im Deloitte-Katalog mit einem netzgebietsklassenübergreifenden Wert von **190 EUR je Gateway** veranschlagt.⁶²

Gateway mit drahtgebundener Kommunikationsanbindung

Die Anschaffung eines SMGW mit drahtgebundenem Kommunikationsanschluss/Kommunikationsmodul wurde im Deloitte-Katalog mit einem netzgebietsklassenübergreifenden Wert von **187 EUR je Gateway** veranschlagt.⁶³

Steuereinheit am Gateway

Um einen Zählpunkt über die CLS-Schnittstelle des Gateways vom Netz zu trennen ist eine Steuereinheit erforderlich. Nur wenn diese kundenseitig beigestellt wird, kann mittels dieser Steuereinheit das Schaltsignal für die Sperrung bzw. Entsperrung übermittelt werden. Eine solche wird im Szenario 1 „gesetzlicher Rahmen“ der dena-Smart-Meter-Studie nicht berücksichtigt.

Im Szenario 2 „Rollout Plus“ der dena-Smart-Meter-Studie gehen die Ausgaben für diese Steuereinheit, die auch das aktive Einspeisemanagement überhaupt erst technisch im Rahmen der „1:1“-Kommunikation ermöglichen, i.H.v. **40 Euro** pro Gateway ein.⁶⁴ Die Steuereinheit ist dem Gateway zugeschlüsselt. Dieses Modul stellt die Verbindung zwischen der CLS-Schnittstelle eines iMSys und den zum Schalten von Lasten und Erzeugungsanlagen benötigten Geräten her. Diese können dann über das iMSys differenzierter angesteuert werden.⁶⁵

⁶² Expertenschätzung.

⁶³ Expertenschätzung.

⁶⁴ Expertenschätzung.

⁶⁵ Die Steuereinheit ist aus Sicht des Expertenkreises eine Alternative zu den heute im Einsatz befindlichen Rundsteuerempfängern, nicht aber zu der bestehenden Fernwirktechnik in Großeinspeiseranlagen.

Projektierungsausgaben als notwendige Zusatzleistungen

Die hier erfassten Projektierungsausgaben beinhalten in diesem Zusammenhang die für die Anschaffung der obig beschriebenen Systeme zusätzlich anfallenden Personalausgaben, wie beispielsweise Ausgaben für Logistik und Ausschreibung von Fremdvergaben – allerdings exklusive der Ausgaben für Implementierung und Einbau der anzuschaffenden Systeme. Der wesentlichste Kostenbestandteil hier ist aber die Konzepterstellung (Konzeption und Planung).

Für Projektierungsausgaben wurden im Deloitte-Katalog Ausgaben in Höhe von einmalig **67.000 EUR** je 100.000 Zählpunkte festgesetzt.⁶⁶

3.6.3 Ausgaben für den Einbau

Der Einbau umfasst Ausgaben, die anfallen, um die Geräte in den Funktionszustand zu versetzen.⁶⁷ In den meisten Fällen ist dabei von einem Wechselprozess auszugehen, bei dem der beim Kunden installierte Zähler ausgebaut und durch einen iZ oder durch ein iMSys ersetzt wird. Weitere Fälle sind Einbauten bei Neuanlagen oder die Erweiterung eines bereits vorhandenen iZ zu einem iMSys durch Einbau eines SMGW (sog. Upgrade). Die angesetzten Einbauausgaben beinhalten sowohl die Personalausgaben für die eingesetzten Monteure als auch deren Fahrtausgaben.

In dem in der Studie verwendeten Modellansatz werden zwei Ausgabenpositionen definiert: eine Ausgabenposition für die Vor-Ort-Installation eines iZ und eine weitere Ausgabenposition für die Installation des SMGW. Für den Einbau eines iMSys wird die Summe der beiden Ausgabenpositionen angesetzt, was einer entkoppelten Installation von iZ und SMGW mit zwei Anfahrten entspricht. Andererseits wird in dem Ausgabenansatz modellseitig davon ausgegangen, dass jegliche Einbauten bereits mit der ersten Anfahrt im ersten Montageversuch erfolgreich abgeschlossen werden. Erfahrungsgemäß sind im Mittel 1,3 Anfahrten erforderlich. Da zudem noch keine ausreichenden Praxiserfahrungen über

⁶⁶ Expertenschätzung.

⁶⁷ Einbaukosten im Sinne von Projektierungsausgaben werden im Allgemeinen als Teil der Anschaffungskosten aktiviert und über Nutzungsdauer abgeschrieben. Hier werden sie dem Bereich Investitionsausgaben zugeordnet.

die Installation und Inbetriebnahme von iMSys existieren, kann nicht abschließend beurteilt werden, ob sich die gemeinsame Installation von iZ und SMGW oder die entkoppelte Installation als effizientere Vorgehensweise durchsetzen wird. Der gewählte Ansatz stellt daher einen geeigneten Kompromiss für die hier durchgeführte Modellierung dar, in der Realität ist allerdings v.a. bei eher ländlichen Netzbetreibern durchaus ein anderer – nicht entkoppelter – Ansatz individuell zu berechnen.

Einbauausgaben intelligente Zähler

Ausgaben für die vollständige Vor-Ort-Installation eines iZ Strom beinhalten annahmegemäß die An- und Rückfahrt (im Mittel für die jeweilige Netzgebietsklasse). Weiterhin wird angenommen, dass die technische Anbindung beim ersten Montageversuch bereits funktioniert und keine weiteren Termine für die Montage durchzuführen sind.

Der Einbau intelligenter Stromzähler wurde im Deloitte-Katalog mit netzgebietsklassenübergreifenden Ausgaben in Höhe von **40 EUR je intelligentem Zähler** in die Analyse mit aufgenommen.⁶⁸

Einbauausgaben Smart Meter Gateway (drahtlos angebunden)

Der Einbau für das vollständige drahtlos angebundene Vor-Ort-Upgrade eines iZ zu einem iMSys durch ein Gateway basiert ebenfalls auf der Annahme, dass die Anfahrt- und Rückfahrt im Mittel für die jeweilige Netzgebietsklasse bereits enthalten ist, sowie dass die technische Anbindung beim ersten Montagetermin bereits funktioniert.

Die im Deloitte-Katalog erhobenen Ausgaben variieren für diese Ausgabenposition zwischen den unterschiedlichen Netzgebietsklassen. Während der Einbau eines drahtlos angebundenes Gateways im städtischen Bereich **60 EUR** je Installation kostet, kostet er im halbstädtischen Bereich **77 EUR** und im ländlichen Bereich **79 EUR** je Installation.⁶⁹

⁶⁸ Expertenschätzung.

⁶⁹ Expertenschätzung.

Einbauausgaben Smart Meter Gateway (drahtgebundene Kommunikation)

Auch der Einbau für das vollständige drahtgebundene Vor-Ort-Upgrade eines iZ zu einem iMSys durch ein Gateway basiert auf der Annahme, dass die Anfahrt- und Rückfahrt im Mittel für die jeweilige Netzgebietsklasse bereits enthalten ist, sowie dass die technische Anbindung beim ersten Montagetermin bereits funktioniert.

Die Einbauausgaben für die Installation eines drahtgebundenen Gateways belaufen sich im Deloitte-Katalog auf Ausgaben in Höhe von 58,5 EUR je Einbau im städtischen Bereich, 77 EUR je Einbau im halbstädtischen Bereich und 67 EUR je Einbau im ländlichen Bereich.⁷⁰

Einbauausgaben für vom Zähler abgesetztes Display (externe Haushaltsanzeige)

Die Ausgaben für den Einbau einer externen Haushaltsanzeige unterliegen den gleichen Annahmen wie die obig beschriebenen Einbauten. Netzgebietsübergreifend werden hier aber Ausgaben von **105 EUR je Installation** im Deloitte-Katalog veranschlagt.⁷¹ Die Ausgaben fallen vergleichsweise hoch aus, da im Falle eines Display-Einbaus auch die Anbindung an eine sichere Kommunikationsverbindung gewährleistet sein muss, welche zusätzliche Zeit in Anspruch nimmt. Der ermittelte Wert spiegelt auch die Mehrausgaben wieder, die entstehen, wenn z.B. (wie in größeren Mehrfamilienhäusern) keine Funkverbindung zwischen iZ und Display verwendet werden kann, sondern ein Kabelkanal gelegt werden muss.

3.6.4 Betriebsausgaben

Die Betriebsausgaben umfassen in dieser Analyse nur diejenigen Ausgaben, welche zusätzlich zum Status quo (also zusätzlich zum Betrieb konventioneller Zähler) durch den Betrieb von intelligenten Zählern und intelligenten Messsystemen anfallen.

⁷⁰ Expertenschätzung.

⁷¹ Expertenschätzung.

Enterprise Resource Planning (ERP) Software / Work Force Management (WFM) / Gerätemanagement

Die Betriebsausgaben für das ERP und WFM sowie für das Gerätemanagement umfassen die jährlichen Ausgaben, die für den Betrieb dieser in den Investitionsausgaben definierten Position in der vorgesehenen Ausstattung anfallen. Für die Betriebsausgaben dieser Position werden im Deloitte-Katalog pauschal 17,50 % der ERP-Weiterentwicklungsausgaben angenommen, sodass sich ein netzgebietsklassenübergreifender Wert von **30.625 EUR / 100.000 Zählpunkte pro Jahr** ergibt.⁷²

Headend-System (AMM+MDM) Software

Die Betriebsausgaben für das Headendsystem inklusive des Betriebs der AMM und MDM Systeme umfassen die jährlichen Ausgaben, die für den Betrieb dieser in den Investitionen definierten Position in der vorgesehenen Ausstattung anfallen. Für die Betriebsausgaben dieser Systeme werden im Deloitte-Katalog pauschal 17,50 % der Headend System-Weiterentwicklungsausgaben angenommen, sodass sich ein netzgebietsklassenübergreifender Wert von **40.250 EUR / 100.000 Zählpunkte pro Jahr** ergibt.⁷³

Customer Relationship Management (CRM) / Abrechnungsoftware

Die Betriebsausgaben für die CRM- und Abrechnungsoftware umfassen die jährlichen Ausgaben, die für den Betrieb dieser in den Investitionen definierten Position in der vorgesehenen Ausstattung anfallen. Für die Betriebsausgaben dieser Systeme werden im Deloitte-Katalog pauschal 17,50 % der Weiterentwicklungsausgaben für Customer Relationship Management / Abrechnungsoftware angenommen, sodass sich ein netzgebietsklassenübergreifender Wert von **21.000 EUR / 100.000 Zählpunkte pro Jahr** ergibt.⁷⁴

⁷² Expertenschätzung.

⁷³ Expertenschätzung.

⁷⁴ Expertenschätzung.

Energy Data Management (EDM) Software

Die Betriebsausgaben für die EDM-Software umfassen die jährlichen Ausgaben, die für den Betrieb dieser in den Investitionen definierten Position in der vorgesehenen Ausstattung anfallen. Für die Betriebsausgaben des EDM-Systems werden im Deloitte-Katalog pauschal 17,50 % der EDM-System-Weiterentwicklungsausgaben angenommen, sodass sich ein netzgebietsklassenübergreifender Wert von **24.500 EUR / 100.000 Zählpunkte pro Jahr** ergibt.⁷⁵

Netzleitstelle (NLS)

Die Betriebsausgaben für die NLS-Software umfassen, wie die oben genannten Ausgabenarten der anderen EDV-Komponenten, die jährlichen Ausgaben, die für den Betrieb dieser in den Investitionen definierten Position in der vorgesehenen Ausstattung anfallen. Für die Betriebsausgaben des NLS-Systems werden im Deloitte-Katalog pauschal 17,50 % der NLS-System-Weiterentwicklungsausgaben angenommen, sodass sich ein netzgebietsklassenübergreifender Wert von **15.225 EUR / 100.000 Zählpunkte pro Jahr** ergibt.⁷⁶

Die Ausgabenposition wurde modellseitig nur im Rahmen der Berechnungen zur Netzdienlichkeit berücksichtigt, da sie zur Durchführung von Steuerungshandlungen notwendig ist und nicht im Rahmen der Bestimmung der Entgelte des gesetzlichen Messwesens in Ansatz zu bringen ist.

SMGW-Administrations-System

Im Folgenden werden die Ausgaben für den Betrieb des SMGW-Administrations-Systems beschrieben. Der Smart Meter Gateway Administrator ist diejenige Instanz, welche das Gateway systemseitig einbindet, konfiguriert und kontrolliert.⁷⁷ Das SMGW darf ausschließlich **nur durch den SMGW-Administrator – und nicht durch Dritte** – administriert werden. Dazu muss das SMGW nach den Technischen Richtlinien des BSI mindestens folgende Dienste bereitstellen:

⁷⁵ Expertenschätzung.

⁷⁶ Expertenschätzung.

⁷⁷ Vgl. Ernst & Young, „Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler“, 2013, S. 224.

- Im SMGW müssen alle Geräte wie beispielsweise Zähler oder Anzeigeeinheiten durch den Administrator registriert und einem Letztverbraucher zugeordnet werden können.⁷⁸
- Es muss dem SMGW-Administrator möglich sein, im SMGW Letztverbraucher anzulegen, zu bearbeiten, zu löschen und zugeordnete Zertifikate bzw. Zugangsdaten einrichten oder zu löschen.⁷⁹
- Der SMGW-Administrator muss in das SMGW Zähler-, Kommunikations-, und Auswertungsprofile z.B. zur Tarifierung und Netzzustandsmeldung einbringen, aktivieren und löschen können.⁸⁰
- Der SMGW-Administrator muss in das SMGW Schlüssel und Zertifikate für die Kommunikation mit Zählern, CLS, externen Marktteilnehmern einbringen, aktivieren, deaktivieren oder löschen können.⁸¹
- Der SMGW-Administrator muss auf das SMGW neue Firmware aufspielen, verifizieren und aktivieren können. Diese muss vor der Aktivierung über Mechanismen verfügen, anhand derer eine Verifikation der Integrität möglich ist.⁸²
- Die Adresse des Wake-up-Services des SMGW muss durch den SMGW-Administrator konfigurierbar sein.⁸³
- Der SMGW-Administrator muss den Zustand des SMGW abfragen und Logeinträge aus dem System- und eichtechnischen Log auslesen können.⁸⁴

⁷⁸ Es wird davon ausgegangen, dass dies durchschnittlich alle fünf Jahre, einmal pro Letztverbraucher geschieht.

⁷⁹ Theoretisch müsste ein Letztverbraucher nach drei Jahren gelöscht und wieder angelegt werden. Hier wird von HAN-Zertifikaten für Letztverbraucher ausgegangen; diese haben eine Gültigkeit von sieben Jahren. (BSI TR-03109-1, V 1.0, S. 145).

⁸⁰ Theoretisch müssten z.B. Auswertprofile mit Eintarif-Informationen (z.B. TAF1) zweimal pro Jahr gelöscht und wieder angelegt werden.

⁸¹ Zählerzertifikate und HAN-Zertifikate (hier für CLS) sind sieben Jahre gültig (BSI TR-03116-3, V 1.0, S. 13). Externe Marktteilnehmerzertifikate (Endnutzerzertifikate) sind zwei Jahre gültig (BSI TR-03109-4, V1.0, S. 21).

⁸² Es wird davon ausgegangen, dass der Fall im Mittel einmal pro Jahr eintritt.

⁸³ Bei einem Wake-Up per Sms müsste alle zwei Jahre die SIM-Karte gewechselt werden, um eine neue Telefonnummer (Adresse) zu etablieren.

⁸⁴ Bei Problemen und Umbauten an der Gerätetechnik müssen die entsprechenden Logbücher nach Bedarf ausgelesen werden können.

Auch aus Sicht des BDEW stellt der Smart Meter-Gateway-Administrator keine neue Marktrolle dar, sondern eine Funktion, welche einer bestehenden energiewirtschaftlichen Marktrolle zugeordnet werden muss, wobei die Prozesseffizienz im Vordergrund stehen sollte.⁸⁵

Für die jährlichen Betriebsausgaben des SMGW-Administrations-Systems werden folgende Annahmen getroffen: Es wird davon ausgegangen, dass ein externer Dienstleister das System betreibt. Für ein Netzgebiet mit 100.000 zu betreuenden Zählpunkten werden Kosten von 40.000 EUR angenommen. Ebenso wie bereits in obigen Positionen nehmen die Kosten ab 2.000.000 zu betreuenden Zählpunkten nicht mehr weiter zu.

Netzgebietsklassenübergreifend wurden im Deloitte-Katalog für den Betrieb des SMGW-Administrations-Systems **40.000 EUR / 100.000 Zählpunkte pro Jahr** angenommen.⁸⁶ Hierbei wurde davon ausgegangen, dass ein externer Dienstleister das System betreibt.

SMGW-Admin-Zertifizierung

Die SMGW-Admin-Zertifizierung erfolgt nach ISO 27001, mit welcher die Anforderungen an die Informationssicherheit, unter Berücksichtigung der IT-Risiken, spezifiziert werden. Nach Einschätzung der KNA ist der SMGW-Administrator von den wettbewerblichen Bereichen des vertikalen Unternehmens rechtlich entflochten⁸⁷, aus Sicht des Gutachters gibt es dafür aktuell noch keine rechtliche Grundlage.

Die Betriebsausgaben für die SMGW-Admin-Zertifizierung wurden im Deloitte-Katalog unter folgenden Annahmen getroffen:

Es wird angenommen, dass bundesweit 15 Gateway-Administratoren alle Zählpunkte in Deutschland, an welchen iMSys angeschlossen sind, abdecken. Jeder dieser Gateway-Administratoren hat Einmalausgaben der Zertifizierung von

⁸⁵ Vgl. BDEW, 2014, Stellungnahme zur Einführung intelligenter Messsysteme und Zähler. Die Zustandsabfrage und das Auslesen des Logbuchs erfolgt so oft wie nötig, um den Betrieb sicherzustellen.

⁸⁶ Marktrecherche. Diese Position umfasst lediglich die IT-Systemkosten. Prozesskosten / operative SMGA-Tätigkeiten werden in der Position Mehraufwand für den Messstellenbetrieb iMSys weiter unten berücksichtigt.

⁸⁷ Vgl. Ernst & Young, „Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler“, 2013, S. 199.

600.000 EUR.⁸⁸ Zusätzlich benötigt jeder dieser Gateway-Admins jährlich 87.000 EUR / a für die jährliche Zertifizierung. Daraus ergeben sich im Deloitte-Katalog netzgebietsklassenübergreifende Ausgaben in Höhe von jährlich **127.000 EUR pro 3 Mio. Zählpunkte**.⁸⁹

Webportal für Endkunden

Nachjustierungen am Webportal werden im Deloitte-Katalog in Höhe von im Folgejahr des Einbaus jährlich anfallenden Fixausgaben in Höhe von **3.000 EUR** Rechnung getragen.⁹⁰

Hosting

Die Hosting-Betriebsausgaben, welche in diesem Modell in Form einer **Fremddienstleistung** in Anspruch genommen werden, umfassen die für den Rollout notwendigen Ausgaben für die Anmietung von Servern und Datenspeichersystemen in einem bereits **zertifizierten Rechenzentrum**.

Nach Berechnungen einer BDEW-Studie kann ein durchschnittlicher Server beispielsweise 30.000 iMSys bedienen. Dies wurde auf Basis eines monatlichen Datenvolumens der Zählwerte pro Zähler von ca. 1 MB ermittelt. 300 Byte fallen pro Messwert für ca. 2.880 Werte je Monat – also 15 Minuten-Werte für 30 Tage – an. Darüber hinaus müssen noch Ausgaben für Datenvorhaltung und damit verbundene höhere **Speicherkapazität** veranschlagt werden. Die in Echtzeit übermittelten Daten müssen zudem adäquat **gesichert** werden. Beispielsweise kritisierte auch der BDEW, dass die Ausgaben für die Gewährleistung der IT-Sicherheit in der KNA nicht ausreichend berücksichtigt wurden, sodass die Ausgaben für das Hosting in einem bereits zertifizierten Rechenzentrum hier ergänzend zur KNA mit aufgenommen werden.⁹¹ Entsprechende Kapazitäten für das erhöhte Datenvolumen müssen zudem auch dauerhaft zur Verfügung stehen.

Im Deloitte-Katalog werden somit folgende Annahmen zur Erhebung zugrunde gelegt: Das zu verarbeitende Datenvolumen liegt

⁸⁸ (verteilt auf 15 Jahre) = 40.000 EUR / a / Gateway-Admin.

⁸⁹ Expertenschätzung.

⁹⁰ Expertenschätzung.

⁹¹ Vgl. BDEW, 2013, Kostenabschätzung – Kommentierung der Empfehlungen aus der Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler, S. 2.

für einen Netzbetreiber im Mittel zwischen 100-250 Terabyte. Veranschlagt werden hierfür netzgebietsklassenübergreifende Ausgaben **von 51.000 EUR / 100.000 Zählpunkte pro Jahr**, wiederum mit einer Deckelung nach oben ab 2.000.000 Zählpunkten.⁹²

Eigenstromverbrauch iZ

Intelligente Zähler, weisen – wie auch konventionelle Zähler bzw. Ferrariszähler – im Betrieb einen Eigenverbrauch an Strom auf. Die Ausgaben für den Eigenstromverbrauch fallen derzeit beim Verteilnetzbetreiber, nicht etwa beim Messstellenbetreiber an. Der Stromverbrauch des Zählers und der Telekommunikation fallen derzeit beim Netzbetreiber unter die regulatorisch in der Anreizregulierung behandelten Netzverluste.

Im Deloitte-Katalog wird von Ausgaben für Eigenstromverbrauch bei intelligenten Zählern von **1,7 EUR / intelligentem Zähler pro Jahr** ausgegangen.⁹³

Die Ausgabenposition wurde modellseitig nur im Rahmen der Berechnungen der Rolloutausgaben berücksichtigt und ist nicht im Rahmen der Bestimmung der Entgelte des gesetzlichen Messwesens in Ansatz zu bringen.

Eigenstromverbrauch Gateway

Auch der Eigenstromverbrauch für ein intelligentes Messsystem, beziehungsweise für das Gateway, fällt somit beim Verteilnetzbetreiber und nicht beim Messstellenbetreiber an.

Im Deloitte-Katalog wird, von einem Wert für Eigenstromverbrauch bei Gateways in Höhe von **3,80 EUR / Gateway pro Jahr** ausgegangen.⁹⁴

Die Ausgabenposition wurde modellseitig nur im Rahmen der Berechnungen der Rolloutausgaben berücksichtigt und ist nicht im Rahmen der Bestimmung der Entgelte des gesetzlichen Messwesens in Ansatz zu bringen.

⁹² Expertenschätzung.

⁹³ Expertenschätzung.

⁹⁴ Expertenschätzung.

Ablesung

Sehr deutlich zeigen sich die Auswirkungen der Einführung von Smart Metering im Bereich der Ablesung. Für die Entgeltbildung nach herkömmlichen Verfahren müsste zwischen Messung, Weitergabe, und Qualitätssicherung unterschieden werden. Unter den Betriebsausgaben für Messung bei Gateways werden im Folgenden nur **jährliche Flatrate-Ausgaben pro Gerät**, nicht aber Ausgaben pro Ablesung erfasst. Dies hat den Hintergrund, dass durch die zunehmende, viertelstündliche Erfassung von Messdaten, die Erfassung in Form einer Flatrate günstiger als die konventionelle Alternative ist.

Die bisherige manuelle Ablesung der Zähler von Haushaltskunden (i.d.R. jährlich) kann bei allen Zählern, welche mit einem Gateway verbunden sind, entfallen. Für intelligente Zähler ohne Gateway fallen jedoch nach wie vor Ausgaben für die Ablesung an. Die Ablesung erfolgt im Modell nach den geltenden Marktregeln (Lastgangdaten, Zählerstände).

Die Ausgaben für eine Ablesung pro Jahr von intelligenten Zählern ohne Gateway nach den geltenden Marktregeln (Lastgangdaten, Zählerstände) inklusive der dazu benötigten Hard- und Software wurden im Deloitte-Katalog Ausgaben in Höhe von **3,60 EUR / Ablesung und intelligentem Zähler ohne Gateway**⁹⁵ angenommen.

Eichung FZ / iZ

Stromzähler, die im geschäftlichen Verkehr eingesetzt werden, unterliegen in Deutschland der Eichpflicht. Die Ersteichgültigkeitsdauer wird bei der zukünftig zu verbauenden elektronischen Zähltechnik im Vergleich zu jetzt deutlich (von bisher 12, beziehungsweise 16 Jahren bei Ferrariszählern) auf **8 Jahre** verkürzt. Nach Ablauf dieser Eichgültigkeitsdauer muss das Messgerät ausgetauscht oder die Eichgültigkeit durch das Stichprobenverfahren verlängert werden. Die Ausgaben für Eichung werden im Rahmen dieser Studie pauschal mit **2,00 EUR / Jahr / iZ im Netzbestand** berücksichtigt.

Eine direkte monetäre Bewertung des Stichprobenverfahrens findet im Rahmen der Studie nicht statt.

⁹⁵ Expertenschätzung.

Telekommunikations-Anbindung der Gateways

Der Rollout intelligenter Messsysteme erfordert das Vorhandensein einer angemessenen TK-Infrastruktur, welche folgende Kriterien erfüllen muss:

- Bidirektionaler Datentransfer
- Echtzeit-fähig (15-minütige Ablesung)⁹⁶
- Datensicherheit (z.B. BSI-Schutzprofil-Konformität)
- Wirtschaftliche und technische Realisierbarkeit
- Hohe Verfügbarkeit
- Geringe Latenz.

Die Wahl der geeigneten telekommunikativen Anbindung hängt dabei stark von den regionalen Gegebenheiten sowie den jeweiligen Anforderungen ab. Städtische und ländliche Regionen unterscheiden sich somit teilweise in ihrer Kommunikationsstruktur.

Im Rahmen der Expertendiskussion zum Thema „**Make or buy**“ wurde festgestellt wurde, dass es für die Mehrheit der Verteilnetzbetreiber am effizientesten ist, die Telekommunikationsanbindung als **Fremddienstleistung** in Anspruch zu nehmen. Der Aufbau einer eigenen Telekommunikationsinfrastruktur wurde somit auch in dieser Studie nicht in Betracht gezogen, was nicht heißt, dass er nicht eine Form einer Geschäftsstrategie sein kann (vgl. Kapitel 6 Kritische Würdigung). Im Modell werden Ausgaben für diese Kategorie im Bereich Betriebsausgaben abgebildet. Alternativ zum Aufbau einer eigenen Leitung wurden im Rahmen der Untersuchung folgende Optionen in Betracht gezogen:

- Mitnutzung bestehender DSL/PLC-Leitungen im jeweiligen Haus
- „Anmietung“ einer eigenen Leitung

⁹⁶ Eine 15-minütige Ablesung ergibt 96 Tageswerte. Allerdings ist aus Kapazitätsgründen davon auszugehen, dass nur die drahtgebundenen, nicht die drahtlos angebundene Gateways diese ¼-stündlichen Werte übermitteln können. Drahtlos angebundene Gateways werden realistischer Weise nur einmal täglich ausgelesen.

Auch wenn die **Mitnutzung** bestehender DSL-Leitungen die günstigste Variante einer Telekommunikationsanbindung darstellt, ist sie nach übereinstimmender Einschätzung aller involvierten Experten **nicht realisierbar**, da der Zugriff auf die entsprechende Leitung von Seiten des Netzbetreibers zu jeder Zeit gegeben sein muss – z.B. auch wenn der Anschlussnehmer nicht zuhause ist oder die Mitnutzung der seiner DSL-Leitung nicht erlaubt. Somit fokussiert sich die folgende Analyse jeweils auf die Anmietung eigener Leitungen mit unterschiedlichen Anbindungstechnologien.

Weiterhin wird generell zwischen Übertragungstechnologien über weite Entfernungen (Wide Area Network, **WAN**) sowie Übertragungstechnologien innerhalb einer Liegenschaft (Home Area Network, **HAN**) unterschieden.

WAN-Anbindung (drahtgebunden)

Die Ausgaben für eine drahtgebundene WAN-Anbindung verteilen sich auf die Technologien **DSL und PLC**. Die Ausgaben beziehen sich auf die Weitergabe der Letztverbraucherdaten an den Netzbetreiber, unter der Annahme, dass 1,2 intelligente Zähler jeweils an einem Gateway angeschlossen sind.

Drahtgebundene Übertragungstechnologie (DSL)

DSL bietet eine Übertragungsrates von 1 bis 50Mbit/s. Mit einem Marktanteil von ca. 86% ist DSL zudem die dominierende Technologie unter den Breitbandanschlüssen in Deutschland. Generell ist **DSL in städtischen Ballungsgebieten gut verfügbar** – ländliche Gebiete sind jedoch größtenteils noch unerschlossen.

Da DSL-Leitungen in aller Regel nicht in unmittelbarer Nähe des Zählerschranks liegen, müssen in Abstimmung mit dem Hauseigentümer häufig **zusätzliche Leitungen in den Kellerräumen** verlegt werden. Die erforderliche Inhouse-Verkabelung verursacht somit einen nicht zu vernachlässigenden Mehraufwand, der als zusätzlicher Faktor zu berücksichtigen ist.

In diesem Modell wird angenommen, dass eine DSL-Leitung zum Preis von 15 EUR pro Monat am freien Markt angemietet werden kann.

Datenübertragung über das Stromkabel (PLC und BPL)

Bei der (Schmalband-)Powerline- und Breitband-Powerline-Technologie werden Daten über die **bestehenden Nieder- und Mittelspannungsstromnetze** der Energieversorger **übertragen**. Die Datensignale werden bei den Letztverbrauchern in das öffentliche Stromnetz eingespeist, von wo aus sie zu Kopplern von Kommunikationsnetzen oder Transformatorstationen (Trafostation) weitergeleitet werden, um anschließend über verschiedene drahtlose oder drahtgebundene Kommunikationswege weitertransportiert zu werden. Der Vorteil der PLC-Technologie besteht darin, dass existierende Stromleitungen als Kommunikationsinfrastruktur nahezu flächendeckend genutzt werden können, sowie aufgrund der Tatsache, dass Stromleitungen leichter als die Leitungen eines DSL- oder Kabelanschlusses zu erreichen sind. Hierdurch fällt der Zusatzaufwand für die Inhouse-Verkabelung vergleichsweise gering aus.⁹⁷ Insgesamt wird die Nutzung von Schmalband-PLC für intelligente Messsysteme insbesondere aufgrund der **niedrigen Bandbreite** sowie den nicht erfüllbaren Anforderungen an eine echtzeitgetreue Datenübertragung aufgrund **hoher Latenzzeiten** als **nur teilweise verwendbar** eingestuft. Neuerdings ist die G3-PLC-Technologie⁹⁸ evtl. aber eine Alternative, weswegen PLC im Rahmen dieser Studie durchaus auch Einfluss in die Bewertung gefunden hat. Die Ausgaben für den Aufbau einer PLC-Infrastruktur im Niederspannungsbereich konnten aufgrund der neuen Technologie nicht zuverlässig abgeschätzt werden und wurden deshalb in dieser Studie nicht explizit berücksichtigt. Falls ein Netzbetreiber sich für einen Selbstaufbau dieser Technologievariante entscheidet, fallen hierfür weitere Ausgaben an. Bei Nutzung der PLC-Infrastruktur eines Dritten sind entsprechende Nutzungsentgelte zu zahlen.

⁹⁷ Vgl. Ernst & Young, „Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler“, 2013, S. 48.

⁹⁸ Ein offenes Protokoll, das auf Orthogonal Frequency Division Multiplex (OFDM) basiert und die Interoperabilität von unterschiedlichen Herstellerkomponenten sicherstellt. Es arbeitet im Schmalband-Powerline und ist konform zu dem erweiterten FCC-Frequenzband von 10 kHz bis 490 kHz. G3-PLC unterstützt das IP-Protokoll in der Version IPv6 und verwendet bei der Übertragung den Advanced Encryption Standard (AES) mit 128 Bit-Verschlüsselung. Quelle: G3 PLC Alliance.

Tabelle 3.10: Aufteilung der Anbindung der Gateways

| Art der Anbindung | Kommunikationstechnologie | Anteile in % (110% Überdeckung) | Tatsächliche Anteile in % (100%) |
|----------------------|---------------------------|---------------------------------|----------------------------------|
| Drahtlos | GPRS/UMTS/LTE | 80% | 73% |
| | PLC/BPL | 20% | |
| Drahtgebunden | DSL | 5% | 27% |
| | Glasfaser | 5% | |

Die Schätzungen für die Einzelaufwände drahtgebundener WAN-Anbindungen pro Jahr pro Gateway, die nach Netzgebietsklassen im Rahmen der dena-Smart-Meter-Studie erhoben wurden, werden in der folgenden Tabelle entsprechend dargestellt. Für die Durchmischung mit drahtgebundener Kommunikationsanbindung (27%) und drahtloser Kommunikationsanbindung (73%) ergibt sich folgende Mischkalkulation für die Einzelaufwände pro Jahr pro Gateway in der jeweiligen Netzgebietsklasse:⁹⁹

Tabelle 3.11: Quotierung der Einzelausgaben der WAN-Anbindung (drahtgebunden) je Netzgebietsklasse

| Technologie | NGK | Wert je NGK [Euro/a] |
|------------------------------------|----------------------|----------------------|
| WAN-Anbindung drahtgebunden | Städtisch | 65,45 |
| | Halbstädtisch | 65,45 |
| | Ländlich | 39,27 ¹⁰⁰ |

WAN Anbindung (drahtlos)

Die drahtlose WAN-Anbindung basiert hier auf der GPRS („General Packet Radio Service“)-Technologie, welche als Übertragungstechnologie im 900-MHZ-Band der GSM-Netze genutzt werden kann. Jedoch kann die Funktionsfähigkeit von GPRS mitunter durch die schlechte Netzabdeckung im Keller eines Gebäudes beeinträchtigt werden. Langfristig gesehen wird die Technologie voraussichtlich durch moderne und zugleich leistungsfähigere

⁹⁹ Expertenschätzung.

¹⁰⁰ Die Abweichung nach unten liegt begründet in Expertenschätzungen mit (günstigerem) PLC-Anteil bei den betrachteten Projektpartnern, die eher ländlicher ausgeprägt sind. Der Mittelwert ist somit hier tiefer als in den anderen NGKs.

Funktechnologien wie beispielsweise den neuen Quasi-Standard LTE abgelöst werden.¹⁰¹

In dieser Studie wird angenommen, dass die drahtlose WAN-Anbindung – bei einem Zähler-Gateway-Verhältnis von 1,2 – zur Weitergabe der Daten an den Netzbetreiber genutzt werden kann. Dabei wird nach Expertenschätzung von Ausgaben für eine M2M-Karte ausgegangen – zuzüglich der Ausgaben für das zusätzliche Datenvolumen für Updates für 2-10 MB pro Monat.¹⁰²

Die Schätzungen für die Einzelaufwände drahtloser WAN-Anbindungen pro Jahr pro Gateway, die nach Netzgebietsklassen im Rahmen der dena-Smart-Meter-Studie erhoben wurden, werden in der folgenden Tabelle dargestellt. Entsprechend der Quotierung nach der KNA (drahtgebundene Kommunikationsanbindung 27% und drahtlose Kommunikationsanbindung 73%) ergibt sich somit folgende Mischkalkulation für die Einzelaufwände pro Jahr pro Gateway:¹⁰³

Tabelle 3.12:

Quotierung der Einzelausgaben der WAN-Anbindung (drahtlos) je Netzgebietsklasse

| Technologie | NGK | Wert je NGK [Euro/a] |
|------------------------|---------------|----------------------|
| WAN Anbindung drahtlos | Städtisch | 16 |
| | Halbstädtisch | 13,82 |
| | Ländlich | 11,27 |

HAN-Datenübertragung und Bereitstellung der Heimschnittstellen

Die HAN-Datenübertragung bezieht sich auf die Datenkommunikation innerhalb der Liegenschaft. Weiterhin umfasst diese Position die Bereitstellung der „Heimschnittstellen“. Das HAN ist über **zwei Schnittstellen** mit dem Gateway verbunden. Einerseits gibt es die Controllable Local Systems (**CLS**)-Schnittstelle, über welche sowohl größere Verbraucher wie auch Einspeiser in Haushalten gesteuert werden können. Zum anderen gibt es eine weitere Schnitt-

¹⁰¹ Vgl. Ernst & Young, „Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler“, 2013, S. 49 f.

¹⁰² z.B. am Anfang 20 Euro pro Jahr / Gerät

¹⁰³ Expertenschätzung.

stelle, die **Kommunikation zwischen dem Gateway und einer Anzeigeeinheit** (beispielsweise ein Display) erlaubt und dem Letztverbraucher somit Daten zu Informationszwecken bereitstellt. Zusätzlich gibt es die Möglichkeit, einem **Service-Techniker** anonymisierte Diagnoseinformationen zur Fehlerbehebung bereitzustellen.¹⁰⁴ Dies erfolgt mit einem Wert in Höhe von **3,5 EUR** pro Gateway pro Jahr in der vorliegenden Analyse.¹⁰⁵

Zertifikate als notwendige Zusatzleistungen

Zertifikate werden insbesondere für die sichere Datenübertragung über das WAN benötigt. Jede Rolle benötigt 3 Zertifikate (Aufbau eines TLS-Kanals, Verschlüsselung und Signierung der Daten). Für den SMGA ist noch ein viertes Zertifikat erforderlich. Diese Zertifikate sind 2 Jahre gültig. Jedes Smart Meter Gateway benötigt somit vier Zertifikate für die Kommunikation mit dem SMGA und für jeden angeschlossenen Zählpunkt weitere 3 Zertifikate für die Übermittlung der Messdaten an den Verteilnetzbetreiber. Im Fall der in der Studie betrachteten Übertragung von Steuerbefehlen sind weitere 3 Zertifikate je angeschlossenem steuerbaren Zählpunkt erforderlich. Die Kosten eines einzelnen Zertifikats hängen stark von der Abnahmemenge und damit von der Größe des Unternehmens ab. Für große VNB kann der Aufbau und Betrieb einer eigenen Sub-CA wirtschaftlich sein.

Bezüglich der Ausgaben für Zertifikate wurde in dieser Studie von folgenden Annahmen ausgegangen: 1 Zertifikat kostet 2 EUR und ist 2 Jahre gültig. Pro Rolle werden mindestens 3 Zertifikate benötigt (Verbindungsaufbau, Verschlüsselung und Signatur). Die Ausgaben für Zertifikate wurden pauschal mit **3 EUR** pro Gateway-Zählpunkt pro Jahr ausgewiesen.¹⁰⁶

Mehraufwand für Messstellenbetrieb iMSys als notwendige Zusatzleistung

Ausgaben für den Messstellenbetrieb intelligenter Zähler werden im Wesentlichen bereits durch die bisher genannten Positionen abgedeckt. Allerdings müssen zusätzlich folgende Positionen be-

¹⁰⁴ Vgl. Ernst & Young, „Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler“, 2013, S. 30.

¹⁰⁵ Vgl. ebenda, S. 152.

¹⁰⁶ Expertenschätzung.

rücksichtigt werden, die ausgabenseitig im Modell den Gateways geschlüsselt werden.

Betrachtet wird dabei insgesamt der eingeschwungene Zustand. Die Ausgaben umfassen:

- den Aufwand eines durchgängigen Betriebs an 24 Stunden und sieben Tage in der Woche,
- Störungsbeseitigungen,
- Turnuswechsel Gateway.

Daraus ergeben sich Personalausgaben pro Mitarbeiter inklusive Gemeinausgaben von ca. 75.000 EUR. Der Messstellenbetrieb von iMSys umfasst des Weiteren die Funktion des Gatewayadministrators, welcher aus Sicherheitsgründen eine Leitstelle in einem nach ISO 27001 IT-Grundschutz zertifizierten Umfeld betreibt. Für den 24/7 Betrieb werden mindestens 5 Mitarbeiter an der Leitstelle benötigt. Die Leitstelle wird zudem tagsüber mit zusätzlichem Personal zu besetzen sein, woraus sich ein **Bedarf von 6,6 Personenjahren für die „Leitstelle des Gatewayadministrators“** ergibt.

Im Hinblick auf **Störfälle** an Messsystemen werden konstante 6,5 % pro iMSys pro Jahr angenommen. Anfänglich ergibt sich dieser Wert, da Prozesse und Technik noch neu und wenig erprobt sind. Je Störfall ergeben sich 1,5 Arbeitsstunden inkl. Anfahrt. Daraus ergeben sich, in Verbindung mit dem Mengengerüst, inklusive Arbeitsvorbereitung **1,2 Personenjahren**. Störfallquoten für konventionelle Zähler und intelligente Zähler werden nicht betrachtet, da lediglich der durch den Rollout entstehende „Mehraufwand“ betrachtet wird.¹⁰⁷ Für den **Turnuswechsel** von Gateway werden zusätzlich zwei eigene Mitarbeiter pro Jahr benötigt.

Insgesamt ergibt sich somit ein Personalaufwand von **10 Mitarbeitern pro Jahr**, sodass sich ein Wert in Höhe von **41 EUR / Gateway pro Jahr** ergibt. Hardwareausgaben für den Tausch von iMSys werden hier nicht redundant berücksichtigt, zudem sind auch Fahrtausgaben in den Gemeinausgaben bereits enthalten.

¹⁰⁷ Im Rahmen der Expertengespräche ergab sich ein übereinstimmendes Bild, dass die Störquoten bei iZ mit den bisherigen Störquoten für konventionelle Zähler vergleichbar sind.

Schulung (iZ / iMSys)

Die zusätzlichen Schulungsausgaben, welche sich durch den Rollout ergeben, umfassen Ausgaben für die Schulung des Personals im Hinblick auf veränderte Einbau-Anforderungen sowie eine notwendige Schulung im Umgang mit den neuen Systemen.

Im Rahmen dieser Studie wird für die Schulungs-Mehrausgaben von Personal eine Pauschale von **1,25 EUR** pro intelligentem Messsystem und Zähler pro Jahr herangezogen.¹⁰⁸

Betriebsausgaben für vom Zähler abgesetztes Display (externe Haushaltsanzeige)

Abweichend von der KNA wurden in diesem Gutachten Betriebskosten für Displays berücksichtigt. Dazu wurden Ausgaben in Höhe von 16,5% der Display-Anschaffungskosten, also **6,60 EUR pro Jahr pro Display** angenommen. Mengengrundlage sind 50% aller installierten iZ, welche mit einem Display ausgestattet werden.

Aus gutachterlicher Sicht ist jedoch unklar, ob die Betreuung der externen Haushaltsanzeige im Aufgabengebiet eines Netzbetreibers/grundzuständigen MSB liegen, oder dem Vertrieb bzw. dem Markt überlassen werden sollte.

3.6.5 Instandhaltungsausgaben

Instandhaltungsausgaben umfassen alle Ausgaben, die anfallen, um die Geräte funktionstüchtig zu erhalten.

iZ und Gateway

Unter diese Position fallen die Ausgaben für die Instandhaltung der intelligenten Zähler in Höhe von **jährlich 1,5 EUR pro iZ** sowie die Ausgaben für die Instandhaltung der Gateways in Höhe von ebenfalls **jährlich 2 EUR pro Jahr pro Gateway**.¹⁰⁹

Kommunikationsanbindung

Die Instandhaltungsausgaben für die Telekommunikationsanbindung wurden nicht separat ausgewiesen, da die Telekommunikationsanbindung in dieser Studie angemietet wird und somit die Aus-

¹⁰⁸ Expertenschätzung.

¹⁰⁹ Expertenschätzung.

gaben für deren Instandhaltung bereits **in den Telekommunikationsgebühren enthalten** sein sollen.

Instandhaltungsausgaben für vom Zähler abgesetztes Display (externe Haushaltsanzeige)

Die Instandhaltungskosten für Displays wurden pauschal in Höhe von 16,5% der Betriebskosten, also in Höhe von **1,09 EUR** pro Display pro Jahr angenommen. Wie auch bei den Betriebskosten für Displays, ist die Mengengrundlage die Hälfte aller modellseitig eingebrachten iZ.

3.6.6 Prozess- und Verwaltungsausgaben

Im Folgenden werden unternehmensintern anfallende Ausgaben wie Callcenter-Ausgaben sowie eine zu tätige Erstinformation für Letztverbraucher bzw. Öffentlichkeitsarbeit beschrieben.

Call-Center

Der Einsatz von Smart Metering trägt neben der Automatisierung der Prozesse zu einer gesteigerten Qualität der Netzkundenbetreuung bei.

Die KNA geht für die Ausgaben für Callcenter pauschal von 5 EUR aus. Es ist jedoch anzunehmen, dass Callcenter-Ausgaben insbesondere im Jahr des Einbaus erhöht (dem wird hier mit Einmalausgaben i.H. v. 3 EUR pro Gerät begegnet) ausfallen werden, danach aber deutlich sinken werden (dem wird mit einer variablen Ausgabenart i.H.v. 2 EUR pro Jahr pro Gerät Rechnung getragen).¹¹⁰

Callcenter-Ausgaben beziehen sich im Rahmen dieser Studie explizit nur auf **Fragen zur verbauten Technik ohne Display** und auch nicht auf Fragen, welche beim Stromlieferanten anfallen.¹¹¹

¹¹⁰ Expertenschätzung

¹¹¹ Es ist zu vermuten, dass durch Displays im Haushalt die Callcenter-Kosten aufgrund von vermehrten Rückfragen höher sind. Dies wird aus Vereinfachungsgründen im Modell vernachlässigt.

Erstinformation des Kunden als notwendige Zusatzleistung

Die Erstinformation des Kunden beinhaltet u.a. eine schriftliche Mitteilung an alle Netzkunden mit Informationen zu Funktionen des neuen iMSys sowie zusammenhängende Pressearbeit. Diese Position fällt nur einmalig im Jahr des entsprechenden Einbaus mit **2,60 EUR** pro Gateway an.¹¹²

¹¹² Expertenschätzung

3.6.7 Übersicht über alle Ausgabenpositionen

In der Tabelle der nächsten Seiten werden noch einmal alle Ausgabenpositionen zusammenfassend dargestellt.

Tabelle 3.13: Zusammenfassende Übersicht über Ausgabenpositionen des Rollouts

| Wertschöpfungskette | Position |
|---------------------------------------|---|
| (Weiter-) Entwicklungsausgaben | Enterprise Resource Planning (ERP)-Software / Work Force Management (WFM)-System / Gerätemanagement |
| | Abrechnungs-Software / Customer Relationship Management (CRM)-System |
| | Energy Data Management (EDM)-System |
| | Netzleitstelle (NLS) |
| | Projektierungsausgaben als notwendige Zusatzleistungen |
| Anschaffungsausgaben | Headend-System (AMM+MDM)-Software |
| | Webportal für Endkunden |
| | Intelligenter Zähler |
| | Vom Zähler abgesetztes Display (externe Haushaltsanzeige) |
| | Schnittstelle für Visualisierung der Verbrauchsdaten bei iZ ohne Display |
| | Intelligentes Messsystem |
| | Gateway mit drahtloser Kommunikationsanbindung |
| | Gateway mit drahtgebundener Kommunikationsanbindung |
| | Steuereinheit am Gateway |
| | Projektierungsausgaben als notwendige Zusatzleistungen |
| Einbauausgaben | intelligenter Zähler |
| | Smart Meter Gateway (drahtlos angebunden) |
| | Smart Meter Gateway (drahtgebundene Kommunikation) |
| | Vom Zähler abgesetztes Display (externe Haushaltsanzeige) |

| | |
|---|---|
| Betriebsausgaben | Enterprise Resource Planning (ERP)-Software / Work Force Management (WFM)-System / Gerätemanagement |
| | Headend-System (AMM+MDM)-Software |
| | Abrechnungs-Software / Customer Relationship Management (CRM)-System |
| | Energy Data Management (EDM)-Software |
| | Netzleitstelle (NLS) |
| | SMGW-Administrations-System |
| | SMGW-Admin-Zertifizierung |
| | Webportal für Endkunden |
| | Hosting |
| | Eigenstromverbrauch iZ |
| | Eigenstromverbrauch Gateway |
| | Ablesung |
| | Eichung |
| | Drahtgebundene WAN-Anbindung |
| | Drahtlose WAN-Anbindung |
| | HAN-Datenübertragung und Bereitstellung der Heim-Schnittstellen |
| | Zertifikate als notwendige Zusatzleistungen |
| | Mehraufwand für Messstellenbetrieb iMSys als notwendige Zusatzleistung |
| | Schulung |
| | Vom Zähler abgesetztes Display (externe Haushaltsanzeige) |
| Instandhaltungs- ausgaben | iZ |
| | Gateway |
| | WAN-Anbindung |
| | Vom Zähler abgesetztes Display (externe Haushaltsanzeige) |
| Prozess- und Verwal- tungsaus- gaben | Call-Center |
| | Erstinformation des Kunden als notwendige Zusatzleistung |

3.7 Ausgabenanalyse und Grundlagen der Modellauswertung

Die dynamische Modellierung erlaubt es, alle unterschiedlichen Ausgabenarten zu konsolidieren, und den jeweiligen Anteil einer entsprechenden Ausgabenart an den Gesamtausgaben zu ermitteln. Dabei ermöglicht das Deloitte-Modell **zwei, in sich stimmige, Perspektiven:**

- Zum einen ist es möglich, die Einzelausgaben bestimmter Komponenten (iZ, iMSys, Display etc.) mit dem jeweiligen Mengengerüst zu verknüpfen, und auf diese Art eine **Ausgabenübersicht je Gerätegruppe** herzustellen.
- Zum anderen ist es auch möglich, eine Ausgabenübersicht nach „Obergruppe“ der Wertschöpfungssicht, wie beispielsweise (Weiter-)Entwicklung, Anschaffung oder Ähnlichem herzustellen und somit die anfallenden **Ausgabenarten kategorisiert** zu analysieren.

Weiterhin erfolgt in den nächsten Kapiteln eine Kostentreiberanalyse. Diese Analyse bezieht sich auf diejenigen Größen, welche proportional am stärksten zu einem Anstieg von Ausgaben in der jeweiligen Betrachtung beitragen.

4 Analyse Szenario „gesetzlicher Rahmen“

Im Folgenden werden die jährlichen Investitionsausgaben- sowie die laufenden Ausgabenverläufe der unterschiedlichen synthetischen Netzbetreiber dargestellt.

4.1 Jährliche Investitionsausgaben nach Wertschöpfungskettensicht

Betrachtet man die jährlichen Investitionsausgaben über den Zeitraum von 15 Jahren, ergibt sich ein Verlauf wie in den Abbildungen unten dargestellt. Die Säulen orientieren sich dabei an den jährlichen Zubaumengen. Auch wenn der Rollout – abweichend von der KNA – erst im Jahr 2016 operativ startet, fallen bei allen drei synthetischen Netzbetreibern bereits im Jahr 2015 (Weiterentwicklungs-)Kosten an. Die im Vergleich zu den Vorjahren erhöhten Zubaumengen in den Jahren 2029 und 2030, ergeben sich aufgrund von annahmegemäßigem Austausch nach 13 Jahren. (Abb. 4.1, 4.2, 4.3)

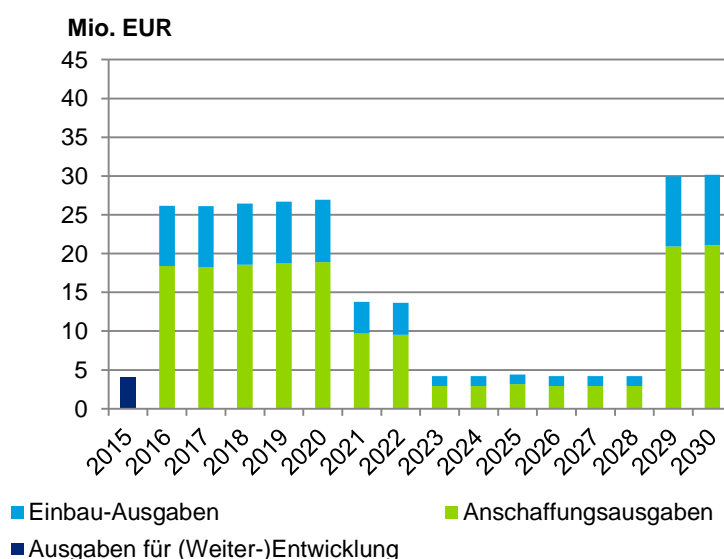


Abbildung 4.1:

Szenario 1, jährliche Investitionsausgaben-Verläufe in Untergruppen, SNB 1

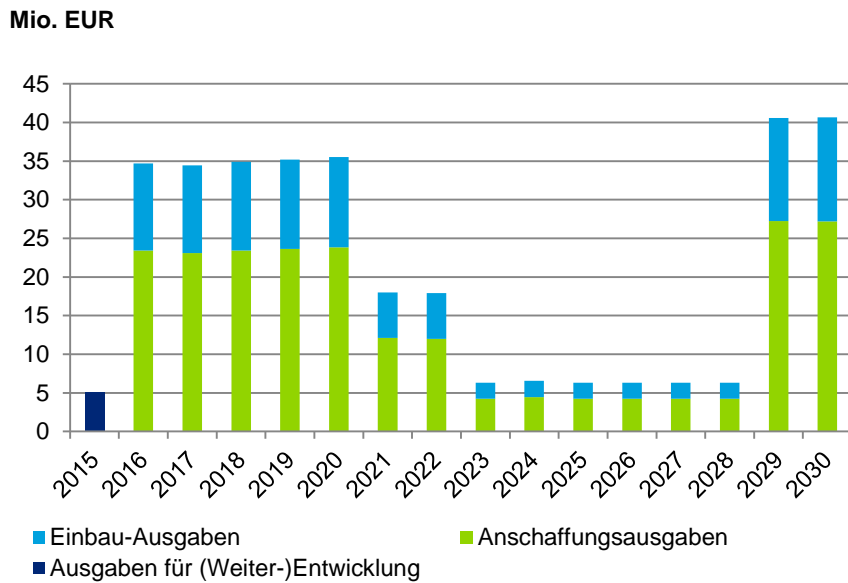


Abbildung 4.2: Szenario 1, jährliche Investitionsausgaben-Verläufe in Untergruppen, SNB 2

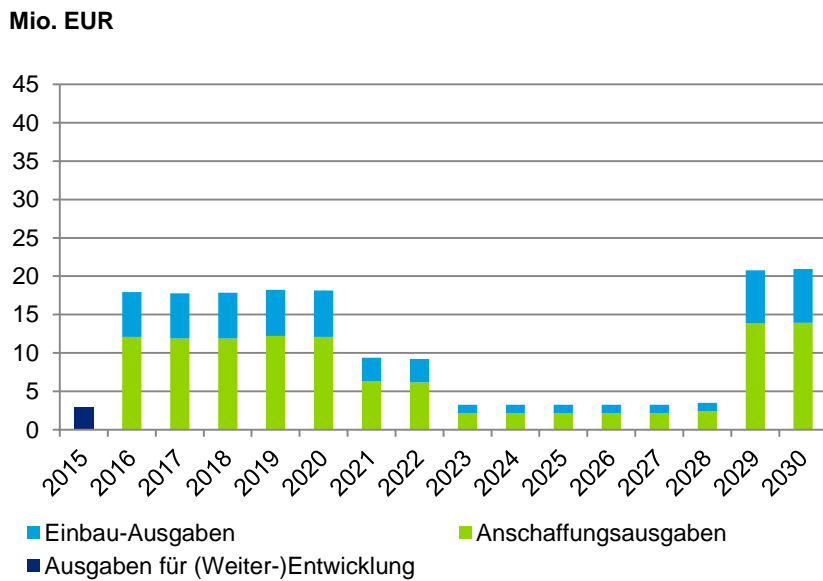


Abbildung 4.3: Szenario 1, jährliche Investitionsausgaben-Verläufe in Untergruppen, SNB 3

Die unterschiedlich hohen Ausgaben zwischen den synthetischen Netzbetreibern sind größtenteils auf die unterschiedliche Anzahl an Zählpunkten sowie auf die Einbaukosten in Abhängigkeit der Netzgebietsklassen zurückzuführen, da sich die Einzelkostenpositionen zwischen den verschiedenen SNBs nur geringfügig unterscheiden. Um dies zu verdeutlichen, werden im Folgenden die Investitionsausgabenverläufe für eine einheitliche Zählpunktmenge von 1 Mio. Zählpunkten für die drei SNBs dargestellt. Es zeigt sich, dass bei gleicher Zählpunktmenge die Verläufe annähernd identisch sind (Abb. 4.4, 4.5, 4.6).

Mio. EUR

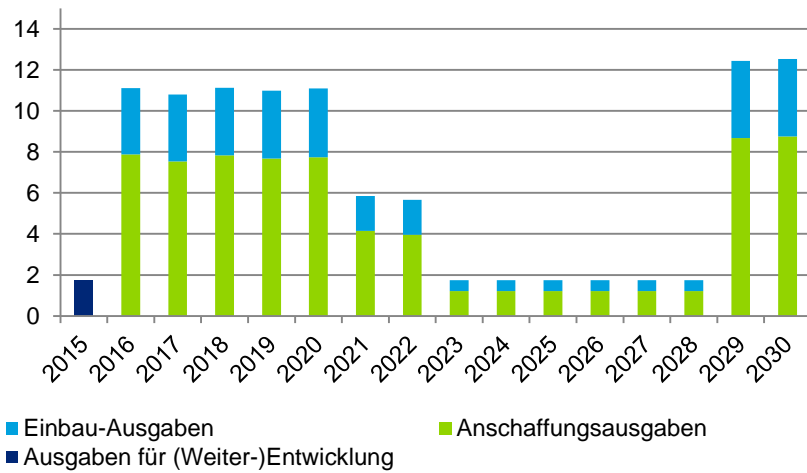


Abbildung 4.4: Szenario 1, jährliche Investitionsausgaben SNB 1 für 1 Mio. ZP

Mio. EUR

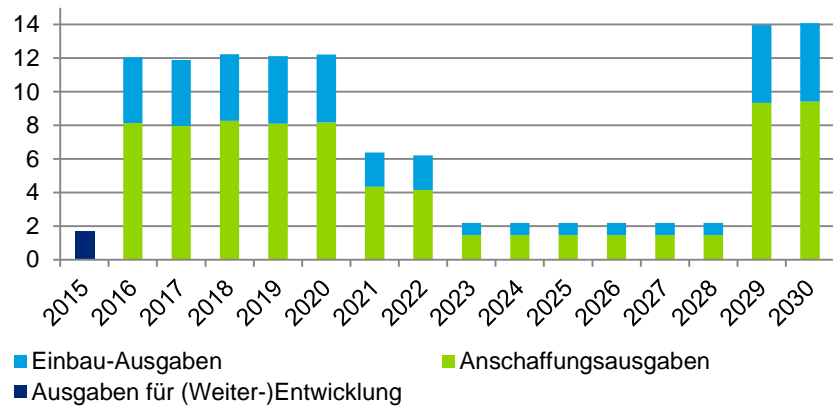


Abbildung 4.5: Szenario 1, jährliche Investitionsausgaben SNB 2 für 1 Mio. ZP

Mio. EUR

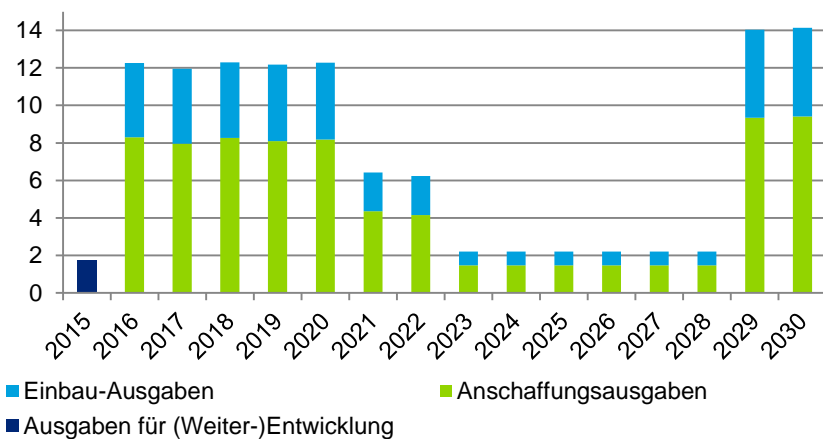


Abbildung 4.6: Szenario 1, jährliche Investitionsausgaben SNB 3 für 1 Mio. ZP

4.2 Investitionsausgaben nach Netzgebietsklassen

(Weiter-)Entwicklungsausgaben

Die (Weiter-)Entwicklungsausgaben beinhalten insbesondere Planungsausgaben für den Ausbau der vorhandenen IT-Systeme und um die größeren Datenmengen bearbeiten und auswerten zu können. Diese Ausgaben fallen bereits im Vorfeld des Rollouts an und werden im Modell bereits im Jahr 2015 angesetzt. Als Bezugsgröße dient u.a. die Gesamtmenge an intelligenten Zählern, die im Rahmen des Rollouts bis einschließlich 2030 eingebaut wird. Die Gesamtausgaben betragen beim ersten SNB 3,99 Mio. €, beim zweiten SNB 5,13 Mio. € und beim dritten SNB 2,85 Mio. €. Sie sind unabhängig von der Netzgebietsklasse, beziehungsweise vom synthetischen Netzbetreiber und als „zentral verursachte“, rein zählpunktabhängige, Summe zu sehen.

Ausgaben für Anschaffung

Zu dieser Kategorie gehören Ausgaben für die Anschaffung aller Hard- und Softwarekomponenten sowie Projektierungsausgaben. Es handelt sich hierbei ausschließlich um variable Ausgaben, die erst mit den tatsächlichen Einbau im Jahr 2016 anfallen. Die Ausgaben für Anschaffung i.H.v. kumuliert 171,70 Mio. € bei SNB 1, 221,44 Mio. € bei SNB 2, beziehungsweise 113,53 Mio. € bei SNB 3 sind die größte Position bei den Investitionsausgaben.

Wie bereits unter Kapitel 4.1 erläutert, sind auch in den folgenden Graphiken jeweils in den Jahren 2029 und 2030 erhöhte Ausgaben aufgrund von Austausch zu sehen (Abb. 4.7, 4.8, 4.9).

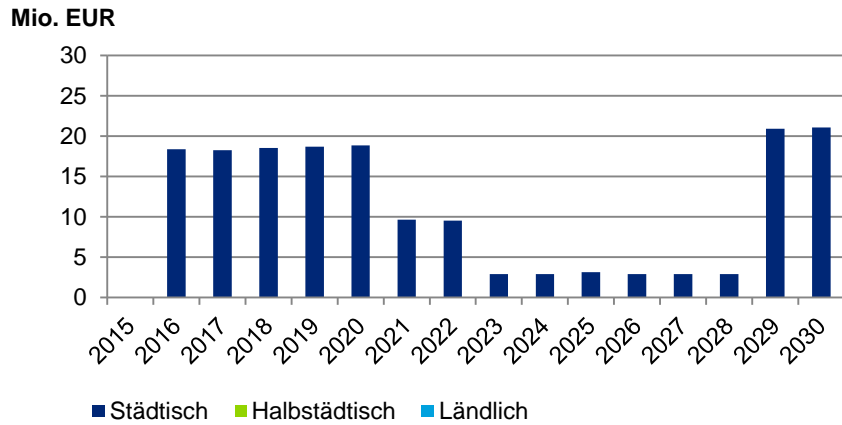


Abbildung 4.7: Szenario 1, jährliche Ausgaben für Anschaffung, SNB 1

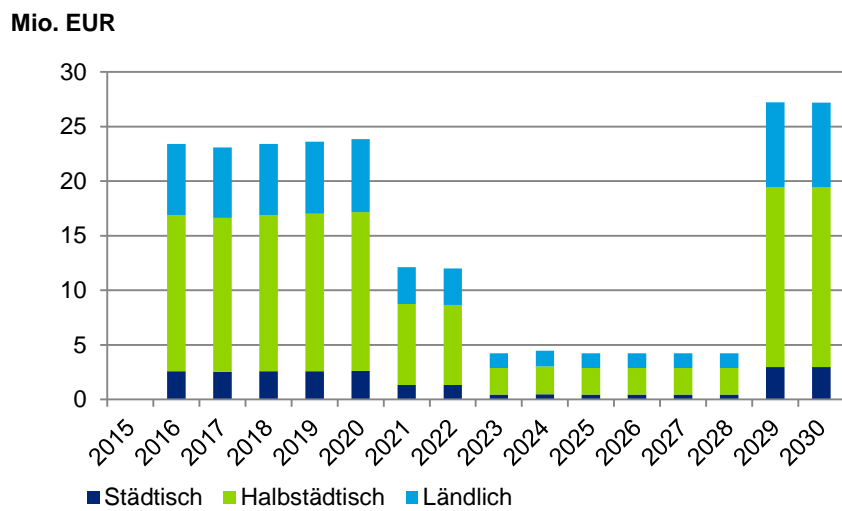


Abbildung 4.8: Szenario 1, jährliche Ausgaben für Anschaffung, SNB 2

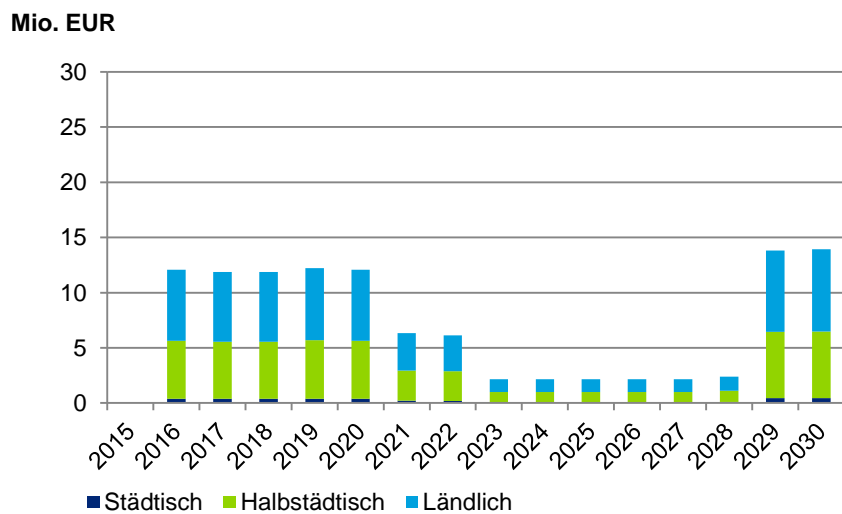


Abbildung 4.9: Szenario 1, jährliche Ausgaben für Anschaffung SNB 3

Ausgaben für den Einbau

Der Einbau beinhaltet Ausgaben für die vollständige Vor-Ort-Installation von intelligenten Zählern bzw. intelligenten Messsystemen inkl. aller verbauten Komponenten wie Gateway oder Display. Die Höhe der Einbauausgaben variiert mit der angewandten Übertragungstechnologie (drahtgebunden vs. drahtlos). Im Modell wird für diese Auswertung die Gateway-Anbindung als eine Mischung aus drahtloser und drahtgebundener Kommunikation unterstellt (drahtlos 73%, drahtgebunden 27%). Im Szenario 1 belaufen sich die Einbauausgaben somit für den gesamten Rollout des synthetischen Netzbetreibers 1 auf **73,45 Mio. €**, die des synthetischen Netzbetreibers 2 auf **108,53 Mio. €** und die des synthetischen Netzbetreibers 3 auf **56,38 Mio. €**.

Da die TK-Anbindungsausgaben im ländlichen Bereich tendenziell günstiger als in der Stadt sind, fallen die Ausgaben für den eher ländlich geprägten SNB 3 etwas geringer aus. In den nächsten Abbildungen sind die jeweiligen Jahresscheiben für die synthetischen Netzbetreiber 1, 2 und 3 dargestellt. Wie auch bei den Anschaffungskosten erklären sich die erhöhten Ausgaben in 2029 sowie 2030 durch die Tausch-Einbauten (Abb. 4.10, 4.11, 4.12).

Mio. EUR

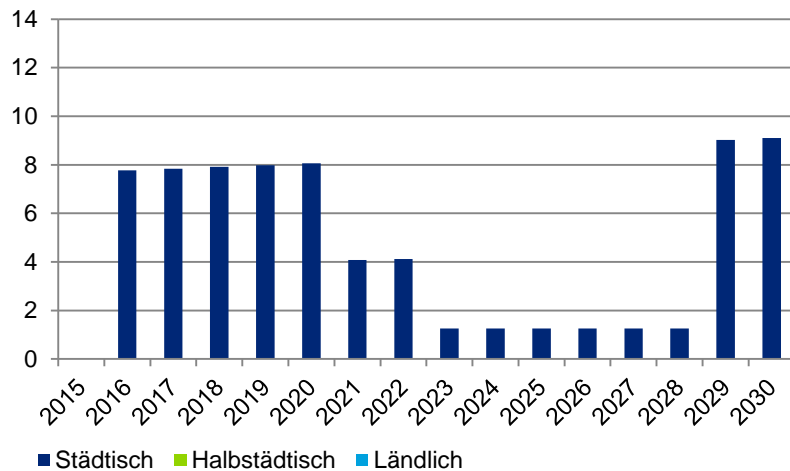


Abbildung 4.10:

Szenario 1, jährliche Einbauausgaben des Rollouts, SNB 1

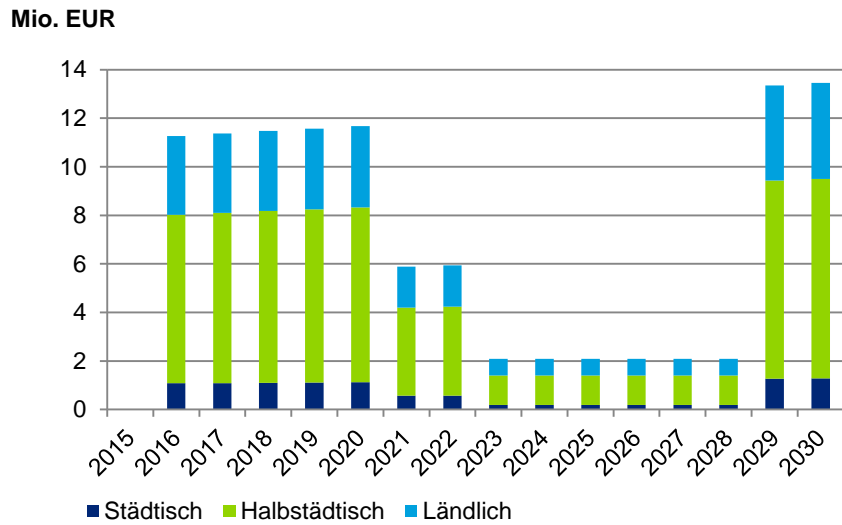


Abbildung 4.11: Szenario 1, jährliche Einbauausgaben des Rollouts, SNB 2

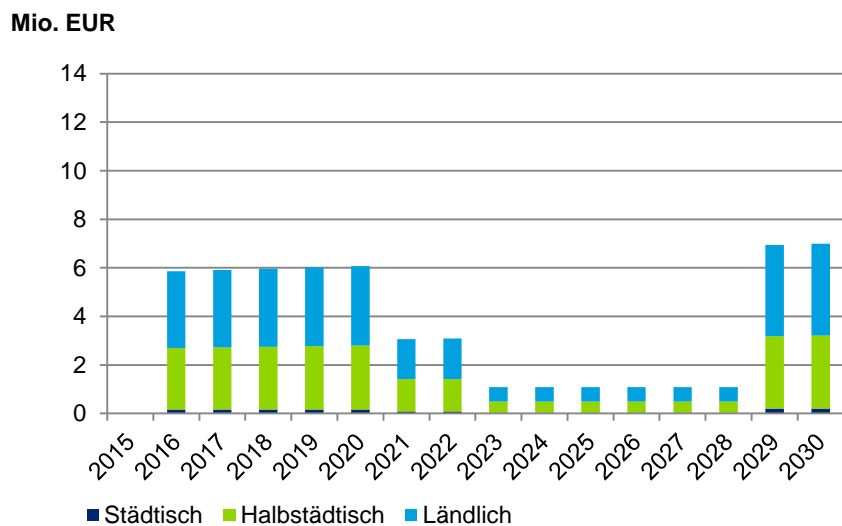


Abbildung 4.12: Szenario 1, jährliche Einbauausgaben des Rollouts, SNB 3

4.3 Laufende Ausgaben nach Wertschöpfungskettensicht

Laufende Ausgaben des Rollouts sind kumulierte, jährlich anfallende Ausgaben, weshalb sie auch mit der jährlich steigenden Anzahl an iZ und iMSys im Zeitverlauf ansteigen. Die folgenden Graphiken zeigen den Verlauf der kumulierten laufenden Ausgaben im 15-Jahresverlauf.

Betriebsausgaben sind der größte Bestandteil der laufenden Kosten (v.a. für Telekommunikationsinfrastruktur). Sie fallen jedoch erst ab dem Jahr 2016 mit dem eigentlichen Rolloutbeginn an. Nur

für die in den Investitionsausgaben aufgelisteten EDV-Weiterentwicklungsausgaben, welche bereits 2015 anfallen, werden auch im gleichen Jahr bereits vergleichsweise geringe Betriebsausgaben angesetzt (Abb. 4.13, 4.14, 4.15).

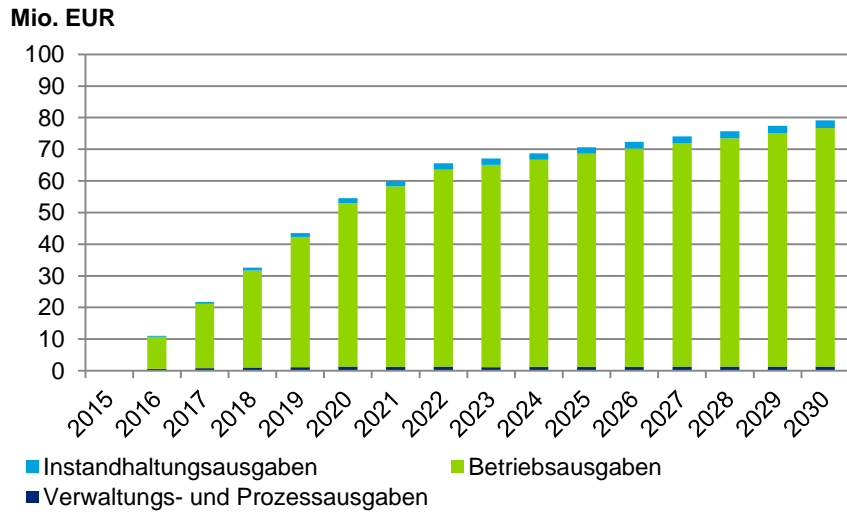


Abbildung 4.13: Szenario 1, laufende Ausgaben – Verläufe nach Untergruppen (kumuliert), SNB 1

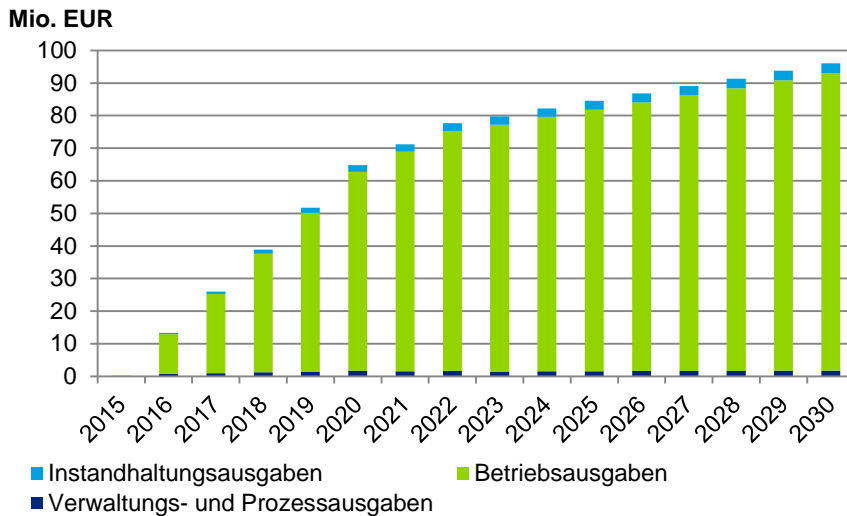


Abbildung 4.14: Szenario 1, laufende Ausgaben – Verläufe nach Untergruppen (kumuliert), SNB 2

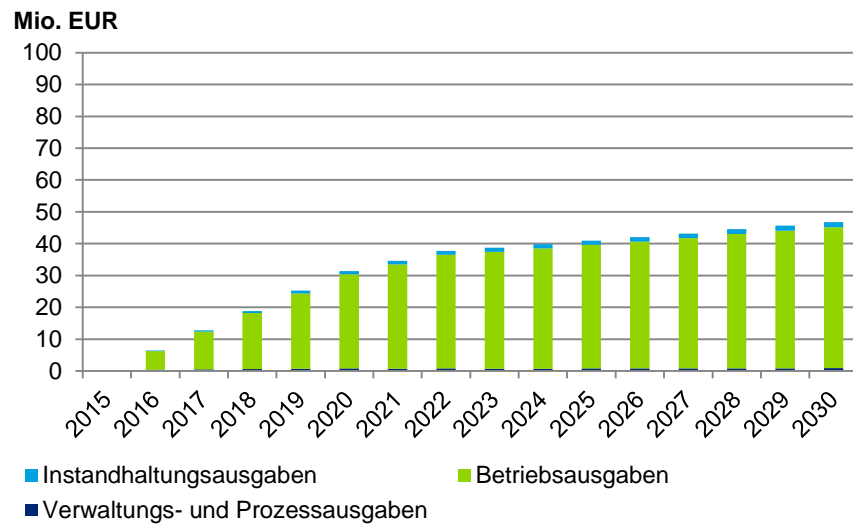


Abbildung 4.15:

Szenario 1, laufende Ausgaben – Verläufe nach Untergruppen (kumuliert), SNB 3

Analog zu den Investitionsausgaben sind auch bei den laufenden Ausgaben die Unterschiede zwischen den synthetischen Netzbetreibern größtenteils auf die unterschiedliche Menge an Zählpunkten, sowie auf die unterschiedlichen Betriebskosten für die gewählten Telekommunikationsanbindungen der Gateways in Abhängigkeit der Netzgebietsklassen zurückzuführen. Um die Verläufe besser vergleichen zu können, werden im Folgenden auch die laufenden Ausgaben mit einer einheitlichen Zählpunktmenge von 1 Mio. Zählpunkten dargestellt (Abb. 4.16, 4.17, 4.18).

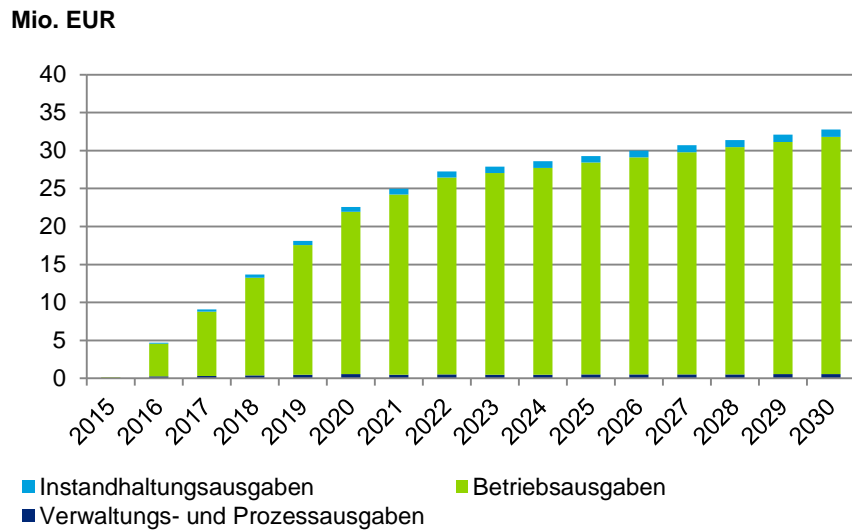


Abbildung 4.16: Szenario 1, laufende Ausgaben – Verläufe SNB 1 für 1 Mio. ZP

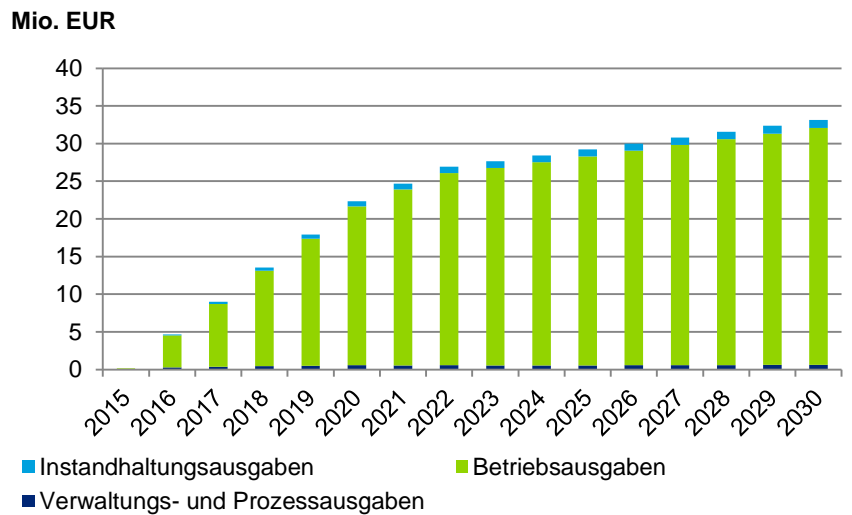


Abbildung 4.17: Szenario 1, laufende Ausgaben – Verläufe SNB 2 für 1 Mio. ZP

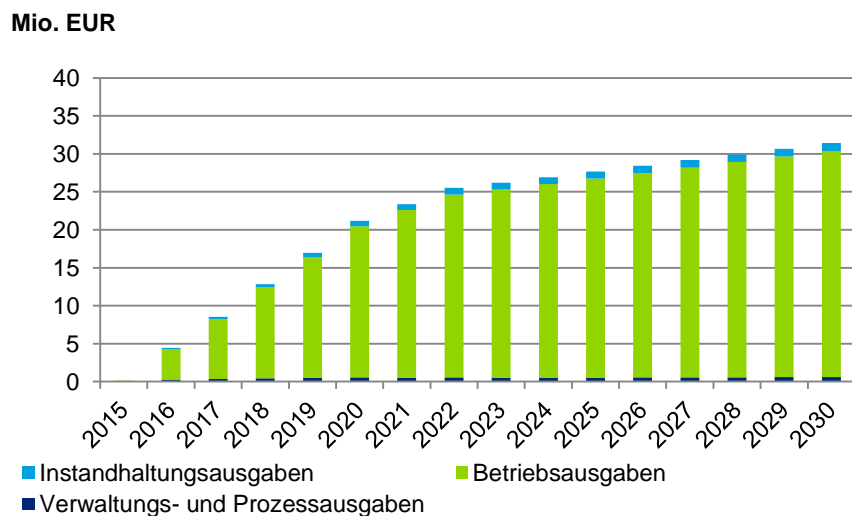


Abbildung 4.18: Szenario 1, laufende Ausgaben – Verläufe SNB 3 für 1 Mio. ZP

4.4 Laufende Ausgaben nach Netzgebietsklassen

Betriebsausgaben

Die Betriebsausgaben setzen sich aus Ausgaben für EDV-Systeme, Messsysteme und TK-Infrastruktur zusammen. Während es sich bei den letzten beiden Kategorien um variable Ausgaben pro Gerät handelt, werden die EDV-Ausgaben als prozentualer Aufschlag (17,5%) auf entsprechende Investitionsausgaben berechnet.

Die Betriebsausgaben steigen analog zum Rolloutpfad in den ersten Jahren vergleichsweise stark an und flachen aufgrund der später niedrigeren linearen Zubaumengen ab 2023 entsprechend ab.

Die gesamten Betriebsausgaben des Rollouts (Jahre 2015 bis 2030) für den synthetischen Netzbetreiber 1 betragen **828,20 Mio. €**, für den synthetischen Netzbetreiber 2 betragen sie **ca. 988,34 Mio. €** sowie für den synthetischen Netzbetreiber 3 **478,75 Mio. €** (Abb. 4.19, 4.20, 4.21).

Mio. EUR

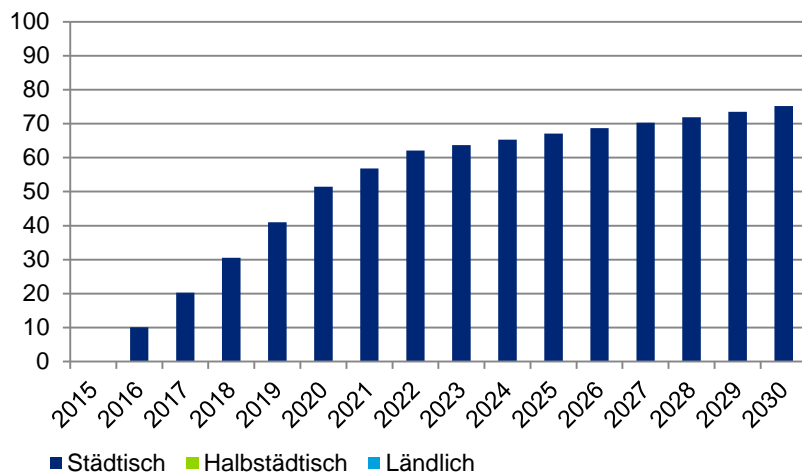


Abbildung 4.19:

Szenario 1, jährliche Betriebsausgaben (kumuliert), SNB 1

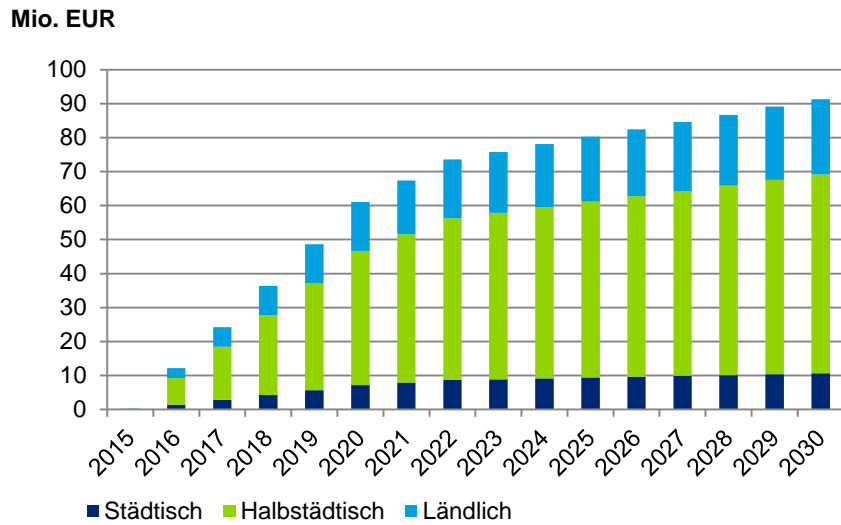


Abbildung 4.20: Szenario 1, jährliche Betriebsausgaben (kumuliert), SNB 2

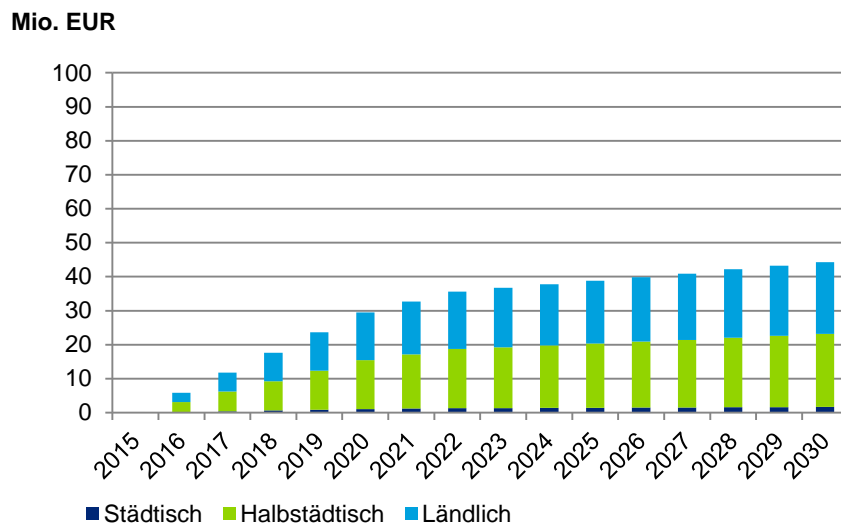


Abbildung 4.21: Szenario 1, jährliche Betriebsausgaben (kumuliert), SNB 3

Instandhaltungsausgaben

Die Instandhaltungsausgaben beinhalten die Ausgaben für die Instandhaltung der Gateways, der angeschlossenen iMSys sowie der intelligenten Zähler. Sie sind in ihrer Höhe netzgebietsklassen-unabhängig und unterscheiden sich zwischen den SNBs nur aufgrund der unterschiedlichen Anzahl von Zählpunkten.

Für die Endbestandmenge an Gateways im Zeitraum von 2015 bis 2030 fallen beim synthetischen Netzbetreiber 1 Instandhaltungsausgaben in Höhe von **25,94 Mio. €** an. Beim synthetischen Netzbetreiber 2 entstehen Ausgaben in Höhe von **23,15 Mio. €**

sowie beim synthetischen Netzbetreiber 3 Ausgaben in Höhe von **ca. 16,98 Mio. €**.

Verwaltungs- und Prozessausgaben

Der Großteil der Verwaltungsausgaben (Call-Center des Netzbetreibers und schriftliche Erstinformation von Netzkunden) fällt nur im Jahr des Einbaus an. Da alle Verwaltungs- und Prozessausgaben variable Ausgaben sind, entspricht die Ausgabenentwicklung der jeweiligen jährlichen Zubaumenge. Die gesamten Verwaltungs- und Prozessausgaben des Rollouts belaufen sich beim synthetischen Netzbetreiber 1 auf **17,47 Mio. €**, beim synthetischen Netzbetreiber 2 auf **22,39 Mio. €** sowie beim synthetischen Netzbetreiber 3 auf **14,46 Mio. €** (Abb. 4.22, 4.23, 4.24).

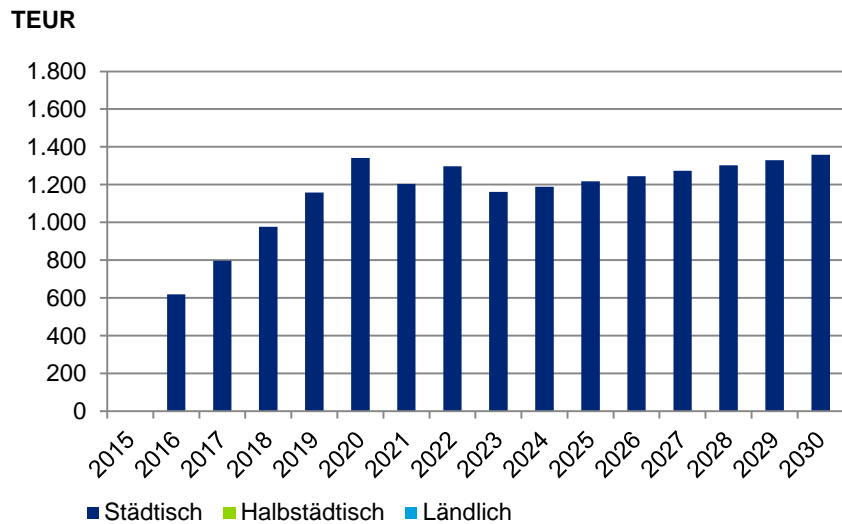


Abbildung 4.22: Szenario 1, Verwaltungs- und Prozessausgaben, SNB 1

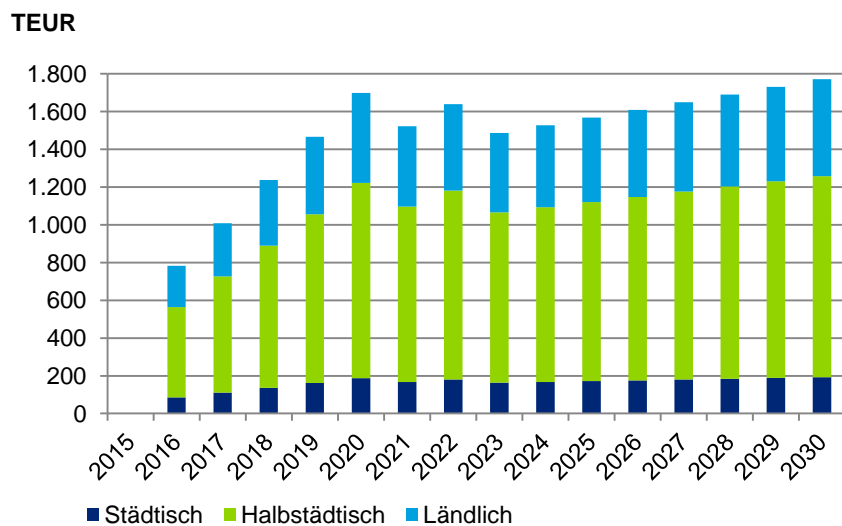


Abbildung 4.23: Szenario 1, Verwaltungs- und Prozessausgaben, SNB 2

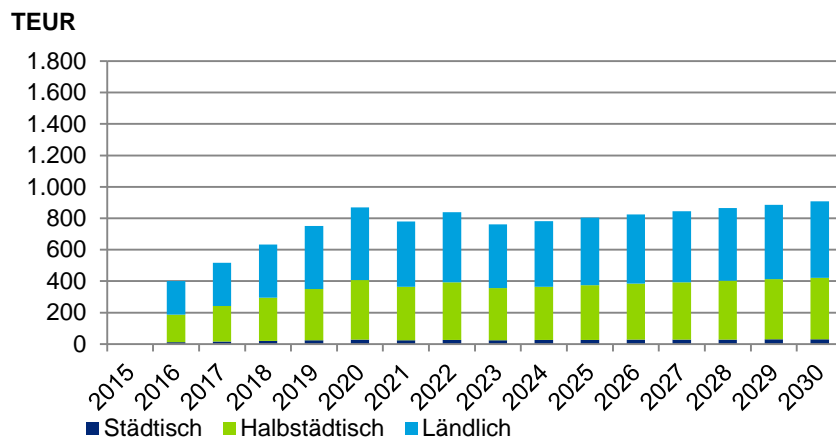


Abbildung 4.24: Szenario 1, Verwaltungs- und Prozessausgaben), SNB 3

4.5 Auswertung der Gesamtausgaben

Die Gesamtausgaben des Rollouts im Basisszenario 1 für den **synthetischen Netzbetreiber 1** i.H.v. 1.121 Mio. € teilen sich wie in der folgenden Abbildung dargestellt auf.

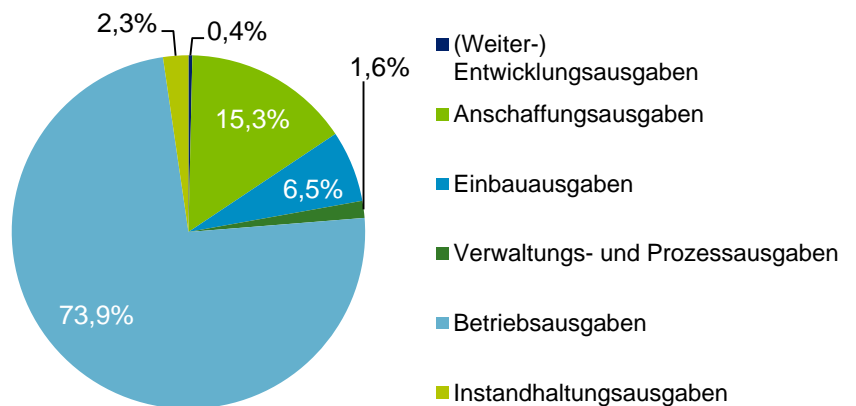


Abbildung 4.25: Szenario 1, Rolloutausgaben, SNB 1

Der größte Ausgabenblock des Rollouts sind – wie aus der Graphik ersichtlich – die Betriebsausgaben mit einem Anteil von ca. 74% an den Gesamtausgaben. Die größten Positionen innerhalb der Betriebskosten sind die TK-Infrastruktur-Betriebsausgaben i.H.v. 495 Mio. € sowie der Mehraufwand für Messstellenbetrieb von iMSys i.H.v. 337 Mio. €. Den zweithöchsten Posten stellen die Anschaffungsausgaben mit einem Anteil von 15,3 % an den Ge-

samtausgaben dar (davon entfallen ca. 76 % auf die Gatewaybeschaffung sowie 24% auf die Beschaffung von iMSys und iZ).

Die Gesamtausgaben des Rollouts im Basisszenario 1 für den **synthetischen Netzbetreiber 2** i.H.v. 1.379 Mio. € teilen sich wie in der folgenden Abbildung dargestellt auf.

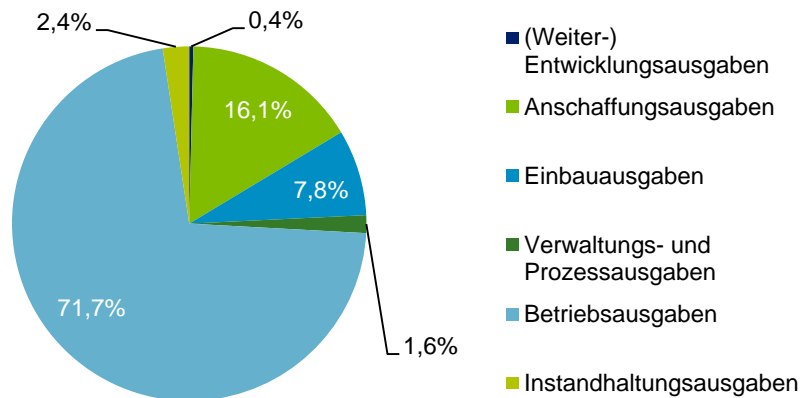


Abbildung 4.26: Szenario 1, Rolloutausgaben, SNB 2

Auch hier machen die Betriebsausgaben mit einem Anteil von ca. 72% an den Gesamtausgaben den größten Anteil an den Rolloutausgaben aus. Die größten Positionen sind die TK-Infrastruktur-Betriebsausgaben i.H.v. 563,3 Mio. € sowie der Mehraufwand für Messstellenbetrieb von iMSys i.H.v. 430 Mio. €. Wie auch bei SNB 1 stehen die Anschaffungsausgaben mit einem Anteil von ca. 16 % an den Gesamtausgaben an zweiter Stelle.

Die Gesamtausgaben des Rollouts im Basisszenario 1 für den **synthetischen Netzbetreiber 3** i.H.v. 680 Mio. € teilen sich wie in der folgenden Abbildung dargestellt auf.

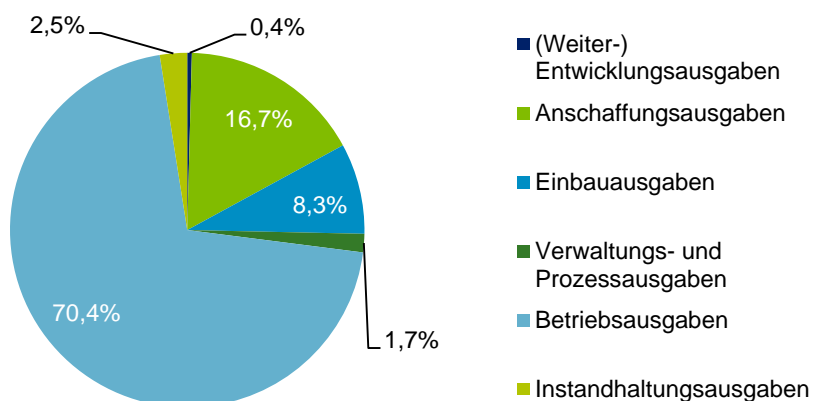


Abbildung 4.27: Szenario 1, Rolloutausgaben, SNB 3

Auch beim synthetischen Netzbetreiber 3 entsprechen die Betriebsausgaben einem Anteil von ca. 70% an den Gesamtausgaben und bilden ebenfalls den größten Anteil an den Rolloutausgaben. Die größten Positionen sind die TK-Infrastruktur-Betriebsausgaben i.H.v. 260,4 Mio. € sowie der Mehraufwand für Messstellenbetrieb von iMSys i.H.v. 219,85 Mio. €. Die Anschaffung steht mit einem Anteil von 16,7% an Gesamtausgaben an zweiter Stelle.

5 Analyse Szenario „Rollout Plus“

5.1 Jährliche Investitionsausgaben nach Wertschöpfungskettensicht

Die jährlichen Investitionsausgaben resultieren aus dem angenommenen Einbaupfad und verlaufen in dem Zeitraum von 15 Jahren wie folgt. (Abb. 5.1, 5.2, 5.3)

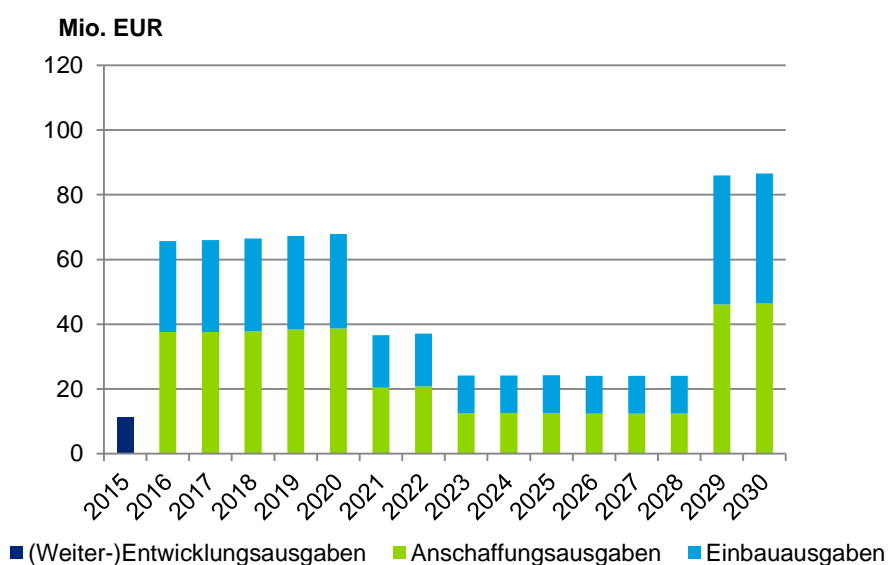


Abbildung 5.1:

Szenario 2, jährliche Investitionsausgaben – Verläufe in Untergruppen, SNB 1

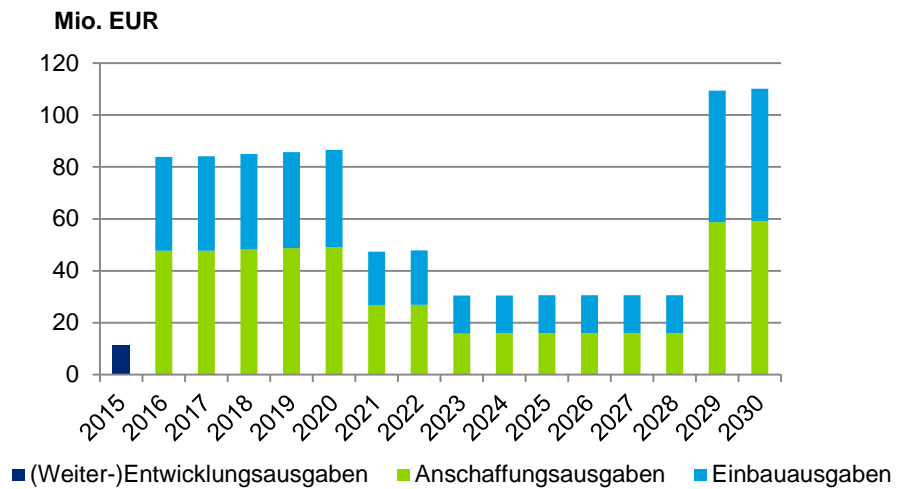


Abbildung 5.2: Szenario 2, jährliche Investitionsausgaben – Verläufe in Untergruppen, SNB 2

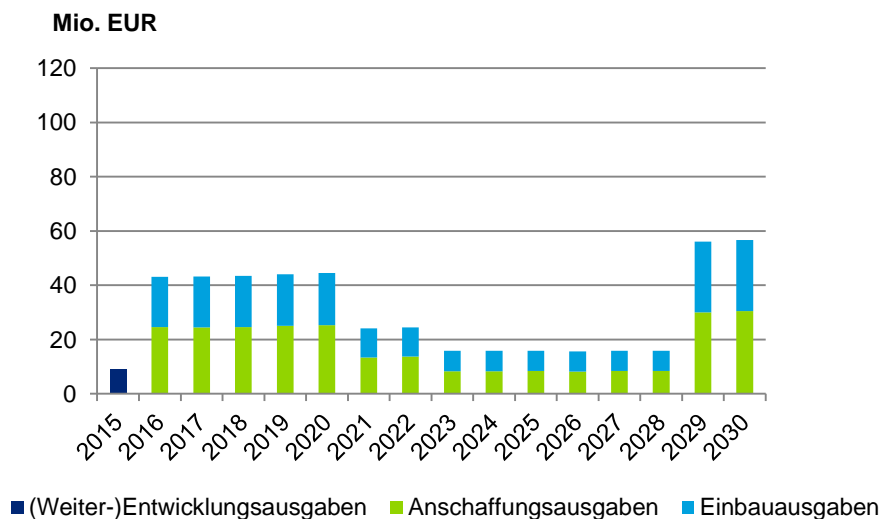


Abbildung 5.3: Szenario 2, jährliche Investitionsausgaben – Verläufe in Untergruppen, SNB 3

Die Investitionsausgabenverläufe sind für alle synthetischen Netzbetreiber gleich, die absoluten Zahlen sind hauptsächlich auf die unterschiedliche Anzahl der Zählpunkte zurückzuführen. Bereits im Jahr 2015 und damit noch vor dem Rollout, fallen Planungs- und Weiterentwicklungsausgaben an. Die relativ hohen Ausgaben in den ersten 5 Jahren sind auf die Nachholung der Investitionen aus den Jahren 2014 und 2015, die über 5 Jahre bis 2020 erfolgt, zurückzuführen. Im Jahr 2029 und 2030 erfolgt der turnusgemäße Austausch von intelligenten Zählern und intelligenten Messsystemen (gem. Annahmen nach 13 Jahren).

5.2 Investitionsausgaben nach Netzgebietsklassen

(Weiter-)Entwicklungsausgaben

Die (Weiter-)Entwicklungsausgaben beinhalten insbesondere Planungsausgaben für den Ausbau der vorhandenen IT-Systeme und Entwicklungsausgaben, um die größeren Datenmengen bearbeiten und auswerten zu können. Diese Ausgaben fallen bereits im Vorfeld des Rollouts an und werden im Modell bereits im Jahr 2015 angesetzt. Als Bezugsgröße dient die Gesamtmenge an intelligenten Zählern, die im Rahmen des Rollouts bis einschließlich 2030 eingebaut wird.

Die Gesamtausgaben für Weiterentwicklung bei den synthetischen Netzbetreibern 1 und 2 betragen jeweils 11,4 Mio. €, beim synthetischen Netzbetreiber 3 ergeben sich Ausgaben in Höhe von 9,12 Mio. €. Diese sind auf die geringere Anzahl der Zählpunkte bei SNB 3 zurückzuführen (unter 2 Mio. Zählpunkte). Obwohl SNB 1 und SNB 2 unterschiedliche Zählpunktmengen haben, sind die Ausgaben gleich. Es ist deshalb noch einmal auf die Besonderheit der gedeckelten sprungfixen Ausgaben zurückzuführen, die besagt, dass ab 2 Mio. Zählpunkte diese Form der Ausgaben nicht mehr weiter ansteigt, unabhängig von der Anzahl der Zählpunkte.

Ausgaben für die Anschaffung

Zur Kategorie Anschaffungsausgaben gehören Ausgaben für intelligente Zähler, Gateways und Displays sowie Ausgaben für ein Webportal für die Kunden und Projektierungsausgaben. Es handelt sich ausschließlich um variable Ausgaben, die erst mit den tatsächlichen Einbau anfallen (unter der Annahme, dass keine Lagerbestände aufgebaut werden).

Die Anschaffungsausgaben belaufen sich beim synthetischen Netzbetreiber 1 auf 399 Mio. € (Abb. 5.4), beim synthetischen Netzbetreiber 2 auf 508 Mio. € (Abb. 5.5) sowie beim synthetischen Netzbetreiber 3 auf 262 Mio. € (Abb. 5.6). Dies entspricht bei allen drei synthetischen Netzbetreibern ca. 21 % der Gesamtausgaben und stellt somit die größte Investitionsausgaben-

Position dar. Die Anschaffungsausgaben sind gleich für alle Netzgebietsklassen und entsprechen dem Verlauf des Einbaupfads.

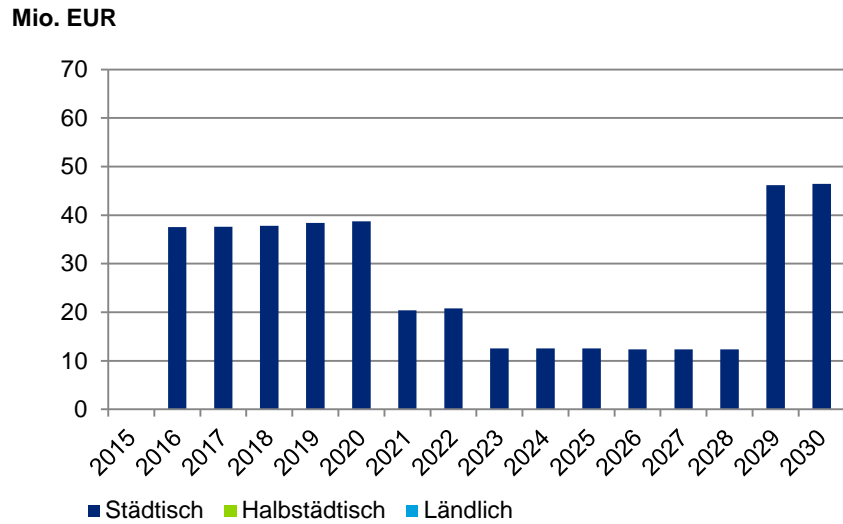


Abbildung 5.4: Szenario 2, jährliche Anschaffungsausgaben, SNB 1

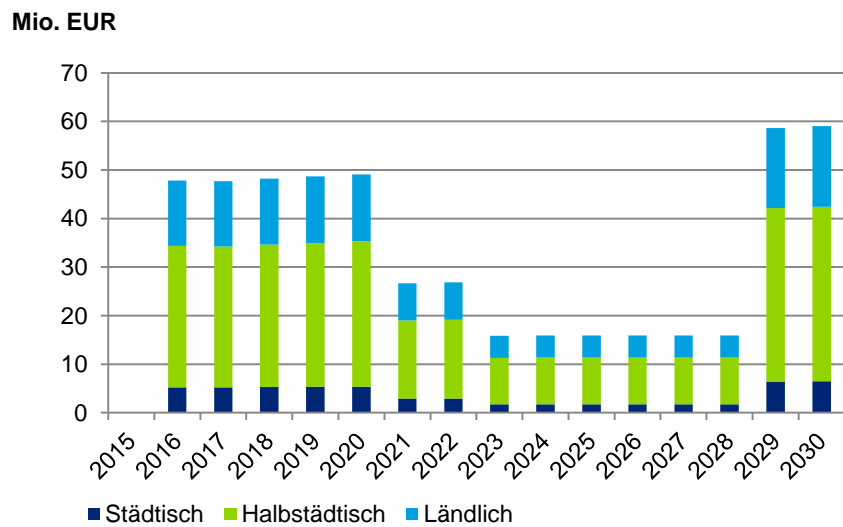


Abbildung 5.5: Szenario 2, jährliche Anschaffungsausgaben, SNB 2

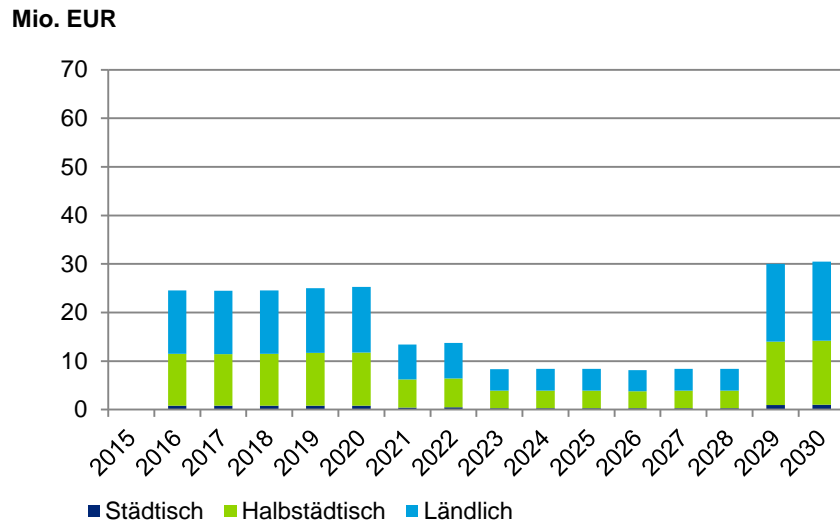


Abbildung 5.6: Szenario 2, jährliche Anschaffungsausgaben, SNB 3

Ausgaben für den Einbau

Der Einbau beinhaltet Ausgaben für die vollständige Vor-Ort-Installation von intelligenten Zählern bzw. intelligenten Messsystemen inkl. aller verbauten Komponenten wie Gateway und in diesem Szenario auch Display. Die Höhe der Einbauausgaben variiert mit der angewandten Übertragungstechnologie (drahtgebunden vs. drahtlos). Im Modell wird eine Mischung aus drahtloser und drahtgebundener Kommunikation unterstellt (drahtlos 73%, drahtgebunden 27%).

Im Basisszenario 2 belaufen sich die Einbauausgaben in den 15 Jahren für den synthetischen Netzbetreiber 1 auf ca. 326 Mio. € (Abb. 5.7), für den synthetischen Netzbetreiber 2 auf ca. 415 Mio. € (Abb. 5.8) sowie für den synthetischen Netzbetreiber 3 auf ca. 213 Mio. € (Abb. 5.9).

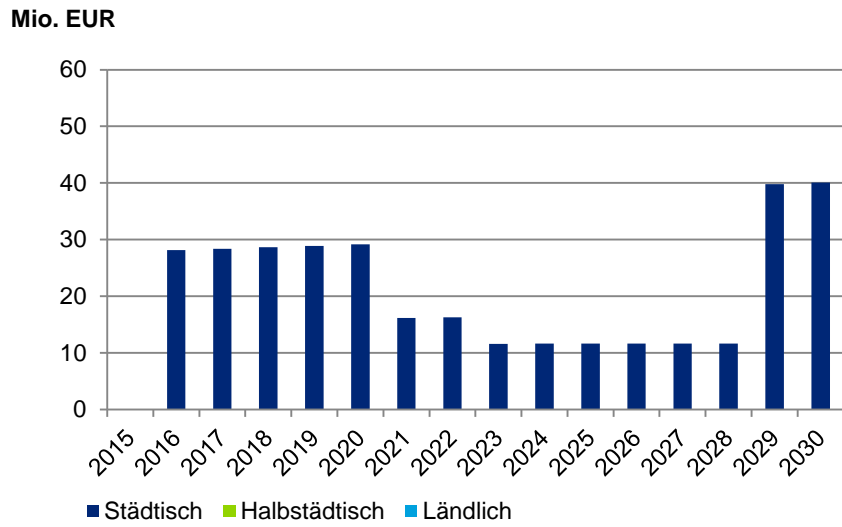


Abbildung 5.7: Szenario 2, jährliche Einbauausgaben, SNB 1

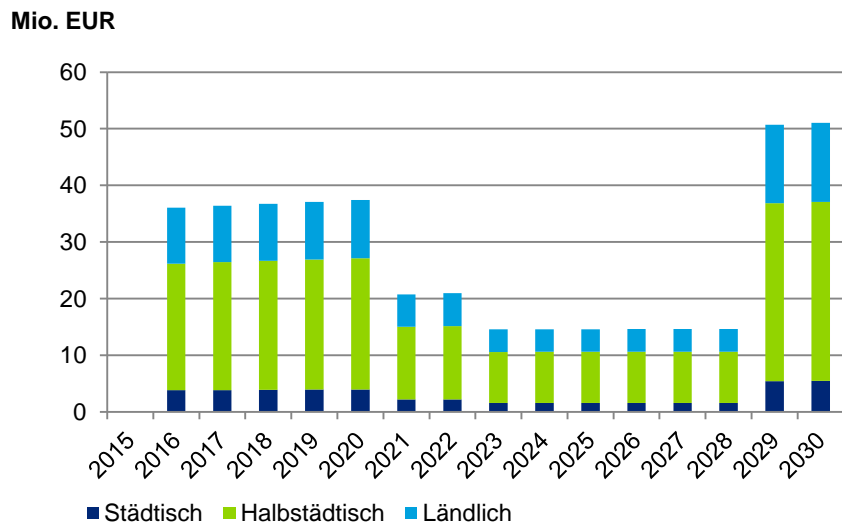


Abbildung 5.8: Szenario 2, jährliche Einbauausgaben, SNB 2

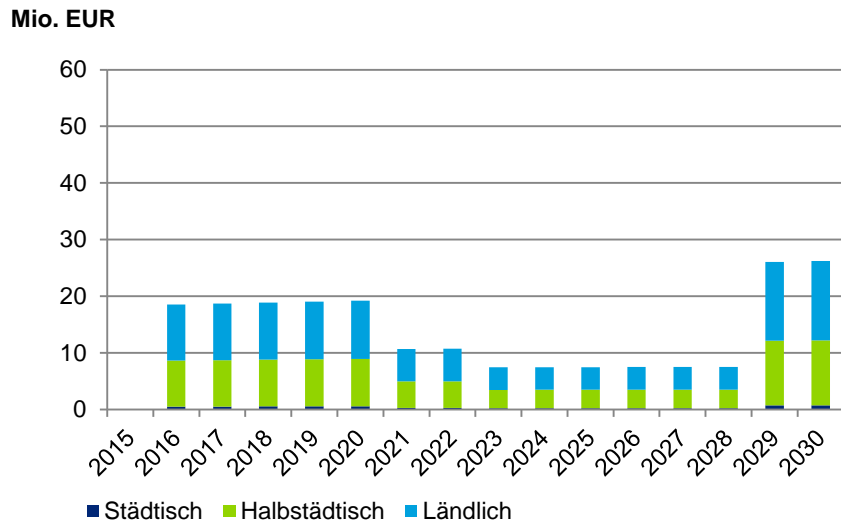


Abbildung 5.9:

Szenario 2, jährliche Einbauausgaben, SNB 3

Die unterschiedliche Höhe der Ausgaben für den Einbau von intelligenten Zählern, intelligenten Messsystemen, Gateways und Displays ist einerseits auf die unterschiedliche Zählpunktanzahl zurückzuführen. Andererseits gibt es netzgebietsbedingte Unterschiede. So sind die Ausgaben für den Einbau inkl. Anfahrtkosten von einem Gateway am niedrigsten in städtischen Gebieten (wegen geringeren Entfernungen) und am höchsten in ländlichen Gebieten (eben längere Anfahrtswege). Da der SNB 3 die niedrigste Anzahl der Zählpunkte hat, sind seine Ausgaben dementsprechend niedriger, obwohl die Stückkosten für einen Einbau höher als bei anderen Netzbetreibern sind. Dies wird in den Abb. 5.10, 5.11 und 5.12 verdeutlicht (unter der fiktiven Annahme, dass alle SNB über die gleiche Zählpunktmenge von 1 Mio. verfügen).

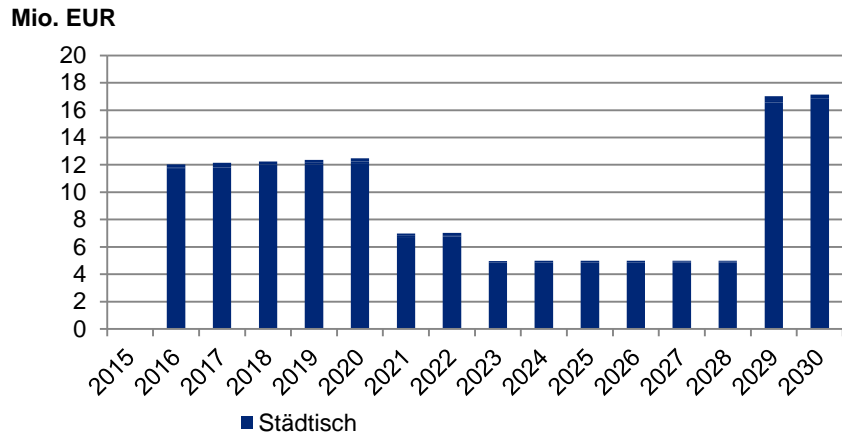


Abbildung 5.10: Szenario 2, jährliche Einbauausgaben, SNB 1, 1 Mio. ZP

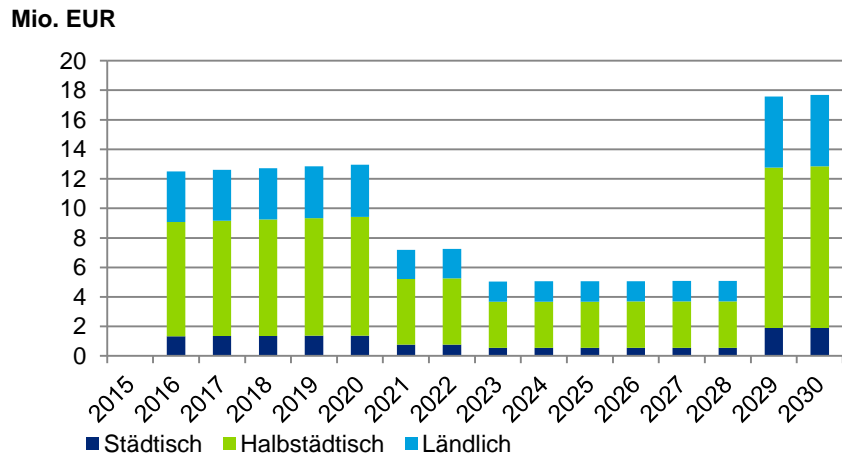


Abbildung 5.11: Szenario 2, jährliche Einbauausgaben, SNB 2, 1 Mio. ZP

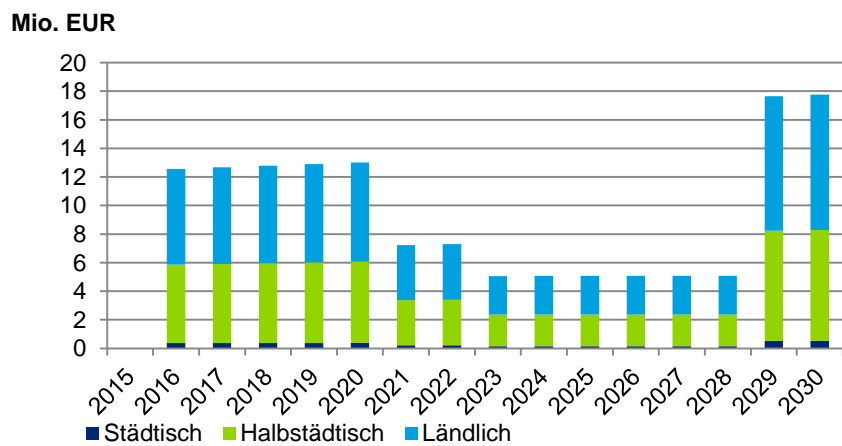


Abbildung 5.12: Szenario 2, jährliche Einbauausgaben, SNB 3, 1 Mio. ZP

5.3 Laufende Ausgaben nach Wertschöpfungskettensicht

Wie im Szenario 1 werden auch hier die laufenden Ausgaben der 15 Jahre zunächst kumuliert pro Jahr dargestellt. (Abb. 5.13, 5.14, 5.15)

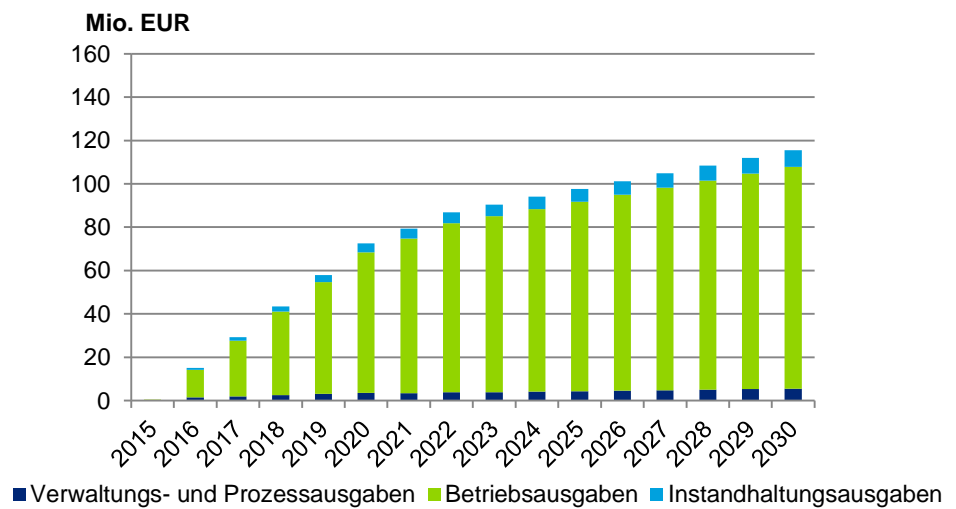


Abbildung 5.13: Szenario 2, jährliche laufende Ausgaben – Verläufe in Untergruppen, SNB 1

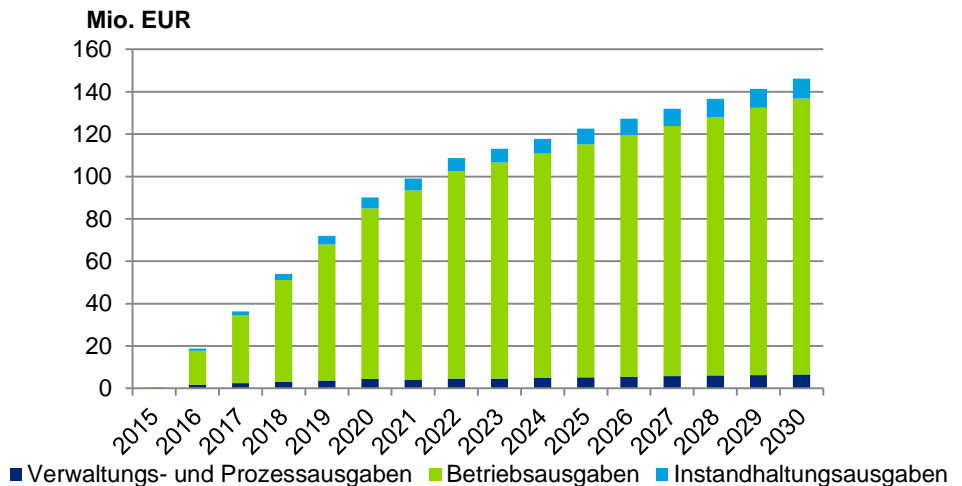


Abbildung 5.14: Szenario 2, jährliche laufende Ausgaben – Verläufe in Untergruppen, SNB 2

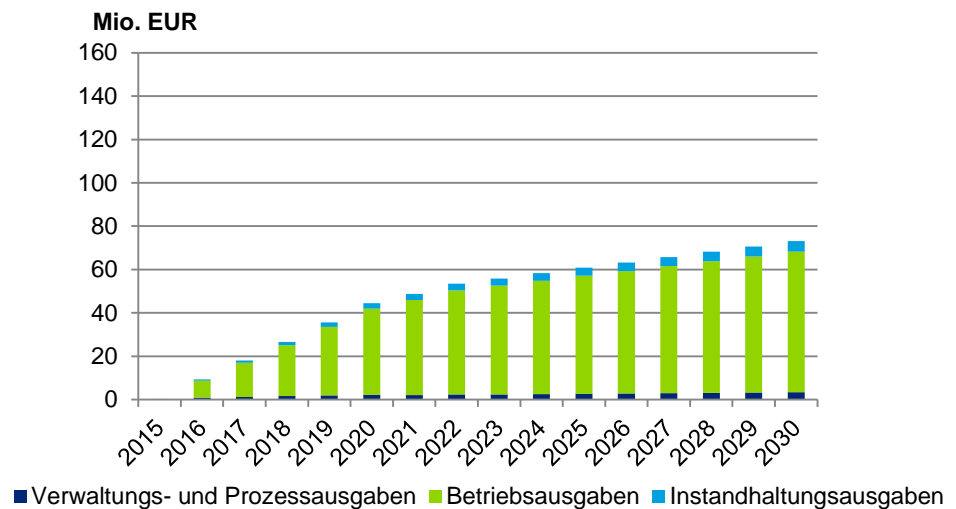


Abbildung 5.15: Szenario 2, jährliche laufende Ausgaben – Verläufe in Untergruppen, SNB 3

Bereits im Jahr 2015 und damit ein Jahr vor dem tatsächlichen Rollout fallen Betriebsausgaben an. Es handelt sich um Fixausgaben, die mit den Planungs- und Weiterentwicklungsinvestitionen im Zusammenhang stehen, insbesondere Ausgaben für IT-Systeme und Upgrades. Die laufenden Betriebsausgaben steigen mit der Anzahl der eingebauten intelligenten Messsysteme und intelligenten Zähler. Somit orientiert sich der Verlauf an dem gewählten Einbaupfad (steilerer Anstieg in den ersten Jahren und flacher Anstieg in der zweiten Rollout-Phase ab 2022).

Die abweichende Höhe der laufenden Ausgaben ist auf unterschiedliche Zählpunktanzahl und unterschiedliche Zusammensetzung der einzelnen Netzgebietsklassen bei den einzelnen synthetischen Netzbetreibern zurückzuführen. Um diese Effekte zu bereinigen, wird eine einheitliche fiktive Zählerpunktanzahl bei allen synthetischen Netzbetreibern angenommen. Bei 1 Mio. Zählpunkte sieht der Verlauf der laufenden Ausgaben in den 15 Jahren folgend aus (Abb. 5.16, 5.17, 5.18).

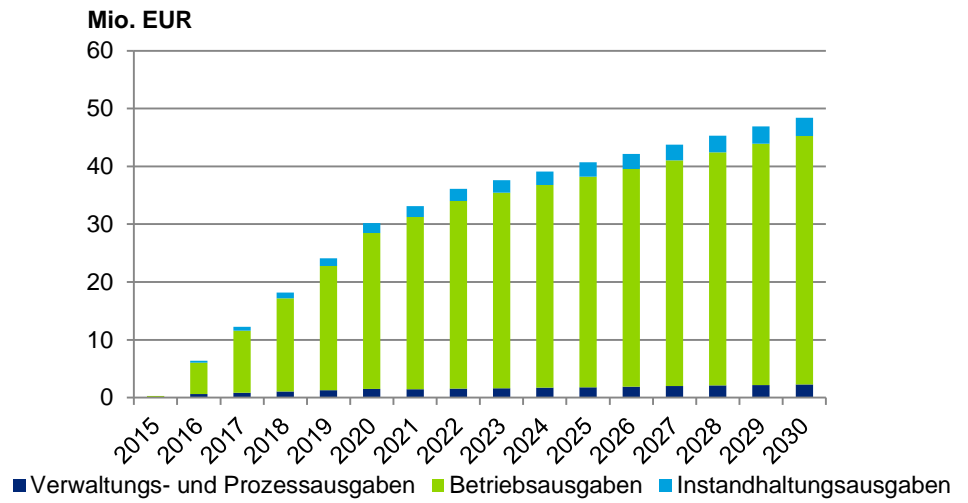


Abbildung 5.16: Szenario 2, jährliche laufende Ausgaben – Verläufe in Untergruppen, SNB 1, normiert auf 1 Mio. Zählpunkte

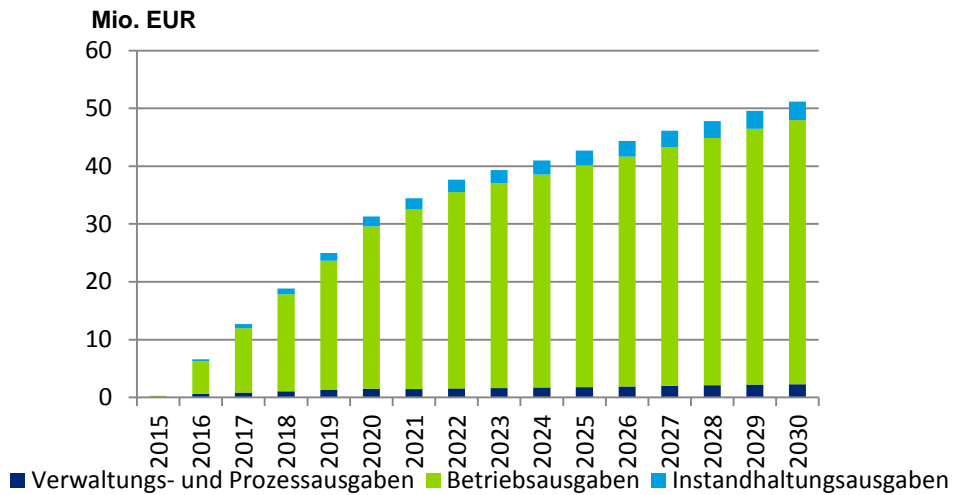


Abbildung 5.17: Szenario 2, jährliche laufende Ausgaben – Verläufe in Untergruppen, SNB 2, normiert auf 1 Mio. Zählpunkte

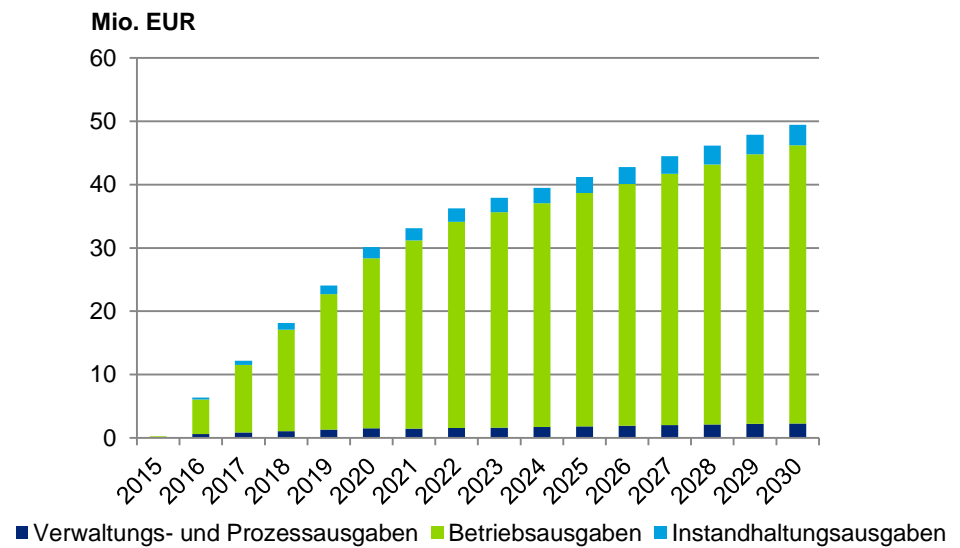


Abbildung 5.18: Szenario 2, jährliche laufende Ausgaben – Verläufe in Untergruppen, SNB 3, normiert auf 1 Mio. Zählpunkte

Bei der Annahme der gleichen Anzahl der Zählpunkte von 1 Mio. bei allen synthetischen Netzbetreibern wird ersichtlich, dass nur minimale Abweichungen auf die netzbetreiberspezifische Netzgebietsklassen zurückzuführen sind. Lediglich die Betriebsausgaben für die WAN-Anbindung variieren in Abhängigkeit von dem Netzgebiet und sind im Modell fast gleich in den städtischen und halbstädtische Gebieten sowie ein bisschen niedriger in den ländlichen Gebieten.

5.4 Laufende Ausgaben nach Netzgebietsklassen

Betriebsausgaben

Die Betriebsausgaben setzen sich aus Ausgaben für EDV-Systeme, Messsysteme und TK-Infrastruktur zusammen. Während sich bei den letzten beiden Kategorien um variable Ausgaben pro Gerät handelt, werden die EDV-Ausgaben als prozentualer Aufschlag (17,5 %) auf entsprechende Investitionsausgaben berechnet.

Die gesamten Betriebsausgaben des Rollouts (Jahre 2015 bis 2030) betragen beim synthetischen Netzbetreiber 1 in 15 Jahren ca. 1,1 Mrd. €. (Abb. 5.19)

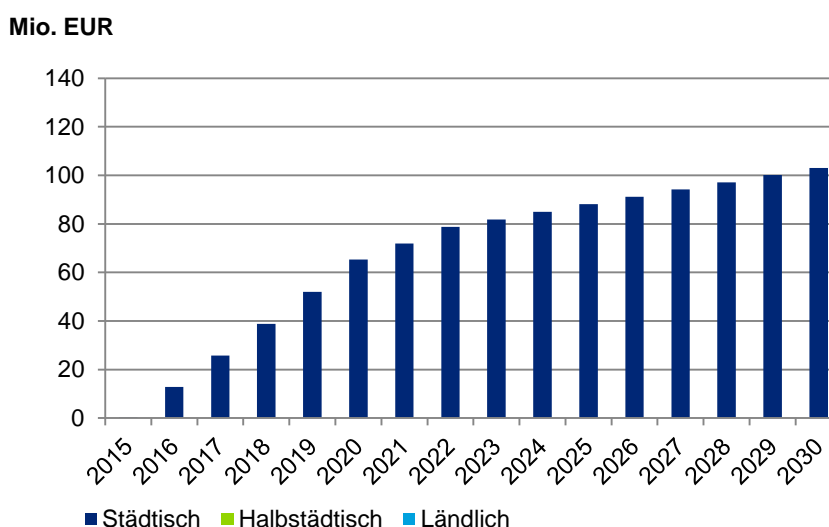


Abbildung 5.19:

Szenario 2, jährliche kumulierte Betriebsausgaben, SNB 1

Die gesamten Betriebsausgaben des Rollouts betragen beim synthetischen Netzbetreiber 2 in den 15 Jahren ca. 1,4 Mrd. €. (Abb. 5.20)

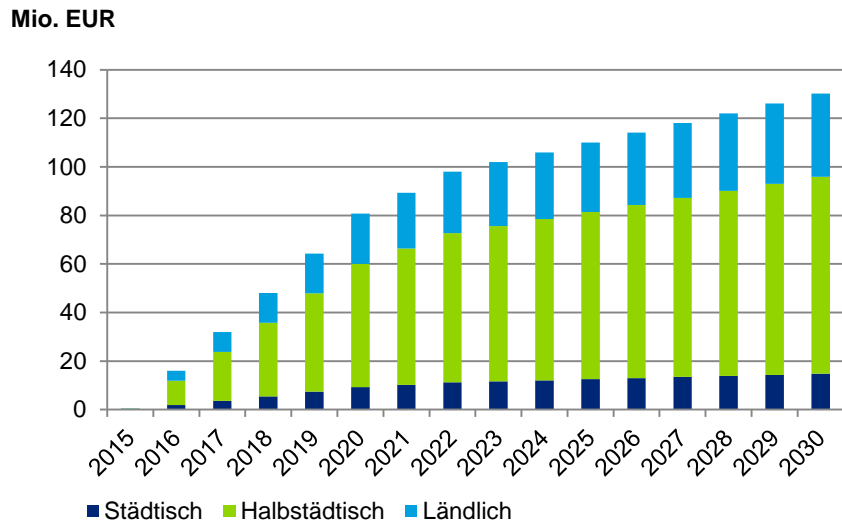


Abbildung 5.20:

Szenario 2, jährliche kumulierte Betriebsausgaben, SNB 2

Die gesamten Betriebsausgaben des Rollouts betragen beim synthetischen Netzbetreiber 3 in 15 Jahren ca. 0,67 Mrd. €. (Abb. 5.21)

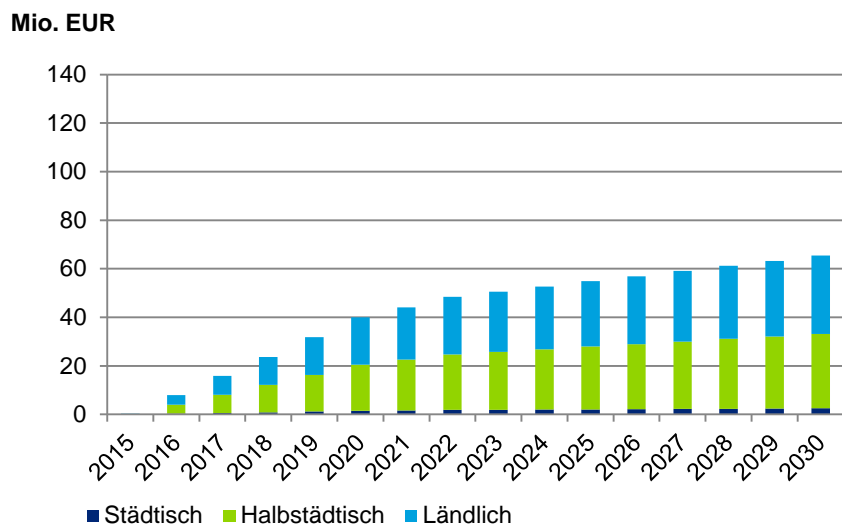


Abbildung 5.21:

Szenario 2, jährliche kumulierte Betriebsausgaben, SNB 3

Instandhaltungsausgaben

Die Instandhaltungsausgaben beinhalten die Ausgaben für die Instandhaltung der Gateways, der angeschlossenen iMSys sowie der intelligenten Zähler. Sie sind in ihrer Höhe netzgebietsklassen-unabhängig und unterscheiden sich zwischen den SNBs nur aufgrund der unterschiedlichen Anzahl von Zählpunkten.

Für die Endbestandsmenge an Gateways im Zeitraum von 2015 bis 2030 fallen beim synthetischen Netzbetreiber 1 Instandhaltungsausgaben in Höhe von ca. 73 Mio. € an. Im Falle des synthetischen Netzbetreibers 2 betragen die Instandhaltungsausgaben ca. 90 Mio. €. Beim synthetischen Netzbetreiber 3 werden insgesamt Instandhaltungsausgaben von ca. 46 Mio. € über den Rollout-Zeitraum verursacht. (Abb. 5.22, 5.23, 5.24)

Mio. EUR

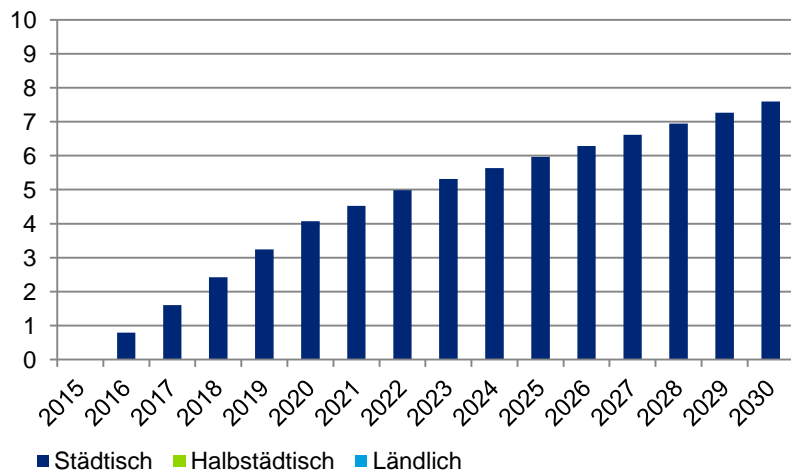


Abbildung 5.22: Szenario 2, jährliche kumulierte Instandhaltungsausgaben, SNB 1

Mio. EUR

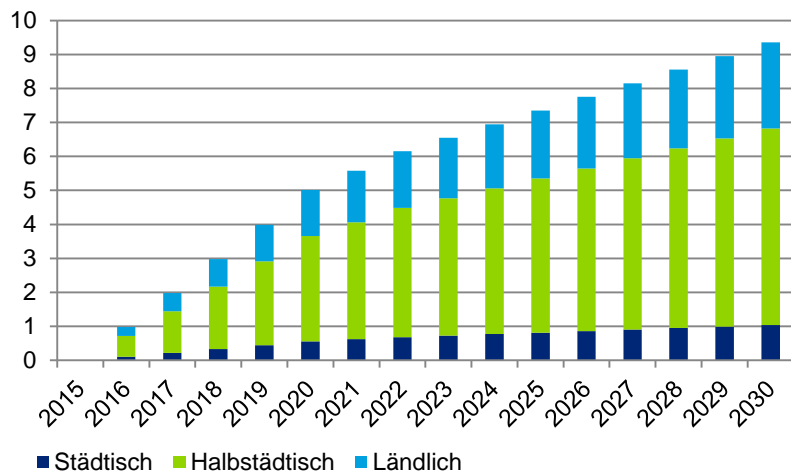


Abbildung 5.23: Szenario 2, jährliche kumulierte Instandhaltungsausgaben, SNB 2

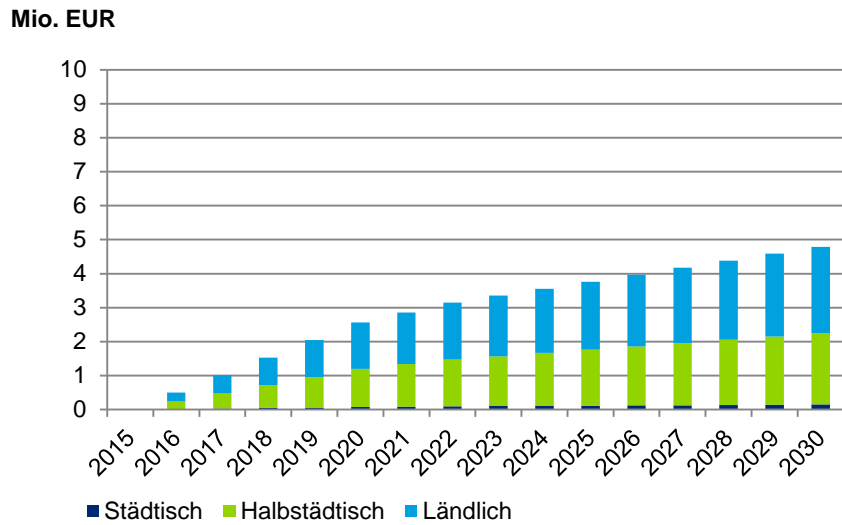


Abbildung 5.24: Szenario 2, jährliche kumulierte Instandhaltungsausgaben, SNB 3

Verwaltungs- und Prozessausgaben

Der Großteil der Verwaltungsausgaben für Call-Center des Netzbetreibers und für die schriftliche Erstinformation von Netzkunden fällt nur im Jahr des Einbaus von intelligenten Zählern und intelligenten Messsystemen an. Deshalb gibt es gewisse „Peaks“ in der Verlaufsdarstellung der kumulierten Aufwände (vgl. 2020). Die gesamten Verwaltungs- und Prozessausgaben des Rollouts belaufen sich beim synthetischen Netzbetreiber 1 auf ca. 57 Mio. €. (Abb. 5.25)

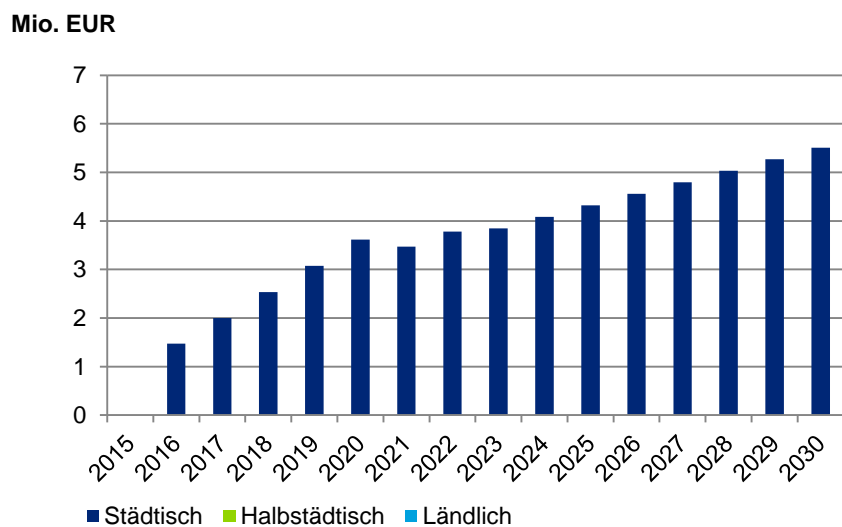


Abbildung 5.25: Szenario 2, jährliche kumulierte Verwaltungs- und Prozessausgaben, SNB 1

Die gesamten Verwaltungs- und Prozessausgaben des Rollouts belaufen sich beim synthetischen Netzbetreiber 2 auf 69 Mio. €. (Abb. 5.26)

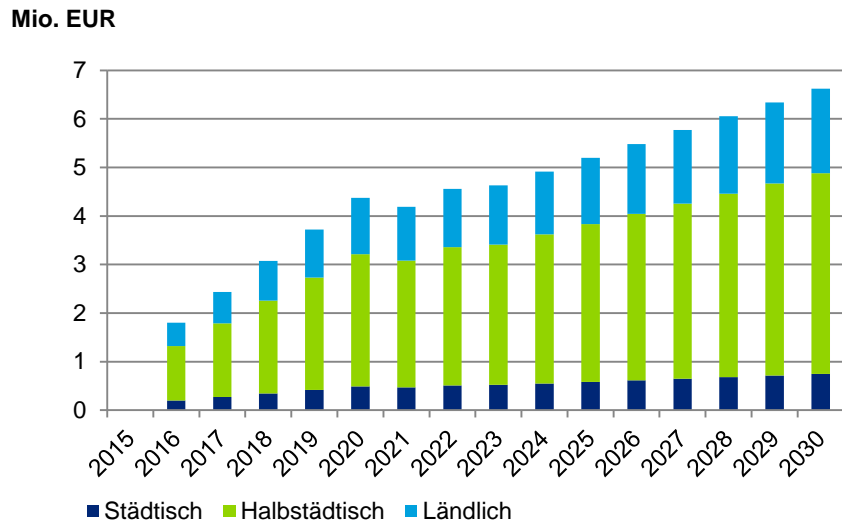


Abbildung 5.26: Szenario 2, jährliche kumulierte Verwaltungs- und Prozessausgaben, SNB 2

Die gesamten Verwaltungs- und Prozessausgaben des Rollouts belaufen sich beim synthetischen Netzbetreiber 3 auf 35 Mio. €. (Abb. 5.27)

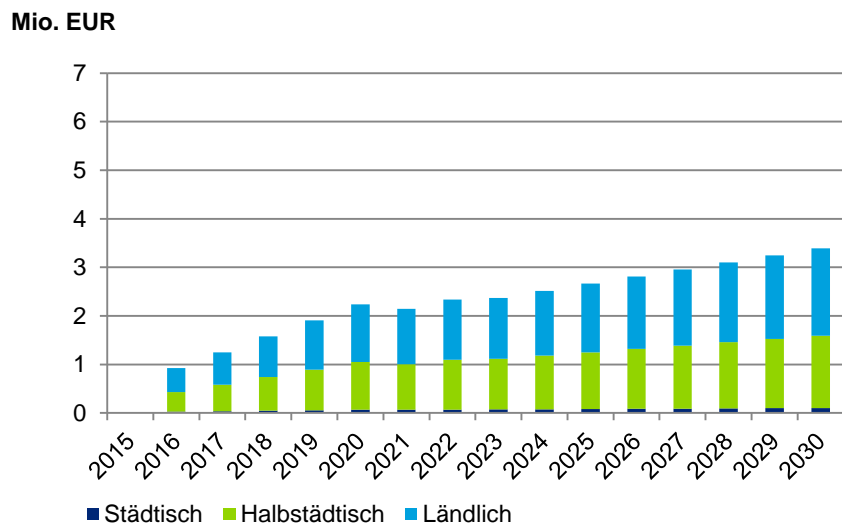


Abbildung 5.27: Szenario 2, jährliche kumulierte Verwaltungs- und Prozessausgaben, SNB 3

Der leichte Rückgang bei allen synthetischen Netzbetreibern im Jahr 2021 ist auf geringere Einbaumenge und somit geringere einmalige Erstinformationsausgaben zurückzuführen.

5.5 Auswertung der Gesamtausgaben

Die Gesamtausgaben des Rollouts im Basisszenario 2 für den **synthetischen Netzbetreiber 1** i.H.v. 1.944 Mio. € teilen sich wie in der folgenden Abbildung dargestellt auf.

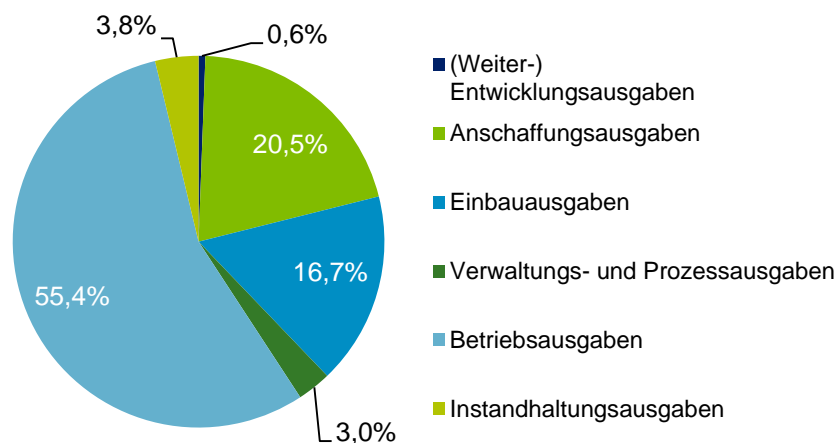


Abbildung 5.28: Szenario 2, Rolloutausgaben, SNB 1

Der größte Ausgabenblock des Rollouts sind die Betriebsausgaben mit einem Anteil von ca. ca. 55% an den Gesamtausgaben. Der größte Block innerhalb der Betriebsausgaben sind die TK-Ausgaben, dabei fallen die Preise für eine drahtgebundene WAN-Anbindung am stärksten ins Gewicht. Die Anschaffungsausgaben stehen mit einem Anteil von ca. 21 % an den Gesamtausgaben an zweiter Stelle. Die Anschaffungsausgaben für intelligente Messsysteme betragen 161 Mio. €, gefolgt von Anschaffungsausgaben für intelligente Zähler i.H.v. 89 Mio. €.

Die Gesamtausgaben des Rollouts im Basisszenario 2 für den **synthetischen Netzbetreiber 2** i.H.v. 2.451 Mio. € teilen sich wie in Abbildung 5.29 dargestellt auf.

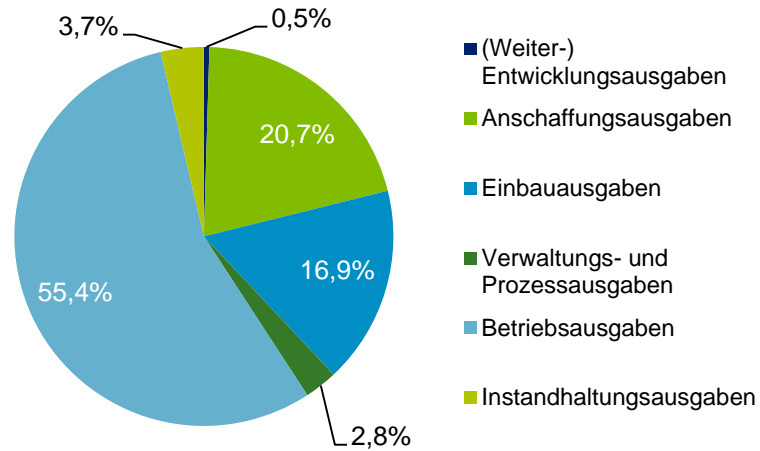


Abbildung 5.29: Szenario 2, Rolloutausgaben, SNB 2

Auch beim zweiten synthetischen Netzbetreiber sind die Betriebsausgaben mit einem Anteil von ca. 55% an den Gesamtausgaben der größte Ausgabenblock. Der größte Block sind insbesondere die Ausgaben für die TK-Infrastruktur i.H.v. 612 Mio. €. Die Anschaffungsausgaben stehen mit einem Anteil von ca. 21 % an den Gesamtausgaben an zweiter Stelle. Die Anschaffungsausgaben für intelligente Messsysteme betragen 193 Mio. €, gefolgt von den Anschaffungsausgaben für intelligente Zähler i.H.v. 107 Mio. €.

Die Gesamtausgaben des Rollouts im Basisszenario 2 für den **synthetischen Netzbetreiber 3** i.H.v. 1.237 Mio. € teilen sich wie in Abbildung 5.30 dargestellt auf.

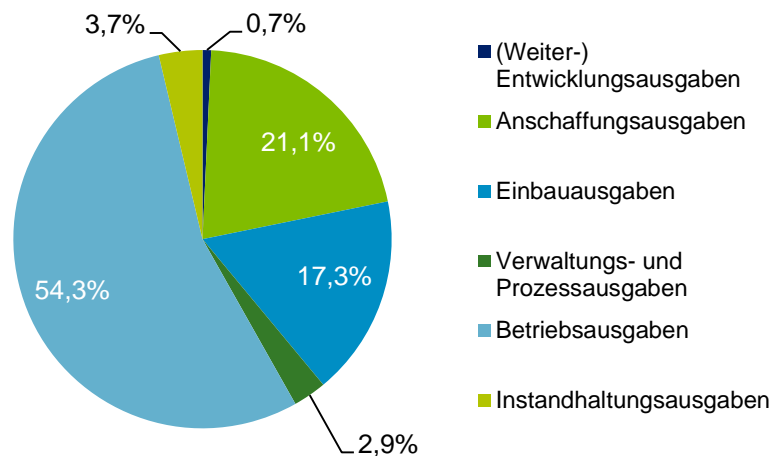


Abbildung 5.30: Szenario 2, Rolloutausgaben für SNB 3

Der größte Ausgabenblock des Rollouts sind die Betriebsausgaben mit einem Anteil von ca. 54 % an den Gesamtausgaben. Der größte Kostentreiber bei den Betriebsausgaben sind die TK-Ausgaben. Dabei fallen die Preise für eine drahtgebundene WAN-Anbindung am stärksten ins Gewicht. Die Anschaffungsausgaben stehen mit einem Anteil von 21% an den Gesamtausgaben an zweiter Stelle. Die Anschaffungsausgaben für intelligente Messsysteme betragen 99 Mio. €, gefolgt von den Anschaffungsausgaben für intelligente Zähler i.H.v. 55 Mio. €.

5.6 Sensitivitätenanalyse Displays

Einer der bedeutendsten Kostentreiber für intelligente Zähler ist die Visualisierung der Verbrauchsdaten auf einem abgesetzten Display oder einer alternativen, vom Zähler abgesetzten, Applikation (z.B. Webportal, Smart-Phone Applikation). Das Display oder die Applikation ist zusätzlich zur Visualisierung der Verbrauchsdaten auf dem Zähler selbst zu sehen, die in jedem Fall gewährleistet werden muss. Anzumerken ist zu den Displays des Weiteren, dass nicht allein die Hardware, sondern auch die Kommunikationsanbindung des Displays ein großer Ausgabenblock ist. Für diese Studie wurde aus Vereinfachungsgründen ein einheitlicher Mischpreis angenommen. Die entsprechenden Ausgaben sind aber natürlich nicht bei allen Kunden gleich hoch.

Für eine Visualisierung „außerhalb des Zählers“ ist die Kommunikationsanbindung die größte Herausforderung, da intelligente Zähler im Gegensatz zum iMSys nicht über ein Gateway an das WAN angeschlossen sind. Neben Investitionsausgaben für ein Display i.H.v. 40 € (Anschaffung) und 105 € (Einbau), fallen jährliche Betriebsausgaben i.H.v. 6,60 € und Wartungsausgaben i.H.v. 1,09 € an.

Unter der Annahme, dass 100% der intelligenten Zählern und intelligenten Messsysteme über ein Display verfügen, müssten bei allen drei synthetischen Netzbetreiber zusammen zusätzlich ca. 3,6 Mio. Displays verbaut werden (im Vergleich zum Szenario Rollout Plus).

Ein **Einbau von Displays bei allen intelligenten Zählern und allen intelligenten Messsystemen (100%)** würde im Vergleich zum Szenario Rollout Plus zwischen ca. 194 Mio. € (SNB 3), ca. 316 Mio. € (SNB 1) und ca. 379 Mio. € (SNB 2) Mehrausgaben

verursachen (siehe Tabelle 5.1). Die Spanne ist auf die Anzahl der Zählpunkte zurückzuführen: VNB 2 hat die meisten Zählpunkte, VNB 3 die wenigsten. Bezogen auf die **Gesamtausgaben**, beträgt der Anteil der Ausgaben für Displays ca. **16%**.

Tabelle 5.1: Ausgaben unter der Annahme „100% Displays“ im Vergleich zum Szenario Rollout Plus

| | SNB 1 | SNB 2 | SNB 3 |
|---|-------|-------|-------|
| Zusätzliche Einbaumengen ggü. Rollout Plus in 15 Jahren in Mio. | 1,3 | 1,5 | 0,8 |
| Zusätzliche Ausgaben ggü. Rollout Plus in 15 Jahren in Mio. € | 316 | 379 | 194 |
| Anteil an Gesamtausgaben in 15 Jahren in % | 16% | 16% | 16% |

Beim **vollständigen Verzicht** auf abgesetzte Displays könnten diese Ausgaben vollständig eingespart werden. Auf der anderen Seite fallen aber **trotzdem Ausgaben für die Visualisierung der Verbrauchsdaten bei den intelligenten Zählern**¹¹³ an. Somit fielen zwar die direkten Ausgaben für Displays bei 50% der intelligenten Zähler weg, es kämen aber dafür bei dieser Zähler-Gruppe Ausgaben für die Visualisierung der Daten hinzu. Insgesamt verringern sich dadurch die Ausgaben beim synthetischen Netzbetreiber 1 um ca. 295 Mio. €, bei SNB 2 um ca. 353 Mio. € und beim SNB 3 um ca. 181 Mio. € (siehe Tabelle 5.2).

¹¹³ Zugriff auf die Verbrauchsdaten findet damit für einen „stand alone“-iZ nur lokal, nicht über ein (WAN-)Web-Portal statt.

Tabelle 5.2: Ausgaben unter der Annahme „0% Displays“ im Vergleich zum Szenario Rollout Plus

| | SNB 1 | SNB 2 | SNB 3 |
|--|-------|-------|-------|
| Ausgabeneinsparung bei 0% Display ggü. Rollout Plus in 15 Jahren in Mio. € | 316 | 379 | 194 |
| Zusätzliche Ausgaben für Visualisierung bei iZ in 15 Jahren in Mio. € | 21 | 26 | 13 |
| Summe Ausgabeneinsparung in 15 Jahren in Mio. € | 295 | 353 | 181 |

Als dritte Variante wurde die Auswirkung von einem vollständigen Verzicht sowohl auf Displays als auch auf die Visualisierung der Verbrauchsdaten untersucht (siehe Tabelle 5.3). Beim synthetischen Netzbetreiber 1 reduzieren sich die Ausgaben dadurch um ca. 316 Mio. €, beim SNB 2 um ca. 379 Mio. € und beim SNB 3 um ca. 194. Die Ausgabenunterschiede sind ausschließlich auf die unterschiedliche Zählpunktanzahl zurückzuführen. In Summe könnte somit jeder synthetische Netzbetreiber seine Gesamtausgaben für den Rollout um ca. 17% reduzieren.

Tabelle 5.3: Ausgaben unter der Annahme „0% Displays und keine verpflichtende Visualisierung“ im Vergleich zum Szenario Rollout Plus

| | SNB 1 | SNB 2 | SNB 3 |
|--|-------|-------|-------|
| Ausgabeneinsparung bei 0% Display ggü. Rollout Plus in 15 Jahren in Mio. € | 316 | 379 | 194 |
| Anteil an Gesamtausgaben in 15 Jahren | 17% | 17% | 17% |

Zwischenergebnis der „Sensitivitätenanalyse Displays“

Die Anschaffungs- und Einbauausgaben sowie die Betriebsausgaben für Displays sind ein großer Ausgabentreiber und verursachen ca. 16 % der Gesamtausgaben.

Aus reiner Ausgabensicht eines Netzbetreibers ist zu empfehlen, auf einen Einbau von abgesetzten Displays zu verzichten und die Aufgabe der Visualisierung dem wettbewerblich geprägten Vertriebsmarkt zu überlassen. Darüber hinaus sollten Kunden die Option haben, eine Visualisierungsvariante ihrer Wahl bei einem Anbieter ihrer Wahl zu nehmen – oder auch darauf zu verzichten. Hier entstünde eine Plattform für Wettbewerb – auch für Kombiprodukte (z.B. gekoppelt an Energiedienstleistungen, Energieberatung). Davon abgesehen wäre eine Visualisierung auch möglich, indem ein Upgrade zu einem iMSys erfolgt, was wiederum die Chancen bietet, gerade im wettbewerblichen Bereich neue Produkte anzubieten.

Aus Sicht des Gutachters treibt die verpflichtende Visualisierung außerhalb des iZ die Gesamtausgaben des Rollouts enorm und schränkt darüber hinaus die Optionen für den Kunden ein.

6 Kritische Würdigung

In diesem Gutachten wurden Ausgaben eines Rollouts für zwei Szenarien für jeweils drei synthetische Netzbetreiber modelliert und analysiert. Im Folgenden werden, basierend auf den bisherigen Erkenntnissen, einige Grenzen der Modellierung beschrieben.

Es bleibt für die Aussage der Ergebnisauswertung zu beachten, dass sich das obenstehende Gutachten rein an Strom-Verteilnetzbetreiber richtet. Es mussten, aufgrund der sehr heterogenen Netzgebiete, gewisse Annahmen vereinfacht in das Modell einfließen, um das Modell repräsentativ für möglichst viele Netzbetreiber zu gestalten. Beispielweise wurde prinzipiell davon ausgegangen, dass **bei keinem der synthetischen Netzbetreiber ein eigener Aufbau der TK-Infrastruktur erfolgt**, sondern dass diese in Form von gemieteten Fremddienstleistungen nur in die laufenden Ausgaben des Modells einfließen. In der Realität kann aber bei Verteilnetzbetreibern bzw. Messstellenbetreibern mit ausreichender Größe ein Aufbau eigener Kommunikationstechnik durchaus empfehlenswert sein, z.B. auch bei Stadtwerken mit Verantwortung für mehrere Medien. Sofern ein Netzbetreiber im Rahmen des Rollouts eigene IT- und Kommunikationsinfrastruktur beschafft und aufbaut, kann sich eine signifikante Verschiebung in Richtung eines höheren Anteils der Anschaffungs- und Einbauausgaben ergeben.

Bei der Modellierung der Ausgaben für z.B. das ISMS wurde versucht, möglichst realitätsgetreu zu bleiben. Die Nutzung intelligenter Messsysteme könnte die **potenzielle** Angriffsfläche für digitale Attacken erhöhen. Damit erhöht sich auch die Notwendigkeit, potenzielle Bedrohungen vorher zu identifizieren sowie die entsprechenden Risiken zu quantifizieren und zu priorisieren. Denn weitreichende Systemstörungen wie auch große Reputationsschäden durch beispielsweise das Bekanntwerden von vertraulichen Daten können aber von vornherein unterbunden werden, wenn die Sicherheit der Daten gewährleistet wird. Eine geeignete Implementierung der BSI-„Technologien und Prozesse“ stellt eine große Herausforderung für die Verantwortlichen dar und die tatsächliche Umsetzung kann starke Folgen für diese Branche haben. Da es

sich bei der dena-Smart-Meter-Studie um eine reine Rollout-Studie handelt, konnte nur begrenzt auf diese (künftige) Herausforderung eingegangen werden. Es empfiehlt sich somit, unternehmensindividuell entsprechende **Risikoabschätzungen** und damit verbundene – zum Teil andere – Bepreisungen bei der Planung für den dauerhaften Betrieb durchzuführen. Auch könnten die Ausgaben für eine notwendige, aufklärende Öffentlichkeitsarbeit, die zwingend gemeinsam mit der öffentlichen Hand durchgeführt werden muss, noch weitaus höher ausfallen.

Der Einbau von externen Displays kann zusätzlich zu den ohnehin schon hohen Ausgaben für die Geräte noch nicht abschätzbare weitere Ausgaben verursachen, welche in der Modellauswertung bisher nicht berücksichtigt wurden. Dies begründet sich unter anderem durch teils genehmigungspflichtige Installationsmaßnahmen beim Letztverbraucher bzw. beim Hauseigentümern und der – aufgrund der begrenzten Reichweite von Funklösungen in Mehrfamilienhäusern – notwendigen, höchst **aufwändigen Inhouse-Verkabelung**. Weiterhin sind Ausgaben für Logistik und Garantiefälle nicht explizit berücksichtigt worden.

In den Szenarien dieses Modells wurde, analog zur KNA ein netzgebietsklassenübergreifendes – und somit auch für alle synthetischen Netzbetreiber identisches – Verhältnis zwischen drahtloser und drahtgebundener Kommunikationsanbindung für Gateways ausgegangen (73% drahtlos und 27% drahtgebunden). Sollte der Gesetzgeber entscheiden, dass Telekommunikationsbetreiber z.B. DSL oder andere Übertragungstechnologien den Netzbetreibern zu einem (regulierten) **Deckungsbeitrag** angeboten werden müssen, sinken die Rolloutkosten für die Allgemeinheit deutlich.

Eine weitere Annahme dieses Gutachtens besteht darin, dass die **EDV-Fixausgaben** sich ab der jeweils nächsten 100.000-Zählpunkt-Schwelle erhöhen und ab 2 Mio. Zählpunkten nicht mehr weiter ansteigen (sprungfixer Verlauf). Dabei handelt es sich um eine Näherung, da Hardware, Datenbanksysteme usw. in jedem Fall anhand der Anzahl an Transaktionen auszulegen sind. Die Anzahl an Transaktionen steigt überproportional zur Anzahl an Zählpunkten. Diese Annahme ist jedoch nicht nur modellimmanent, sondern spiegelt auch die Ausgabendegression realer Netzbetreiber wieder. Da in diesem Modell der dritte synthetische Netzbetreiber der kleinste ist, und diese Schwelle nicht erreicht, ergeben sich für ihn beispielweise keine Vorteile durch diese Aus-

gabendegression. Somit kann man den Modellschluss ziehen, dass sich pauschal **für kleinere Netzbetreiber Kooperationen** anbieten, welche diese Skaleneffekte heben. Allerdings muss bei den Synergieeffekten berücksichtigt werden, dass es durchaus Ausgabenpositionen gibt, die trotzdem in jedem Unternehmen separat anfallen, wie z.B. die Anpassung der bestehenden Systeme oder ein Teil der Zertifizierungsausgaben.

Es wird aus Vereinfachungsgründen zudem nicht berücksichtigt, dass nach Ablauf der Ersteichgültigkeit ein Teil der Zähler dem Stichprobenverfahren nicht standhält und ausgetauscht werden muss. Stattdessen wird davon ausgegangen, dass alle iZ / iMSys nach 8 Jahren eine Nacheichung erhalten und erst nach 13 Jahren der Turnuswechsel erfolgt. Im Modell wird dem monetär mit pauschalen Eichausgaben Rechnung getragen.

Preise für die Anschaffung von iZ, iMSys sowie die dafür erforderlichen Fremdmontagekapazitäten werden sich entsprechend der Marktmechanismen verhalten. Wenn mit Rollout-Start in 2016 die Nachfrage hiernach bundesweit sprunghaft ansteigt, muss davon ausgegangen werden, dass der Preis sich ebenfalls deutlich erhöhen wird. Eine Normalisierung wird wohl erst im Verlaufe des Rollouts nach mehreren Jahren eintreten.

7 Fazit und Handlungsempfehlungen

In diesem Gutachten wurde für die beiden Szenarien „gesetzlicher Rahmen“ (Abb. 3.1) und „Rollout Plus“ (Abb. 3.2) von unterschiedlichen Rolloutverläufen ausgegangen.

Diese Pfade sowie ein annahmegemäß unterschiedlicher Funktionalitätsgrad führen zu verschiedenen, kumulierten Rollout-Gesamtausgaben in den betrachteten 15 Jahren Smart-Meter-Rollout.

Tabelle 7.1: Kumulierte Gesamtausgaben des Rollouts im Jahr 2030

| | SNB 1 | SNB 2 | SNB 3 |
|---|-------|-------|-------|
| Gesetzlicher Rahmen (Mio. EUR) | 1.121 | 1.379 | 680 |
| Rollout Plus (Mio. EUR) | 1.944 | 2.451 | 1.237 |

Aus gutachterlicher Sicht und wie aus der Sensitivitätsanalyse bereits ersichtlich, ist eine pauschale Einbauverpflichtung für haushaltsinterne Displays als sehr ausgabenintensiv einzuschätzen und somit aus der Perspektive eines grundzuständigen Messstellenbetreibers nicht zu empfehlen. Da aus Sicht des Stromverteilnetzbetreibers ein abgesetztes Display keinen Mehrwert für die Netzsteuerung bringt, die Einbauausgaben jedoch einen durchaus nennenswerten Ausgabentreiber darstellen, wäre zu empfehlen, den Einbau abgesetzter Displays für Netzbetreiber zumindest nicht als gesetzlich verpflichtend zu verordnen. Der Einbau solcher Displays könnte – im Gegensatz zum Einbau des Gateways – eher dem Markt bzw. dem Vertrieb / Lieferanten überlassen werden. Hierdurch würde gewährleistet, dass denjenigen Kunden ein geeignetes Feedbacksystem bereitgestellt wird, bei denen einerseits eine Einrichtung des Systems mit vertretbarem Kostenaufwand erfolgen kann und die andererseits das Interesse haben, durch bewussteren Stromverbrauch Kosten einzusparen.

Unter der Berücksichtigung der unterschiedlichen geographischen Gegebenheiten, erscheint es außerdem sinnvoll, individuelle Lösungen für unterschiedliche Kommunikationsvarianten zu finden. Aus Sicht eines eher ländlich geprägten Netzbetreibers ist es zwar, unter den Annahmen der für diese Studie verwendeten Ausgabenwerte, auf den ersten Blick günstiger, einen vergleichsweise höheren Anteil an drahtlos angebotenen Gateways zu wählen. In der Stadt hingegen ist es voraussichtlich günstiger, die vorhandene Infrastruktur zu nutzen (Glasfaserkabel, DSL) und sich für eine drahtgebundene Kommunikationsvariante zu entscheiden¹¹⁴. Diese Aussage kann jedoch pauschal so in der Realität nicht getroffen werden, da die Entscheidung eines jeden Netzbetreibers für eine optimale **Kommunikationsanbindung** sehr wohl von der Beschaffenheit seines Netzgebietes abhängt und die jeweilige Historie des Unternehmens entsprechend berücksichtigt werden muss. Denn obwohl die Verwendung von Funktechnologie in ländlichen Netzgebietsklassen aus der theoretischen Modellsicht heraus ausgabenseitig eindeutig günstiger erscheint, heißt dies nicht, dass Funktechnologie für jeden ländlichen Netzbetreiber die erste Wahl ist. Sollte bei einem Unternehmen z.B. bereits seit Jahren die Planung in Richtung PLC-Technologie vorangetrieben worden sein (und die Verwendung im Einklang mit den technischen Vorgaben stehen), kann es durchaus – aufgrund von z.B. vorhandenen Know-how-Effekten – wesentlich günstiger sein, PLC-Technologie zu verwenden. Hier sollten die Netzbetreiber genau nachrechnen, ob sich bereits ein Lock-in-Effekt eingestellt hat und wie der Regulierer künftig mit den „stranded investments“ umgehen wird. Unter der Berücksichtigung der unterschiedlichen geographischen Gegebenheiten, erscheint es sinnvoll, sehr individuelle Lösungen für unterschiedliche Kommunikationsvarianten zu finden. In der Stadt kann es – vorausgesetzt, man betreibt bzw. besitzt als integriertes EVU auch die allgemeine TK-Infrastruktur (wie Telefon, DSL, Glasfaser etc.) – voraussichtlich günstiger sein, die vorhandene Infrastruktur zu nutzen (und sich für eine völlig drahtgebundene Kommunikationsvariante zu entscheiden). Andernfalls ist es in der Stadt auch eine Option – falls man keine eigene TK-Infrastruktur hat, zunächst die Frage des Zugangs zu bestehenden Einrichtun-

¹¹⁴ Außerdem setzt dies voraus, dass der grundzuständige Messstellenbetreiber hier die erforderliche Genehmigung vom Eigentümer der Liegenschaft zum Verlegen der Leitungen bekommt.

gen zu lösen. Hier treffen zwei regulierte Welten (die Energiewirtschaft und die Telekommunikation) aufeinander, die mehr Schnittpunkte haben, als landläufig bekannt ist.

Die Analyse im Rahmen der Erhebung der Einzelwerte für den Ausgabenkatalog hat den Gutachtern gezeigt, dass bezogen auf die Gateway-Administration v.a. die damit verbundenen EDV-Ausgaben/Fixausgaben pro Zählpunkt nicht nur generell mit wachsender Anzahl an Zählpunkten sinken, sondern ab dem Erreichen der „2 Mio. Zählpunkt“-Schwelle in der Realität vermutlich nicht mehr weiter ansteigen. Da die meisten deutschen Netzbetreiber bzw. Messstellenbetreiber eine niedrigere Anzahl an zu betreuenden Zählpunkten haben werden, ergeben sich für sie in diesem Feld keine Vorteile durch Ausgabendegression. Somit ist ein Schluss der Studie, dass **Alleingänge für kleinere Netzbetreiber betriebswirtschaftlich nicht zielführend** sind. Aus Sicht des Gutachters sind **Kooperationen**, die Skaleneffekte ermöglichen, empfehlenswert. Allerdings muss bei den Synergieeffekten berücksichtigt werden, dass es durchaus Ausgabenpositionen gibt, die trotzdem in jedem Unternehmen separat anfallen, wie z.B. die Anpassung der bestehenden Systeme oder ein Teil der Zertifizierungsausgaben. Bei Smart Metering sind die laufenden Betriebsausgaben deutlich höher als die Implementierung und die IT, weswegen keine großen Synergien in Bezug auf die laufenden Ausgaben zu erwarten sind. Hier sollte genau geprüft werden, welche Positionen im individuellen Fall auf das Unternehmen zukommen. Im Rahmen der Studie wird angenommen, dass ca. 15 Gateway-Administratoren mit entsprechender Anzahl von Zählpunkten sich im Wettbewerb durchsetzen werden. Damit sind im Rahmen der Studienannahmen Kooperationseffekte bereits inkludiert.

Andererseits zeigen die in der Studie getroffenen Annahmen auch, welche Bedeutung eine zwischen OPEX und CAPEX neutrale Regulierung haben kann, weil z.B. EDV-Auslagerungen, die helfen, Skaleneffekte zu heben, nur vorgenommen würden, wenn die hiermit verbundenen Ausgaben auch anererkennungsfähig sind.

Die Studie zeigt des Weiteren, dass ein effizienter Rollout sich an den gebietsstrukturellen Gegebenheiten eines jeden einzelnen Netzgebietes orientieren muss. Deshalb sind unternehmerische Freiheitsgrade zentral für einen ausgabenminimalen Rollout. Eine wesentliche Voraussetzung dafür ist auch die Aufrechterhaltung

des Stichprobenverfahrens. Das Stichprobenverfahren ermöglicht es den Unternehmen, die Funktionstüchtigkeit der Zähler anhand einer repräsentativen Stichprobe nachzuweisen und die Eichgültigkeit zu verlängern. Aufgrund der Altersstruktur des bestehenden Zählerparks müssten, fielen das Stichprobenverfahren weg, erhebliche Mengen herkömmlicher Zähler in den ersten Jahren (über 60 % des Netzbestandes in den ersten 4 Jahren!) des Roll-Outs gegen intelligente Zähler getauscht werden. Die Umsetzung ist allein aus Marktkapazitätsgründen nicht möglich. Es entfielen des Weiteren die Möglichkeiten, den Rollout-Pfad über den gesamten vorgesehen Zeitraum optimal zu gestalten und z.B. auf Marktengpässe reagieren zu können. Damit stiegen die Ausgaben des bundesweiten Rollouts deutlich an, da die Marktnachfrage viel höher wäre als das Marktangebot.

Genau diesen individuellen Rolloutpfad gilt es zunächst zu finden und – nach entsprechender Rechtssicherheit durch die Rollout-Verordnung – auch zu nutzen. Der Gesetzgeber sollte nach Klärung der Finanzierungsbasis zwar mittelfristige Ziele vorgeben, allerdings den Netzbetreibern Freiheit bei der Umsetzung lassen.

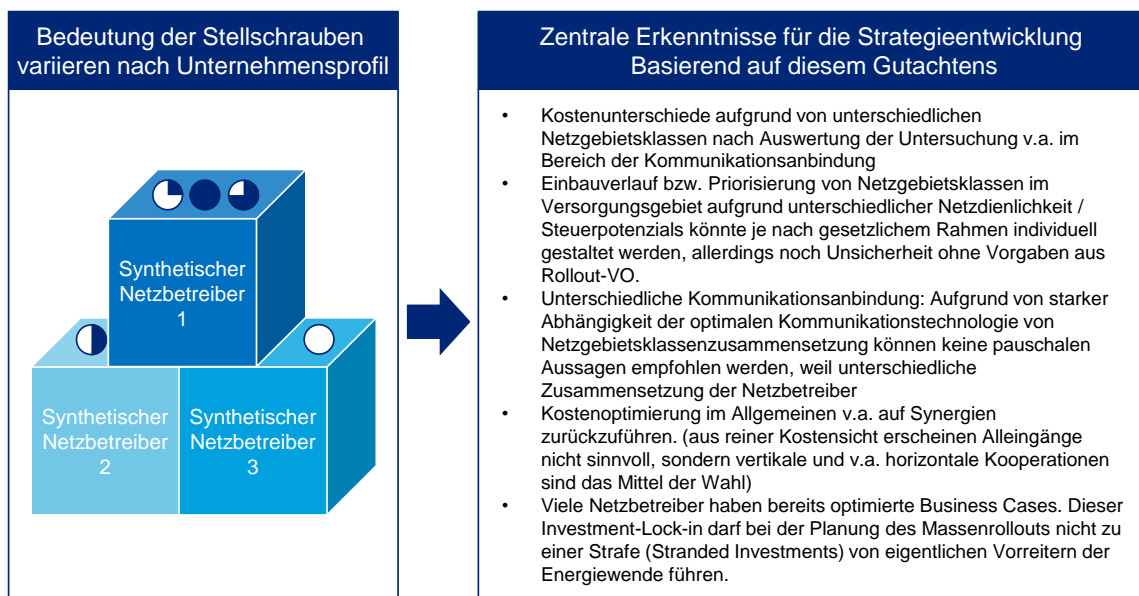


Abbildung 7.1: Verschiedene Stellhebel für die Rolloutstrategie

Weiterhin empfehlen sich aus gutachterlicher Sicht keine engen, jährlichen Vorgaben. Stattdessen kann ein Monitoring des Rollouts genügen, den Fortschritt zu überwachen und bei Bedarf nachzusteuern, wie dies bereits in der Anreizregulierung üblich ist.

Für kleinere Stadtwerke, welche einen **Mehrmedienansatz** (Gas, Wasser, Wärme und Strom) anstreben, könnte zudem ein Kooperationsansatz mit größeren Netzbetreibern / Messstellenbetreibern in Frage kommen. Es besteht evtl. eine Optimierungsmöglichkeit durch den Konvergenzwechsel (d.h. paralleler Wechsel des ggf. vorhandenen Gaszählers, wenn der Stromzähler ohnehin getauscht wird und damit ein Gateway verfügbar ist). Dies würde auch das Zähler-Gateway-Verhältnis verbessern. Ein medienübergreifender Einbau von intelligenten Zählern kann außerdem von Vorteil sein, wenn beispielsweise Fahrt- und Einbauausgaben sowie Betriebs- und Wartungsausgaben dann nicht mehrfach anfallen. Dies ist jedoch nur bei flächendeckendem Einbau der billigen iZ interessant. Gleiches gilt nicht für Gateways, da für diese andere Qualifikationen des Personals notwendig sind! Auch im Rollout-szenario Plus der KNA gibt es im Rolloutende bekanntlich keine 100%-Abdeckung mit intelligenten Messsystemen, sondern lediglich mit intelligenten Zählern. Allerdings müssen weitere Untersuchungen noch beleuchten, inwiefern der komplexere Gateway-Einbau bzw. die Integration in das Verschlüsselungssystem nach den technischen Richtlinien und dem Schutzprofil optimiert werden können.

Es müssen bei einer Ausgabenbetrachtung des Smart-Meter-Rollouts neben Software-Aufwänden auch die Ausgaben für eine Compliance mit den neuen rechtlichen Regelungen analysiert werden. Dies ist notwendig, um regelmäßigen Prozessanpassungen nach Wettbewerbsmechanismen wie z.B. dem GPKE-Beschluss zu genügen bzw. Kosten durch Strafen, die aus einer Nichteinhaltung resultieren, zu bewerten. Auch die Einführung, beziehungsweise die Anpassung bestehender Governance- und Compliance-Regelungen ist für einen regelgemäßen und mit Industriestandards konformen Betrieb von Gateways notwendig. Insofern sollten sich die EVUs, die sich mit dem Rollout bisher nicht beschäftigt haben, Information von erfahrenen Akteuren einholen. Wiederum muss der Hinweis auf Kooperationsansätze erfolgen, da aus Sicht des Gutachters dadurch höchstmögliche, betriebswirtschaftliche Effizienz gehoben werden kann.

In Bezug auf neue Geschäftsfelder liegt insgesamt der Schlüssel zur Argumentation gegenüber Kunden vor allem in Produkten und Dienstleistungen, die potenziell durch intelligente Messsysteme geschaffen werden können. Auch Energielieferanten müssen

maßgeblich dazu beitragen können, die Kundenakzeptanz von intelligenten Messsystemen zu fördern, indem innovative Tarife und Produkte angeboten werden. Der Anreiz über die Kostenspreizung von Tarifzeiten ist derzeit nahezu nicht gegeben. Dies würde im Konsens zu Wettbewerbsförderung stehen und schafft endlich auch konkrete Mehrwerte für Kunden.

Aus Sicht der Kunden sollte die Höhe der verbrauchsabhängigen Roll-Out-Grenze für intelligente Messsysteme sorgfältig abgewogen sein. Unabhängig von der konkreten Verbrauchsgrenze sollten jedoch nur Kunden verpflichtend mit Messsystemen ausgestattet werden, die einen **nachhaltig** hohen Verbrauch aufweisen. Davon abzugrenzen sind außerordentlich hohe Verbräuche, z.B. aufgrund eines Wasserschadens mit korrespondierender Trocknung.

Eine verpflichtende, **verbrauchsunabhängige** Ausstattung von Neubau und Renovierung ist insgesamt kritisch zu sehen. Zum einen zeigt die mikroökonomische Analyse des Kostengutachtens, dass die Ausgaben für intelligente Messsysteme über den Annahmen der KNA liegen. Diese höheren Ausgaben müssen mit dem potenziellen Nutzen für den Kunden abgewogen werden. Zumindest aus netzdienlicher Sicht könnte die verbrauchsunabhängige Ausstattung von Neubau und Renovierung nicht gerechtfertigt sein.

Weitere Nutzeneffekte, wie Energieeinsparung, die in der KNA untersucht wurden, sind bei geringem Verbrauch gleichfalls eher gering. Um den unterschiedlichen Bedürfnissen der Kunden, die von Neubau und Renovierung betroffen sind, gerecht zu werden, empfiehlt sich die verpflichtende Ausstattung mit einem intelligenten Zähler. Dieser kann auf Kundenwunsch in ein Messsystem integriert werden. Hier eröffnen sich insbesondere auch Möglichkeiten für den wettbewerblichen Bereich.

Literaturverzeichnis

Aichele, Ch. / Doleski, O., Smart Meter Rollout: Praxisleitfaden zur Ausbringung intelligenter Zähler, Verlag Springer Vieweg; 2013

BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.), Leistungsbeschreibung für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung der Netznutzung und Messzugangsmanagement, Berlin, April 2009

BDEW, Stellungnahme Kostenabschätzung, Kommentierung der Empfehlungen aus der Kosten-Nutzen-Analyse (KNA) für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler, Berlin, November 2013

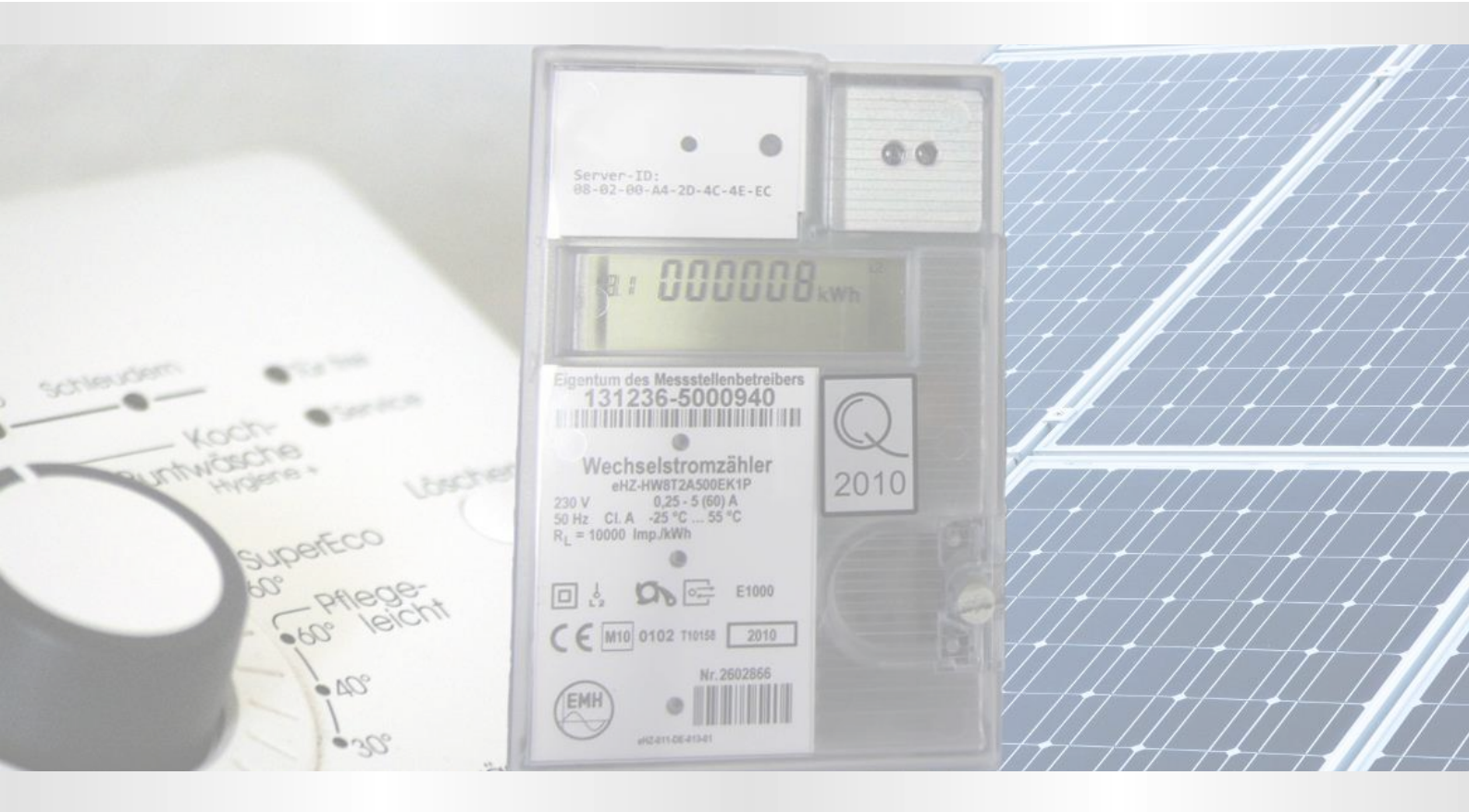
BDEW, Stellungnahme zur Einführung intelligenter Messsysteme und Zähler, Berlin, Januar 2014

BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie), Smart Energy made in Germany – Erkenntnisse zum Aufbau und zur Nutzung intelligenter Energiesysteme im Rahmen der Energiewende, Berlin, Mai 2014.

Ernst & Young, „Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler“, Juli 2013

dena-Smart-Meter-Studie

Bewertung der Netzdienlichkeit Abschlussbericht



Autoren des Gutachtens

Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz
Dipl.-Ing. Björn Gwisdorf
Dr.-Ing. Amr El-Hadidy
Dipl.-Wirt.-Ing. Volker Liebenau
Dipl.-Wirt.-Ing. Jan Teuwsen

Impressum

Technische Universität Dortmund
ie³ - Institut für Energiesysteme,
Energieeffizienz und Energiewirtschaft
Emil-Figge-Straße 70
D-44227 Dortmund

ef.Ruhr GmbH
Joseph-von-Fraunhofer-Str. 20
D-44227 Dortmund

Juli 2014

Hinweise zum Deckblatt:

Gestaltung: Fabian Dupke, TU Dortmund, ie³

Mit freundlicher Unterstützung von: www.pixabay.com

Inhaltsverzeichnis

| | |
|---|-----|
| Abbildungsverzeichnis..... | 168 |
| Tabellenverzeichnis | 170 |
| Abkürzungsverzeichnis | 172 |
| 8 Zusammenfassung..... | 173 |
| 8.1 Methodischer Ansatz | 173 |
| 8.2 Randbedingungen | 174 |
| 8.3 Ergebnisse der Analysen..... | 175 |
| 8.4 Weiterer Nutzen von iMSys | 176 |
| 9 Ansätze zur Hebung von Netzdienlichkeit | 178 |
| 9.1 Verschiebung von Lasten | 179 |
| 9.2 Abregelung dezentraler Erzeuger | 189 |
| 9.3 Lastverschiebung und Abregelung von Erzeugern | 192 |
| 10 Planungs- und Ausbaugrundsätze..... | 195 |
| 10.1 NS- und MS-Ebene | 195 |
| 10.2 HS-Ebene..... | 201 |
| 10.3 Kosten der Netzverstärkung | 204 |
| 11 Bestimmung des Netzausbaubedarfs | 207 |
| 11.1 Zubau von dezentralen Erzeugern in Deutschland | 207 |
| 11.2 Regionalisierung des Zubaus dezentraler Erzeuger | 208 |
| 11.3 Diskretisierung des Zubaus von dezentralen Erzeugern..... | 211 |
| 11.4 Methoden zur Netzberechnung | 212 |
| 11.5 Auswertung nach Netzgebietsklassen | 215 |
| 12 Netzdienlichkeit | 217 |
| 12.1 Szenarien für Rollout von iMSys..... | 217 |
| 13 Vertiefende Analysen zur Abregelung dezentraler Erzeuger | 228 |
| 13.1 Leistungsbegrenzung und nicht eingespeiste Energie | 228 |
| 13.2 Netzdienliche Wirkung..... | 243 |
| 14 Schlussfolgerungen..... | 246 |
| Literaturverzeichnis | 248 |
| Anhang des Gutachtens..... | 252 |

Abbildungsverzeichnis

| | | |
|----------------|--|-----|
| Abbildung 9.1 | Reduktion der Rückspeisung durch Lastverschiebung..... | 180 |
| Abbildung 9.2 | Dauer und Höhe der Leistungsreduktion..... | 181 |
| Abbildung 9.3 | Leistungsreduktion als Funktion der verschiebbaren Energie ... | 181 |
| Abbildung 9.4 | Interpolierte Funktion zur Abbildung der Leistungsreduktion als Funktion der verschiebbaren Energie..... | 182 |
| Abbildung 9.5 | Energieverbrauch nach Verbrauchergruppen [5]..... | 183 |
| Abbildung 9.6 | Leistungsbezug für Waschmaschinen, Geschirrspüler und Wäschetrockner in schematischer Darstellung..... | 184 |
| Abbildung 9.7 | Reduktion der Rückspeisung durch Abregelung | 192 |
| Abbildung 9.8 | Wirkung von Abregelung und Lastverschiebung | 193 |
| Abbildung 9.9 | Methodik zur Abbildung der Abregelung dezentraler Erzeuger und der Verschiebung von Lasten..... | 193 |
| Abbildung 10.1 | Zulässige Betriebsmittelbelastungen im ungestörten Netzbetrieb | 196 |
| Abbildung 10.2 | Zulässige Spannungsänderungen beim Anschluss von dezentralen Erzeugern in der NS- und MS-Ebene | 197 |
| Abbildung 10.3 | Netzverstärkung durch partielle Parallelleitung | 199 |
| Abbildung 10.4 | Ausbaustufen zur Netzverstärkung im HS-Netz | 202 |
| Abbildung 10.5 | Zuordnung von Betriebsmitteln zu Spannungsebenen | 205 |
| Abbildung 11.1 | Leistungsdichteverteilung für Photovoltaik- und Windkraftanlagen in Deutschland für das Szenario NEP B 2012 | 209 |
| Abbildung 11.2 | Schematische Darstellung von Grenzkurvenverläufen | 213 |
| Abbildung 12.1 | Anzahl steuerbarer Verbraucher durch Rollout von netzdienlichen iMSys im Szenario Gesetzlicher Rahmen..... | 219 |
| Abbildung 12.2 | Anzahl steuerbarer Verbraucher durch Rollout von netzdienlichen iMSys im Szenario Rollout Plus..... | 220 |
| Abbildung 12.3 | Anzahl steuerbarer dezentraler Erzeuger durch Rollout von netzdienlichen iMSys im Szenario Rollout Plus..... | 220 |
| Abbildung 12.4 | Einfluss der Abregelung dezentraler Erzeuger und Lastverschiebung auf Investitionsbedarf bis 2030..... | 222 |
| Abbildung 13.1 | Ausschnitt des LME-Gitters mit einer Maschenweite von 14 km | 230 |
| Abbildung 13.2 | Bandbreite der Vollbenutzungsstunden aller betrachteten Windkraftanlagen an fünf charakteristischen Standorten 2011.. | 231 |
| Abbildung 13.3 | Vergleich der Mediankennlinie mit den Kennlinien der Windkraftanlagen aus [29] | 232 |
| Abbildung 13.4 | Abregelungswerte für Windkraftanlagen in Abhängigkeit der Reduktion der jährlichen Energiebereitstellung ohne Anwendung des Korrekturfaktors | 237 |

| | | |
|-----------------|--|-----|
| Abbildung 13.5 | Abregelungswerte für Windkraftanlagen in Abhängigkeit der Reduktion der jährlichen Energiebereitstellung bei Anwendung des Korrekturfaktors..... | 237 |
| Abbildung 13.6 | Reduktion der jährlichen Energiebereitstellung von Windkraftanlagen in Abhängigkeit des Abregelungswerts ohne Anwendung des Korrekturfaktors | 238 |
| Abbildung 13.7 | Reduktion der jährlichen Energiebereitstellung von Windkraftanlagen in Abhängigkeit des Abregelungswerts bei Anwendung des Korrekturfaktors | 238 |
| Abbildung 13.8 | Abregelungswerte für Photovoltaikanlagen in Abhängigkeit der Reduktion der jährlichen Energiebereitstellung ohne Anwendung des Korrekturfaktors | 239 |
| Abbildung 13.9 | Reduktion der jährlichen Energiebereitstellung von Photovoltaikanlagen in Abhängigkeit des Abregelungswerts ohne Anwendung des Korrekturfaktors | 239 |
| Abbildung 13.10 | Regionale Verteilung der möglichen Abregelungswerte für eine Reduktion der jährlichen Energiebereitstellung um maximal 5 % bei Windkraftanlagen | 240 |
| Abbildung 13.11 | Regionale Verteilung der möglichen Abregelungswerte für eine Reduktion der jährlichen Energiebereitstellung um maximal 5% bei Photovoltaikanlagen..... | 241 |
| Abbildung 13.12 | Anteil der bis 2030 vermiedenen Investitionen bei Abregelung von Photovoltaikanlagen (PVA) und Windkraftanlagen (WKA) .. | 244 |

Tabellenverzeichnis

| | | |
|--------------|--|-----|
| Tabelle 9.1 | Energiebedarf, Ausstattungsgrad und Verfügbarkeit von Waschmaschinen, Geschirrspülern und Wäschetrocknern | 185 |
| Tabelle 9.2 | Stand der Technik in Bezug auf § 6 EEG | 190 |
| Tabelle 10.1 | Standardbetriebsmittel in der NS- und MS-Ebene | 200 |
| Tabelle 10.2 | Skalierungsfaktoren in der NS- und MS-Ebene für Einspeisung und Last mit Bezug auf die installierte Leistung | 201 |
| Tabelle 10.3 | Skalierungsfaktoren in der HS-Ebene für Einspeisung und Last mit Bezug auf die installierte Leistung | 204 |
| Tabelle 10.4 | Monetäre Bewertung von Netzverstärkungsmaßnahmen | 206 |
| Tabelle 11.1 | Installierte Leistung entsprechend Szenario NEP B 2012 [20] .. | 207 |
| Tabelle 11.2 | Verteilung der installierte Leistung für Photovoltaik- und Windkraftanlagen nach Netzgebietsklassen | 210 |
| Tabelle 11.3 | Installierte Leistung pro Einwohner für Photovoltaik- und Windkraftanlagen nach Netzgebietsklassen | 210 |
| Tabelle 11.4 | Anschlussleistung von Erzeugern nach Spannungsebene | 212 |
| Tabelle 11.5 | Datengrundlage der Netzanalysen nach Spannungsebene | 215 |
| Tabelle 11.6 | Kennzahlen der verwendeten Netzgebietsklassen | 216 |
| Tabelle 12.1 | Netzdienliches Potential des Einspeisemanagements und der Lastverschiebung nach Szenario | 218 |
| Tabelle 12.2 | Pro iMSys von 2016 bis 2030 bei Haushalten und Gewerbe erzielbare Netzdienlichkeit | 223 |
| Tabelle 12.3 | Auswertung der Anlagenstammdaten für die NS-Ebene | 224 |
| Tabelle 12.4 | Auswertung der Anlagenstammdaten für die MS-Ebene | 224 |
| Tabelle 12.5 | Auswertung der Anlagenstammdaten für die HS-Ebene | 224 |
| Tabelle 12.6 | Von 2016 bis 2030 vermiedene Investitionen pro Einspeisepunkt | 225 |
| Tabelle 14.1 | Abregelungswert von Windkraftanlagen in Abhängigkeit der Reduktion der jährlichen Energiebereitstellung ohne Anwendung des Korrekturfaktors | 252 |
| Tabelle 14.2 | Abregelungswert von Windkraftanlagen in Abhängigkeit der Reduktion der jährlichen Energiebereitstellung bei Anwendung des Korrekturfaktors | 252 |
| Tabelle 14.3 | Abregelungswert von Photovoltaikanlagen in Abhängigkeit der Reduktion der jährlichen Energiebereitstellung ohne Anwendung des Korrekturfaktors | 253 |
| Tabelle 14.4 | Reduktion der jährlichen Energiebereitstellung von Windenergieanlagen in Abhängigkeit des Abregelungswerts ohne Anwendung des Korrekturfaktors | 253 |

| | | |
|--------------|---|-----|
| Tabelle 14.5 | Reduktion der jährlichen Energiebereitstellung von Windenergieanlagen in Abhängigkeit des Abregelungswerts bei Anwendung des Korrekturfaktors | 253 |
| Tabelle 14.6 | Reduktion der jährlichen Energiebereitstellung von Photovoltaikanlagen in Abhängigkeit des Abregelungswerts ohne Anwendung des Korrekturfaktors | 253 |

Abkürzungsverzeichnis

| | |
|-------|--------------------------------------|
| BMA | Biomasseanlagen |
| DEA | Dezentrale Energieumwandlungsanlagen |
| EWD | Einwohnerdichte |
| GKA | Grenzkurvenanalyse |
| HöS | Höchstspannung |
| HS | Hochspannung |
| iMSys | Intelligente Messsysteme |
| MS | Mittelspannung |
| NGK | Netzgebietsklasse |
| NS | Niederspannung |
| ONS | Ortsnetzstation |
| PVA | Photovoltaikanlage |
| SS | Sammelschiene |
| UW | Umspannwerk |
| WE | Wohneinheit |
| WEA | Windenergieanlage |

8 Zusammenfassung

8.1 Methodischer Ansatz

Die Netzintegration dezentraler Erzeuger beeinflusst zunehmend den Betrieb und die Planung von Verteilnetzen. Damit das heutige Niveau der Versorgungsqualität für die Verbraucher auch zukünftig beibehalten werden kann, sind in vielen Fällen Netzverstärkungsmaßnahmen erforderlich. In konventioneller Ausführung werden diese durch den Einsatz von zusätzlichen Kabeln, Freileitungen und Transformatoren realisiert.

Durch innovative Ansätze wie den Einsatz von Spannungsreglern, die Beeinflussung der Blindleistungsflüsse, die Steuerung von Erzeugern und Verbrauchern sowie die Optimierung der Netzplanung kann der Umfang der erforderlichen konventionellen Netzverstärkungsmaßnahmen reduziert werden.

Im Rahmen dieser Studie wird untersucht inwieweit durch Abregelung dezentraler Erzeuger und die Verschiebung von Lastbezugszeiten der Umfang konventioneller Netzverstärkungsmaßnahmen reduziert werden kann. Bei einem Teil der dezentralen Erzeuger wird die Steuerbarkeit mit Hilfe der kommunikationstechnischen Möglichkeiten von intelligenten Messsystemen (iMSys) erreicht. Zur kommunikationstechnischen Anbindung der steuerbaren Verbraucher werden dagegen ausschließlich die Möglichkeiten der iMSys genutzt. Dabei sind iMSys Teil eines Energiemanagementsystems, mit dem übergeordnete Optimierungsziele verfolgt werden können. Die Vermeidung von Netzverstärkungsmaßnahmen wird im Rahmen dieser Studie als Netzdienlichkeit der Abregelung dezentraler Erzeuger bzw. Netzdienlichkeit der Verschiebung von Lastbezugszeiten bezeichnet. Da nur bei einem Teil der dezentralen Erzeuger die Steuerbarkeit mit Hilfe der kommunikationstechnischen Möglichkeiten von iMSys erreicht wird, kann die Netzdienlichkeit der Abregelung dezentraler Erzeuger nur zu einem Teil auf die Einführung von iMSys zurückgeführt werden.

Um den Umfang der vermeidbaren Investitionen zu bestimmen werden deutschlandweite Szenarien für den Zubau von Windkraft- und Photovoltaikanlagen regionalisiert und in der NS-, MS- und HS-Ebene der Verteilnetze integriert. Dabei werden sowohl die

Szenarien für den Zubau dezentraler Erzeuger als auch die Planungsgrundsätze der dena-Verteilnetzstudie verwendet. Für den Rollout von iMSys sind im Rahmen dieser Studie die Szenarien „Gesetzlicher Rahmen“ und „Rollout Plus“ definiert. Die Szenarien unterscheiden sich in den Ausbringungspfaden der iMSys und den zulässigen Steuerungsmöglichkeiten und werden im Kapitel 12.1 beschrieben.

8.2 Randbedingungen

Der aktuelle gesetzliche Rahmen ermöglicht nicht die Hebung von Netzdienlichkeit durch den Einsatz von iMSys auf Erzeugerseite, da das Einspeisemanagement nach § 6 EEG i.V.m. § 11 EEG nur eine temporäre Lösung darstellt. Netzbetreiber sind gemäß § 9 EEG zur Erweiterung der Netzkapazität verpflichtet. Um mit Hilfe von iMSys durch die Abregelung dezentraler Erzeuger eine netzdienliche Wirkung zu erzielen, ist eine Anpassung des gesetzlichen Rahmens erforderlich. Dabei muss die Abregelung dezentraler Erzeuger nicht nur als Übergangslösung sondern als dauerhafte Lösung zur Vermeidung des Netzausbaus verstanden werden. Die Konnektivität und Interoperabilität zwischen iMSys und den zu steuernden dezentralen Erzeugern ist eine wesentliche Voraussetzung zum netzdienlichen Einsatz von iMSys. In vielen Fällen muss diese Voraussetzung erst durch zusätzliche kommunikative Umsetzer (Schaltbox) geschaffen werden.

Ähnliche Steuerungsmöglichkeiten, wie sie durch iMSys erschlossen werden könnten, sind bereits heute bei vielen dezentralen Erzeugern vorhanden. Die Steuerungsmöglichkeiten werden auf § 6 EEG zurückgeführt und sind vollumfänglich bei dezentralen Erzeugern ab einer Nennleistung von 100 kW vorhanden. Die technische Ausführung wird in den technischen Richtlinien für den Netzanschluss dezentraler Erzeuger ausgestaltet [1] [2]. Durch einen redundanten Überbau von bereits vorhandenen Steuerungseinrichtungen kann keine weitere Netzdienlichkeit gehoben werden. Daher sollte möglichst auf redundante Steuerungsmöglichkeiten verzichtet werden.

Des Weiteren stehen die Steuerungsmöglichkeiten, die durch iMSys bei Photovoltaikanlagen mit einer Nennleistung kleiner 30 kW erschlossen werden, aus Sicht der Netzdienlichkeit in Konkurrenz zur dauerhaften Leistungsbegrenzung. Bei der dauerhaften Leistungsbegrenzung gemäß § 6 Abs. 2 EEG überschreitet die

Einspeisung zu keinem Zeitpunkt 70 % der installierten Leistung. In diesem Fall wird eine netzdienliche Wirkung ohne weitere Kommunikationseinrichtungen erreicht.

Durch die Abregelung wird die von dezentralen Erzeugern eingespeiste Energie reduziert. Damit die Interessen der Anlagenbetreiber in angemessener Weise gewahrt bleiben, müssen entsprechende Kompensationsmodelle entwickelt oder der zumutbare Umfang der Abregelung definiert werden.

Für den steuernden Zugriff des Netzbetreibers auf die Lasten der Verbraucher stellt § 14a EnWG bereits die rechtliche Grundlage dar. Die Ausgestaltung des § 14a EnWG erfolgt im Rahmen von Rechtsverordnungen. Dabei wird sichergestellt, dass die Maßnahmen des Netzbetreibers für die Verbraucher zumutbar sind und an einheitliche Voraussetzungen geknüpft sind. Die Bereitschaft der Verbraucher zur freiwilligen Teilnahme an der Laststeuerung kann über reduzierte Netznutzungsentgelte oder andere Kompensationsmodelle erreicht werden. Somit können Verbraucher grundsätzlich einen Beitrag zur Hebung von Netzdienlichkeit leisten.

Des Weiteren sind die Konnektivität und Interoperabilität zwischen iMSys und den zu steuernden Verbrauchern eines Haushalts notwendige Voraussetzungen zur Erzielung von Steuerbarkeit. Da diese Voraussetzung in heutigen Haushalten nicht erfüllt wird, sind in den Haushalten weitere Investitionen zur Schaffung der Konnektivität und Interoperabilität zwischen iMSys und den zu steuernden Verbrauchern erforderlich.

8.3 Ergebnisse der Analysen

Der Zubau dezentraler Erzeuger erfordert bis zum Jahr 2030 erhebliche Netzverstärkungsmaßnahmen in den deutschen Verteilnetzen. Da ein Großteil des Zubaus an dezentralen Erzeugern im ländlichen Bereich erfolgt und die ländlichen Verteilnetze historisch bedingt für vergleichsweise geringe Lastflüsse ausgelegt sind, entfällt der Großteil des Netzverstärkungsbedarfs auf den ländlichen Bereich. Der Netzverstärkungsbedarf im halbstädtischen Bereich ist wesentlich geringer. Im städtischen Bereich ist kein nennenswerter Netzverstärkungsbedarf nachzuweisen.

Durch die Abregelung dezentraler Erzeuger und die Lastverschiebung können die zur Netzverstärkung erforderlichen Investitionsvolumina grundsätzlich reduziert werden. Die Abregelung dezentraler Erzeuger hat dabei die stärkste Wirkung, so dass bei

deutschlandweiter Betrachtung bis zum Jahr 2030 etwa 30 % der Investitionen zur Netzverstärkung eingespart werden können.

Im ländlichen Bereich können durch die netzdienliche Abregelung dezentraler Erzeuger im Nennleistungsbereich von 30 bis 100 kW pro iMSys von 2016 bis 2030 Investitionen zur Netzverstärkung in Höhe von über 5.000,- Euro vermieden werden. In niedrigeren Leistungsbereichen sind allerdings erheblich geringere netzdienliche Wirkungen in Höhe von teilweise unter 400,- Euro pro iMSys möglich. In den höheren Leistungsbereichen können durch die Abregelung dezentraler Erzeuger stärkere netzdienliche Wirkungen erzielt werden. Allerdings können diese netzdienlichen Wirkungen nicht den iMSys zugeordnet werden, da diese dezentralen Erzeuger bereits auf Grund des aktuellen Stands der Technik mit bidirektionalen Kommunikationseinrichtungen ausgestattet sind und in Hinblick auf die Erzeugungleistung gesteuert werden können. Da im städtischen Bereich kein nennenswerter Netzverstärkungsbedarf besteht, kann hier durch iMSys kaum eine netzdienliche Wirkung erzielt werden.

Verbrauchsseitig sind pro iMSys erheblich geringere Netzdienlichkeiten erreichbar. So werden im gewerblichen Bereich von 2016 bis 2030 im günstigsten Fall unter 900,- Euro pro iMSys erzielt. Werden iMSys im Haushaltsbereich genutzt, ist im günstigsten Fall eine Netzdienlichkeit von etwa 400,- Euro möglich. Auf Grund der für die Lastverschiebung gewählten Annahmen stellt die ermittelte Netzdienlichkeit das theoretische Potential dar. Die in der Praxis erzielbare Netzdienlichkeit wird unterhalb des theoretischen Potentials liegen.

Die ermittelte Netzdienlichkeit muss zur abschließenden wirtschaftlichen Bewertung mit den Aufwänden bzw. Kosten bilanziert werden. Dabei müssen sowohl bei der Lastverschiebung als auch bei der Abregelung dezentraler Erzeuger die erforderlichen Kompensationszahlungen sowie die Kosten für iMSys und Energiemanagementsysteme berücksichtigt werden. Diese Bilanzierung erfolgt jedoch nicht im Rahmen dieses Gutachtens.

8.4 Weiterer Nutzen von iMSys

Neben der durch vermiedene Netzverstärkungsmaßnahmen unmittelbar bestimmbarer Netzdienlichkeit wird durch iMSys die Beobachtbarkeit der Verteilnetze gesteigert. Die verbesserte Beobachtbarkeit der Netze kann zur Optimierung betrieblicher

Schaltmaßnahmen genutzt werden, wodurch die Versorgungsqualität in einzelnen Netzbereichen verbessert werden kann.

Des Weiteren kann die verbesserte Beobachtbarkeit des Netzes zur Validierung der bisherigen planerischen Ansätze genutzt werden. So können die zur Netzdimensionierung verwendeten Betriebspunkte und Gleichzeitigkeitsgrade überprüft und bei Bedarf angepasst werden. Von einer konventionellen Netzauslegung kann auf eine probabilistische Netzauslegung übergegangen werden. So können temporäre Überlastungen von Betriebsmitteln zugelassen werden, sofern diese von kurzer Dauer sind und mit einer geringen Häufigkeit auftreten.

Allerdings kann eine gesteigerte Beobachtbarkeit der Verteilnetze bereits durch einen vergleichsweise geringen Anteil von iMSys an den Gesamtzählern erreicht werden. Dabei kann durch die Auswahl von repräsentativen Verbrauchern bzw. Erzeugern und die Positionierung der iMSys an kritischen Netzknoten ein sehr gutes Abbild der betrieblichen Situation erzielt werden.

iMSys können zudem die technologische Grundlage für weiterführende betriebliche Produkte darstellen. So können durch iMSys weitere Anwendungen aus dem Bereich Smart Home, die einen Mehrwert für den Verbraucher aufweisen, realisiert werden. Des Weiteren könnten die kommunikativen Möglichkeiten von iMSys als technologische Basis zur Reduktion von Bilanzabweichungen und bei nichterfüllten Zahlungsverpflichtungen als technologische Basis für Fernsperrungen genutzt werden. Damit jedoch die zuvor genannten Produktsegmente erschlossen werden können, müssen rechtliche Fragen vor dem Hintergrund des Unbundlings sowie Fragen zur Schnittstellenkonfiguration beantwortet werden. Darüber hinaus könnten die kommunikationstechnischen Möglichkeiten von iMSys auch zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen genutzt werden. So könnten iMSys Bestandteile eines Systems zur Spannungshaltung mittels koordinierter Bereitstellung von dezentral verfügbarer Blindleistung sein. Ein weiteres potentielles Anwendungsfeld ist die Bereitstellung von Minutenreserve als Regelleistungsprodukt zur Frequenzhaltung. Damit iMSys jedoch in diesem Bereich genutzt werden können, sind eine umfassende Prüfung und Anpassung der Präqualifikationsanforderungen erforderlich.

9 Ansätze zur Hebung von Netzdienlichkeit

Der Zubau von dezentralen Erzeugern kann in Verteilnetzen beim Rückspeisefall zu kritischen Betriebszuständen führen. Dabei können durch die dezentrale Einspeisung sowohl die thermische Belastbarkeit als auch das zulässige Spannungsband überschritten werden. Wird in einem Netzbereich ein kritischer Betriebszustand erreicht, können keine weiteren dezentralen Erzeuger an dieses Netz angeschlossen werden.

Durch konventionelle Netzverstärkungsmaßnahmen wie die partielle Parallellegung von Kabeln bzw. Freileitungen oder den Einsatz von Transformatoren einer höheren Nennleistung werden kritische Betriebszustände behoben. Durch diese Maßnahmen wird somit die Anschlusskapazität für weitere dezentrale Erzeuger hergestellt oder die noch verfügbare Anschlusskapazität erhöht.

Alternative Ansätze zur Vermeidung von kritischen Betriebszuständen bzw. zur Steigerung der Netzanschlusskapazität für dezentrale Erzeuger sind die Lastverschiebung und die Abregelung dezentraler Erzeuger. Durch diese Ansätze kann eine netzdienliche Wirkung erzielt werden.

Bei der Lastverschiebung wird die Leistungsaufnahme der Verbraucher aus Zeiten mit geringer dezentraler Einspeisung in Zeiten mit hoher dezentraler Einspeisung verschoben. Durch diesen Ansatz kommt es zu einem dezentralen Leistungsausgleich, so dass die resultierende Rückspeisung reduziert wird und kritische Betriebszustände vermieden werden.

Bei der Abregelung von dezentralen Erzeugern wird die Einspeisleistung temporär begrenzt. Durch diese Begrenzung der Leistungsspitzen wird die resultierende Rückspeisung unmittelbar reduziert und kritische Betriebszustände vermieden. Da leistungsstarke Einspeisespitzen nur wenige Stunden im Jahr auftreten, ist die durch Abregelung nicht in das Netz eingespeiste Energie gering.

Nachfolgend werden die folgenden Ansätze in Hinblick auf ihre netzdienliche Wirkung detaillierter beschrieben:

- Verschiebung von Lasten
- Abregelung dezentraler Erzeuger
- Lastverschiebung und Abregelung

Des Weiteren werden methodische Ansätze zur quantitativen Bewertung der erzielbaren Netzdienlichkeit entwickelt und szenarienübergreifende Annahmen getroffen und begründet.

9.1 Verschiebung von Lasten

9.1.1 Methodischer Ansatz

Der Starklast- und Rückspeisefall werden zur Netzplanung ohne zeitlichen Bezug modelliert. Bei der Verschiebung von Lastbezugszeiten zur Reduktion der resultierenden Rückspeisung muss allerdings die zeitliche Komponente berücksichtigt werden, um das Potential der Maßnahmen korrekt abbilden zu können.

Da Starkwindverhältnisse über mehrere Tage anhalten können, ist die Lastverschiebung zum Ausgleich von Windeinspeisung nicht geeignet. Photovoltaikanlagen weisen dagegen ein definiertes tageszyklisches Einspeiseprofil auf. Hier kann Lastverschiebung zum Ausgleich von PV-Einspeisung genutzt werden.

In Abbildung 9.1 ist die netzdienliche Wirkung der Lastverschiebung auf die resultierende Rückspeisung von Photovoltaikanlagen dargestellt. Die Nennleistung der Photovoltaikanlagen wird durch die tatsächliche Einspeisung auf Grund von Verschattungseffekten, einer nicht optimalen Ausrichtung der Module, alterungsbedingten Wirkungsgradverlusten sowie Oberflächenverschmutzungen i.d.R. nicht erreicht. Nach [3] wird bei Betrachtung von mehreren Photovoltaikanlagen eine Rückspeisung von 85 % der Nennleistung nicht überschritten. Bei der Betrachtung einer einzelnen Photovoltaikanlage können höhere Leistungswerte erreicht werden. Der zeitliche Verlauf der Einspeiseprofile entspricht den von der EnBW veröffentlichten normierten Einspeiseprofilen EV0 [4]. Diese beinhalten für jeden Kalendermonat mit einer Auflösung von 96 15-Minuten-Mittelwerten ein tägliches Einspeiseprofil. Im Rahmen der Untersuchungen dieser Studie wird das Einspeiseprofil des Monats Juni gewählt, da es die maximale Einspeiseleistung,

die maximal eingespeiste Energie und die größte Dauer der Leistungsbereitstellung aufweist. Sofern bei der maximalen Einspeisung der Photovoltaikanlagen der Netzbetrieb den qualitativen Mindestanforderungen entspricht, kann diese Bedingung auch in Monaten mit geringerer Einspeisung eingehalten werden. Auf Grund von Wolkenzügen liegt die Einspeisung realer Photovoltaikanlagen temporär unterhalb des idealisierten Einspeiseprofiles. Sofern bei Berücksichtigung des idealisierten Einspeiseprofiles der Netzbetrieb den qualitativen Mindestanforderungen entspricht, kann diese Bedingung auch bei geminderter Einspeisung eingehalten werden.

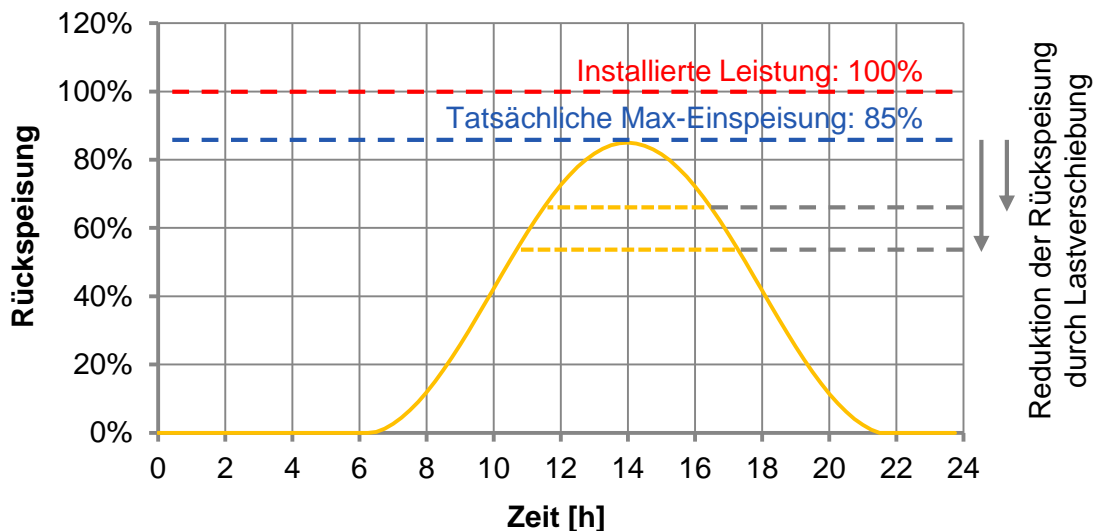


Abbildung 9.1 Reduktion der Rückspeisung durch Lastverschiebung

Zur Reduktion der resultierenden Rückspeisung werden die Betriebszeiten von räumlich benachbarten und zeitlich verschiebbaren Lasten durch Nutzung der kommunikationstechnischen Möglichkeiten von iMSys in die Zeit der maximalen Photovoltaikeinspeisung gelegt. Dabei werden die Betriebszeiten der einzelnen Lasten so gelegt, dass aus der Summation der Lasten das zur PV-Einspeisespitze inverse Profil resultiert.

Die maximal mögliche Reduktion der resultierenden Rückspeisung wird durch die verschiebbare Energie der Lasten bestimmt. Eine stärkere Reduktion der Rückspeisung erhöht die erforderliche Dauer des korrektiven Eingriffs. Durch Vermessen der Einspeisekurve nach Abbildung 9.1 kann in Abbildung 9.2 die Leistungsreduktion der resultierenden Rückspeisung mit der zugehörigen Dauer des korrektiven Eingriffs dargestellt werden. Die maximale

Leistungsreduktion beträgt 85 % und würde einen korrektiven Eingriff mit einer Dauer von 14,5 h erforderlich machen. In diesem Fall würde die Rückspeisung der Photovoltaikanlagen vollständig ausgeregelt werden.

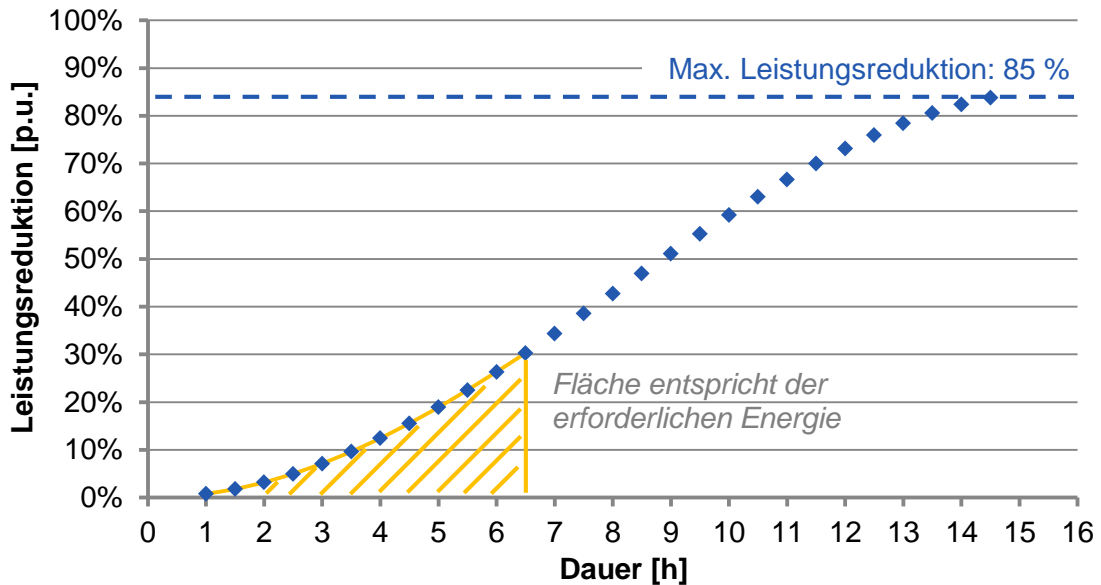


Abbildung 9.2 Dauer und Höhe der Leistungsreduktion

Die Fläche unterhalb des in Abbildung 9.2 dargestellten Verlaufs entspricht der zur Leistungsreduktion erforderlichen Energie. Die Wertepaare aus der Leistungsreduktion und den erforderlichen Energien sind in Abbildung 9.3 dargestellt. Somit kann von der zur Verfügung stehenden verschiebbaren Energie auf die erzielbare Leistungsreduktion geschlossen werden.

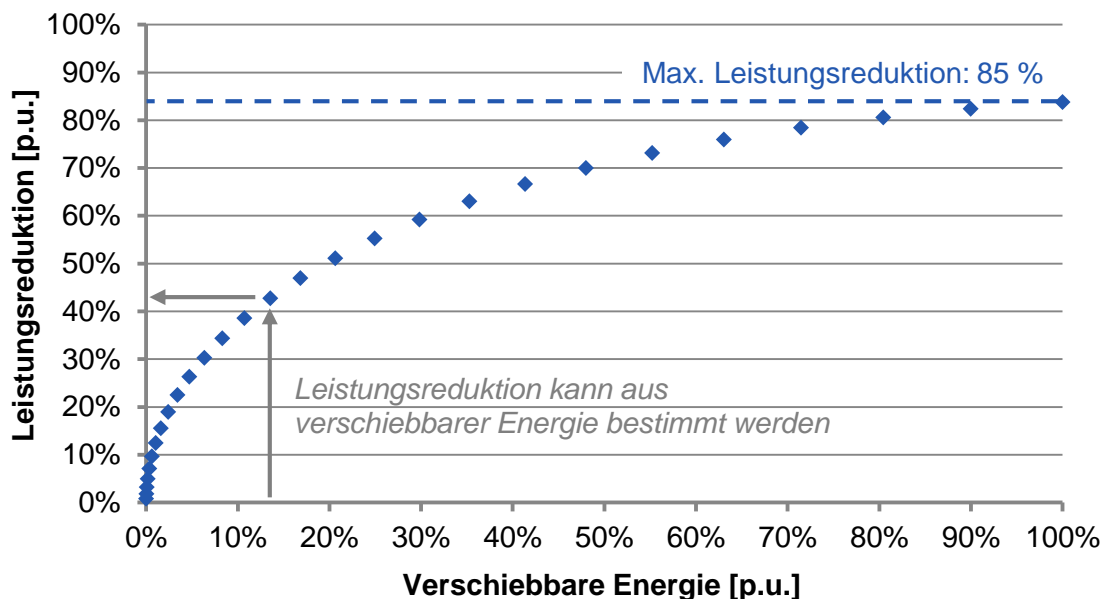


Abbildung 9.3 Leistungsreduktion als Funktion der verschiebbaren Energie

Zur Abbildung des funktionalen Zusammenhangs zwischen der verschiebbaren Energie und der erzielbaren Leistungsreduktion wird der Verlauf nach Abbildung 9.3 durch ein abschnittsweise definiertes Polynom interpoliert. Der Verlauf der interpolierten Funktion ist in Abbildung 9.4 dargestellt. Die durch Interpolation bestimmte Funktion liefert für eine verschiebbare Energie von null keine Leistungsreduktion. Steht die vollständige Energie eines Tageszyklus zur Verfügung, beträgt die Leistungsreduktion 85 %. In diesem Fall kann die resultierende Rückspeisung durch dezentralen Leistungsausgleich vollständig ausgeglichen werden.

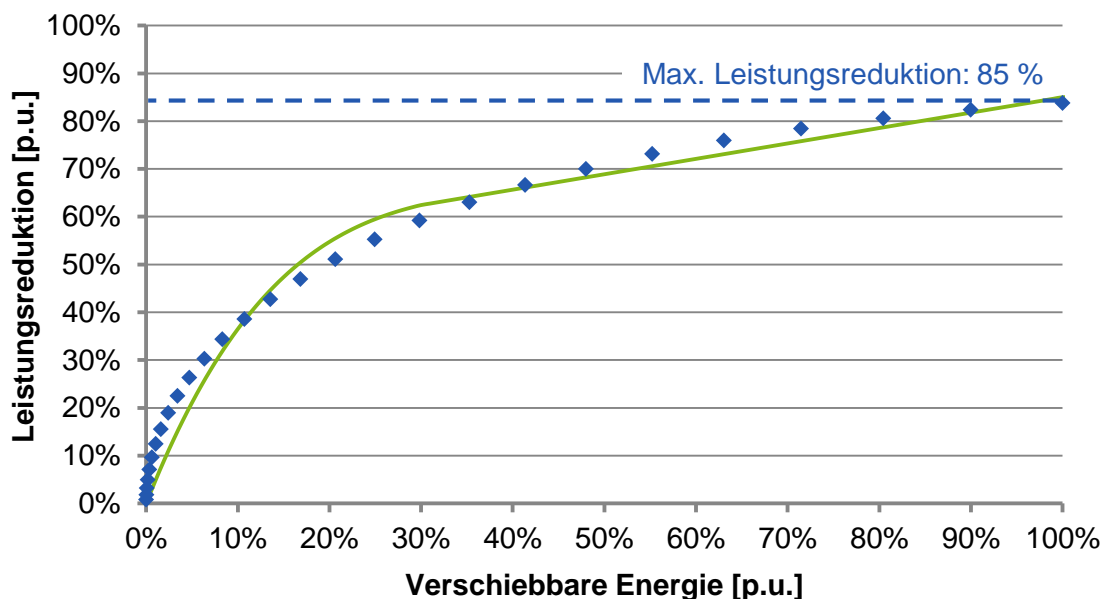


Abbildung 9.4 Interpolierte Funktion zur Abbildung der Leistungsreduktion als Funktion der verschiebbaren Energie

Sofern eine höhere Energie als die Energie eines Tageszyklus zur Verfügung steht, kann für den Rückspeisefall keine weitere Netzdienlichkeit erreicht werden. In diesem Fall beträgt die erzielbare Leistungsreduktion weiterhin 85 %.

9.1.2 Verschiebbare Energiepotentiale

Der Anteil am Gesamtverbrauch elektrischer Energie in Deutschland kann nach [5] den verschiedenen Verbraucherguppen zugewiesen werden. Annähernd die Hälfte des elektrischen Energieverbrauchs entfällt auf die Industrie. Der verbleibende Teil teilt sich annähernd gleichmäßig auf die Bereiche Handel und Gewerbe sowie Haushaltsverbraucher auf.

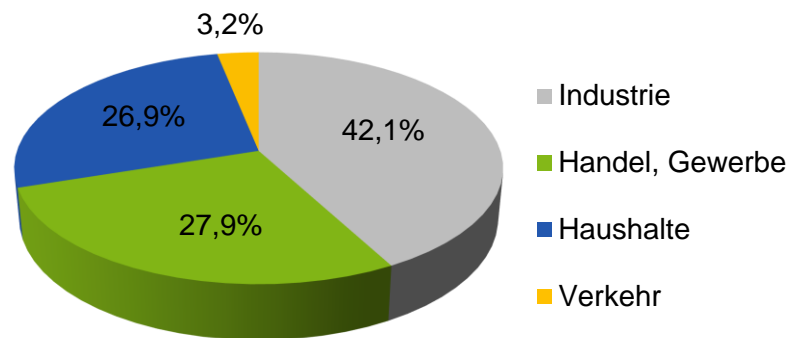


Abbildung 9.5 Energieverbrauch nach Verbrauchergruppen [5]

Nachfolgend wird das Potential zur zeitlichen Verschiebung des Leistungsbezugs aus den Bereichen Haushalte, Gewerbe und Industrie separat analysiert.

Haushalte

Der elektrische Energiebedarf der Haushalte kann nach [6] in zwölf Verbrauchsbereiche gegliedert werden. Dabei ist unter anderem der Energiebedarf der Bereiche Beleuchtung, Kommunikation und Kochen als nicht verschiebbar anzusehen. In diesen Bereichen würde eine Beeinflussung von Betriebszeiten zu erheblichen Komforteinbußen führen.

Sofern der Wärmebedarf in Haushalten durch elektrische Speicherheizungen und Wärmepumpen bereitgestellt wird, entfällt ein Großteil des elektrischen Energiebedarfs auf diesen Verbrauchsbereich. Die Lastprofile von elektrischen Speicherheizungen und Wärmepumpen unterliegen starken temperaturabhängigen Schwankungen. Ein Potential zur Lastverschiebung steht daher überwiegend an kalten Wintertagen zur Verfügung. Im Sommer beträgt das Potential zur Lastverschiebung etwa 5 % des Potentials des Winters [7]. Somit unterliegt das Potential zur Lastverschiebung starken unterjährigen Schwankungen. Um eine netzdienliche Wirkung der Lastverschiebung im Bereich des Netzbetriebes oder der Netzplanung zu erzielen, ist allerdings die ganzjährige Verfügbarkeit der steuerbaren Leistung erforderlich. Da diese Voraussetzung bei elektrischen Speicherheizungen und Wärmepumpen allerdings nicht gegeben ist, werden diese im Rahmen dieser Studie nicht weiter betrachtet.

Das zeitliche Verschieben der Betriebszeiten von Waschmaschinen, Wäschetrocknern und Geschirrspülern stellt keine Beeinträchtigung für deren primäre Funktion dar. So ist in [8] bereits ein Konzept zur Steuerung dieser Verbraucher entwickelt und in Modellregionen erprobt worden. Das Potential zur Lastverschiebung bei Waschmaschinen, Wäschetrocknern und Geschirrspülern unterliegt keinen nennenswerten unterjährigen Schwankungen. Daher kann hier durch eine Verschiebung der Betriebszeiten für den Netzbetriebes und die Netzplanung ganzjährig eine netzdienliche Wirkung erzielt werden.

In Abbildung 9.6 ist der Leistungsbezug für Waschmaschinen, Geschirrspüler und Wäschetrockner dargestellt. Die Leistungsverläufe sind im Rahmen dieser Studie messtechnisch ermittelt worden. Die Darstellung der Leistungsverläufe erfolgt in Abbildung 9.6 in rein qualitativer Form, um unabhängig von der Energieeffizienzklasse das grundsätzliche Verhalten aufzuzeigen.

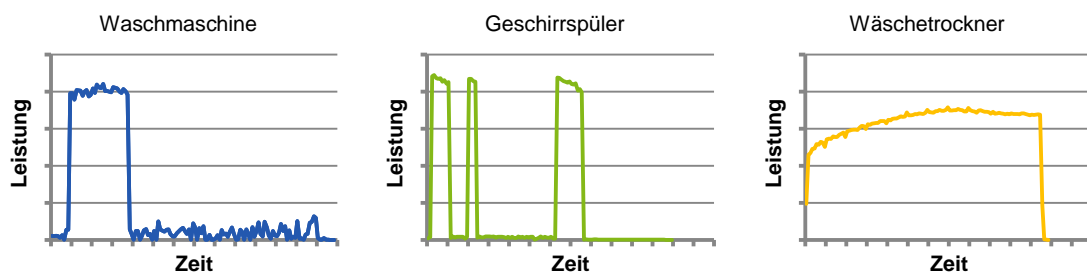


Abbildung 9.6 Leistungsbezug für Waschmaschinen, Geschirrspüler und Wäschetrockner in schematischer Darstellung

Die Leistungsaufnahmen von Waschmaschinen und Geschirrspülern variiert während eines Programms deutlich. So ist die Leistungsaufnahme insbesondere in Aufheizphasen wesentlich größer als in reinen Spül- oder Schleuderphasen. Die Leistungsaufnahme von Wäschetrocknern weist wesentlich geringere Veränderungen auf, um eine kontinuierliche Trocknung zu erzielen.

Um für den Netzbetrieb und die Netzplanung durch Lastverschiebung eine netzdienliche Wirkung zu erzielen, müssen die Betriebszeiten der einzelnen Verbraucher so gelegt werden, dass aus der Summation der Lasten das zur PV-Einspeisespitze inverse Profil resultiert. Daher muss das System zur Koordination der Lastverschiebung durch eine geeignete zeitliche Aktivierung der einzelnen Verbraucher Leistungsschwankungen der einzelnen Geräte ausgleichen. In dieser Studie wird unterstellt, dass das

System zur Koordination der Lastverschiebung ein zur PV-Einspeisespitze ideales inverses Profil erzeugen kann. Auf Grund dieser Annahme stellen die Untersuchungen zur netzdienlichen Lastverschiebung eine Potentialabschätzung dar. Die mit einem realen System erzielbare Netzdienlichkeit wird unterhalb des ermittelten theoretischen Potentials liegen.

Im Rahmen dieser Studie werden die Energiebedarfe der relevanten Verbraucher aus den Kennzeichnungspflichten für energieverbrauchsrelevante Produkte nach [9] abgeleitet. Dabei werden Geräte der höchsten Effizienzklasse A+++ verwendet. Diese Festlegung ist in Übereinstimmung mit den Zielen der Europäischen Union bis zum Jahr 2020 durch Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz 20 % des Energieverbrauchs einzusparen.

In Tabelle 9.1 sind die Energiebedarfe der berücksichtigten Waschmaschinen, Geschirrspüler und Wäschetrockner sowie die entsprechenden Ausstattungsgrade deutscher Haushalte und die Verfügbarkeit der Geräte für Laststeuerungsmaßnahmen aufgeführt. Die aufgeführten Ausstattungsgrade gelten nach [10] für Haushalte mit mehr als vier Personen in Deutschland. Da nach [11] neben neugebauten oder renovierten Gebäuden insbesondere Verbraucher mit einem Energiebedarf von mehr als 6.000 kWh mit iMSys ausgestattet werden sollen, werden die Ausstattungsgrade für Haushalte mit vier Personen verwendet. In Hinblick auf die Verteilung der Haushaltsgrößen in Deutschland liegt diese Annahme im plausiblen Bereich, da nach dem Rollout der iMSys etwa ein fünftel der deutschen Haushalte mit iMSys ausgestattet ist. Die tägliche Verfügbarkeit der einzelnen Geräte zur Laststeuerung ergibt sich nach [12], [13] und [14] aus den in einem Jahr typischerweise ausgeführten Zyklen.

Tabelle 9.1

Energiebedarf, Ausstattungsgrad und Verfügbarkeit von Waschmaschinen, Geschirrspülern und Wäschetrocknern

| Kennzahl | Waschmaschine | Geschirrspüler | Wäschetrockner |
|--------------------|---------------|----------------|----------------|
| Energie pro Zyklus | 0,79 kWh | 0,75 kWh | 1,11 kWh |
| Ausstattungsgrad | 100 % | 98 % | 79 % |
| Verfügbarkeit | 220 / 365 | 280 / 365 | 160 / 365 |

Die in einem Netzbereich verschiebbare Energie kann jeweils für Waschmaschinen, Geschirrspüler und Wäschetrockner nach dem folgenden Zusammenhang bestimmt werden:

$$\begin{aligned} \text{Verschiebbare Energie} &= \text{Anzahl der Wohneinheiten} \\ &\times \text{Energie pro Zyklus} \\ &\times \text{Ausstattungsgrad} \\ &\times \text{Verfügbarkeit} \\ &\times \text{Steuerbarer Anteil} \end{aligned}$$

Der steuerbare Anteil gibt den Anteil der Wohneinheiten an, bei denen durch iMSys eine Laststeuerung vorgenommen werden kann. Aus der Summation der verschiebbaren Energien für Waschmaschinen, Geschirrspüler und Wäschetrockner ergibt sich die aus dem Haushaltbereich für ein Netzgebiet zur Verfügung stehende verschiebbare Energie.

Die verschiebbare Energie der Haushaltslasten kann eine netzdienliche Wirkung in der NS-, MS- und HS-Ebene haben. Durch den Anschluss der Haushaltslasten in der NS-Ebene kann in dieser Spannungsebene unmittelbar eine netzdienliche Wirkung erzielt werden. Für die MS- und HS-Ebene wird die netzdienliche Wirkung durch die Steuerung der Haushaltslasten der unterlagerten NS-Netze erzielt.

Weitere verschiebbare Energiepotentiale entstehen zukünftig in den Bereichen Klimatisierung und Elektromobilität. Allerdings können die verschiebbaren Energiepotentiale der Klimatisierung und der Elektromobilität nicht in netzdienlicher Weise genutzt werden. Da bei den Verbrauchern keine flächendeckende Ausstattung mit Klimageräten zu erwarten ist und die Installation von Klimageräten nicht unbedingt in kritischen Netzbereichen erfolgt, können Klimageräte nicht flächig in netzdienlicher Weise genutzt werden. Des Weiteren stehen bei Klimageräten die verschiebbaren Energiepotentiale nicht ganzjährig zur Verfügung. Auch im Bereich der Elektromobilität befinden sich die steuerbaren Lasten nicht zwangsläufig in kritischen Netzbereichen. Des Weiteren sind die steuerbaren Lasten nicht ortsfest, so dass das verschiebbare Energiepotential einzelner Netzknoten starken Schwankungen unterworfen ist.

Gewerbe

Der elektrische Energiebedarf im gewerblichen Bereich kann separat für 14 Gewerbebereiche und weitere Untergruppen nach Anwendungsart ermittelt werden. Dabei werden Beleuchtung, Information und Kommunikation, Klimakälte, Prozesskälte, Raumwärme, Prozesswärme, Warmwasserbereitung und mechanische An-

wendungen unterschieden. Im gewerblichen Bereich besteht der größte Energiebedarf für die Beleuchtung, mechanische Anwendungen und Kommunikation. [15]

In [16] wird für die in [15] ermittelten elektrischen Energiebedarfe des gewerblichen Bereichs die verschiebbare Energie bestimmt. Ein Anteil von 60 % des elektrischen Energiebedarfs ist auf Grund der Nutzung für Beleuchtung und Kommunikation grundsätzlich nicht verschiebbar. Ein Potential zur Lastverschiebung besteht in den Bereichen Prozesskälte, Klimakälte, Prozesswärme, mechanische Anwendungen und elektrische Raumheizung. Daraus resultiert im gewerblichen Bereich eine verschiebbare Energie in Höhe von 5,0 TWh pro Jahr.

Um eine netzdienliche Wirkung der Lastverschiebung zu erzielen ist eine ganzjährige Verfügbarkeit des Verschiebepotentials erforderlich. Da das untertägige Verschiebepotential der elektrischen Raumheizung in den Sommermonaten nicht zur Verfügung steht, kann in diesem Bereich keine Netzdienlichkeit erzielt werden. Gleichzeitig ist zu hinterfragen in welchem Umfang das Verschiebepotential der Prozesskälte, Klimakälte, Prozesswärme und mechanischer Anwendungen an Sonn- und Feiertagen genutzt werden kann. Allerdings kann davon ausgegangen werden, dass u.a. durch Kühlhäuser ganzjährig ein Verschiebepotential zur Verfügung steht. Die Nutzung des Verschiebepotentials in Höhe von 5,0 TWh pro Jahr nach [16] stellt somit eine Potentialabschätzung dar. Die mit einem realen System erzielbare Netzdienlichkeit wird unterhalb des ermittelten Potentials liegen.

Im Gegensatz zu punktuell vorhandenen energieintensiven Anwendungen der Industrie ist das gewerbliche Potential zur Lastverschiebung in einem Versorgungsgebiet vergleichsweise flächig verteilt. Die steuerbare Leistung einer einzelnen gewerblichen Last ist im Vergleich zu den Nennleistungen der Betriebsmittel der MS- und HS-Ebene gering. Daher kann der Ausfall der Steuerbarkeit einer einzelnen gewerblichen Last durch die übrigen steuerbaren gewerblichen Lasten kompensiert werden. In der NS-Ebene ist die steuerbare Leistung einer einzelnen gewerblichen Last im Vergleich zu den Nennleistungen der Betriebsmittel vergleichsweise hoch. Hier kann der Ausfall der Steuerbarkeit einer einzelnen gewerblichen Last ggf. nicht durch die übrigen steuerbaren Lasten kompensiert werden. Da der sichere Netzbetrieb nicht von einzelnen Verbrauchern abhängig sein darf, kann in der NS-Ebene durch das gewerbliche Potential zur Lastverschiebung keine netz-

dienliche Wirkung erzielt werden. Damit ist die netzdienliche Wirkung von steuerbaren gewerblichen Verbrauchern auf die MS- und HS-Ebene begrenzt.

Industrie

In der energieintensiven Industrie wird Lastmanagement bereits auf betrieblicher Ebene eingesetzt. Dabei sind sowohl die Optimierung des Energieeinkaufs als auch die Reduktion der Spitzenlast Ziele des Lastmanagements. In [7] werden für die Zement-, Papier-, Elektrostahl-, Metall-, und Chemieindustrie exemplarisch im süddeutschen Raum die zusätzlich verfügbaren Lastmanagementpotentiale zur Nutzung im Regelenergiemarkt beziehungsweise für Redispatch-Maßnahmen ausgewiesen. Das Lastmanagementpotential wird dabei durch einzelne leistungsstarke Anwendungen wie Roh- und Zementmühlen, Holzschleifer, Elektrolyse und Elektrostahlöfen erschlossen. Auf Grund der unterschiedlichen Zielfunktionen der verschiedenen Steuerungsansätze kann es allerdings zu konträren Steuerungsvorgaben kommen. Somit kann das für einen bestimmten Steuerungsansatz zur Verfügung stehende Leistungspotential deutliche Schwankungen aufweisen.

Die netzdienliche Lastverschiebung stellt einen weiteren Steuerungsansatz mit einer weiteren Zielfunktion dar. Damit durch Lastverschiebung eine netzdienliche Wirkung im Bereich des Netzbetriebes oder der Netzplanung erzielt werden kann, ist eine hohe Verfügbarkeit der steuerbaren Leistung entscheidend. Um eine tatsächliche netzdienliche Wirkung erzielen zu können, muss die Verfügbarkeit der verschiebbaren Leistung in derselben Größenordnung wie die Netzverfügbarkeit liegen. Auf Grund der geringen Anzahl und der hohen spezifischen Leistung ist diese Voraussetzung bei einzelnen leistungsstarken Anwendungen der energieintensiven Industrie nicht gegeben. Des Weiteren ist die netzdienliche Steuerung der Lasten betrieblichen Prozessen untergeordnet. Damit sind diese Lasten aus Sicht des Verteilnetzes zur netzdienlichen Lastverschiebung ungeeignet.

Neben den Lasten der energieintensiven Industrie muss nach [7] auch das Steuerungspotential von Querschnittstechnologien wie Wärme- und Kälteerzeugungsanlagen, Druckluftkompressoren und Ventilatoren betrachtet werden. Diese werden branchenübergreifend eingesetzt und zeichnen sich durch eine hohe zeitliche Verfügbarkeit und eine regionale Verteilung aus. Eine potentiell netz-

dienliche Wirkung dieser Lasten ist grundsätzlich dann gegeben, wenn sich diese in räumlicher Nähe zu den einspeisenden Photovoltaikanlagen befinden. Allerdings weist auch die Verfügbarkeit von steuerbaren Querschnittstechnologien im industriellen Bereich in Abhängigkeit des betrieblichen Schichtmodells tageszeitliche Schwankungen auf. In [7] wird die minimal und die maximal abschaltbare Leistung für einzelne Regierungsbezirke ausgewiesen. Das Abschalten der Leistung ist für vergleichsweise kurze Dauern zulässig. Daher ist davon auszugehen, dass das Potential für ein Zuschalten von Leistung, durch das im Rahmen dieser Studie eine netzdienliche Wirkung erzielt wird, geringer ausfällt. Die abschaltbare Leistung und Energie stellt somit auch eine obere Grenze der zuschaltbaren Leistung und Energie dar. Der Bezug der im Bereich der Querschnittstechnologien nach [7] für einzelne Regierungsbezirke angegebene schaltbaren Leistung und Energie auf die Anzahl der Einwohner des Regierungsbezirks macht deutlich, dass das Potential unterhalb der für die Netzplanung relevanten Größenordnungen liegt. So beträgt in dem Regierungsbezirk mit dem größten industriellen Stromverbrauch (Regierungsbezirk Stuttgart) das schaltbare Potential der Querschnittstechnologien 96 MW für eine Stunde. Bezogen auf die 4.016.012 Einwohner des Regierungsbezirks ergibt dies eine schaltbare Leistung von 23,9 W pro Einwohner. Dieser Wert liegt deutlich unter den für die Netzplanung angesetzten Leistungswerten. Vor diesem Hintergrund wird auf eine Betrachtung der potentiell netzdienlichen Wirkung der Verschiebung von Querschnittstechnologien verzichtet.

9.2 Abregelung dezentraler Erzeuger

Betreiber von dezentralen Erzeugern sind nach § 6 EEG teilweise dazu verpflichtet ihre Anlagen mit Einrichtungen auszustatten, mit denen der Netzbetreiber bei Netzüberlastungen jederzeit die Einspeiseleistung ferngesteuert reduzieren kann. Der aktuelle Stand der Technik in Bezug auf § 6 EEG ist in Tabelle 9.2 dargestellt.

Dezentrale Erzeuger mit einer Nennleistung von mehr als 100 kW sind bereits nach § 6 EEG mit bidirektionalen Kommunikationseinrichtungen ausgestattet, die das Abrufen der aktuellen Leistung und die zielgerichtete ferngesteuerte Leistungsreduktion ermöglichen. Photovoltaikanlagen mit einer Nennleistung von weniger als 100 kW sind teilweise ebenfalls nach § 6 EEG mit Einrichtungen

zur ferngesteuerten Leistungsreduktion ausgestattet. Bei diesen dezentralen Erzeugern werden allerdings nur unidirektionale Kommunikationseinrichtungen eingesetzt, die eine gruppenweise pauschale Leistungsreduktion ermöglichen. Eine zielgerichtete Leistungsanpassung einer einzelnen Anlage ist bei den dezentralen Erzeugern dieses Leistungsbereichs nach dem aktuellen Stand der Technik nicht möglich. Des Weiteren kann bei Photovoltaikanlagen mit einer installierten Leistung von höchstens 30 kW nach § 6 Abs. 2 EEG auf die kommunikative Anbindung verzichtet werden sofern die maximale Wirkleistungseinspeisung auf 70 % der installierten Leistung begrenzt wird.

Tabelle 9.2 Stand der Technik in Bezug auf § 6 EEG

| Leistungsbereich | Windkraft-, Biomasse- und KWK-Anlagen | Photovoltaikanlagen |
|------------------|--|--|
| 0 bis 30 kW | keine Anforderungen | unidirektionale Kommunikation: <ul style="list-style-type: none"> • Leistung fernreduzierbar Alternative Möglichkeit: <ul style="list-style-type: none"> • max. 70 % Einspeisung |
| 30 bis 100 kW | keine Anforderungen | unidirektionale Kommunikation: <ul style="list-style-type: none"> • Leistung fernreduzierbar |
| größer 100 kW | bidirektionale Kommunikation: <ul style="list-style-type: none"> • Leistung fernreduzierbar • Aktuelle Leistung abrufbar | bidirektionale Kommunikation: <ul style="list-style-type: none"> • Leistung fernreduzierbar • Aktuelle Leistung abrufbar |

Der durch § 6 EEG beschriebene Stand der Technik wird von einzelnen Verteilnetzbetreibern in Bezug auf die kommunikativen Möglichkeiten teilweise übertroffen. So sind insbesondere im Leistungsbereich von 30 bis 100 kW bereits bidirektionale Kommunikationseinrichtungen vorhanden.

Würde die Einspeisung von dezentralen Erzeugern zu einem Netzengpass führen, sind Netzbetreiber nach § 11 Abs. 1 EEG ausnahmsweise berechtigt die Einspeiseleistung von dezentralen Erzeugern ferngesteuert zu reduzieren. Die Abregelung dezentraler Erzeuger stellt allerdings nach dem aktuellen rechtlichen Rahmen keine dauerhafte Maßnahme zur Vermeidung von Netzverstärkungsmaßnahmen dar. Wird die Einspeisung von dezentralen Erzeugern reduziert, sind Verteilnetzbetreiber nach § 12 Abs. 1 EEG dazu verpflichtet den Anlagenbetreiber für die entgangenen Einnahmen zu entschädigen. Diese Kosten kann der Netzbetreiber

nach § 12 Abs. 2 EEG bei der Ermittlung der Netzentgelte in Ansatz bringen, sofern er grundsätzlich den Verpflichtungen zur Optimierung und Verstärkung des Netzes nach § 9 Abs. 1 EEG nachkommt.

Im Rahmen dieser Studie wird auf Basis von Szenarien untersucht inwieweit durch die Leistungssteuerung von dezentralen Erzeugern die zur Netzverstärkung erforderlichen Investitionen reduziert oder zeitlich verschoben werden können. Dabei wird eine Anpassung des rechtlichen Rahmens unterstellt, durch welche die Abregelung dezentraler Erzeuger als eine dauerhaft zulässige Maßnahme zur Vermeidung von Netzverstärkungsmaßnahmen verstanden wird.

Ergänzend zu den bereits vorhandenen kommunikativen Möglichkeiten werden in den relevanten Szenarien auch die kommunikativen Möglichkeiten vom iMSys genutzt. Es wird zunächst die grundsätzliche netzdienliche Wirkung der Abregelung von dezentralen Erzeugern untersucht. Dabei werden bereits heute vorhandene bidirektionale Kommunikationseinrichtungen und zukünftig durch iMSys vorhandene bidirektionale Kommunikationsmöglichkeiten zur Steuerung dezentraler Erzeuger genutzt. In einem weiteren Schritt wird die erzielbare netzdienliche Wirkung der Abregelung dezentraler Erzeuger verursachergerecht den vorhandenen bidirektionalen Kommunikationseinrichtungen und den zukünftig durch iMSys vorhandenen bidirektionalen Kommunikationsmöglichkeiten zugeordnet.

9.2.1 Methodischer Ansatz

Bei der Abregelung von dezentralen Erzeugern werden Einspeisespitzen begrenzt. Die Abregelung von dezentralen Erzeugern kann sowohl für Photovoltaikanlagen als auch für Windkraftanlagen erfolgen.

In Abbildung 9.7 ist die netzdienliche Wirkung der Abregelung von dezentralen Erzeugern auf die resultierende Rückspeisung exemplarisch für Photovoltaikanlagen dargestellt. Durch die Leistungsbegrenzung kann ein Teil der Energie nicht in das Netz eingespeist werden. Da die maximale Einspeiseleistung im Jahreszyklus nur in wenigen Stunden erreicht wird, ist der Energieverlust auf Grund der Leistungsbegrenzung vergleichsweise gering.

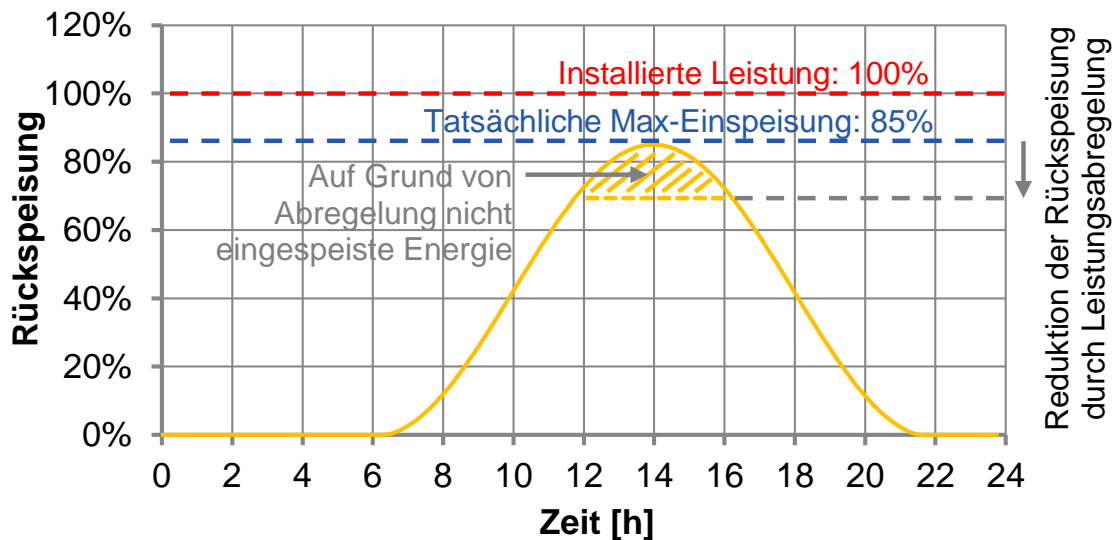


Abbildung 9.7 Reduktion der Rückspeisung durch Abregelung

Die Abregelung von dezentralen Erzeugern kann in den Modellen zur Netzbewertung unmittelbar erfolgen. Die Abbildung erfolgt für den netzauslegungsrelevanten Rückspeisefall. Der Starklastfall bleibt von der Abregelung dezentraler Erzeuger unberührt.

9.3 Lastverschiebung und Abregelung von Erzeugern

Die Abregelung von dezentralen Erzeugern und die Verschiebung von Lastbezugszeiten können ergänzend genutzt werden, um im Rückspeisefall eine netzdienliche Wirkung zu erzielen. Die netzdienliche Wirkung ist unabhängig von der logischen Reihenfolge der einzelnen Maßnahmen, da sich das Wirkungspotential aus der Addition der auf Grund von Abregelung nicht eingespeisten Energie und der verschiebbaren Energie der Lasten ergibt. Durch den spezifischen Einspeiseverlauf von Photovoltaikanlagen ist die Addition der unmittelbaren Einzelwirkungen der Abregelung dezentraler Erzeuger bzw. der Verschiebung von Lastbezugszeiten nicht möglich. Jedoch kann aus der Summe der auf Grund von Abregelung nicht eingespeisten Energie und der verschiebbaren Energie der Lasten auf die netzdienliche Wirkung der ergänzenden Nutzung beider Maßnahmen geschlossen werden.

Die Wirkung der Abregelung und der Lastverschiebung auf die resultierende Rückspeisung von Photovoltaikanlagen ist in Abbildung 9.8 dargestellt. Die Rückspeiseleistung wird durch beide Maßnahmen reduziert.

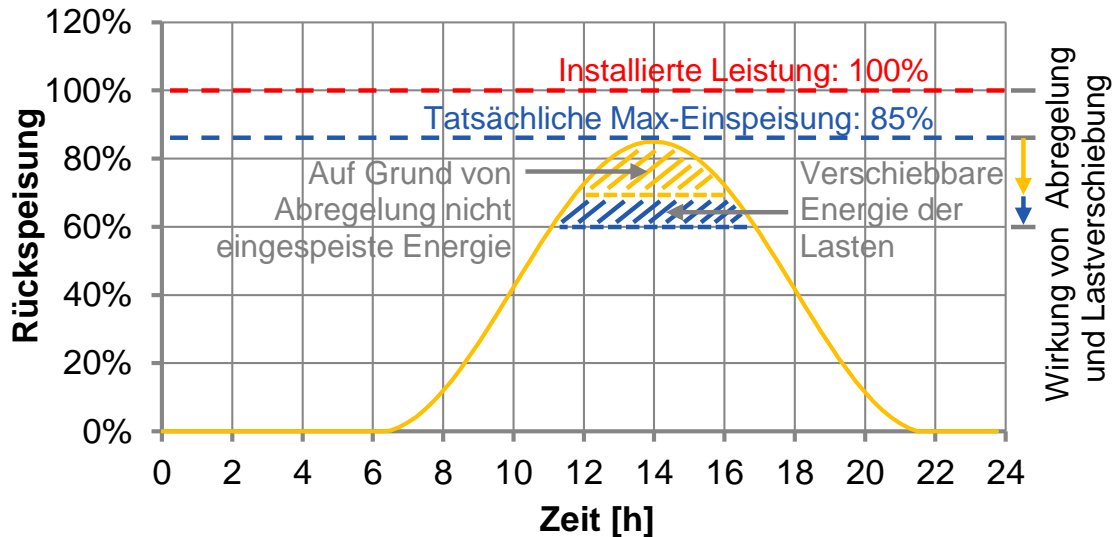


Abbildung 9.8 Wirkung von Abregelung und Lastverschiebung

In Abbildung 9.9 ist die verwendete Methodik zur Abbildung der Abregelung dezentraler Erzeuger und der Verschiebung von Lasten dargestellt. Dabei wird der funktionale Zusammenhang zwischen der verschiebbaren Energie und der Leistungsreduktion, der bereits in Abbildung 9.4 beschrieben ist, genutzt.

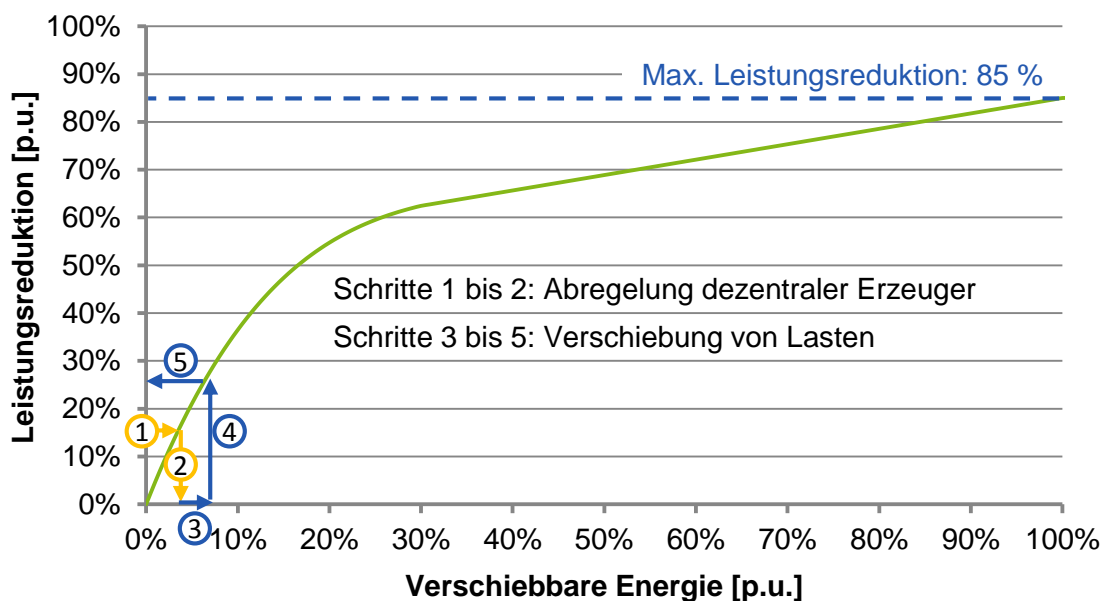


Abbildung 9.9 Methodik zur Abbildung der Abregelung dezentraler Erzeuger und der Verschiebung von Lasten

Sofern exemplarisch die Einspeiseleistung der Photovoltaikanlagen von 85 % auf 70 % begrenzt werden soll, beträgt die Leistungsreduktion 15 %. Ausgehend von diesem Startwert kann über den funktionalen Zusammenhang auf ein Äquivalent an verschiebbarer Energie geschlossen werden (Schritt 1 bis Schritt 2). Zu dem aus der Leistungsreduktion bestimmten Äquivalent an verschiebbarer Energie kann die verschiebbare Energie der Lasten addiert werden (Schritt 3). Ausgehend von der ermittelten Summe kann über den funktionalen Zusammenhang auf die resultierende Leistungsreduktion geschlossen werden (Schritt 4 bis Schritt 5). Die so ermittelte Leistungsreduktion berücksichtigt sowohl die Abregelung dezentraler Erzeuger als auch die verschiebbare Energie der Lasten.

Bei Netzbereichen, die sowohl Photovoltaikanlagen als auch Windkraftanlagen aufweisen, kann die oben beschriebene Methodik ohne Einschränkungen angewandt werden. Dazu werden Windkraftanlagen auf den festgelegten Leistungswert geregelt. Das lastseitige Verschiebepotential wird vollständig den Photovoltaikanlagen zugeschlagen. Der aus der angepassten Einspeisung von Windkraft- und Photovoltaikanlagen resultierende Leistungsfluss gibt das netzdienliche Potential korrekt wieder.

10 Planungs- und Ausbaugrundsätze

In diesem Kapitel werden die im Rahmen dieser Studie angewandten Planungs- und Ausbaugrundsätze für die NS-, MS- und HS-Ebene beschrieben und begründet. Dabei wird auf die in [17] dargestellten Planungs- und Ausbaugrundsätze referenziert.

10.1 NS- und MS-Ebene

Für die NS- und MS-Ebene werden nachfolgend die Auslöser für Netzverstärkungsmaßnahmen, die standardisierten Netzausbauvarianten und die für die Netzplanung anzusetzenden Betriebsfälle erläutert.

10.1.1 Auslöser für Netzverstärkungsmaßnahmen in der NS- und MS-Ebene

Netzverstärkungsmaßnahmen werden durch die Verletzung folgender Kriterien ausgelöst:

- Betriebsmittelbelastung
- Anschlussrichtlinien für dezentrale Erzeuger
- Spannungsbandaufteilung

Betriebsmittelbelastung

In der MS-Ebene ist die (n-1)-sichere Versorgung der Verbraucher ein angewandter Planungsgrundsatz. Daher muss für den (n-1)-Fall eine ausreichende Reserve bereitgehalten werden. Hierzu wird bei HS/MS-Transformatoren, MS-Kabeln und MS-Freileitungen für den (n-1)-Fall kurzzeitig eine Belastung von 120 % der Bemessungsscheinleistung zugelassen. Eine Belastung von größer 100 % ist kurzzeitig zulässig, da verbraucherseitig von einem Belastungsgrad (Verhältnis zwischen dem arithmetischen Mittel und dem Maximum eines Tageslastverlaufs) von kleiner 0,7 ausgegangen werden kann. Somit treten die maximalen Belastungswerte auch im (n-1)-Fall nur temporär auf. Aus der maximal

zulässigen Belastung im (n-1)-Fall folgt für den Normalbetrieb eine maximal zulässige Belastung von 60 %.

Der (n-1)-sichere Netzanschluss von dezentralen Erzeugern ist derzeit kein Planungsgrundsatz. Im Rückspeisefall wird im ungestörten Betrieb somit bei HS/MS-Transformatoren, MS-Kabeln und MS-Freileitungen eine maximal zulässige Belastung von 100 % zugelassen. Im (n-1)-Fall werden alle dezentralen Erzeuger vom Netz getrennt, um eine Überlastung von Betriebsmitteln durch Rückspeisung zu vermeiden und die Versorgung der Verbraucher sicherzustellen. In diesem Fall sind vom VNB keine Entschädigungszahlungen an die Anlagenbetreiber zu entrichten, da durch diese Maßnahme nach EnWG die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Energieversorgung gewährleistet wird.

Der (n-1)-sichere Anschluss von Verbrauchern und dezentralen Erzeugern ist in der NS-Ebene kein angewandter Planungsgrundsatz. Daher können die MS/NS-Transformatoren, NS-Kabel und NS-Freileitungen sowohl im Starklast- als auch im Rückspeisefall bis 100 % der Bemessungsscheinleistung belastet werden.

Zusammenfassend sind in Abbildung 4.2 die zulässigen Betriebsmittelbelastungen am Beispiel eines offenen MS-Rings und eines unterlagerten NS-Strahlennetzes für den ungestörten Betrieb dargestellt.

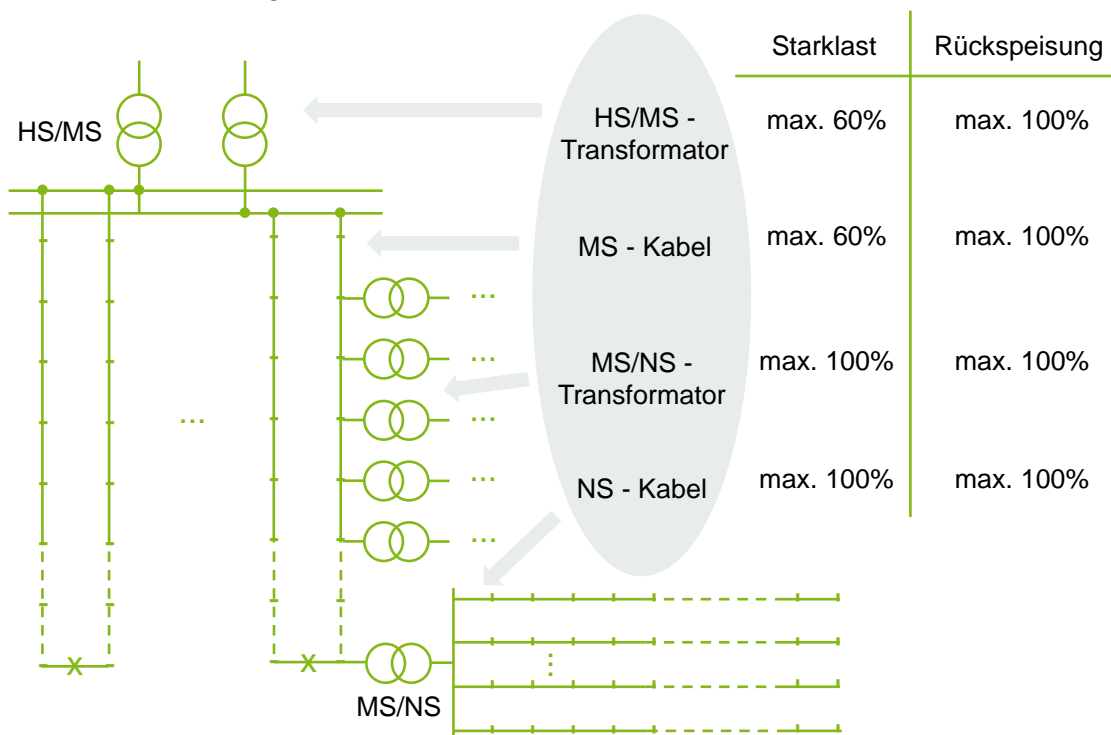


Abbildung 10.1 Zulässige Betriebsmittelbelastungen im ungestörten Netzbetrieb

Tritt eine Grenzwertüberschreitung der zulässigen Betriebsmittelbelastung auf, werden Netzverstärkungsmaßnahmen durchgeführt.

Anschlussrichtlinien in NS- und MS-Ebene

Die Spannungskriterien der Anschlussrichtlinien werden häufig als technische Grenze der Netzaufnahmefähigkeit für dezentrale Erzeuger angesehen [18]. In [2] wird diesbezüglich folgende Formulierung verwendet:

„Im ungestörten Betrieb des Netzes darf der Betrag der von allen Erzeugungsanlagen (mit Anschlusspunkt in der Niederspannung) verursachten Spannungsänderung an keinem Verknüpfungspunkt in einem Niederspannungsnetz einen Wert von 3 % gegenüber der Spannung ohne Erzeugungsanlagen überschreiten.“

Die vom BDEW im Jahr 2008 erstellte Richtlinie für Erzeugungsanlagen am MS-Netz nutzt eine identische Formulierung, lässt allerdings eine Spannungsänderung von lediglich 2 % in der MS zu [1]. Durch die VDE AR 4105 und die BDEW-Richtlinie wird somit, wie in Abbildung 10.2 dargestellt, eine entkoppelte Bewertung der NS- und MS-Ebene ermöglicht.

Eine Überschreitung des 2 %- bzw. 3 %-Spannungskriteriums stellt somit einen weiteren Grund für Netzverstärkungsmaßnahmen dar.

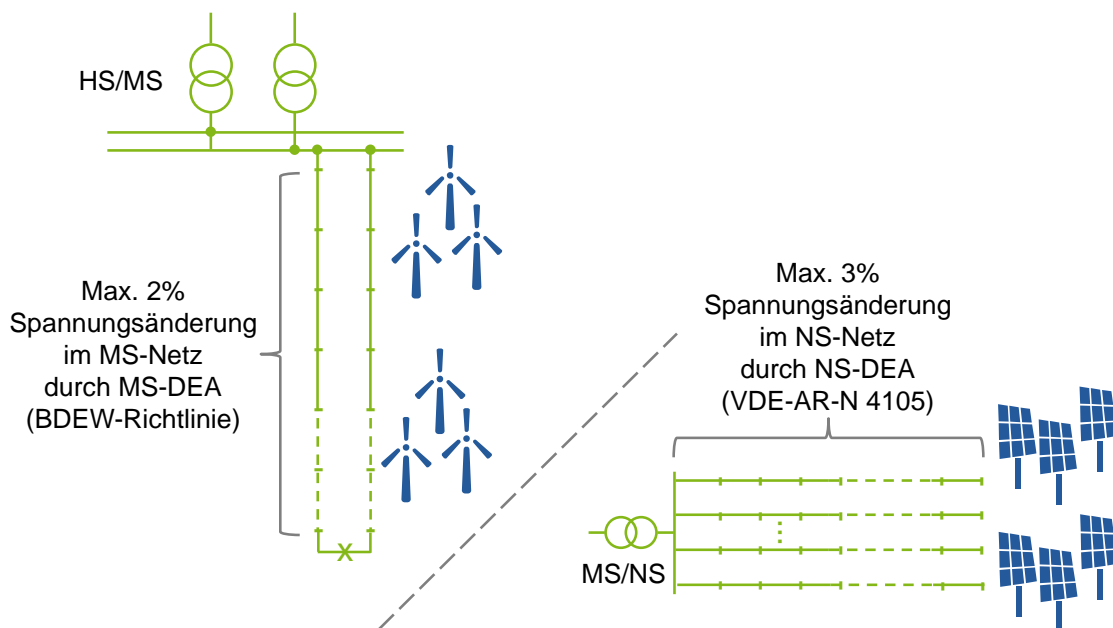


Abbildung 10.2 Zulässige Spannungsänderungen beim Anschluss von dezentralen Erzeugern in der NS- und MS-Ebene

EN 50160

Die EN 50160 beschreibt die Mindestanforderungen an die Spannungsqualität beim Verbraucher. Die zulässige Spannungsänderung beim NS-Endkunden beträgt nach EN 50160 $U_N \pm 10\%$ der Nennspannung. Das Spannungsband von $U_N \pm 10\%$ wird vom VNB auf die NS- und die MS-Ebene aufgeteilt [19].

In dieser Studie wird für die Basisvarianten folgende Aufteilung des Spannungsbandes festgelegt:

- $\pm 4\%$ für die NS-Ebene
- $\pm 2\%$ für die MS/NS-Umspannebene
- $\pm 4\%$ für die MS-Ebene

Hierbei wird der Spannungsabfall in der MS/NS-Umspannebene eher hoch angesetzt. Die Stromkompoundierung der HS/MS-Transformatoren sowie die statische Anpassung der Stufung der MS/NS-Transformatoren werden im Rahmen der Studie implizit durch idealisierte Spannungswertvorgaben aus den höheren Spannungsebenen abgebildet. Reserven für unsymmetrische Belastungen und Messungenauigkeiten werden nicht explizit berücksichtigt. In Summe sind somit realistische, den Normen entsprechende, Planungsgrundlagen definiert.

Eine Verletzung des Spannungsbandes von $U_N \pm 10\%$, unter Berücksichtigung der Aufteilung auf die Spannungsebenen, stellt einen weiteren Auslöser für Netzverstärkungsmaßnahmen dar.

Zusammenfassung der Ursachen für Netzausbaumaßnahmen

Im Folgenden werden die zuvor beschriebenen Ursachen für Netzausbaumaßnahmen für die Spannungsebenen zusammengefasst:

1. Prüfung: Betriebsmittelüberbelastung
2. Prüfung: 2 %/3 %-Spannungskriterium
3. Prüfung: $U_N \pm 10\%$

10.1.2 Standard-Netzausbauvarianten

Die Standard-Netzausbauvarianten werden am Beispiel von NS-Strahlennetzen und offen betriebenen MS-Ringnetzen dargestellt, können allerdings auch auf andere Netzstrukturen übertragen werden.

Der Zubau von dezentralen Erzeugern kann durch die Rückspeisung elektrischer Leistung sowohl eine kritische Belastung als auch eine kritische Spannung verursachen. Zur Behebung dieser kritischen Betriebszustände werden zunächst Freileitungen und Kabel mit Minderquerschnitten durch Standardkabel mit entsprechend großen Querschnitten ersetzt. Sofern durch diese Maßnahmen die Aufnahmekapazität für dezentrale Erzeuger nicht ausreichend erhöht werden kann, wird eine kritische Strangbelastung durch eine partielle Parallelleitung über die halbe Stranglänge behoben. Bei kritischen Spannungsverhältnissen hingegen kommt eine Parallelleitung über zwei Drittel der Stranglänge zum Einsatz. Durch das Einfügen einer Trennstelle wird ein kritischer Strang in zwei unkritische Stränge überführt. Die Realisierung dieser Standard-Netzausbauvarianten ist in Abbildung 10.3 dargestellt.

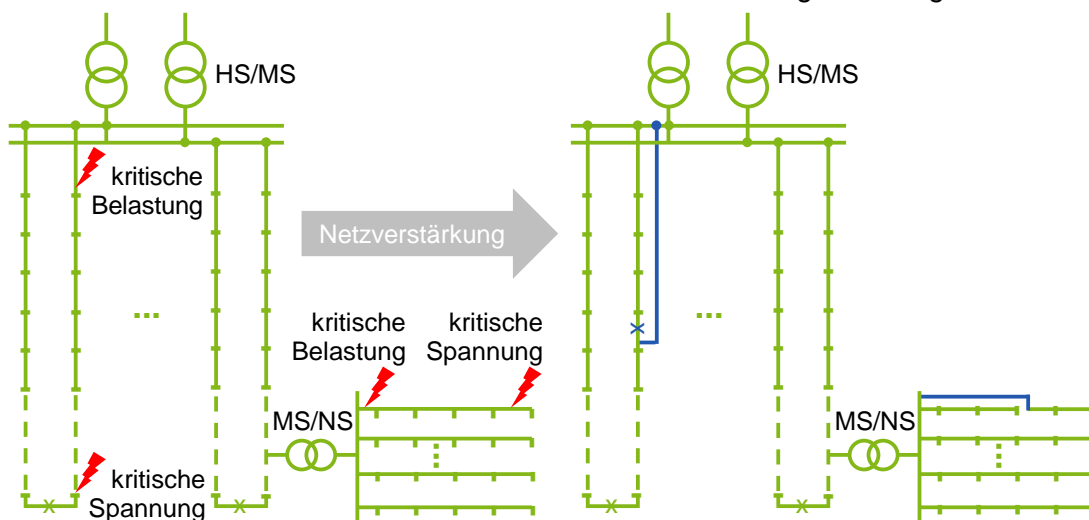


Abbildung 10.3 Netzverstärkung durch partielle Parallelleitung

Eine kritische Strangbelastung tritt bei homogen verteilten dezentralen Erzeugern identischer Leistung im Rückspeisefall am ersten Leitungsabschnitt nach dem Abgangsfeld auf. Für diesen Fall wird durch die Parallelleitung über die halbe Stranglänge eine gleichmäßige Verteilung des Leistungsflusses auf den ursprünglichen Abgang und den zusätzlichen Parallelabgang erreicht. Somit steht sowohl auf dem ursprünglichen Abgang als auch auf dem zusätzlichen Parallelabgang ausreichend Anschlusskapazität für weitere dezentrale Erzeuger zur Verfügung. Bei gleichen Rahmenbedingungen treten die Spannungsbandverletzungen am Ende eines Stranges auf. Eine Parallelleitung über zwei Drittel der Stranglänge und das Einfügen der Trennstelle verringern einerseits den Leis-

tungsfluss über der Längsimpedanz. Andererseits wird auch die Längsimpedanz des ursprünglichen Stranges deutlich reduziert. Außerdem kann die Rückspeisung dezentraler Erzeuger zu einer kritischen Belastung der Transformatoren führen. Sofern diese kritische Belastung bei einem Transformator mit geringer Nennleistung auftritt, ist dieser durch einen Standard-Transformator höherer Nennleistung zu ersetzen. Überschreitet auch der Ersatztransformator durch den weiteren Zubau von dezentralen Erzeugern seine kritische Belastungsgrenze, kann die erhöhte Belastung nur durch einen weiteren parallel installierten Standard-Transformator kompensiert werden.

Die im Rahmen dieser Studie behandelten Netzverstärkungsmaßnahmen werden mit den standardisierten Betriebsmitteln nach Tabelle 10.1 umgesetzt.

Tabelle 10.1

Standardbetriebsmittel in der NS- und MS-Ebene

| Betriebsmitteltyp | Betriebsmittel |
|---------------------|----------------------------|
| NS-Kabel | NAYY 4x150 |
| MS/NS-Transformator | Bemessungsleistung 630 kVA |
| MS-Kabel | NA2XS2Y 3x1x185 |
| HS/MS-Transformator | Bemessungsleistung 40 MVA |

Da der Einsatz von Kabeln im Vergleich zur Errichtung von Freileitungstrassen mit einer höheren Akzeptanz der Bevölkerung verbunden ist, werden Netzverstärkungsmaßnahmen in der NS- und MS-Ebene ausschließlich durch Kabel realisiert.

10.1.3 Betriebsfälle für die Netzplanung

Da eine betriebliche Messwernerfassung im Verteilnetz noch nicht flächendeckend erfolgt, werden auf Referenzmessungen basierende Skalierungsfaktoren zur Ermittlung von resultierenden Leistungsflüssen herangezogen. Für die auslegungsrelevanten Starklast- und Rückspeisefälle werden die Skalierungsfaktoren nach Tabelle 10.2 angesetzt, die auf die installierten Leistungen der dezentralen Erzeuger angewandt werden.

Tabelle 10.2 Skalierungsfaktoren in der NS- und MS-Ebene für Einspeisung und Last mit Bezug auf die installierte Leistung

| | Niederspannung | | Mittelspannung | |
|------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | Starklastfall | Rückspeisefall | Starklastfall | Rückspeisefall |
| Last | 100 % | 10 % | 100 % | 15 % |
| WEA | - - - | - - - | 0 % | 100 % |
| PVA | 0 % | 85 % | 0 % | 85 % |
| BMA | 0 % | 100 % | 0 % | 100 % |
| KWKA | 0 % | 100 % | 0 % | 100 % |

Nach [3] können bestehende Photovoltaikanlagen für Netzberechnungen mit maximal 85 % der Modulleistung angesetzt werden. Dies ist durch Untersuchungen zur maximalen Globalstrahlung, zur Wechselrichterdimensionierung sowie durch die Auswertung von Messdaten belegt.

In der MS-Ebene kommt es zu einer stärkeren Durchmischung des stochastischen Verhaltens der Verbraucher. Daher wird im Rückspeisefall in der MS-Ebene ein höherer Lastanteil als in der NS-Ebene berücksichtigt.

10.2 HS-Ebene

Für die HS-Ebene werden nachfolgend die Auslöser für Netzverstärkungsmaßnahmen, die standardisierten Netzausbauvarianten und die für die Netzplanung anzusetzenden Betriebsfälle beschrieben.

10.2.1 Auslöser für Netzverstärkungsmaßnahmen in der HS-Ebene

Netzverstärkungsmaßnahmen werden durch die Verletzung folgender Kriterien ausgelöst:

- Betriebsmittelbelastung
- Spannungsbandaufteilung

Betriebsmittelbelastung

In der 110-kV-Ebene ist der (n-1)-sichere Betrieb ein aktueller Planungsgrundsatz. Dieser ist sowohl für den Starklast- als auch für den Rückspeisefall sicherzustellen. Aus diesem Grund werden

Ausfallrechnungen zur Dimensionierung der Netze durchgeführt, worin alle Leitungen der 110-kV-Ebene sowie alle HöS/HS-Transformatoren berücksichtigt werden. Die maximal zulässige Belastung der Betriebsmittel beträgt in der Planung sowohl im Normal- als auch im (n-1)-Fall grundsätzlich 100 %.

Spannungsbandaufteilung

Als zulässiges Spannungsband wird in dieser Studie $U_N \pm 6$ kV festgelegt. Da HS/MS-Transformatoren mit einer unterspannungsseitigen Spannungsregelung ausgestattet sind, können Spannungsschwankungen innerhalb des für die HS-Ebene festgelegten Spannungsbandes kompensiert werden.

10.2.2 Standard-Netzausbauvarianten

Im Rahmen dieser Studie werden vereinfachte Planungsansätze festgelegt, da Maßnahmen zur strukturellen Netzoptimierung nicht berücksichtigt werden können. In Abbildung 10.4 sind die genutzten Ausbaustufen des HS-Netzes dargestellt.

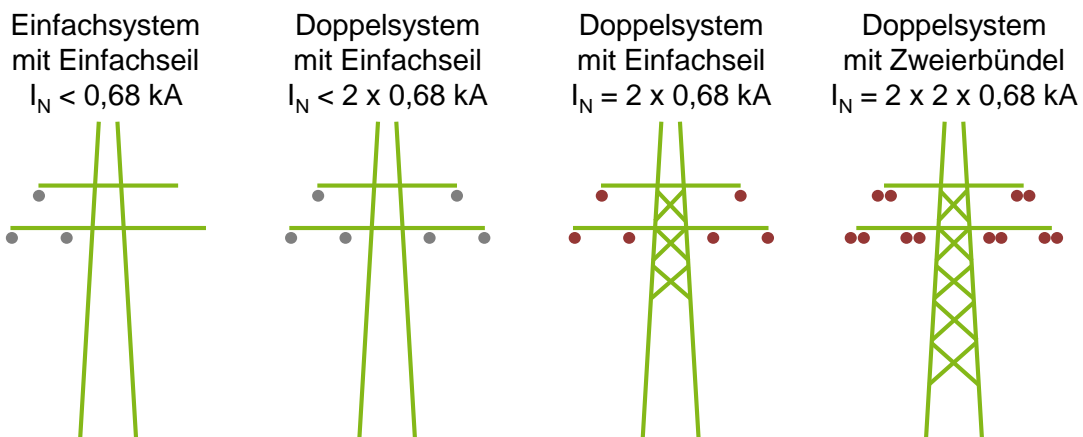


Abbildung 10.4

Ausbaustufen zur Netzverstärkung im HS-Netz

Tritt eine Betriebsmittelüberlastung auf, wird zunächst geprüft, ob diese durch einfache Schalthandlungen vermieden werden kann. Sind diese Schalthandlungen langfristig nicht zielführend, sind überlastete Einfaßsysteme zu Doppelsystemen mit identischer Beseilung auszubauen. Es wird davon ausgegangen, dass die vorhandenen Masten das zweite Leitersystem ohne weitere Zusatzmaßnahmen tragen können. Die hierfür notwendigen Investitionen ergeben sich daher lediglich aus den Kosten für die Leiterseile sowie deren Montage. Allerdings werden durch die Hinzunahme des zweiten Systems die Impedanz-Verhältnisse im Netz verän-

dert, sodass nach jeder Ausbaumaßnahme sowohl eine erneute (n-1)-Ausfallanalyse als auch eine erneute Identifikation der Engpässe bzw. Überlastungen durchzuführen ist. Sind trotz dieser Maßnahmen weiterhin Leitungsüberlastungen zu verzeichnen, ist das betroffene System im Rahmen eines Ersatzneubaus zu substituieren.

Je nach Überlastungssituation kann dieser Ersatzneubau durch ein Doppelsystem mit einem Einfachseil (265/35 Al/St) und einer Stromtragfähigkeit von 0,68 kA oder ein Doppelsystem mit Zweierbündel (2 x 265/35 Al/St) erfolgen. Durch die Verwendung des Zweierbündels kann eine doppelte Stromtragfähigkeit der Leitung in Höhe von 1,36 kA erzielt werden. Die Investitionen für diese Ersatzneubau-Maßnahmen beinhalten neben den Kosten für die Leiterseile und deren Montage auch die Anpassung bzw. Neuerrichtung der Masten. Diese Konzepte gehen bereits über die heute üblichen Ansätze zur Netzverstärkung hinaus. Im städtischen Bereich sind die Maßnahmen des Ersatzneubaus jedoch aus genehmigungsrechtlicher Sicht häufig nicht umsetzbar. Daher werden in diesen Versorgungsgebieten in vielen Fällen technische Alternativen zum Ersatzneubau genutzt.

Eine weitere Alternative zur Netzverstärkung ist der Einsatz von Kabeltrassen. Dabei ist allerdings zu berücksichtigen, dass der parallele Betrieb von Kabel- und Freileitungstrassen auf Grund der geringeren Leitungsimpedanz der Kabeltrassen stets zu einer ungleichen Betriebsmittelbelastung führt. Damit ist die Belastung der Kabeltrassen meist erheblich höher als die der Freileitungstrassen. Eine Auflösung dieser ungleichen Betriebsmittelbelastung kann eine weiterführende Anpassung der Netztopologie erfordern.

Weiterhin sind auch neue 380-kV-Netzverknüpfungspunkte für die Entlastung des 110-kV-Netzes zu berücksichtigen, sofern diese bereits in der Zielnetzplanung vorgesehen sind. Diese Netzverknüpfungspunkte stellen eine niederohmige Verbindung zum vorhandenen Übertragungsnetz dar, wodurch folglich die Belastungssituation des 110-kV-Netzes verändert wird und daher zusätzliche Ausbaumaßnahmen erforderlich werden können.

Neue Freileitungstrassen werden für die HS-Ebene nicht berücksichtigt, da davon ausgegangen wird, dass bei neuen Trassen zukünftig nur Kabel genehmigungsfähig sind.

10.2.3 Betriebsfälle für die Netzplanung

Die Planung elektrischer Versorgungsnetze muss für eine Vielzahl an Einspeise- und Lastszenarien eine hohe Versorgungszuverlässigkeit und Versorgungsqualität gewährleisten. Aus diesem Grund werden die Netze für extreme Belastungssituationen dimensioniert. Für die auslegungsrelevanten Starklast- und Rückspeisefälle werden die in Tabelle 10.3 aufgeführten Skalierungsfaktoren angesetzt, die sich auf die installierten Leistungen der dezentrale Erzeuger beziehen.

Tabelle 10.3

Skalierungsfaktoren in der HS-Ebene für Einspeisung und Last mit Bezug auf die installierte Leistung

| Last / Erzeuger | Starklastfall | Rückspeisefall |
|-----------------|---------------|----------------|
| Last | 100 % | 35 % |
| WEA | 0 % | 100 % |
| PVA | 0 % | 85 % |
| BMA | 0 % | 80 % |
| KWKA | 0 % | 80 % |

Als Starklastfall wird üblicherweise ein reiner Lastfall ohne dezentrale Einspeisung angesetzt. Im Rückspeisefall wird auf Grund von Durchmischungseffekten und den möglicherweise vorhandenen Industriekunden eine Last in Höhe von 35 % des Spitzenlastwertes angenommen. Die Einspeisung dezentrale Erzeuger entspricht in diesem Rückspeisefall der skalierten installierten Leistung.

10.3 Kosten der Netzverstärkung

Die zur Netzverstärkung eingesetzten Betriebsmittel werden entsprechend Abbildung 10.5 der NS-, MS- und HS-Ebene zugeordnet. Mit dieser Zuordnung werden nachfolgend die in den unterschiedlichen Spannungsebenen zur Netzverstärkung erforderlichen Investitionsvolumina bestimmt.

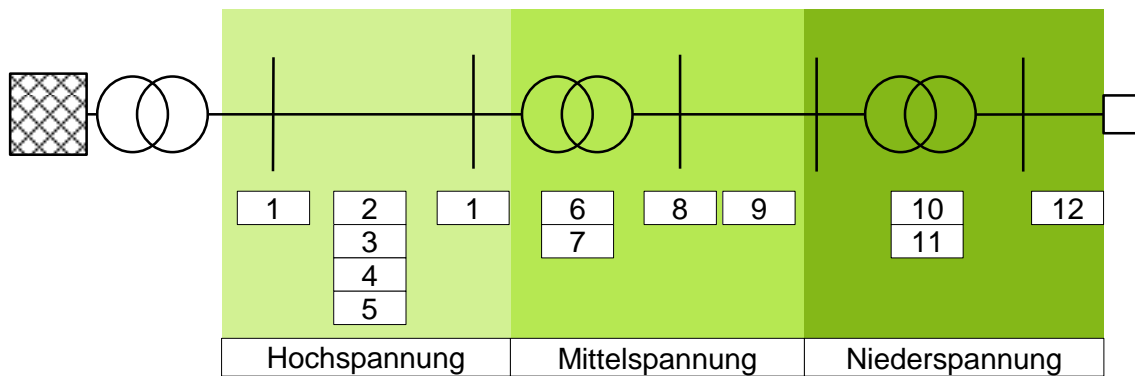


Abbildung 10.5 Zuordnung von Betriebsmitteln zu Spannungsebenen

Die wirtschaftliche Bewertung von Netzverstärkungsmaßnahmen nach Tabelle 10.4 berücksichtigt neben den Investitionskosten weitere Ausgaben, die im Rahmen der Kostenrechnung als Gemeinkosten (z.B. Planungskosten) angesetzt werden.

Es wird davon ausgegangen, dass die inflationsbereinigten Preise im Betrachtungszeitraum keinen signifikanten Änderungen unterliegen. Die erforderliche Sekundärtechnik wird in den Einzelpositionen pauschal berücksichtigt.

In der HS-Ebene beziehen sich die für Kabel und Freileitungen angegebenen Kostenpositionen auf die Trassenlänge. Bei der Erweiterung einer Freileitung wird die Beseilung einer einfach belegten Doppelleitungstrasse um einen zweiten Stromkreis erweitert. Beim Freileitungs-Ersatzneubau wird eine vorhandene Freileitung auf gleicher Trasse durch eine Freileitung mit größerem Leiterquerschnitt ersetzt. Dabei sind die Demontage des alten Systems, die Errichtung eines Provisoriums und die Errichtung des neuen Doppelsystems in der Kostenposition berücksichtigt.

Tabelle 10.4 Monetäre Bewertung von Netzverstärkungsmaßnahmen

| | Nr. | Betriebsmittel | Beschreibung | Städtisch | Halbstädtisch | Ländlich |
|----------|-----|--|---|--------------------|------------------|------------------|
| HS-Ebene | 1 | Abgangsfeld | Sammelschiene (anteilig), Kupplungsfeld, Leitungsfeld, Sekundärtechnik, Grund und Boden | 1.000 Tsd. € | 700 Tsd. € | 700 Tsd. € |
| | 2 | Kabel | Kabel, Erdarbeiten, Erdschlusskompensation | 1.300 Tsd. €/km | 800 Tsd. €/km | 800 Tsd. €/km |
| | 3 | Freileitung-Erweiterung | Leitung | 60 Tsd. €/km | 60 Tsd. €/km | 60 Tsd. €/km |
| | 4 | Freileitung-Ersatzneubau (Einerbündel) | Leitung, Provisorium, Erdschlusskompensation | 400 Tsd. €/km | 400 Tsd. €/km | 400 Tsd. €/km |
| | 5 | Freileitung-Ersatzneubau (Zweierbündel) | Leitung, Provisorium, Erdschlusskompensation | 520 Tsd. €/km | 520 Tsd. €/km | 520 Tsd. €/km |
| MS-Ebene | 6 | Umspannwerk | Transformatoren, Transformatorfelder, Sekundärtechnik, Gebäude, Grund und Boden | 3.500 Tsd. € | 2.500 Tsd. € | 2.500 Tsd. € |
| | 7 | Transformator-tausch / Zusatztransformator | Transformator, Fundament, Transformatorfeld, Sekundärtechnik, Grund und Boden | 1.200 Tsd. € | 1.000 Tsd. € | 1.000 Tsd. € |
| | 8 | Abgangsfeld | Sammelschiene (anteilig), Kupplungsfeld, Leitungsfeld, Sekundärtechnik, Grund und Boden | 100 Tsd. € | 70 Tsd. € | 70 Tsd. € |
| | 9 | Kabel | Kabel, Erdarbeiten, Grund und Boden, Erdschlusskompensation | 140 Tsd. €/km | 80 Tsd. €/km | 80 Tsd. €/km |
| NS-Ebene | 10 | Ortsnetzstation | Transformator, MS-Schaltanlage, NS-Verteilung, Sekundärtechnik, Gebäude | 40 Tsd. € | 30 Tsd. € | 30 Tsd. € |
| | 11 | Transformator-tausch | Transformator, Sekundärtechnik | 10 Tsd. € | 10 Tsd. € | 10 Tsd. € |
| | 12 | Kabel | Kabel, Erdarbeiten | 100 Tsd. €/km | 60 Tsd. €/km | 60 Tsd. €/km |

11 Bestimmung des Netzausbaubedarfs

Im Folgenden wird der methodische Ansatz zur Bestimmung des Netzverstärkungsbedarfs vorgestellt. Dabei werden deutschlandweite Szenarien für den Zubau dezentraler Erzeuger regionalisiert. Ausgehend von den regionalen Zubau-Szenarien werden dezentrale Erzeuger in den Netzen der NS-, MS- und HS-Ebene integriert und der Netzverstärkungsbedarf für städtische, halbstädtische und ländliche Gebiete ausgewiesen.

11.1 Zubau von dezentralen Erzeugern in Deutschland

Der Zubau von Windkraft- und Photovoltaikanlagen stellt den wesentlichen Treiber für Netzverstärkungsmaßnahmen in den deutschen Verteilnetzen dar. Im Rahmen dieser Studie werden in Übereinstimmung mit [17] die Prognosen des Szenario NEP B 2012 nach [20] genutzt. In Tabelle 11.1 sind die für Deutschland prognostizierten installierten Leistungen im Bereich der Windkraftanlagen und Photovoltaikanlagen aufgeführt.

Tabelle 11.1

Installierte Leistung entsprechend Szenario NEP B 2012 [20]

| Angaben in GW | 2015 | 2020 | 2030 |
|---------------------|------|------|------|
| Windenergie Onshore | 35,6 | 44,1 | 61,1 |
| Photovoltaik | 38,4 | 48,0 | 62,8 |

Das Szenario beschreibt eine konstante Lastsituation, da Effizienzsteigerungen durch neue elektrische Anwendungen wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge kompensiert werden. [20]

11.2 Regionalisierung des Zubaus dezentraler Erzeuger

Im Folgenden wird der bundesweite Zubau von Windkraft- und Photovoltaikanlagen nach [17] auf Gemeindeebene heruntergebrochen, um regionale Spezifika abbilden zu können. Die Ergebnisse der Regionalisierung sind in Abbildung 11.1 dargestellt.

Die bundesweiten Szenarien für den Zubau von Windkraft- und Photovoltaikanlagen werden zunächst auf Bundesebene umgelegt. Dabei werden die ausgewiesenen politischen Ziele der Bundesländer als Verteilschlüssel genutzt. Eine direkte Verwendung der von den Bundesländern für den Zubau von Windkraft- und Photovoltaikanlagen ausgewiesenen politischen Ziele ist nicht zielführend, da die Summation der von den Bundesländern angegebenen Leistungen die im Szenario NEP B 2012 ausgewiesenen Leistungen erheblich überschreiten würde.

Im Bereich der Windkraftanlagen wird der für die einzelnen Bundesländer bestimmte Zubau über den Verteilschlüssel der landwirtschaftlichen Fläche den einzelnen Gemeinden zugewiesen. Diesem Vorgehen liegt die Annahme zugrunde, dass Windkraftanlagen ausschließlich auf landwirtschaftlich nutzbaren Flächen errichtet werden können. Dabei werden Moore als nicht nutzbare Flächen angesehen. Da Schutzflächen separat ausgewiesen werden, können Heideflächen als potentielle Flächen zur Nutzung von Windenergie betrachtet werden. Durch diese Schlüsselung wird Gemeinden mit großen landwirtschaftlich nutzbaren Flächen ein höherer Anteil der Windenergieprognose zugeteilt.

Im Bereich der Photovoltaikanlagen wird der für die einzelnen Bundesländer bestimmte Zubau ebenfalls über den in [17] eingeführten Verteilschlüssel den einzelnen Gemeinden zugewiesen. Der angewandte Verteilschlüssel berücksichtigt sowohl Gebäude- und Freiflächen als auch die Einwohnerdichte. Dieser Ansatz stellt sicher, dass insbesondere in städtischen Bereichen die Potentiale für den Zubau von Photovoltaikanlagen nicht überschätzt werden, da hier konkurrierende Flächennutzungen das Potential für den Zubau von Photovoltaikanlagen begrenzen.

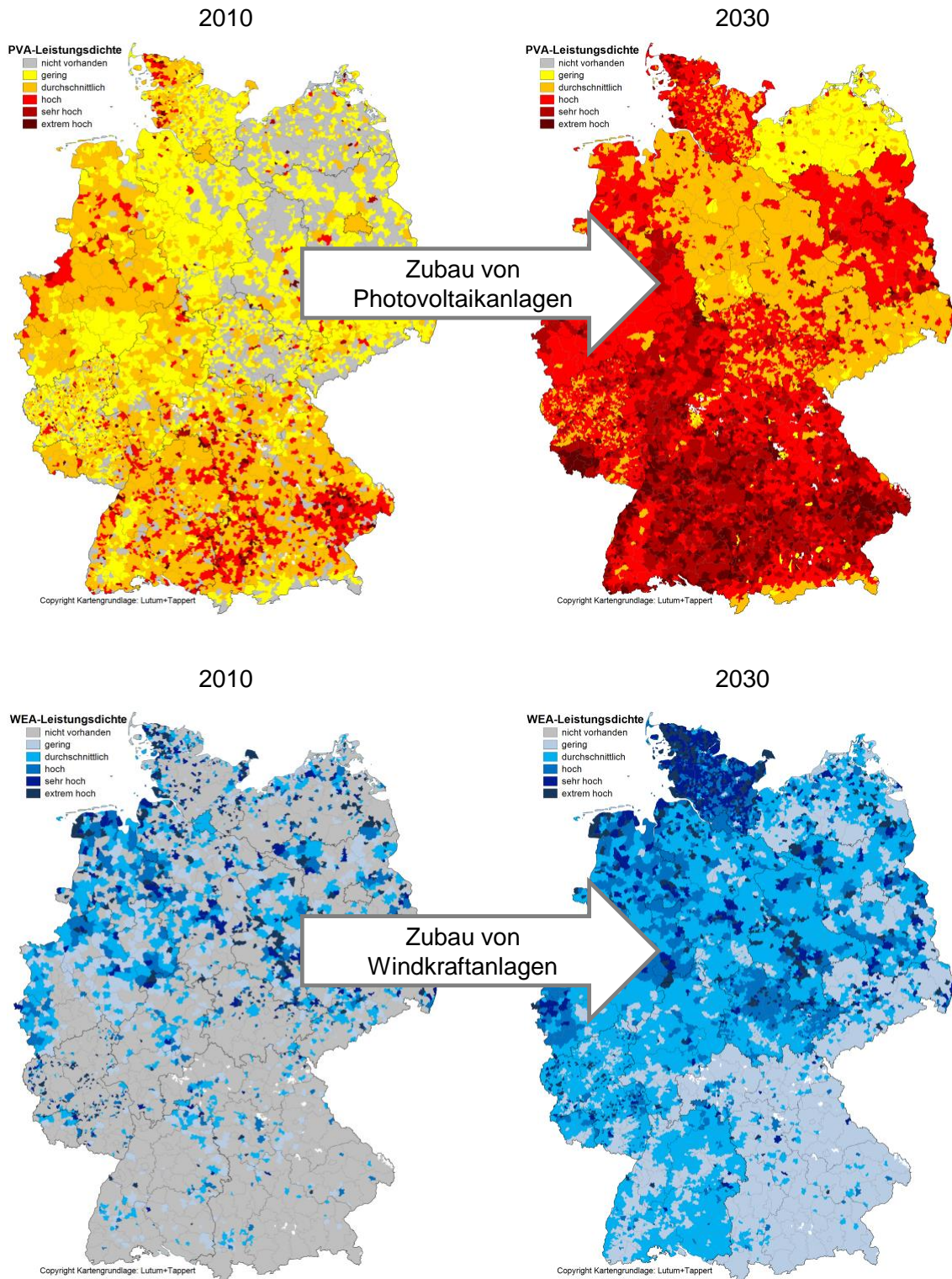


Abbildung 11.1 Leistungsdichteverteilung für Photovoltaik- und Windkraftanlagen in Deutschland für das Szenario NEP B 2012

Die Verteilung der installierten Leistung des Anlagenbestands und des Zubaus für Photovoltaik- und Windkraftanlagen ist nach Netzgebietsklassen in Tabelle 11.2 aufgeführt.

Tabelle 11.2 Verteilung der installierte Leistung für Photovoltaik- und Windkraftanlagen nach Netzgebietsklassen

| | Verteilung Bestand | | Verteilung Zubau | |
|---------------|--------------------|-----------|------------------|-----------|
| | Photovoltaik | Windkraft | Photovoltaik | Windkraft |
| Ländlich | 58,5 % | 75,3 % | 58,3 % | 70,4 % |
| Halbstädtisch | 35,4 % | 21,4 % | 34,9 % | 26,2 % |
| Städtisch | 6,1 % | 3,3 % | 6,8 % | 3,4 % |

Der Großteil der installierten Leistung der Bestandsanlagen ist im ländlichen Bereich verortet. Die im städtischen Bereich installierte Leistung dezentraler Erzeuger weist dagegen nur einen geringen Anteil auf. Diese Verteilung wird durch die gewählte Regionalisierung fortgeschrieben.

Die installierte Leistung pro Einwohner ist für Photovoltaik- und Windkraftanlagen nach Netzgebietsklassen in Tabelle 11.3 für den Bestand im Jahr 2010 und den prognostizierten Bestand im Jahr 2030 aufgeführt.

Tabelle 11.3 Installierte Leistung pro Einwohner für Photovoltaik- und Windkraftanlagen nach Netzgebietsklassen

| | Installierte Leistung 2010 [kW/Einwohner] | | Installierte Leistung 2030 [kW/Einwohner] | |
|---------------|--|-----------|--|-----------|
| | Photovoltaik | Windkraft | Photovoltaik | Windkraft |
| Ländlich | 0,54 | 1,09 | 1,94 | 2,43 |
| Halbstädtisch | 0,18 | 0,17 | 0,66 | 0,38 |
| Städtisch | 0,04 | 0,03 | 0,13 | 0,07 |

Bis zum Jahr 2030 wird in allen Netzgebietsklassen die installierte Leistung der Photovoltaikanlagen pro Einwohner mehr als verdreifacht und die installierte Leistung der Windkraftanlagen pro Einwohner mehr als verdoppelt. Dabei werden durch den Zubau von Photovoltaikanlagen insbesondere im ländlichen Bereich mit installierten Leistungen von annähernd 2 kW pro Einwohner netzdimensionierungsrelevante Größenordnungen erreicht [21]. Durch den Zubau von Windkraftanlagen wird mit einer installierten Leistung

von mehr als 2 kW pro Einwohner ebenfalls die netzdimensionierungsrelevante Größenordnung erreicht. Aus der Summation der installierten Leistungen der Photovoltaik- und Windkraftanlagen werden pro Einwohner mehr als 4 kW erreicht, wodurch erhebliche Auswirkungen auf den Netzbetrieb zu erwarten sind.

11.3 Diskretisierung des Zubaus von dezentralen Erzeugern

Um den gemeindescharf regionalisierten Zubau dezentraler Erzeuger in den Netzberechnungen abbilden zu können, muss dieser in entsprechende Anlagengrößen diskretisiert werden. Dazu werden die gemeindescharfen Prognosen unter Berücksichtigung einer vom Versorgungsgebiet abhängigen Aufteilung auf die Spannungsebenen den Stationen der jeweiligen Spannungsebene zugewiesen.

In der NS-Ebene wird die gemeindescharfe Prognose über das Verhältnis der Transformator-Nennleistung einer Ortsnetzstation zur summierten Nennleistung aller Transformatoren einer Gemeinde auf eine einzelne Ortsnetzstation heruntergebrochen. Die so für eine einzelne Ortsnetzstation ermittelte Zubauleistung wird diskretisiert und im Netzgebiet dieser Station integriert.

In der MS-Ebene wird nach städtischen und ländlichen Versorgungsgebieten differenziert. In ländlich geprägten Versorgungsgebieten werden durch ein HS/MS-Umspannwerk mehrere Gemeinden versorgt. In diesem Fall werden die Prognosen für den Zubau dezentraler Erzeuger der versorgten Gemeinden auf das HS/MS-Umspannwerk aggregiert. Bei städtischen Versorgungsgebieten versorgt ein HS/MS-Umspannwerk nur einen Teil einer Gemeinde. In diesem Fall wird die Gemeindeprognose über den Verteilschlüssel der Nennleistungen der HS/MS-Transformatoren auf die einzelnen HS/MS-Umspannwerke verteilt. Dabei wird jedem Umspannwerk ein Anteil der Gemeindeprognose zugewiesen, der über das Verhältnis der HS/MS-Transformator-Nennleistung des jeweiligen Umspannwerks zur summierten HS/MS-Transformator-Nennleistung der Gemeinde bestimmt wird. Die so für ein HS/MS-Umspannwerk ermittelte Zubauleistung wird diskretisiert und im Netzgebiet des HS/MS-Umspannwerks integriert.

In der HS-Ebene erfolgt die Zuteilung der prognostizierten Leistungen durch die Zuordnung der versorgten Gemeinden zu den

entsprechenden 110-kV-Netzknoten. Die für einen Netzbereich ermittelte Zubauleistung wird diskretisiert und im Netz integriert. Die im Rahmen dieser Studie angenommenen diskreten Anlagenleistungen der dezentralen Erzeuger sind nach Spannungsebenen differenziert in Tabelle 11.4 aufgeführt.

Tabelle 11.4

Anschlussleistung von Erzeugern nach Spannungsebene

| | WEA | PVA | BMA |
|-------|-------|-------------|--------|
| NS | --- | 5 kW, 30 kW | 50 kW |
| NS/MS | --- | 100 kW | --- |
| MS | 3 MW | 500 kW | 500 kW |
| MS/HS | 15 MW | --- | --- |
| HS | 30 MW | --- | --- |

Die für Windkraftanlagen gewählte Diskretisierung bildet den Anschluss von Einzelanlagen in der MS-Ebene, den mittelspannungsseitigen Direktanschluss von Anlagengruppen im HS/MS-Umspannwerk und den Netzanschluss von größeren Windparks in der HS-Ebene ab. Für Photovoltaikanlagen werden in der NS-Ebene zwei diskrete Anlagengrößen angenommen, um sowohl den Zubau typischer Kleinanlagen als auch die Errichtung größerer Anlagen im ländlichen Bereich oder auf öffentlichen Gebäuden abbilden zu können.

11.4 Methoden zur Netzberechnung

Zur Netzberechnung wird in der NS- und MS-Ebene die Grenzkurvenanalyse angewandt. Zur Bewertung der HS-Ebene wird eine Detailanalyse durchgeführt.

11.4.1 Grenzkurvenanalyse

Die Grenzkurvenanalyse ermöglicht die Bewertung großer Netzbereiche und ist bereits in [22], [23], [24] eingeführt und in [17] angewandt worden.

Dazu werden reale Netztopologien zur Netzbewertung in vereinfachte Strukturen überführt, die durch folgenden Parametersatz beschrieben werden:

- Leitungslänge des Hauptstrangs
- dominierender Kabel- und Freileitungstyp
- Leistung und Verteilung der Lasten
- Leistung und Verteilung der dezentralen Erzeuger

Bei der Grenzkurvenanalyse werden Stränge mit identischer Netzstruktur, identischen Kabel- bzw. Freileitungstypen und identischem Verkabelungsgrad zu einem sogenannten Netzkonzept zusammengefasst. Stränge desselben Netzkonzepts können in einem Grenzkurvendiagramm dargestellt und bewertet werden.

Das Grenzkurvendiagramm beschreibt die mit einem Netzkonzept maximal übertragbare Wirkleistung in Abhängigkeit der Leitungslänge. In Abbildung 11.2 sind exemplarische Grenzkurvenverläufe für den Starklast- und den Rückspeisefall eines Netzkonzeptes dargestellt.

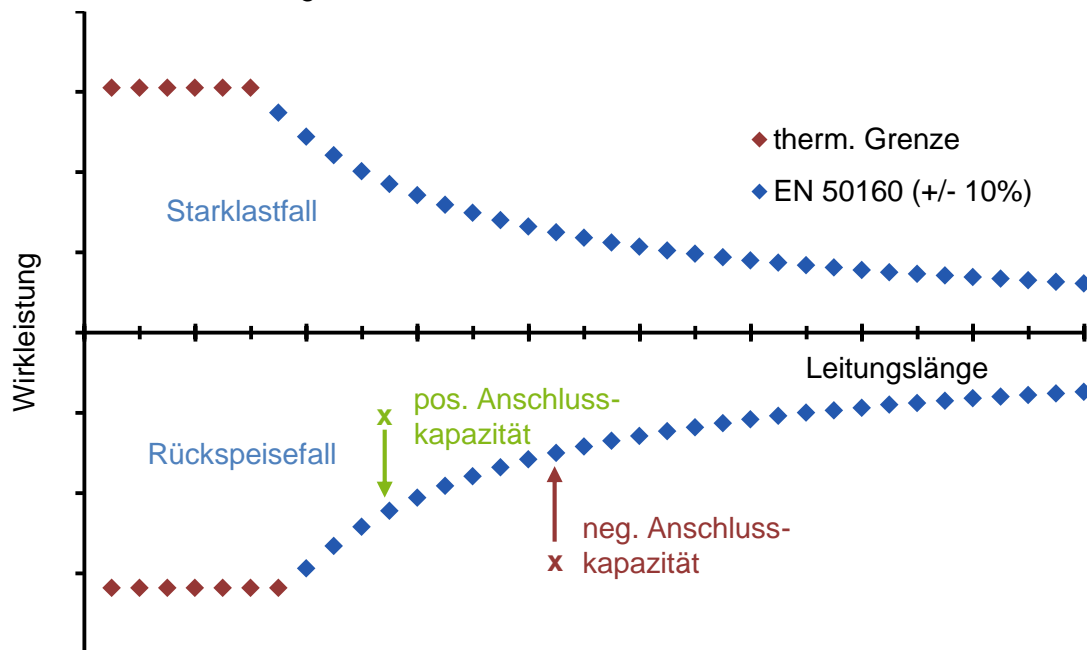


Abbildung 11.2 Schematische Darstellung von Grenzkurvenverläufen

Die Grenzkurven für den Starklast- und den Rückspeisefall weisen für kurze Leitungslängen einen horizontalen Verlauf auf. In diesem Bereich wird die Übertragungskapazität durch die maximale Betriebsmittelbelastung begrenzt. Die Grenzen des Spannungsbandes werden hingegen nicht erreicht. Für größere Leitungslängen weisen die Grenzkurven einen nicht linear ansteigenden bzw. ab-

fallenden Verlauf auf. In diesem Bereich wird die übertragbare Wirkleistung durch die Grenzen des Spannungsbandes begrenzt. Die maximal zulässige Betriebsmittelbelastung wird nicht erreicht. Grenzkurven können mit einem numerischen oder analytischen Verfahren nach [24] bestimmt werden.

Zur Bewertung der verfügbaren Anschlusskapazität für dezentrale Erzeuger können Wertepaare aus der Leitungslänge und der Leistung im Rückspeisefall im Grenzkurvendiagramm eingetragen werden. In Abbildung 11.2 ist dies exemplarisch für zwei Stränge dargestellt. Betriebszustände innerhalb der Grenzkurven erfüllen sämtliche technische Nebenbedingungen, sodass in diesen Fällen die Netzanschlusskapazität für dezentrale Erzeuger positiv ist. Betriebszustände außerhalb der Grenzkurven weisen für dezentrale Erzeuger eine negative Netzanschlusskapazität auf.

Zur Bewertung von Zubau-Szenarien für dezentrale Erzeuger werden die Wertepaare aus Leitungslänge und der Leistung im Rückspeisefall mit den entsprechenden Prognosen für dezentrale Erzeuger beaufschlagt und anhand des Abstandes zur Grenzkurve bewertet. Weist ein Strang eine negative Netzanschlusskapazität für dezentrale Erzeuger auf, sind Netzverstärkungsmaßnahmen erforderlich.

11.4.2 Detailanalyse

Bei der Detailanalyse wird der Zubau von dezentralen Erzeugern mit Hilfe der komplexen Lastflussrechnung bewertet. Dabei erfolgt der Zubau von Windkraft- und Photovoltaikanlagen schrittweise für die Stützjahre 2015, 2020 und 2030. Sofern ein Auslöser für Netzverstärkungsmaßnahmen auftritt, werden die erforderlichen Maßnahmen zur Netzverstärkung durchgeführt. Somit erfolgt der Netzausbau ereignisorientiert.

Neben der Modellierung der HS-Ebene ist auch eine Modellierung des übergeordneten Übertragungsnetzes erforderlich, da die Leistungstransfers des Übertragungsnetzes Auswirkungen auf die Leistungsflüsse innerhalb der HS-Ebene des Verteilnetzes haben. Das übergeordnete Übertragungsnetz wird in den Modellen entsprechend abgebildet.

11.4.3 Umfang der Netzdaten

Die Datengrundlage der Netzberechnungen zur Bestimmung des Netzausbaubedarfs ist für die einzelnen Spannungsebenen in Tabelle 11.5 dargestellt.

Tabelle 11.5

Datengrundlage der Netzanalysen nach Spannungsebene

| Netz-Ebene | Kennzahl | |
|------------|---------------------------|--------|
| NS | Anzahl Netzbetreiber | 13 |
| | Anzahl ONS [Stk.] | 826 |
| | MS/NS-Trafoleistung [MVA] | 190 |
| | Leitungslänge [km] | 1.500 |
| | Anzahl Gemeinden [Stk.] | 190 |
| MS | Anzahl Netzbetreiber | 13 |
| | Anzahl HS/MS-UW [Stk.] | 170 |
| | HS/MS-Trafoleistung [MVA] | 10.248 |
| | Leitungslänge [km] | 14.000 |
| HS | Anzahl Gemeinden [Stk.] | 1.490 |
| | Leitungslänge [km] | 1.900 |
| | Anzahl Netzgruppen [Stk.] | 3 |
| | Anzahl Gemeinden [Stk.] | 646 |

Diese Studie basiert auf einer breiten Datenbasis, die die Abbildung der Spezifika der einzelnen Netzgebietsklassen ermöglicht.

11.5 Auswertung nach Netzgebietsklassen

Die Auswertung des ermittelten Netzverstärkungsbedarfs erfolgt auf Basis von den drei Netzgebietsklassen Städtisch, Halbstädtisch und Ländlich. Die gewählten Netzgebietsklassen entsprechen der EU-Stadt-Land-Gliederung und sind nach [25] definiert.

Gemeinden mit einer Bevölkerungsdichte von mehr als 500 Einwohnern pro km² und mindestens 50.000 Einwohner werden als städtisch definiert. Gemeinden mit einer Bevölkerungsdichte von 100 bis 500 Einwohnern pro km² und mindestens 50.000 Einwohner werden als halbstädtisch betrachtet. Gemeinden mit einer Bevölkerungsdichte von weniger als 100 Einwohnern pro km² werden

dem ländlichen Bereich zugeordnet. Die Einwohnerzahlen von unmittelbar benachbarten Gemeinden, die dasselbe Einwohnerdichtekriterium erfüllen, werden zusammengefasst.

In Tabelle 11.6 sind die strukturellen Kennzahlen der verwendeten Netzgebietsklassen aufgeführt.

Tabelle 11.6 Kennzahlen der verwendeten Netzgebietsklassen

| | Gemeinden | Fläche | Einwohner | Einwohnerdichte |
|---------------|-----------|-------------------------|------------|-------------------------|
| Ländlich | 8.614 | 236.843 km ² | 18.900.626 | 80 / km ² |
| Halbstädtisch | 2.655 | 99.943 km ² | 33.942.890 | 340 / km ² |
| Städtisch | 125 | 17.795 km ² | 28.731.575 | 1.615 / km ² |

Der Großteil der deutschen Gemeinden und der Großteil der Fläche Deutschlands kann dem ländlichen Bereich zugeordnet werden. Dagegen sind die Einwohner Deutschlands vergleichsweise gleichmäßig auf die Netzgebietsklassen verteilt. Dies hat zur Folge, dass die Einwohnerdichte vom ländlichen über den halbstädtischen zum städtischen Bereich deutlich steigt.

Die in den untersuchten Netzen ermittelten Netzverstärkungsbedarfe können über die Gemeindezugehörigkeit der Netzbereiche den entsprechenden Netzgebietsklassen zugeordnet werden. Somit sind netzgebietsklassenscharfe Auswertung mit Bezug auf die versorgte Fläche oder die versorgten Einwohner möglich.

12 Netzdienlichkeit

Im Folgenden wird auf Basis von Szenarien untersucht inwieweit durch die netzdienliche Lastverschiebung und Leistungssteuerung von dezentralen Erzeugern die zur Netzverstärkung erforderlichen Investitionen reduziert werden können. Dabei werden die in Kapitel 9 entwickelten Ansätze unter Berücksichtigung der in Kapitel 10 beschriebenen Planungsgrundsätze auf die Szenarien für den Zubau dezentraler Erzeuger gemäß Kapitel 11 angewandt.

Bei der Bewertung der Leistungssteuerung dezentraler Erzeuger wird zunächst die grundsätzliche netzdienliche Wirkung der Abregelung von dezentralen Erzeugern untersucht. Dabei werden bereits heute vorhandene bidirektionale Kommunikationseinrichtungen und zukünftig durch iMSys vorhandene bidirektionale Kommunikationsmöglichkeiten zur Steuerung dezentraler Erzeuger genutzt. In einem weiteren Schritt wird die erzielbare netzdienliche Wirkung der Abregelung dezentraler Erzeuger verursachergerecht den mit der bisherigen Technik vorhandenen Kommunikationseinrichtungen und den zukünftig durch iMSys vorhandenen bidirektionalen Kommunikationsmöglichkeiten zugeordnet.

12.1 Szenarien für Rollout von iMSys

Für den Rollout von iMSys werden die Szenarien „Gesetzlicher Rahmen“ und „Rollout Plus“ unterschieden. Die wesentlichen Ansätze zur Betrachtung des netzdienlichen Potentials sind für beide Szenarien in Tabelle 12.1 zusammengefasst.

Sowohl im Szenario Gesetzlicher Rahmen als auch im Szenario Rollout Plus kann die Lastverschiebung in netzdienlicher Weise genutzt werden. Der netzdienliche Einsatz des Einspeisemanagements ist dagegen nur im Szenario Rollout Plus möglich, da dieses im Szenario Gesetzlicher Rahmen nicht als dauerhafte Lösung zur Vermeidung von Netzausbau verstanden wird.

Tabelle 12.1 Netzdienliches Potential des Einspeisemanagements und der Lastverschiebung nach Szenario

| Szenario | Einspeisemanagement | Lastverschiebung |
|---------------------|--|--|
| Gesetzlicher Rahmen | Keine Netzdienlichkeit | |
| | Messinfrastruktur ermöglicht kein Einspeisemanagement Einspeisemanagement entsprechend § 6 EEG ist i.V.m. § 11 EEG nur eine temporäre Lösung und verhindert keinen Netzausbau gemäß § 9 EEG | Netzdienlichkeit möglich Lastverschiebung ist bei einem Teil der Verbraucher mittels kommunikativer Möglichkeiten von iMSys möglich |
| Rollout Plus | Netzdienlichkeit möglich | |
| | Beteiligung aller dezentralen Erzeuger am Einspeisemanagement durch bisherige Technik und kommunikative Möglichkeiten von iMSys Einspeisemanagement wird als dauerhafte Lösung zur Vermeidung von Netzausbau verstanden | Netzdienlichkeit möglich Lastverschiebung ist bei einem Teil der Verbraucher mittels kommunikativer Möglichkeiten von iMSys möglich |

Im Folgenden werden die für die Szenarien gewählten Ansätze näher beschrieben und die getroffenen Festlegungen begründet.

12.1.1 Szenario Gesetzlicher Rahmen

Der Rollout von netzdienlichen iMSys auf Verbrauchsseite ist für das Szenario Gesetzlicher Rahmen in Abbildung 12.1 dargestellt. Bis zum Jahr 2030 beträgt die Anzahl der steuerbaren Verbraucher bundesweit ca. 12.452.000. Davon entfallen ca. 8.581.000 auf den Bereich der Haushaltsverbraucher und ca. 3.871.000 auf den Bereich der gewerblichen Verbraucher. Damit sind bis zum Jahr 2030 100 % des gewerblichen Potentials zur Lastverschiebung erschlossen. Im Haushaltsbereich sind 21 % der Verbraucher mit einem iMSys ausgestattet und somit potentiell steuerbar. Die Anteile der in den Bereichen Haushalte und Gewerbe steuerbaren Verbraucher sind in den Netzgebietsklassen Städtisch, Halbstädtisch und Ländlich identisch.

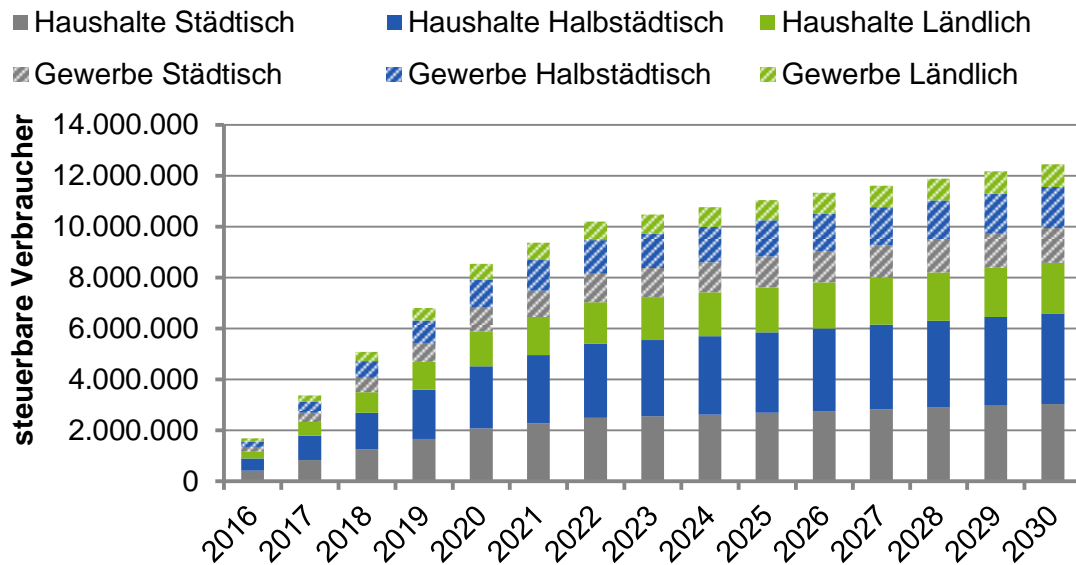


Abbildung 12.1 Anzahl steuerbarer Verbraucher durch Rollout von netzdienlichen iMSys im Szenario Gesetzlicher Rahmen

Im Szenario Gesetzlicher Rahmen wird durch iMSys und auch andere Steuerungsmöglichkeiten auf Erzeugerseite keine Netzdienlichkeit gehoben, da das Einspeisemanagement entsprechend § 6 EEG nur eine temporäre Lösung gemäß § 11 EEG darstellt. In diesem Szenario verhindert das Einspeisemanagement keinen Netzausbau gemäß § 9 EEG.

12.1.2 Szenario Rollout Plus

Der Rollout von netzdienlichen iMSys im Szenario Rollout Plus auf Verbrauchsseite ist in Abbildung 12.2 dargestellt. Die absolute Anzahl der bundesweit ausgebrachten iMSys und die Verteilung auf den gewerblichen Bereich und den Haushaltsbereich sowie die Verteilung auf die Netzgebietsklassen entsprechen dem Szenario Gesetzlicher Rahmen.

Im Szenario Rollout Plus kann durch iMSys und auch andere Steuerungsmöglichkeiten auf Erzeugerseite eine netzdienliche Wirkung erzielt werden, da das Einspeisemanagement als dauerhafte Lösung zur Vermeidung von Netzausbau verstanden wird. Diese Nutzung des Einspeisemanagements geht über den aktuell geltenden gesetzlichen Rahmen hinaus.

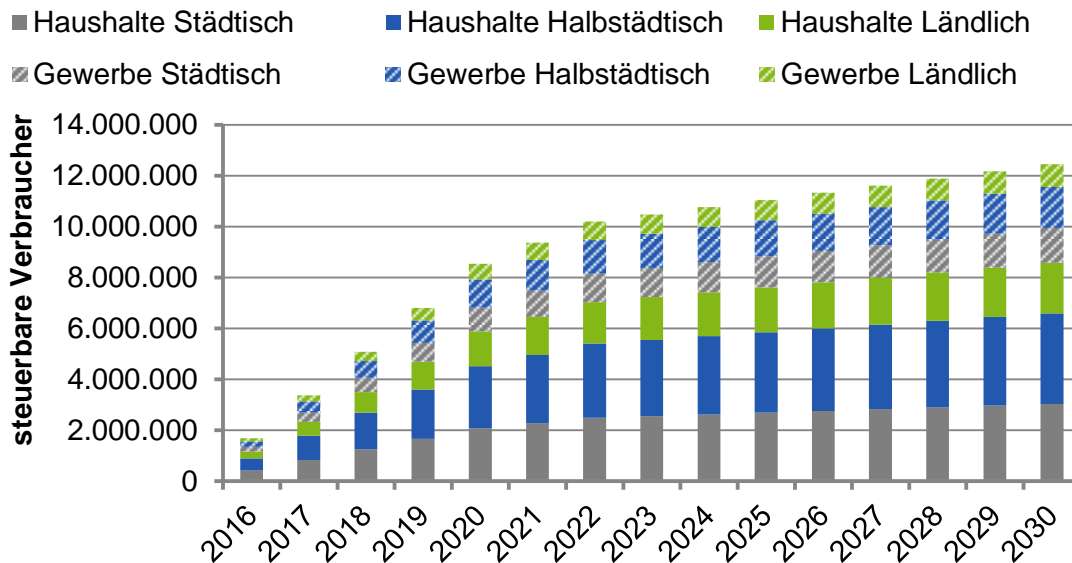


Abbildung 12.2 Anzahl steuerbarer Verbraucher durch Rollout von netzdienlichen iMSys im Szenario Rollout Plus

In Abbildung 12.3 ist der Rollout von netzdienlichen iMSys auf Erzeugerseite für das Szenario Rollout Plus dargestellt. Bis zum Jahr 2020 beträgt die Anzahl der steuerbaren dezentralen Erzeuger bundesweit ca. 1.314.000. Damit sind bis zum Jahr 2020 69 % der dezentralen Erzeuger mit einem iMSys ausgestattet und somit potentiell steuerbar.

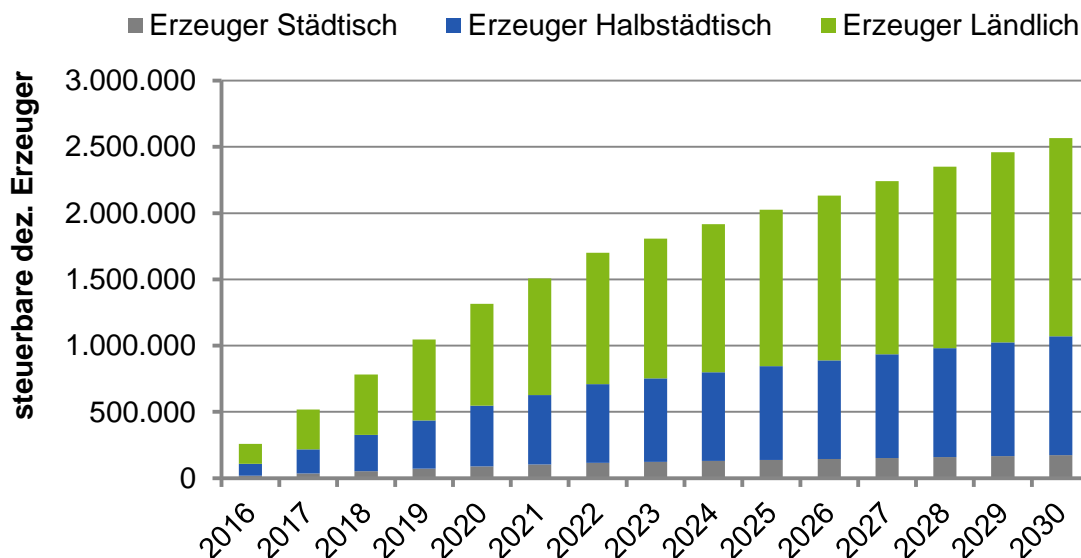


Abbildung 12.3 Anzahl steuerbarer dezentraler Erzeuger durch Rollout von netzdienlichen iMSys im Szenario Rollout Plus

Im Jahr 2030 wird durch bundesweit 2.568.000 iMSys die Steuerbarkeit bei 100 % der dezentralen Erzeuger erreicht. Die Anteile der steuerbaren dezentralen Erzeuger sind in den Netzgebietsklassen Städtisch, Halbstädtisch und Ländlich identisch.

Im Szenario Rollout Plus erfolgt die Ausstattung mit iMSys zunächst bei dezentralen Erzeugern hoher Nennleistung. Dezentrale Erzeuger mit geringerer Nennleistung werden entsprechend ihrer Nennleistung sukzessiv mit iMSys ausgestattet. Dieses Vorgehen ermöglicht mit den vorhandenen iMSys die größtmögliche steuerbare Leistung systematisch zu erschließen. In der praktischen Umsetzung des Rollouts von iMSys kann jedoch auch eine Priorisierung bestimmter Netzbereiche sinnvoll sein, um so gezielt kritische Betriebszustände durch Abregelung dezentraler Erzeuger frühzeitig zu reduzieren.

Durch den beschriebenen Rollout von iMSys werden bereits im Jahr 2020 69 % aller dezentralen Erzeuger mit einem iMSys ausgestattet. Die nennleistungsorientierte sukzessive Ausstattung der dezentralen Erzeuger ermöglicht es in der NS-Ebene mehr als 82 % der Leistung der dezentralen Erzeuger steuerbar zu machen. Dabei werden bereits im Jahr 2020 dezentrale Erzeuger mit einer Nennleistung von weniger als 10 kW mit iMSys ausgestattet.

12.1.3 Netzdienlichkeit nach Netzgebietsklassen

In Abbildung 12.4 ist für die Szenarien Gesetzlicher Rahmen und Rollout Plus der Einfluss der Abregelung dezentraler Erzeuger und der Lastverschiebung auf den Investitionsbedarf bis zum Jahr 2030 aufgeführt.

Der Zubau dezentraler Erzeuger erfordert bis zum Jahr 2030 in den deutschen Verteilnetzen erhebliche Netzverstärkungsmaßnahmen. Da ein Großteil des Zubaus an dezentralen Erzeugern im ländlichen Bereich erfolgt und die ländlichen Verteilnetze historisch bedingt für vergleichsweise geringe Lastflüsse ausgelegt sind, entfällt der Großteil des Netzverstärkungsbedarfs auf den ländlichen Bereich. Der Netzverstärkungsbedarf im halbstädtischen Bereich ist wesentlich geringer. Im städtischen Bereich ist kein nennenswerter Netzverstärkungsbedarf nachzuweisen.

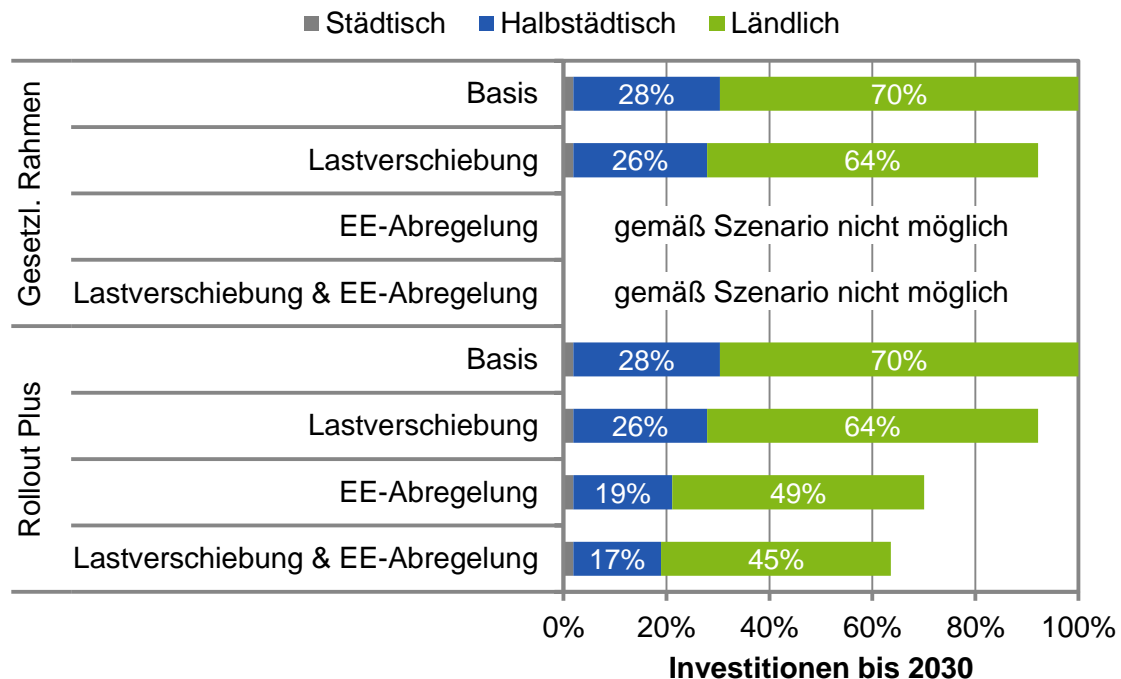


Abbildung 12.4 Einfluss der Abregelung dezentraler Erzeuger und Lastverschiebung auf Investitionsbedarf bis 2030

Durch die Abregelung dezentraler Erzeuger und die Lastverschiebung können die zur Netzverstärkung erforderlichen Investitionsvolumina grundsätzlich reduziert werden. Die Wirkung der Abregelung dezentraler Erzeuger auf die notwendigen Investitionen ist wesentlich stärker als die Wirkung der Lastverschiebung. So können die bis zum Jahr 2030 notwendigen Investitionen durch Lastverschiebung auf 92 % des ursprünglichen Investitionsvolumens reduziert werden. Durch die Abregelung dezentraler Erzeuger ist eine Reduktion der erforderlichen Investitionen auf 70 % möglich. Wird ergänzend zur Abregelung der dezentralen Erzeuger die Verschiebung von Lastbezugszeiten genutzt, sind 64 % des ursprünglichen Investitionsvolumens erforderlich.

12.1.4 Netzdienlichkeit pro Verbraucher

In Tabelle 12.2 sind die pro iMSys von 2016 bis 2030 bei Haushalten und Gewerbe erzielbaren Netzdienlichkeiten aufgeführt. Die ausgewiesene Netzdienlichkeit wird bei ausschließlicher Nutzung der Lastverschiebung erreicht.

Da im städtischen Bereich kein nennenswerter Netzverstärkungsbedarf besteht, kann hier durch iMSys keine netzdienliche Wirkung erzielt werden. Dagegen ist im halbstädtischen und ländlichen Bereich eine netzdienliche Wirkung nachweisbar.

Tabelle 12.2 Pro iMSys von 2016 bis 2030 bei Haushalten und Gewerbe erzielbare Netzdienlichkeit

| | Städtisch | Halbstädtisch | Ländlich |
|-----------|-----------|---------------|------------|
| Haushalte | 0,- Euro | 100,- Euro | 406,- Euro |
| Gewerbe | 0,- Euro | 234,- Euro | 871,- Euro |

Allerdings sind die vermeidbaren Investitionen vergleichsweise gering. So werden im gewerblichen Bereich von 2016 bis 2030 im günstigsten Fall unter 900,- Euro pro iMSys erzielt. Werden iMSys bei Haushalten genutzt, wird für den gesamten Betrachtungszeitraum im günstigsten Fall eine Netzdienlichkeit von etwa 400,- Euro erreicht. Die ausgewiesene Netzdienlichkeit folgt aus einer Mittelwertbildung innerhalb der Netzgebietsklassen. Die spezifische Netzdienlichkeit kann vom Mittelwert abweichen.

12.1.5 Netzdienlichkeit pro Einspeisepunkt

Zur Bewertung des netzdienlichen Potentials der Abregelung dezentraler Erzeuger werden die pro Einspeisepunkt vermiedenen Investitionen in Abhängigkeit der Nennleistung dargestellt. Dazu werden die Anlagenstammdaten der 2012 in Betrieb genommenen dezentralen Erzeuger der vier deutschen Transportnetzbetreiber für relevante Leistungsbereiche in Hinblick auf den Anteil der Anlagenanzahl und den Anteil der insgesamt installierten Leistung analysiert. Dabei werden für die MS- und HS-Ebene auch die dezentralen Erzeuger der unterlagerten Ebenen berücksichtigt. Die Analyseergebnisse der Anlagenstammdaten sind für die NS-Ebene in Tabelle 12.3, für die MS-Ebene in Tabelle 12.4 und die HS-Ebene in Tabelle 12.5 jeweils für die Netzgebietsklassen Städtisch, Halbstädtisch und Ländlich dargestellt.

Im städtischen Bereich entfällt im Vergleich zum halbstädtischen und ländlichen Bereich ein größerer Anteil der Anlagenanzahl und ein größerer Anteil der installierten Leistung auf den Leistungsbereich mit Nennleistungen von 0 bis 5 kW. Der ländliche Bereich weist dagegen bei Nennleistungen von 10 bis 30 kW höhere Anteile bei der Anzahl der dezentralen Erzeuger und der installierten Leistung auf.

Tabelle 12.3 Auswertung der Anlagenstammdaten für die NS-Ebene

| Leistungsbereich | Städtisch | | Halbstädtisch | | Ländlich | |
|------------------|-----------|----------|---------------|----------|----------|----------|
| | Anzahl | Leistung | Anzahl | Leistung | Anzahl | Leistung |
| 0 bis 5 kW | 37,7 % | 10,0 % | 22,3 % | 5,5 % | 14,8 % | 3,2 % |
| 5 bis 10 kW | 33,7 % | 18,6 % | 38,4 % | 19,6 % | 33,2 % | 15,1 % |
| 10 bis 30 kW | 21,0 % | 30,0 % | 30,8 % | 38,3 % | 42,0 % | 47,1 % |
| größer 30 kW | 7,6 % | 41,5 % | 8,5 % | 36,6 % | 10,0 % | 34,6 % |
| Summe | 100,0 % | 100,0 % | 100,0 % | 100,0 % | 100,0 % | 100,0 % |

Tabelle 12.4 Auswertung der Anlagenstammdaten für die MS-Ebene

| Leistungsbereich | Städtisch | | Halbstädtisch | | Ländlich | |
|--------------------|-----------|----------|---------------|----------|----------|----------|
| | Anzahl | Leistung | Anzahl | Leistung | Anzahl | Leistung |
| 0 bis 5 kW | 36,5 % | 4,1 % | 21,4 % | 2,3 % | 14,0 % | 1,3 % |
| 5 bis 10 kW | 32,7 % | 7,7 % | 37,1 % | 8,2 % | 31,6 % | 5,9 % |
| 10 bis 30 kW | 20,8 % | 12,7 % | 30,0 % | 16,3 % | 40,4 % | 18,6 % |
| 30 bis 100 kW | 6,8 % | 12,4 % | 8,3 % | 13,0 % | 10,0 % | 12,3 % |
| 100 bis 300 kW | 1,8 % | 10,3 % | 1,8 % | 9,5 % | 1,9 % | 8,6 % |
| 300 bis 500 kW | 0,5 % | 6,8 % | 0,5 % | 5,7 % | 0,6 % | 6,2 % |
| 500 bis 1.000 kW | 0,4 % | 10,1 % | 0,4 % | 9,1 % | 0,7 % | 11,4 % |
| 1.000 bis 5.000 kW | 0,5 % | 32,1 % | 0,5 % | 29,7 % | 0,7 % | 32,5 % |
| größer 5.000 kW | 0,0 % | 3,8 % | 0,0 % | 6,2 % | 0,0 % | 3,1 % |
| Summe | 100,0 % | 100,0 % | 100,0 % | 100,0 % | 100,0 % | 100,0 % |

Tabelle 12.5 Auswertung der Anlagenstammdaten für die HS-Ebene

| Leistungsbereich | Städtisch | | Halbstädtisch | | Ländlich | |
|----------------------|-----------|----------|---------------|----------|----------|----------|
| | Anzahl | Leistung | Anzahl | Leistung | Anzahl | Leistung |
| 0 bis 5 kW | 36,5% | 3,8% | 21,4% | 1,9% | 13,9% | 1,0% |
| 5 bis 10 kW | 32,6% | 7,0% | 37,0% | 6,9% | 31,5% | 4,5% |
| 10 bis 30 kW | 20,7% | 11,6% | 29,9% | 13,8% | 40,2% | 14,3% |
| 30 bis 100 kW | 6,8% | 11,4% | 8,2% | 11,0% | 10,0% | 9,4% |
| 100 bis 300 kW | 1,8% | 9,5% | 1,8% | 8,0% | 1,9% | 6,6% |
| 300 bis 500 kW | 0,5% | 6,4% | 0,5% | 4,9% | 0,6% | 5,0% |
| 500 bis 1.000 kW | 0,4% | 9,4% | 0,5% | 8,5% | 0,7% | 9,6% |
| 1.000 bis 5.000 kW | 0,6% | 35,2% | 0,7% | 36,9% | 1,1% | 42,6% |
| 5.000 bis 10.000 kW | 0,0% | 3,8% | 0,0% | 3,9% | 0,0% | 3,4% |
| 10.000 bis 20.000 kW | 0,0% | 1,9% | 0,0% | 3,6% | 0,0% | 2,5% |
| größer 20.000 kW | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,7% | 0,0% | 1,1% |
| Summe | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% |

Des Weiteren kann der Auswertung der Anlagenstammdaten auch entnommen werden, dass dezentrale Erzeuger des höchsten Leistungsbereichs nur im ländlichen und halbstädtischen Bereich installiert werden. Auf dezentrale Erzeuger geringer Nennleistung entfällt bei allen Netzgebietsklassen trotz einer hohen Anzahl nur eine geringe Gesamtleistung. Dieser Effekt wird in allen betrachteten Spannungsebenen deutlich.

Für die in Tabelle 12.3 bis Tabelle 12.5 aufgeführten Leistungsbereiche können die vermiedenen Investitionen pro Einspeisepunkt bestimmt werden. Dazu werden die in den einzelnen Netzebenen durch Abregelung dezentraler Erzeuger vermiedenen Investitionen über den Anteil der Leistung den verschiedenen Nennleistungsbereichen zugewiesen. Der Quotient der vermiedenen Investition eines Leistungsbereichs und der absoluten Anzahl der dezentralen Erzeuger des entsprechenden Leistungsbereichs entspricht den pro Erzeuger vermiedenen Investitionen. Dabei werden die in den verschiedenen Netzebenen im gesamten Zeitraum von 2016 bis 2030 vermeidbaren Investitionen berücksichtigt und kumuliert in Tabelle 12.6 ausgewiesen.

Tabelle 12.6 Von 2016 bis 2030 vermiedene Investitionen pro Einspeisepunkt

| Leistungsbereich dezentraler Erzeuger | Netzdienlichkeit pro Einspeisepunkt | | | Netzdienlichkeit möglich durch |
|--|-------------------------------------|---------------|---------------|-----------------------------------|
| | Städtisch | Halbstädtisch | Ländlich | |
| 0 bis 5 kW | 6,- € | 250,- € | 389,- € | iMSys |
| 5 bis 10 kW | 12,- € | 517,- € | 812,- € | iMSys |
| 10 bis 30 kW | 32,- € | 1.268,- € | 2.002,- € | iMSys |
| 30 bis 100 kW | 95,- € | 3.668,- € | 5.257,- € | iMSys |
| 100 bis 300 kW | 293,- € | 11.270,- € | 15.690,- € | bisherige Technik |
| 300 bis 500 kW | 679,- € | 26.278,- € | 36.697,- € | bisherige Technik |
| 500 bis 1.000 kW | 1.221,- € | 45.566,- € | 60.097,- € | bisherige Technik |
| 1.000 bis 5.000 kW | 2.973,- € | 123.046,- € | 160.545,- € | bisherige Technik |
| 5.000 bis 10.000 kW | - - - | 445.395,- € | 524.723,- € | bisherige Technik |
| 10.000 bis 20.000 kW | - - - | 837.682,- € | 1.046.317,- € | bisherige Technik |
| größer 20.000 kW | - - - | 1.316.615,- € | 1.722.153,- € | bisherige Technik |

Die durch Abregelung dezentraler Erzeuger pro Netzanschlusspunkt erzielbare Netzdienlichkeit steigt in Richtung höherer Anschlussleistungen. Des Weiteren steigt die pro Netzanschluss-

punkt erzielbare Netzdienlichkeit vom städtischen über den halb-städtischen zum ländlichen Bereich.

Für den städtischen Bereich werden für die höchsten Nennleistungsbereiche keine vermeidbaren Investitionen ausgewiesen, da zukünftig nicht mit dem Anschluss von dezentralen Erzeugern dieses Leistungsbereichs in städtischen Gebieten zu rechnen ist.

Die Bewertung des netzdienlichen Nutzens von iMSys muss vor dem Hintergrund des aktuellen Stands der Technik erfolgen. Dieser ist in Bezug auf das Einspeisemanagement nach § 6 EEG und unter Berücksichtigung von [26] bereits in Tabelle 9.2 dargestellt.

Die bidirektionale kommunikative Anbindung an die Netzleitstelle und die Steuerbarkeit der Leistung sind bereits bei dezentralen Erzeugern mit einer Nennleistung von mehr als 100 kW mit dem aktuellen technologischen Rahmen gegeben. Die Anpassung des rechtlichen Rahmens ist die wesentliche Voraussetzung, damit durch die Abregelung dezentraler Erzeuger des oberen Leistungsbereichs Investitionen für Netzverstärkungsmaßnahmen vermieden werden können. Dazu muss das Einspeisemanagement als dauerhafte Lösung zur Vermeidung von Netzausbau verstanden werden.

Damit auch dezentrale Erzeuger mit einer Nennleistung von weniger als 100 kW durch Abregelung einen Beitrag zur Vermeidung von Investitionen haben können, ist neben der Anpassung des rechtlichen Rahmens die bidirektionale kommunikative Anbindung der dezentralen Erzeuger erforderlich. Für die kommunikative Anbindung kann die Infrastruktur der iMSys genutzt werden, so dass hier iMSys eine netzdienliche Wirkung zugesprochen werden kann. Sofern von einem Netzbetreiber jedoch der in § 6 EEG beschriebene Stand der Technik übertroffen wird und bereits ohne iMSys bidirektionale Kommunikationsmöglichkeiten bestehen, ist den iMSys keine netzdienliche Wirkung zuzusprechen.

Allerdings kann im Leistungsbereich bis 30 kW auch ohne iMSys eine identische netzdienliche Wirkung erzielt werden, sofern nach § 6 Abs. 2b EEG die Wirkleistungseinspeisung auf 70 % der installierten Leistung begrenzt wird. Jedoch sind bei der zielgerichteten Abregelung mittels iMSys im Vergleich zur pauschalen Leistungsbegrenzung nach § 6 Abs. 2b EEG für die nicht eingespeiste Energie niedrigere Werte zu erwarten.

Der Methodik zur sachgerechten Zuweisung der auf Grund von Abregelung vermiedenen Investitionen liegt die deutschlandweite Verteilung der dezentralen Erzeuger auf die Leistungsbereiche zu

Grunde. Sofern in einem Versorgungsgebiet die Verteilung auf die Leistungsbereiche deutlich vom deutschlandweiten Durchschnitt abweicht, ergeben sich abweichende Werte.

13 Vertiefende Analysen zur Abregelung dezentraler Erzeuger

Im Rahmen von vertiefenden Untersuchungen zur Abregelung dezentraler Erzeuger wird die wechselseitige Abhängigkeit der Leistungsbegrenzung und der nicht eingespeisten Energie aufgezeigt. Des Weiteren wird die Wirkung einer angepassten Leistungsbegrenzung auf den Netzverstärkungsbedarf für die Netzgebietsklassen Städtisch, Halbstädtisch und Ländlich abgeschätzt.

13.1 Leistungsbegrenzung und nicht eingespeiste Energie

In diesem Abschnitt wird untersucht, wie stark Windkraft- und Photovoltaikanlagen standortspezifisch abgeregelt werden können. Nebenbedingung ist dabei stets, dass eine bestimmte Reduktion der jährlichen Energiebereitstellung nicht überschritten wird. Im Folgenden werden zunächst die konkrete Motivation und der Ansatz der Untersuchung näher erläutert. Im Anschluss wird die Modellierung der Windkraft- und Photovoltaikanlagen im Detail beschrieben. Insbesondere wird eine notwendige Korrektur anhand eines definierten Korrekturfaktors vorgestellt. Abschließend werden die Ergebnisse der Untersuchung dargestellt, bewertet und kritisch erläutert.

13.1.1 Motivation und Ansatz

In der dena-Verteilnetzstudie zum Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland [17] wird anhand einer Sensitivitätsrechnung aufgezeigt, dass die Reduktion der Einspeiseleistung von Windkraft- und Photovoltaikanlagen den Netzausbaubedarf über alle Spannungsebenen des Verteilnetzes bis zum Jahr 2030 um etwa 19 % reduziert. Die Netze werden auf Leistungs-

spitzen ausgelegt, die durch die Abregelung der Windkraft- und Photovoltaikanlagen reduziert werden. Konkret wird die Einspeiseleistung von Windkraftanlagen in [17] im netzauslegungsrelevanten Fall auf 80 % und von Photovoltaikanlagen auf 70 % der installierten Leistung reduziert. Dabei zeigt sich bereits bei der Herleitung des Abregelungswertes für Windkraftanlagen, dass ein deutschlandweit einheitlicher Wert nicht existiert. Die Wetterverhältnisse unterscheiden sich regional, was folglich auch bedeutet, dass sich die Abregelungswerte unterscheiden. Für Photovoltaikanlagen wird die Thematik in [17] nicht untersucht.

Im Rahmen dieser Studie wird die Herleitung der Abregelungswerte für Windkraftanlagen im Vergleich zu den Untersuchungen in [17] verbessert und nennenswert erweitert. Zudem wird die Untersuchung ebenfalls für Photovoltaikanlagen durchgeführt. In [17] basieren die Ergebnisse auf Messzeitreihen der Windgeschwindigkeit ausgewählter Messstationen des Deutschen Wetterdienstes. In dieser Studie wird auf meteorologische Daten des Lokal-Modells Europa COSMO-EU (LME) des Deutschen Wetterdienstes zurückgegriffen [27]. Da die Auswertung auch für Photovoltaikanlagen durchgeführt wird, werden neben den Zeitreihen der Windgeschwindigkeit auch die Zeitreihen der solaren Einstrahlung herangezogen. Beide Zeitreihen liegen im LME für ein Gitternetz mit einer Maschenweite von 7 km in Deutschland vor. Verwendet wird im Rahmen dieser Studie nur jeder zweite Gitterpunkt. Daraus resultiert das in Abbildung 13.1 dargestellte Gitter mit einer Maschenweite von 14 km und insgesamt 2.119 Gitterpunkten, davon 1.845 Onshore. Onshore-Gitterpunkte sind in rot und Offshore-Gitterpunkte in blau dargestellt.

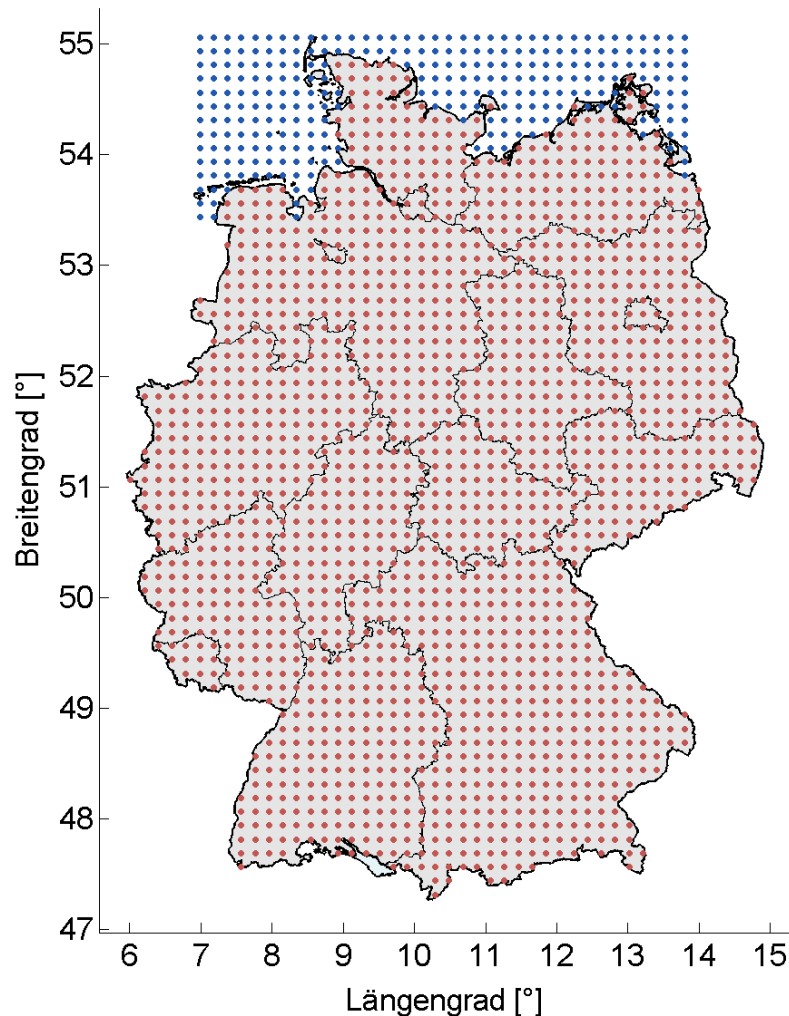


Abbildung 13.1 Ausschnitt des LME-Gitters mit einer Maschenweite von 14 km

Für jeden zweiten Gitterpunkt des LME wird ermittelt, auf welchen Anteil ihrer installierten Leistung Windkraft- und Photovoltaikanlagen in Relation zum Energieverlust standortspezifisch abgeregelt werden können. Dazu wird zunächst die normierte Einspeiseleistung von Windkraft- und Photovoltaikanlagen an jedem Gitterpunkt berechnet. Der dabei verwendete Ansatz wird im Folgenden näher erläutert.

13.1.2 Normierte Leistung einer Windkraftanlage

Für jeden zweiten Gitterpunkt des LME wird die Zeitreihe der normierten Einspeiseleistung einer Windkraftanlage anhand der Zeitreihe der Windgeschwindigkeit am entsprechenden Gitterpunkt berechnet. Die Leistungskennlinie einer Windkraftanlage wird durch Variation der Windgeschwindigkeit auf Höhe der Nabe v_{Nabe} und unter Hinzunahme der Rotorfläche A_R , des Anlagenkennwerts

(Leistungsbeiwert) c_p und der lokalen Luftdichte ρ_L nach [28] wie folgt berechnet:

$$P(v_{\text{Nabe}}(t)) = 0,5 \cdot \rho_L \cdot A_R \cdot c_p(v_{\text{Nabe}}(t)) \cdot v_{\text{Nabe}}(t)$$

Im Rahmen dieser Studie wird aus den Kennlinien diverser Windkraftanlagen-Modelle verschiedener Hersteller eine repräsentative Kennlinie ermittelt. Betrachtet werden 47 Kennlinien von Windkraftanlagen der Hersteller Enercon, Fuhrländer, Gamesa, General Electric, Nordex, Repower, Siemens, Vensys und Vestas aus [29]. Zunächst werden fünf charakteristische Standorte in Deutschland identifiziert – die Standorte mit dem minimalen und maximalen Jahresintegral über die Windgeschwindigkeit im Jahr 2011 (0%- und 100%-Quantil), sowie die 25%-, 50%- und 75%-Quantile. Bei Windgeschwindigkeiten über 25 m/s stellen Windkraftanlagen im Rahmen dieser Untersuchung keine Leistung mehr bereit, da viele Anlagen ab diesem Wert aufgrund einer Sturmabschaltung die Rotorblätter aus dem Wind drehen. An den identifizierten Standorten wird der Energieertrag für jede der 47 Kennlinien sowie einer Median- und einer Mittelwertkennlinie berechnet und verglichen. Die Mediankennlinie wird erstellt, indem bei jeder Nennwindgeschwindigkeit der Median der normierten Einspeiseleistung der 47 betrachteten Kennlinien bei derselben Nennwindgeschwindigkeit eingesetzt wird. Die Mittelwertkennlinie wird entsprechend unter Verwendung des Mittelwerts hergeleitet. In Abbildung 13.2 sind die maximalen und minimalen Vollbenutzungsstunden und der Median aufgetragen, die von Windkraftanlagen an den fünf Standorten erreicht werden.

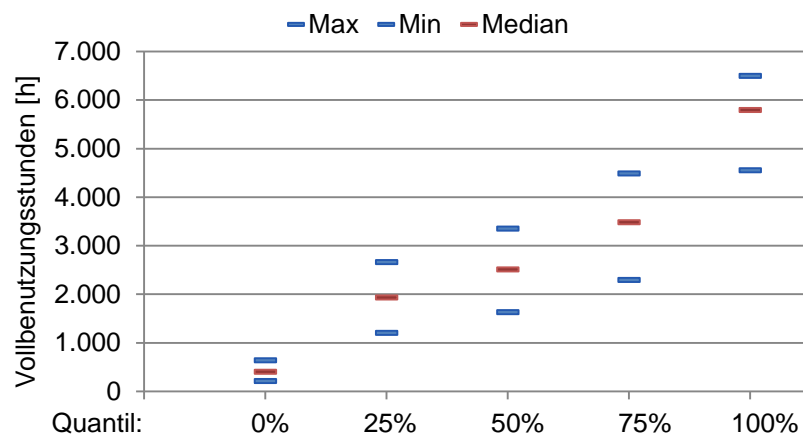


Abbildung 13.2 Bandbreite der Vollbenutzungsstunden aller betrachteten Windkraftanlagen an fünf charakteristischen Standorten 2011

Ausgewählt und in dieser Studie als normierte Leistungskennlinie verwendet wird die Mediankennlinie, da sie an den fünf Standorten dem in Abbildung 13.2 dargestellten Median am nächsten kommt. Die Mediankennlinie ist in Abbildung 13.3 im Vergleich zu den Kennlinien der anderen Windkraftanlagen aus [29] dargestellt.

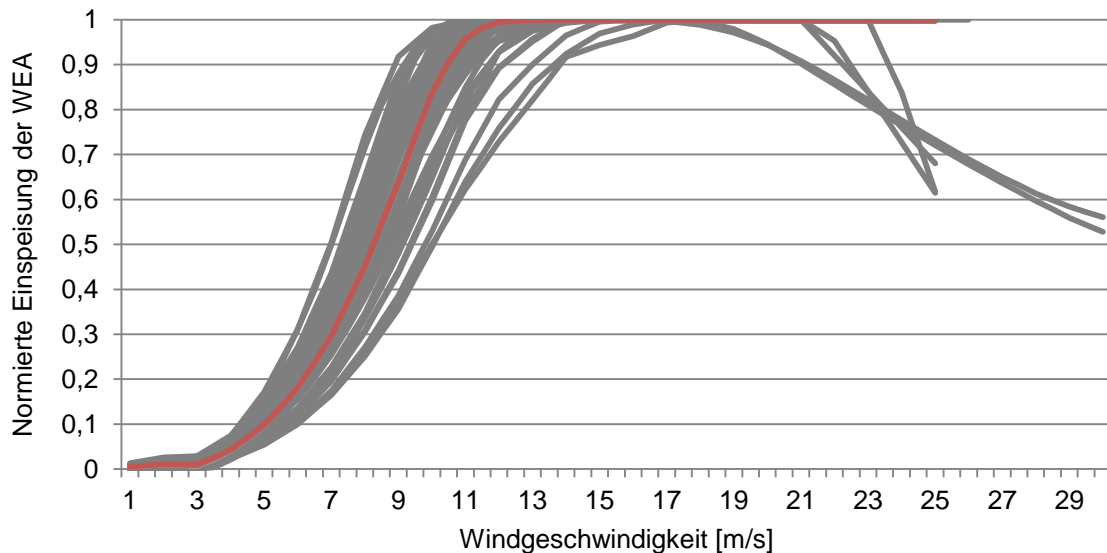


Abbildung 13.3 Vergleich der Mediankennlinie mit den Kennlinien der Windkraftanlagen aus [29]

Im Rahmen der Untersuchung wird vereinfachend davon ausgegangen, dass die Anlagen über keine Sturmregelung, sondern eine Sturmabschaltung verfügen. Konkret bedeutet dies, dass die Anlagen bei Windgeschwindigkeiten größer 25 m/s abschalten und keine elektrische Leistung bereitstellen. Anhand der normierten Leistungskennlinie kann die Windgeschwindigkeit an einem Gitterpunkt in die normierte Einspeisung einer Windkraftanlage überführt werden.

13.1.3 Normierte Leistung einer Photovoltaikanlage

Die normierte Einspeiseleistung einer Photovoltaikanlage wird anhand der Zeitreihe der globalen Bestrahlungsstärke an jedem zweiten Gitterpunkt des LME in Deutschland berechnet. Die globale Bestrahlungsstärke beschreibt die Bestrahlungsstärke auf eine horizontale Fläche [30]. Da Photovoltaikanlagen in einem bestimmten Neigungswinkel errichtet werden, entspricht die Bestrahlungsstärke auf dem Modul nicht der globalen Bestrahlungsstärke. Die Umrechnung erfolgt über die Zerlegung der globalen Bestrahlungsstärke in einen direkten und einen diffusen Anteil. Des Weiteren wird ein reflektierter Anteil berücksichtigt. Die Bestimmung des

direkten, diffusen und reflektierten Anteils erfolgt nach [30] und wird hier nicht im Detail erläutert.

Mit der resultierenden Zeitreihe der Bestrahlungsstärke auf die geneigte Ebene $E_{\text{gen}}(t)$ wird die Einspeiseleistung der Photovoltaikanlagen nach [30] hergeleitet. Hierzu wird zunächst die normierte, stündliche ideale Einspeisung $P_{\text{norm,ideal}}(t)$ berechnet.

$$P_{\text{norm,ideal}}(t) = \frac{E_{\text{gen}}(t)}{1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}}$$

Die ideale stündliche Einspeisung vernachlässigt u.a. Leistungsverluste aus Verschmutzung, Schnee, Verschattung oder Wirkungsgradabnahme durch Teillastbetrieb. All diese Verluste werden im Performance Ratio (PR) zusammengefasst. Nach [30] liegt dieser für sehr gute Anlagen bei $PR = 0,80$ und für gute Anlagen bei $PR = 0,75$, während er für schlechte Anlagen bei $PR \leq 0,60$ liegen kann. Laut [3] erreichen Photovoltaikanlagen in Süddeutschland in einem Netzgebiet eine Einspeisung von bis zu 85 % ihrer Nennleistung. Im Rahmen dieser Studie wird der Einsatz einer idealen Anlage mit $PR = 1,00$ unterstellt. Warum auf den Ansatz einer Einspeiseleistung mit PR verzichtet wird, wird in Abschnitt 13.1.4 diskutiert.

Die Abhängigkeit der Einspeiseleistung von der Modultemperatur wird speziell berücksichtigt. Die Modultemperatur $T_{\text{M}}(t)$ lässt sich nach [30] aus der Umgebungstemperatur $T_{\text{U}}(t)$, der Bestrahlungsstärke $E_{\text{gen}}(t)$ und einer Proportionalitätskonstante c berechnen. Die Umgebungstemperatur liegt ebenfalls für jeden Gitterpunkt des LME als stündliche Zeitreihe vor. Die Proportionalitätskonstante c ist abhängig vom Moduleinbau und variiert zwischen 22°C bei völlig freier Aufständigung und bis zu 55°C für Fassadenintegration ohne Hinterlüftung. In dieser Untersuchung wird $c = 32,5^\circ\text{C}$ angenommen. Diese Annahme beschreibt nach [30] etwa die dachintegrierte Installation mit schlechter Hinterlüftung. In [31] wird dieser Koeffizient als mittlere Nennbetriebstemperatur angesetzt.

$$T_{\text{M}}(t) = T_{\text{U}}(t) + c \cdot \frac{E_{\text{gen}}(t)}{1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}}$$

Anhand der Abweichung der Modultemperatur von den Standardtestbedingungen (Modultemperatur 25°C) wird die Auswirkung auf die Leistung der Photovoltaikanlage bestimmt. Beschrieben wird die Leistungsänderung aufgrund der Temperaturabweichung durch den Temperaturänderungskoeffizienten. Dieser liegt nach [30] für Silizium-Solarzellen bei -0,4 % pro °C. Der Koeffizient der Leistungsänderung der Photovoltaikanlage durch Änderung der Modultemperatur $k_T(t)$ lässt sich daher wie folgt beschreiben:

$$k_T(t) = -0,4\%/^{\circ}\text{C} \cdot (T_M(t) - 25^{\circ}\text{C})$$

Damit ergibt sich die normierte Einspeiseleistung einer Photovoltaikanlage $P_{\text{norm,real}}(t)$ letztlich wie folgt:

$$P_{\text{norm,real}}(t) = PR \cdot (1 + k_T(t)) \cdot \frac{E_{\text{gen}}(t)}{1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}}$$

13.1.4 Korrektur der Leistungsbereitstellung von Windkraft- und Photovoltaikanlagen

Wird die Leistungsbereitstellung aller Windkraft- und Photovoltaikanlagen in Deutschland basierend auf den Wetterdaten des Jahres 2011 nach den zuvor beschriebenen Methoden modelliert, liegt die berechnete Energiebereitstellung über den in [32] und [33] veröffentlichten Werten. Dies ist durch diverse Effekte begründet, die einen Einfluss auf die Leistungsbereitstellung haben und bei der Modellierung nicht sinnvoll berücksichtigt werden können. So können Stillstandszeiten aufgrund von Wartung, Leistungsabregelung aufgrund von Netzengpässen oder Luftverwirbelungen in großen Windparks bei der Berechnung der Windkraftanlagen-Einspeisung nicht detailliert abgebildet werden. Bei Photovoltaikanlagen sind dies unter anderem die zuvor bereits angeführten Folgen von Verschmutzung, Schnee, Verschattung oder Wirkungsgradabnahme durch Teillastbetrieb.

Aus den genannten Gründen werden zwei Untersuchungen durchgeführt. Im ersten Fall werden ideale Anlagen bei idealen Bedingungen unterstellt. Im zweiten Fall wird die Leistungsbereitstellung der Anlagen durch einen Korrekturfaktor angepasst.

Zur Herleitung der Korrekturfaktoren wird für alle nach [34] in Deutschland installierten Windkraft- und Photovoltaikanlagen die

stündliche Leistungsbereitstellung basierend auf den Zeitreihen der regionalen Windgeschwindigkeit und Globalstrahlung entsprechend der in Abschnitt 13.1.2 und Abschnitt 13.1.3 erläuterten Methodik berechnet. Durch Saldierung aller Zeitreihen und Integration der resultierenden Einspeisezeitreihe im Jahr 2011 kann anschließend die Energiebereitstellung aller Anlagen im Jahr 2011 berechnet werden. Diese Energiebereitstellung wird nun mit der tatsächlich bereitgestellten Energie nach [32] verglichen.

Für Photovoltaikanlagen ergibt sich der Korrekturfaktor KF_{PVA} aus dem Verhältnis der realen Einspeisung aller Photovoltaikanlagen nach [32] zur simulierten Einspeisung der idealen Photovoltaikanlagen. Basierend auf den meteorologischen Bedingungen im Jahr 2011 beträgt der Korrekturfaktor für Photovoltaikanlagen $KF_{PVA} = 54\%$. Der Ansatz eines Korrekturfaktors in dieser Größenordnung ist in Bezug auf das Ziel der Untersuchung unplausibel, so dass die Auswertung von Photovoltaikanlagen nur für ideale Anlagen durchgeführt wird.

Bei Windkraftanlagen ist die Anwendung des Korrekturfaktors auf die Einspeisezeitreihe im Rahmen der vorliegenden Untersuchung nicht sinnvoll, da Einspeisespitzen in diesem Fall niedriger skaliert würden. Auf diese Weise würden die Folgen der Abregelung maßgeblich verfälscht. Daher wird der Korrekturfaktor auf die Zeitreihe der Windgeschwindigkeit angewandt. Die Berechnung erfolgt iterativ: Der Korrekturfaktor wird so lange von 100 % reduziert, bis die simulierte Energiebereitstellung aller Anlagen im Jahr 2011 der realen Einspeisung nach EEX entspricht. Dabei resultiert für Windkraftanlagen ein Korrekturfaktor $KF_{WKA} = 75\%$.

13.1.5 Darstellung der Untersuchungsergebnisse

Zunächst werden die Ergebnisse zur Abregelung der Einspeiseleistung von Windkraftanlagen vorgestellt. In Abbildung 13.4 und Abbildung 13.5 sind die Abregelungswerte in Abhängigkeit der Reduktion der jährlichen Energiebereitstellung für fünf Quantile angegeben. In Abbildung 13.5 wird dabei der Korrekturfaktor angewandt. In Abbildung 13.4 wird auf die Anwendung des Korrekturfaktors verzichtet. In den Abbildung 13.6 und Abbildung 13.7 ist die Reduktion der jährlichen Energiebereitstellung in Abhängigkeit des Abregelungswerts dargestellt. Auch hier werden Werte für fünf Quantile angegeben, während in Abbildung 13.7 der Korrekturfaktor berücksichtigt und in Abbildung 13.6 nicht berücksichtigt wird.

Die exakten Zahlenwerte sind Tabelle 14.1 bis Tabelle 14.6 des Anhangs zu entnehmen. Bei der Untersuchung der Abregelungseffekte von Windkraftanlagen werden sowohl alle Offshore- als auch Onshore-Gitterpunkte berücksichtigt.

Nachdem für jeden Gitterpunkt der mögliche Abregelungswert einer Anlage in Abhängigkeit der Reduktion der jährlichen Energiebereitstellung berechnet ist, werden aus den Ergebnissen für alle Standorte fünf Werte herausgesucht: Die größtmögliche Abregelung wird durch das Minimum (0%-Quantil) beschrieben, die kleinstmögliche Abregelung durch das Maximum (100%-Quantil). Zusätzlich werden die Abregelungswerte für das 75%-, 50%- und 25%-Quantil angegeben. Im Fall, dass die Reduktion der jährlichen Energiebereitstellung maximal 5 % betragen soll, beschreibt das 75%-Quantil, dass die Reduktion der jährlichen Energiebereitstellung bei Abregelung auf 86 % der installierten Leistung an 75 % der Standorte nicht überschritten wird. An 25 % der Standorte läge sie höher als 5 %.

Für Photovoltaikanlagen wird wie zuvor erläutert auf die Anwendung des Korrekturfaktors verzichtet. Dieser würde die Spitzeneinspeisung derart reduzieren, dass die Ergebnisse zur Abregelung insgesamt nicht mehr plausibel sind. In Abbildung 13.8 sind wie zuvor bei den Ergebnissen für Windkraftanlagen die Abregelungswerte in Abhängigkeit der Reduktion der jährlichen Energiebereitstellung für fünf Quantile dargestellt. In Abbildung 13.9 ist die Reduktion der jährlichen Energiebereitstellung in Abhängigkeit der Abregelungswerte abgebildet. Bei der Untersuchung der Abregelungseffekte von Photovoltaikanlagen werden lediglich alle Onshore-Gitterpunkte berücksichtigt.

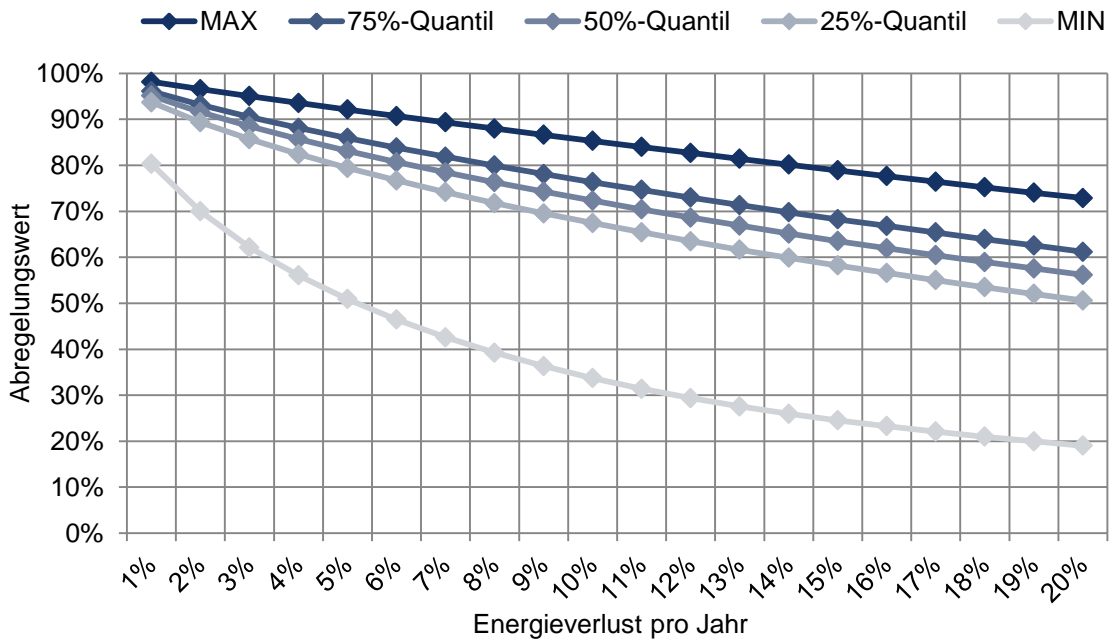


Abbildung 13.4 Abregelungswerte für Windkraftanlagen in Abhängigkeit der Reduktion der jährlichen Energiebereitstellung ohne Anwendung des Korrekturfaktors

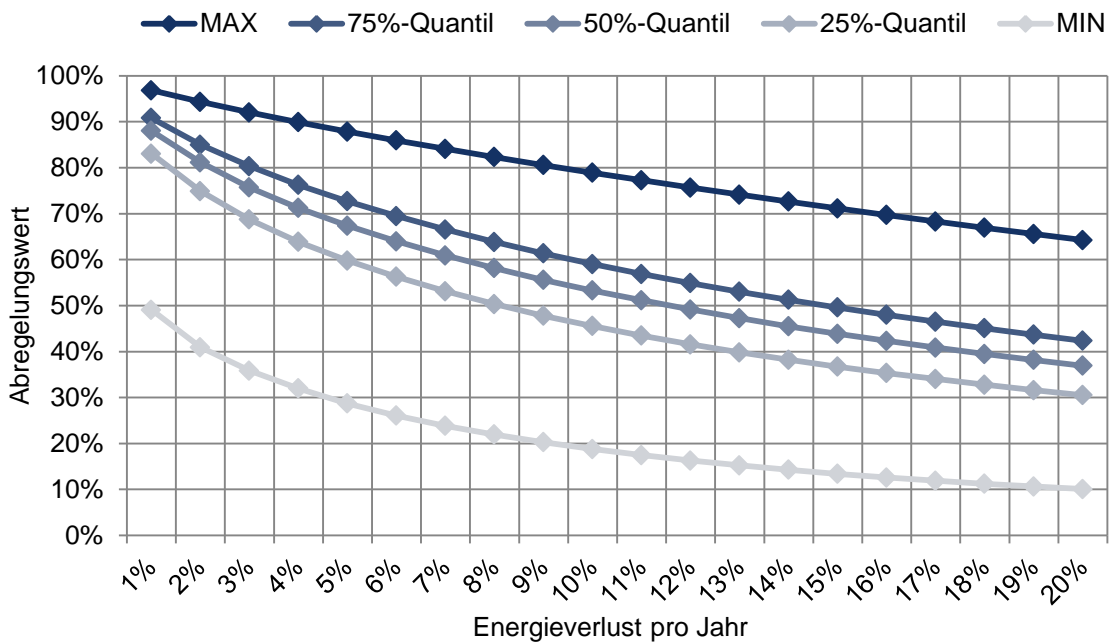


Abbildung 13.5 Abregelungswerte für Windkraftanlagen in Abhängigkeit der Reduktion der jährlichen Energiebereitstellung bei Anwendung des Korrekturfaktors

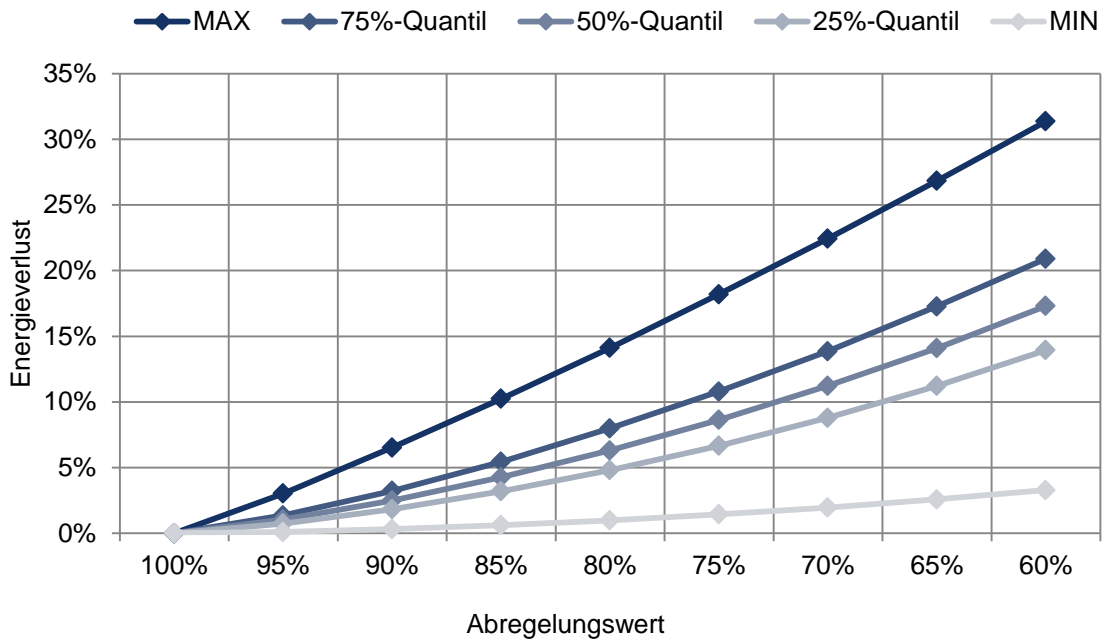


Abbildung 13.6 Reduktion der jährlichen Energiebereitstellung von Windkraftanlagen in Abhängigkeit des Abregelungswerts ohne Anwendung des Korrekturfaktors

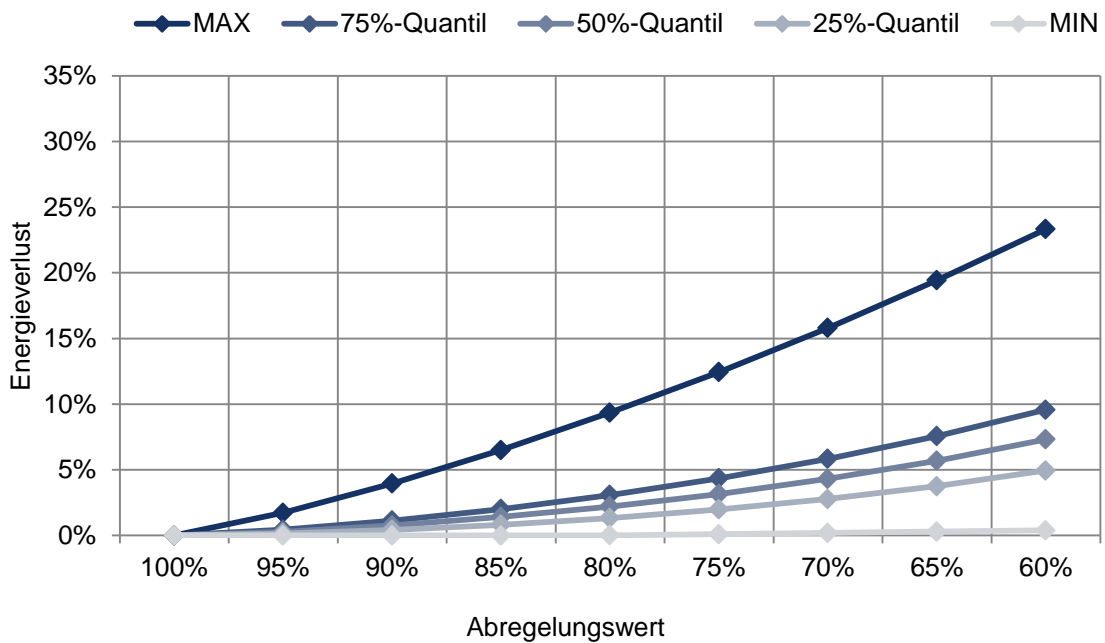


Abbildung 13.7 Reduktion der jährlichen Energiebereitstellung von Windkraftanlagen in Abhängigkeit des Abregelungswerts bei Anwendung des Korrekturfaktors

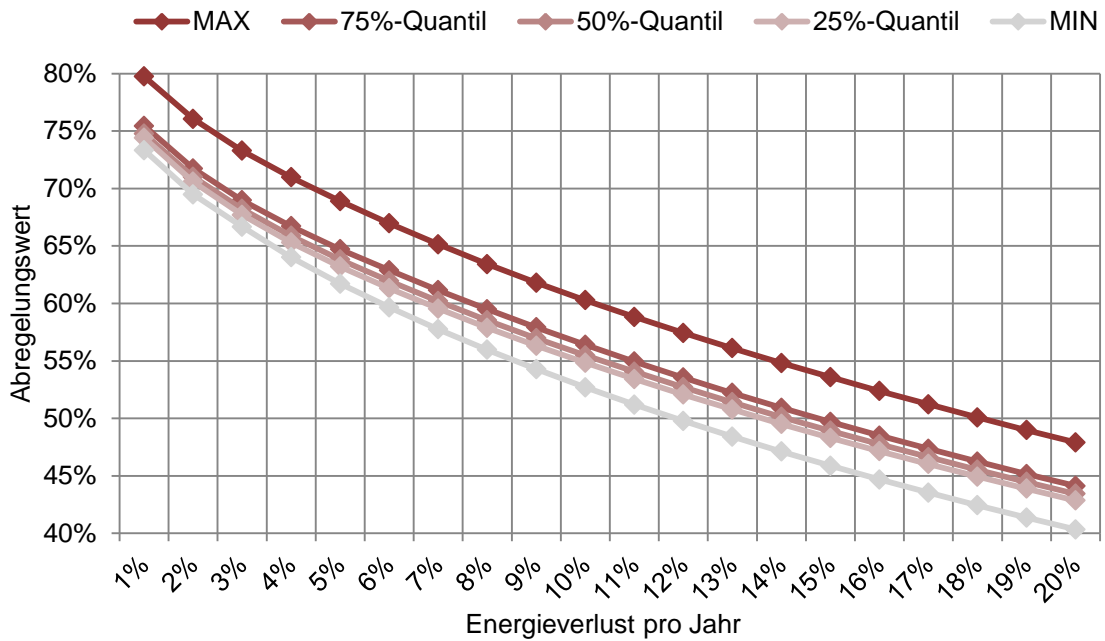


Abbildung 13.8 Abregelungswerte für Photovoltaikanlagen in Abhängigkeit der Reduktion der jährlichen Energiebereitstellung ohne Anwendung des Korrekturfaktors

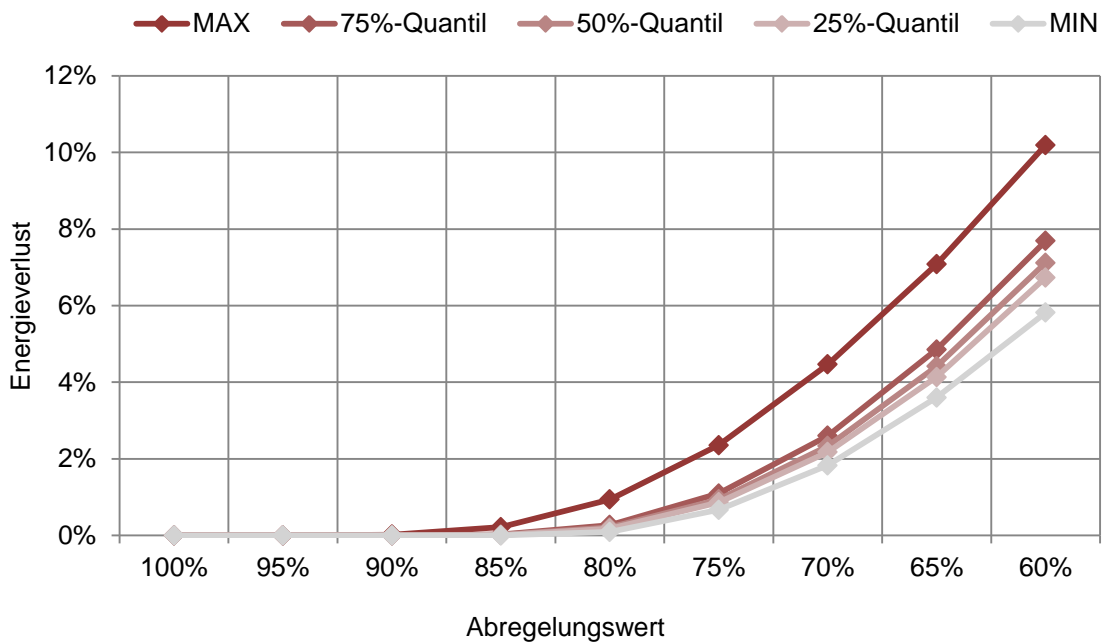


Abbildung 13.9 Reduktion der jährlichen Energiebereitstellung von Photovoltaikanlagen in Abhängigkeit des Abregelungswerts ohne Anwendung des Korrekturfaktors

Abschließend wird die regionale Verteilung der möglichen Abregelungswerte für eine Reduktion der jährlichen Energiebereitstellung um maximal 5 % dargestellt. In Abbildung 13.10 sind die Ergebnisse für Windkraftanlagen und in Abbildung 13.11 für Photovoltaikanlagen dargestellt.

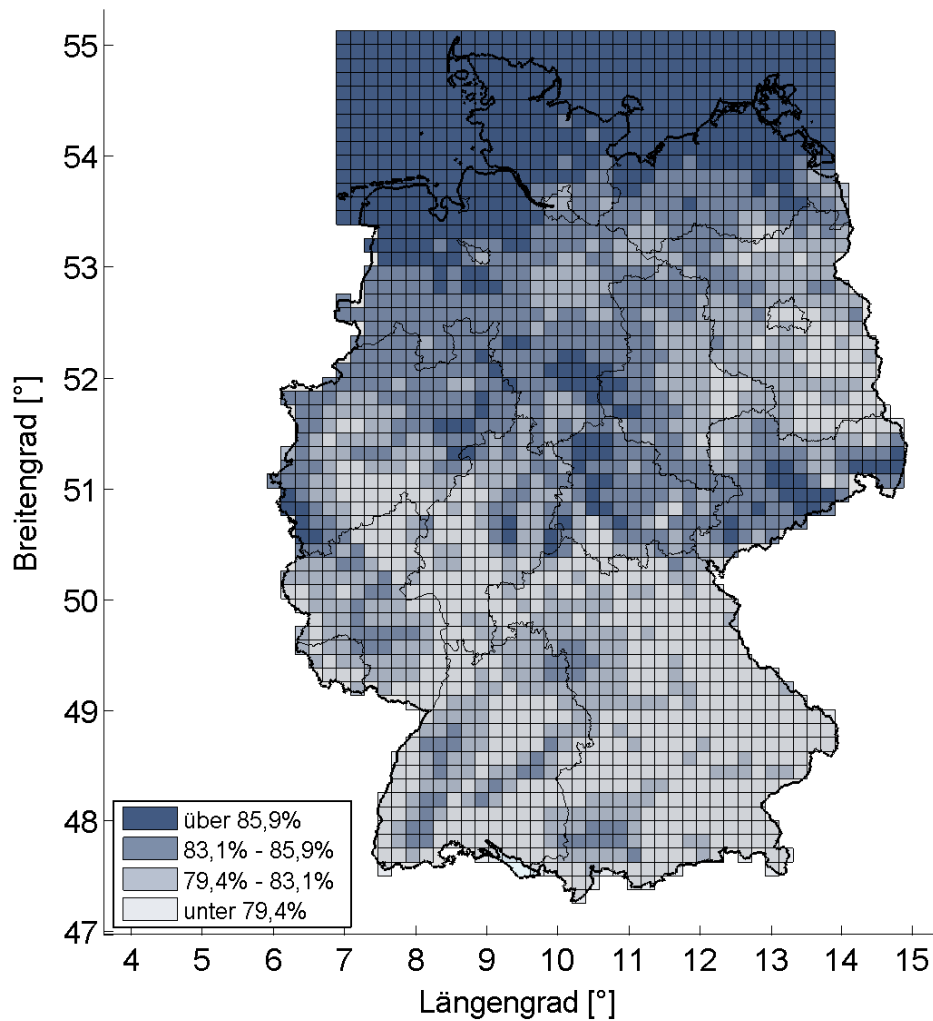


Abbildung 13.10 Regionale Verteilung der möglichen Abregelungswerte für eine Reduktion der jährlichen Energiebereitstellung um maximal 5 % bei Windkraftanlagen

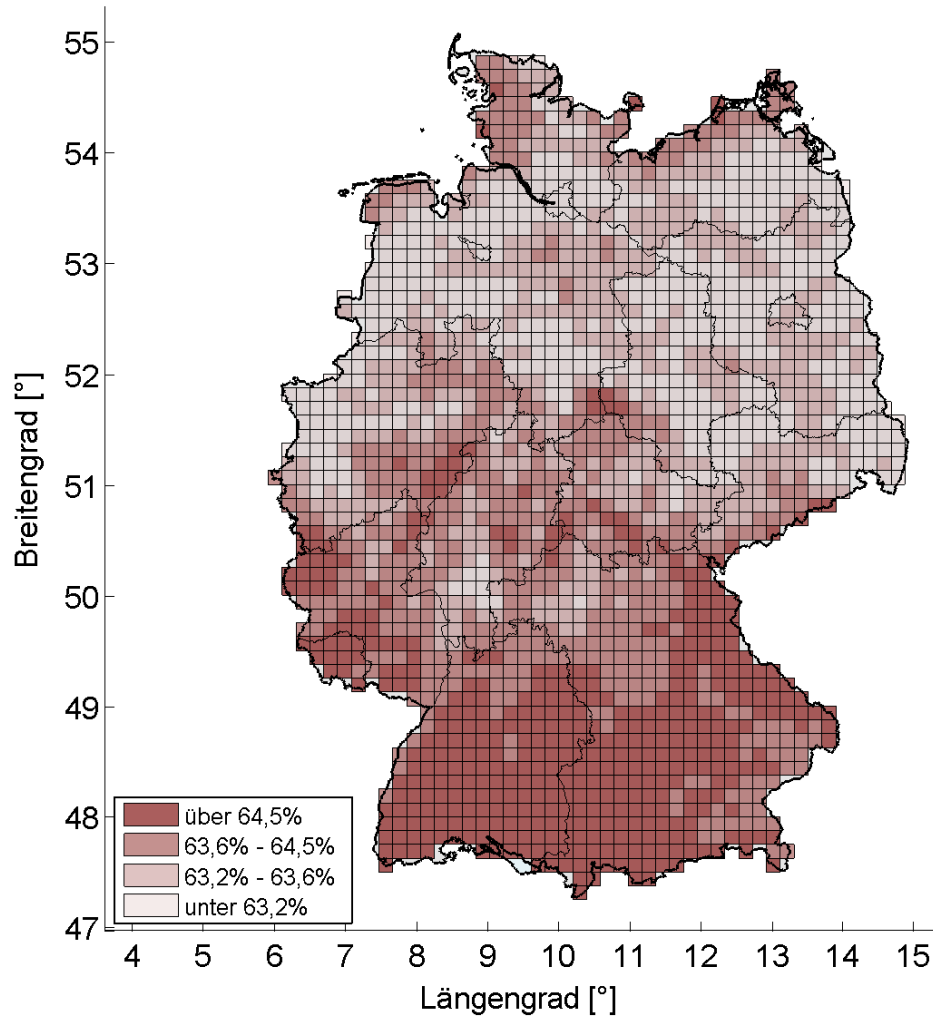


Abbildung 13.11 Regionale Verteilung der möglichen Abregelungswerte für eine Reduktion der jährlichen Energiebereitstellung um maximal 5% bei Photovoltaikanlagen

13.1.6 Kritische Würdigung der Ergebnisse

Die Ergebnisse zeigen, dass gewisse Potenziale zur Abregelung von Windkraft- und Photovoltaikanlagen vorhanden sind. Bei Windkraftanlagen variieren die Potenziale in ihrer Höhe stärker als bei Photovoltaikanlagen.

Entsprechend Abbildung 13.11 liegen im Fall der Reduktion der jährlichen Energiebereitstellung von 5 % der maximale und minimale Abregelungswert bei Photovoltaikanlagen nur um etwa 7 % auseinander. Falls an keinem Standort in Deutschland der Grenzwert von 5 % überschritten werden soll, so ist basierend auf den Ergebnissen ein Abregelungswert auf 69 % der installierten Leis-

tung zulässig. Wenn also eine Abregelung auf 70 % der installierten Leistung erfolgt, verliert keine Anlage mehr als 5 % ihrer jährlich bereitgestellten Energie. Bei dem ebenfalls in der Studie angenommenem Abregelungswert von 65 % würden potenzielle Anlagen an 17 % der Standorte eine Reduktion ihrer Energiebereitstellung von mehr als 5 % erfahren.

Bei Windkraftanlagen unterscheiden sich die Abregelungswerte regional bei einer maximalen Reduktion der jährlichen Energiebereitstellung um 5 % und ohne Anwendung des Korrekturfaktors um etwa 41 % (vgl. Abbildung 13.4). Bei einer Abregelung auf 92 % der installierten Leistung erfährt keine Anlage in Deutschland eine Reduktion ihrer jährlichen Energiebereitstellung um mehr als 5 %. Zur Herleitung der Ergebnisse sind diverse Annahmen getroffen worden. Ebenfalls unterliegen die Ergebnisse bestimmten Restriktionen. Zunächst werden in der Untersuchung nur potentielle Standorte von Windkraftanlagen betrachtet. An vielen Standorten würde aus Gründen der Wirtschaftlichkeit kein Investor eine Windkraftanlage bauen. Dies wäre bei der Auswahl von Abregelungswerten und der Abschätzung des Potentials zu berücksichtigen. So ist zu vermuten, dass an Standorten, die unterhalb des Medians liegen, keine Windkraftanlage gebaut würde.

Zudem sei hervorgehoben, dass bei der Untersuchung ein Abregelungswert für das ganze Jahr berechnet wird. Eine stundengenaue Abregelung, die über den Ganzjahreswert hinausgeht, kann nicht berücksichtigt werden. Ebenfalls wird keine Untersuchung der Gleichzeitigkeit von Einspeisung und Last durchgeführt. Somit wird eine pauschale Aussage getroffen, während die Abregelung in der Realität stets eine Einzelfallbetrachtung unter Berücksichtigung des spezifischen Netzgebiets ist. Im Einzelfall kann der erzielte Effekt positiver ausfallen bzw. die bereitgestellte Energie aus Anlagen wird weniger stark reduziert als bei einer pauschalen Betrachtung.

In diesem Zusammenhang ist von besonderer Bedeutung, dass die Anlagenparameter im Einzelfall natürlich von den getroffenen Annahmen abweichen. Dies betrifft bspw. die Kennlinie der Windkraftanlage oder die Nabenhöhe der Anlage (hier mit 80 m angenommen). Abweichende Anlagenparameter würden in anderen Abregelungswerten resultieren.

Die vorliegende Auswertung basiert auf den meteorologischen Bedingungen des Jahres 2011. Das Jahr 2011 ist hinsichtlich des Ertrags aus Windkraftanlagen nach [35] im Vergleich zum 5-

Jahres- und 10-Jahres-Mittelwert überdurchschnittlich. Die Auswertung sollte zur Absicherung der Ergebnisse noch für weitere Wetterjahre durchgeführt werden. Eine Einordnung der Einstrahlung zur Berechnung der Abregelungswerte für Photovoltaikanlagen wurde in diesem Zusammenhang nicht vorgenommen.

Die angestellten Untersuchungen ohne Anwendung des Korrekturfaktors gelten für ideale Anlagen. Somit werden die Abregelungswerte tendenziell zu hoch liegen. Der verwendete Korrekturfaktor realisiert jedoch keine Simulation einer realen Anlage am Standort, sondern führt aufgrund der Annahmen eher dazu, dass die Abregelungswerte zu niedrig angegeben werden. Dies sollte bei der Auswahl von Abregelungswerten unbedingt beachtet werden.

13.2 Netzdienliche Wirkung

Durch die netzdienliche Abregelung von Windkraft- und Photovoltaikanlagen können Netzverstärkungsmaßnahmen teilweise vermieden werden. Damit durch die Abregelung von Windkraftanlagen die nicht eingespeiste Energie einen Wert von 5 % des jährlichen Energieertrags nicht überschreitet, muss die Leistungsbegrenzung in Abhängigkeit des Anlagenstandorts gewählt werden. Die zugehörigen Werte der Leistungsbegrenzung variieren zwischen etwa 92 % am windreichsten Küsten- bzw. Offshorstandort und 51 % am windschwächsten Standort im Binnenland. Dabei gilt es zu berücksichtigen, dass Investoren an den windschwächsten Standorten im Binnenland keine Windkraftanlage errichten werden. Daher ist die Analyse der zugehörigen Leistungsbegrenzungswerte von vergleichsweise geringer praktischer Bedeutung. Bei Photovoltaikanlagen ist die Wirkung der Leistungsbegrenzung auf die nicht eingespeiste Energie weniger stark vom Anlagenstandort abhängig. Bei der Abregelung von Photovoltaikanlagen auf 65 % beträgt die nicht eingespeiste Energie etwa 5 % des jährlichen Energieertrags.

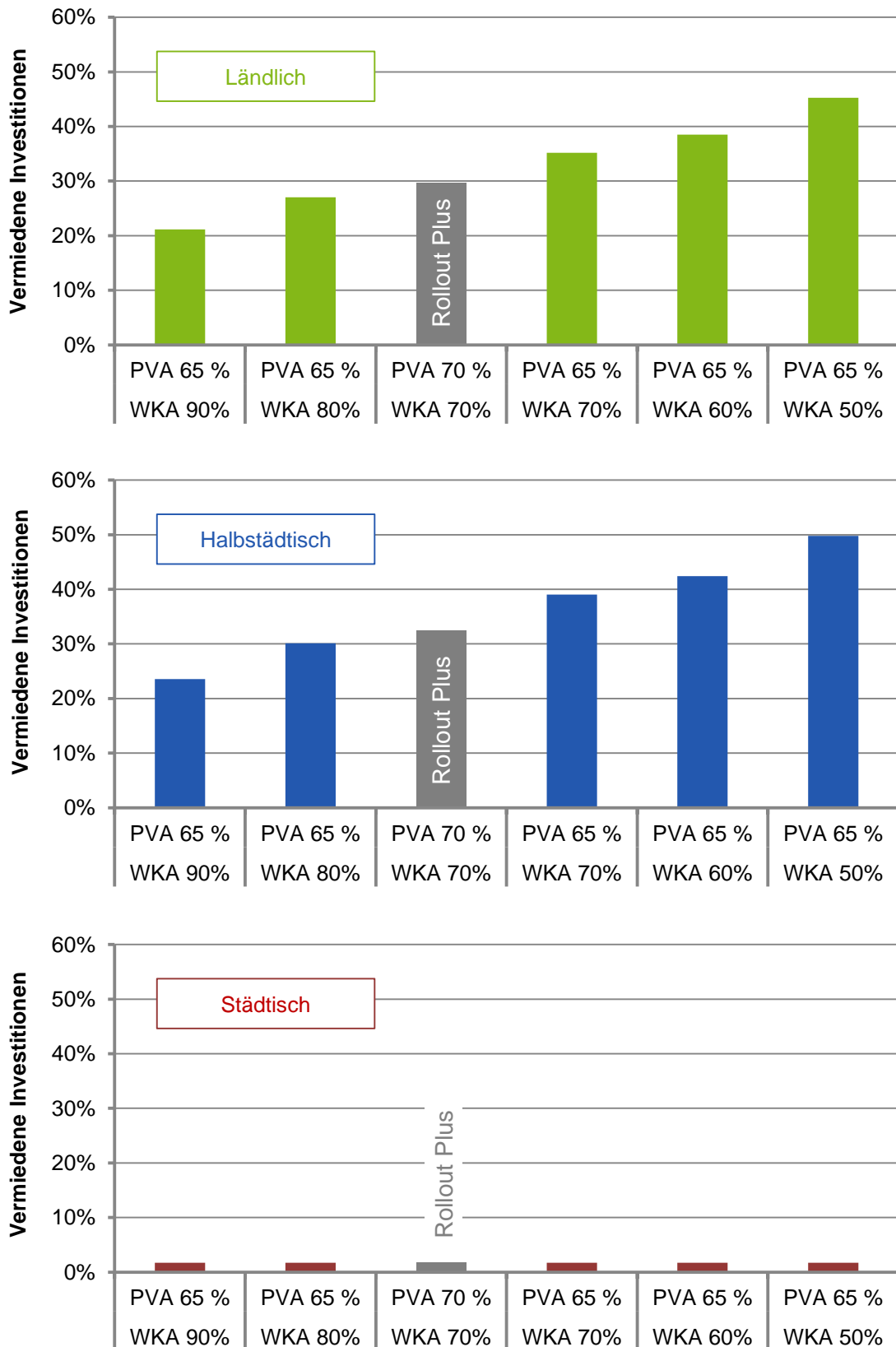


Abbildung 13.12 Anteil der bis 2030 vermiedenen Investitionen bei Abregelung von Photovoltaikanlagen (PVA) und Windkraftanlagen (WKA)

Auf Grund der regionalen Unterschiede bei der zulässigen Leistungsbegrenzung von Windkraftanlagen variiert die netzdienliche Wirkung. Dieser Effekt wird im Rahmen dieser Studie durch eine Variation der Leistungsbegrenzung quantifiziert und mit der im Szenario Rollout Plus durch Abregelung dezentraler Erzeuger erzielbaren Netzdienlichkeit verglichen. Für die Analysen werden dieselben Netzdaten und derselbe Zubau dezentraler Erzeuger wie bei den Szenarien Gesetzlicher Rahmen und Rollout Plus verwendet.

In Abbildung 13.12 sind die bis zum Jahr 2030 durch Abregelung von Photovoltaikanlagen und Windkraftanlagen vermiedenen Investitionen dargestellt. Der Ausbringungspfad der iMSys entspricht dem Szenario Rollout Plus. Dabei wird ausschließlich die netzdienliche Wirkung der Abregelung dezentraler Erzeuger betrachtet.

Die vermiedenen Investitionen sind als Anteil der Investitionen, die ohne Abregelung erforderlich sind, dargestellt. Der Anteil der vermiedenen Investitionen wird separat für die Netzgebietsklassen Städtisch, Halbstädtisch und Ländlich ausgewiesen.

In ländlichen und halbstädtischen Netzgebieten, in denen Windkraftanlagen auf Werte $\leq 70\%$ und Photovoltaikanlagen auf 65% ihrer Nennleistung geregelt werden, kann im betrachteten Bereich der Anteil der vermiedenen Investitionen von 32% beim Szenario Rollout Plus auf bis zu 50% gesteigert werden. Sofern in ländlichen und halbstädtischen Netzgebieten lediglich eine Begrenzung der Einspeisung auf Werte $> 70\%$ der Nennleistung möglich ist und Photovoltaikanlagen auf 65% ihrer Nennleistung geregelt werden, ist der Anteil der vermiedenen Investitionen geringer als im Szenario Rollout Plus. Die Wahl der Leistungsbegrenzung bei Windkraftanlagen und Photovoltaikanlagen ist für städtische Netzgebiete nicht relevant, da der Zubau von dezentralen Erzeugern in diesen Versorgungsgebieten keinen nennenswerten Netzverstärkungsbedarf verursacht.

14 Schlussfolgerungen

Der Zubau von dezentralen Erzeugern verursacht bis zum Jahr 2030 einen erheblichen Netzverstärkungsbedarf in ländlichen und halbstädtischen Gebieten. Durch Abregelung bzw. Leistungsbegrenzung dezentraler Erzeuger kann dieser Netzverstärkungsbedarf signifikant reduziert werden.

Die Anpassung des rechtlichen Rahmens ist eine notwendige Voraussetzung zur netzdienlichen Nutzung der Abregelung dezentraler Erzeuger. Die Abregelung dezentraler Erzeuger muss zukünftig als dauerhaft zulässige Maßnahme zur Vermeidung von Netzverstärkungsbedarfen verstanden werden, damit der netzdienliche Nutzen dieser Maßnahme erschlossen werden kann.

Die Abregelung dezentraler Erzeuger kann mit bisheriger Technik oder mit den kommunikativen Möglichkeiten von iMSys durchgeführt werden. Vollwertige bidirektionale Kommunikationsmöglichkeiten sind nach dem aktuellen Stand der Technik nur bei dezentralen Erzeugern hoher Nennleistung vorhanden. Wird bei diesen dezentralen Erzeugern die Abregelung angewandt, ist die Netzdienlichkeit pro Einspeisepunkt auf Grund der hohen Nennleistung der dezentralen Erzeuger hoch. Werden bei dezentralen Erzeugern, die nach dem aktuellen Stand der Technik noch nicht über vollwertige bidirektionale Kommunikationsmöglichkeiten verfügen, zur Abregelung die kommunikativen Möglichkeiten von iMSys genutzt, ist die Netzdienlichkeit pro Einspeisepunkt auf Grund der niedrigeren Nennleistung entsprechend geringer.

Sofern dezentrale Erzeuger, die nach dem aktuellen Stand der Technik bereits über vollwertige bidirektionale Kommunikationsmöglichkeiten verfügen, zusätzlich mit iMSys ausgestattet werden, wird keine weitere netzdienliche Wirkung erzielt. Durch den redundanten Überbau von bereits vorhandenen Steuerungseinrichtungen kann somit kein weiterer Nutzen erreicht werden.

Der größte netzdienliche Nutzen von iMSys kann somit bei dezentralen Erzeugern erzielt werden, die heute noch nicht über bidirektionale Steuerungsmöglichkeiten verfügen und gleichzeitig eine möglichst hohe Nennleistung aufweisen. Diese beiden Bedingungen werden in den Versorgungsgebieten vieler Verteilnetzbetreiber bei dezentralen Erzeugern im Leistungsbereich von 30 bis 100 kW

erfüllt. Bei einzelnen Verteilnetzbetreibern, die den allgemeinen Stand der Technik übertreffen, können bei diesen dezentralen Erzeugern jedoch bereits bidirektionale Kommunikationsmöglichkeiten vorhanden sein. Somit kann durch iMSys bei diesen Netzbetreibern in diesem Leistungsbereich kein weiterer Nutzen erzielt werden.

Durch die Verschiebung von Lastbezugszeiten in Zeiten hoher dezentraler Einspeisung wird ein dezentraler Leistungsausgleich erreicht. Durch den höheren dezentralen Leistungsausgleich kann der Netzverstärkungsbedarf reduziert werden. Die kommunikativen Möglichkeiten von iMSys können dabei als Teil eines übergeordneten Energie-Managementsystems zur Verschiebung von Lastbezugszeiten genutzt werden. Allerdings ist die Netzdienlichkeit pro lastseitigem iMSys sowohl bei Haushalten als auch im gewerblichen Bereich auf Grund zahlreicher einzuhaltender Nebenbedingungen und der verhältnismäßig geringen verschiebbaren Energiemengen sehr gering.

Zur Schaffung der Konnektivität und Interoperabilität zwischen iMSys und den zu steuernden dezentralen Erzeugern bzw. Verbrauchern sind weitere Investitionen erforderlich. Dies kann durch die Nutzung von Schaltboxen realisiert werden. Des Weiteren muss die von dezentralen Erzeugern auf Grund von Abregelung nicht eingespeiste Energie wirtschaftlich kompensiert werden, damit weiterhin ein diskriminierungsfreier Anlagenbetrieb möglich ist. Die Bereitschaft der Verbraucher ihre Lasten durch den Verteilnetzbetreiber steuern zu lassen ist ebenfalls nur durch entsprechende Kompensationszahlungen zu erreichen. Eine gesamtwirtschaftliche Bewertung des Nutzens der Abregelung dezentraler Erzeuger und der Lastverschiebung muss daher sowohl die zusätzlichen Investitionen zur Schaffung von Konnektivität und Interoperabilität als auch Kompensationszahlungen an die Betreiber dezentraler Erzeuger bzw. Verbraucher berücksichtigen.

Literaturverzeichnis

- [1] „Technische Richtlinie: Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz (Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz),“ BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Berlin, 2008.
- [2] „VDE-AR-N 4105: Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz,“ VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (FNN), Berlin, 2011.
- [3] R. Pardatscher, R. Witzmann und et. al., „Untersuchung zu den Auswirkungen von Photovoltaikeinspeisung auf das Nieder- und Mittelspannungsnetz,“ in *VDE ETG Kongress 2011*, Würzburg, 2011.
- [4] EnBW, „Stadtwerke Emmendingen,“ 16 Mai 2014. [Online]. Available: www.swe-emmendingen.de. [Zugriff am 16 Mai 2014].
- [5] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), „Energie in Deutschland - Trends und Hintergründe zur Energieversorgung,“ Berlin, 2013.
- [6] Energieagentur NRW, „Anteile, Verbrauchswerte und Kosten von 12 Verbrauchsbereichen in Ein- bis Sechs-Personen-Haushalten,“ Düsseldorf, 2011.
- [7] Agora Energiewende, „Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland,“ Berlin, 2013.
- [8] Verbundprojekt E-Energy: E-DeMa, „Entwicklung und Demonstration dezentral vernetzter Energiesysteme hin zum E-Energy-Marktplatz der Zukunft,“ 2013.
- [9] Das Europäische Parlament und der Rat der europäischen Union, „Richtlinie 2010/30/EU über die Angabe des Verbrauchs an Energie und anderen Ressourcen durch energieverbrauchsrelevante Produkte mittels einheitlicher Etiketten und Produktinformationen,“ Straßburg, 2010.
- [10] Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung

- (RWli), forsa Gesellschaft für Sozialforschung und statistische Analysen mbH, „Erhebung des Energieverbrauchs der privaten Haushalte für die Jahre 2006-2008,“ 2011.
- [11] Ernst & Young, „Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler,“ Düsseldorf, 2013.
- [12] Europäische Kommission, „Verordnung (EU) Nr. 1015/2010 Der Kommission zur Durchführung der Richtlinie 2009/125/EG des Europäischen Parlaments und des Rates im Hinblick auf die Festlegung von Anforderungen an die umweltgerechte Gestaltung von Haushaltswaschmaschinen,“ Brüssel, 2010.
- [13] Europäische Kommission, „Verordnung (EU) Nr. 1016/2010 Der Kommission zur Durchführung der Richtlinie 2009/125/EG des Europäischen Parlaments und des Rates im Hinblick auf die Festlegung von Anforderungen an die umweltgerechte Gestaltung von Haushaltsgeschirrspülern,“ Brüssel, 2010.
- [14] Europäische Kommission, „Verordnung (EU) Nr. 932/2012 Der Kommission zur Durchführung der Richtlinie 2009/125/EG des Europäischen Parlaments und des Rates im Hinblick auf die Festlegung von Anforderungen an die umweltgerechte Gestaltung von Haushaltswäschetrocknern,“ Brüssel, 2012.
- [15] B. Schломann, J. Steinbach, H. Kleeberger, B. Geiger, A. Pich und weitere, „Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland für die Jahre 2007 bis 2010,“ Karlsruhe, München, Nürnberg, 2013.
- [16] VDE - Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., „Demand Side Integration - Lastverschiebepotenziale in Deutschland,“ Frankfurt, 2012.
- [17] Deutsche Energie Agentur (dena), „dena-Verteilnetzstudie: Ausbau und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030,“ Berlin, 2012.
- [18] G. Kerber, „Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikanlagen,“ München: TU München, 2011.
- [19] „DIN EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen

- Elektrizitätsversorgungsnetzen; Deutsche Fassung EN 50160:2010 + Cor. :2010,“ DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE, Berlin, 2011.
- [20] Bundesnetzagentur, „Genehmigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan 2012,“ Bonn, 2011.
- [21] H. Nagel, Systematische Netzplanung, Berlin: VDE Verlag GmbH, 2008.
- [22] B. Gwisdorf, T. Borchard, T. Hammerschmidt und C. Rehtanz, „Technical and economic evaluation of voltage regulation strategies for distribution grids with a high amount of fluctuating dispersed generation units,“ in *IEEE Conference on Innovative Technologies for an Efficient and Reliable Electricity Supply*, Boston, 2010.
- [23] T. Borchard, B. Gwisdorf, T. Hammerschmidt, R. Hoffmann, C. Rehtanz und K. Voußem, „Spannungsregelungsstrategien für Verteilungsnetze,“ *EW – Das Magazin für die Energiewirtschaft*, Bd. EW Jg. 110 (2011), Nr. Heft 5, pp. S. 42-46, 2011.
- [24] B. Gwisdorf, T. Hammerschmidt und C. Rehtanz, „Praxisgerechte Anwendung innovativer Netzkonzepte mittels Grenzkurvenanalyse zur Unterstützung von Netzplanungsvorgängen,“ in *VDE ETG-Kongress 2011*, Würzburg, 2011.
- [25] Statistisches Bundesamt, „Stadt-/Landgliederung nach der Zuordnung von Eurostat 2000,“ [Online]. Available: www.destatis.de. [Zugriff am 10 März 2014].
- [26] FNN Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE, „Empfehlungen zur Umsetzung des neuen EEG § 6,“ VDE, Frankfurt, 2011.
- [27] Deutscher Wetterdienst, „Regional Modell COSMO-EU,“ 2013. [Online]. Available: www.dwd.de.
- [28] M. Klobasa, Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten, Zurich: ETH, 2007.
- [29] S. Kopp, „Gesammelte Leistungskurven von modernen

- Windenergieanlagen für Binnenlandstandorte (Version 2.1),“ 2013. [Online]. Available: www.windenergie-im-binnenland.de/powercurve.html. [Zugriff am 16 Oktober 2013].
- [30] V. Quaschnig, Regenerative Energiesysteme, München: Carl Hanser Verlag München, 2011.
- [31] J. Scheffler, Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohngebieten, Chemnitz: Technische Universität Chemnitz, 2002.
- [32] European Energy Exchange AG, „EEX-Transparenzplattform,“ 2014. [Online]. Available: www.transparency.eex.com. [Zugriff am 29 März 2014].
- [33] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, „Zeitreihe zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland,“ 2013.
- [34] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, „Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber - EEG-Anlagenstammdaten zum Stichtag 31.12.2011,“ 04 November 2013. [Online]. Available: www.eeg-kwk.net.
- [35] Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien, „IWR-Windertragsindex für Regionen,“ [Online]. Available: <http://www.iwr.de/windindex>. [Zugriff am 05 April 2014].

Anhang des Gutachtens

Tabelle 14.1 Abregelungswert von Windkraftanlagen in Abhängigkeit der Reduktion der jährlichen Energiebereitstellung ohne Anwendung des Korrekturfaktors

| Reduktion um | 1% | 2% | 3% | 4% | 5% | 6% | 7% | 8% | 9% | 10% |
|------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 100%-Quantil (Maximum) | 98,2% | 96,6% | 95,0% | 93,6% | 92,1% | 90,7% | 89,3% | 88,0% | 86,6% | 85,3% |
| 75%-Quantil | 96,1% | 93,2% | 90,6% | 88,2% | 85,9% | 83,9% | 81,9% | 80,0% | 78,1% | 76,3% |
| 50%-Quantil (Median) | 95,1% | 91,6% | 88,5% | 85,7% | 83,1% | 80,7% | 78,5% | 76,3% | 74,3% | 72,3% |
| 25%-Quantil | 93,7% | 89,4% | 85,7% | 82,4% | 79,4% | 76,7% | 74,2% | 71,8% | 69,6% | 67,5% |
| 0%-Quantil (Minimum) | 80,3% | 70,0% | 62,2% | 56,1% | 50,9% | 46,5% | 42,6% | 39,3% | 36,3% | 33,7% |
| Mittelwert | 94,8% | 91,2% | 88,1% | 85,3% | 82,7% | 80,3% | 78,1% | 76,0% | 74,0% | 72,1% |
| Reduktion um | 11% | 12% | 13% | 14% | 15% | 16% | 17% | 18% | 19% | 20% |
| 100%-Quantil (Maximum) | 84,0% | 82,7% | 81,4% | 80,2% | 78,9% | 77,7% | 76,4% | 75,2% | 74,0% | 72,9% |
| 75%-Quantil | 74,7% | 73,0% | 71,4% | 69,8% | 68,3% | 66,8% | 65,4% | 64,0% | 62,6% | 61,2% |
| 50%-Quantil (Median) | 70,4% | 68,6% | 66,9% | 65,2% | 63,5% | 62,0% | 60,5% | 59,0% | 57,6% | 56,2% |
| 25%-Quantil | 65,4% | 63,5% | 61,7% | 59,9% | 58,2% | 56,6% | 55,0% | 53,5% | 52,0% | 50,6% |
| 0%-Quantil (Minimum) | 31,4% | 29,4% | 27,6% | 26,0% | 24,5% | 23,3% | 22,1% | 21,0% | 20,0% | 19,0% |
| Mittelwert | 70,2% | 68,5% | 66,8% | 65,1% | 63,5% | 62,0% | 60,5% | 59,1% | 57,7% | 56,3% |

Tabelle 14.2 Abregelungswert von Windkraftanlagen in Abhängigkeit der Reduktion der jährlichen Energiebereitstellung bei Anwendung des Korrekturfaktors

| Reduktion um | 1% | 2% | 3% | 4% | 5% | 6% | 7% | 8% | 9% | 10% |
|------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 100%-Quantil (Maximum) | 96,8% | 94,3% | 92,0% | 89,9% | 87,9% | 85,9% | 84,1% | 82,3% | 80,6% | 78,9% |
| 75%-Quantil | 90,8% | 85,0% | 80,3% | 76,3% | 72,7% | 69,5% | 66,5% | 63,8% | 61,4% | 59,0% |
| 50%-Quantil (Median) | 88,0% | 81,2% | 75,7% | 71,3% | 67,4% | 64,0% | 60,9% | 58,2% | 55,6% | 53,3% |
| 25%-Quantil | 83,1% | 74,9% | 68,7% | 63,9% | 59,8% | 56,3% | 53,1% | 50,3% | 47,8% | 45,6% |
| 0%-Quantil (Minimum) | 49,1% | 40,9% | 35,8% | 32,0% | 28,7% | 26,1% | 23,8% | 22,0% | 20,3% | 18,8% |
| Mittelwert | 86,7% | 79,9% | 74,8% | 70,5% | 66,9% | 63,7% | 60,8% | 58,2% | 55,8% | 53,6% |
| Reduktion um | 11% | 12% | 13% | 14% | 15% | 16% | 17% | 18% | 19% | 20% |
| 100%-Quantil (Maximum) | 77,3% | 75,7% | 74,1% | 72,6% | 71,2% | 69,7% | 68,3% | 66,9% | 65,6% | 64,2% |
| 75%-Quantil | 56,9% | 54,9% | 53,0% | 51,3% | 49,6% | 48,0% | 46,5% | 45,1% | 43,7% | 42,4% |
| 50%-Quantil (Median) | 51,1% | 49,1% | 47,3% | 45,5% | 43,8% | 42,3% | 40,9% | 39,5% | 38,2% | 36,9% |
| 25%-Quantil | 43,5% | 41,6% | 39,8% | 38,2% | 36,7% | 35,3% | 34,0% | 32,8% | 31,6% | 30,5% |
| 0%-Quantil (Minimum) | 17,5% | 16,3% | 15,2% | 14,3% | 13,4% | 12,6% | 11,9% | 11,2% | 10,6% | 10,1% |
| Mittelwert | 51,6% | 49,7% | 47,9% | 46,3% | 44,7% | 43,2% | 41,8% | 40,5% | 39,3% | 38,1% |

Tabelle 14.3 Abregelungswert von Photovoltaikanlagen in Abhängigkeit der Reduktion der jährlichen Energiebereitstellung ohne Anwendung des Korrekturfaktors

| Reduktion um | 1% | 2% | 3% | 4% | 5% | 6% | 7% | 8% | 9% | 10% |
|------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 100%-Quantil (Maximum) | 79,8% | 76,1% | 73,3% | 71,0% | 68,9% | 67,0% | 65,1% | 63,4% | 61,8% | 60,3% |
| 75%-Quantil | 75,1% | 71,4% | 68,7% | 66,5% | 64,5% | 62,7% | 61,0% | 59,4% | 57,8% | 56,4% |
| 50%-Quantil (Median) | 74,7% | 70,9% | 68,1% | 65,7% | 63,6% | 61,8% | 60,0% | 58,4% | 56,8% | 55,3% |
| 25%-Quantil | 74,4% | 70,5% | 67,7% | 65,2% | 63,2% | 61,3% | 59,5% | 57,8% | 56,3% | 54,8% |
| 0%-Quantil (Minimum) | 73,3% | 69,5% | 66,7% | 64,0% | 61,7% | 59,7% | 57,8% | 56,0% | 54,3% | 52,7% |
| Mittelwert | 74,8% | 71,0% | 68,2% | 65,9% | 63,9% | 62,0% | 60,3% | 58,6% | 57,1% | 55,6% |
| Reduktion um | 11% | 12% | 13% | 14% | 15% | 16% | 17% | 18% | 19% | 20% |
| 100%-Quantil (Maximum) | 58,8% | 57,4% | 56,1% | 54,8% | 53,6% | 52,4% | 51,2% | 50,1% | 49,0% | 47,9% |
| 75%-Quantil | 55,0% | 53,6% | 52,3% | 51,0% | 49,8% | 48,6% | 47,5% | 46,4% | 45,3% | 44,3% |
| 50%-Quantil (Median) | 53,9% | 52,6% | 51,3% | 50,0% | 48,8% | 47,7% | 46,6% | 45,5% | 44,5% | 43,4% |
| 25%-Quantil | 53,4% | 52,0% | 50,7% | 49,5% | 48,3% | 47,1% | 46,0% | 44,9% | 43,8% | 42,8% |
| 0%-Quantil (Minimum) | 51,2% | 49,8% | 48,4% | 47,1% | 45,9% | 44,7% | 43,5% | 42,4% | 41,4% | 40,3% |
| Mittelwert | 54,1% | 52,8% | 51,5% | 50,2% | 49,0% | 47,8% | 46,7% | 45,6% | 44,6% | 43,5% |

Tabelle 14.4 Reduktion der jährlichen Energiebereitstellung von Windenergieanlagen in Abhängigkeit des Abregelungswerts ohne Anwendung des Korrekturfaktors

| Abregelung auf | 100% | 95% | 90% | 85% | 80% | 75% | 70% | 65% | 60% |
|------------------------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 100%-Quantil (Maximum) | 0,0% | 3,0% | 6,5% | 10,2% | 14,1% | 18,2% | 22,4% | 26,8% | 31,4% |
| 75%-Quantil | 0,0% | 1,4% | 3,2% | 5,4% | 8,0% | 10,8% | 13,9% | 17,3% | 20,9% |
| 50%-Quantil (Median) | 0,0% | 1,0% | 2,5% | 4,3% | 6,3% | 8,6% | 11,2% | 14,1% | 17,3% |
| 25%-Quantil | 0,0% | 0,7% | 1,8% | 3,2% | 4,8% | 6,7% | 8,8% | 11,2% | 13,9% |
| 0%-Quantil (Minimum) | 0,0% | 0,1% | 0,3% | 0,6% | 1,0% | 1,4% | 2,0% | 2,6% | 3,3% |
| Mittelwert | 0,0% | 1,2% | 2,8% | 4,7% | 6,8% | 9,3% | 11,9% | 14,9% | 18,1% |

Tabelle 14.5 Reduktion der jährlichen Energiebereitstellung von Windenergieanlagen in Abhängigkeit des Abregelungswerts bei Anwendung des Korrekturfaktors

| Abregelung auf | 100% | 95% | 90% | 85% | 80% | 75% | 70% | 65% | 60% |
|------------------------|------|------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|
| 100%-Quantil (Maximum) | 0,0% | 1,7% | 4,0% | 6,5% | 9,4% | 12,4% | 15,8% | 19,4% | 23,3% |
| 75%-Quantil | 0,0% | 0,4% | 1,1% | 2,0% | 3,1% | 4,3% | 5,8% | 7,6% | 9,6% |
| 50%-Quantil (Median) | 0,0% | 0,3% | 0,8% | 1,4% | 2,2% | 3,2% | 4,3% | 5,7% | 7,3% |
| 25%-Quantil | 0,0% | 0,2% | 0,4% | 0,8% | 1,3% | 2,0% | 2,8% | 3,8% | 4,9% |
| 0%-Quantil (Minimum) | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,1% | 0,2% | 0,3% | 0,4% |
| Mittelwert | 0,0% | 0,4% | 1,0% | 1,8% | 2,7% | 3,8% | 5,1% | 6,6% | 8,4% |

Tabelle 14.6 Reduktion der jährlichen Energiebereitstellung von Photovoltaikanlagen in Abhängigkeit des Abregelungswerts ohne Anwendung des Korrekturfaktors

| Abregelung auf | 100% | 95% | 90% | 85% | 80% | 75% | 70% | 65% | 60% |
|------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------|
| 100%-Quantil (Maximum) | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,2% | 0,9% | 2,4% | 4,5% | 7,1% | 10,2% |
| 75%-Quantil | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,2% | 1,0% | 2,5% | 4,7% | 7,6% |
| 50%-Quantil (Median) | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,2% | 0,9% | 2,3% | 4,3% | 7,0% |
| 25%-Quantil | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,2% | 0,9% | 2,2% | 4,1% | 6,7% |
| 0%-Quantil (Minimum) | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,1% | 0,7% | 1,8% | 3,6% | 5,8% |
| Mittelwert | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,2% | 0,9% | 2,4% | 4,4% | 7,2% |

dena-Smart-Meter-Studie

Bewertung des regulatorischen Rahmens

Abschlussbericht

Prof. Dr. Gert Brunekreeft
Dr. Roland Meyer

Bremen, Juli 2014



Autoren des Gutachtens

Prof. Dr. Gert Brunekreeft

g.brunekreeft@jacobs-university.de

Dr. Roland Meyer

ro.meyer@jacobs-university.de

Impressum

Jacobs University Bremen gGmbH

Campus Ring 1

D-28759 Bremen

<http://www.jacobs-university.de/>

Bremen Energy Research (BER)

<http://b-e-r.user.jacobs-university.de/>

Bremen, Juli 2014

Inhaltsverzeichnis

| | |
|---|-----|
| Inhaltsverzeichnis..... | 257 |
| Abbildungsverzeichnis..... | 259 |
| Tabellenverzeichnis | 261 |
| Abkürzungsverzeichnis | 262 |
| 15 Zusammenfassung..... | 263 |
| 15.1 Einleitung und Hintergrund..... | 263 |
| 15.2 Methodik | 265 |
| 15.3 Ergebnisse im Überblick | 266 |
| 15.4 Gliederung der Studie | 271 |
| 16 Zentraler Ansatz der Studie..... | 272 |
| 16.1 Modellvarianten..... | 273 |
| 16.1.1 Erlösbergrenze (EOG) | 274 |
| 16.1.2 CAPEX t-0 | 275 |
| 16.1.3 Preisbergrenze (POG) | 275 |
| 16.2 Szenarien und Gruppeneinteilung | 276 |
| 16.2.1 Szenarien | 276 |
| 16.2.2 Gruppeneinteilung | 277 |
| 16.3 Beurteilungskriterien | 278 |
| 17 Modellannahmen | 281 |
| 17.1 Investitionsdaten und Anlagenklassen | 282 |
| 17.2 Bestandsnetz und EEG-Erweiterungen..... | 283 |
| 17.3 Der konventionelle Zählerbestand..... | 284 |
| 17.4 Kosten des SMRO | 285 |
| 17.4.1 Direkte SMRO-Kosten | 285 |
| 17.4.2 Sonderabschreibungen auf Zählerbestand | 286 |
| 17.5 Modellierung der Netzdienlichkeit..... | 287 |
| 17.6 Modellvarianten..... | 288 |
| 17.6.1 Erlösbergrenze (EOG) | 288 |
| 17.6.2 CAPEX t-0..... | 290 |

| | | |
|--------|---|-----|
| 17.6.3 | Preisobergrenze (POG) | 291 |
| 17.7 | Kosten- und erlösseitige Steigerungseffekte | 293 |
| 17.8 | Methodik zur regulatorischen Auswertung..... | 294 |
| 18 | Ergebnisse..... | 298 |
| 18.1 | Kostendaten..... | 299 |
| 18.2 | Ergebnisse: Interne Kapitalverzinsung | 303 |
| 18.2.1 | Basisbetrachtung..... | 303 |
| 18.2.2 | Sensitivitätsbetrachtung..... | 308 |
| 18.3 | Ergebnisse: Liquiditätsanalyse..... | 317 |
| 19 | Analyse | 322 |
| 19.1 | Generelle Anreizwirkungen | 322 |
| 19.2 | Netzdienlichkeit im POG-Ansatz | 331 |
| 19.3 | Ländervergleiche | 336 |
| 19.3.1 | Niederlande | 338 |
| 19.3.2 | Norwegen | 339 |
| 19.3.3 | Österreich..... | 340 |
| 19.3.4 | Schweden..... | 342 |
| 19.3.5 | Fazit zum Ländervergleich..... | 343 |
| 19.4 | Fazit..... | 344 |
| 20 | Schlussfolgerungen..... | 348 |
| 21 | Anhang | 352 |
| 21.1 | Ergebnisse Basisbetrachtung..... | 352 |
| 21.2 | Ergebnisse Sensitivitäten..... | 352 |
| | Literaturverzeichnis | 355 |

Abbildungsverzeichnis

| | |
|-----------------|--|
| Abbildung 15.1 | IKV-Analyse im Basismodell im Szenario „Gesetzlicher Rahmen“ 267 |
| Abbildung 15.2 | IKV Analyse im Basismodell im Szenario „Rollout Plus“ 267 |
| Abbildung 15.3 | Liquiditätsanalyse im Szenario „Gesetzlicher Rahmen“ 268 |
| Abbildung 15.4 | Liquiditätsanalyse im Szenario „Rollout Plus“ 269 |
| Abbildung 16.1 | Referenzfall: MM-Kosten unter der EOG. 273 |
| Abbildung 16.2 | Alternativer Ansatz: MM-Kosten unter der POG. 274 |
| Abbildung 16.3 | Aufteilung der Netzgebietsklassen nach Haushalten... 277 |
| Abbildung 17.1 | Verteilung der Erweiterungsinvestitionen und ND..... 288 |
| Abbildung 18.1 | Verlauf der Stückkosten (Rollout Plus und SNB3) 301 |
| Abbildung 18.2 | Anteil der Sonderabschreibungen an SMRO-Kosten... 302 |
| Abbildung 18.3 | IKV-Analyse im Basismodell im Szenario „Gesetzlicher Rahmen“ 305 |
| Abbildung 18.4 | IKV Analyse im Basismodell im Szenario „Rollout Plus“ .305 |
| Abbildung 18.5 | Sensitivitätsbetrachtung POG 28/78, 20/86 und 35/160 („Gesetzlicher Rahmen“) 309 |
| Abbildung 18.6 | Sensitivitätsbetrachtung POG 28/78, 20/86 und 35/160 („Rollout Plus“) 309 |
| Abbildung 18.7 | Sensitivitätsbetrachtung „SMRO-Effekt“ („Gesetzlicher Rahmen“) 312 |
| Abbildung 18.8 | Sensitivitätsbetrachtung „SMRO-Effekt“ („Rollout Plus“) 312 |
| Abbildung 18.9 | Sensitivitätsbetrachtung ND Smart Meter („Gesetzlicher Rahmen“) 315 |
| Abbildung 18.10 | Sensitivitätsbetrachtung ND Smart Meter („Rollout Plus“) 315 |
| Abbildung 18.11 | Sensitivitätsbetrachtung Nutzungsdauer konventionelle Zähler („Gesetzlicher Rahmen“) 316 |
| Abbildung 18.12 | Sensitivitätsbetrachtung ND konventionelle Zähler („Rollout Plus“) 316 |
| Abbildung 18.13 | Jährlicher Liquiditätsverlauf im Szenario „Gesetzlicher Rahmen“ 318 |
| Abbildung 18.14 | Jährlicher Liquiditätsverlauf im Szenario „Rollout Plus“ 318 |

| | | |
|-----------------|--|-----|
| Abbildung 18.15 | Kumulierter Liquiditätsverlauf im Szenario „Gesetzlicher Rahmen“ | 319 |
| Abbildung 18.16 | Kumulierter Liquiditätsverlauf im Szenario „Rollout Plus“ | 320 |
| Abbildung 19.1 | Marktkonformität unter EOG und CAPEX t-0..... | 324 |
| Abbildung 19.2 | Mangelnde Marktkonformität bei der POG..... | 325 |
| Abbildung 19.3 | NDL unter der EOG..... | 332 |
| Abbildung 19.4 | NDL unter der POG..... | 332 |

Tabellenverzeichnis

| | | |
|--------------|---|-----|
| Tabelle 16.1 | Regionale Zusammensetzung der synthetischen VNB..... | 278 |
| Tabelle 17.1 | Anlagenklassen und Nutzungsdauern..... | 282 |
| Tabelle 17.2 | Preisobergrenzen für iZ und iMSys | 292 |
| Tabelle 17.3 | Kapitelverzinsung nach der StromNEV | 296 |
| Tabelle 18.1 | Konsolidierte Mengen und Ausgaben des SMRO. | 299 |
| Tabelle 18.2 | Angaben zu Netzdienlichkeit..... | 303 |
| Tabelle 18.3 | Annahmen des Basismodells..... | 304 |
| Tabelle 19.1 | Multi-Kriterien-Analyse zur Bewertung der Modellvarianten. | 323 |
| Tabelle 19.2 | Multi-Kriterien-Analyse zur regulatorischen Behandlung der NDL. | 334 |
| Tabelle 19.3 | Kurzüberblick zu den Vergleichsländern | 337 |
| Tabelle 21.1 | Basisbetrachtung | 352 |
| Tabelle 21.2 | Sensitivität Preisobergrenze | 352 |
| Tabelle 21.3 | Sensitivität „SMRO-Effekt“ | 353 |
| Tabelle 21.4 | Sensitivität Nutzungsdauer Smart-Meter-Anlagen..... | 353 |
| Tabelle 21.5 | Sensitivität Nutzungsdauer konventionelle Zähler | 354 |

Abkürzungsverzeichnis

| | |
|-------------------|--|
| ARegV | Anreizregulierungsverordnung |
| BNetzA | Bundesnetzagentur |
| CAPEX | Kapitalausgaben (capital expenditures) |
| DEA | Dezentrale Erzeugungsanlagen |
| EEG | Erneuerbare-Energien-Gesetz |
| EF | Erweiterungsfaktor |
| EnWG | Energiewirtschaftsgesetz |
| EO; EOG | Erlösobergrenze |
| HS | Hochspannung |
| IKV | Interne Kapitalverzinsung |
| iZ | Intelligent Zähler |
| iMSys | Intelligente Messsysteme |
| KA _b | Beeinflussbarer Kostenanteil |
| KA _{dnb} | Dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil |
| KA _{vnb} | Vorübergehend nicht beeinflussbarer Kostenanteil im Basisjahr |
| konvZ | Konventionelle Zähler (Ferraris-Zähler) |
| MM | Messung und Messstellenbetrieb |
| NE | Netzentgelte |
| OPEX | Betriebskosten (operating expenditures) |
| PF | Gen. Produktivitätsfaktor (X_{GEN}) |
| POG | Preisobergrenze |
| RegK | Regulierungskonto |
| RP | Regulierungsperiode |
| regWACC | Regulatorische Zielrendite |
| SNB | Synthetischer Netzbetreiber |
| SMRO | Smart-Meter-Rollout |
| StromNEV | Stromnetzentgeltverordnung |
| TNW | Tagesneuwert |
| TOTEX | Gesamtausgaben (total expenditures) |
| VNB | Verteilnetzbetreiber |
| VPI | Verbraucherpreisindex |
| WACC | Weighted average cost of capital |
| X_{GEN} | Genereller X-Faktor |

15 Zusammenfassung

15.1 Einleitung und Hintergrund

Das regulatorische Gutachten untersucht unterschiedliche, in der Diskussion befindliche Finanzierungsmodelle auf deren Eignung zur Durchführung des Smart-Meter-Rollouts (SMRO). Da die primäre Verantwortung bei den Verteilnetzbetreibern (VNB) liegt, betrifft die Finanzierung der SMRO-Kosten zumindest für die VNB den regulierten Bereich und fällt im deutschen Kontext somit unter die Anreizregulierungsverordnung (ARegV). Die diesbezügliche Ausgestaltung ist die zentrale Thematik dieses Studienteils.

In Deutschland spannt sich für die Diskussion um die Finanzierung der SMRO-Kosten ein problematisches Zieldreieck auf. Es umfasst:

- Kostendeckung für die Anbieter von Dienstleistungen im Bereich des Messwesens bzw. Finanzierung ihrer Ausgaben. Dieses Ziel kann in zwei Richtungen verfehlt werden: Es sollte weder zu Kostenunter- noch Überdeckung kommen.
- Schutz des Wettbewerbs auf dem Markt für Messstellenbetreiber; dieser ist in Deutschland, im Gegensatz zu vielen anderen Ländern, liberalisiert.
- Zumutbarkeit der Kostenüberwälzung auf die Verbraucher; insb. eine zeitliche Verstetigung der aus den Kosten des SMRO resultierenden Entgelte. Es wird als gerecht angesehen, dass Kunden, die zu unterschiedlichen Zeitpunkten mit einem solchen System ausgestattet werden, mehr oder weniger dieselben Lasten tragen. D.h. die individuelle Kostenbelastung sollte zwar mit der Zahl der Jahre, die ein solches System zur Verfügung steht, variieren, jedoch möglichst wenig zwischen den einzelnen Jahren.

Das gleichzeitige Erreichen dieser drei Ziele stellt sich in der Ausgestaltung eines Finanzierungsmodells als sehr kritisch heraus.

Das regulatorische Gutachten baut auf den Ergebnissen des Kostengutachtens und des Netzgutachtens auf und verwendet deren Ergebnisse als Input für die Analyse folgender Aufgabenstellungen:

1. Eine Modellrechnung, wie die Ausgaben eines Smart-Meter-Rollouts sich unter Berücksichtigung der derzeitigen ARegV in Deutschland auf die Rentabilität und Liquidität der Netzbetreiber auswirken.
2. Eine umfassende Beurteilung der drei betrachteten Finanzierungsmodelle.

Im Rahmen der ersten Aufgabe werden die derzeitige Regulierung nach ARegV, sowie alternative Finanzierungsmodelle für drei synthetische Netzbetreiber (SNB) simuliert, die jeweils überwiegend den Netzgebieten Stadt (SNB1), Halbstadt (SNB2) und Land (SNB3) zuzuordnen sind. Die quantitative Beurteilung wird flankiert von einer umfassenden qualitativen Analyse der Finanzierungsmodelle. Zur besseren Beurteilung der Entwicklungen in Deutschland wird eine Kurzanalyse ausgewählter Vergleichsländer durchgeführt, um zu klären, wie im Ausland mit dieser Thematik umgegangen wird.

Untersucht werden zwei Rollout-Szenarien: 1) Im Szenario ‚Gesetzlicher Rahmen‘ ist ein relativ moderater Rollout vorgesehen, der ausschließlich intelligente Messsysteme (iMSys) umfasst. 2) Im ‚Rolloutszenario Plus‘ kommt es zu einem großflächigen Zählerwechsel, der neben den iMSys auch intelligente Zähler (iZ) beinhaltet, die im Gegensatz zu den iMSys nicht in ein Kommunikationsnetz eingebunden sind.

Es werden 3 Varianten für ein Finanzierungsmodell im Detail untersucht:

- Erlösobergrenze (EOG), wobei insbesondere das Regulierungskonto (RegK) berücksichtigt wird.
Diese Variante entspricht näherungsweise der derzeitigen ARegV, unterstellt jedoch eine Reihe von Anpassungen, die für eine praktische Anwendung des RegK notwendig sind.
- CAPEX t-0
In dieser Variante werden Kapitalkosten (CAPEX) auf

Plankostenbasis in die EOG weitergeleitet. Jedoch verbleibt bei den Betriebskosten (OPEX) der regulatorische Zeitverzug. Bezüglich der SMRO-Kosten ist dieser Ansatz auch ein ‚EOG-Ansatz ohne CAPEX-Zeitverzug‘.

- Preisobergrenze (POG)
Mit der POG wird der EOG ein zusätzlicher Korb für die SMRO-Kosten hinzugefügt. Der Korb umfasst die POG für iZ und iMSys, die mit den jeweiligen Mengen multipliziert werden. Alle anderen Kosten bleiben wie gehabt in der EOG.

Das zentrale Ziel des Gutachtens ist eine umfassende Beurteilung der Modellvarianten (qualitativ, sowie quantitativ) zum effizienten regulatorischen Umgang mit den SMRO-Kosten unter Berücksichtigung des erwähnten Zieldreiecks.

15.2 Methodik

Ziel des regulatorischen Modells ist die Auswertung der SMRO-Kosten für drei synthetische Netzbetreiber, die sich den Netzgebietsklassen städtisch, halbstädtisch und ländlich zuordnen lassen.

Die Methodik folgt dabei jener der dena-Verteilnetzstudie (dena-VNS, 2012): Es wird eine regulatorische Gesamtbetrachtung der Verteilnetze vorgenommen, bei der neben den rolloutbedingten Investitionen auch das Bestandsnetz, die EEG-Erweiterungsinvestitionen und vermiedene EEG-Erweiterungsinvestitionen („Netzdienlichkeit“) mitbetrachtet werden. Dabei wird das Bestandsnetz im eingeschwungenen Zustand modelliert, um zyklische Effekte aus den Ersatzinvestitionen auf die Ergebnisse zu neutralisieren.

Die quantitative Bewertung des regulatorischen Umgangs mit den SMRO-Kosten beruht auf zwei Beurteilungskriterien:

1) Interne Kapitalverzinsung (IKV)

Das Hauptkriterium der Bewertung ist die Auskömmlichkeit der Regulierung, also die Frage, ob die tatsächliche Rendite unter der ARegV die regulierte Zielrendite erreicht. Dies wird anhand der

internen Kapitalverzinsung für das Gesamtkapital (IKV-GK) beurteilt, die aus dem Cash-Flow ermittelt wird.

Zu beachten ist, dass auch hier die oben erwähnte Gesamtnetzbeurteilung zu Grunde liegt; d.h. die Rentabilitätsrechnung erfolgt immer im Verhältnis zur Kapitalbasis des gesamten Netzbetreibers (im Gegensatz zur isolierten Investition).

2) Liquiditätsrückfluss

Neben Renditeeffekten kommt es je nach betrachteter Finanzierungsvariante auch zu Liquiditätseffekten auf Grund des regulatorischen Zeitverzugs. Zusätzlich zur Renditebetrachtung werden daher die Liquiditätseffekte auf Basis einer Cash-Flow-Betrachtung für die SMRO-Kosten untersucht.

Die Daten für die quantitative Auswertung stammen aus dem Kostengutachten und dem Netzgutachten dieser Studie.

- Im Rahmen des Kostengutachtens werden die SMRO-Kosten berechnet und entsprechend der Anschlusspunkte auf die 3 betrachteten synthetischen Netzbetreiber (SNB) heruntergerechnet.
- Aus dem Netzgutachten resultieren die Daten für den EEG-Erweiterungsbedarf für die 3 SNB.

Für die Gesamtnetzbeurteilung wird zudem ein konstanter Ersatzbedarf für das Bestandsnetz auf Basis der kalkulatorischen Nutzungsdauern angenommen. Dieser Ersatzbedarf fließt zusammen mit den SMRO-Investitionen und den EEG-Erweiterungen in das regulatorische Modell ein.

15.3 Ergebnisse im Überblick

Die zentralen Schlussfolgerungen des regulatorischen Gutachtens sind wie folgt: Der POG-Ansatz begrenzt zwar die Entgelte für iMSys und iZ-Kunden, weist in der aktuell vorgeschlagenen Variante jedoch eine Reihe von Schwächen auf. Deshalb scheint die bessere Alternative darin zu bestehen, die SMRO-Kosten über die EOG abzugelten, allerdings mit Anpassungen für die Berücksichtigung des Zieldreiecks:

- Kostendeckung
- Schutz des Wettbewerbs

- Zumutbarkeit bzw. zeitliche Verstetigung der Entgelte

Die zentralen quantitativen Ergebnisse zur Renditebetrachtung werden in den beiden folgenden Schaubildern zusammengefasst.

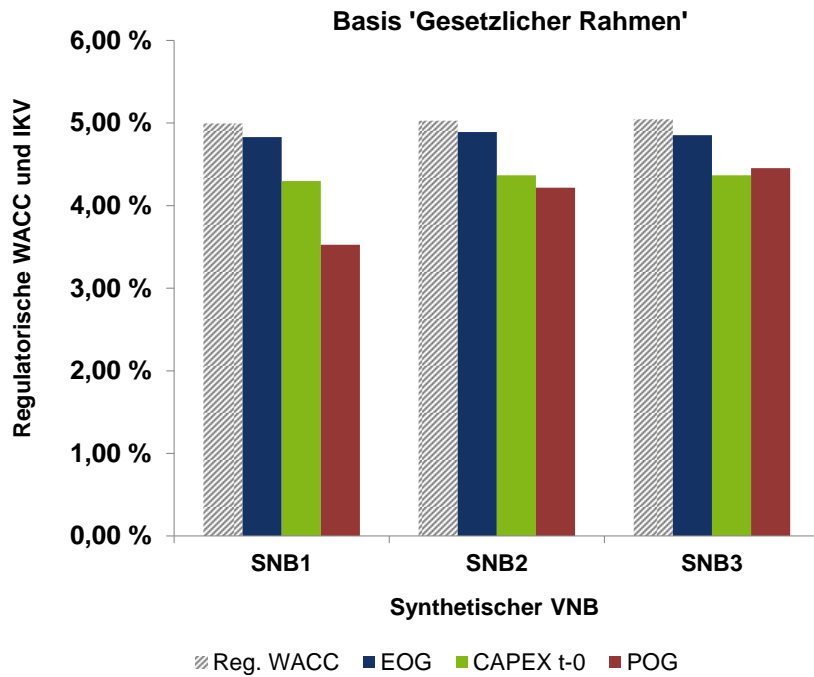


Abbildung 15.1 IKV-Analyse im Basismodell im Szenario „Gesetzlicher Rahmen“.

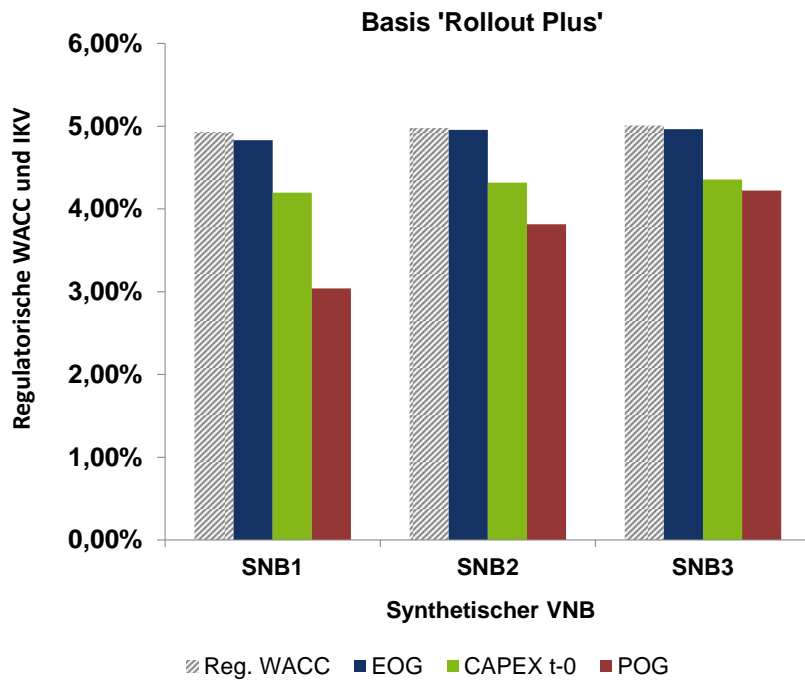


Abbildung 15.2 IKV Analyse im Basismodell im Szenario „Rollout Plus“.

Die beiden obigen Abbildungen zeigen jeweils 4 Werte. Der linke Balken zeigt die durch die ARegV festgelegte Zielrendite ausgedrückt als regulatorische Weighted Average Cost of Capital (reg-WACC), nach Steuern; diese ist je nach SNB und Szenario leicht unterschiedlich, bewegt sich jedoch immer um 5 %¹. Die anderen drei Balken zeigen die IKV für die jeweiligen Modellvarianten EOG, CAPEX t-0, und POG. Die Liquiditätsentwicklung für die drei Modellvarianten wird in den folgenden beiden Abbildungen dargestellt.

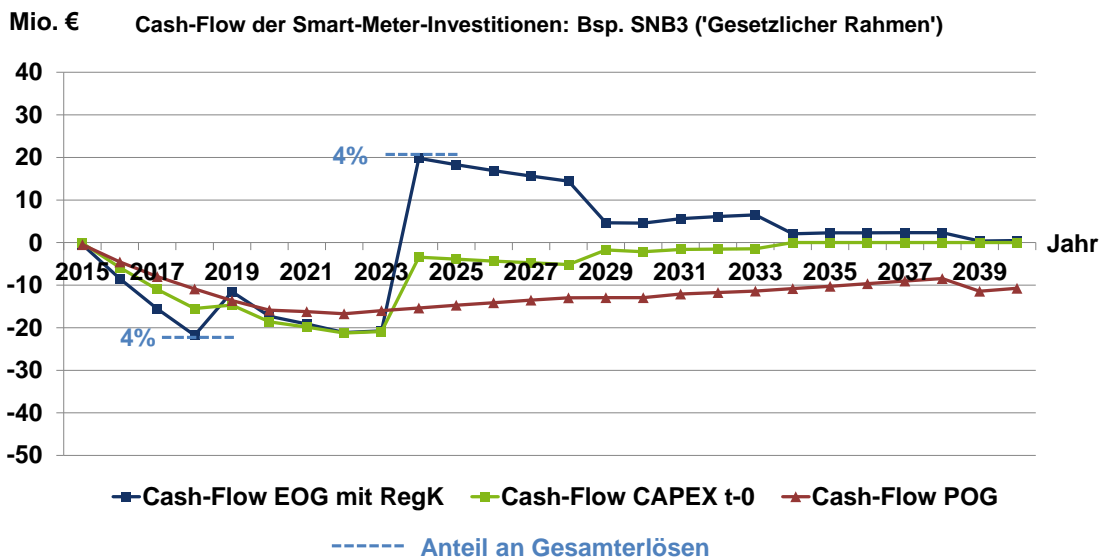


Abbildung 15.3 Liquiditätsanalyse im Szenario „Gesetzlicher Rahmen“.

¹ Das Modell berechnet die regWACC als eine „ideale“ Rendite, wie sie unter einer ARegV ohne Zeitverzug erreichbar wäre und ist somit abhängig vom VNB und Szenario, was zu geringfügigen Unterschieden führt.

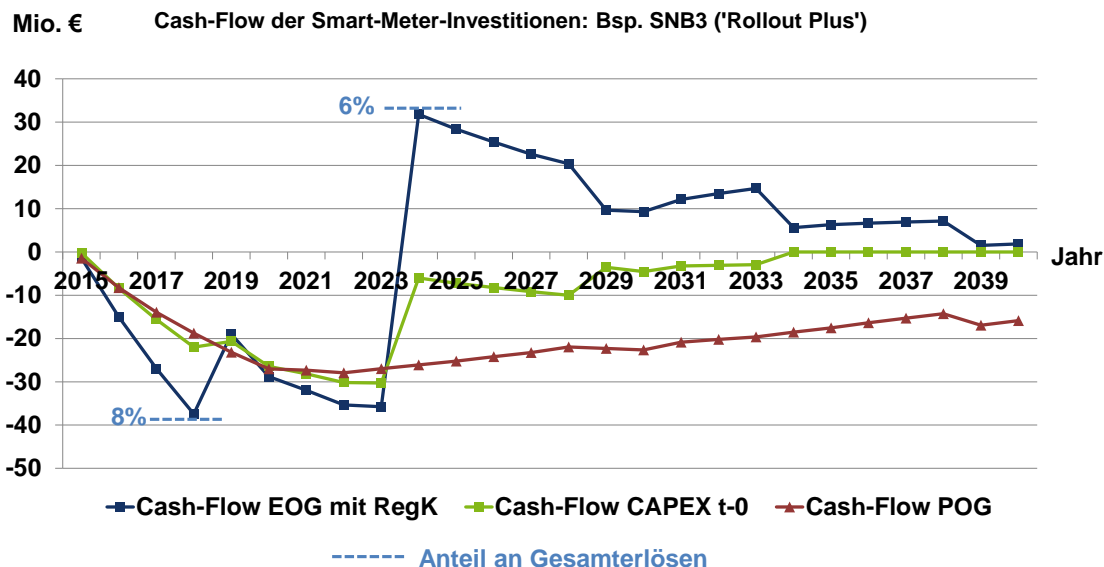


Abbildung 15.4 Liquiditätsanalyse im Szenario „Rollout Plus“.

Wie aus Abbildung 15.1 und Abbildung 15.2 ersichtlich wird, kann das Regulierungskonto unter der EOG die durch den Zeitverzug bedingte Verringerung der IKV weitgehend ausgleichen. Jedoch verbleiben mehrere Probleme bei der Anwendung des RegK, die eine weitreichende Anpassung der Ausgestaltung erforderlich machen.²

Insbesondere bewirkt das RegK unter dem EOG-Ansatz beträchtliche Liquiditätsverzögerungen und Ergebniseinbrüche (vgl. Abbildung 15.3 und Abbildung 15.4). Im Laufe der Regulierungsperiode wird das Regulierungskonto (kumulativ) aufgefüllt und dann in der Nachfolgeperiode in Form einer Ratentilgung aufgelöst. Der Liquiditätsrückfluss kann bis zu 10 Jahre verzögert sein. Zudem ist das RegK nach Handelsrecht nicht aktivierungsfähig. Dies führt auch zu Ergebniswirkungen im Jahresabschluss.

Die Modellvariante CAPEX t-0 löst zwar das Zeitverzugsproblem für CAPEX, nicht jedoch für OPEX. Der Rollout intelligenter Zähler und Messsysteme stellt eine Transformationsphase mit relativ ho-

² Da in dieser Studie das Bestandsnetz im eingeschwungenen Zustand modelliert wurde, bleiben die Erkenntnisse aus der dena-Verteilnetzstudie (2012) von den Ergebnissen in dieser Studie unberührt. Dies betrifft vor allem das generelle Zeitverzugsproblem bei der Berücksichtigung von Investitionen.

hen und steigenden OPEX dar: Die Betriebskosten sind hier nicht mehr in einem eingeschwungenen Zustand. Das OPEX-bedingte Zeitverzugsproblem macht sich genauso bei der IKV, wie auch im Liquiditätsrückfluss bemerkbar. Da OPEX gerade im Kontext von Smart Metern und generell Smart Grids zunehmend wichtiger werden folgt, dass Anpassungen des Regulierungsrahmens den sachgerechten Umgang mit OPEX explizit berücksichtigen sollten.

Im Basismodell der POG-Variante wurden POG-Werte eingesetzt, die auf der Kosten-Nutzen-Analyse von Ernst&Young basieren (KNA 2013, S. 208, Variante 1) basieren, jedoch angepasst wurden (vgl. Kapitel 17.6.3). Die POG-Werte in der Basisvariante in diesem Modell sind $POG-iZ = 28 \text{ €}$ und $POG-iMSys = 78 \text{ €}$. Die Berechnungen zeigen, dass die Werte nicht für eine Kostendeckung ausreichen. Es wird für den Regulierer in der Praxis schwierig sein, zielsicher POG-Werte zu setzen; das Fehlerpotential ist hoch. Bei Kostenunterdeckung verbleibt eine dauerhafte Liquiditätslücke.

Es sei an dieser Stelle nochmals darauf hingewiesen, dass sich die Berechnungen der IKV auf das Gesamtnetz beziehen; d.h. die Auswirkungen des durch die Kostenunterdeckung verursachten Defizits werden durch die große Kapitalbasis des Gesamtnetzes gemildert. Eine Betrachtung auf Basis der isolierten Investitionen alleine würde die IKV-Werte nochmals erheblich verringern.

Die qualitative Analyse der Modellvarianten ergibt folgende Einsichten:

- Ein POG-Ansatz ist nicht marktkonform.
- POG-Werte müssen extern gesetzt werden, was auf Grund gravierender Informationsprobleme sehr schwierig ist.
- Die Kostendeckung ist hochgradig von den konkreten POG-Werten abhängig.
- Das Ziel der zeitlichen Verstetigung der Entgelte im Rahmen des POG-Ansatzes wird unter Wettbewerbsbedingungen nicht erreicht.

Beim EOG-Ansatz dagegen gilt es nach wie vor, das Zeitverzugsproblem strukturell anzugehen; die Analyse zu CAPEX t-0 zeigt, dass der OPEX-Zeitverzug gravierende Auswirkungen hat und als

Problem angegangen werden muss. Durch zusätzliche Maßnahmen sollte versucht werden, eine zeitliche Verstetigung der SMRO-Entgelte zu erreichen.

15.4 Gliederung der Studie

Das regulatorische Gutachten ist wie folgt aufgebaut. Kapitel 16 stellt zunächst das Ziel und den Ansatz der Studie vor. Kapitel 17 diskutiert im Detail die Modellannahmen, die den Berechnungen zur IKV und Liquidität zu Grunde liegen. Das Kapitel 18 beschreibt und diskutiert die Ergebnisse der Modellrechnungen. Kapitel 19 erweitert die Analyse insbesondere um weitere Beurteilungskriterien und einen Ländervergleich und bespricht eine erste Handlungsempfehlung. Kapitel 20 fasst die Schlussfolgerungen zusammen.

16 Zentraler Ansatz der Studie

Leitgedanken

Dieses einleitende Kapitel steckt den Gesamtrahmen des regulatorischen Gutachtens ab. Das Kapitel beschreibt 1) die zu untersuchenden Modellvarianten, 2) den Szenariorahmen und 3) die Beurteilungskriterien. Details zu den Modellannahmen folgen anschließend im Kapitel 17.

Im regulatorischen Gutachten werden drei Modellvarianten verglichen:

- Erlösbergrenze (EOG), wobei insbesondere das Regulierungskonto (RegK) berücksichtigt wird; diese Variante entspricht näherungsweise der derzeitigen ARegV, unterstellt jedoch eine Reihe von Anpassungen, die für eine praktische Anwendung des RegK notwendig sind.
- CAPEX t-0; in dieser Variante werden CAPEX auf Plankostenbasis in die EOG weitergeleitet. Jedoch verbleibt bei OPEX der regulatorische Zeitverzug. Bezüglich der SMRO-Kosten ist dieser Ansatz auch ein ‚EOG-Ansatz mit CAPEX t-0‘.
- Preisbergrenze (POG); mit der POG wird der EOG ein zusätzlicher Korb für die SMRO-Kosten hinzugefügt. Der Korb umfasst die POG für iZ und iMSys, die mit den jeweiligen Mengen multipliziert werden. Alle anderen Kosten bleiben wie gehabt in der EOG.

Der Szenariorahmen umfasst einerseits die Rollout-Szenarien und andererseits die Anbieterprofile (oder, Netzgebietenklassen). Dabei wird der Charakterisierung aus den anderen Studienteilen gefolgt. Dabei wurden für das regulatorische Gutachten drei synthetische Netzbetreiber (SNB) untersucht, die den Profilen weitgehend entsprechen.

Die Beurteilungskriterien teilen sich in zwei Teile auf. Zum einen wird mittels einer Renditebetrachtung (Interne Kapitalverzinsung, IKV) eine quantitative Beurteilung der Modellvarianten und einer Liquiditätsbetrachtung durchgeführt (Kapitel 18). Zum anderen erfolgt anhand einer *Multi-Kriterien-Analyse* eine qualitative Analyse, in welche die Ergebnisse aus der quantitativen Analyse einfließen (Kapitel 19).

16.1 Modellvarianten

Das regulatorische Gutachten analysiert und vergleicht drei Modellvarianten: 1) die Erlösobergrenze (EOG) mit Regulierungskonto, 2) eine EOG-Variante, in der das CAPEX-Zeitverzugsproblem gelöst wird („CAPEX t-0“) und 3) die Variante in der die Kosten für Messung und Messstellenbetrieb (MM) über eine separate Preisobergrenze (POG) gedeckt werden sollen. Der Vergleich zwischen EOG- und POG-Ansatz wird in den folgenden Abbildungen verdeutlicht.

Referenzfall: MM-Kosten unter der EOG (Modellvarianten 1 und 2)

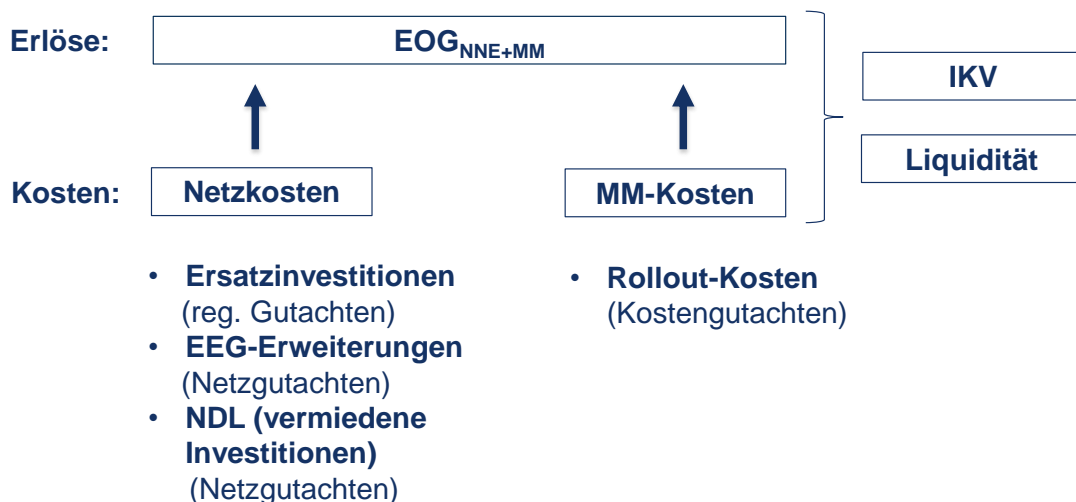


Abbildung 16.1 Referenzfall: MM-Kosten unter der EOG.

Alternativer Ansatz: MM-Kosten unter der POG (Modellvariante 3)

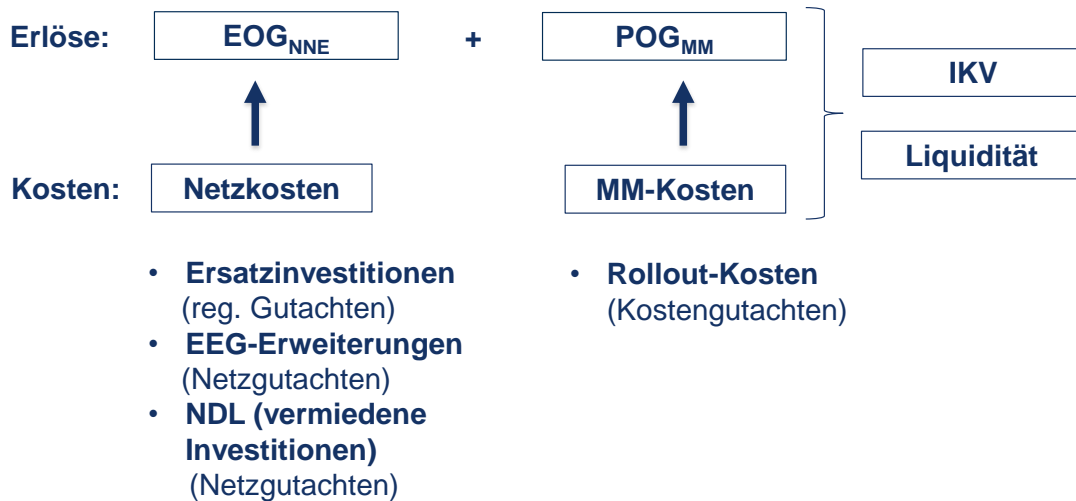


Abbildung 16.2 Alternativer Ansatz: MM-Kosten unter der POG.

In den Abbildungen wurden auch bereits die vermiedenen Netzausbaukosten (Netzdienlichkeit) dargestellt; die Diskussion hierzu findet sich im Kapitel 19.2. An dieser Stelle genügt es zu erwähnen, dass die Netzdienlichkeit im Modell immer in der EOG erfasst wird.

16.1.1 Erlösobergrenze (EOG)

Die Modellierung der EOG mit RegK, als EOG-Basisvariante, orientiert sich weitgehend am Vorgehen in der dena-VNS (2012). Zwei wesentlichen Änderungen wurden allerdings vorgenommen.

- Das Modell in der Smart-Meter-Studie wurde um das Regulierungskonto erweitert. In der dena-VNS hatte das Regulierungskonto keine Bedeutung und wurde deshalb ignoriert. Da aber im Falle des SMRO das Regulierungskonto eine wichtige Rolle spielt, wurde es in das Modell aufgenommen.
- Am Ende der Bearbeitungsperiode der dena-VNS wurde von der BNetzA mit der 110kV-Regelung bereits eine ARegV-Anpassung vorgenommen, die nicht mehr in das Modell der dena-VNS aufgenommen werden konnte. Durch die 110kV-Regelung fallen EEG-Erweiterungsinvestitionen für die 110kV-Ebene unter die Regelungen zu Investitionsmaßnahmen nach §23 ARegV. Gleichzeitig fällt die

Anwendung des Erweiterungsfaktors für die 110kV-Ebene damit weg. Diese ARegV-Anpassung wurde mitmodelliert.

Wesentlich für den Referenzfall ist die Problematik des Zeitverzugs, die auch in der dena-VNS im Vordergrund stand. Man spricht von „t-5“ und „t-2“ Zeitverzug; insgesamt „t-7“. Ersteres entspricht der Länge einer Regulierungsperiode von 5 Jahren, während der die EOG nicht angepasst wird. Zweiteres entspricht der Zeit zwischen dem eigentlichen Anfallen der Kosten und der tatsächlichen Erlösanpassung.

16.1.2 CAPEX t-0

Die dena-VNS hat die Auskömmlichkeit der damaligen ARegV untersucht, wobei vor allem die Zeitverzugsproblematik im Vordergrund stand. Es wurden daher auch Varianten durchgerechnet, die zu einer Milderung der Zeitverzugsproblematik der derzeitigen ARegV beitragen können (vgl. dena-VNS, 2012, S. 317f.). Eine Variante löste das Zeitverzugsproblem für CAPEX vollständig („t=0“); in der dena-VNS entspricht das der Variante „A.3: Investitionszuschlag auf Plankostenbasis („Norwegenmodell“). Die Variante simuliert die ARegV für den Fall, dass die EOG sich jährlich auf Plankostenbasis an die investitionsbedingten Veränderungen der Kapitalkosten anpasst.

Es ist wichtig zu beachten, dass die Anpassung auf „t-0“ nur für CAPEX erfolgt; für OPEX gilt nach wie vor „t-5“ und „t-2“.

Bei dieser Variante tritt das Zeitverzugsproblem bei den OPEX in den Vordergrund, da diese Kosten im Rahmen des SMRO von großer Bedeutung sind.

16.1.3 Preisobergrenze (POG)

Unter dem Begriff „Preisobergrenze“ (POG) wurde ein Alternativansatz untersucht, der in der KNA empfohlen wird und daher für die weitere politische Diskussion eine große Relevanz hat. Wie in Abbildung 16.2 ersichtlich, wird dabei die Erlösbergrenze (EOG) um eine Komponente „Preisobergrenze (POG)“ erweitert. Die MM-Kosten des SMRO werden demnach von diesem separaten Korb abgedeckt und erscheinen nicht in der EOG.

Ein wesentlicher Unterschied zwischen der EOG und POG besteht darin, dass bei der EOG der *Erlös* und bei der POG der *Preis* gedeckelt wird: Das heißt, dass bei der EOG das Produkt von Preis und Menge fixiert wird. Bei der POG wird die Preisobergrenze bestimmt, während aber die Mengen sich flexibel den tatsächlichen Ausbaumengen entsprechend anpassen. Des Weiteren können die Mengen in der POG jährlich und deshalb ohne Zeitverzug angepasst werden. Die beiden Ansätze gehen unterschiedlich mit dem Zeitverzugsproblem und mit dem Mengenrisiko um.

Zur Bestimmung und Modellierung der POG sind mehrere Details zu klären die in Kapitel 17 ausführlich besprochen werden. Eine kritische Betrachtung des POG-Ansatzes erfolgt dann in den Kapiteln 18 und 19.

16.2 Szenarien und Gruppeneinteilung

Das Modell beruht auf zwei Rollout-Szenarien und drei Typen von Verteilnetzen, die aus dem Netzgutachten und dem Kostengutachten übernommen werden. Gegenstand der regulatorischen Untersuchung sind drei synthetische VNB, die jeweils überwiegend den Netzgebieten Stadt, Halbstadt und Land zuzuordnen sind. Es ist zu beachten, dass kein Rückschluss der synthetischen Netzbetreiber auf reale Netze möglich ist.

16.2.1 Szenarien

Die beiden Rollout Szenarien sind:

- 1) Gesetzlicher Rahmen
- 2) Rollout Plus

Der wesentliche Unterschied in den Szenarien besteht darin, dass im ‚Gesetzlichen Rahmen‘ ein relativ moderater Rollout vorgesehen ist, während der ‚Rollout Plus‘ wesentlich ambitionierter ist, vor allem in Bezug auf iZ für Endverbraucher. Für das regulatorische Gutachten bedeutet das, dass es beim Rollout-Plus-Szenario durch den großflächigen Zählerwechsel zu einem schnelleren und stärkeren Kostenanstieg kommt, der von der Regulierung bewältigt werden muss. Für die Einzelheiten zu den Szenarien sei auf das Kostengutachten verwiesen.

16.2.2 Gruppeneinteilung

In dieser Studie werden zunächst drei Netzgebietsklassen (NGK) unterschieden: 1) Stadt, 2) Halbstadt und 3) Land. Der Hintergrund liegt in den zu vermutenden Unterschieden bei den Rollout-Kosten für diese verschiedenen NGK. Diese Unterschiede werden sich auch im regulatorischen Teil auswirken.

Die Definition der Netzgebietsklassen orientiert sich an den Daten des Statistischen Bundesamtes zur Bevölkerungsdichte (Stadt-Land-Gliederung gemäß Statistischem Jahrbuch 2014). Die Aufteilung der NGK nach Haushalten ist in Abbildung 16.3 dargestellt.

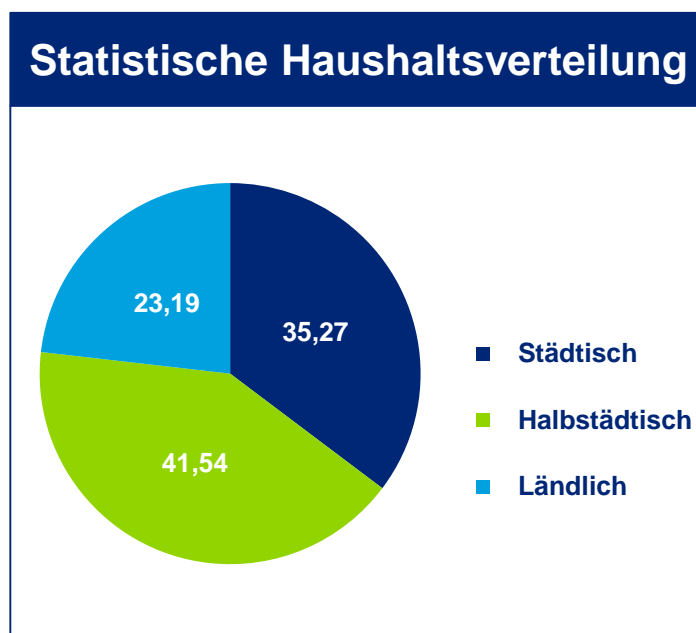


Abbildung 16.3 Aufteilung der Netzgebietsklassen nach Haushalten.

Im regulatorischen Teil wird nicht mit Netzgebietsklassen gearbeitet, sondern mit synthetischen Verteilnetzbetreibern (SNB). Diese SNB entsprechen weitgehend den Netzprofilen, setzen sich jedoch mit unterschiedlicher Gewichtung aus den drei NGK zusammen. Für die regulatorische Bewertung wurden drei Verteilnetze gewählt, die auch bereits in der dena-VNS (2012) betrachtet wurden. Die Daten und Ergebnisse zum SMRO und der Netzdienlichkeit für die drei NGK wurden von der TU Dortmund auf die entsprechenden drei SNB hochgerechnet.

Die genaue Zusammensetzung der SNB nach den NGK ist in Tabelle 16.1 dargestellt.

Tabelle 16.1 Regionale Zusammensetzung der synthetischen VNB

| | Stadt | Halbstadt | Land |
|------|---------|-----------|--------|
| SNB1 | 100,0 % | 0,0 % | 0,0 % |
| SNB2 | 11,3 % | 62,5 % | 26,2 % |
| SNB3 | 3,0 % | 44,0 % | 53,0 % |

16.3 Beurteilungskriterien

Die zentrale Aufgabe des regulatorischen Gutachtens ist eine Beurteilung eines geeigneten Finanzierungsmodells für die betriebswirtschaftlichen Kosten des SMRO. Zu diesem Zweck wird zum einen mittels einer Renditebetrachtung (Interner Kapitalverzinsung, IKV) und einer Liquiditätsbetrachtung eine quantitative Beurteilung der Modellvarianten vorgenommen (Kapitel 18). Zum anderen erfolgt anhand einer *Multi-Kriterien-Analyse* eine qualitative Bewertung der Finanzierungsmodelle (Kapitel 19).

1) Interne Kapitalverzinsung (IKV)

In Analogie zur dena-VNS besteht das primäre Ziel in einer quantitativen Analyse der Auskömmlichkeit: Erreicht die tatsächliche Rendite für das gesamte Netz unter Berücksichtigung der SMRO-Kosten die regulierte Zielrendite?

Für die tatsächliche Rendite wird die „Interne Kapitalverzinsung“ (IKV) für das Gesamtkapital (GK) berechnet. Dies geschieht auf Basis einer Cash-Flow-Berechnung für die Betrachtungsperiode 2014 bis 2050, so dass nach Abschluss der Rollout-Phase noch die Hälfte der durchschnittlichen Anlagennutzungsdauer der Netzanlagen von etwa 40 Jahren berücksichtigt wird (vgl. dena-VNS, 2012, S. 304). Für die regulierte Zielrendite wird die „regulatorische WACC“ (*weighted average cost of capital*) berechnet. Die Berechnung nimmt eine „perfekte Regulierung“ (d.h. ohne Zeitverzug) an, so dass die regulierte WACC nahezu den Vorgaben der

BNetzA zur EK- und FK-Verzinsung entspricht (vgl. dena-VNS, 2012, S. 288).³

Die Analyse wird, wie bei der dena-VNS, für das Gesamtnetz vorgenommen. Das heißt, dass die sich aus der Regulierung ergebenden Sockeleffekte des Bestandsnetzes mitberücksichtigt werden (vgl. dena-VNS, 2012, S. 273). Zudem ist die Berechnungsbasis für die IKV die Kapitalbasis des gesamten Netzbetreibers (und nicht die Kapitalbasis der isolierten Investition). Dieses Vorgehen wurde gewählt, um die Konsistenz mit der dena-VNS zu gewährleisten.

2) Liquiditätsrückfluss

Zum Umgang mit Mehrkosten beim Zählerausbau und –Ersatz wird in der derzeitigen ARegV das Regulierungskonto eingesetzt. Die anfallenden Mehrkosten werden über das Regulierungskonto mit 5-jähriger Ratentilgung in der direkt nachfolgenden Regulierungsperiode verzinst abgegolten. Abhängig vom Zinsfuß und vorausgesetzt, dass alle Mehrkosten abgedeckt werden, wird hiermit weitgehend das Zeitverzugsproblem für die Renditebetrachtung gelöst: Die durch den Zeitverzug verursachte mangelnde Auskömmlichkeit bei den Mehrkosten des SMRO wird im Grunde vom Regulierungskonto abgefangen. In der derzeitigen ARegV stellt § 5 Abs. 1 die einzige Regelung dar, die Mehrkosten, die einem VNB beim Zählereinbau bzw. –Ersatz entstehen, adressiert. Allerdings ist die Vorschrift nach der Einführung der §§ 21b-i EnWG nicht entsprechend geändert worden, und einige Verweise auf andere Vorschriften sind nicht mehr einschlägig. Diesem Problem wird im Rahmen dieser Studie durch geeignete Annahmen begegnet.

Es verbleibt aber ein Problem mit dem Liquiditätsrückfluss und dem GuV-Ergebnis. Da es bis zu 5 Jahre dauern kann, bevor die nächste Regulierungsperiode anfängt, und da die Ratentilgung auf 5 Jahre ausgelegt ist, kann der vollständige Liquiditätsrückfluss bis

³³ Verbleibende Unterschiede zu den aktuellen regulatorischen Renditevorgaben resultieren aus der Gesamtnetzbetrachtung, die auch die unterschiedliche Verzinsung für Altanlagen mitberücksichtigt (vgl. hierzu Kapitel 17.8).

zu 10 Jahre auf sich warten lassen. Angesichts der zur Durchführung eines Rollouts benötigten, umfangreichen Finanzmittel kann damit eine erhebliche Liquiditätslücke bei den Netzbetreibern entstehen. Zudem ist das RegK handelsrechtlich nicht aktivierbar. Der Saldo kann nicht dem Jahresergebnis gutgeschrieben werden, sondern findet erst bei Auflösung des RegK eine Berücksichtigung im Rechnungswesen. Somit beeinflusst das Zeitverzugsproblem das Ergebnis. Aus diesem Grunde wird in dieser Studie der Liquiditätsrückfluss als zweites Beurteilungskriterium herangezogen.

Kriterien für eine Gesamtbewertung

Neben den beiden quantitativen Beurteilungskriterien, zusammengefasst als Kostendeckungskriterium, wird eine umfassendere qualitative Beurteilung vorgenommen, in der auch andere Kriterien analysiert werden. Insbesondere stehen dabei folgende Aspekte im Blickfeld:

- Marktkonformität: Passt das Finanzierungsmodell mit dem Wettbewerb auf dem MM-Markt zusammen?
- Regulierungsaufwand: Wie praktikabel ist die Modellvariante, bzw. wie leicht lässt sie sich umsetzen?
- Zumutbarkeit für die Endverbraucher (zeitliche Verstärkung der Entgelte): Lässt sich mit der Modellvariante eine zeitlich ausgeglichene Kostenverteilung erreichen?

Kernaussagen

Die Analyse betrachtet 3 Modellvarianten

- EOG (mit Regulierungskonto),
- CAPEX t-0,
- POG

Der Szenariorahmen wird übernommen aus den anderen Studienteilen:

- Zwei Szenarien ‚Gesetzlicher Rahmen‘ und ‚Rollout Plus‘
- Drei synthetische Netzbetreiber (SNB), die aus den Netzgebieten Stadt, Halbstadt und Land zusammengesetzt sind; die SNB entsprechen den Profilen weitgehend.

Die Bewertung erfolgt anhand quantitativer (IKV und Liquidität) und qualitativer Indikatoren.

17 Modellannahmen

Leitgedanken

Hauptziel des regulatorischen Gutachtens dieser Studie ist die Untersuchung der Rendite- und Liquiditätsauswirkungen des Smart-Meter-Rollouts aus Sicht der Netzbetreiber.

Die Analyse erfolgt im Rahmen einer Gesamtnetz Betrachtung unter Einbeziehung eines als eingeschwungen modellierten Bestandsnetzes und den prognostizierten EEG-Erweiterungsinvestitionen für drei synthetische Netzbetreiber, die unterschiedliche Netzgebietsklassen repräsentieren. In diesem Kapitel werden die wesentlichen Modellannahmen und zu Grunde liegenden Investitionsdaten beschrieben.

Ziel des regulatorischen Modells ist die Auswertung der Smart-Meter-Rollout-Kosten für die drei betrachteten Netzbetreiber, die sich den entsprechenden Netzgebietsklassen städtisch, halbstädtisch und ländlich zuordnen lassen.

Dabei erfolgt eine Gesamtbetrachtung der Verteilnetze: Obwohl die durch den Rollout bedingten Investitionen im Vordergrund stehen, erfolgt die Auswertung für die Gesamtnetze und umfassen somit neben den Ersatzinvestitionen für das Bestandsnetz auch die EEG-bedingten Erweiterungsinvestitionen. Die Bewertung erfolgt zukunftsgerichtet unter Einbeziehung der relevanten Investitionen innerhalb des Betrachtungszeitraums. Dieser beginnt 2014, was dem Beginn der aktuellen Regulierungsperiode entspricht. Der eigentliche Smart-Meter-Rollout erfolgt ab 2016, wobei bereits im Jahr 2015 Vorlaufkosten anfallen, die im Modell berücksichtigt werden.

Von der Systematik her entspricht das Modell dem der dena-Verteilnetzstudie (dena-VNS, 2012). Die anhand realer Netze ermittelten Investitionen werden gemäß den Regulierungsvorgaben kosten- und erlösseitig berücksichtigt. Als Ergebnis resultiert eine Zeitreihe jährlicher Cash-Flows für den Betrachtungszeitraum, der hinsichtlich der erzielten Rendite und Liquiditätseffekte ausgewertet wird. In den folgenden Abschnitten erfolgt eine detailliertere

Darstellung der wesentlichen Modellannahmen, wobei der Fokus auf den Neuerungen und Anpassungen gegenüber der dena Verteilnetzstudie liegt.⁴

17.1 Investitionsdaten und Anlagenklassen

Die regulatorische Auswertung beruht auf einer Gesamtnetzbeurteilung, die neben den Smart-Meter-Investitionen auch den Ersatzbedarf für das Bestandsnetz und die EEG-bedingten Erweiterungsinvestitionen mit einbezieht.

Die Ausgangsbasis für das regulatorische Modell sind Investitionsdaten in Form von jährlichen Ausgaben. Diese Ausgaben werden auf Basis der Abschreibungen und Verzinsung in regulatorische Kosten und Erlöse umgerechnet. Dabei werden fünf Anlagenklassen unterschieden, für die in der Basisbetrachtung die in Tabelle 17.1 dargestellten Nutzungsdauern (ND) angenommen werden. Hierbei folgt die Studie den Annahmen der KNA. Im Modell wird nicht zwischen der technischen Nutzungsdauer und der regulatorischen Abschreibungsdauer unterschieden, so dass jeweils nach Ende der ND entsprechende Ersatzinvestitionen berücksichtigt werden.

Tabelle 17.1

Anlagenklassen und Nutzungsdauern

| Anlagenklasse | ND ⁵ |
|--|-----------------|
| Bestandsnetz und EEG-Erweiterungen | 40 J. |
| Konventionelle Zähler | 16 J. |
| Intelligente Zähler (iZ) | 13 J. |
| Intelligenten Messsysteme Einspeisung (iMSys Einsp.) | 13 J. |
| Intelligente Messsystem Verbrauch (iMSys Verbr.) | 13 J. |

⁴ Für eine umfassendere Beschreibung des grundlegenden Modells und der Annahmen sei insbesondere auf Kapitel 13 der dena Verteilnetzstudie (dena-VNS, 2012) verwiesen.

⁵ Für die Netzinvestitionen wurde ein durchschnittlicher Wert von 40 Jahren gemäß StromNEV angenommen; die ND der konventionellen Zähler und iZ/iMSys wurden aus der KNA entnommen (vgl. KNA (2013), Tabelle 32, S. 145).

In den Sensitivitätsrechnungen werden folgende alternative Nutzungsdauern untersucht:

- Für die konventionellen Zähler gilt nach StromNEV eine abweichende Nutzungsdauer von 20-25 Jahren. Im Modell wird daher eine Sensitivität für eine ND von 20 Jahren untersucht.
- Für iZ und iMSys ist eine ND von 13 Jahren nur unter der Annahme einer Stichprobenverlängerung gültig. Daher wird eine alternative ND von 8 Jahren für die Smart-Meter-Komponenten untersucht.

Die Zusammenfassung der Smart-Meter-Investitionen zu den drei Anlagenklassen iZ, iMSys Einsp. und iMSys Verbr. stellt insofern eine Vereinfachung dar, als hierin CAPEX-Positionen wie IT-Investitionen enthalten sind, die üblicherweise eine kürze ND haben als die Zähler und Messsystem selbst. Diese Unterschiede in den ND werden in der Studie nicht explizit berücksichtigt. Dieses Vorgehen beeinflusst die Ergebnisse insbesondere der ersten Rollout-Jahre positiv, d.h. die hier „verrechneten“ Abschreibungen fallen niedriger aus, als dies in der Realität zu erwarten wäre.

Eine genauere Beschreibung der betrachteten Anlagenklassen erfolgt in den folgenden Abschnitten.

17.2 Bestandsnetz und EEG-Erweiterungen

Das bestehende Netz wird in Form des „eingeschwungenen Zustands“ betrachtet, d.h. es wird von einem kontinuierlichen Beschaffungs- und Ersatzprofil der Netzanlagen und Messeinrichtungen ausgegangen. Die bei der dena-VNS (2012) wichtige Annahme des zyklischen Ersatzes wird hier fallen gelassen. Hierdurch soll vermieden werden, dass etwaige, durch die vergangenen Investitionen bedingte Ersatzzyklen des Netzes die Ergebnisse aus den Investitionen des SMRO zu stark beeinflussen. Die Höhe der Ersatzinvestitionen wird anhand der Tagesneuwerte der Modellnetze ermittelt.

Die EEG-bedingten Erweiterungsinvestitionen führen jedoch weiterhin zu einem zyklischen Investitionsverlauf im Betrachtungszeitraum. Wie bereits in der dena Verteilnetzstudie erfolgt die Erlösbeurteilung unter Einbeziehung der prognostizierten Erweiterungsinvestitionen. Dabei werden sowohl die ermittelten Investitionsausgaben für EEG-Erweiterungen als auch die Veränderung der Parameter des Erweiterungsfaktors in Zeitschritten von 2011-2015, 2016-2020 und 2021-2030 aus dem Netzgutachten übernommen und analog zur dena-VNS linear auf die einzelnen Jahre verteilt (dena-VNS, S. 286f.)

Eine Neuerung ergibt sich auf Grund der Ordnungsänderung zu den Investitionsmaßnahmen (§23 ARegV). Demnach können für Erweiterungsinvestitionen auf der Hochspannungsebene (110kV) Investitionsmaßnahmen beantragt werden, so dass das Zeitverzugsproblem angegangen wird. Die Erlösbergrenze wird über die Dauer der Investitionsmaßnahme um die CAPEX auf Plankostenbasis erhöht. Für die OPEX wird ein Aufschlag von 0,8 % auf die jeweiligen Investitionen zum Ansatz gebracht. Nach Ablauf der Regulierungsperiode endet die Investitionsmaßnahme und die Investitionen gehen in die Erlösbergrenze ein.

Im Gegenzug wird der Erweiterungsfaktor für die HS-Ebene entfernt. Somit berechnet sich der gesamte Erweiterungsfaktor nur noch aus den gemittelten Faktoren der übrigen Spannungsebenen, wobei die Kostenanteile als Gewichte unverändert beibehalten werden.

17.3 Der konventionelle Zählerbestand

Die konventionellen Zähler werden parallel zum Bestandsnetz mitmodelliert. Bis zum Start des Rollouts im Jahr 2016 werden die bestehenden Zähler ebenfalls als eingeschungen betrachtet. Ab 2016 erfolgt dann der Austausch durch intelligente Zähler oder Messsysteme nach Maßgabe der Berechnungen im Kostengutachten. Die Modellberücksichtigung der konventionellen Zähler ist aus zwei Gründen wichtig.

- Erstens führt der Smart-Meter-Rollout zu einem Austausch konventioneller Zähler, die noch einen Restbuchwert ausweisen. Daher muss dieser Austausch durch Sonderabschreibungen berücksichtigt werden, die sowohl kosten- als

auch erlösseitig Auswirkungen auf die Modellergebnisse haben. Dabei wird unterstellt, dass die Sonderabschreibungen regulatorisch anerkannt werden.

- Zweitens erfolgt im Modell ein Vollkostenansatz, der auch die Betriebskosten der iZ und iMSys beinhaltet. Daher muss im Gegenzug auch der Rückgang der Betriebskosten bei den konventionellen Zählern regulatorisch berücksichtigt werden.

Die Bewertung der Bestandszähler erfolgt vereinfachend auf Basis

- eines durchschnittlichen Preises und
- einer durchschnittlichen Restnutzungsdauer.

Der Durchschnittspreis beinhaltet sowohl die Hardware- als auch die Installationskosten („aktivierte Eigenleistung“) und orientiert sich an den entsprechenden Zahlen der KNA (2013) für die Investitionen und Einbaukosten pro konventionellem Zähler. Hierfür wird gemäß KNA (2013, Tabelle 42) ein durchschnittlicher Preis von 85 € pro neuwertigen Zähler (einschließlich der Einbaukosten) angesetzt. Dieser Wert wird für die Ermittlung der ursprünglichen Investitionen um die Inflation bereinigt. Wie in Tabelle 17.1 angegeben, wird für die konventionellen Zähler in der Basisbetrachtung eine kalkulatorische und technische Nutzungsdauer von 16 Jahren angesetzt. Die Modellierung der Sonderabschreibungen wird im folgenden Abschnitt näher erläutert.

Als Betriebskosten werden pro konventionellen Zähler und Jahr 11 € angesetzt; diese setzen sich zusammen aus den Kosten für Messung und Messstellenbetrieb. Kosten der Abrechnung werden hingegen im Modell nicht berücksichtigt.

17.4 Kosten des SMRO

17.4.1 Direkte SMRO-Kosten

Die direkten Ausgaben für den Rollout werden im Rahmen des Kostengutachtens ermittelt und gehen getrennt nach Kostenkategorien als jährliche Kapitalausgaben und OPEX in das Regulierungsmodell ein. Diese Zahlen beinhalten auch die nach Ablauf der technischen Nutzungsdauer notwendigen Ersatzinvestitionen.

Betrachtet werden immer Gesamtausgaben, d.h. es werden nicht nur die Mehrausgaben des SMRO erfasst, sondern – analog zu den konventionellen Zählern – auch die vollen betrieblichen Ausgaben für Messung und Messstellenbetrieb.

Gemäß den Definitionen des Kostengutachtens, werden die folgenden drei Smart-Meter-Komponenten betrachtet:

- Intelligente Zähler (iZ),
- Intelligente Messsysteme Einspeisung (iMSys Einsp.),
- Intelligente Messsysteme Verbrauch (iMSys Verbr.).

Die iMSys bestehen jeweils wiederum aus einem iZ und einem anteilig zugeschlagenen Gateway; es wird von 1,2 iZ je Gateway ausgegangen.

Die Abschreibungen werden auf Basis der regulatorischen (=kalkulatorischen) Nutzungsdauern im regulatorischen Modell ermittelt und kosten- sowie erlösseitig betrachtet. Abhängig von der betrachteten Regulierungsvariante zur Finanzierung der SMRO-Kosten erfolgt die erlösseitige Berücksichtigung in der EOG oder der POG (vgl. hierzu das nachfolgende Kapitel 17.6).

Für die Abschreibungsdauern ist nach derzeitigem Stand noch offen, ob für die intelligenten Zähler und Messsysteme eine Nutzungsdauer von 13 Jahren Anwendung finden wird, da dies von der Anerkennung des Stichprobenverfahrens abhängt. In der Basisbetrachtung wird für beide Szenarien einheitlich davon ausgegangen, dass die Nutzungsdauern der Smart-Meter-Komponenten 13 Jahre betragen werden.

17.4.2 Sonderabschreibungen auf Zählerbestand

Neben den direkten Mehrkosten durch den Smart-Meter-Rollout muss berücksichtigt werden, dass es im Zuge des Rollouts zum Austausch konventioneller Zähler kommt, die noch einen Restwert haben. Wie im vorangehenden Abschnitt erläutert, muss dieser Abgang an Buchwerten kosten- und erlösseitig in Form von Sonderabschreibungen betrachtet werden. Dies erfolgt anhand der oben genannten Bewertung der einzelnen Zähler mit einem Neuwert von 85 € pro Stück (inklusive Einbaukosten) im Verhältnis 1:1 gemäß dem Rollout-Verlauf für iZ und iMSys im Betrachtungszeit-

raum. Der durchschnittliche Wert für die Abschreibung ergibt sich aus der kalkulatorischen Restnutzungsdauer, für die ein Durchschnittswert von 10 Jahren zum Beginn des Rollouts angenommen wird. Regulatorisch hängt die Wirkungsweise der Sonderabschreibungen naturgemäß davon ab, ob der Austausch in ein Basisjahr fällt oder nicht.

Im Unterschied zu den Smart-Meter-Kosten hängt die erlösseitige Betrachtung der Sonderabschreibungen nicht von der Modellvariante „EOG“ vs. „POG“ ab; der konventionelle Zählerbestand wird in beiden Fällen innerhalb der EOG belassen.

17.5 Modellierung der Netzdienlichkeit

Die Netzdienlichkeit (NDL) aus dem Smart-Meter-Rollout wirkt sich über eine teilweise Vermeidung des Netzausbaus aus; dies betrifft die Höhe der EEG-bedingten Erweiterungsinvestitionen. Die NDL wird rechnerisch der EOG zugerechnet. Eine qualitative, methodische Analyse des Umgangs mit der NDL in den beiden Modellvarianten „EOG“ oder „POG“ ist dagegen Gegenstand dieser Studie und findet sich in Kapitel 19.2.

Die NDL wird im Rahmen des Netzgutachtens ermittelt und fließt in Form geringerer EEG-Erweiterungsinvestitionen in das Modell ein. Allerdings fließen zwei Datensätze getrennt in das Modell ein: 1) der Erweiterungsbedarf ohne NDL und 2) die NDL. Die NDL stellt sich konkret als vermiedene EEG-Investitionen dar, die letztlich vom Erweiterungsbedarf abgezogen wird. Durch eine differenzierte Modellberechnung „mit“ und „ohne“ Netzdienlichkeit kann eine quantitative Auswertung der Auswirkungen der NDL erfolgen.

Die NDL wird ebenso wie die Erweiterungsinvestitionen in den Zeitschritten 2011-2015, 2016-2020 und 2021-2030 im Rahmen des Netzgutachtens ermittelt. Wie oben erwähnt, erfolgt im regulatorischen Gutachten eine lineare Verteilung der Investitionen auf die einzelnen Jahre. Für die NDL ist jedoch eine gleichmäßige Verteilung nicht sachgerecht, da die Investitionsvermeidung durch den Ausbau der Messsysteme generiert wird und daher auch im Zusammenhang mit dessen zeitlicher Verteilung gesehen werden muss. Die Verteilung der NDL erfolgt gemäß dem Verhältnis der Einbauzahlen der iMSys. Hierbei wird unterschieden in die NDL

durch dezentrale Erzeugungsanlagen (DEA), die nach den einseiseseitigen iMSys verteilt wird, und die NDL durch Lastverschiebung, für die die verbrauchsseitigen iMSys zu Grunde gelegt werden. Abbildung 17.1 illustriert die Vorgehensweise.

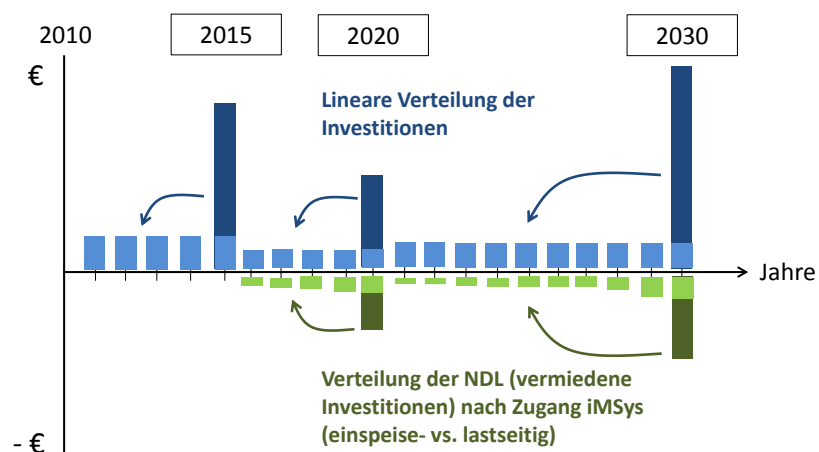


Abbildung 17.1 Verteilung der Erweiterungsinvestitionen und NDL

17.6 Modellvarianten

Die Modellvarianten betreffen den Finanzierungsmechanismus für die Mehrkosten des Smart-Meter-Rollouts. Grundsätzlich wird dabei zwischen der EOG-Variante und POG-Variante unterschieden. Zusätzlich wird eine Erweiterung der derzeitigen ARegV mit „CAPEX t-0“ untersucht, bei der die CAPEX auf Plankostenbasis, also ohne den üblichen t-7 Zeitverzug, in die Erlösobergrenze eingehen. An dieser Stelle soll vor allem auf die Erlöse für die Smart-Meter-Kosten eingegangen werden. Die Ersatz- und EEG-Erweiterungsinvestitionen werden in allen Modellvarianten entsprechend in der EOG berücksichtigt.

17.6.1 Erlösobergrenze (EOG)

In der Modellvariante ‚EOG‘ erfolgt die Finanzierung des SMRO über die Erlösobergrenze. In der Untersuchung wird davon ausgegangen, dass die Mehrkosten durch den Smart-Meter-Rollout (CAPEX und OPEX) über das Regulierungskonto (§5 ARegV) abgerechnet werden. Nach Wortlaut des §5 ARegV sollen über das RegK auch „Maßnahmen nach § 21b Abs. 3a und 3b des Energiewirtschaftsgesetzes“ berücksichtigt werden. Es muss an dieser

Stelle jedoch betont werden, dass dieser Verweis nach der Novelle des EnWG ins Leere führt, da hiermit ursprünglich Verpflichtungen zum Einbau von so genannten ‚EDL 21‘-Zählern gemeint waren. Folglich sind Gesetzesanpassungen erforderlich, um eine Anwendung für den SMRO explizit zu legitimieren.

Die Berechnung der Erlösobergrenze erfolgt nach folgender (vereinfachter) Erlösformel⁶:

$$EO_t = [KA_{vnb,0} + (1 - V_t) * KA_{b,0}] * \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) * EF_t + S_t$$

mit

- EO_t Erlösobergrenze in Jahr t
- KA_{vnb,0} Vorübergehend nicht beeinflussbarer Kostenanteil im Basisjahr
- KA_{b,0} Beeinflussbarer Kostenanteil im Basisjahr
- V_t Verteilungsfaktor für den Abbau der Ineffizienzen
- VPI_t Verbraucherpreisgesamtindex im Jahr t
- VPI₀ Verbraucherpreisgesamtindex im Basisjahr.
- PF_t Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor (X_{GEN})
- EF_t Erweiterungsfaktor im Jahr t
- S_t Saldo des Regulierungskontos im Jahr t.

Die Modellierung des Regulierungskontos folgt den Bestimmungen des §5 ARegV. Die jährlichen Salden des Regulierungskontos, die aus den zu buchenden Mehrkosten des Rollouts resultieren, werden über die Regulierungsperiode kumuliert und das durchschnittlich gebundene Kapital verzinst. Der Zinssatz richtet sich dabei „nach dem auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der von den Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten“ (§5(2) ARegV). Der Ausgleich des Kontensaldos im letzten Jahr jeder Regulierungsperiode führt zu einem anteiligen Aufschlag von jährlich einem Fünftel der Saldos über die folgende Regulierungsperiode.

⁶ Vgl. hierzu ausführlicher Kapitel 13 der dena-Verteilnetzstudie (dena-VNS, 2012).

Aus Vereinfachungsgründen wurde auf die Modellierung der die 5%-Regel zur Ausschüttungsgrenze beim Regulierungskonto (§5(3) ARegV) verzichtet.⁷

Bei den EEG-Erweiterungen werden die Regelungen der Investitionsmaßnahme für die Hochspannungsebene berücksichtigt. Entsprechend wird auch der Erweiterungsfaktor (EWF), wie eingangs beschrieben, um diese Ebene korrigiert.

17.6.2 CAPEX t-0

Das Modell ‚CAPEX t-0‘ stellt eine Weiterentwicklung der EOG-Variante dar, bei der die Kapitalkosten auf Plankostenbasis, also ohne den regulatorischen Zeitverzug, berücksichtigt werden. Die vereinfachte Erlösformel kann wie folgt dargestellt werden (vgl. dena-VNS, 2012, S. 302f. für weitere Ausführungen):⁸

$$EO_t = [KA_{vnb,0} + (1 - V_t) * KA_{b,0}] * \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) + \Delta CAPEX_{t,t-1} * (1 + VPI_t - X)$$

Der letzte Term berücksichtigt einen Zuschlag für die Veränderung der CAPEX gegenüber dem Vorjahr; damit fallen die Sockeleffekte (sowohl positiv als auch negativ) bei den Kapitalkosten weg.

Der CAPEX-Zuschlag gilt für alle Investitionen, d.h. neben den Rollout-Kosten auch für EEG-Erweiterungen und Ersatzinvestitionen. Für die OPEX bleibt der regulatorische Zeitverzug jedoch erhalten.

Der Unterschied zum EOG-Ansatz liegt darin, dass der Plankostenansatz für die CAPEX die Funktion des Regulierungskontos

⁷ Es ist jedoch zu betonen, dass die Kapitalbindung gerade zu Beginn der Rollout-Phase und insbesondere im Szenario Rollout Plus erheblich ist, so dass es in der Praxis zu einer vorzeitigen Erlösanpassung kommen würde.

⁸ Das Regulierungskonto wurde hier aus Vereinfachungsgründen weggelassen, da es für die Berechnungen in diesem Modellansatz keine Rolle spielt.

hinsichtlich der Erlösanpassung für die SMRO-Kosten übernimmt. Rechnerisch gibt es drei Effekte:

- Einerseits umfasst die Beseitigung des Zeitverzugs wie gerade angemerkt auch die übrigen Investitionen und weist dahingehend einen Vorteil gegenüber dem Regulierungskonto auf.
- Andererseits bleibt aber auch der OPEX-Zeitverzug bei den Rollout-Kosten im Gegensatz zum Regulierungskonto-Ansatz bestehen. Dies wirkt sich angesichts der großen Bedeutung der OPEX beim Smart-Meter-Rollout negativ auf Rendite und Liquidität aus.
- Zudem fällt im CAPEX t-0-Ansatz der Erweiterungsfaktor weg, was die Erlöse im Vergleich zum EOG-Ansatz reduziert.

17.6.3 Preisobergrenze (POG)

In der Modellvariante ‚POG‘ werden die Kosten des Smart-Meter-Rollouts separat zur EOG über eine Preisobergrenze abgedeckt. Damit ergibt sich folgende Erlösformel:⁹

$$EO_t = [KA_{vnb,0} + (1 - V_t) * KA_{b,0}] * \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) * EF_t + POG_t$$

Im Vergleich zur EOG-Variante deckt der erste Term somit nur die Kosten für die Ersatz- und EEG-Erweiterungsinvestitionen ab. Alle Rückflüsse für den SMRO erfolgen hingegen über den POG-Term. Damit findet das Regulierungskonto diesbezüglich keine Anwendung mehr.

Zu den Details der Modellierung der POG wurden folgenden Annahmen getroffen:

- Die POG ist ein Korb mit folgenden zwei Produkten
 - intelligente Zähler (iZ),
 - intelligente Messsysteme (iMSys).

⁹ Das Regulierungskonto wurde hier aus Vereinfachungsgründen weggelassen, da es für die Berechnungen in diesem Modellansatz keine Rolle spielt.

Das heißt, dass die konventionellen Zähler nicht in den Korb aufgenommen werden und stattdessen unter die EOG fallen.

- Die Preise für die Bewertung der Komponenten werden gemäß den Empfehlungen der KNA im Modell in Form eines bundeweiten Yardsticks berücksichtigt und werden im Falle der iZ und iMSys den Zahlen der KNA-Studie für das Rolloutszenario Plus entnommen. Wie oben beschreiben, werden Kapitalkosten für EDV-Erweiterungen nicht als eigenständige Anlagenklassen erfasst sondern den iZ und iMSys anteilig zugerechnet. Folglich werden diese Kosten auch anteilig über die POG für iZ und iMSys abgedeckt.

Die im Modell angenommenen POG-Werte sind in Tabelle 17.2 dargestellt.

Tabelle 17.2 Preisobergrenzen für iZ und iMSys

| POG | iZ | iMSys |
|------------------------------|------|-------|
| Basis (KNA; ohne Abrechnung) | 28 € | 78 € |
| Sensitivität 1 | 20 € | 86 € |
| Sensitivität 2 | 35 € | 160 € |

Die POG für die Basisbetrachtung (28 € / 78 €) orientieren sich an den Werten für Finanzierungsvariante 1 aus der KNA (2013, Tabelle 77, Seite 208.). Die dort angegebenen Werte von (40 € / 90 €) müssen jedoch um die Entgelte für die Abrechnung der Netzentgelte bereinigt werden, die in dieser Studie kostenseitig nicht betrachtet werden. Diese Kosten liegen nach bundesweitem Durchschnitt bei 12 € pro Jahr für herkömmliche Zähler bei einer jährlichen Abrechnung. Somit betragen die korrigierten Werte der POG 28 € für iZ und 78 € für iMSys.

Zusätzlich werden zwei Sensitivitäten betrachtet. Als Sensitivität 1 wurden die POG-Werte (20 € / 86 €) untersucht. Hierbei wurde eine Korrektur der Basiswerte vorgenommen, so dass durch die Änderung des inneren POG-Verhältnisses die relative Auswirkung auf die SNB untersucht werden kann. Sensitivität 2 (35 € / 160 €) orientiert sich an den im Modell berechneten Stückkosten für iZ und iMSys. Hier wurden die Werte so gewählt, dass die POG im

Szenario Rollout Plus ungefähr kostendeckend sind (vgl. hierzu den spezifischen Stückkostenverlauf im Ergebnisteil, Kapitel 18.1)

Zu der Modellvariante POG sollten drei Aspekte beachtet werden.

- Erstens ist die deutliche Abweichung zwischen dem POG-Verhältnis der KNA (28 € / 78 €) und der kostendeckenden Werte der Sensitivität 2 (35 € / 160 €) auffällig. Dieser Unterschied ist auch auf die unterschiedlichen Annahmen zum Zähler-Gateway-Verhältnis zurückzuführen. Während die KNA (je nach betrachteter Netzregion) von 1 bis 3 iZ je Gateway ausgeht, wurden in dieser Studie jeweils 1.2 iZ pro Gateway angenommen. Folglich wird im Durchschnitt von einem höheren Gateway-Anteil je iMSys ausgegangen, was systematisch zu höheren Stückkosten bei den iMSys im Vergleich zu den in der KNA angenommenen Stückkosten führt.
- Zweitens werden im Modell zeitlich konstante POG angesetzt. Auf Grund der Initialkosten beim Rollout sind die Stückkosten im Zeitablauf jedoch nicht konstant. Daher wird es auch bei durchschnittlich kostendeckenden POG zeitweise zu Kostenunter- und Überdeckungen kommen, so dass entsprechende Rendite- und Liquiditätseffekte auftreten.
- Drittens wird für die Berechnung der Modellvariante POG eine jährliche Mengenanpassung angenommen. Dem zeitlichen Verlauf des Rollouts entsprechend kommt es somit zu einer jährlichen Anpassung der Gesamterlöse.

17.7 Kosten- und erlösseitige Steigerungseffekte

Bezüglich der im Modell berücksichtigten Kostenentwicklungen ist zwischen den Bestandsanlagen (Netz und konventionellen Zählern) und den Erweiterungsinvestitionen (EEG-Erweiterungen und Smart-Meter-bedingten Investitionen) zu unterscheiden.

Die Kostenentwicklung *vor dem Betrachtungszeitraum* (bis einschließlich 2013), betreffen nur die Bestandsanlagen. Dabei wird der Produktivitätsfortschritt wie in der dena-VNS berücksichtigt (vgl. dena-VNS (2012), S. 314/315). Die Vorgaben aus der Anreiz-

regulierung werden ab 2009 berücksichtigt. Dabei wird grundsätzlich unterstellt, dass die Netzbetreiber die von der ARegV vorgegebenen Kostensenkungen im Rahmen des generellen und individuellen X-Faktors auch erreichen. Auch die inflationsbedingte Preissteigerung (VPI) geht kostenseitig mit demselben Wert ein, der auch erlösseitig Anwendung findet. Im Unterschied zur Erlösseite wirkt der VPI kostenseitig jedoch ohne den zweijährigen Zeitverzug.

Für die Erweiterungs- und Smart-Meter-Investitionen sind nur die Kosten- und Erlösvorgaben ab *Beginn des Betrachtungszeitraums* (2014) relevant. Auch hier gilt die Annahme, dass die Senkungsvorgaben kostenseitig auch erreicht werden. Dabei werden folgende Annahmen getroffen:

- Für die derzeitige Regulierungsperiode (2014-2018) gilt noch ein genereller X-Faktor von $X_{GEN}=1,5$ % p.a. und ein individueller X-Faktor (im Bundesdurchschnitt) von $X_{IND}=1,56$ % p.a., der für die Ersatzinvestitionen und OPEX angewendet wird.
- Für alle nachfolgenden Regulierungsperiode (ab 2019) wird analog zur dena-VNS $X_{IND}=0$ % unterstellt. Ebenso wird aus Ermangelung genauer Prognosen $X_{GEN}=VPI=1.5$ % gesetzt, so dass die Kosten im Modell real konstant bleiben.
- Die Smart-Meter-Kosten werden im regulatorischen Gutachten in gleicher Weise dynamisch modelliert. Die VPI- und X_{GEN} -Vorgaben beziehen sich somit auch auf die Kosten des SMRO.

In der POG-Variante des Modells erfolgt erlösseitig eine entsprechende Berücksichtigung des VPI und X_{GEN} .

17.8 Methodik zur regulatorischen Auswertung

In der Cash-Flow-Berechnung werden alle Kosten und Erlöse berücksichtigt, die den im Betrachtungszeitraum getätigten Investitionen zuzuordnen sind. Die Erlöse können wie folgt unterteilt werden:

- Erlöse gemäß ARegV aus Investitionen ab 2014 (in der Modellvariante „POG“ ohne Einbeziehung der Rollout-Kosten).
- Erlöse aus der Preisobergrenze für Smart-Meter-Kosten (in der entsprechenden Modellvariante „POG“).
- Erlöse aus dem Erweiterungsfaktor
- Erlöse aus dem Sockeleffekt aus Bestandsanlagen (vgl. hierzu die Ausführungen in Kapitel 17.2).

Die Auswertung erfolgt auf Basis des Cash-Flows und berücksichtigt die beiden Bewertungskriterien Interne Kapitalverzinsung des Gesamtkapitals (IKV-GK) und Liquiditätsrückfluss. Als Abbruchjahr für die Auswertung wurde das Jahr 2050 gewählt, um auch die über die Rolloutphase hinaus auftretende Kosten und Erlöse mit zu berücksichtigen.¹⁰ Analog zum Vorgehen in der dena-VNS (2012) wird am Ende des Betrachtungszeitraums von einem Verkauf des Netzes ausgegangen und ein Verkaufserlös Höhe der Restbuchwerte aller Anlagengüter angenommen.

Interne Kapitalverzinsung des Gesamtkapitals (IKV)

Hauptziel der Renditebetrachtung ist die Beurteilung der Auskömmlichkeit der Regulierung hinsichtlich der zu erwartenden Rollout-Kosten für Smart Meter innerhalb einer Gesamtnetzbetrachtung, die Ersatz- und EEG-Erweiterungsinvestitionen mitbetrachtet. Die Renditebetrachtung erfolgt jeweils zum Basisjahr 2014, also dem Beginn der derzeitigen Regulierungsperiode.

Die Gesamtnetzbetrachtung ist Teil einer kontroversen Diskussion um die Frage, welche Effekte bei der Beurteilung von Investitionen berücksichtigt werden sollten und welche nicht. Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung einer Investition dürfen aus theoretischer Sicht lediglich die Kosten und Erlöse der Investition selbst berücksichtigt werden. Dagegen haben Effekte des Bestandnetzes keinen Einfluss auf die Investitionsentscheidung. Die BNetzA orientiert sich in ihrem Regulierungsziel an der Wirtschaftlichkeit des Gesamtnetzes. Folglich geht sie der Frage nach, ob die Erlöse die

¹⁰ Hierin unterscheidet sich die Untersuchung vom Kostengutachten der Studie, das sich auf den Rollout-Zeitraum bezieht.

Kosten für das gesamte Netz decken und nicht, ob die Kosten der isolierten Investition durch die daraus resultierenden Erlöse gedeckt werden. Modelltechnisch impliziert dies eine Gesamtnetzbeachtung. Mit anderen Worten, für die IKV-Betrachtung ist die Kapitalbasis des gesamten Netzes zu berücksichtigen. Diese Diskussion wird seit längerem kontrovers geführt. Es ist nicht das Ziel dieser Studie, die Debatte nochmal ausführlich aufzugreifen. Stattdessen wurde vereinbart, die Sichtweise der BNetzA anzunehmen und den Erlösrückfluss des anstehenden Investitionsbedarfs für die ganzheitliche Betrachtung zu analysieren.

Der relevante Vergleichsmaßstab ist die regulatorische WACC, denn diese bestimmt die Rendite, welche bei effizientem Betrieb und Investitionsverhalten erzielbar sein sollte. Die regWACC wird innerhalb des Modells SNB-spezifisch berechnet und bezieht sich ebenso wie die IKV auf das Gesamtnetz. Folglich wird auch die Verzinsung der vergangenen Investitionen in das Bestandsnetz zu den jeweils aktuellen Zinssätzen berücksichtigt. Je nach struktureller Verteilung der Investitionen über den Zeitablauf kommt es somit zu Abweichungen der regWACC zwischen den SNB. Die verwendeten Kapitalzinssätze werden in Tabelle 17.3 dargestellt. Während die IKV die tatsächlich erreichte Rendite wiedergibt, stellt die regWACC die „Idealrendite“ dar, die bei Berücksichtigung der Investitionen ohne Zeitverzug (also TOTEX t=0) erreicht werden kann. Dieser Vergleichsbezug wurde gewählt, um den Fokus auf die Zeitverzugseffekte zu setzen.¹¹

Tabelle 17.3

Kapitelverzinsung nach der StromNEV

| | Bis 2008 | 2009-2013 | Ab 2014 |
|--|----------|-----------|---------|
| Kalk. EK-Zinssatz (Altanlagen bis 2005) → real | 6,50 % | 7,56 % | 7,14 % |
| Kalk. EK-Zinssatz (Neuanlagen ab 2006) → nominal | 7,91 % | 9,29 % | 9,05 % |
| FK-Zinssatz (auch EK>40 %) | 4,23 % | 4,23 % | 3,98 % |

¹¹ Vgl. hierzu ausführlicher dena-VNS (2012), Kap. 13.3.1.

Liquiditätsrückfluss

Als weiteres Kriterium soll neben der Rendite auch der Liquiditätseffekt berechnet werden, der zeitliche Verlauf der Kosten und Erlösrückfluss für die Kapitalbeschaffung als relevant eingestuft wird.

Die Untersuchung der Liquiditätseffekte erfolgt anhand einer Cash-Flow-Betrachtung für die drei Modellvarianten. Hierbei werden die Erlöse und Kosten aus dem SMRO isoliert betrachtet, so dass die aus dem Gesamtnetz resultierenden Effekte ausgeblendet werden. Zudem werden die jährlichen Kosten und nicht die Ausgaben des SMRO als Bezugspunkt gewählt. Mit anderen Worten, es wird nicht der gesamte Liquiditätseffekt betrachtet, der aus der Vorfinanzierung der Investitionen erfolgt, sondern lediglich der durch die Regulierung bedingte Zeitverzug zwischen den kalkulatorischen Kosten und dem tatsächlichen Erlösrückfluss.

Kernaussagen

Auf Basis des hier beschriebenen Modells erfolgt eine Analyse der Auswirkungen des SMRO auf die Rendite und Liquidität der drei synthetischen Netzbetreiber. Ebenso erfolgt eine Untersuchung der spezifischen Kosten der intelligenten Zähler und Messsysteme. Neben dem im eingeschwungenen Zustand modellierten Bestandsnetz fließen auch die im Netzgutachten ermittelten Erweiterungsinvestitionen in die Berechnung ein. Ausgehend vom Gesamtinvestitionsbedarf werden die Kostenbasis und die Erlösobergrenzen für die drei Modellvarianten EOG, CAPEX t-0 und POG ermittelt. Die Ergebnisse werden im nachfolgenden Kapitel dargestellt.

18 Ergebnisse

Leitgedanken

Dieses zentrale Kapitel beschreibt und diskutiert die quantitativen Ergebnisse und Einsichten der Simulationen der Modellvarianten. Besondere Aufmerksamkeit haben die Renditebetrachtung (IKV) und Analyse des Liquiditätsrückflusses bzw. Ergebniswirksamkeit. Hier steht vor allem das regulatorische Ziel der Kostendeckung im Vordergrund.

In diesem zentralen Kapitel werden die Ergebnisse der Rendite- und Liquiditätsberechnungen dargestellt und erläutert. Die wichtigsten Schlussfolgerungen sind folgende:

- Ein EOG-Ansatz könnte die Kostendeckung im Prinzip zielsicher erreichen. Der Zeitverzug bleibt allerdings ein methodisches Problem. Weitere Anpassungen des gegenwärtigen Regulierungssystems wären erforderlich.
- Da unter dem EOG-Ansatz nach derzeitigem Verfahren das Regulierungskonto entscheidende Bedeutung haben wird, muss die Ausgestaltung des RegK angepasst werden. Insbesondere sollte eine frühzeitigere Auflösung des RegK erfolgen, um das Liquiditätsproblem abzumildern. Darüber hinaus bleiben die bilanzielle Anerkennung des RegK und das hierdurch verursachte Ergebnisproblem – die Minderung des EBIT auf Grund der Kapitalbindung auf dem RegK – bestehen. Auf Grund dieser Probleme könnte über einen alternativen Ansatz zum RegK nachgedacht werden; z.B. könnten die SMRO-Kosten isoliert als Investitionsmaßnahme behandelt werden.
- Beim POG Ansatz ist eine Kostendeckung eher zufällig und hängt entscheidend vom angesetzten Niveau der POG-Werte ab. Das Niveau der auf der KNA basierenden, angepassten POG-Werte ($iZ=28$ und $iMSys=78$) reicht in unserem Modell nicht für eine Kostendeckung aus.
- Aus der Modellvariante ‚CAPEX t-0‘ geht hervor, dass eine sachgerechte Berücksichtigung der mit dem SMRO einhergehenden OPEX von zentraler Bedeutung ist.

Im Folgenden werden die Einzelheiten besprochen.

18.1 Kostendaten

Für die Berechnung zum Finanzierungsmodell in diesem Studienteil wurden Mengen-, Kosten- und Investitionsdaten aus den anderen Studienteilen als Input übernommen. Offensichtlich sind die Eingangsdaten bestimmend für die Ergebnisse im regulatorischen Teil. Die Mengen- und Kostendaten des SMRO stammen aus dem Kostengutachten (Deloitte), und die Daten zu EEG-Erweiterung, Erweiterungsfaktor und Netzdienlichkeit stammen aus dem Netzgutachten (TU Dortmund). Details zu diesen Daten können den entsprechenden Studienteilen in diesem Bericht entnommen werden. Tabelle 18.1 gibt einen Überblick über die konsolidierten Mengen- und Ausgaben der drei synthetischen Netzbetreiber für die beiden Szenarien.

Tabelle 18.1 Konsolidierte Mengen und Ausgaben des SMRO.

| Basis 'Gesetzlicher Rahmen' | | | | | |
|-----------------------------|------|-------------------------|---------------------------------------|----------------------------|--------------------------------------|
| | | Rolloutmengen gesamt | Kapitalausgaben pro Stück pro Jahr | OPEX pro Stück pro Jahr | Gesamtausgaben pro Stück pro Jahr |
| iMSys Einsp. | SNB1 | 3.768 | 23 € | 123 € | 146 € |
| | SNB2 | 66.490 | 25 € | 108 € | 132 € |
| | SNB3 | 34.051 | 25 € | 108 € | 133 € |
| iMSys Verbr. | SNB1 | 638.904 | 24 € | 123 € | 146 € |
| | SNB2 | 766.635 | 25 € | 116 € | 140 € |
| | SNB3 | 392.609 | 25 € | 109 € | 134 € |

| Basis 'Rollout Plus' | | | | | |
|----------------------|------|-------------------------|---------------------------------------|----------------------------|--------------------------------------|
| | | Rolloutmengen gesamt | Kapitalausgaben pro Stück pro Jahr | OPEX pro Stück pro Jahr | Gesamtausgaben pro Stück pro Jahr |
| iZ | SNB1 | 1.911.346 | 14 € | 18 € | 31 € |
| | SNB2 | 2.146.149 | 14 € | 17 € | 31 € |
| | SNB3 | 1.099.085 | 14 € | 18 € | 32 € |
| iMSys Einsp. | SNB1 | 8.958 | 32 € | 126 € | 158 € |
| | SNB2 | 158.068 | 33 € | 111 € | 144 € |
| | SNB3 | 80.950 | 33 € | 112 € | 144 € |
| iMSys Verbr. | SNB1 | 638.904 | 32 € | 126 € | 158 € |
| | SNB2 | 766.635 | 33 € | 119 € | 151 € |
| | SNB3 | 392.609 | 33 € | 113 € | 146 € |

Aus der Tabelle wird Folgendes ersichtlich:

Der große Unterschied zwischen den beiden Szenarien ist der annahmengemäße Zuwachs von iZ im Rolloutszenario Plus. Bei den iMSys ist der Mengenunterschied zwischen den beiden Sze-

narien nicht sehr groß; jedoch unterscheiden sich die Stückausgaben erheblich. Dies liegt daran, dass im Rollout Plus Ausgaben für eine Schaltbox vorgesehen sind, die im Gesetzlichen Rahmen nicht anfallen. Diese Asymmetrie macht sich in der IKV-Betrachtung bemerkbar, wenn das Verhältnis der POG-Werte nicht mit dem der tatsächlichen Stückkosten übereinstimmt. In dem Falle wirkt sich der POG Ansatz unterschiedlich aus für die Szenarien und Profile.

Auch zwischen den Netzprofilen gibt es Kostenunterschiede, die sich zum Teil auch entsprechend auf die Ergebnisse auswirken. Ein Unterschied besteht bei den OPEX für iMSys, die beim städtisch geprägten SNB1 höher sind als bei SNB2 und SNB3. Dies liegt an den höheren WAN-Anbindungskosten. Von größerer Bedeutung für die Rendite sind jedoch die Unterschiede in der quantitativen Bedeutung der SMRO-Kosten im Vergleich zu den Netzkosten in der Gesamtnetz Betrachtung. Die relativen Rollout-Mengen im Verhältnis zu den Zählpunkten unterscheiden sich bei den Netzprofilen zwar nur geringfügig; dennoch wirkt sich der SMRO im POG-Ansatz recht unterschiedlich auf die IKV-Werte unterschiedlicher Netzbetreiber aus, wie die Ergebnisse weiter unten zeigen. Der Hintergrund ist, dass bei geringeren Netzkosten die Rollout-Kosten stärker ins Gewicht fallen, so dass eine Kostenunterdeckung im Rahmen der Gesamtnetz Betrachtung einen stärkeren Effekt auf die Rendite hat. Dieser Aspekt wird in der unten folgenden Ergebnisdarstellung weiter vertieft.

Abbildung 18.1 zeigt die genauen Stückkosten im Zeitablauf, differenziert für iZ, iMSys Verbrauch und iMSys Einspeisung. Im Vergleich zu Tabelle 18.1 enthalten die hier dargestellten Werte die regulatorische Verzinsung und fallen damit insgesamt höher aus. Zum Vergleich wurden auch die eingesetzten POG-Werte (iZ=28 € und iMSys=78 €) dargestellt. Es ist unmittelbar ersichtlich, dass die Stückkosten in beiden Fällen oberhalb der POG-Werte liegen, so dass eine Kostendeckung nicht erreicht wird. Des Weiteren zeigt sich eine leichte Kostendegression bei sowohl iZ als auch iMSys. Die Kostendegression hat in unserem Modell zwei Gründe:

- Zum einen fallen zu Beginn (insb. 2015 und 2016) fixe Initialkosten an, die wie alle Kapitalkosten (linear) abgeschrie-

ben werden. Im Laufe der Zeit fallen dadurch die Stückkosten.

- Zum anderen wurden die Rollout-Kosten in dem regulatorischen Teil ‚dynamisiert‘ (vgl. auch Abschnitt 17.7). Der Produktivitätsfortschritt spiegelt auch etwa Lerneffekte und Skaleneffekte in der Herstellung wider. Die Produktivitätsverbesserung wird über X_{GEN} berücksichtigt und die generelle Inflation mit VPI korrigiert. In dem Basismodell sind beide mit 1,5 % p.a. angesetzt und heben sich somit auf. Deshalb ist der ständige Kostenfall von 1,5 % pro Jahr zwar mitmodelliert jedoch in der Abbildung nicht ersichtlich.

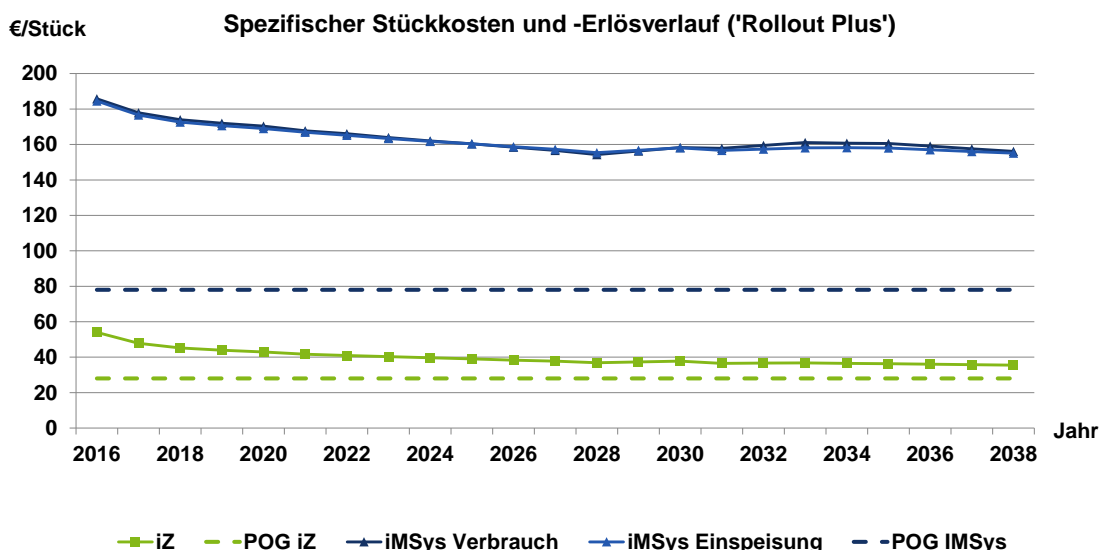


Abbildung 18.1 Verlauf der Stückkosten (hier für Rollout Plus und SNB3).

Ein wichtiger Faktor für die Höhe und den Verlauf der SMRO-Kosten können auch die Sonderabschreibungen für die konventionellen Zähler darstellen. Im Rahmen des Rollouts kommt es zum Ersatz konventioneller Zähler, die einen Restwert ausweisen. Daher fallen gerade zu Beginn des Rollouts hohe Sonderabschreibungen an, wie Abbildung 18.2 am Beispiel des SNB3 für beide Szenarien darstellt. Die Abbildung zeigt den Anteil der jährlichen Sonderabschreibungen an den jährlichen Gesamtkosten des Rollouts (TOTEX). Die Sonderabschreibungen führen zu einer Kostenerhöhung durch einen vorzeitigen Werteverzehr. Das starke Absinken der Kostenanteile ist dadurch zu erklären, dass in der verbleibenden Zeit der (ursprünglich geplanten) Nutzungsdauer die regulären Abschreibungen entfallen; daher treten im späteren

Verlauf auch negative Werte auf, wenn die Summe der weggefallenen Abschreibungen größer wird als die Summe der neu hinzukommenden Sonderabschreibungen.

In der Summe steigen die Kapitalkosten an, da zu den Sonderabschreibungen auf die konventionellen Zähler die Kapitalkosten der neu installierten Zähler hinzukommen. Durch den früheren Austausch der Zähler kommt es somit zu einem Werteverzehr, der die Gesamtkosten des SMRO erhöht. Insbesondere anhand des Szenarios Rollout Plus ist aus der Abbildung erkennbar, dass durch eine Anpassung des Rollout-Zeitraums erhebliche Kosteneinsparungen möglich wären, wenn auf den frühzeitigen Austausch konventioneller Zähler verzichtet wird.

Kostenanteile S-Abschr. an jährlichen SMRO-Kosten: Bsp. SNB3

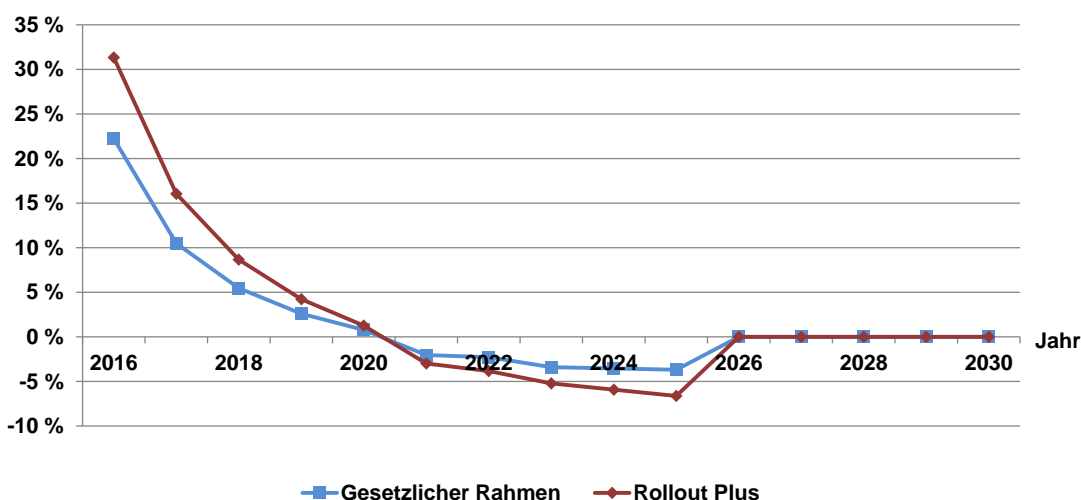


Abbildung 18.2 Anteil der Sonderabschreibungen an SMRO-Kosten (hier SNB3)

Tabelle 18.2 unten beschreibt die Daten zur EEG-Erweiterung und Netzdienlichkeit (vermeidene Erweiterung). Wie im Netzgutachten beschrieben, kann NDL zum einen einspeiseseitig durch Abregelung von EE-Anlagen und verbraucherseitig durch Lastverschiebung erreicht werden. Es sollte nochmal betont werden, dass Netzdienlichkeit lediglich den notwendigen Netzausbaubedarf reduziert. Es muss nach wie vor in einem erheblichen Ausmaß investiert werden; nur eben weniger als es ohne Netzdienlichkeit der Fall wäre. Die anteilige NDL in der Tabelle bezieht sich auf das gesamte Einsparpotential im Betrachtungszeitraum relativ zum

gesamten Erweiterungsbedarf. Für die hier ausgewiesene NDL wird nicht unterschieden zwischen Einsparungen, die technisch erst durch den Ausbau der intelligenten Messsysteme erzielt werden können und solchen, die durch eine gesetzliche Anpassung bereits heute möglich sind. In der regulatorischen Analyse wird durchgängig die Gesamtsumme der Investitionseinsparung betrachtet. Es sollte jedoch angemerkt werden, dass die Effekte der iMSys auf die NDL damit deutlich überschätzt werden.¹²

Tabelle 18.2 Angaben zu Netzdienlichkeit

| Synth. VNB | EEG-Erw. (Mio € bis 2030) | Netzdienlichkeit | | |
|---------------|---------------------------------|---|------|----------------------------|
| | | (Anteil vermiedener Investitionen bis 2030) | | |
| | | DEA und Last (nur Rollout Plus) | DEA | Last (nur Rollout Plus) |
| SNB1 | 29 | 2 % | 2 % | 0 % |
| SNB2 | 2.571 | 43 % | 34 % | 10 % |
| SNB3 | 3.032 | 37 % | 30 % | 8 % |

Erwartungsgemäß ist der Erweiterungsbedarf und somit auch Netzdienlichkeit beim Profil Stadt (SNB1) sehr gering. Gleichzeitig ist der Erweiterungsbedarf beim Profil Land (SNB3) und damit beim Profil Halbstadt (SNB2) groß. Auffällig ist aber auch, dass die Netzdienlichkeit bei SNB2 und SNB3 sehr hoch ist. Es sollte zudem angemerkt werden, dass die Netzdienlichkeit erwartungsgemäß fast ausschließlich einspeiseseitig (EE-Abregelung) getrieben ist. Für weitere Einzelheiten sei auf das Netzgutachten verwiesen.

18.2 Ergebnisse: Interne Kapitalverzinsung

18.2.1 Basisbetrachtung

Ein zentrales Ziel des regulatorischen Gutachtens ist die Analyse der Internen Kapitalverzinsung (IKV) unter verschiedenen Modellvarianten im Umgang mit den SMRO-Kosten. Die betrachteten

¹² Für eine detaillierte Untersuchung der NDL sei auf das Netzgutachten dieser Studie erwiesen.

IKV-Werte sind immer für das Gesamtkapital (GK) des gesamten Netzes und zur Basis 2014 berechnet. Für die Ergebnisanalyse unten seien nochmal die Annahmen des Basismodells zusammengefasst.

Tabelle 18.3 Annahmen des Basismodells.

| Basisbetrachtung | |
|----------------------------|-------------|
| Regulierungskonto | Ja |
| Sonderabschreibungen | Ja |
| POG (iZ, IMSys) € | 28 € / 78 € |
| EEG-Erweiterungen | Ja |
| EFW & 110kV Investmaßnahme | Ja |
| ND konv. Zähler | 16 Jahre |
| ND Smart-Meter-Anlagen | 13 Jahre |
| Netzdienlichkeit: | DEA+Last |
| Abbruchjahr: | 2050 |
| OPEX Ersatz/Erw.: | 4 % |
| Doppelungseffekt: | 15 % |
| Xgen=VPI | 1,50 % |

Die folgenden Abbildungen zeigen jeweils 4 Werte. Der linke Balken zeigt die durch die ARegV festgelegte Zielrendite ausgedrückt als regulatorische Weighted Average Cost of Capital (regWACC), nach Steuern; diese ist je nach SNB und Szenario leicht unterschiedlich, liegen aber immer um 5 %. Die anderen drei Balken zeigen die IKV-GK für die jeweiligen Modellvarianten: EOG, CAPEX t-0, und POG. Die Zahlen zu den Abbildungen befinden sich in Tabelle 21.1 im Anhang.

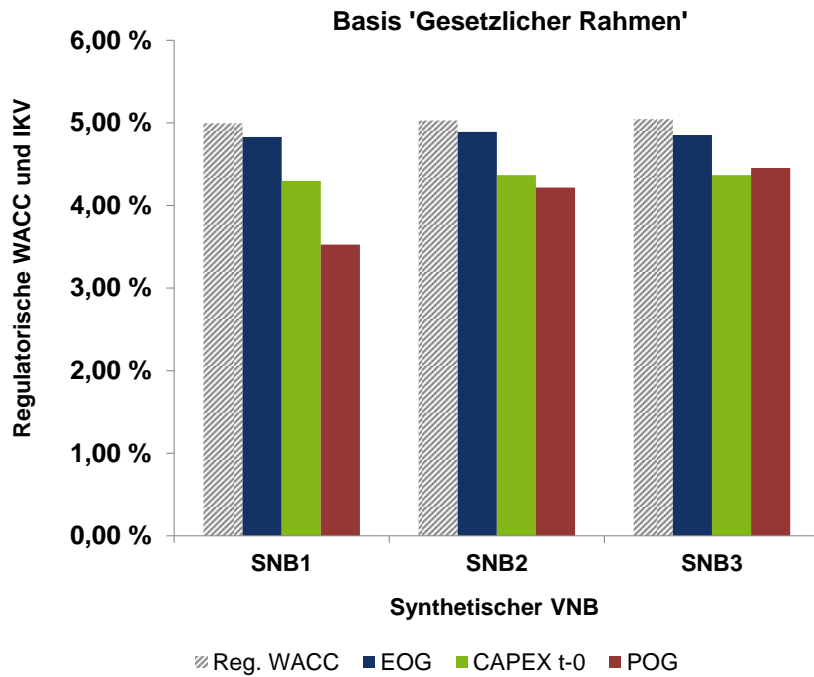


Abbildung 18.3 IKV-Analyse im Basismodell im Szenario „Gesetzlicher Rahmen“.

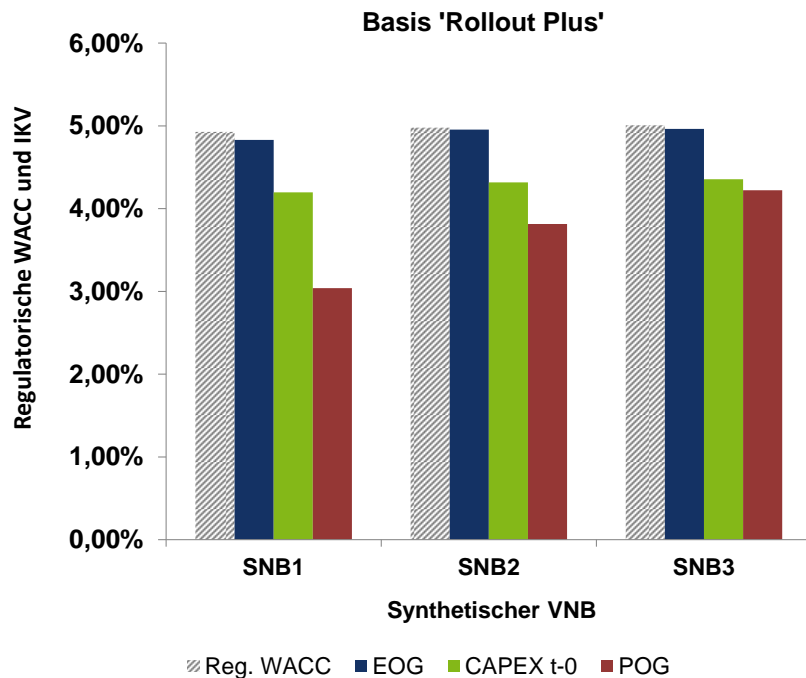


Abbildung 18.4 IKV Analyse im Basismodell im Szenario „Rollout Plus“.

Folgende Schlussfolgerungen können gezogen werden:

Der EOG-Ansatz mit dem Regulierungskonto (RegK) deckt das Zeitverzugsproblem weitgehend, jedoch nicht vollständig ab. Das RegK hat in derzeitiger Ausgestaltung allerdings folgende Probleme. Erstens: Die Verzinsung des RegK ist nach der ‚Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten‘ zu bestimmen. Im Modell wurde dementsprechend 2 % angesetzt, was hinter der regWACC von 5 % zurückbleibt; dies erklärt weitgehend die systematische Unterdeckung von etwa 0,2 Prozentpunkten. Zweitens: Das RegK ist nach derzeitiger Regelung nicht aktivierbar. Dies liegt in den handelsrechtlichen Bestimmungen begründet und kann über die bilanzielle Buchführung zu einem Ergebnisproblem führen. Drittens: Das RegK wird jeweils erst ab der nächsten Regulierungsperiode über einen Zeitraum von 5 Jahren per Ratentilgung aufgelöst. Hierdurch entsteht insgesamt eine beträchtliche Liquiditätsverzögerung. Dieser Punkt wird weiter unten vertieft. Viertens: Die genaue Formulierung zum RegK in §5 ARegV und dem dazugehörigen Leitfadens der BNetzA sind überholt und müssen für die Anwendung im Falle der SMRO angepasst werden. Im Modell wurde angenommen, dass das RegK vollständige Anwendung findet, was allerdings nach dem derzeitigen Wortlaut nicht gegeben ist. Sollte in der Praxis der Weg eines EOG-Ansatzes mit dem RegK weiter verfolgt werden, dann sollte die Ausgestaltung des RegK angepasst werden. Fünftens: Die „Ansammlung“ von Mehrkosten über 5 Jahre und anschließende Auflösung führt zu Erlössprüngen, die dem Gedanken einer zeitlichen Glättung der Entgelte für Messsysteme und intelligente Zähler entgegenstehen.

Eine Bemerkung sollte an dieser Stelle noch gemacht werden. Aus dem Ergebnis, dass unter dem EOG-Ansatz die Zielrenditen weitgehend erreicht werden, darf nicht geschlossen werden, dass das Zeitverzugsproblem der ARegV (t-7-Problem) generell gelöst wäre. Es sei noch mal explizit darauf hingewiesen, dass der Modellansatz hier das Bestandsnetz im eingeschwungenen Zustand modelliert. Die Erkenntnisse aus der dena-Verteilnetzstudie (dena-VNS, 2012), in der der zyklische Ersatzbedarf ein sehr wichtiger Treiber für die Ergebnisse war, bleiben gültig. Im vorliegenden Modellansatz war es das Ziel, von den Effekten des zyklischen Ersatzes des Bestandsnetzes zu abstrahieren um die Effekte des SMRO deutlicher hervorzuheben.

Aus den Ergebnissen der Modellvariante CAPEX t-0 wird ersichtlich, dass die mit dem SMRO einhergehenden OPEX wichtig sind; die OPEX sind beim SMRO hoch und ansteigend. In dieser Modellvariante wird das Zeitverzugsproblem für CAPEX gelöst, jedoch bleibt es für OPEX bestehen. Es ist ersichtlich, dass dieser Effekt einen beträchtlichen Einfluss auf die IKV-Werte hat. Das CAPEX t-0 Modell ähnelt dem Ansatz in Norwegen; jedoch sollte darauf hingewiesen werden, dass in Norwegen OPEX nur einer t-2-Zeitverzögerung unterliegt. In unserem ARegV-basierten Ansatz beträgt die zeitliche Verzögerung bis zu t-7. Es zeigt eine wichtige Erkenntnis: Sollte die Diskussion um die Weiterführung der Anreizregulierung in die Richtung des norwegischen Ansatzes (oder im deutschen Kontext, des Schäfer-Modells) gehen, so sollte auf einen sachgerechten Umgang mit OPEX geachtet werden.¹³

Von zentraler Bedeutung in dieser Studie ist der POG-Ansatz. Im Basismodell wurden die POG-Werte aus der KNA übernommen und um die Abrechnungskosten von 12€ korrigiert. Damit ergeben sich für iZ und iMSys die POG (28 € / 78 €). Es zeigt sich unmittelbar, dass für alle drei synthetischen VNB und für beide Szenarien mit den aus der KNA entnommenen POG keine Kostendeckung erreicht wird. An dieser Einschätzung ändert sich nichts, wenn auf die Korrektur der POG um die Abrechnungskosten verzichtet wird. Die im Rahmen des Kostengutachtens geschätzten Kosten des SMRO sind zu hoch im Vergleich zu der aus der KNA entnommenen POG. Das heißt auch, dass die Kostendeckung und damit die Anreize für einen schnellen Rollout sensitiv abhängig sind vom festgelegten Niveau der POG. Es zeigt vor allem eins: Die Zielgenauigkeit des POG-Ansatzes ist zweifelhaft. Ebenso weichen die Renditen deutlich zwischen den betrachteten SNB ab. Die Abweichung ist vor allem auf die unterschiedlichen relativen Kosten des SMRO im Verhältnis zu den Netzkosten zurückzuführen. Dies führt zu einem Gewichtungseffekt, der in der nachfolgenden Sensitivitätsbetrachtung zur POG näher erläutert wird.

¹³ Hierzu ist anzumerken, dass im Schäfer-Ansatz eine Betriebskostenauspauschale in Höhe von 0,8 % der jährlichen AHK vorsieht, die im Rahmen des CAPEX t-0-Ansatzes nicht berücksichtigt wird.

Abschließend sollte die Rolle der Netzdienlichkeit noch erläutert werden. Die EOG-IKV Werte sind als Vergleich für den Fall „mit“ und „ohne“ NDL in Tabelle 21.1 im Anhang dargestellt. Für die Analyse eines geeigneten Finanzierungsmodells für die SMRO-Kosten ist der Renditeeffekt der Netzdienlichkeit nur bedingt aussagekräftig. Dieser Aspekt kann daher an dieser Stelle kurz gehalten werden. Die Effekte sind erwartungsgemäß:

- Netzdienlichkeit verbessert die IKV-Werte, weil sie die Erweiterungskosten verringert. Entsprechend wirkt sich dies netzentgeltmindernd aus.
- Eine Ausnahme ist der SNB1 („Stadt“), bei dem weder EEG-Erweiterung noch Netzdienlichkeit eine Rolle spielt. Die Effekte von Netzdienlichkeit sind dementsprechend (nahezu) Null.
- Quantitativ sind die Effekte überschaubar; nur im Falle SNB3 („Land“) im Szenario Rollout Plus ist der Effekt mit 0,13 Prozentpunkten erwähnenswert.

18.2.2 Sensitivitätsbetrachtung

Sensitivität Preisobergrenze

Im Basismodell wurden die POG-Werte aus der KNA übernommen und um die Abrechnungskosten von 12 € korrigiert. Damit ergeben sich für iZ und iMSys die POG (28 € / 78 €). Als Sensitivitäten wurden zudem die POG-Werte (20 € / 86 €) und (35 € / 160 €) untersucht. Die erste der beiden Varianten ändert das innere Verhältnis der POG-Werte: POG-iZ wurde verringert und POG-iMSys erhöht. Die zweite Variante wurde gewählt weil die POG-Werte das in dieser Studie ermittelte Kostenverhältnis am besten widerspiegeln.

Die Ergebnisse der Sensitivitätsrechnungen sind vergleichend in Abbildung 18.5 und Abbildung 18.6 für die beiden Szenarien ‚Gesetzlicher Rahmen‘ und ‚Rollout Plus‘ dargestellt. Die dazugehörigen Zahlen finden sich in Tabelle 21.2 im Anhang.

Aus der Untersuchung der Sensitivitätsrechnungen lassen sich folgende wesentliche Erkenntnisse ableiten:

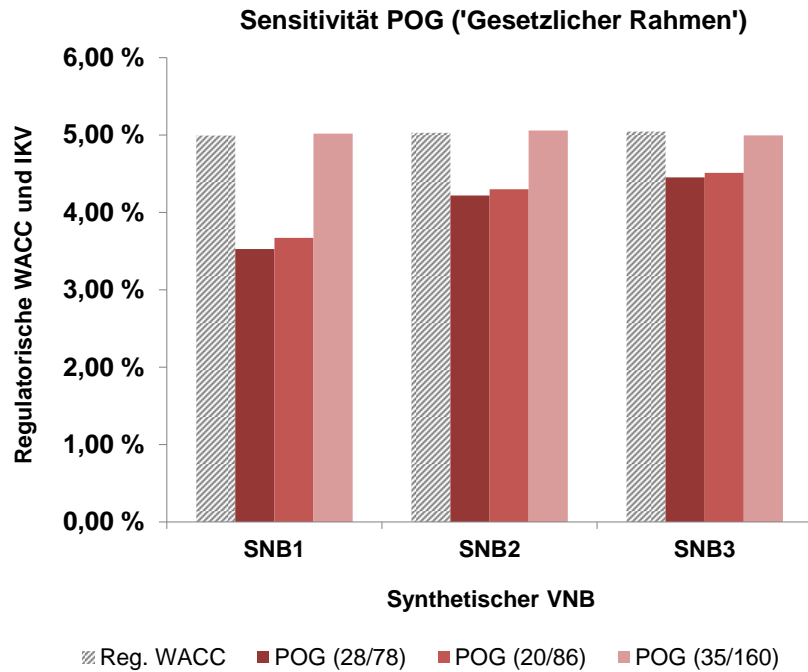


Abbildung 18.5 Sensitivitätsbetrachtung POG 28/78, 20/86 und 35/160 („Gesetzlicher Rahmen“)

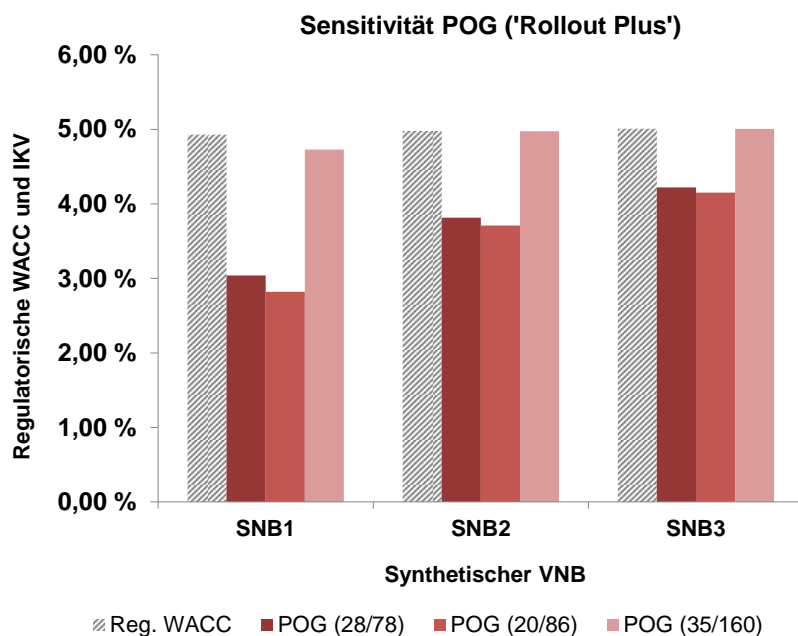


Abbildung 18.6 Sensitivitätsbetrachtung POG 28/78, 20/86 und 35/160 („Rollout Plus“)

Erstens: Wie bereits in der Basisbetrachtung gezeigt wurde, weisen die SNB in der POG-Variante deutlich unterschiedliche IKV-Werte auf. Je größer die Kostenunterdeckung der jeweiligen POG-

Werte ist, desto stärker ist auch die Abweichung der IKV zwischen den SNB. Im Szenario Rollout-Plus beträgt der Renditeunterschied zwischen SNB1 und SNB3 etwa 0,9 Prozentpunkte. Der Hauptgrund für diesen Effekt liegt jedoch weniger im Rollout selbst, sondern resultiert vielmehr aus der unterschiedlichen Gewichtung der Netz- und Rollout-Kosten im Rahmen der Gesamtnetzbetrachtung der SNB. Die Rollout-Zahlen und –Kosten sind zwar im Verhältnis zu den Anschlusspunkten für die SNB vergleichbar, nicht jedoch im Verhältnis zur Netzgröße. Der vorwiegend städtisch geprägte SNB1 hat strukturbedingt ein kleineres Netz je Zählpunkt. Normiert auf Zählpunkte ist der Tagesneuwert von SNB1 etwa 2/3 von SNB2 und 1/2 von SNB3. Da die IKV in einer Gesamtnetzbetrachtung untersucht werden, fallen die SMRO-Kosten bei SNB1 somit stärker ins Gewicht als bei SNB2 und SNB3, da die Gesamtkostenbasis geringer ist. Ein einfaches Zahlenbeispiel (mit hypothetischen Zahlen) soll diesen Gewichtungseffekt verdeutlichen: Nehmen wir zwei Netzbetreiber an, die die gleiche Anzahl von Anschlusspunkten haben. Die Kosten für den SMRO betrage für beide Netzbetreiber 200 Mio. €, während die Erlöse aus der POG 150 Mio. € seien. In beiden Fällen beträgt die Kostenunterdeckung demnach 50 Mio. €. Nehmen wir zusätzlich an, dass die Netzgröße unterschiedlich ist; während ein Netzbetreiber Netzkosten von 300 Mio. € hat, seien die Netzkosten des anderen VNB 600 Mio. €. Vorausgesetzt, dass die Netze selbst kostendeckend refinanziert werden, ist die Renditewirkung des SMRO im Falle des kleineren Netzes größer, da sich die Kostenunterdeckung von 50 Mio. € in der Gesamtbetrachtung auf Kosten in Höhe von 500 Mio. € (200 + 300) beziehen, während die Kostenbasis des großen Netzes 800 Mio. € (200 + 600) beträgt.

Bezogen auf die drei betrachteten SNB gilt, dass das Ausmaß der Kostenunterdeckung bei allen SNB vergleichbar ist. Die kostenbedingten Unterschiede zwischen SNB1 und SNB2 beim SMRO selbst erklären nur etwa 10% der Renditeabweichung, während etwa 90% auf die relative Gewichtung der SMRO-Kosten im Vergleich zu den Netzkosten zurückzuführen ist. Normiert man die Netzgrößen in der Modellrechnung auf Basis der Anschlusspunkte, unterscheiden sich die IKV-Werte der SNB nur geringfügig.

Zweitens: Die IKV-Ergebnisse unter dem POG-Ansatz sind vom Szenario abhängig. Auch diese Erkenntnis ist aus den obigen Ab-

bildungen ersichtlich. Die Sensitivitätsrechnung POG 20/86 ergibt für das Szenario ‚Gesetzlicher Rahmen‘ bessere IKV-Werte als bei POG 28/78; beim Szenario ‚Rollout Plus‘ dagegen verschlechtern sich die IKV-Werte. Der Grund ist einfach: Bei POG 20/86 ist das Preisverhältnis der iZ zu den iMSys niedriger als bei POG 28/78. Da die iZ nur im Szenario ‚Rollout Plus‘ hinzukommen, macht sich in diesem Szenario die Verringerung der POG-iZ bemerkbar. Im Szenario ‚Gesetzlicher Rahmen‘ ist dagegen nur die Erhöhung der POG-iMSys von Bedeutung. Es zeigt, wie sensitiv die Ergebnisse auf das genaue Niveau der POG-Werte und dessen Verhältnis reagieren.

Zu den Sensitivitätsrechnungen und im Besonderen zum Vergleich mit den POG-Werten der KNA (2013) sind allerdings noch einschränkende Bemerkungen zu machen:

- Wie bereits in Kapitel 17 beschrieben, ist das Verhältnis iZ zu Gateways für die iMSys geringer als in der KNA. Dies führt zu relativ höheren Kosten der iMSys.
- Umgekehrt ist anzumerken, dass in den Kosten der iZ und iMSys auch die Positionen Eigenstromverbrauch und Kosten der Netzleitstelle enthalten sind, die regulatorisch den Netzentgelten zuzurechnen sind und daher nicht durch die POG abgedeckt werden. Diese Kosten machen etwa 1,70 € bzw. 3,80 € an den Stückkosten der iZ und iMSys aus.

Auf Grund dieser unterschiedlichen Kostenansätze in den beiden Studien sind folglich direkte Vergleiche und Bewertungen der POG-Werte schwer möglich. Dies unterstreicht jedoch nur die oben gemachte Aussage, dass die Sensitivität der Ergebnisse bezüglich der Festlegung der POG sehr hoch ist.

Sensitivität „SMRO-Effekt“

Um den Effekt des SMRO im Rahmen der Gesamtnetz Betrachtung stärker zu isolieren, wurde eine Sensitivitätsrechnung durchgeführt, die den Erweiterungsbedarf aus der Betrachtung analytisch entfernt. Es verbleiben damit nur die Effekte aus dem Bestandsnetz, das – wie in Abschnitt 3 ausgeführt wurde – eingeschwungen modelliert wurde. Nach wie vor erfolgt die Renditeermittlung somit auf Basis des gesamten Netzes, so dass der Renditeeffekt des SMRO nur anteilig dargestellt wird. Abbildung 18.7 und Abbildung

18.8 zeigen die Ergebnisse im Vergleich zur Basisbetrachtung. Die dazugehörigen Zahlen finden sich in Tabelle 21.3 im Anhang.

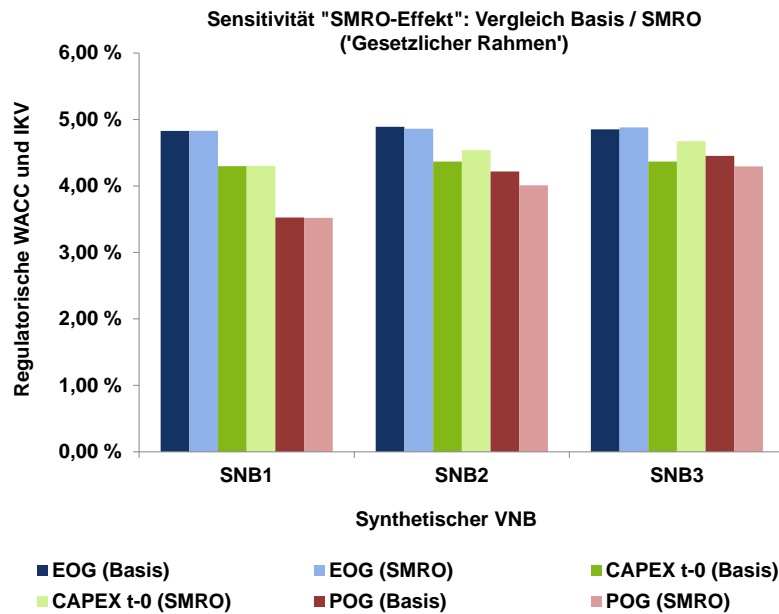


Abbildung 18.7 Sensitivitätsbetrachtung „SMRO-Effekt“ („Gesetzlicher Rahmen“)

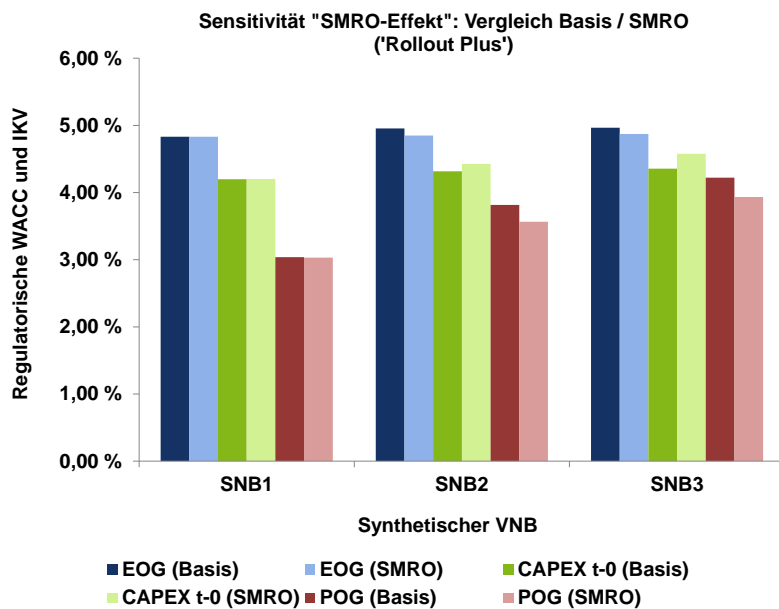


Abbildung 18.8 Sensitivitätsbetrachtung „SMRO-Effekt“ („Rollout Plus“)

Die Ergebnisse lassen sich folgendermaßen zusammenfassen:

- Das zentrale Fazit aus dem Basisszenario bestätigt sich. Auch im Falle einer isolierten Betrachtung der SMRO-

Kosten reichen die POG-Werte (28/78) nicht für eine Kostendeckung aus.

- Beim städtisch geprägten SNB1 sind die Unterschiede äußerst gering. Dies liegt darin begründet, dass die EEG-Erweiterungsinvestitionen kaum eine Rolle spielen und somit auch keinen signifikanten Einfluss auf die Sensitivitätsrechnung haben können.
- Ansonsten ergibt sich für die EOG- und die POG-Variante eine Verringerung der Rendite bei der isolierten Betrachtung des SMRO. Dies liegt zum einen daran, dass im Basisszenario die Kombination von Investitionsmaßnahmen und Erweiterungsfaktor (EWF) die Kosten der Erweiterungsinvestitionen gut abdeckt. Zum anderen wirkt sich die Netzdienlichkeit des SMRO nur in Kombination mit den Erweiterungsinvestitionen positiv auf die Rendite aus, so dass hier der Multiplikator-Effekt des EWF zusätzlich zum Tragen kommt.
- Bei der Modellvariante CAPEX t-0 ist der isolierte Effekt des SMRO gegenüber der Gesamtinvestitionsbetrachtung hingegen leicht positiv. Dies liegt daran, dass der EWF hier auf Grund der jährlichen CAPEX-Anpassung keine Anwendung findet, so dass nur der positive Effekt, auf Grund der geringeren OPEX im Fall ohne Erweiterungsinvestitionen, verbleibt.

An dieser Stelle sollte nochmal auf den folgenden Punkt hingewiesen werden. Die Sensitivität ‚SMRO-Effekt‘ neutralisiert alle Investitionen außer SMRO-Ausgaben; d.h. die Erweiterungen sind per Annahme gleich Null gesetzt, und der Ersatz ist eingeschwungen, so dass keine zyklischen Effekte auftreten. Die Effekte einer Kostenunterdeckung betreffen in dieser Sensitivität daher nur den SMRO. Allerdings wird das Ergebnis als Verhältnis dargestellt: in Form der IKV des Gesamtkapitals. Diese GK-Basis umfasst das Gesamtnetz und beschränkt sich nicht nur auf das GK für den SMRO. Der Hintergrund dabei ist, dass das Bewertungskriterium der BNetzA die Auskömmlichkeit des Gesamtnetzes ist, und nicht die einzelne Investition isoliert betrachtet wird. Da das Gesamtkapital des Gesamtnetzes erheblich größer ist als für den SMRO, würde bei einer isolierten Betrachtung die IKV-GK viel geringer ausfallen; bei der Gesamtnetz Betrachtung wird das Problem der

Kostenunterdeckung durch die Verteilung auf eine größere Basis in der Ergebnisdarstellung gemildert.¹⁴

Sensitivität Nutzungsdauer der Smart-Meter-Anlagen

Als weitere Sensitivität wurde der Fall untersucht, dass die Nutzungsdauer der Smart-Meter-Anlagen nur 8 Jahre anstelle der in der Basisbetrachtung angenommenen 13 Jahre beträgt. Abbildung 18.9 und Abbildung 18.10 stellen die Ergebnisse wiederum vergleichend mit der Basisbetrachtung dar. Die Zahlen sind in Tabelle 21.4 im Anhang zu finden.

Die Effekte sind erwartungsgemäß:

- Durch den früheren Ersatzbedarf für die Smart-Meter-Investitionen, steigen die Kapitalkosten ab dem neunten Jahr des Rollouts an. Wenn die POG-Werte nicht kosten-deckend sind, verschlechtern sich dadurch die IKV-Werte.
- Im Falle der Variante ‚CAPEX t-0‘ bleibt dies auf Grund der jährlichen Anpassung der Kapitalkosten ohne Auswirkung auf die Rendite. In beiden anderen Modellvarianten verschlechtert sich die IKV. Dies gilt besonders für die POG-Variante, da im Falle des EOG-Ansatzes das Regulierungskonto einen Teil der Kosteneffekte abfängt.

¹⁴ In einer hier nicht dargestellten Sensitivitätsrechnung wurde ermittelt, dass die Kapitalbasis für das Gesamtnetz erheblich größer ist als für eine SMRO-isolierte Betrachtung; dementsprechend wäre die Auswirkung auf die IKV-Darstellung beträchtlich.

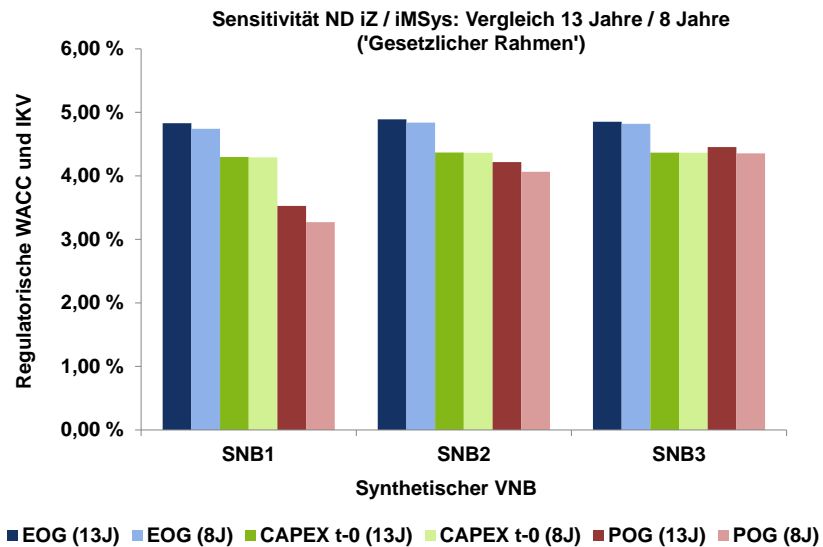


Abbildung 18.9 Sensitivitätsbetrachtung ND Smart Meter („Gesetzlicher Rahmen“)

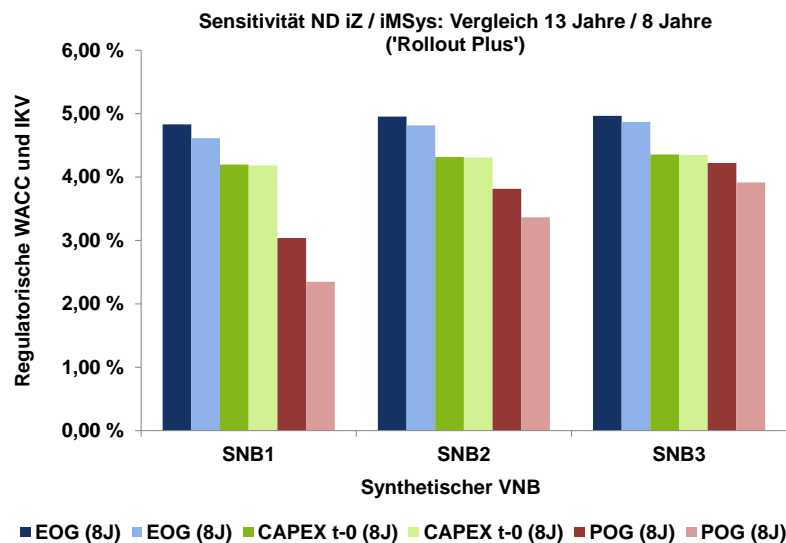


Abbildung 18.10 Sensitivitätsbetrachtung ND Smart Meter („Rollout Plus“)

Sensitivität Nutzungsdauer der konventionellen Zähler

In der Basisbetrachtung wurde für konventionelle Zähler eine Nutzungs- und Abschreibungsdauer von 16 Jahren gemäß den Annahmen der KNA (2013) zu Grunde gelegt. Da die Nutzungsdauer der Zähler laut StromNEV bei 20-25 Jahren liegt, wurde als weitere Sensitivität eine Nutzungsdauer (ND) von 20 Jahren untersucht. Die Ergebnisse sind im Vergleich zur Basisbetrachtung in Abbildung 18.11 und Abbildung 18.12 dargestellt. Die genauen Zahlen sind in Tabelle 21.5 im Anhang zu finden.

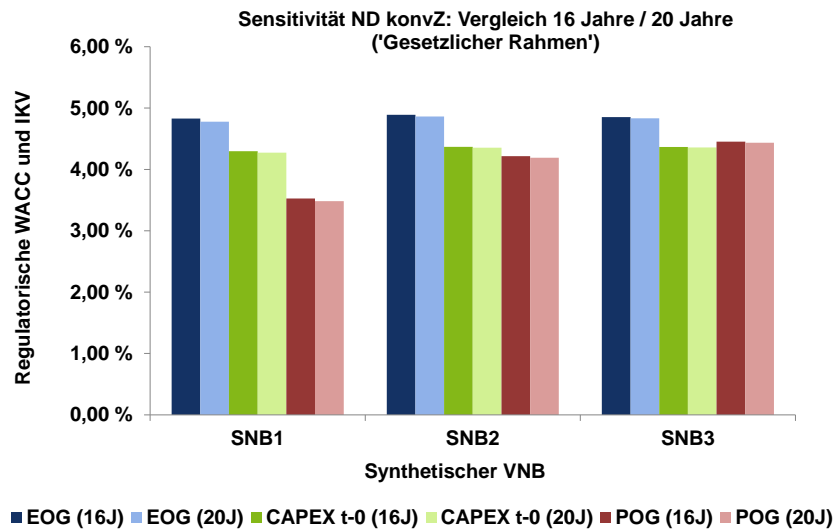


Abbildung 18.11 Sensitivitätsbetrachtung Nutzungsdauer konventionelle Zähler („Gesetzlicher Rahmen“)

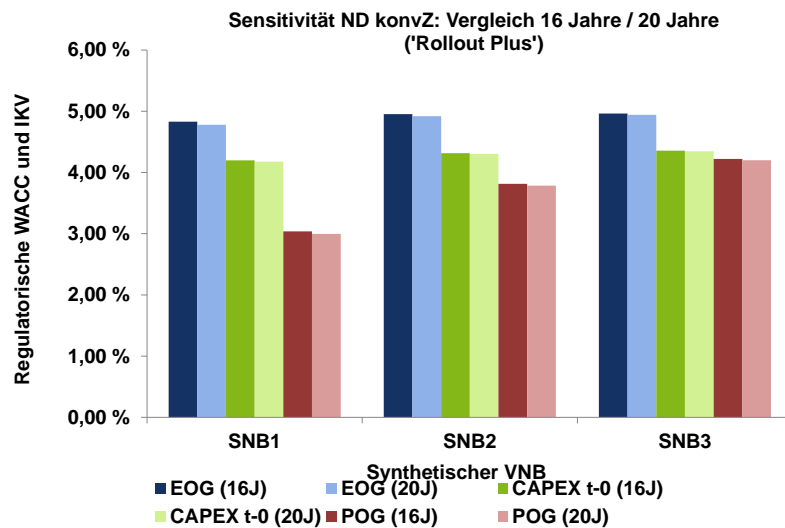


Abbildung 18.12 Sensitivitätsbetrachtung ND konventionelle Zähler („Rollout Plus“)

Als Fazit lässt sich festhalten, dass die Nutzungsdauer der konventionellen Zähler in allen Modellvarianten einen moderaten Effekt auf die Rendite hat. Tendenziell kommt es beim Ansatz der längeren Nutzungsdauer gemäß StromNEV zu einer Verringerung der Rendite, da kalkulatorisch langsamer abgeschrieben wird als bilanziell, so dass der Cash-Flow sich verschlechtert. In der Modellvariante ‚CAPEX t-0‘ gibt es erwartungsgemäß keinen Einfluss auf die IKV, da die höheren Kapitalkosten auf Grund der vorzeitigen Abschreibungen ohne Zeitverzug angepasst werden.

18.3 Ergebnisse: Liquiditätsanalyse

Der zentrale Indikator für die quantitative Analyse ist die IKV, die oben im Detail untersucht wurde. Daneben wurde ein zweiter Indikator analysiert: der Liquiditätsverlauf. Die primäre Überlegung ist, dass das Regulierungskonto im EOG-Ansatz zwar im Prinzip das Zeitverzugsproblem für die Rendite in einem gewissen Ausmaß beheben kann, nicht jedoch für die Liquidität. Die IKV bildet die Ergebniswirkung im Sinne einer GuV-Betrachtung zwar der Methodik nach ab, berücksichtigt aber nur die kalkulatorische Erlös- und Kostenentwicklung, nicht das handelsrechtliche Ergebnis. Ein Problem des RegK (beim EOG-Ansatz) besteht aber darin, dass es nach Handelsrecht nicht aktivierbar ist, und damit auch ein Ergebnisproblem zur Folge haben kann. Auch hier zeigt der EOG-Ansatz in der Praxis Schwächen. Um die Liquiditätseffekte des SMRO losgelöst von der IKV näher zu untersuchen, wurde als zweiter Indikator eine Liquiditätsanalyse vergleichend für alle Modellvarianten durchgeführt.

Was genau ist hier mit Liquiditätseffekten gemeint? In der Analyse liegt der Fokus auf den von der Regulierung bedingten Zeitverzugsseffekten bei den SMRO-Kosten. Das Ziel liegt nicht in einer Analyse der Liquiditätseffekte von Kapitalinvestitionen an sich. Mit anderen Worten: Es soll nicht die Vorfinanzierung z.B. der intelligenten Zähler bis zur vollständigen Abschreibung nach 13 Jahren untersucht werden. Dieser Effekt wird in der Untersuchung explizit herausgerechnet, um die Wirkung des regulatorisch bedingten Zeitverzugs hervorzuheben. Zu diesem Zweck wird der Liquiditätsverlauf der Modellvarianten jeweils um den „Idealverlauf“ unter ‚TOTEX t-0‘ bereinigt, so dass nur die Differenz als regulatorischer Effekt verbleibt.

Der jährlich Liquiditätsverlauf (oder auch Cash-Flow-Verlauf) für die drei Modellvarianten ist in Abbildung 18.13 und Abbildung 18.14 dargestellt. Zusätzlich zu den absoluten Werten sind die Anteile an den durchschnittlichen jährlichen Gesamterlösen der SNB für die jeweiligen „Extremwerte“ angegeben. Für die POG wird von den Werten der Basisbetrachtung (28 € / 78 €) ausgegangen.

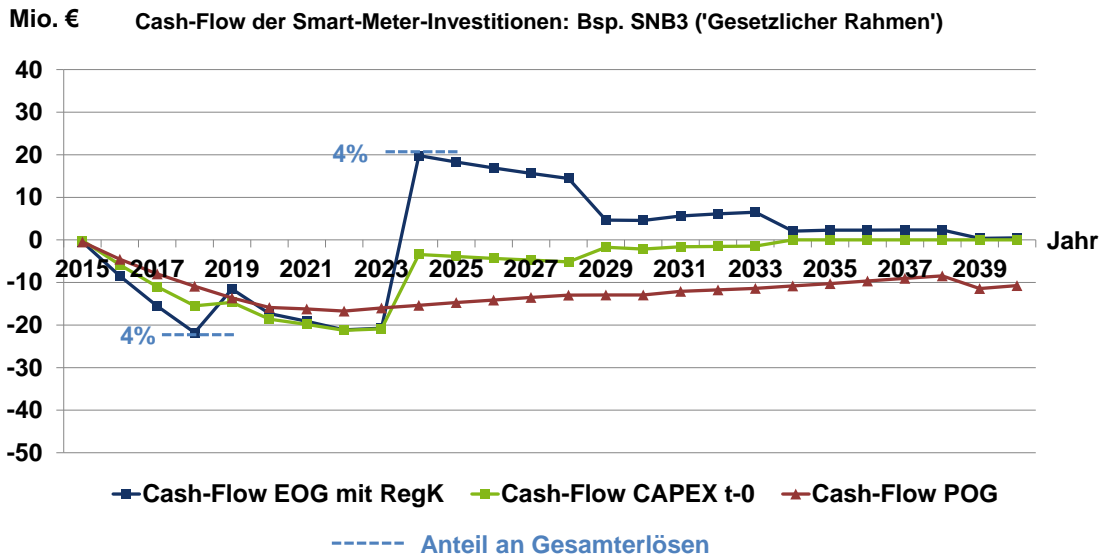


Abbildung 18.13 Jährlicher Liquiditätsverlauf im Szenario „Gesetzlicher Rahmen“.

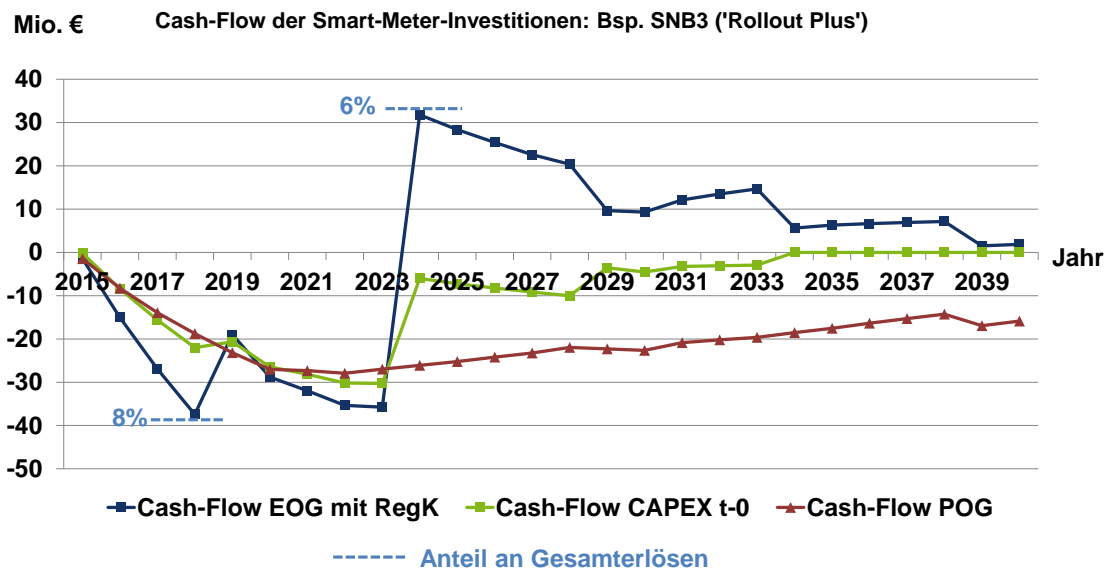


Abbildung 18.14 Jährlicher Liquiditätsverlauf im Szenario „Rollout Plus“.

Das primäre Ziel der Analyse springt direkt ins Auge: Beim EOG-Ansatz ist die Liquiditätsverzögerung beim RegK unmittelbar erkennbar. Während der Regulierungsperiode wird das Regulierungskonto (kumulativ) aufgefüllt, und dann in der Nachfolgeperiode in Form einer Ratentilgung aufgelöst. In dieser Nachfolgeperiode kommen allerdings wieder neue Mehrkosten hinzu. Der Netto-Effekt ist zufällig. Ersichtlich ist auch, dass das RegK und damit der Liquiditätseffekt im Szenario Rollout Plus erwartungsgemäß

größer ist als beim Szenario Gesetzlicher Rahmen. Erkennbar ist zudem, dass beim Regulierungskonto – abgesehen von der geringeren Verzinsung - in erster Linie ein Liquiditätseffekt durch den verspäteten Erlösrückfluss vorliegt. Dies ist deutlicher zu sehen, wenn man den kumulierten Liquiditätsverlauf betrachtet, der in Abbildung 18.15 und Abbildung 18.16 dargestellt ist. Hierbei werden die jährlichen Differenzen aus Erlösung und Kosten über die Zeit aufsummiert. Es zeigt sich insbesondere, dass es bei den Modellvarianten CAPEX t-0 und POG bei einer Unterdeckung bleibt; im Fall der POG nimmt diese im Zeitablauf sogar dauerhaft zu.

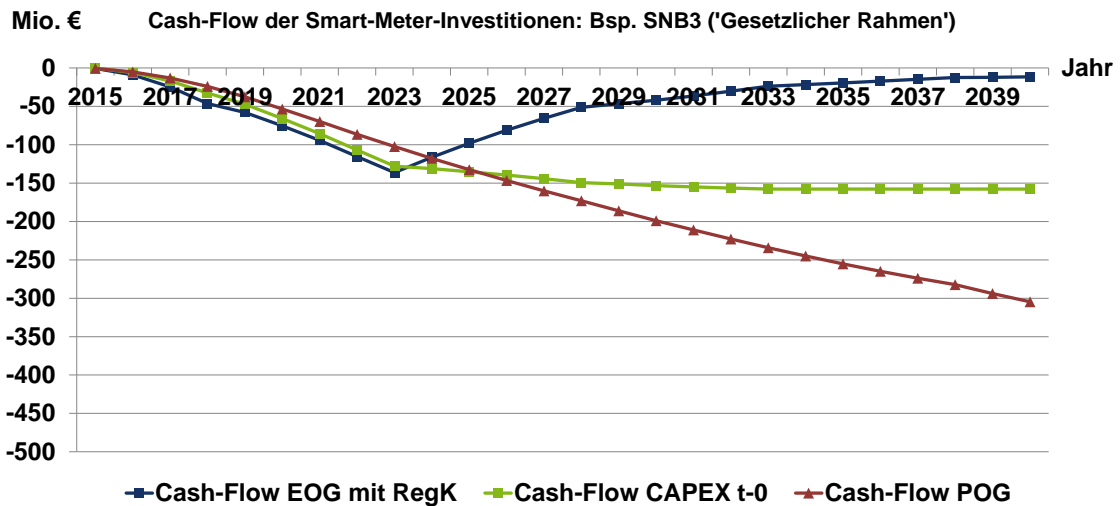


Abbildung 18.15 Kumulierter Liquiditätsverlauf im Szenario „Gesetzlicher Rahmen“

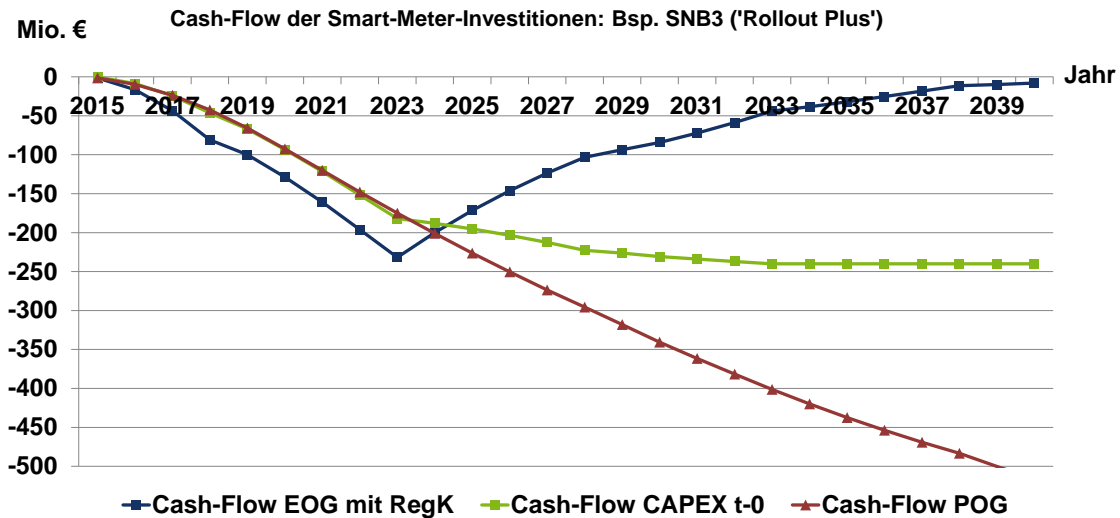


Abbildung 18.16 Kumulierter Liquiditätsverlauf im Szenario „Rollout Plus“

Da das RegK, wie bereits oben ausgeführt wurde, nicht aktiviert werden kann, muss nach Maßgabe der obigen Abbildungen mit deutlichen Ergebniseinbrüchen in den Jahren des SMRO gerechnet werden, die in der IKV-Berechnung nicht widerspiegelt werden. Erst wenn das RegK in Raten aufgelöst wird, werden die entsprechenden Rückzahlungen im Jahresergebnis wirksam.

Bei der Modellvariante CAPEX t-0 ist das Zeitverzugsproblem für CAPEX gelöst, jedoch nicht für OPEX. Das gilt für die Liquiditätsbetrachtung genauso wie für die IKV-Betrachtung. Der 5-jährige Zeitverzug bei OPEX ist in der Zickzack-Bewegung des jährlichen Liquiditätsverlaufs erkennbar (Abbildung 18.13 und Abbildung 18.14). Zudem ist der kumulierte Effekt insgesamt negativ: Durch den OPEX-Effekt ist der Erlösrückfluss insgesamt zu niedrig, so dass die Liquiditätskurve im negativen Bereich verbleibt (Abbildung 18.15 und Abbildung 18.16)

Auch beim POG-Ansatz treten Liquiditätsverzögerungen auf. Liquiditätseffekte sind im Prinzip vom Szenario abhängig; falls Kostendeckung nicht erreicht wird, ist auch Liquidität unzureichend. Wie bei der Variante CAPEX t-0 ist dies auch bei der POG-Variante (28/78) der Fall. Ein zweiter Effekt wird durch die Kosten-degression verursacht. Dieser Effekt tritt auch auf, falls die POG genau kostendeckend wäre: Mit einer konstanten POG und mit

fallenden Stückkosten ist die Liquidität anfangs zu gering und wird erst später ausgeglichen.

Kernaussagen

- Der EOG-Ansatz könnte die Kostendeckung im Prinzip zielsicher erreichen. Der Zeitverzug bleibt allerdings ein methodisches Problem. Das Regulierungskonto verursacht erhebliche Verzögerung beim Liquiditätsrückfluss und führt zu Ergebniseinbrüchen.
- Beim POG Ansatz ist eine Kostendeckung eher zufällig und hängt entscheidend vom angesetzten Niveau der POG-Werte ab. Das Niveau ($iZ=28 \text{ €}$ und $iMSys=78 \text{ €}$) reicht in unserem Modell nicht für eine Kostendeckung aus. Auch beim POG-Ansatz sind Liquiditätsverzögerungen zu erwarten.
- Aus der Modellvariante ‚CAPEX t-0‘ geht hervor, dass eine sachgerechte Berücksichtigung der mit dem SMRO einhergehenden OPEX von zentraler Bedeutung ist.

19 Analyse

Leitgedanken

Dieses überwiegend qualitativ analytische Kapitel untersucht weitere Beurteilungskriterien in Bezug auf die Modellvarianten. Insbesondere werden folgende 3 Themen diskutiert:

- Eine multi-kriterien Analyse der Modellvarianten
- Der regulatorische Umgang mit Netzdienlichkeit (NDL)
- Ein Ländervergleich

Abschließend folgen eine kritische Würdigung und ein Fazit.

Dieses vorwiegend analytische Kapitel widmet sich drei Themenblöcken. Erstens erfolgt eine umfassendere Analyse der Anreizwirkungen der drei Modellvarianten, um auch diejenige Aspekte zu bewerten, die in der quantitativen Analyse nicht berücksichtigt werden konnten. Zweitens folgt eine qualitative, methodische Analyse des regulatorischen Umgangs mit der Netzdienlichkeit. Drittens werden vier Vergleichsländer hinsichtlich ihres regulatorischen Umgangs mit den Kosten für den Smart-Meter-Rollout (SMRO) untersucht.

19.1 Generelle Anreizwirkungen

In einem klassischen Aufsatz mit dem Titel „Cross-subsidization: pricing in public enterprises“, erschienen in der berühmten Zeitschrift „American Economic Review“, hat der Ökonom Faulhaber bereits in 1975 auf die problematische Kombination von sozialen Zielen (z.B. einheitlichen Preisen) und Marktliberalisierung hingewiesen.¹⁵ Die Analyse von Faulhaber ist auch für die vorliegende Thematik zutreffend. Nachfolgend wird argumentiert, dass die drei Ziele 1) der Kostendeckung, 2) der Verbesserung der Zumutbarkeit für Endverbraucher in Form einer zeitlich verstemmten Preisobergrenze (POG) und 3) des Wettbewerbs auf dem MM-Markt ohne weitere Eingriffe unvereinbar erscheinen. Im nachfolgenden

¹⁵ Eine gute, kompakte Darstellung findet der interessierte Leser in Knieps (2001, Kap. 2.2.3).

Kapitel wird dargestellt, dass der Wettbewerb auf dem MM-Markt, wie in Deutschland gesetzlich geregelt, im europäischen Umfeld eher unüblich ist, so dass in den Vergleichsländern der genannte Zielkonflikt nicht entsteht.

Die Bewertung der Varianten von Finanzierungsmodellen wird mittels einer *Multi-Kriterien-Analyse* vorgenommen, wie im Überblick in Tabelle 19.1 dargestellt. In der Tabelle bedeutet „+“ ein Argument „für“, „-“, ein Argument „gegen“ und „0“ ein neutrales Argument für die betreffende regulatorische Behandlung.

Es werden fünf Kriterien untersucht:

- Marktkonformität
- Anreizwirkung bzw. Zielerreichung
- Regulatorischer Aufwand
- Finanzierung
- Zumutbarkeit (aus Verbrauchersicht)

Tabelle 19.1 Multi-Kriterien-Analyse zur Bewertung der Modellvarianten.

| | EOG (inkl. RegK) | CAPEX t-0 | POG als Yardstick |
|--|---------------------|-----------|----------------------|
| Marktkonformität | 0 | 0 | - |
| Anreizwirkung bzw. Zielerreichung | 0 | - | - |
| Regulatorischer Aufwand | 0 | 0 | - |
| Finanzierung | | | |
| • Kostendeckung / Rentabilität | -/0 | - | -/+ |
| • Liquidität / Cash-Flow | - | 0 | - |
| Zumutbarkeit | -/0 | - | -/+ |

Im Folgenden wird die Auswertung in Tabelle 19.1 im Detail besprochen.

Marktkonformität

In Deutschland ist der MM-Markt liberalisiert und für den Wettbewerb geöffnet. Marktkonformität bedeutet, dass das Finanzierungsmodell den Wettbewerb schützt oder gar fördert.

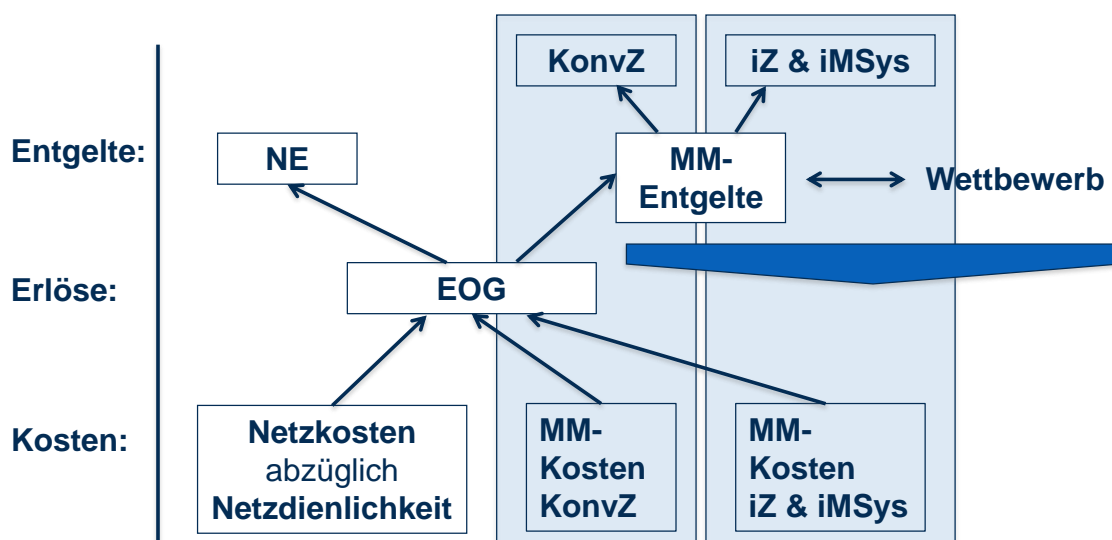


Abbildung 19.1 Marktkonformität unter EOG und CAPEX t-0.

Abbildung 19.1 illustriert diesen Wettbewerbsaspekt für die Varianten EOG und CAPEX t-0. Um den MM-Wettbewerb zu schützen, darf keine Quersubventionierung aus den anderen Bereichen erfolgen; das heißt, dass die SMRO-Kosten für iZ und iMSys vollständig in die Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb (MM) übertragen werden müssen. Wenn SMRO-Kosten, insofern solche auch von den Wettbewerbern getragen werden, stattdessen in die Netzentgelte (NE) fließen, wirkt dies unmittelbar wettbewerbsverzerrend und nicht diskriminierungsfrei. Im Weiteren wird davon ausgegangen, dass SMRO-Kosten ohne Quersubventionierung in MM-Entgelte übertragen werden, und somit unter den Modellvarianten EOG und CAPEX t-0 keine Wettbewerbsverzerrung vorliegt.

Im Umkehrschluss folgt auch, dass SMRO-Kosten, die nicht auch von Wettbewerbern getragen werden, sehr wohl in die NE fließen können bzw. sogar sollten um eine Wettbewerbsverzerrung des Grundversorgers zu vermeiden. Zudem: umso mehr SMRO-Kosten in die NN-Entgelte sozialisiert werden können, desto geringer sind die Probleme mit der Zumutbarkeit für die Endverbraucher.

Allerdings muss einschränkend bemerkt werden, dass der Zeitverzug beim EOG-Ansatz eine verbleibende Wettbewerbsverzerrung bewirkt; zu Beginn sind die Entgelte durch die 7-jährige Verzögerung künstlich niedrig, was erst später aufgehoben wird. Dieses Problem wird auch vom RegK nicht aufgehoben, weil die Auflösung des RegK erst in Raten in der nachfolgenden Regulierungsperiode erfolgt.

Ganz anders gestaltet sich die Lage unter der Variante POG.

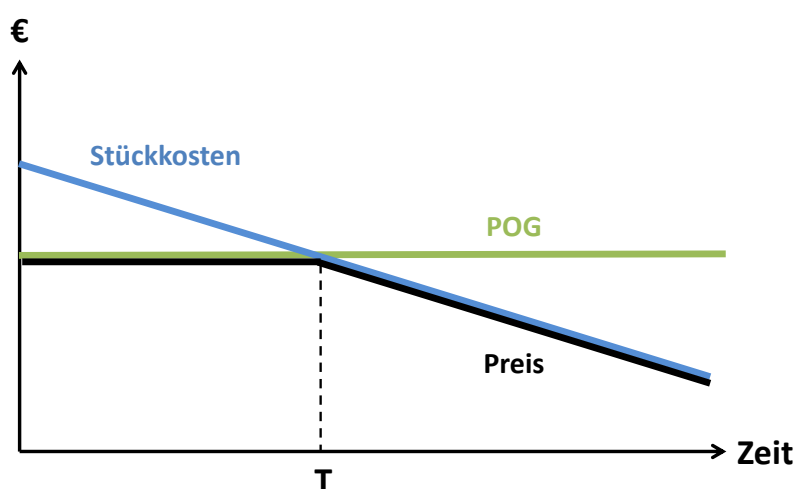


Abbildung 19.2 Mangelnde Marktkonformität bei der POG

Abbildung 19.2 zeigt eine in der Zeit verstetigte POG und in der Zeit fallende iZ/iMSys-Durchschnittskosten. Kostendeckung bei den MM-Anbietern erfordert, dass die POG die Kurve der Durchschnittskosten an einem Punkt in der Mitte (hier: Zeitpunkt T) schneidet. Der Wettbewerb steht dem konstanten Verlauf der POG im Wege. Anfangs (links von T) liegen die Kosten über der POG, und später (rechts von T) liegt die POG oberhalb der Kosten. Anfangs werden also Verluste gemacht, die später wieder wettgemacht werden sollten. Zu Beginn des Rollouts kann nicht kostendeckend angeboten werden, und Wettbewerber werden den Markt verlassen bzw. gar nicht erst eintreten. Erst später werden Wettbewerber auf den Markt treten und, insofern der Wettbewerb funktioniert, den Marktpreis auf die tatsächlichen Kosten und damit unter die POG drücken: Der Verlauf des tatsächlich eintretenden Preises wird mit der geknickten, schwarzen Kurve gekennzeichnet.

Das Fazit: Wenn die MM-Entgelte nicht vollständig kostenreflektiv sind, tritt unweigerlich eine Wettbewerbsverzerrung auf. Sowohl der EOG-Ansatz als auch der POG-Ansatz sind mit einem funktionierenden Wettbewerb nicht kompatibel, wobei das Problem beim POG-Ansatz gravierender ist.

Anreizwirkung bzw. Zielerreichung

Die Anreizwirkung der Modellvarianten ist ein umfassendes Thema, das hier nur in Kürze und in der Quintessenz behandelt werden kann. Zur Debatte steht hier die Frage, inwiefern die jeweilige Variante die Ziele des SMROs überhaupt erreicht.

Zielerreichung unter der Modellvariante POG ist eher zufällig. Wie im Kapitel 18 ausführlich beschrieben, liegt eine zentrale Schwierigkeit beim POG-Ansatz darin, das genaue Gesamtkostenniveau und das Verhältnis der einzelnen Komponenten (iZ und iMSys) zu treffen; die in Kapitel 18 analysierte Basisvariante führt zu Kostenunterdeckung. Zudem führt die zeitliche Verstetigung zu einer anfänglichen Kostenunterdeckung, die erst im Laufe der Zeit ausgeglichen werden kann. In einem solchen Falle muss befürchtet werden, dass die Anbieter einen Anreiz haben werden, den SMRO möglichst lange hinauszuzögern. Das gilt für VNB mit SMRO-Verantwortung, aber in besonderem Maße auch für unabhängige Wettbewerber. Somit wäre das Kriterium der Zielerreichung nicht oder nur unzureichend erfüllt.

Das Umkehrargument gilt nur bedingt. Wenn die POG-Werte hoch genug angesetzt sind, sollte der POG-Ansatz eigentlich zu Kostenüberdeckung und damit (aus Sicht der VNB) zu einer Zielerreichung führen. Jedoch ist fraglich, ob der funktionierende Wettbewerb ein (reguliertes) Preisniveau über Kosten dauerhaft zulässt; unter Wettbewerbsbedingungen tritt der Umkehrfall gar nicht auf.

Bei der Variante EOG ist das Bestreben der Kostendeckung an sich gegeben, wird aber durch die Zeitverzugsproblematik nicht oder nur unzureichend erreicht. Wie in Kapitel 18.2 ausgeführt, deckt das RegK zwar einen größeren Teil des Zeitverzugsproblems ab, jedoch nicht vollständig. Zudem schafft das RegK ein Liquiditätsproblem und ein Ergebnisproblem (siehe Kapitel 18.3).

Erst wenn diese beiden Probleme gelöst werden, dürften die Anreize für den SMRO unter der EOG gegeben sein.

Bei der Variante CAPEX t-0 gilt weitgehend die gleiche Argumentation wie bei der EOG, allerdings mit einem wichtigen Unterschied: Durch den Zeitverzug bei OPEX kommt es systematisch zu einer Kostenunterdeckung, die die Anreize für den effektiven SMRO in Frage stellt.

Als Fazit ist festzuhalten, dass ein POG-Ansatz nur bedingt das Kriterium der Zielerreichung erfüllt; die Anreizwirkung ist somit als kritisch zu bewerten. Gleiches gilt für CAPEX t-0, weil es hier zu systematischer Kostenunterdeckung kommt, so dass die Anreize für den Rollout gering sein werden.

Regulatorischer Aufwand

Das Kriterium des regulatorischen Aufwands bezieht sich in erster Linie auf die praktische Umsetzbarkeit für die verantwortlichen Behörden, in diesem Falle insbesondere der BNetzA.

Das schwerwiegende Problem mit dem POG-Ansatz ist, dass die POG-Werte extern bestimmt werden müssen. Die Werte werden vom Regulierer oder vom Ministerium bestimmt und nicht von den VNB. Erschwerend kommt hinzu, dass das Ziel einer zeitlichen Verstetigung erfordert, dass die POG für eine weite Zukunft (16 Jahre) im Voraus bestimmt werden müssen. Da die Zukunft bekanntlich ungewiss ist, dürfte eine ausreichende Informationsbasis nicht gegeben sein.

Bei den beiden anderen Varianten, EOG und CAPEX t-0, treten diese Probleme nicht auf. Die VNB berechnen selbst die MM-Entgelte, so dass die Aufgabe einer externen Preisfestlegung entfällt. Darüber hinaus werden die MM-Entgelte in diesen beiden Varianten kostenbasiert und nach Standardverfahren in regelmäßigen Zeitabständen neu berechnet; Informationen über einer ungewissen Zukunft sind gar nicht erforderlich.

Bei den Varianten EOG und CAPEX t-0 tritt aber ein anderes Problem auf. Wie oben bereits ausgeführt, muss die Kostenzurechnung frei von Quersubventionierung sein, um dem Wettbe-

werb auf dem MM-Markt zu schützen. Wenn strategisches Verhalten unterstellt wird, fällt diese Problematik unter die wohlbekannte Entflechtungsdiskussion; Vermeidung von strategischer Quersubventionierung ist für den Regulierer eine Herausforderung. Allerdings kann erwartet werden, dass die Transparenz vergleichsweise hoch sein wird, da die Beschaffung im Wesentlichen über Dritte (Hardware, TK-Dienstleistungen) erfolgt, deren Preisstellung nachvollziehbar ist. Wird dagegen kein strategisches Verhalten unterstellt, ist der regulatorische Aufwand hinsichtlich einer sachgerechten Kostenzuteilung gering; über die üblichen ggf. angepassten Verteilschlüssel wird eine Kostenzuteilung bereits gemacht.

Fazit: Der Informationsaufwand beim POG-Ansatz ist hoch und die Umsetzungspraktikabilität daher zweifelhaft. Beide anderen Varianten sind regulatorisch erheblich einfacher.

Finanzierung

Im Abschnitt 18 wurden die Modellvarianten bereits ausführlich auf das Kriterium Kostendeckung analysiert, wobei die beiden Kriterien der Internen Kapitalverzinsung und Liquidität im Vordergrund standen. An dieser Stelle genügt ein kurzes Resümee, um die Ergebnisse in den breiteren Rahmen einzuordnen.

- Interne Kapitalverzinsung (IKV)

Beim EOG-Ansatz ist das Renditeproblem durch das Regulierungskonto bzgl. SMRO-Kosten weitgehend gelöst; jedoch verbleiben Probleme mit dem RegK. Zudem wird das Zeitverzugsproblem nicht strukturell gelöst und verbleibt für andere Bereiche. Bei CAPEX t-0 wird lediglich für die Kapitalkosten der Renditenachteil aus dem regulatorischen Zeitverzug beseitigt, während es für die anfallenden OPEX keinen Renditeausgleich gibt. Gerade diese spielen jedoch beim SMRO eine bedeutende Rolle, so dass das CAPEX t-0-Modell hierbei in der Bewertung schlechter abschneidet. Im Falle einer POG hängt die Rendite stark von der konkreten Preisfestlegung im Rahmen des Benchmarks ab. Für die im Basismodell eingesetzten POG wird eine Kostendeckung nicht erreicht. Gleichwohl würden zu hoch angesetzte POG-Werte zu Kostenüberdeckung führen. Neben der

Höhe der POG ist auch das Preisverhältnis zwischen iZ und iMSys wichtig.

- Liquidität / Cash-Flow

Hinsichtlich der Liquiditätseffekte hat der EOG-Ansatz den Nachteil, dass der Erlösrückfluss aus dem Regulierungskonto mit deutlichem Zeitverzug erfolgt. Da das RegK nicht aktivierbar ist, sind Ergebniseinbrüche zu erwarten. Im Falle CAPEX t-0 wird der Liquiditätsnachteil durch die unverzügliche Berücksichtigung der Kapitalkosten zwar einerseits reduziert; andererseits gilt dies nicht für die OPEX, die nach wie vor dem Zeitverzug unterliegen. Der POG-Ansatz führt zu Liquiditätsproblemen bei einem degressiven Kostenverlauf und bei einer generellen Kostenunterdeckung.

Fazit: Der Umgang mit den SMRO-Kosten unter einem EOG-Ansatz ist letztendlich kostenbasiert, sei es auch mit zeitlicher Verzögerung; damit ist individuelle Kostendeckung mehr oder weniger garantiert. Dafür aber führt der Zeitverzug beim RegK zu Problemen beim Liquiditätsrückfluss und beim Ergebnis. Dagegen hängt Kostendeckung beim POG-Ansatz kritisch vom Niveau der angesetzten POG-Werte ab.

Zumutbarkeit

Zumutbarkeit für Endverbraucher generell und Verhältnismäßigkeit untereinander ist ein wichtiges politisches Ziel. Hierzu zählt auch die zeitliche Verstetigung der SMRO-Entgelte. Insbesondere auf Grund der Ausbaupflicht und da der einzelne Endkunde sich nicht freiwillig für oder gegen den Ausbau entscheiden kann, ist es wichtig, auf die zeitliche Verteilung der Kosten auf die Verbraucher zu achten. Mit einem zeitlich degressiven Verlauf der Stückkosten (wie in Abbildung 19.2) würden Kunden mit einem frühen Smart-Meter-Einbau mehr bezahlen als Kunden mit einem späteren Einbau. Genau dieser sozialpolitisch unerwünschte Umverteilungseffekt sollte die POG vermeiden. Funktioniert das? Es treten zwei gravierende Hürden auf.

Zum einen liegt ein Informationsproblem vor. Die Degressionseffekte können Lerneffekte oder Skaleneffekte bei den Geräteherstellern sein. Denkbar wären auch noch Umkehreffekte (z.B. Preissteigerungen bei den Geräten durch zeitgleiche Nachfrage).

Das Problem ist, dass prinzipiell unbekannt ist, wie sich die Kosten im Zeitablauf entwickeln werden. Dementsprechend ist es eine über 16 Jahre berechnete zeitlich durchschnittliche POG spekulativ.

Zum anderen ist, wie in Abbildung 19.2 dargestellt, in einem wettbewerblichen Umfeld eine zeitlich konstante, kostendeckende POG eigentlich unmöglich. Sobald die durchschnittlichen Kosten unter die POG fallen, übernimmt der Markt und drückt den Marktpreis unter die POG. Eine durchgehend konstante POG wäre nur möglich, wenn diese auf das Minimumniveau der Stückkosten ausgerichtet wäre; eine solche POG wäre aber offensichtlich nicht kostendeckend. Es zeigt sich, dass das Zieldreieck 1) der Kostendeckung, 2) einer zeitlich konstanten POG und 3) des Wettbewerbs ohne weitere Eingriffe nicht erreichbar ist.

Im anderen Extrem wird bei der Variante CAPEX t-0, wenn man vom OPEX-Problem absieht, jede Schwankung in den SMRO-Kosten direkt weitergereicht. Das hieße bei Kostendegression tatsächlich, dass Kunden anfangs mehr bezahlen als später. Der CAPEX t-0 Ansatz trägt somit nicht zu einer zeitlichen Verstetigung der SMRO-Finanzierung bei.

Der EOG-Ansatz liegt dazwischen. Unter der derzeitigen ARegV ist die zeitliche Verzögerung zwischen den Regulierungsperioden 5 Jahre; während dieser Zeit bleiben die durchschnittlichen MM-Entgelte zeitlich stetig. Das gilt auch unter Berücksichtigung des RegK, es sei denn, dass dieses während der Periode auf Grund der 5%-Regel aufgelöst wird. Erst mit der neuen Regulierungsperiode erfolgt eine kostenbasierte Anpassung der MM-Erlöse. Hierbei kommt es jedoch zu Erlössprüngen, die dem Gedanken einer zeitlichen Glättung der Entgelte entgegenstehen.

Fazit: Alle drei Varianten haben Probleme mit dem Ziel der Zumutbarkeit. Paradoxaerweise hat der POG-Ansatz zwar den Anspruch einer zeitlichen Verstetigung der MM-Entgelte; dies kann jedoch unter Wettbewerbsbedingungen nicht funktionieren.

Gesamtfazit

Keiner der betrachteten Ansätze erweist sich als Ideallösung, die allen Bewertungskriterien vollständig Rechnung trägt. Wie schon eingangs erwähnt, ist das Zieldreieck der Kostendeckung, Stetigkeit der Preise und der Wettbewerbskonformität nicht ohne weitere Anpassungen erreichbar. Insgesamt erscheint der POG-Ansatz wenig geeignet als Finanzierungsmodell. Im Grunde spräche nur das Argument der Zumutbarkeit über einer zeitlichen Verstetigung für den POG-Ansatz; allerdings ist es fragwürdig, ob dieses Ziel überhaupt mit dem funktionierenden Wettbewerb kompatibel ist. Der EOG-Ansatz unter Einbeziehung des Regulierungskontos ist praktikabler als Finanzierungsinstrument für die Kosten des SMRO, weist jedoch ebenfalls erhebliche Schwächen hinsichtlich der Liquiditätswirkung auf, die Anpassungen erforderlich machen. CAPEX t-0 geht zwar für CAPEX das Zeitverzugsproblem effektiv an, jedoch nicht für OPEX; gerade beim SMRO und bei Smart Grids generell werden OPEX aber schnell wichtiger.

19.2 Netzdienlichkeit im POG-Ansatz

Wie ausführlich in den beiden vorhergehenden Studienteilen dargestellt ist ein Ziel der Smart Meter die Netzdienlichkeit (NDL): Mittels iMSys kann mit Last- und vor allem Einspeisemanagement die Netznutzung optimiert und somit der Netzausbau in gewissem Ausmaß vermieden werden. Für weitere Einzelheiten sei auf die anderen Studienteile verwiesen. Netzdienlichkeit bedeutet also konkret „vermiedene Netzausbaukosten“. Ein Netzausbau ist zwar noch immer in erheblichem Ausmaß erforderlich, jedoch weniger als es ohne Netzdienlichkeit der Fall wäre.

In diesem Studienteil steht die Frage im Vordergrund, wie die mit der Netzdienlichkeit einhergehenden vermiedenen Netzausbaukosten in der Regulierung berücksichtigt werden sollten, wenn die Kosten der Modernisierung der Zählerinfrastruktur über eine POG finanziert werden. Konkreter formuliert, sollten vermiedene Netzausbaukosten, die sich naturgemäß in der EOG auswirken, dort verbleiben, oder sollten die Kostenersparnisse unter der POG berücksichtigt werden? In diesem Kapitel wird eine *Multi-Kriterien-Analyse* (MKA) durchgeführt, die zu der Empfehlung führt, die NDL immer unter der EOG zu berücksichtigen.

Die beiden Ansätze sind in Abbildung 19.3 und Abbildung 19.4 graphisch illustriert.

Netzdienlichkeit unter der EOG (Modellvariante 3)

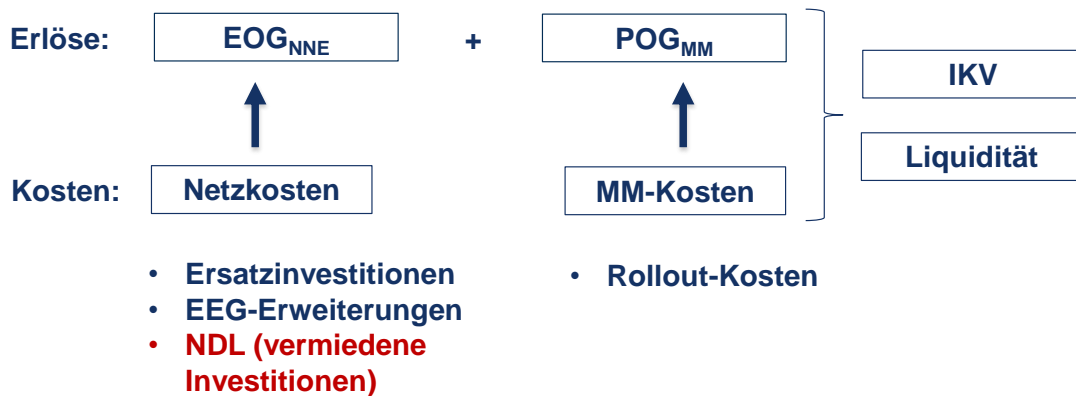


Abbildung 19.3 NDL unter der EOG

Netzdienlichkeit unter der POG (Modellvariante 3)

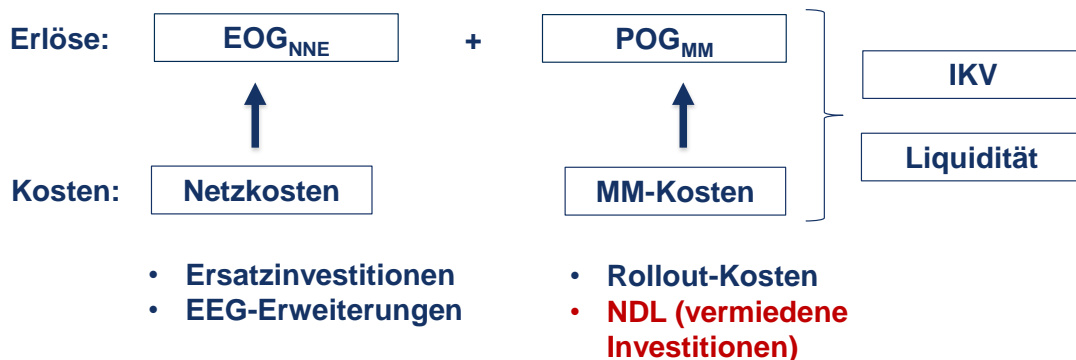


Abbildung 19.4 NDL unter der POG.

In der Variante, bei der die NDL unter der EOG berücksichtigt wird, werden die vermiedenen Netzausbaukosten bereits implizit bei den Ist-Netzausbaukosten berücksichtigt: Aufgrund der netzdienlichen Wirkung intelligenter Messsysteme entfällt die Notwendigkeit, einen gewissen Anteil an Investitionen zu realisieren. Diese Kosten treten in einer Kostenprüfung nicht auf, und der Regulierer

sieht nur die Netto-Ausgaben. Wenn beispielsweise die Brutto-Netzausbaukosten 10 Mio. € betragen und 2 Mio. € auf Grund von Netzdienlichkeit vermieden werden, sieht der Regulierer im Basisjahr nur die Netto-Netzausbaukosten von 8 Mio. € (=10 Mio. – 2 Mio.); diese 8 Mio. € fließen demnach in die Kostenbasis für die Berechnung der EOG. Weder der Regulierer noch der VNB sieht die vermiedenen Netzausbaukosten.

Die Wahl, ob die vermiedenen Netzausbaukosten unter der EOG oder POG behandelt werden, verschiebt die vermiedenen Netzausbaukosten von einem Topf in den anderen; sie verschwinden nicht: Es ist ein Null-Summen-Spiel. Wichtig dabei ist die Vermeidung von Doppelzählungen. In der Variante „NDL unter der POG“ müssen die vermiedenen Netzausbaukosten explizit berechnet und dann für die Berechnung der Preisobergrenze von den SMRO-Kosten abgezogen werden. Wenn beispielhaft angenommen wird, dass die SMRO-Kosten 6 Mio. € sind und die berechneten vermiedenen Netzausbaukosten 2 Mio. €, verbleiben 4 Mio. € Netto-SMRO-Kosten, die demnach die POG bestimmen würden. Gleichzeitig aber müssten die Netto-Netzausbaukosten bei der EOG um die vermiedenen Netzausbaukosten korrigiert werden: Die im Basisjahr festgestellten Netto-Netzausbaukosten von 8 Mio. € müssten um die vermiedenen Netzausbaukosten von 2 Mio. € erhöht werden, so dass die Brutto-Netzausbaukosten von 10 Mio. € in die Kostenbasis für die EOG eingehen.

Die nachfolgende Analyse folgt dem generellen Ansatz dieser Studie, demnach die POG als Yardstick zu verstehen ist. Die Bewertung wird mittels einer *Multi-Kriterien-Analyse* vorgenommen, wie im Überblick in Tabelle 19.2 dargestellt. In der Tabelle bedeutet „+“ ein Argument „für“, „-“, ein Argument „gegen“ und „0“ ein neutrales Argument für die betreffende regulatorische Behandlung. Es werden drei Kriterien betrachtet: 1) Regulatorischer Aufwand, 2) Verursachungsgerechtigkeit und 3) Marktkonformität.

Tabelle 19.2 Multi-Kriterien-Analyse zur regulatorischen Behandlung der NDL.

| | NDL unter EOG | NDL unter POG |
|-----------------------------------|------------------|------------------|
| Regulatorischer Aufwand | ++ | -- |
| Verursachungsgerechtigkeit | + | - |
| Marktkonformität | + | - |

Im Folgenden wird die Auswertung in Tabelle 19.2 im Detail besprochen.

Regulatorischer Aufwand

Wie bereits oben ausgeführt, müssen die vermiedenen Netzkosten in der Variante NDL unter POG explizit berechnet werden, was nicht der Fall ist bei der Variante unter der EOG. Die Berechnung der vermiedenen Kosten wird benötigt für die Berechnung des Yardsticks selbst. Zudem müssen zur Vermeidung von Doppelzählungen die vermiedenen Kosten wiederum der festgestellten Kostenbasis für die EOG hinzugerechnet werden.

Eine solche Berechnung, für die primär die BNetzA verantwortlich wäre, ist sehr aufwändig und z.T. auf Grund der zu treffenden Annahmen für eine solche Berechnung recht kontrovers. Für Deutschland käme hinzu, dass das Verfahren für alle 900+ Netzbetreiber angewendet werden müsste. Das Verfahren ist vergleichbar mit dem für Investitionsmaßnahmen. Die BNetzA hat sich bereits mehrfach und eindeutig auf den Standpunkt gestellt, dass die Implementierung von Investitionsmaßnahmen für 900+ Verteilnetzbetreiber zu aufwändig sei.

Insgesamt dürfte dieses sehr schwer wiegende Argument eine Implementierung der Variante „NDL unter POG“ ausschließen.

Verursachungsgerechtigkeit

Ein wichtiges Beurteilungskriterium für die Zuteilung der vermiedenen Ausbaurkosten durch die NDL ist die Verursachungsgerechtigkeit. Dieses Argument spricht auf den ersten Blick für die Berücksichtigung der NDL unter der POG: Diejenigen Kunden mit iMSys ermöglichen die vermiedenen Netzausbaurkosten. Falls jetzt die NDL die POG reduziert, profitieren genau diese Kunden auch von der Kosteneinsparung. Falls dagegen die NDL in die EOG geht, werden die vermiedenen Netzausbaurkosten über alle Netzkunden sozialisiert, so dass auch diejenigen Konsumenten ohne iMSys von geringeren Netztarifen profitieren.

Es gibt allerdings eine konträre Sichtweise. Bei genauerer Betrachtung ist die Verursachungsgerechtigkeit in einem breiteren Kontext zu sehen. Die nach derzeitiger Gesetzeslage mit iMSys auszustattenden Anschlussnehmer zeichnen sich durch eine im Vergleich hohe Netzbelastung aus. Diese Netzbelastung ist jedoch das kapazitätsbestimmende Element und ist daher ein entscheidender Faktor für den Netzausbaur insgesamt. Auf Grund der Regelungen nach EnWG, EEG und StromNEV wird der Netzausbaur jedoch zu großen Teilen über die Allgemeinheit sozialisiert. Vor diesem Hintergrund kann eine Allokation der vermiedenen Netzausbaurkosten durch iMSys an die Allgemeinheit durchaus als verursachungsgerecht angesehen werden, so dass auch dieses Argument nicht für eine Berücksichtigung der NDL unter der POG spricht.

Marktkonformität

Der Markt für MM-Dienste ist liberalisiert und steht im freien Wettbewerb. In der Praxis entwickelt sich der Markt nur zögerlich, aber es gibt eine kleine Zahl unabhängiger Wettbewerber im MM-Bereich. Es ist ein erklärtes Ziel des BMWi, den Wettbewerb zu schützen.

Die Variante „NDL unter der POG“ ist nicht marktkonform, da sie wettbewerbsverzerrend wirkt. Hier drückt die NDL die POG und damit die Marge für MM-Dienste nach unten. Das betrifft auch die unabhängigen Wettbewerber, selbst wenn diese nicht reguliert werden, weil die POG implizit die Tarife im Wettbewerbsbereich deckelt. Gleichzeitig steigt bei dem Netzbetreiber die EOG, weil

die NDL, wie oben ausgeführt, bei der EOG hinzugerechnet werden muss. Da die unabhängigen Wettbewerber kein Netz besitzen, fehlt ihnen dieser Ausgleich. Anders formuliert: Der Nachteil der geringeren Margen im MM-Bereich betrifft alle Anbieter, der Ausgleich im EOG-Bereich betrifft nur die Netzbetreiber. Bei der Variante „NDL unter der EOG“ trifft diese Problematik nicht zu; die POG und damit die Margen im MM-Bereich sind hier nicht betroffen.¹⁶

Die grundlegende Intuition ist offensichtlich: NDL sind vermiedene Netzausbaukosten und haben mit MM-Kosten nur indirekt zu tun; falls sie aber trotzdem mit der POG verknüpft werden, treten unweigerlich Verzerrungseffekte auf.

Insgesamt ist als Fazit festzuhalten, dass das Argument des Regulierungsaufwands eindeutig für die Variante spricht, in der die Netzdienlichkeit unter die EOG fällt. Bei dieser Variante muss die Netzdienlichkeit nicht explizit berechnet werden; bei der Variante, bei der die Netzdienlichkeit unter der POG fällt, muss stattdessen die Netzdienlichkeit explizit ausgerechnet werden. Der regulatorische Aufwand dürfte zu diesem Zweck zu groß sein.

19.3 Ländervergleiche

Wie gehen die Nachbarländer Deutschlands mit den SMRO-Kosten im regulatorischen Rahmen um? In dieser Studie wurden 4 Vergleichsländer untersucht. In diesen Vergleichsländern liegt die Verantwortung des SMRO bei den VNB und somit fallen die SMRO-Kosten in den regulierten Bereich. Die 4 Vergleichsländer sind: 1) die Niederlande, 2) Norwegen, 3) Österreich, und 4) Schweden. Die Unterkapitel sind jeweils aufgeteilt in eine Kurzbeschreibung des aktuellen Stands beim SMRO, eine Kurzbeschreibung des allgemeinen Regulierungssystems für Netzentgelte und abschließend eine Beschreibung des Regulierungsansatzes für SMRO-Kosten.

¹⁶ Strikt genommen wäre die Variante „NDL unter der POG“ nicht diskriminierungsfrei, weil eine unbeabsichtigte Quersubventionierung zu Lasten des Wettbewerbs stattfinden würde.

Die Information zum Stand des SMRO beruht zum großen Teil auf Hierzinger et al. (2013). Informationen zum Regulierungsansatz für SMRO-Kosten basieren vielfach auf dem persönlichen Austausch mit Länderexperten vor Ort; schriftliche Quellen sind, soweit vorhanden, an geeigneter Stelle angegeben.

Tabelle 19.3 stellt den allgemeinen Rahmen der Vergleichsländer im Vergleich mit Deutschland dar. Da die Gesetzeslage in Deutschland noch nicht endgültig geklärt ist, sind diese Angaben unter Vorbehalt zu verstehen.

Tabelle 19.3

Kurzüberblick zu den Vergleichsländern

| | DE | NL | NO | AUT | S |
|---------------------------------------|---------|------------------|---------|---------|------------|
| Pflichtausbau oder freiwillig? | Pflicht | jetzt freiwillig | Pflicht | Pflicht | freiwillig |
| MM-Wettbewerb? | Ja | Nein | nein | nein | nein |
| MM-Kosten sozialisiert? | Nein | Ja | ja | Ja | ja |

Drei Kriterien bestimmen den allgemeinen Rahmen.

- Erstens: Ist der Ausbau aus Sicht des Nutzers Pflicht oder freiwillig? Falls der Ausbau aus Sicht des Nutzers freiwillig ist, müssen die SMRO-Kosten fast zwangsläufig sozialisiert werden, weil sonst der Anreiz zum freiwilligen Einbau fehlt.
- Zweitens: Ist der MM-Markt liberalisiert, d.h. wettbewerblich organisiert? Es zeigt sich, dass alle Vergleichsländer, im Gegensatz zu Deutschland, den MM-Markt nicht liberalisiert haben. Das ist ein entscheidender Unterschied; der Wettbewerb auf dem MM-Markt schränkt die Gestaltungsmöglichkeiten beim Regulierungsrahmen entscheidend ein.
- Drittens: Werden MM-Kosten zumindest teilweise sozialisiert, oder anders formuliert, finanziert die Gemeinschaft den individuellen Ausbau mit? Die Teilsozialisierung kann sowohl in den NE wie auch in (konventionellen) MME stattfinden. Auch hier sieht man einen großen Unterschied zwischen den Vergleichsländern und Deutschland: Der Wettbewerb auf dem MM-Markt bedingt, dass die MM-Kosten nicht sozialisiert werden können.

19.3.1 Niederlande

Status des Smart-Meter-Rollouts¹⁷

In den Niederlanden wurde der SMRO ursprünglich als Pflichtausbau früh beschlossen. Jedoch wurde der Pflichtausbau vor Gericht erfolgreich angefochten, so dass der SMRO neu geplant werden musste. Der momentane Stand ist ein klein ausgelegter SMRO auf freiwilliger Basis; Kunden wählen selbst, ob sie einen intelligenten Zähler eingebaut haben möchten oder nicht. Diese Phase läuft seit Anfang 2012. Der Wirtschaftsminister entscheidet, ob und wann es zu einem großflächigen SMRO auf Pflichtbasis kommt. Bislang sind allerdings keine weiteren Pläne in dieser Richtung bekannt. Da der SMRO aus Kundensicht auf freiwilliger Basis beruht, werden die Kosten des SMRO weitgehend in MM-Entgelte sozialisiert; die Befürchtung ist, dass wenn die Kunden spezifisch für den Einbau bezahlen müssen, nur die wenigsten sich für den Einbau entscheiden würden.

Der Regulierungsrahmen

Im Jahr 2007 wurde für die Netzentgelte eine *Yardstick*-Regulierung eingeführt; diese basiert auf einem TOTEX-Benchmarking mit dreijähriger Regulierungsperiode. Das entscheidende Merkmal der *Yardstick*-Regulierung ist die fast vollständige Entkopplung der regulierten Erlöse von den individuellen Kosten. Zum einen orientiert sich die Regulierung sehr stark am Benchmarking; zum anderen fällt die kostenorientierte Preisanpassung zu Beginn der Regulierungsperiode (P_0 -Anpassung) im Prinzip weg.

Finanzierungsmodell der SMRO-Kosten

Der MM-Bereich wurde bereits 2001 liberalisiert; jedoch funktionierte nach Einschätzung der Behörde der Wettbewerb nicht. Die unregulierten MM-Entgelte stiegen sehr stark an, so dass die Behörde ab 2008 die MM-Entgelte auf dem Niveau von 2005 deckel-

¹⁷ Hintergrundinformation findet der Leser in NMA (2012).

te. Eine Novelle von 2011 übertrug die Verantwortung für den SMRO auf die VNB und somit explizit in den regulierten Bereich. Der freie MM-Markt wurde geschlossen.

Die Regulierung der MM-Entgelte, die es in der Praxis bereits gab, wurde damit formal in das Regulierungssystem übertragen. Die erste Phase des Regulierungssystems für MM-Dienste läuft seit 2011. Insgesamt sind 3 Phasen mit unterschiedlichem Regulierungsansatz angedacht:

- Die erste Phase umfasst eine für alle VNB einheitliche Preisobergrenze, abgeleitet aus dem Basisjahr 2005 und um die Inflation korrigiert. Diese Phase ist im Grunde nichts anderes als die konsequente Weiterführung der 2005-er Deckelung.
- In der zweiten Phase wird die MM-Preisobergrenze auf einer VNB-individuellen Kostenbasis mit jährlicher Anpassung mit einem „t-2 Zeitverzug“ basieren. Zudem ist ein ex-post Plan-Ist-Abgleich zum Ausgleich des Zeitverzugs angedacht. Der Hintergrund ist, dass das Preisniveau aus der ersten Phase von der Behörde als zu hoch eingeschätzt wird und mit einem kostenbasierten Ansatz auf reales Kostenniveau reduziert werden soll.
- In der dritten Phase sollen die MM-Kosten vollständig in den Yardstick gehen und somit unter die EOG fallen. Der Grund für den Übergang in die dritte Phase ist explizit, dass die Effizianzanreize unter dem kostenbasierten Ansatz in der zweiten Phase als zu gering eingeschätzt werden.

Derzeit läuft die erste Phase; ob und ggf. wann der Übergang in die zweite bzw. dritte Phase erfolgt, ist offen.

19.3.2 Norwegen

Status des Smart-Meter-Rollouts

In Norwegen läuft bereits seit längerer Zeit ein teilweiser SMRO, da bereits seit Mitte der 1990er Jahre eine Politik zur stündlichen Ablesung zur Förderung des Versorgungswettbewerbs gefördert wird. Dies betraf bisher allerdings nur größere Endkunden und Einspeisung. Stündliche Ablesung macht eine Fernablesung und damit intelligente Zähler notwendig. Im Juli 2011 wurde in Norwegen eine neue Regelung zum SMRO eingeführt. Am 01.01.2016

sollten 80 % aller Endkunden und am 01.01.2017 100 % aller Endkunden einen intelligenten Zähler haben. Die Verantwortung für den SMRO liegt bei den VNB.

Der Regulierungsrahmen

Das Regulierungsmodell in Norwegen wird in dieser Studie in Kapitel 17.6.2 detailliert dargestellt, da Modellvariante 2 in dieser Studie (CAPEX t-0“) zumindest für die Kapitalkosten dem Norwegenmodell entspricht. Das Regulierungsmodell in Norwegen ist eine Erlösobergrenze mit einer 2-jährigen Regulierungsperiode und entspricht einer Yardstick-Regulierung inklusive Investitionsbudgets auf Plankostenbasis. Die aktuelle Regulierung ist eine gewichtete Mischung aus 1) eigenen Kosten, 2) Normkosten (Yardstick) und 3) einem Investitionsbudget:

- Das Investitionsbudget basiert CAPEX-seitig auf Plankosten: „t-0“.
- OPEX hat nach wie vor einen „t-2“-Zeitverzug. Es gibt keinen Ausgleich für den OPEX-Zeitverzug.

Es sollte angemerkt werden, dass in der Modellvariante CAPEX t-0 in dieser Studie im Gegensatz zu Norwegen, OPEX einen t-7 Zeitverzug hat.

Finanzierungsmodell der SMRO-Kosten

In Norwegen werden die SMRO-Kosten für die VNB gleich behandelt mit normalen Netzkosten. D.h., dass SMRO-Kosten zum einen als CAPEX auf Plankostenbasis „t-0“ (ohne Zeitverzug) in die EOG eingehen, während SMRO-bedingte OPEX mit einem „t-2“ Zeitverzug in die EOG eingehen. Die SMRO-Kosten werden weitgehend sozialisiert. Weitere regulatorische Maßnahmen für SMRO-Kosten bestehen in Norwegen nicht.

19.3.3 Österreich

Status des Smart-Meter-Rollouts¹⁸

In Österreich hat der SMRO bereits angefangen und wurde eine diesbezügliche Regulierung umgesetzt. Der SMRO ist auf Pflicht-

¹⁸ Der interessierte Leser findet viel Hintergrund in E-Control (2013).

basis. Gemäß §1.1 IME-VO muss bis Ende 2015 mindestens 10 %, bis Ende 2017 mindestens 70 % und bis Ende 2019 mindestens 95 % der Zählpunkte als intelligente Zähler ausgestattet sein. Die Verantwortung für den SMRO liegt bei den VNB. Damit fällt das Finanzierungsmodell in den regulierten Bereich.

E-Control (2013, S. 103) besagt, dass der SMRO im Zeitablauf des gesamten Rollout-Zyklus nicht zu einer Kostenerhöhung für die Kunden führen darf. Das heißt konkret, dass die Kosten summiert und abdiskontiert geringer sind als die monetären Nutzen. E-Control beruft sich dabei auf eine PWC-Kosten-Nutzen-Analyse, was allerdings von anderen Stellen (vgl. E-Control, 2013, S. 109) angezweifelt wird.

Der Regulierungsrahmen

Die neue (dritte) 5-jährige Regulierungsperiode hat gerade angefangen und läuft vom 01. Jan 2014 bis 31. Dez. 2018. Im Vergleich zur zweiten Regulierungsperiode hat sich nur wenig geändert. Neu allerdings ist der Umgang mit den SMRO-Kosten. Das Regulierungssystem beruht bezüglich kostenerhöhende Investitionen nach wie vor auf dem „Erweiterungsfaktor“; es sollte allerdings angemerkt werden, dass der EWF in der deutschen ARegV und in Österreich nicht deckungsgleich sind. Der Erweiterungsfaktor in Österreich ist eine Kombination aus Investitionsfaktor (I-Faktor) für CAPEX und Betriebskostenfaktor (BK-Faktor) für OPEX:

- Investitionsfaktor (I-Faktor): Die Investitionen werden auf Ist-Kosten-Basis mit einem t-2-Zeitverzug in die EOG weitergereicht und jährlich angepasst.
- Betriebskostenfaktor (BK-Faktor): Zu dem I-Faktor kommt einen BK-Faktor der sich zusammensetzt aus einem vorgegebenen und einheitlichen OPEX-Multiplikator für Zählpunkte und Leitungslänge. Auch hier gilt das t-2-Prinzip.

Der sogenannte 1,05%-Zuschlag aus der zweiten Regulierungsperiode ist weggefallen. Der „t-2“ Zeitverzug wird mit einem expliziten Plan-Ist-Abgleich ausgeglichen, allerdings unverzinst. Das Vorgehen ähnelt dem Vorgehen beim Regulierungskonto (das in Österreich auch unverzinst ist).

Finanzierungsmodell der SMRO-Kosten

E-Control (2013, Abschnitt 11.3) beschreibt den Umgang mit den Kosten für den SMRO. E-Control unterstreicht, dass das Regulierungssystem technologieneutral sein soll; es soll regulierungstechnisch möglichst wenig zwischen konventionellen Netzinvestitionen und Smartness unterschieden werden, damit die VNB eine möglichst optimale Wahl treffen. Das Grundprinzip ist, dass die SMRO-Kosten in die EOG hineingehen; sie werden genauso wie Netzinvestitionen vom „Erweiterungsfaktor“ (im österreichischen Sinne) abgedeckt. Insgesamt gibt es drei Komponenten:

1. Einen I-Faktor für Smart Meter-CAPEX
2. Einen BK-Faktor für Zähler-OPEX, der allerdings nicht differenziert zwischen konventionellen und intelligenten Zählern. Der OPEX-Zuschlag ändert sich folglich nicht, wenn ein konventioneller Zähler durch einen intelligenten Zähler ausgewechselt wird, da die Anzahl der Zählerpunkte sich nicht ändert. Die Alternative wäre ein differenzierter BK-Faktor gewesen, aber E-Control argumentiert, dass es für eine solche Berechnung keine verlässige Berechnungsbasis gibt.
3. Für die SMRO-Mehrkosten wurde ein „Kosten-Plus-System“ eingeführt: In Analogie zum I-Faktor werden wirkliche SMRO-Mehrkosten auf Ist-Kosten-Basis mit jährlicher Anpassung in die EOG weitergeleitet.

19.3.4 Schweden

Status des Smart-Meter-Rollouts

Der SMRO in Schweden war bereits 2008 fast vollständig abgeschlossen. Im Prinzip ist der SMRO freiwillig. Der Endkunde wurde ab 2009 berechtigt, eine monatliche Stromabrechnung zu erhalten. Da dadurch die Fernablesung vorteilhaft wurde, haben die VNB daraufhin weitestgehend intelligente Zähler eingebaut. Die Verantwortung des SMRO liegt bei den VNB und fällt somit in den regulierten Bereich. Der MM-Bereich ist nicht liberalisiert.

Ab 2012 wurde eine stundengenaue Messung Kundenrecht, so dass jetzt die Zähler erneut ausgewechselt werden müssen. Dieser Prozess läuft derzeit.

Der Regulierungsrahmen

Die ex-ante Anreizregulierung für die Netzentgelte in Schweden ist eine Erlösobergrenze mit einer 4-jährigen Regulierungsperiode. Zeitverzugsprobleme sind nahezu vollständig gelöst. Das Regulierungssystem arbeitet mit Investitionsbudgets, die ex ante für die nächsten 4 Jahre geschätzt werden. Mit den Investitionsbudgets werden die Rollout-Mengen bereits ex ante eingeplant und budgetiert. Diese Investitionsbudgets können jährlich angepasst werden, was aber in der Praxis kaum gemacht wird. Für verbleibende Plan-Ist-Abweichungen gibt es ein Regulierungskonto.

Finanzierungsmodell der SMRO-Kosten

Die MM-Kosten gehen in die EOG und danach sogar in die NE-Tarife (und nicht in die MM-Tarife). Das heißt, dass die SMRO-Kosten vollständig sozialisiert werden. Es wird unterschieden zwischen 1) Infrastrukturkosten und 2) Kosten für die Zähler und Installation.

- Die Infrastrukturkosten werden als normale Netzkosten behandelt und gehen wie gewohnt als reale Kosten in die Kostenbasis für die EOG.
- Die Zählerkosten gehen mit einem vom Regulator gesetzten Kostensatz von ca. 220 € in die regulatorische Kostenbasis.
 - Dieser Kostensatz ist einheitlich für alle VNB.
 - Der Kostensatz wurde aus einer alle VNB umfassenden Durchschnittsberechnung geschätzt.

Wie oben erklärt sind durch die Regulierungsmethode Zeitverzugsprobleme fast vollständig gelöst.

19.3.5 Fazit zum Ländervergleich

Die wesentliche Erkenntnis ist, dass Deutschland aus regulatorischer Sicht (fast) eine Alleinstellung eingenommen hat: In Deutschland ist der MM-Markt liberalisiert; mit Ausnahme von Großbritannien ist der MM-Bereich in anderen europäischen Ländern monopolisiert und Aufgabe der VNB. Der Wettbewerb auf dem MM-Markt beschränkt die Freiheitsgrade des Finanzierungsmodells; somit sind das Finanzierungsmodell in Deutschland und den Vergleichsländern nur bedingt vergleichbar.

Es gibt in den vorliegenden Vergleichsländern zwei Trends

- Die SMRO-Kosten werden zumindest teilweise sozialisiert (entweder in NE oder MME).
- Regulatorisch fließen die SMRO-Kosten in die EOG; es soll hierbei betont werden, dass die Vergleichsländer, wenn auch unterschiedlich, das Zeitverzugsproblem bei der EOG weitgehend gelöst haben.

19.4 Fazit

Das gleichzeitige Erreichen der drei Ziele aus dem Zieldreieck ist problematisch. Gemessen an diesem Kriterium ist keiner der untersuchten Ansätze die Ideallösung. Insbesondere die Zeitverzugs-thematik bleibt problematisch und sollte strukturell gelöst werden. Die qualitative Analyse der Vor- und Nachteile einzelner Modellvarianten ergibt folgende Einsichten.

Der POG-Ansatz erscheint auf den ersten Blick attraktiv, weist jedoch eine Reihe von Problemen auf. Erstens: Ein POG-Ansatz ist nicht marktkonform; der zeitliche Durchschnittspreis ist wettbewerbsverzerrend, da der Wettbewerb in die Zukunft verschoben wird. Zweitens: Die POG-Werte müssen extern (z.B. von der BNetzA) gesetzt werden, wobei der Informationsbedarf und das Fehlerpotential hoch sind. Drittens: Die Kostendeckung ist hochgradig von den konkreten POG-Werten abhängig. Viertens: Auch das Ziel der zeitlichen Verstetigung im Rahmen des POG-Ansatzes wird unter Wettbewerbsbedingungen nicht erreicht.

Dagegen ist aber auch der EOG-Ansatz mit RegK keineswegs problemfrei. Wettbewerbskonformität ist auch hier nicht sichergestellt. Zudem ist eine zeitliche Verstetigung unter dem Ansatz nicht gegeben. Das wichtigste Problem aber ist, dass der derzeitige Ansatz des RegK das Zeitverzugsproblem bezüglich Liquidität und Ergebnis nicht angeht.

Schließlich weist auch der CAPEX t-0-Ansatz Probleme auf. Zum einen ist das Zeitverzugsproblem bei OPEX nicht gelöst, mit tendenziell gravierenden Auswirkungen. Zum anderen ist die zeitliche Verstetigung minimal, so dass sich Kostenschwankungen in schwankende Entgelte umsetzen.

Wie soll es weitergehen?

Generell ist festzuhalten, dass ohne flankierende Maßnahmen die Ziele im Zieldreieck bestehend aus 1) Kostendeckung, 2) Wettbewerb und 3) zeitlich verstetigten Entgelten nicht gleichzeitig erreichbar sind. Der Schutz des Wettbewerbs und die Finanzierung der Investitionsausgaben erfordern beide eine möglichst vollständige Kostenanerkennung. Insofern stehen diese beiden Ziele nicht im Konflikt zueinander. Dagegen würde eine (teilweise) Sozialisierung der Kosten den Spielraum erhöhen, um eine Verstetigung der Entgelte unter Berücksichtigung der Verteilungsproblematik zu erreichen.

Die Analyse des Stückkostenverlaufs hat eine moderate Kostendegression ergeben. Diese hat zwei Treiber. Erstens: Hohe fixe Initialkosten werden wie gewohnt abgeschrieben und verursachen damit fallende Stückkosten. Zweitens: Es kann spekuliert werden, dass zukünftige Produktivitätsverbesserung und Skaleneffekte in der Geräteherstellung für fallende Stückkosten sorgen werden. Im Modell wurde diese Erwartung mit dem aus der EOG bekannten generellen X-Faktor ($X_{\text{GEN}} = 1,5 \%$) abgebildet. Das Ziel der zeitlichen Verstetigung liegt darin, die Kosten intertemporal gerecht zu verteilen und zu vermeiden, dass ein Großteil der Kosten von Endkunden getragen werden müssen, die bereits früh vom Ausbau der Smart Meter betroffen sind. Dieses Ziel lässt sich mit dem liberalisierten MM-Markt leider nicht gut vereinen.

Mit einer differenzierten Zuordnung der SMRO-Kosten kann aber viel zu einer zeitlichen Verstetigung unter Beibehaltung des Wettbewerbsziels beigetragen werden. Erstens: SMRO-Kosten, die von den VNB aber nicht von Wettbewerbern getragen werden, können und sollten über die Netzentgelte sozialisiert werden. Zweitens: Über Verteilschlüssel oder Abschreibungsregeln können fixe Kosten gleichmäßiger verteilt werden. Dies betrifft insbesondere die hohen Initialkosten. Drittens: Ein System mit Zu- und Abschlägen, das dem Systemkostenbeitrag aus der KNA (2013, S. 207) ähnelt, kann die Gleichmäßigkeit der Entgelte weiter verbessern. Die Idee wäre, zu Beginn alle Endkunden an den SMRO-Kosten zu beteiligen, so dass die Initialkosten von allen getragen werden.

Beim EOG-Ansatz verbleiben die Probleme mit dem RegK. Falls der EOG-Ansatz mit RegK weiterverfolgt wird (im Grunde Business as Usual), muss die Ausgestaltung des RegK verbessert werden. Hierbei steht der Effekt des Zeitverzugs auf den Liquiditätsrückfluss und das Ergebnis im Vordergrund. Die beiden Probleme werden gemeinsam angegangen, wenn das RegK ohne wesentlichen Zeitverzug aufgelöst wird. Es bieten sich im Prinzip mehrere Ansätze an. Zum Beispiel:

- Die Auflösungsregel könnte in eine Jahresauflösung oder Drittelungsregel geändert werden. Ein solches Vorgehen ginge das Zeitverzugsproblem an, würde jedoch der Idee einer Glättung der Entgelte entgegenstehen.

Alternativ könnte aber auch auf die Nutzung des RegK für den SMRO komplett verzichtet werden. Die SMRO-Kosten könnten rechnerisch isoliert und regulatorisch auf andere Weise abgegolten werden.

- Die auf das RegK fließenden Mehrkosten könnten als dauerhaft nicht-beeinflussbare Kosten berücksichtigt werden
- SMRO-Kosten könnten als Investitionsmaßnahme berücksichtigt werden.

Es sollte betont werden, dass obige Beispiele als Anregung für die Diskussion gesehen werden sollten; eine abschließende Bewertung bedarf einer umfassenderen Untersuchung.

Wie in diesem Gutachten mehrmals betont wurde, ist der regulatorische Zeitverzug unter steigenden Investitionsausgaben problematisch. Wie auch in der dena-VNS (2012) empfohlen wurde, sollte der Zeitverzug strukturell angegangen werden. Das gilt in gleichem Maße für die SMRO-Kosten. Der Ansatz CAPEX t-0 stellt einen großen Schritt in diese Richtung dar. Allerdings wurde auch klar, dass die OPEX an Bedeutung gewinnen. Sollte die Regulierung (generell oder bezüglich SMRO-Kosten) sich in Richtung CAPEX t-0 entwickeln, dann ist die eindeutige Empfehlung, den sachgerechten Umgang mit OPEX sicherzustellen. Auch hier gibt es im Prinzip mehrere Möglichkeiten, die in diesem Gutachten allerdings nicht mehr vertieft werden konnten. Es sei darauf hingewiesen, dass ein RegK ohne wesentlichen Zeitverzug das OPEX-Zeitverzugsproblem direkt mitangehen könnte.

Kernaussagen

- Unter dem EOG-Ansatz mit RegK wirkt sich der Zeitverzug gravierend auf den Liquiditätsrückfluss und das Ergebnis aus. Die Regelungen zum RegK sollte mit Priorität angepasst werden.
- Die Multi-Kriterien-Analyse legt nahe, dass der POG-Ansatz als Finanzierungsmodell für die SMRO-Kosten wenig geeignet ist.
- CAPEX t-0 geht das Zeitverzugsproblem bei CAPEX effektiv an, jedoch verbleibt ein signifikantes Problem beim OPEX-Zeitverzug; in einem solchen Ansatz sollte das OPEX-Problem mit Priorität angegangen werden.
- Die vermiedenen Netzausbaukosten (Netzdienlichkeit) gehören im regulatorischen Kontext eindeutig unter die EOG; die NDL mit der POG zu verrechnen führt zu gravierenden Problemen.
- Die Problematik zur zeitlichen Verstetigung der SMRO-Kosten kann durch geeignete Kostenzuordnung entschärft werden. Dieses Vorgehen erfordert eine vertiefende Untersuchung.
- Die untersuchten Vergleichsländer haben, im Gegensatz zu Deutschland, den MM-Markt nicht liberalisiert. Infolgedessen haben diese Länder mehr Spielraum bei der Ausgestaltung des Finanzierungsmodells.

20 Schlussfolgerungen

Marktliberalisierung und soziale Ziele lassen sich ohne flankierende Maßnahmen nur schwer vereinbaren. Die gegenwärtige Diskussion um ein geeignetes Finanzierungsmodell für die Kosten des Smart-Meter-Rollout (SMRO) befindet sich in einem problematischen Zieldreieck:

- Finanzierung: Kostendeckung für die Anbieter
- Schutz des Wettbewerbs auf dem MM-Markt
- Zumutbarkeit für Endverbraucher: zeitliche Verstetigung der MM-Entgelte

Das gleichzeitige Erreichen aller drei Ziele mit nur einem Finanzierungsinstrument dürfte ohne weitere Maßnahmen kaum möglich sein.

Das regulatorische Gutachten in dieser Studie analysiert Finanzierungsmodelle für die SMRO-Kosten aus der Perspektive des Zieldreiecks. Es werden drei Finanzierungsmodelle analysiert:

- Erlösbergrenze (EOG), wobei insbesondere das Regulierungskonto (RegK) berücksichtigt wird.
Diese Variante entspricht näherungsweise der derzeitigen ARegV, wenngleich sie erhebliche Anpassungen voraussetzt.
- CAPEX t-0
In dieser Variante werden CAPEX auf Plankostenbasis in eine EOG weitergeleitet. Jedoch verbleibt bei OPEX der regulatorische Zeitverzug. Bezüglich der SMRO-Kosten ist dieser Ansatz auch ein ‚EOG-Ansatz‘.
- Preisbergrenze (POG)
Mit der POG wird der normalen EOG ein zusätzlicher Korb für die SMRO-Kosten hinzugefügt. Der Korb umfasst die POG für iZ und iMSys, die mit den jeweiligen Mengen multipliziert werden. Alle anderen Kosten bleiben wie gehabt in der EOG.

Ein kurzer Überblick zu den Erfahrungen und Entwicklungen in ausgewählten Nachbarländern zeigt rasch, dass Deutschland eine

Alleinstellung gewählt hat: In den Vergleichsländern ist der MM-Markt nicht liberalisiert, so dass viel mehr Spielraum bei der Ausgestaltung des Finanzierungsmodells und für die Sozialisierung der SMRO-Kosten verbleibt. Die Vergleichsländer tendieren dazu, die SMRO-Kosten in der EOG abzugelten und zumindest teilweise zu sozialisieren.

Die Auswertung erfolgt anhand einer quantitativen und einer qualitativen Analyse. Erstere untersucht die Auswirkungen der Modellvarianten auf die Interne Kapitalverzinsung (IKV) einerseits und den Liquiditätsrückfluss andererseits. Die qualitative Analyse umfasst daneben noch weitere Aspekte, die im Rahmen einer *Multi-Kriterien-Analyse* untersucht werden. Insbesondere werden bewertet: 1) Marktkonformität, 2) Regulierungsaufwand und 3) Zumutbarkeit für Endverbraucher; insb. die zeitliche Verstetigung der Entgelte. Die wichtigsten Schlussfolgerungen sind folgende:

EOG mit RegK

Das Regulierungskonto unter der EOG kann im Prinzip die vom Zeitverzugsproblem bedingte Verringerung der IKV weitgehend (jedoch nicht vollständig) ausgleichen. Da im Modell in dieser Studie das Bestandsnetz im eingeschwungenen Zustand modelliert ist, wurden die Effekte eines zyklischen Ersatzbedarfs, die sich negativ auf die IKV auswirken können, aus analytischen Gründen neutralisiert. Die Erkenntnisse aus der dena-Verteilnetzstudie (2012) bleiben von den Ergebnissen in dieser Studie unberührt. Dies betrifft vor allem das generelle Zeitverzugsproblem bei der Berücksichtigung von Investitionen.

Jedoch verbleiben mehrere Probleme mit der Anwendung des RegK. Das RegK unter dem EOG-Ansatz bewirkt beträchtliche Liquiditätsverzögerungen. Während der laufenden Regulierungsperiode fließen Mehrkosten auf das RegK, und die Auflösung des RegK erfolgt mit 5-jähriger Ratentilgung in der nachfolgenden Periode. Insgesamt kann eine 10-jährige Verzögerung im Liquiditätsrückfluss entstehen. Zudem ist das RegK nicht handelsrechtlich aktivierbar, so dass in den Anfangsjahren des SMRO mit erheblichen Ergebniseinbrüchen gerechnet werden muss.

Auf Grund dieser Probleme sollte die Ausgestaltung des RegK angepasst werden. Insbesondere empfiehlt sich eine strukturelle Lösung der Zeitverzugsproblematik. Entweder sollten die Regelungen zum RegK angepasst werden (z.B. eine schnellere Auflösung des RegK), oder es sollte eine alternative Vorgehensweise zum RegK ausgearbeitet werden. Z.B. könnten die SMRO-Kosten als Investitionsmaßnahme behandelt werden.

CAPEX t-0

Die Modellvariante CAPEX t-0 löst zwar das Zeitverzugsproblem für CAPEX, jedoch nicht für OPEX. Das OPEX-bedingte Zeitverzugsproblem macht sich ebenso bei der IKV wie auch im Liquiditätsrückfluss bemerkbar. Da die OPEX gerade im Kontext von Smart Metern und generell Smart Grids zunehmend wichtiger werden, sollten Anpassungen des Regulierungsrahmens einen sachgerechten Umgang mit den OPEX sicherstellen.

POG

Die in der Basisvariante in diesem Modell eingesetzten POG-Werte basieren auf Werten aus der KNA (2013), wurden jedoch aus internen Konsistenzgründen für diese Studie angepasst. In den Berechnungen zu diesem Modell zeigt sich, dass die POG-Werte $POG-iZ = 28 \text{ €}$ und $POG-iMSys = 78 \text{ €}$ nicht für eine Kostendeckung ausreichen. Dieses Ergebnis gilt für alle drei untersuchten SNB. Weiterhin zeigt sich, dass das relative Verhältnis der POG-Werte im Vergleich zu den tatsächlichen Stückkosten die IKV-Ergebnisse je nach Szenario und je nach Profil stark beeinflusst. Es wird für den Regulierer in der Praxis schwierig sein, zielicher POG-Werte zu setzen; das Fehlerpotential ist hoch.

Der POG-Ansatz zeigt zwei Verzögerungen im Liquiditätsrückfluss. Zum einen reicht der Gesamtliquiditätsrückfluss nicht aus, wenn keine Kostendeckung erreicht wird. Zum anderen bewirkt eine Kostendegression (d.h. im Zeitablauf fallende Stückkosten) in Kombination mit einer konstanten, auf Durchschnittskosten ausgelegten POG eine anfängliche Kostenunterdeckung und eine spätere Kostenüberdeckung. Dieser Effekt führt zu einer weiteren Liquiditätsverzögerung.

Zusammenfassend sollten folgende Probleme angegangen werden.

- Der Umgang mit dem Regulierungskonto ist derzeit für den SMRO nicht geeignet und müsste angepasst werden. Alternativ sollte über einen anderen Ansatz zum Umgang mit den SMRO-Kosten nachgedacht werden.
- Die Regulierungssysteme, insb. CAPEX t-0, sollten auf ihren Umgang mit OPEX überprüft und angepasst werden.
- Es sollte vertieft werden, wie durch geeignete Zuordnung von SMRO-Kosten in MM-Entgelte und Netzentgelte die Zumutbarkeit für Endverbraucher nachhaltig verbessert werden kann, während gleichzeitig der Wettbewerb nicht behindert wird.

21 Anhang

21.1 Ergebnisse Basisbetrachtung

Tabelle 21.1 Basisbetrachtung

Basiszenario 'Gesetzlicher Rahmen'

| Synth. VNB | Reg. WACC | Modellvarianten | | | |
|------------|-----------|-----------------|---------------|-----------------|-----------------|
| | | EOG IKV | CAPEX t-0 IKV | POG (28/78) IKV | Ohne NDLEOG IKV |
| SNB1 | 4,99 % | 4,83 % | 4,30 % | 3,53 % | 4,83 % |
| SNB2 | 5,03 % | 4,89 % | 4,37 % | 4,22 % | 4,87 % |
| SNB3 | 5,05 % | 4,85 % | 4,37 % | 4,45 % | 4,83 % |

Basiszenario 'Rollout Plus'

| Synth. VNB | Reg. WACC | Modellvarianten | | | |
|------------|-----------|-----------------|---------------|-----------------|-----------------|
| | | EOG IKV | CAPEX t-0 IKV | POG (28/78) IKV | Ohne NDLEOG IKV |
| SNB1 | 4,93 % | 4,83 % | 4,20 % | 3,04 % | 4,83 % |
| SNB2 | 4,98 % | 4,95 % | 4,32 % | 3,82 % | 4,86 % |
| SNB3 | 5,01 % | 4,96 % | 4,36 % | 4,22 % | 4,83 % |

21.2 Ergebnisse Sensitivitäten

Tabelle 21.2 Sensitivität Preisobergrenze

Sensitivität POG ('Gesetzlicher Rahmen')

| Synth. VNB | Reg. WACC | Sensitivitäten | | |
|------------|-----------|-----------------|-----------------|------------------|
| | | POG (28/78) IKV | POG (20/86) IKV | POG (35/160) IKV |
| SNB1 | 4,99 % | 3,53 % | 3,67 % | 5,02 % |
| SNB2 | 5,03 % | 4,22 % | 4,30 % | 5,06 % |
| SNB3 | 5,05 % | 4,45 % | 4,51 % | 4,99 % |

Sensitivität POG ('Rollout Plus')

| Synth. VNB | Reg. WACC | Sensitivitäten | | |
|------------|-----------|-----------------|-----------------|------------------|
| | | POG (28/78) IKV | POG (20/86) IKV | POG (35/160) IKV |
| SNB1 | 4,93 % | 3,04 % | 2,82 % | 4,73 % |
| SNB2 | 4,98 % | 3,82 % | 3,71 % | 4,97 % |
| SNB3 | 5,01 % | 4,22 % | 4,15 % | 5,01 % |

Tabelle 21.3 Sensitivität „SMRO-Effekt“

Sensitivität "SMRO-Effekt" ('Gesetzlicher Rahmen')

| Synth. VNB | Reg. WACC | Modellvarianten | | |
|------------|-----------|-----------------|------------------|--------------------|
| | | EOG IKV | CAPEX t-0 IKV | POG (28/78) IKV |
| SNB1 | 4,99 % | 4,83 % | 4,30 % | 3,52 % |
| SNB2 | 5,00 % | 4,86 % | 4,54 % | 4,01 % |
| SNB3 | 5,01 % | 4,88 % | 4,67 % | 4,29 % |

Sensitivität "SMRO-Effekt" ('Rollout Plus')

| Synth. VNB | Reg. WACC | Modellvarianten | | |
|------------|-----------|-----------------|------------------|--------------------|
| | | EOG IKV | CAPEX t-0 IKV | POG (28/78) IKV |
| SNB1 | 4,93 % | 4,83 % | 4,20 % | 3,03 % |
| SNB2 | 4,96 % | 4,85 % | 4,43 % | 3,57 % |
| SNB3 | 4,98 % | 4,87 % | 4,58 % | 3,93 % |

Tabelle 21.4

Sensitivität Nutzungsdauer Smart-Meter-Anlagen (iZ & iMSys)

Sensitivität ND iZ/iMSys: 8 Jahre ('Gesetzlicher Rahmen')

| Synth. VNB | Reg. WACC | Modellvarianten | | |
|------------|-----------|-----------------|------------------|--------------------|
| | | EOG IKV | CAPEX t-0 IKV | POG (28/78) IKV |
| SNB1 | 4,99 % | 4,74 % | 4,29 % | 3,27 % |
| SNB2 | 5,02 % | 4,84 % | 4,36 % | 4,06 % |
| SNB3 | 5,04 % | 4,82 % | 4,36 % | 4,35 % |

Sensitivität ND iZ/iMSys: 8 Jahre ('Rollout Plus')

| Synth. VNB | Reg. WACC | Modellvarianten | | |
|------------|-----------|-----------------|------------------|--------------------|
| | | EOG IKV | CAPEX t-0 IKV | POG (28/78) IKV |
| SNB1 | 4,91 % | 4,61 % | 4,18 % | 2,35 % |
| SNB2 | 4,97 % | 4,81 % | 4,31 % | 3,36 % |
| SNB3 | 5,00 % | 4,87 % | 4,35 % | 3,92 % |

Tabelle 21.5

Sensitivität Nutzungsdauer konventionelle Zähler

Sensitivität ND konvZ: 20 Jahre ('Gesetzlicher Rahmen')

| Synth. VNB | Reg. WACC | Modellvarianten | | |
|------------|-----------|-----------------|------------------|--------------------|
| | | EOG IKV | CAPEX t-0 IKV | POG (28/78) IKV |
| SNB1 | 5,00 % | 4,78 % | 4,27 % | 3,48 % |
| SNB2 | 5,03 % | 4,86 % | 4,35 % | 4,19 % |
| SNB3 | 5,05 % | 4,83 % | 4,36 % | 4,44 % |

Sensitivität ND konvZ: 20 Jahre ('Rollout Plus')

| Synth. VNB | Reg. WACC | Modellvarianten | | |
|------------|-----------|-----------------|------------------|--------------------|
| | | EOG IKV | CAPEX t-0 IKV | POG (28/78) IKV |
| SNB1 | 4,93 % | 4,78 % | 4,18 % | 3,00 % |
| SNB2 | 4,98 % | 4,92 % | 4,30 % | 3,79 % |
| SNB3 | 5,01 % | 4,94 % | 4,35 % | 4,20 % |

Literaturverzeichnis

- dena-VNS (2012). „dena-Verteilnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030“. Endbericht. Deutsche Energie-Agentur, Dezember 2012. http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Energie_systeme/Dokumente/denaVNS_Abschlussbericht.pdf.
- E-Control (2013). „Regulierungssystematik für die dritte Regulierungsperiode der Stromverteilnetzbetreiber“, 1. Januar 2014 – 31. Dezember 2018, E-Control, Wien.
- Faulhaber, G.R. (1975) „Cross-subsidization: pricing in public enterprises“, *American Economic Review* 65(5), S. 966-77.
- Hierzinger, R. et al. (2013). „European Smart Metering Landscape Report 2012 - Update May 2013“, Wien, Oktober 2012.
- KNA (2013). „Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler“. Studie im Auftrag des BMWi, 2013.
- Knieps, G. (2001). „Wettbewerbsökonomie. Regulierungstheorie, Industrieökonomie, Wettbewerbspolitik“, Springer, 2001.
- NMA (2012). „Kleinschalige Aanbieding Slimme meter; Een eerste beeldvorming van de uitrol van de slimme energiemeter in Nederland“, Den Haag, Oktober 2012.

