Gutachten zur regulatorischen Behandlung unterschiedlicher Kostenarten vor dem Hintergrund der ARegV-Novelle für Verteilernetzbetreiber

Untersuchung im Auftrag der

Bundesnetzagentur

Tulpenfeld 4, 53113 Bonn

Abschlussbericht

05.07.2019

Consentec GmbH

Grüner Weg 1
D-52070 Aachen

Tel. +49. 241. 93836-0
Fax +49. 241. 93836-15
E-Mail info@consentec.de

www.consentec.de

in Kooperation mit

Frontier Economics Ltd.

Im Zollhafen 24
D-50678 Köln

Inhalt

1 Hintergrund und Aufgabenstellung 1

1.1 Aktuelle Anforderungen an die Verteilernetzbetreiber 1

1.2 Mögliche Defizite der heutigen Anreizregulierung 2

1.3 Gutachtenauftrag und Vorgehensweise 5

2 Kostenstrukturen neuartiger Lösungen im Verteilernetz 7

2.1 Treiber für Handlungsbedarf im Verteilernetz 7

2.2 Neuartige Lösungen für Netzgestaltung und -betrieb 8

2.3 Bedarf und Grenzen des Einsatzes neuartiger Lösungen 10

2.4 Kostenstrukturen neuartiger Lösungen und Ableitung von Kostenzeitreihen 13

2.4.1 Grundsätzlich auftretende Kostenelemente und deren Charakteristik 13

2.4.2 Kostenanalyse für relevante Fallkonstellationen 15

3 Anreizwirkungen des bestehenden Regulierungsrahmens 25

3.1 Behandlung von Kostenarten in der Anreizregulierung 26

3.1.1 Bestimmung der Erlösobergrenze und Definition von Kostenarten 26

3.1.2 Unterschiede zwischen Kapitalkosten und Betriebskosten 31

3.2 Einordnung der Kostenelemente für neuartige und konventionelle Lösungsoptionen 32

3.2.1 Unterschiede in der Kostenstruktur 34

3.2.2 Unterschiede in der Kostenhöhe 35

3.3 Anreize und Verzerrungen im bestehenden Regulierungsrahmen 37

3.3.1 Konzeptionelle Analyse 38

3.3.2 Quantitative Analyse auf Basis praxisrelevanter Fallkonstellationen 45

3.4 Fazit – Handlungsbedarf im bestehenden Regulierungsrahmen 50

4 Weiterentwicklungsoptionen des Regulierungsrahmens 53

4.1 Überblick über die untersuchten Weiterentwicklungsoptionen 54

4.1.1 Anknüpfungspunkt/Zielsetzung für Weiterentwicklungsoptionen 54

4.1.2 Einzelmaßnahmen vs. Systemanpassungen 55

4.2 Bewertungskriterien 56

4.3 Bewertung möglicher Einzelmaßnahmen im bestehenden Regulierungsrahmen 57
4.3.1 Abschaffung Kapitalkostenabgleich 58
4.3.2 Betriebskostenabgleich 60
4.3.3 Einordnung dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten 65
4.3.4 Einordnung als volatile Kosten 69
4.3.5 Opex-Rendite 75
4.3.6 Anpassung der Vergleichsparameter im Benchmarking 80
4.3.7 Anpassungen des Netzentgeltsystems 84
4.4 Bewertung von Systemanpassungen 91
4.4.1 Regulierungssystem mit simuliertem Wettbewerb 91
4.4.2 Differenzierte Regulierung 99
4.5 Bewertung der untersuchten Weiterentwicklungsoptionen im Überblick 102
5 Ergebnisse und Handlungsempfehlungen 104
Anhang 109
A Methodik für quantitative Auswertungen 110
A.1 Übersicht 110
A.1.1 Einlesen und Zuordnen der Kostenzeitreihen in das Modell 110
A.1.2 Paarweiser Vergleich von konventioneller und einer neuartigen Lösungsoption 111
A.1.3 Auswertung des relevanten Vergleichspaars anhand von Kennzahlen 111
A.2 Methodische Herangehensweise zur Ableitung von Kostenzeitreihen 111
A.3 Verwendete Kostenansätze 113
A.4 Bestimmung der Anreize im Regulierungsmodell 117
A.4.1 Modellcharakteristik 117
A.4.2 Annahmen des Regulierungsmodells 118
A.4.3 Ergebnisdarstellung 120
B Quantitative Ergebnisse – Fallkonstellationen und Kostenzeitreihen 123
B.1 Fallkonstellation 1: Hochspannungsnetz mit Stromgrenzwertverletzung infolge EE-Zubau 123
B.2 Fallkonstellation 2: HS-/MS-Ebene in ländlichem Netz mit Stromgrenzwertverletzung infolge EE-Zubau 125

B.3 Fallkonstellation 3: Ländliches Mittelspannungsnetz mit Spannungsgrenzwertverletzung infolge EE-Zubau 126

B.4 Fallkonstellation 4: Ländliches Mittelspannungsnetz mit Stromgrenzwertverletzung infolge EE-Zubau 128

B.5 Fallkonstellation 5: Intermediäres Mittelspannungsnetz mit Spannungsgrenzwertverletzung infolge EE-Zubau 129

B.6 Fallkonstellation 6: Intermediäres Mittelspannungsnetz mit Stromgrenzwertverletzung infolge EE-Zubau 130

B.7 Fallkonstellation 7: Ländliches Niederspannungsnetz mit Spannungsgrenzwertverletzung infolge EE-Zubau 131

B.8 Fallkonstellation 8: Ländliches Niederspannungsnetz mit Spannungsgrenzwertverletzung infolge EE-Zubau in 2 Abgängen 132

B.9 Fallkonstellation 9: Intermediäres Netzgebiet mit Stromgrenzwertverletzung bei MS-/NS-Transformator infolge Elektrofahrzeugzuwachs 134

C Quantitative Ergebnisse – Modellierung der regulatorischen Anreizwirkungen 136

C.1 Detaillierte Modellergebnisse je Fallkonstellation 136

C.1.1 Fallkonstellation 1 136

C.1.2 Fallkonstellation 2 137

C.1.3 Fallkonstellation 3 137

C.1.4 Fallkonstellation 4 138

C.1.5 Fallkonstellation 5 139

C.1.6 Fallkonstellation 6 139

C.1.7 Fallkonstellation 7 140

C.1.8 Fallkonstellation 8 141

C.1.9 Fallkonstellation 9 141

C.2 Einfluss des Asset-Alters auf die Kostenhöhe der Lösungsoptionen 142

C.3 Unterschiede zwischen effizienten und ineffizienten Netzbetreibern 145

C.4 Detaillierte Beispiele zu Verzerrung im heutigen Regulierungsrahmen 146

C.4.1 Fallkonstellation 1: Beinflussbare vs. dauerhaft nicht beinflussbare Opex 146

C.4.2 Fallkonstellation 9b: Capex vs. Opex 147

1 Hintergrund und Aufgabenstellung

1.1 Aktuelle Anforderungen an die Verteilernetzbetreiber

Die Energiewende führt dazu, dass im Stromsektor neben den Übertragungs- auch die Verteilungsnetze in großem Umfang ausgebaut und angepasst werden müssen, um den sich ändernden Anforderungen an die Struktur und Kapazität der Netze nachzukommen. Wesentliche Treiber sind auf der Verteilungsebene die zunehmende Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien (EE), die fortschreitende Elektrifizierung des Mobilitäts- und des Wärmeversorgungssektors und der Zubau von Stromspeichern auch in den unteren Netzebenen.

Für die erforderlichen Anpassungen der Netze stehen den Verteilernetzbetreibern (VNB) zum einen konventionelle Lösungsoptionen wie der Zubau, die Verstärkung und die Umstrukturierung von Leitungen, Transformatoren und Schaltanlagen zur Verfügung. Zum anderen werden aber auch zunehmend neuartige Lösungsoptionen verfügbar, die u. a. darauf abzielen, die bestehende Netzinfrastruktur besser auszulasten und/oder knappe Netzkapazität unter netzdienlicher Inanspruchnahme nutzerseitiger Flexibilitäten den Netznutzern zuzuordnen.

(Zum Begriffsverständnis: Unter Flexibilität wird hier allgemein die Möglichkeit verstanden, die Einspeisung ins Netz oder die Entnahme aus dem Netz durch einen Netznutzer auf Veranlassung durch den Netzbetreiber oder einen anderen Akteur gezielt anzupassen. Flexibilitäten können bei Einspeisern („erzeugungsseitig“) oder Verbrauchern („verbrauchsseitig“) vorliegen und werden im Weiteren zusammenfassend als „nutzerseitige Flexibilitäten“ bezeichnet. Im Hinblick auf den Einsatzzweck ist danach zu unterscheiden, ob nutzerseitige Flexibilitäten netzdienlich, d. h. im Rahmen des Auslastungs- und Engpassmanagements des Netzes, oder aber marktorientiert eingesetzt werden, wobei sich Marktorientierung auf unterschiedliche Stufen des Strommarkts wie z. B. den Fahrplanhandel, die Portfoliobewirtschaftung oder die Regelleistungserbringung beziehen kann. Fragen der marktorientierten Flexibilitätsnutzung werden in diesem Gutachten jedoch nicht weiter untersucht.)

Konkrete Beispiele für neuartige Technologien sind der Einsatz von Leiterseil-Monitoring, regelbaren Ortsnetztransformatoren oder Konzepten zur (weiteren) Automatisierung des Netzbetriebs sowie der Einsatz netzdienlicher Flexibilität wie etwa die Abregelung von Erzeugungsanlagen (Einspeisemanagement) oder die Anpassung flexibler Lasten (Lastmanagement) im Engpassfall. Die Nutzung des Einspeisemanagements im Netzbetrieb dürfen die VNB gemäß

§ 11 Abs. 2 EnWG unter dem Begriff der „Spitzenkappung“ in definiertem Umfang auch schon bei der Netzplanung berücksichtigen. Für das Lastmanagement existieren vergleichbare gesetzliche Regelungen noch nicht.

Aus der Erweiterung des technischen Optionsspektrums ergibt sich für die VNB die Herausforderung, die im Einzelfall jeweils bestgeeignete Option auszuwählen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass sich die Lösungsoptionen sowohl hinsichtlich ihrer technischen Eigenschaften, d. h. ihrer Auswirkungen auf die bereitgestellte Netzkapazität und die Behebung von Netzengpässen, als auch hinsichtlich ihrer Kostenstrukturen und -niveaus unterscheiden. Im Idealfall sollte jeweils die Lösung gewählt werden, die die aus der Versorgungsaufgabe hervorgehenden Anforderungen *kostenoptimal* erfüllt. Die erforderliche Kostenbewertung ist aber nicht trivial, da die Kosten einer Lösungsoption nicht nur die relativ gut kalkulierbaren Anfangsinvestitionen ihrer Umsetzung umfassen, sondern auch laufende Betriebskosten und evtl. zu späteren Zeitpunkten anfallende weitere Investitions- und/oder Erneuerungskosten. Diese Kostenbestandteile hängen von der weiteren Entwicklung der Versorgungsaufgabe ab, die naturgemäß nur mit Unsicherheiten abschätzbar ist, besonders vor dem Hintergrund der dynamischen Entwicklung der Energiewende.

Für die VNB ergeben sich aus den zusätzlichen Handlungsspielräumen durch neuartige technische Lösungen somit erweiterte Anforderungen an die Bewertung der technischen und wirtschaftlichen Eigenschaften von Entscheidungsoptionen. Die wirtschaftliche Bewertung betrifft dabei nicht nur die Höhe und zeitliche Entwicklung der Kosten, sondern auch die Auswirkungen dieser Kostenentwicklungen auf die Entwicklung der Erlösobergrenzen. Diese ergeben sich wiederum aus den Instrumenten und Anreizwirkungen der Anreizregulierung.

1.2 Mögliche Defizite der heutigen Anreizregulierung

Die Anreizregulierung sollte den VNB im Idealfall den Anreiz vermitteln, bei der Auswahl von Lösungen für die Bereitstellung von Netzkapazität und die Behebung von Engpässen die jeweils ganzheitlich kostenoptimalen Optionen zu wählen. Eine solche Anreizsetzung wäre *technologieneutral* in dem Sinne, dass sie im Rahmen der grundsätzlichen Anforderungen an das Handeln der VNB – nämlich der effizienten Erfüllung ihrer Versorgungsaufgabe – keinen weiteren Einfluss auf die Technologieentscheidungen der VNB hätte.

In den vergangenen Jahren wurde durch die VNB und weitere Stakeholder jedoch zunehmend beklagt, dass die Anreizregulierung in ihrer heutigen Ausgestaltung diese Zielsetzung nicht

erreiche. Dies sei insbesondere darauf zurückzuführen, dass sich die Lösungsoptionen hinsichtlich ihrer Kostenstrukturen, d. h. der Aufteilung ihrer Kosten nach Kostenarten wie Kapital- und Betriebskosten, stark unterschieden und die Anreizregulierung diese Kostenarten bei der Ermittlung der Erlösobergrenzen nicht einheitlich behandle. Hierdurch würden die Anreizwirkungen in einer nicht technologieneutralen Weise verzerrt.

Der Einwand der uneinheitlichen Behandlung von Kostenarten durch die Anreizregulierung trifft zweifellos zu. Beispielsweise bewirkt das mit der ARegV-Novelle vom September 2016 eingeführte Instrument des Kapitalkostenabgleichs, dass Änderungen der Kapitalkosten innerhalb der jeweils laufenden Regulierungsperiode vollständig und ohne Zeitverzug durch jährliche Anpassung der Erlösobergrenzen berücksichtigt werden. Für die Betriebskosten gilt hingegen grundsätzlich weiterhin das „Budget-Prinzip", wonach Kostenänderungen innerhalb einer Regulierungsperiode erst bei der Ermittlung der Erlösobergrenzen für die nachfolgende Regulierungsperiode berücksichtigt werden, um einen Anreiz für Kostensenkungen innerhalb der Regulierungsperiode zu schaffen. Bestimmte Teile der Betriebskosten werden hingegen wiederum abweichend von diesem Prinzip behandelt, nämlich soweit sie als „dauerhaft nicht beeinflussbar" oder „volatil" eingestuft werden. So werden z. B. Änderungen der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile innerhalb einer Regulierungsperiode vollständig und teilweise ohne Zeitverzug durch Anpassung der Erlösobergrenzen berücksichtigt. Zudem gehen diese Kostenanteile nicht in die Effizienzbewertung der VNB ein.

Teile der Branche sehen darüber hinaus eine Ursache für verzerrte Anreize darin, dass für zum Teil eigenkapitalfinanzierte Investitionen eine kalkulatorische Rendite berücksichtigt wird. Für Betriebskosten wird hingegen keine kalkulatorische Rendite berücksichtigt.

Seitens der VNB und weiterer Stakeholder wird vielfach argumentiert, diese und ggf. weitere Aspekte der Ungleichbehandlung von Kostenarten bei der Anreizregulierung führten zu einer systematischen Benachteiligung neuartiger Lösungsoptionen. Dies sei darauf zurückzuführen, dass neuartige Lösungen betriebskostenintensiver seien als konventionelle Lösungen und dass Betriebskosten generell regulatorisch ungünstiger behandelt würden als Kapitalkosten.

Inwieweit diese Aussagen zutreffen, hängt stark von den betrachteten Lösungsoptionen ab. Beispielsweise weisen manche neuartige Lösungsoptionen wie der Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren eine ähnliche hohe Kapitalintensität auf wie konventionelle Lösungen. Bei anderen Optionen wie dem Einsatz von Spitzenkappung, was im operativen Betrieb zu Einspeisemanagement (ESM) führt, sind die Betriebskosten zwar offensichtlich dominant, werden aber

abhängig von ihrem Typ regulatorisch unterschiedlich behandelt. Kosten für Entschädigungen infolge ESM, die meist den überwiegenden Teil der Betriebskosten darstellen, werden aufgrund ihrer Einstufung als dauerhaft nicht beeinflussbar in mancher Hinsicht – etwa bei der Anpassung der Erlösobergrenzen innerhalb einer Regulierungsperiode – ähnlich behandelt wie Kapitalkosten. Überdies gehen sie nicht in den Effizienzvergleich ein. Neben diesen Kosten können jedoch auch, z. B. für den Betrieb erforderlicher IKT-Infrastruktur, Kosten anfallen, die den beeinflussbaren Kosten zugeordnet und insofern regulatorisch anders als die anfallenden Entschädigungskosten behandelt werden.

Angesichts dieser Beispiele kann nicht ohne weiteres gefolgert werden, dass die uneinheitliche Behandlung der Kostenarten durch die Anreizregulierung in signifikantem Umfang zu einer ineffizienten Bevorzugung konventioneller Lösungen oder gar zum vollständigen Verzicht auf neuartige Lösungen durch die VNB führt. Dies kann auch nicht allein daraus abgeleitet werden, dass bestimmte neuartige Lösungen aus Sicht mancher Diskussionsteilnehmer nicht oder nur zögerlich in der Praxis erprobt und eingesetzt werden, denn dies kann auch andere Gründe haben. Beispielsweise können neuartige Lösungsoptionen für bestimmte technische Herausforderungen gar nicht oder nur in bestimmten Situationen geeignet sein, etwa weil sie eine geringere technische oder zeitliche Wirkungsreichweite aufweisen als konventionelle Lösungen. Darüber hinaus existieren für verschiedene diskutierte Konzepte der netzdienlichen Flexibilitätsnutzung noch keine klaren und langfristig verlässlichen Regelungen zur Koordination des Einsatzes an der Schnittstelle zwischen Markt und Netzbetreibern, so dass eine praktische Umsetzung aktuell kaum möglich ist.

Somit ist noch nicht klar ersichtlich, inwieweit mögliche Defizite der Anreizregulierung bei der Behandlung unterschiedlicher Kostenarten tatsächlich zu einer ineffizienten Zurückhaltung der VNB gegenüber neuartigen Lösungen führen. Andererseits sollte die Angemessenheit der Regulierungsinstrumente aber nicht allein an der heutigen Entscheidungspraxis der VNB mit Blick auf heute verfügbare Lösungsoptionen festgemacht werden. Vielmehr sollte der Regulierungsrahmen Anreize auch für die Entwicklung und Nutzung zukünftiger, heute noch nicht absehbarer Innovationen setzen. Es erscheint daher selbst dann, wenn sich die heutige Entscheidungspraxis der VNB zum Einsatz aktuell verfügbarer Technologien als weitgehend effizient herausstellen sollte, geboten, die Ursachen für und Möglichkeiten zur Beseitigung der potenziellen Defizite der Anreizregulierung zu untersuchen.

1.3 Gutachtenauftrag und Vorgehensweise

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat uns vor diesem Hintergrund damit beauftragt, die Auswirkungen der oben skizzierten möglichen Defizite der Anreizregulierung zu untersuchen und Weiterentwicklungsoptionen des Regulierungsrahmens aufzuzeigen und zu bewerten, die zum Abbau dieser Defizite beitragen könnten. Mit dem vorliegenden Gutachten berichten wir über die Ergebnisse dieser Untersuchung. Gemäß Auftrag der BNetzA bezieht sich das Gutachten auf die VNB-Ebene. Mit der für diesen Regulierungsbereich in diesem Gutachten dokumentierten Problemanalyse und den daraus abgeleiteten Handlungsempfehlungen wird folglich ein Ausschnitt einer Gesamtdiskussion betrachtet, die ebenso für die ÜNB-Ebene zu führen ist. Bei der Gesamtdiskussion ist zu beachten, dass die technischen Lösungsoptionen und die Rahmenbedingungen für die Gestaltung geeigneter Regulierungsinstrumente bei ÜNB und VNB teilweise Parallelen aufweisen, teilweise aber auch ebenenspezifisch sind. Belange der ÜNB sind jedoch nicht Gegenstand dieses Gutachtens.

Zur Beurteilung des Ausmaßes möglicher Verzerrungen der Anreizwirkungen für VNB wurde zunächst untersucht, welche neuartigen Lösungsoptionen heute verfügbar oder absehbar sind und welche Kostenstrukturen diese Lösungen näherungsweise aufweisen. Hierauf aufbauend wurde als Ausgangspunkt für die quantitative Bewertung der Anreizwirkungen aufgezeigt, welche konventionellen und neuartigen Lösungen in praxisnahen Fallkonstellationen jeweils geeignet wären, die angenommenen Netzengpässe zu beheben, und welche zeitlichen Verläufe der jeweils relevanten Kostenelemente sich ergeben würden. Dabei wurde ein breites Spektrum von Fallkonstellationen für unterschiedliche Netzebenen und mit unterschiedlichen Einflussfaktoren betrachtet.

Anschließend wurde untersucht, wie die Kostenelemente der verschiedenen Lösungsoptionen durch die Anreizregulierung in ihrer heutigen Ausgestaltung behandelt werden und wie sich dies quantitativ auf die betrachteten Fallkonstellationen auswirken würde. Hierzu wurde auf Grundlage der ermittelten Kostenverläufe je Fallkonstellation und Lösungsoption unter Einsatz einer Modellierung der Regulierungsinstrumente jeweils aufgezeigt, welche Option gesamtwirtschaftlich kostenoptimal wäre und welche Option aufgrund der Anreizregulierung durch einen rational handelnden Netzbetreiber bevorzugt würde. Hieraus lässt sich ableiten, inwieweit die heutige Anreizregulierung zu ineffizienten Entscheidungen führen kann.

Mit der Methodik und den Ergebnissen dieses Teils der Untersuchung befassen sich Kapitel 2 und 3 und der Anhang des vorliegenden Berichts.

Im zweiten Teil der Untersuchung wurden Weiterentwicklungsoptionen der Anreizregulierungsinstrumente untersucht, die den vermuteten und teilweise auch tatsächlich nachweisbaren Verzerrungen entgegenwirken könnten. Hierbei wurden auch Vorschläge der Netzbetreiber und anderer Diskussionsteilnehmer berücksichtigt. Die betrachteten Optionen wurden dabei in potenzielle Einzelmaßnahmen und systemorientierte Reformoptionen unterteilt. Kapitel 4 gibt die Ergebnisse dieses Untersuchungsteils wieder.

Die aus der Untersuchung abgeleiteten Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen sind in Kapitel 5 zusammengefasst.

2 Kostenstrukturen neuartiger Lösungen im Verteilernetz

2.1 Treiber für Handlungsbedarf im Verteilernetz

Der Handlungsbedarf für Maßnahmen zur Verstärkung und Optimierung der Verteilernetze ergibt sich aus verschiedenen Entwicklungen der Versorgungsaufgaben der VNB, die sich teilweise mit hoher Dynamik abspielen. Besonders weitreichende Auswirkungen hat dabei bereits seit einigen Jahren der Zubau von EE-Erzeugungsanlagen auf allen Netzebenen. Verbrauchsseitige Entwicklungen insbesondere im Bereich der Elektromobilität und der Elektrifizierung der Wärmeversorgung haben zwar noch keine gravierenden Auswirkungen auf die heutigen Anforderungen an die Netze, werden aber aktuell zunehmend relevant für die Planungen der VNB und für die Auswahl geeigneter Maßnahmen, da hier für die nahe Zukunft eine hohe Entwicklungsdynamik erwartet wird. Neben diesen Entwicklungen, die eine zunehmende Inanspruchnahme der Netze erwarten lassen, werden auch kompensierende Entwicklungen etwa durch Bestrebungen zur Verbesserung der Energieeffizienz erwartet. Es wird aber davon ausgegangen, dass die für die Netzauslegung relevanten Leistungsanforderungen sowohl für die Versorgung zusätzlicher Verbrauchseinrichtungen als auch für den Abtransport dezentral eingespeister Energie insgesamt deutlich zunehmen werden.

Die beobachteten und erwarteten Entwicklungen dieser Treiber können zu Belastungssituationen der Netze führen, in denen die zulässigen Grenzen des sicheren Netzbetriebs erreicht oder überschritten werden. Diese Grenzen ergeben sich in erster Linie aus den maximal zulässigen Strombelastungen der Leitungen und Transformatoren und aus Grenzwerten für die Spannungswerte an den Netzanschlusspunkten. Der sichere Netzbetrieb gilt dabei nicht erst dann als gefährdet, wenn diese technischen Grenzen im ungestörten Zustand des Netzes erreicht werden, sondern bereits dann, wenn sie entsprechend dem sogenannten (n-1)-Prinzip nach Ausfall eines beliebigen Betriebsmittels erreicht werden (wobei je nach Netzebene bestimmte Umschaltmaßnahmen nach Eintritt einer Störung zur Wiederherstellung eines zulässigen Betriebszustands zugelassen werden). Wenn eine Situation eingetreten oder absehbar ist, in der der sichere Netzbetrieb nach dem (n-1)-Prinzip nicht mehr gewährleistet werden kann, liegt ein Netzengpass vor, den der Netzbetreiber durch geeignete Maßnahmen beheben muss. Da sich die in Frage kommenden Maßnahmen in unterschiedlicher Weise auf die Zustandsgrößen Strom und Spannung auswirken können, ist es wichtig, zwischen strom- und spannungsbedingten Netzengpässen zu unterscheiden.

2.2 Neuartige Lösungen für Netzgestaltung und -betrieb

Den VNB stehen heute deutlich mehr technische Lösungsoptionen zur Behebung von Netzengpässen zur Verfügung als nur die konventionellen Maßnahmen des Zubaus, der Verstärkung oder der Umstrukturierung von Leitungen, Transformatoren und Schaltanlagen. Einen Überblick über die wesentlichen heute verfügbaren oder absehbaren Lösungsoptionen geben Bild 2.1 für spannungsbedingte und Bild 2.2 für strombedingte Netzengpässe. Die Optionen sind hier nach Netzebenen (jeweils einschließlich der direkt überlagerten Umspannebene) differenziert dargestellt, wobei manche Optionen in mehr als einer Ebene zur Verfügung stehen. In den Bildern ist farblich hervorgehoben, welche der Optionen bereits der heutigen Praxis entsprechen, welche als Stand der Technik gelten, aber bisher allenfalls in Pilotprojekten eingesetzt werden, und welche noch nicht Stand der Technik sind, gleichwohl aber bereits diskutiert und entwickelt sowie teilweise in Demonstrationsprojekten erprobt werden.

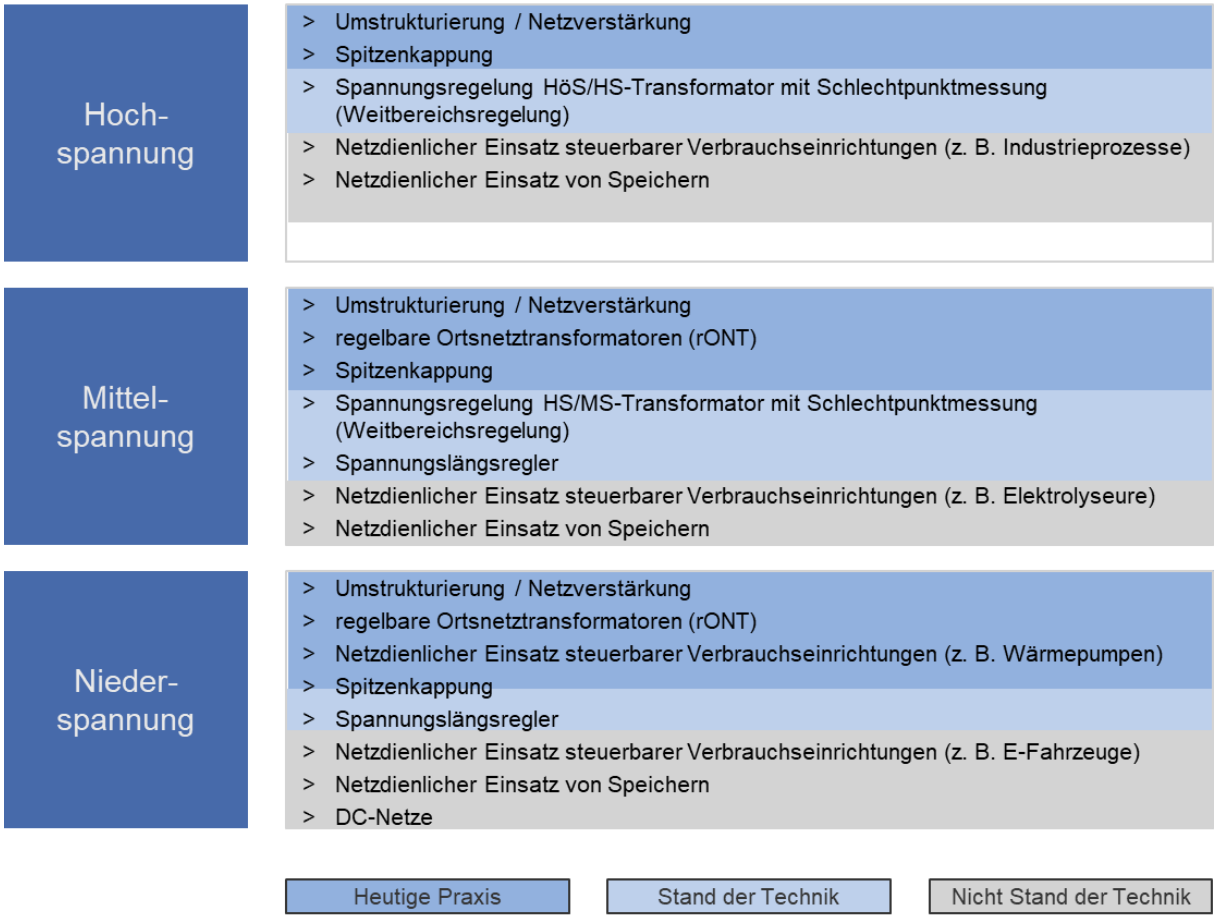


Bild 2.1: Übersicht über Lösungsoptionen bei spannungsbedingtem Handlungsbedarf

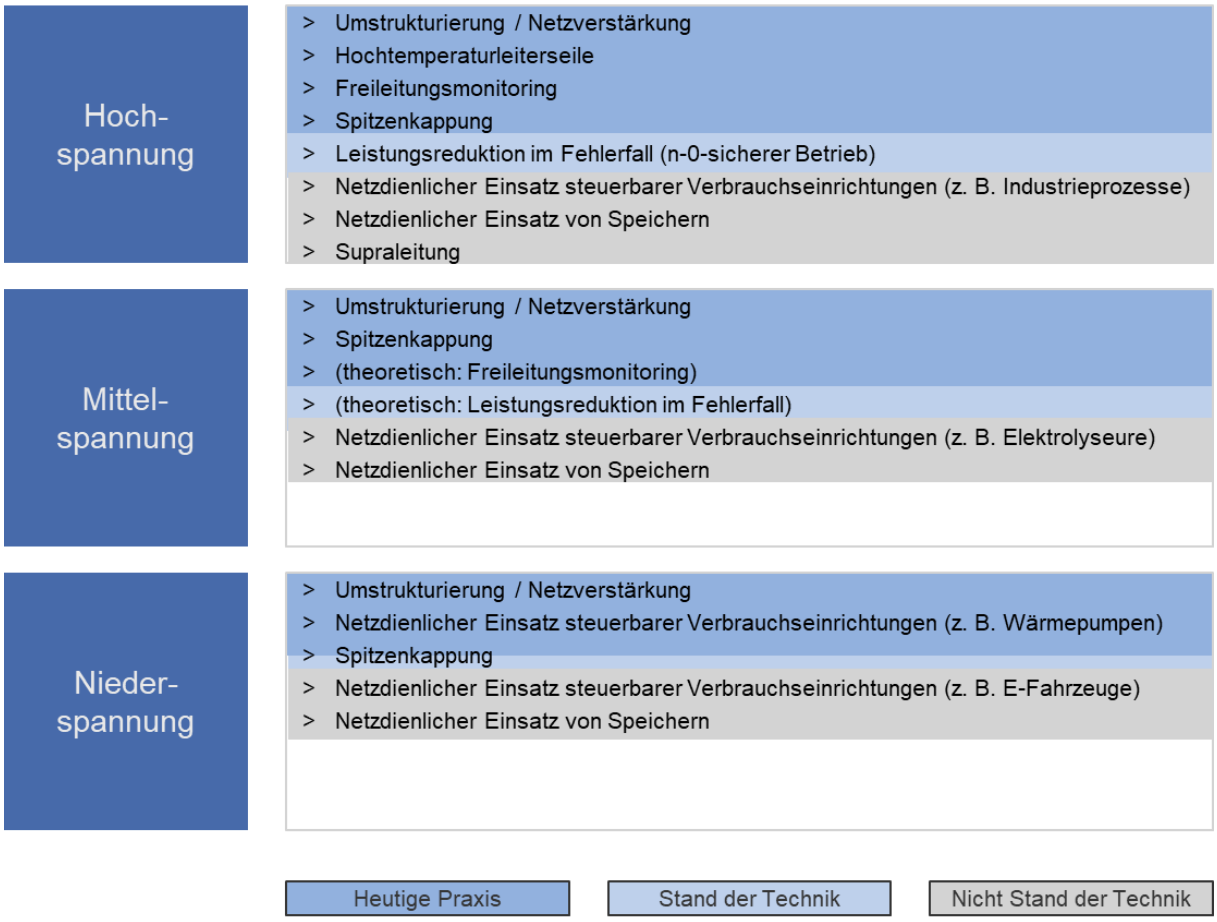


Bild 2.2: Übersicht über Lösungsoptionen bei strombedingtem Handlungsbedarf

Die Lösungsoptionen können grundsätzlich danach unterschieden werden, ob sie allein die Sphäre des Netzbetreibers betreffen oder die Bereitstellung von Flexibilitäten durch Netznutzer – also Erzeugungsanlagenbetreiber, Verbraucher oder Speicherbetreiber – erfordern.

Netzseitige Optionen zur Behebung *spannungsbedingter* Netzengpässe umfassen insbesondere neuartige Betriebsmittel und Regelungskonzepte zur Spannungsregelung wie etwa regelbare Ortsnetztransformatoren, Spannungslängsregler zur Spannungsbeeinflussung innerhalb von Leitungsstrecken sowie das Konzept der Weitbereichsregelung, bei dem die Steuerungsmöglichkeit eines Transformators dazu eingesetzt wird, die Spannung an einem entfernt liegenden Punkt im Netz zu regeln.

Mit Blick auf *strombedingte* Netzengpässe stehen insbesondere Technologien zur besseren Auslastung von Freileitungen wie Hochtemperaturleiterseile und die Temperaturüberwachung von Freileitungsseilen (Freileitungsmonitoring) zur Verfügung. Diese Technologien spielen überwiegend im Hochspannungsnetz eine Rolle, da einerseits die Freileitungsanteile in Mittel- und Niederspannungsnetzen gering sind und Aufrüstungen der verbleibenden Freileitungen

durch diese Technologien kaum in Betracht gezogen werden und andererseits in diesen Ebenen die leittechnischen Voraussetzungen für einen Einsatz insbesondere des Freileitungsmonitorings oft nicht gegeben sind. Grundlegend neuartige Netzkonzepte und -betriebsmittel wie Gleichstromnetze und supraleitende Leitungen sind bisher nur Gegenstand einzelner Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsprojekte und daher kurz- bis mittelfristig voraussichtlich nicht für einen breiten Einsatz in der Praxis verfügbar.

Die mit Abstand gängigste Option des **netzdienlichen Einsatzes nutzerseitiger Flexibilitäten** ist heute das Einspeisemanagement, dessen Nutzung unter dem Begriff der *Spitzenkappung* in definiertem Umfang bereits bei der Netzplanung vorgesehen werden kann. Diese Option steht den Netzbetreibern grundsätzlich auf allen Netzebenen zur Verfügung und kann – unter Berücksichtigung der Abschaltreihenfolge – zur Behebung spannungs- wie auch strombedingter Netzengpässe eingesetzt werden.

Eine hiermit verwandte, bisher aber noch nicht praxisübliche Option ist das Konzept der „Leistungsreduktion im Fehlerfall“, bei dem die Abregelung von Erzeugungsanlagen erst dann stattfindet, wenn eine Störung im Sinne des (n-1)-Prinzips bereits eingetreten ist. Hierbei wird im Störfall die Erzeugungsleistung so schnell reduziert, dass die schutztechnische Abschaltung von überlasteten Leitungen oder Transformatoren vermieden wird. Ähnliche Konzepte der „*reaktiven* Netzbetriebsführung“ – in Abgrenzung zum *präventiven* Engpassmanagement – werden zurzeit auch intensiv als mögliche zukünftige Option für die Übertragungsnetze diskutiert.

Der **netzdienliche Einsatz verbrauchsseitiger Flexibilitäten** beschränkt sich heute im Wesentlichen auf die Niederspannungsebene, und zwar in erster Linie auf die Steuerung von Nachtspeicherheizungen und strombetriebenen Wärmepumpen auf Grundlage von § 14a EnWG. Darüber hinaus gehende Konzepte für den netzdienlichen Einsatz flexibler Verbrauchseinrichtungen und Speicher werden aktuell in vielen Projekten erprobt, aber noch nicht in der regulären Netzpraxis eingesetzt, u. a. da geeignete Koordinationsmechanismen für den Einsatz dieser Flexibilitäten durch netz- und marktseitige Akteure noch nicht etabliert sind.

2.3 Bedarf und Grenzen des Einsatzes neuartiger Lösungen

Die vorliegende Untersuchung befasst sich mit der Frage, inwieweit mögliche Defizite der Anreizregulierung dazu führen können, dass VNB ineffiziente Entscheidungen bei der Auswahl zwischen konventionellen und neuartigen Lösungsoptionen zur Behebung von Netzengpässen treffen. Diese Frage ist vor allem für Situationen relevant, in denen tatsächlich mehrere

Optionen mit unterschiedlichen Kostenstrukturen und -niveaus existieren, die zur Behebung des Netzengpasses geeignet und schnell genug umsetzbar sind. Diese Bedingungen sind jedoch keineswegs in allen Fällen des Handlungsbedarfs erfüllt. Vielfach ist der Lösungsraum aus verschiedenen Gründen stark eingeschränkt, so dass nur wenige der im vorigen Abschnitt skizzierten Optionen tatsächlich zur Verfügung stehen:

- Wie bereits erwähnt, ist hinsichtlich der technischen Wirkungen von Lösungsoptionen mindestens danach zu unterscheiden, ob Engpässe strom- oder spannungsbedingt sind. Dies führt dazu, dass jeweils nur ein Teil der grundsätzlich verfügbaren Lösungen in der Lage ist, den Engpass zu beheben. So dient z. B. der Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren primär der Beeinflussung der Spannungssituation und ist somit nicht zur Behebung von Netzengpässen geeignet, die auf Grenzen der Stromtragfähigkeit von Niederspannungsleitungen zurückzuführen sind.

- In vielen Situationen werden neuartige Lösungen ergriffen, weil andere, z. B. konventionelle Lösungen nicht schnell genug umgesetzt werden können. Dies gilt besonders für das Einspeisemanagement, das oft kurzfristig die einzige verfügbare Option darstellt. Ein wesentlicher Teil des heute genutzten Einspeisemanagements dient der Behebung von Engpässen im Übertragungsnetz, dessen Ausbau bekanntlich nur langsam voranschreitet. Auch in den Netzen der VNB sind konventionelle Ausbaumaßnahmen nicht beliebig schnell umsetzbar, wenn auch in der Regel deutlich schneller als im Übertragungsnetz. Insofern beruht der Einsatz des Einspeisemanagements oft nicht auf einer Abwägung alternativer Lösungsoptionen, d. h. unter Nutzung des Netzplanungsinstruments „Spitzenkappung“, sondern erfolgt zumindest in einer Übergangsphase bis zur Umsetzung alternativer Lösungen mehr oder weniger zwingend.

- Andererseits ist der Einsatz neuartiger Lösungsoptionen teilweise nur bis zu bestimmten Grenzen effizient. Dies gilt vor allem für Konzepte des netzdienlichen Einsatzes nutzerseitiger Flexibilitäten – heute also wiederum in erster Linie das Einspeisemanagement. Bei diesen Konzepten nehmen die laufenden Kosten für die Entschädigung der Flexibilitätsanbieter (z. B. der Betreiber von EE-Anlagen) mit zunehmender Inanspruchnahme in der Regel zu, so dass die Vorteilhaftigkeit der Lösung stark vom Umfang des Engpasses abhängt.

  Bild 2.3 veranschaulicht dies schematisch anhand sog. Dauerlinien der Netzbelastung: Wenn die Belastung eines Netzes oder Netzbetriebsmittels, die sich ohne Eingriff des Netzbetreibers ergeben würde, nur selten und geringfügig die Grenzen der Belastbarkeit überschreitet

(Situation a), so kann es kostengünstiger sein, die Nachfrage nach Netzkapazität durch Inanspruchnahme und Vergütung nutzerseitiger Flexibilität an die vorhandene Netzkapazität anzupassen, als diese z. B. durch Netzausbau zu erweitern. Wenn Überlastungen hingegen häufig oder gar dauerhaft drohen und teilweise großen Umfang haben (Situation b), kann der Flexibilitätsbedarf so groß werden, dass es kostengünstiger wird, das Netz auszubauen.

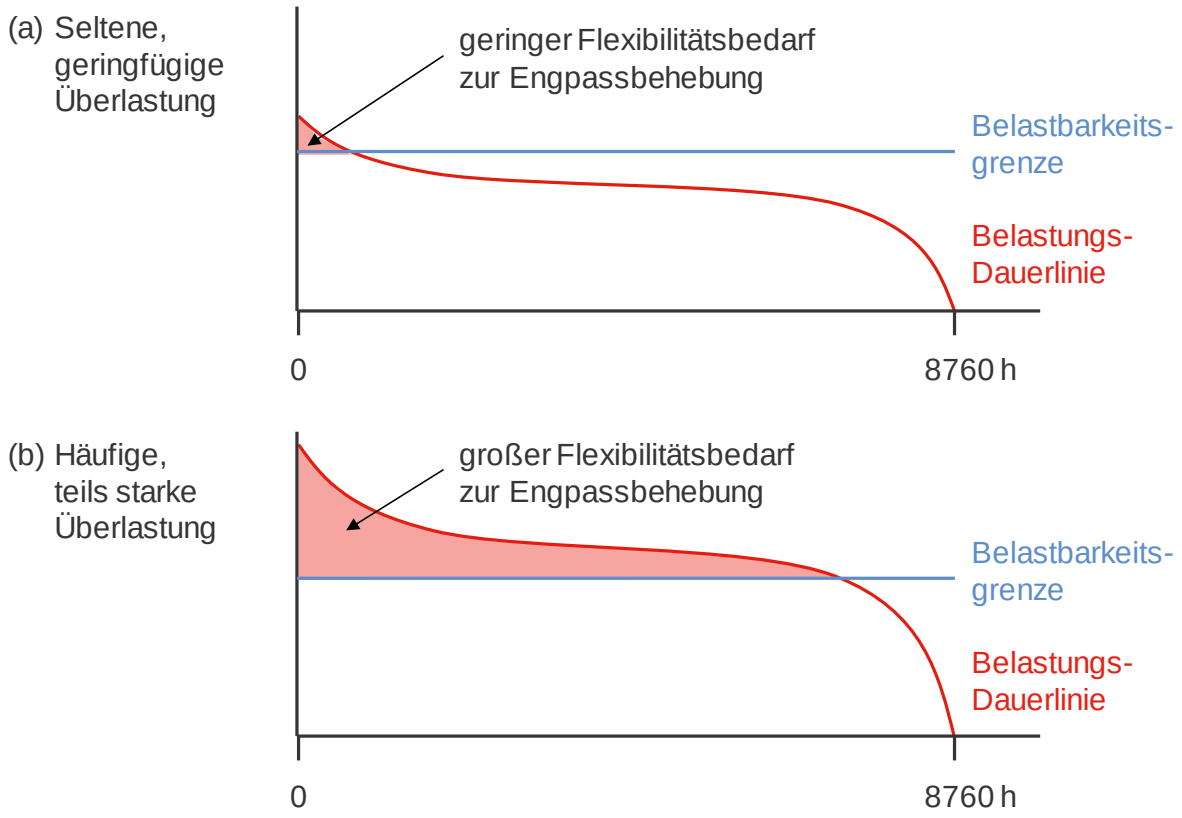


Bild 2.3: Schematische Darstellung von Engpasssituationen mit unterschiedlich starken (drohenden) Überlastungen eines Netzes oder Netzbetriebsmittels

Die Regelungen zur Spitzenkappung nach § 11 Abs. 2 EnWG reflektieren diese Zusammenhänge, indem sie einen bereits im Zuge der Netzplanung einkalkulierten Einsatz des Einspeisemanagements nur in einem Umfang von bis zu 3 % der prognostizierten jährlichen Stromerzeugung je betroffener Erzeugungsanlage zulassen.

Die wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit des Einsatzes nutzerseitiger Flexibilitäten zur Behebung von Netzengpässen nimmt weiter deutlich ab oder verschwindet sogar ganz in Situationen, in denen die vom Engpass betroffenen Netzbetriebsmittel aus anderen Gründen ohnehin aus- oder umgebaut werden müssen, z. B. aufgrund von Erneuerungsbedarf. Dies liegt daran, dass die Kosten konventioneller Maßnahmen zu einem überwiegenden Teil mit der

Bautätigkeit an sich verbunden sind und nur geringfügig von der Leistungsdimensionierung der eingesetzten Betriebsmittel abhängen. Beispielsweise entfällt bei der Errichtung oder Erneuerung von Kabelleitungen der überwiegende Teil der Kosten auf bauliche Maßnahmen wie Grabung und Versiegelung und nur ein kleiner Teil auf die Materialkosten des Kabels, und auch diese nehmen nur deutlich unterproportional mit der Transportkapazität zu. So sind mitunter nur wenige Prozent der Kosten einer solchen Maßnahme dimensionierungsabhängig. Es ist daher in der Regel günstiger, bei ohnehin erforderlichen Maßnahmen die Betriebsmittel so stark zu dimensionieren, dass der Engpass für die absehbaren Belastungssituationen vollständig beseitigt wird und nicht durch betriebliche Maßnahmen wie Einspeisemanagement behoben werden muss.

Effizienzvorteile durch flexibilitätsbasierte Lösungen ergeben sich daher oft in erster Linie durch die vergleichsweise kostengünstige Überbrückung des Zeitraums zwischen dem Auftreten eines Engpasses und dem nächstgeeigneten Anlass für Aus- oder Umbaumaßnahmen. Dieser Zeitraum kann im Einzelfall aber viele Jahre umfassen, abhängig etwa von der Altersstruktur des Netzes, der Entwicklung der den Engpass verursachenden Treiber (z. B. der EE-Durchdringung) und sonstiger Treiber für möglichen Umstrukturierungsbedarf.

Aus diesen Gründen werden die Entscheidungen der VNB über den Einsatz neuartiger oder konventioneller Lösungsoptionen nur in einem Teil der Fälle durch die möglichen Defizite der Anreizregulierung beeinflusst. Bei der weiteren Analyse wird der Fokus auf solche Situationen gelegt, in denen grundsätzlich mehrere Optionen bestehen und der VNB eine Auswahlentscheidung unter Berücksichtigung der wirtschaftlichen Anreizsituation zu treffen hat.

2.4 Kostenstrukturen neuartiger Lösungen und Ableitung von Kostenzeitreihen

2.4.1 Grundsätzlich auftretende Kostenelemente und deren Charakteristik

In den vorangegangenen Abschnitten wurde abgeleitet, welche Lösungsoptionen Netzbetreibern bei welcher Art von Handlungsbedarf grundsätzlich zur Verfügung stehen. Jede dieser Lösungsoptionen unterscheidet sich von anderen Optionen dadurch, mit welchen Kostenelementen ihr Einsatz verbunden ist und in welcher Größenordnung die relevanten Kostenelemente aus heutiger Sicht liegen. Bei den Kostenelementen ist zu berücksichtigen, dass neben

der grundlegenden Unterscheidung nach Kapital- und Betriebskosten mit Blick auf die regulatorische Behandlung die Kosten in verschiedener Hinsicht weiter zu differenzieren sind:

- Bei den Kapitalkosten ist eine Unterscheidung nach typischen Nutzungsdauern relevant, da elektronische und informationstechnische Komponenten (z. B. Leit- und Automatisierungstechnik) mitunter deutlich niedrigere Nutzungsdauern aufweisen als konventionelle primärtechnische Komponenten. Dieser Aspekt ist für die regulatorische Behandlung von Kapitalkosten (Differenzierung von kalkulatorischen Abschreibungsdauern und technischen Nutzungsdauern) relevant.
- Generell müssen die Betriebskostenelemente dahingehend differenziert werden, wann und mit welcher Vorhersehbarkeit diese im Laufe des Netzbetriebs auftreten. Hierin unterscheiden sich z. B. Kosten für regelmäßig auftretende Wartungsmaßnahmen und Kosten für die Inanspruchnahme von Flexibilitäten, die abrufabhängig vergütet werden (wie etwa beim Einspeisemanagement), grundlegend. Im Rahmen dieser Untersuchung wurden folgende Charakteristika von Betriebskosten betrachtet:
    - Kosten, die mit vglw. großem zeitlichem Abstand auftreten,

      z. B. Kosten der kommunikationstechnischen Anbindung von Anlagen zur Fernsteuerung oder Ermöglichung eines Flexibilitätseinsatzes
    - Jährlich konstante Kosten, deren absolute Höhe aber fallspezifisch mit der betrachteten Lösungsoption verknüpft ist,

      z. B. Kosten der Instandhaltung von Transformatoren oder der Deckung von Verlusten,
    - Kosten, die innerhalb einer Regulierungsperiode steigen oder fallen können,

      z. B. Verluste bei sich kontinuierlich erweiternder Versorgungsaufgabe,
    - Stochastisch auftretende Kosten

      z. B. bei Inanspruchnahme von Flexibilitäten

    Bezüglich der erstgenannten dieser Kostenkategorien könnte in Frage stehen, ob dies überhaupt Betriebskosten sind. Beispielsweise gehen die Kosten von Leit- und Kommunikationstechnik bei der *vollständigen* Erneuerung eines Leitsystems üblicherweise in die Kapitalkosten ein. Nach unserer Kenntnis und Rücksprache mit Netzbetreibern ist es jedoch gängige Praxis, *kleinere Erweiterungen* an bestehenden Investitionsgütern

– seien es Leit- und Kommunikationssysteme oder primärtechnische Betriebsmittel wie Leitungen oder Stationen – nicht zu aktivieren, sondern die Kosten im Jahr des Entstehens als Betriebskosten zu behandeln.

- Bei den einzelnen Betriebskostenelementen ist weiter danach zu unterscheiden, ob für die Kostenelemente bereits spezielle Regelungen zur Berücksichtigung bei der Ermittlung von Erlösobergrenzen existieren (wie etwa die Einstufung als dauerhaft nicht beeinflussbare oder volatile Kosten) oder ob sie in die regulären, als beeinflussbar eingestuften Betriebskosten eingehen.

2.4.2 Kostenanalyse für relevante Fallkonstellationen

Eine Kernaufgabe bei der Kostenanalyse ist zunächst die Identifikation von relevanten Situationen, in denen konventionelle wie auch neuartige Lösungsoptionen zum Einsatz kommen können und somit für die VNB grundsätzlich eine Wahlmöglichkeit besteht. In diesen Fällen können Verzerrungen durch mögliche Defizite der Anreizregulierung dazu führen, dass Netzbetreiber zur betriebswirtschaftlichen Optimierung eine Lösungsmöglichkeit wählen, die volkswirtschaftlich nicht zu den geringsten Kosten führt. Diese Situationen werden im Weiteren als Fallkonstellationen bezeichnet.

Auswahl und Parametrierung von Fallkonstellationen

Unter einer Fallkonstellation wird hier eine generisch beschriebene, aber praxisnah gewählte Situation eines Netzausschnitts verstanden, in dem aufgrund eines bestimmten Treibers ein Netzengpass auftritt. Bei der Auswahl und Parametrierung von Fallkonstellationen für die vorliegende Untersuchung sollten Beispiele für typische Situationen, in denen VNB Entscheidungen über Optionen zur Behebung von Netzengpässen treffen müssen, abgebildet werden, ohne einen Anspruch auf Vollständigkeit zu erheben. Die Fallkonstellationen und die zugehörigen Treiber für Handlungsbedarf waren dabei so auszuwählen, dass die durch einen Treiber hervorgerufene zusätzliche Netzbelastung ausreichend hoch ist, um überhaupt Handlungsbedarf auszulösen, gleichzeitig aber nicht so groß ist, dass die Grenzen für einen effizienten Einsatz von neuartigen Lösungen (s. a. Abschnitt 2.3) überschritten sind. Weiter war das betrachtete Zubauinkrement derart zu wählen, dass der Umfang der zusätzlichen Netzbelastung so bemessen ist, eine gewünschte (spannungs- oder stromseitige) Überschreitung der Netzbelastungsgrenzen hervorzurufen. In grober Näherung lassen sich Art und Umfang des Handlungsbedarfs für

erzeugungsseitige Entwicklungen anhand des Verhältnisses von Höchstlast und installierter Erzeugungsleistung abschätzen.

Die im vorherigen Abschnitt dargestellte Vorgehensweise ist geeignet, die relevanten Situationen zu analysieren, gibt allerdings noch keine Aussage über die potentielle Häufigkeit entsprechender Netzbelastungen, sodass Annahmen zur Last- und Erzeugungsentwicklung erforderlich sind. Bei der gemäß Szenariorahmen erwarteten Bandbreite bis 2030 zugebauten EE-Anlagen und einer an die BMWi-Studie zu „Langfrist- und Klimaszenarien“[1] angelehnten räumlichen Verteilung ist zu erwarten, dass praktisch keine städtischen Netze aufgrund erzeugungsseitiger Entwicklungen nennenswerten Handlungsbedarf aufweisen (Tabelle 2.1). In dem Bereich, in dem neuartige Lösungen effizient eingesetzt werden können, werden überwiegend spannungsseitige Belastungsgrenzen überschritten. Lastseitige Entwicklungen hingegen führen zum Überschreiten stromseitiger Belastungsgrenzen in städtischen Rand- und städtisch-ländlichen Übergangsbereichen, hier unter dem Begriff „intermediär“ zusammengefasst. Für die nachfolgenden Untersuchungen werden 9 Fallkonstellationen betrachtet, um eine hinreichende Bandbreite relevanter Eigenschaften und Unterschiede abbilden zu können.

	Stadt, Spg.	Intermediär, Spg.	Land, Spg.	Stadt, Strom	Intermediär, Strom	Land, Strom
HS	0%	0%	0%	0-1%	1,5-2%	
HS/MS	0%	0%	0%	0-1%	1-1,5%	
MS	0-1%	10-15%	4-5%	0-1%	1,5-2%	2,5-3%
MS/NS	0%	0%	0%	10-20%		0-1%
NS	0-1%	10-20%		0-1%	0-1%	0-1%

Tabelle 2.1: Grobe Abschätzung des Anteils betroffener an gesamter Netzmenge Deutschlands mit Eignung für neuartige Lösungen bei bis 2030 erwarteter erzeugungs- und lastseitiger Entwicklungen

Für jede der ausgewählten Fallkonstellationen wurde untersucht, in welchem Umfang bei den jeweils in Betracht kommenden Lösungsoptionen Maßnahmen ergriffen werden müssten, die mit Kosten verbunden sind, und welche Kosten sich hierdurch ergeben würden, differenziert

[1] https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/langfrist-und-klimaszenarien.html (zuletzt abgerufen am 30.10.2018)

nach den für die nachfolgende Analyse der Erlöswirkungen zu unterscheidenden Kostenelementen und unter Berücksichtigung des zeitlichen Verlaufs der Kosten. Die Vielzahl an Freiheitsgraden und Einflussfaktoren, z. B. Betriebsmittelwahl und -dimensionierung, Planungs- und Auslegungsgrundsätze, Netzstrukturfestlegungen, spezifischen Maßnahmenkosten, Gebiets- und Kundeneigenschaften, Art und Geschwindigkeit der Entwicklung der Versorgungsaufgabe usw., und deren in der Praxis auftretenden Permutationen führt naturgemäß dazu, dass im Rahmen von Fallanalysen nur eine Auswahl möglicher Kombinationen betrachtet werden kann. Die konkret zu betrachtenden Fallkonstellationen wurden daher so ausgewählt, dass sowohl deren Eigenschaften und Parameter in jeder betrachteten Fallkonstellation als typisch und praxisgerecht angesehen werden können als auch die Gesamtheit der betrachteten Fallkonstellationen die in Realität vorkommende Bandbreite im Wesentlichen abdecken.

Eine im Rahmen dieses Gutachtens betrachtete Fallkonstellation ist dabei mindestens charakterisiert durch

- die betrachtete Spannungsebene (Hoch-, Mittel- oder Niederspannung),
- den Treiber für den auftretenden Netzengpass (wie z. B. den Zubau von EE-Anlagen oder Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge, charakterisiert jeweils durch ebenen- und strukturtypische Einheitengrößen und Durchdringungen) sowie
- die strukturellen Randbedingungen (z. B. städtisches, ländliches oder „intermediäres“ Gebiet), die mit darüber entscheiden, welcher Handlungsbedarf (z. B. Erreichen von Strom- oder Spannungsgrenzen) entsteht, welche Lösungsoptionen dem VNB zur Verfügung stehen und mit welchen Kosten diese verbunden sind.

Für jede nach diesen Merkmalen ausgewählte Fallkonstellation wurden typische Beispielnetze entworfen und Erzeugungs- und Verbrauchssituationen definiert, und zwar jeweils für einen Ausgangszustand, für den das Netz ausreichend dimensioniert ist, und einen Endzustand, in dem ein Netzengpass auftritt, der durch geeignete Lösungsoptionen behoben werden muss. Bei der Parametrierung des Endzustands wurde berücksichtigt, dass manche Lösungsoptionen nur eine begrenzte Wirkungsreichweite haben, sei es aufgrund technischer Wirkungszusammenhänge oder rechtlicher/regulatorischer Vorgaben (z. B. zum zulässigen Umfang der Spitzenkappung). Der Betrachtungsbereich je Fallkonstellation wurde dabei jeweils so groß gewählt, dass alle relevanten technischen Wirkungen der in Frage kommenden Lösungsoptionen erfasst werden. Hieraus folgt, dass in Mittel- und Niederspannungsnetzen aufgrund der dort üblichen

offenen Betriebsweise in der Regel nur ein typischer Leitungsabgang betrachtet werden muss, in Hochspannungsnetzen hingegen jeweils eine vollständige Netzgruppe.

Anschließend wurden für jede Fallkonstellation betrachtungsrelevante Lösungsoptionen aus dem grundsätzlich verfügbaren Optionenspektrum (siehe Abschnitt 2.2) ausgewählt. Es wird jeweils als Referenz eine konventionelle Netzausbaumaßnahme wie z. B. eine Leitungsverstärkung betrachtet und verschiedenen weiteren Lösungsoptionen gegenübergestellt. Unter Anwendung von Netzanalyseverfahren wurde ermittelt, in welchem Umfang diese Lösungen jeweils eingesetzt werden müssten, um die Versorgungsaufgabe im betrachteten Endzustand zu erfüllen. Auf dieser Grundlage wurden anschließend die mit der Umsetzung der Lösungsoptionen verbundenen Kosten und deren zeitlicher Verlauf in der für die nachfolgende Simulation der regulatorischen Auswirkungen erforderlichen Differenzierung bestimmt (Details zu Parametrierung der Fallkonstellationen und den jeweils betrachteten Lösungsoptionen s. Anhang B).

Konkret wurden die in Tabelle 2.2 aufgeführten neun Fallkonstellationen ausgewählt und hierfür neben der konventionellen Referenzlösung jeweils 1-3 neuartige Lösungsoptionen untersucht. Die in der Tabelle verwendeten Kurzbezeichnungen zur Charakterisierung der Fallkonstellation betreffen die betrachtete Spannungsebene (HS, MS, NS), den Treiber für den Handlungsbedarf („EE“ für erzeugungsseitige oder „E-Mobile“ für lastseitige Entwicklungen) sowie die Art der Grenzwertverletzung (Strom- oder Spannungsgrenzwertüberschreitung), die den Netzengpass auslöst.

Fallkonstellation	Referenz	Lösungsoptionen
1: HS, Treiber EE, Strom	Zubeseilung	FL-Monitoring, Spitzenkappung, Leistungsreduktion bei Fehler
2: HS/MS, Treiber EE, Strom	Transformator-verstärkung	Spitzenkappung
3: MS, Land, Treiber EE, Spannung	Leitungsverstärkung	Spitzenkappung, rONT, Längsregler
4: MS, Land, Treiber EE, Strom	Leitungsverstärkung	Spitzenkappung
5: MS, Intermediär, Treiber EE, Spannung	Leitungsverstärkung	Spitzenkappung, rONT, Längsregler
6: MS, Intermediär, Treiber EE, Strom	Leitungsverstärkung	Spitzenkappung
7: NS, Land, Treiber EE, Spannung	Leitungsverstärkung	Spitzenkappung, rONT, Längsregler
8: NS, Land 2 Abgänge, Treiber EE, Spannung	Leitungsverstärkung	Spitzenkappung, rONT, Längsregler
9: MS/NS, Intermediär, Treiber E-Mobile, Strom	Transformator-verstärkung	Ladesteuerung E-Mobile

Tabelle 2.2: Betrachtete Fallkonstellationen und Lösungsoptionen

Exemplarische Darstellung Fallkonstellation 3

Exemplarisch werden nachfolgend Fallkonstellation 3 und die dafür betrachteten Lösungsoptionen näher erläutert. Beschreibungen der weiteren Fallkonstellationen finden sich in Anhang B.

Der Betrachtungsbereich der Fallkonstellation 3 umfasst den Leitungsabgang eines ländlichen 20-kV-Netzes mit hoher EE-Durchdringung. Anders als in der schematischen Skizze zur Veranschaulichung der Grundstruktur (Bild 2.4) dargestellt, werden über diesen Abgang, für den eine Leitungslänge von 25 km angenommen wird, 20 Ortsnetzstationen versorgt, an denen jeweils eine zeitgleiche Maximallast von 135 kW anliegt. In der aus Sicht der einspeisenden HS/MS-Station vorderen Abgangshälfte ist bereits eine Windenergieanlage (WEA) mit einer Leistung von 3 MW angeschlossen. Der Zubau einer weiteren WEA mit gleicher Leistung in der hinteren Abgangshälfte führt zu einer Überschreitung der zulässigen Spannungsgrenzen.

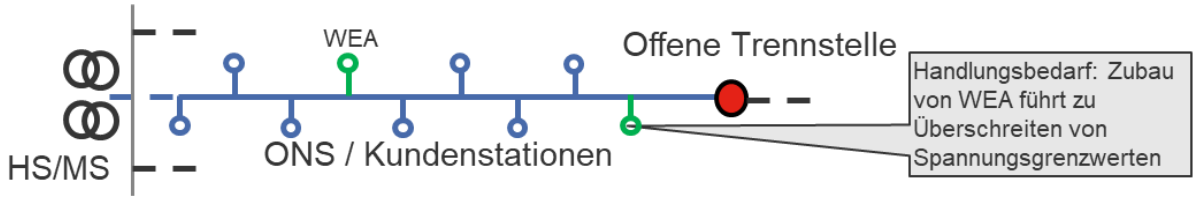


Bild 2.4: Schematische Skizze des betrachteten Beispielnetzes für Fallkonstellation 3

Zur Behebung der Spannungsgrenzwertverletzung kommen folgende Lösungsoptionen grundsätzlich in Betracht:

- **Referenz**: Ersatz der bestehenden Leitung durch eine Leitung mit größerem Querschnitt zur Reduktion der durch Einspeisungen bewirkten Spannungsanhebung
- **M1 ESM/Spitzenkappung**: Abregelung von Einspeisespitzen, die zu kritischen Spannungsanhebungen führen
- **M2 rONT**: Entkopplung der Spannungsniveaus von Mittel- und Niederspannungsebene zur Aufweitung des Toleranzbandes für einspeisungsbedingte Spannungsanhebungen
- **M3 Längsregler**: Entkopplung der Spannungsniveaus in der vorderen und hinteren Mittelspannungs-Abgangshälfte zur Aufweitung des Toleranzbandes für einspeisungsbedingte Spannungsanhebungen

Darüber hinaus wäre grundsätzlich auch vorstellbar, die Rückspeisungen eingespeister Leistung durch Erhöhung der Last oder Einsatz von Speichern (Einspeicherung) im Abgang soweit zu reduzieren, dass kritische Spannungsanhebungen vermieden werden. Diese Flexibilitätsoptionen werden jedoch nicht explizit als eigenständige Maßnahmen zur Behebung einspeisebedingter Grenzwertverletzungen untersucht, da sie technisch praktisch die gleiche Wirkung haben wie die Spitzenkappung. Sie weisen allenfalls andere Kostenniveaus auf, die jedoch nicht so weit von den betrachteten Kosten abweichen dürften, dass sich hierdurch grundsätzlich andere Bewertungen ergeben würden. Die Wirkung von Lastflexibilitäten zur Behebung lastbedingter Grenzwertverletzungen wird in der Fallkonstellation 9 untersucht, bei der die Ladesteuerung von E-Fahrzeugen als Lösungsoption betrachtet wird (s. Tabelle 2.2).

Ableitung von Kostenzeitreihen

Für jede Fallkonstellation und jede dabei betrachtete Lösungsoption wurde abgeschätzt, welche einmaligen und welche jährlichen Ausgaben mit den zur Umsetzung der Option erforderlichen Maßnahmen jeweils verbunden sind und wie diese sich im Zeitablauf entwickeln. Die so erhaltenen Kostenzeitreihen dienen einerseits der Ermittlung der Gesamtkosten je Lösungsoption in Form eines Kostenbarwerts. Andererseits werden sie benötigt, um die Auswirkungen des Kostenverlaufs auf die Entwicklung der Erlösobergrenzen durch Modellierung der Anreizregulierungsinstrumente zu bewerten. Hierfür ist es erforderlich, nicht nur nach Investitionen und laufenden Betriebskosten zu differenzieren, sondern im Bereich der Betriebskosten auch nach

deren (heutiger) regulatorischer Behandlung, d. h. insbesondere nach deren Einstufung als beeinflussbar, dauerhaft nicht beeinflussbar oder volatil.

Die Ermittlung der Kostenzeitreihen beruht auf standardisierten Kostenansätzen für die mit einer Lösungsoption verbundenen Betriebsmittel und/oder betrieblichen Maßnahmen.

Berücksichtigung des Einflussfaktors Betriebsmittelalter

Die Unterschiede der Kosten- und Erlöswirkungen von (konventionellen) Lösungsoptionen, zu deren Umsetzung bestehende Betriebsmittel durch neue, z. B. stärker dimensionierte Betriebsmittel ersetzt werden, gegenüber (neuartigen) Lösungsoptionen, bei denen die bestehenden Betriebsmittel weiterbetrieben werden, hängen auch signifikant vom Alter der bestehenden Betriebsmittel ab. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die konventionelle im Vergleich zur neuartigen Lösungsoption zwar zu höheren Anfangskosten, im weiteren Zeitverlauf aber zu einer *Einsparung* bei den *Betriebsmittel-Erneuerungskosten* führt. Die bei der konventionellen Lösungsoption errichteten neuen Betriebsmittel weisen nämlich naturgemäß eine längere Restnutzungsdauer auf als die bestehenden Betriebsmittel und müssen daher erst zu einem späteren Zeitpunkt in der Zukunft wieder erneuert werden als die bestehenden Betriebsmittel dies müssten. Dies schlägt sich bei einer Barwertbetrachtung der zukünftigen Kosten als eine Kostendifferenz zugunsten der konventionellen Lösungsoption nieder. Für eine umfassende Bewertung der Kosten- und Erlöswirkungen müssen daher bei allen Lösungsoptionen neben den unmittelbar mit deren Umsetzung verbundenen Kosten auch die zukünftigen (periodischen) Erneuerungskosten der bestehenden bzw. neu errichteten Betriebsmittel berücksichtigt werden. Dies führt (unter der Voraussetzung, dass überhaupt ein Kostenvorteil vorliegt) dazu, dass Lösungsoptionen, bei denen die bestehenden Betriebsmittel bis zum Ende ihrer gewöhnlichen Nutzungsdauer weiterbetrieben werden können, umso kostengünstiger gegenüber Lösungsoptionen mit sofortigem Ersatz der bestehenden Betriebsmittel erscheinen, je jünger die bestehenden Betriebsmittel sind.

In der Praxis wird dieser Effekt häufig mit der anschaulichen Sichtweise in Verbindung gebracht, dass bei Erneuerung eines Betriebsmittels vor Ablauf seiner gewöhnlichen Nutzungsdauer die potenzielle Restlebensdauer des Betriebsmittels verloren gehe, was quasi als Kostenelement zu berücksichtigen sei. Aus ökonomischer Sicht ist dies nicht korrekt, da die in der Vergangenheit aufgetretenen Kosten „versunken“ und somit für zukunftsbezogene Überlegungen nicht mehr relevant sind. Vielmehr ist hierfür – wie oben erläutert – zu betrachten, wann

bei welcher Lösungsoption die nächste Betriebsmittelerneuerung aufgrund Ablauf der gewöhnlichen Nutzungsdauer erforderlich wird und welche (zukünftigen) Kosten hiermit verbunden sind.

Bild 2.5 veranschaulicht dies am Beispiel des Vergleichs einer Variante „Referenz“, bei der eine bestehende Leitung sofort durch eine leistungsstärkere (neue) Leitung ersetzt wird, und einer Variante „Alternative“. Bei dieser Variante wird Einspeisemanagement bis zur nächsten „natürlichen“ Leitungserneuerung eingesetzt und bei der Erneuerungsmaßnahme die Leitung dann ausreichend dimensioniert, um den Engpass zu beheben. Bei der Variante „Referenz“ tritt hier im ersten Jahr eine Anfangsinvestition und anschließend jeweils nach Ablauf der gewöhnlichen Nutzungsdauer (hier mit 50 Jahren angenommen) eine Erneuerungsinvestition auf. Bei Nutzung des Einspeisemanagements (Variante „Alternative“) treten zunächst jährlich nur die Entschädigungskosten für die Abregelung von Erzeugungsanlagen auf, nach Ablauf der Restnutzungsdauer der engpassbehafteten Leitung (hier mit 25 Jahren angenommen) jedoch ebenfalls die Kosten einer Erneuerungsinvestition, die auch danach alle 50 Jahre wieder auftreten.

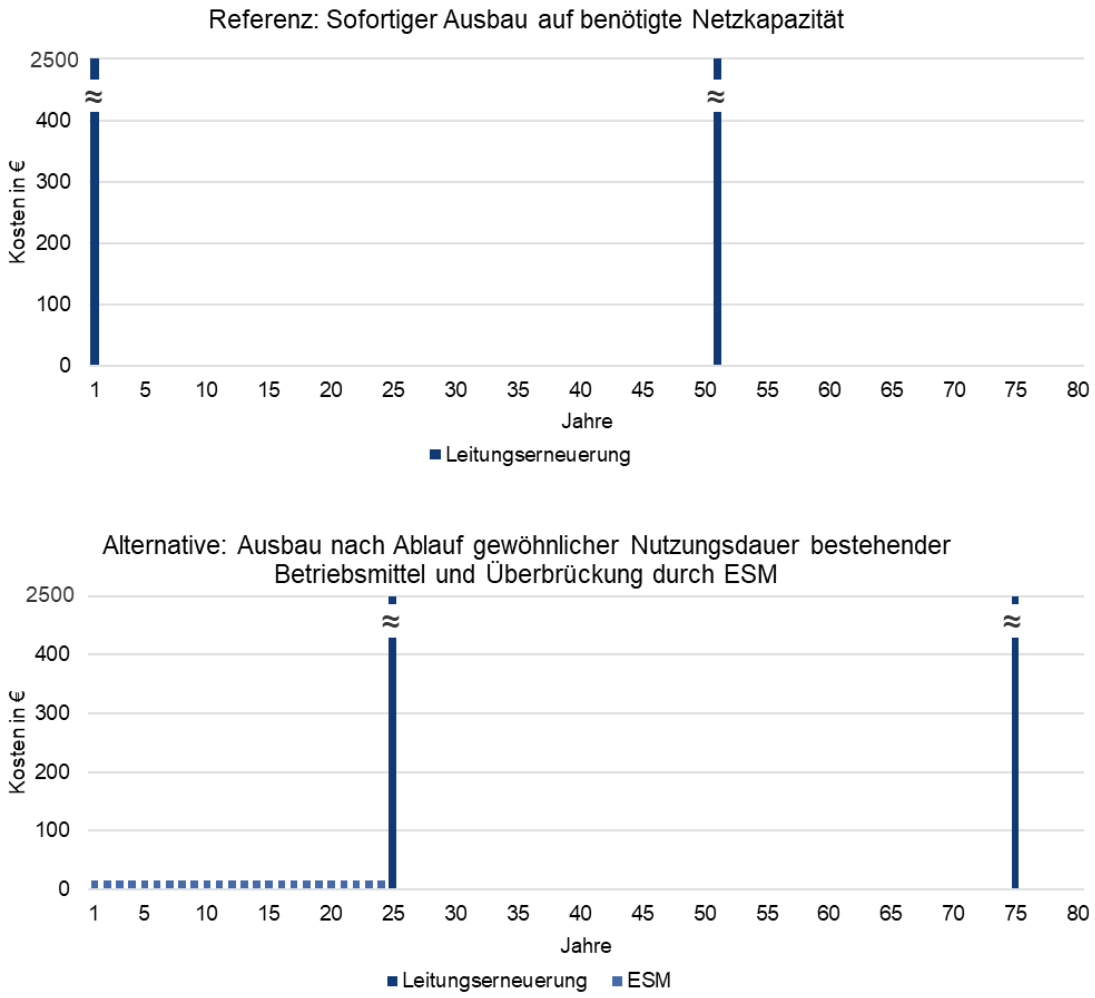


Bild 2.5: Maßnahmenzeitpunkte und Kosten bei zwei Lösungsoptionen unter Annahme einer Restnutzungsdauer der engpassbehafteten Leitung von 25 Jahren

Es ist offensichtlich, dass die zu unterschiedlichen Zeitpunkten auftretenden Erneuerungsinvestitionen erheblichen Einfluss auf die Kostenbarwerte der betrachteten Lösungsoptionen haben, da später auftretende Kosten aus heutiger Sicht aufgrund des Abzinsungseffekts einen geringeren Wert aufweisen. Daher ist bei den im Beispiel dargestellten Kostenverläufen der Barwert der Variante „Alternative“ geringer als der Barwert der Variante „Referenz“, da die Leitungserneuerung erst deutlich später stattfindet und die zwischenzeitlich anfallenden Entschädigungskosten für die Abregelung von Erzeugungsanlagen im Vergleich zu den Erneuerungskosten gering sind. Dieser Kostenunterschied fällt jedoch umso geringer aus, je älter die bestehende Leitung ist, und verschwindet praktisch vollständig, wenn die Leitung ohnehin in den ersten Jahren des Betrachtungszeitraums altersbedingt erneuert werden müsste.

Um den Einfluss zu unterschiedlichen Zeitpunkten auftretender Erneuerungsinvestitionen zu berücksichtigen, wurden die Kostenzeitreihen für die betrachteten Fallkonstellationen und Lösungsoptionen im Sinne einer Sensitivitätsanalyse jeweils für drei Varianten des Alters der engpassbehafteten Betriebsmittel ermittelt („jung“, „mittel“ und „alt“). Zudem wurde generell ein sehr langer Betrachtungszeitraum von 65 Jahren zugrunde gelegt, um Unterschiede hinsichtlich der Erneuerungszeitpunkte der Betriebsmittel in allen Fällen abbilden zu können.

Grundsätzlich wurden für alle betrachteten Fallkonstellationen und Lösungsoptionen derartige Sensitivitätsanalysen bezüglich des Einflusses des Alters der engpassbehafteten Betriebsmittel durchgeführt. Um die im Weiteren folgenden Darstellungen der Ergebnisse nicht zu überfrachten, wird primär die Variante mit mittlerem Alter dargestellt. Die sich bei jungem und alten Alter der engpassbehafteten Betriebsmittel ergebenden Ergebnisse werden zusammenfassend in Anhang C.2 dargestellt und wesentliche daraus abgeleitete Erkenntnisse kurz erläutert.

3 Anreizwirkungen des bestehenden Regulierungsrahmens

In diesem Abschnitt stellen wir die Anreizwirkungen im bestehenden Regulierungsrahmen dar. Ziel dieses Kapitels ist es zu prüfen, inwiefern im heutigen Regulierungsrahmen Verzerrungen bei der Wahl zwischen neuartigen und konventionellen technischen Lösungsoptionen bestehen (Problemanalyse).

Wir gehen für die Analyse möglicher Verzerrungen wie folgt vor:

- In Abschnitt 3.1 wird die Behandlung unterschiedlicher Kostenarten in der aktuell geltenden Anreizregulierung beschrieben. Der Fokus liegt hierbei auftragsgemäß auf Verteilernetzbetreibern.
- In Abschnitt 3.2 erfolgt eine Einordnung, welche Rolle unterschiedliche Kostenarten für neuartige und konventionelle Netzmaßnahmen spielen. Geprüft wird auf Basis konkreter Fallkonstellation (aus Kapitel 2), ob in der Praxis systematische Unterschiede bestehen, die eine Grundvoraussetzung für Verzerrungen in der heutigen Anreizregulierung bilden.
- In Abschnitt 3.3 wird auf Basis konzeptioneller und empirischer Analysen ermittelt, welche Anreize sich aus der Behandlung unterschiedlicher Kostenarten und Unterschieden in der Kostenstruktur zwischen neuartigen und konventionellen Lösungsoptionen ergeben. Aus dem Vergleich von betriebswirtschaftlichen Anreizen[2] für Netzbetreiber mit der Kosteneffizienz[3] neuartiger und konventioneller Maßnahmen werden mögliche Verzerrungen im heutigen Regulierungsrahmen identifiziert.
- Abschnitt 3.4 leitet mit einem kurzen Fazit zu Kapitel 4 über, in dem regulatorische Weiterentwicklungsoptionen diskutiert werden.

[2] Die betriebswirtschaftlichen Anreize ergeben sich aus dem Vergleich des Barwerts der zukünftigen Betriebsergebnisse (regulierte Erlöse abzüglich anfallender Kosten). Ein Netzbetreiber hat einen Anreiz, die Lösungsoption mit der für ihn besten betriebswirtschaftlichen Kennzahl zu wählen. In der Praxis können jedoch auch andere strategische oder operative Überlegungen die Lösungswahl beeinflussen.

[3] Kosteneffizienz bedeutet, dass die Lösungsoption mit den geringsten ökonomischen Kosten gewählt wird. Ökonomische Kosten beinhalten auch Opportunitätskosten, bspw. für das bereitgestellte Eigenkapital. Da Kosten für die Lösungsoptionen zu unterschiedlichen Zeitpunkten anfallen, erfolgt der Kostenvergleich auf Basis des Barwerts.

3.1 Behandlung von Kostenarten in der Anreizregulierung

3.1.1 Bestimmung der Erlösobergrenze und Definition von Kostenarten

Die Betreiber von Strom- und Gasnetzen unterliegen in Deutschland der Anreizregulierung. Die Anreizregulierungsverordnung (ARegV), in Verbindung mit weiteren Verordnungen wie den Gas- und Stromnetzentgeltverordnung (GasNEV, StromNEV), legt die Prinzipien fest, nach denen die regulierten Erlöse bestimmt werden.

Jedem Netzbetreiber wird eine Obergrenze für seine Erlöse zugestanden, die er aus Netzentgelten erzielen darf (die sogenannte „Erlösobergrenze“, siehe § 4 ARegV).

Die Erlösobergrenze, die für die 5-jährige Regulierungsperiode bestimmt wird, wird in folgendem schrittweisen Verfahren ermittelt:

Bild 3.1: Verfahren zur Bestimmung der Erlösobergrenze und der Netzentgelte

Quelle: Bundesnetzagentur

1. Kostenprüfung – Das Ausgangsniveau bilden die Kosten des Basisjahres, die in einer Kostenprüfung nach Vorgaben der Netzentgeltverordnungen (StromNEV, GasNEV) ermittelt werden.[4] Basisjahr einer Regulierungsperiode ist das Geschäftsjahr drei Jahre vor Beginn einer Regulierungsperiode (t-3).

2. Effizienzvergleich – Die Bundesnetzagentur führt auf Basis der geprüften Kosten des Basisjahres für die Netzbetreiber im Regelverfahren nach der Durchführung der sogenannten Überleitungsrechnung zur Feststellung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten und mittels Vergleichsparametern einen bundesweiten Effizienzvergleich durch. Ergebnis dieses

[4] Die Kostenprüfung umfasst alle Kosten eines Netzbetreibers. Im Rahmen der Kostenprüfung werden erst einmal „anerkannte Kosten“ ermittelt, die anschließend in sogenannte „beeinflussbare“ und „dauerhaft nicht-beeinflussbare“ Kosten unterteilt werden.

Verfahrens sind netzbetreiberindividuelle Effizienzwerte. Die ermittelten Ineffizienzen (Differenz Kostenniveau bei 100% Effizienz) werden durch entsprechende Absenkungen der Erlösobergrenze in der folgenden Regulierungsperiode berücksichtigt.

3. Individuelle Erlösobergrenze – Aus den geprüften Kosten des Basisjahres und dem Ergebnis des Effizienzvergleichs wird für jeden Netzbetreiber die individuelle Erlösobergrenze als Pfad für die nächste Regulierungsperiode festgelegt. Hier fließen weitere Kostenbestandteile ein (u.a. jährlich angepasste „dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten", „volatile Kosten", „Kapitalkostenaufschlag" und „Qualitätselement").[5]

Netzentgelte – Auf Basis der individuellen Erlösobergrenze ermitteln die Netzbetreiber ihre Netzentgelte. Die Berechnung erfolgt nach den Grundsätzen in der Stromnetzentgeltverordnung (§ 3 ff StromNEV). Für den Effizienzvergleich und die spätere Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenze werden diese Kosten unterschiedlichen Kostenarten zugewiesen. Die Systematik der ARegV sieht im Wesentlichen drei Arten von Kosten vor, die jeweils einer unterschiedlichen regulatorischen Behandlung unterliegen:

- **Beeinflussbare Kosten (bK) –** Grundsätzlich gelten alle Kosten als beeinflussbar, sofern die ARegV nichts anderes dazu bestimmt (§ 11 Abs. 1 ARegV). Dies umfasst sowohl Opex als auch Capex. Beeinflussbare Kosten finden gemäß der folgenden Vorgaben in der Anreizregulierung Eingang in die Erlösobergrenze eines Netzbetreibers:
    - **Individuelle Effizienzanreize** – Alle anerkannten Kosten des Basisjahres abzüglich der dauerhaft nicht-beeinflussbaren Kosten finden Eingang in den Effizienzvergleich (Benchmarking) der Netzbetreiber. In diesem Vergleichsverfahren wird für jeden Netzbetreiber ein individueller Effizienzwert (in %) im Vergleich zu den anderen Netzbetreibern bestimmt. Die ermittelte Ineffizienz (Differenz zwischen 100% und Effizienzwert) wird durch eine Absenkung der Erlösobergrenze gleichmäßig über die kommende Regulierungsperiode von 5 Jahren berücksichtigt (Verteilungsfaktor).
    - **Sektorweite Produktivitätsentwicklung** – Die beeinflussbaren Kosten eines Jahres unterliegen einem generellen sektoralen Produktivitätsfaktor (Xgen), der den branchenweiten Produktivitätsfortschritt widerspiegelt. Der Einbezug der

[5] Siehe Erlösobergrenzenformel in Anlage 1 ARegV.

Gesamtbranche zur Ermittlung des Produktivitätsfortschritts (wie auch der Effizienzvergleich) simuliert einen Wettbewerb zwischen den Netzbetreibern, um Kostensenkungsanreize zu setzen. Die beeinflussbaren Kosten eines Jahres, die Eingang in die Erlösobergrenze finden, werden um die Differenz zwischen allgemeiner Preisentwicklung (VPI) und jährlichem Produktivitätsfaktor (PF) erhöht oder gesenkt. Die Differenz zwischen Xgen und VPI spiegelt somit die angemessene Netto-Inflationierung der Kosten aus dem Basisjahr wider.

- **Budgetprinzip** – Für die 1. und 2. Periode galt für alle beinflussbaren Kosten (Opex und Capex) das Budgetprinzip, nach dem die Erlöse innerhalb einer Regulierungsperiode von der tatsächlichen Entwicklung der beeinflussbaren Kosten entkoppelt sind. Ab der 3. Regulierungsperiode (Gas ab 2018 und Strom ab 2019) sind Kapitalkosten von Verteilernetzbetreibern vom Budgetprinzip aufgrund des Kapitalkostenabgleichs (siehe Abschnitt 3.1.2) ausgenommen. Nach dem Budgetprinzip wird die Erlösobergrenze auf Basis des Kostenniveaus des Basisjahres einer Regulierungsperiode (in der Mitte der vorangegangenen Regulierungsperiode) bestimmt. Auf Basis der individuellen Effizienzanreize und des sektorweiten Produktivitätsfaktors wird daraus ein Pfad für die Erlösobergrenze (ein „Budget“) abgeleitet, der nicht von den tatsächlich anfallenden Kosten abhängt (siehe Bild 3.2). Netzbetreiber, die ihre Kosten stärker senken, können hierdurch eine Gewinnsteigerung erwirtschaften. Umgekehrt werden Gewinne gemindert, wenn die tatsächliche Kostenentwicklung über dem Budget des jeweiligen Jahres liegt.

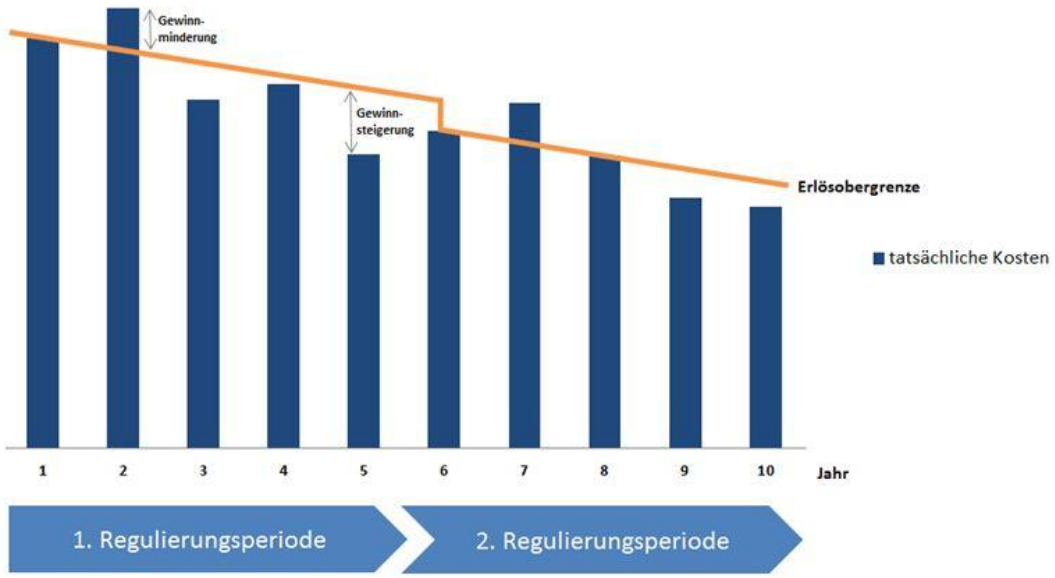


Bild 3.2: Budgetprinzip für beeinflussbare Kosten

Quelle: Bundesnetzagentur

- **Nicht beeinflussbare Kosten –** Die ARegV unterscheidet bei den nicht-beeinflussbaren Kosten zwischen dauerhaft und vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteilen (§ 11 Abs. 1 ARegV).
    - **Vorübergehend nicht beeinflussbar –** Der Anteil der Kosten aus dem Basisjahr, der nach dem Abzug der abzubauenden Ineffizienz in einem Jahr der Regulierungsperiode verbleibt, gilt als vorübergehend nicht beeinflussbar und findet Eingang in die Erlösobergrenze des Netzbetreibers.[6] Durch den Verteilungsfaktor sinkt der Anteil der Kosten im Verlauf der Regulierungsperiode, der als vorübergehend nicht beeinflussbar anerkannt und somit erlöswirksam wird. Für effiziente Netzbetreiber (Effizienzwert von 100%) entsprechen die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten den Gesamtkosten abzüglich der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten.
    - **Dauerhaft nicht beeinflussbar –** Die ARegV enthält einen Katalog von Kosten (§ 11 Abs. 2 ARegV), die als dauerhaft nicht beeinflussbar eingestuft werden. Für

[6] Beträgt z. B. der Effizienzwert eines Netzbetreibers 90%, müssen pro Jahr 2% der Ineffizienz abgebaut werden. Dies bedeutet, dass im 1. Jahr der Regulierungsperiode 98% der beeinflussbaren Kosten als vorübergehend nicht beeinflussbar gelten, im 2. Jahr 96%, usw.

diese Kosten kommt kein Effizienzanreiz zur Anwendung und die Erlösobergrenze verändert sich auf Basis der tatsächlichen Kostenentwicklung, und zwar je nach Kostenkategorie entweder auf Istkostenbasis des vorletzten Kalenderjahres (t-2) oder auf Plankostenbasis des aktuellen Kalenderjahrs (t-0). Als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten gelten beispielsweise Konzessionsabgaben, Betriebssteuern, Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen oder auch Betriebs- und Personalratstätigkeit. Ebenfalls sind darin Kosten für Einspeisemanagement-Maßnahmen enthalten.

Als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile gelten auch jene Kosten, die einer wirksamen Verfahrensregulierung nach § 11 Abs. 2 Satz 2 unterliegen. Eine solche Verfahrensregulierung kann auch Anreizelemente enthalten.

- **Volatile Kosten –** Kosten, die stark schwanken und als beeinflussbar gelten, können besonders berücksichtigt werden. Hierunter fallen gem. §§ 11 Abs. 5 die Kosten für die Beschaffung von Treibenergie. Weitere Kosten können durch Festlegung der Bundesnetzagentur als volatile Kosten eingeordnet werden (Kosten für die Beschaffung der Verlustenergie (Preis- jedoch nicht die Mengenkomponente). Für volatile Kosten gilt das Budgetprinzip wie bei dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten nicht. Aufgrund der hohen Volatilität während der Regulierungsperiode wird die jährliche Differenz zwischen dem aktuellen Niveau dieser Kosten und ihrem Niveau im Basisjahr berücksichtigt, d.h. die Erlösobergrenze wird unterperiodisch angepasst. Volatile Kosten unterliegen jedoch als beeinflussbare Kosten grundsätzlich dem Effizienzvergleich. Für Strom-VNB werden gemäß Beschluss der Bundesnetzagentur (BK8-18/0001-A bis BK8-18/0006-A) Verlustenergiekosten ab der 3. Regulierungsperiode (2019-2023) als volatile Kosten behandelt.[7]

Der folgende Abschnitt geht auf die unterschiedliche Behandlung von Kapital- und Betriebskosten ab der 3. Regulierungsperiode ein.

[7] Verlustenergiekosten setzen sich aus einer Mengen- und Preiskomponente zusammen. Gemäß Beschluss kann die Erlösobergrenze nur in Höhe der Kostendifferenzen jährlich angepasst werden, die auf Änderungen der Preiskomponente (gemessen durch Preisentwicklung für Phelix-Year-Futures an der Strombörse) zurückzuführen ist.

3.1.2 Unterschiede zwischen Kapitalkosten und Betriebskosten

Bei Netzbetreibern fallen zwei Kategorien von Kosten an:

- **Kapitalkosten** – Kosten, die durch den Einsatz von Fremd- oder Eigenkapital zur Finanzierung von Investition in Anlagevermögen, wie etwa Investitionen in Leitungen oder Transformatoren, entstehen. Die Kapitalkosten bestehen aus Finanzierungskosten für das eingesetzte Eigen- und Fremdkapital, der kalkulatorischen Gewerbesteuer sowie kalkulatorischen Abschreibungen, die den Wertverzehr reflektieren und Reinvestitionen ermöglichen.[8]
- **Betriebskosten** – Dies umfasst alle anderen Kosten, die für die Aufrechterhaltung des laufenden Netzbetriebs notwendig sind. Hierunter fallen bspw. Personalkosten für die Wartung und Instandhaltung der Netze.

In den ersten beiden Regulierungsperioden wurden Kapital- und Betriebskosten grundsätzlich gleichbehandelt. Dies bedeutet, dass sie – sofern sie im Falle bestimmter Betriebskosten nicht explizit in den Katalog der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten in § 11 Abs. 2 ARegV aufgenommen werden – dem gleichen Budgetprinzip unterliegen.

Mit der am 8.7.2016 vom Bundesrat beschlossenen 2. Novelle der ARegV wurde diese Gleichbehandlung von Betriebs- und Kapitalkosten aufgegeben. Kernstück der Novelle ist die Einführung eines Kapitalkostenabgleichs für Verteilernetzbetreiber, der die vollständige Anerkennung der Investitionskosten während der Regulierungsperiode ohne Zeitverzug vorsieht und dadurch den Erweiterungsfaktor ablöst. Die Einführung dieses Instruments wurde mit der Schaffung verbesserter Investitionsanreize vor dem Hintergrund der Herausforderungen der Energiewende begründet.

Der Kapitalkostenabgleich ergibt sich im Zusammenspiel des Kapitalkostenaufschlags (§ 10a ARegV) und des Kapitalkostenabzugs (§ 6 ARegV):

- **Kapitalkostenaufschlag** – ermöglicht den Verteilernetzbetreibern, Kapitalkosten (kalkulatorische Abschreibungen, Finanzierungskosten, Gewerbesteuer) aus Investitionen, die nach dem Basisjahr anfallen, schon während der Regulierungsperiode jährlich auf Basis von Ist- und Plandaten (mit einer nachfolgenden Plan-Ist Aufrollung) in die Erlösobergrenze zu

[8] Siehe hierzu § 10 a und Anlage 2a ARegV.

inkludieren. Durch den Kapitalkostenaufschlag werden Investitionen sofort erlöswirksam, die Kosten werden jedoch erst beim nächsten regulär anstehenden Effizienzvergleich berücksichtigt und unterliegen bis dahin keinen individuellen Effizienzanreizen. Dies ist für Anlagegüter mit einer kurzen Nutzungsdauer (z. B. Investitionen in EDV[9]) besonders relevant, führt aber auch bei langlebigen Anlagegütern zu einer deutlichen Abschwächung der Wirkungsreichweite des Effizienzvergleichs. Der Kapitalkostenaufschlag ist jedes Jahr durch den Netzbetreiber zu beantragen.

- **Kapitalkostenabzug** – damit es zu keiner doppelten Vergütung kommt, erfolgt im Gegenzug zum Kapitalkostenaufschlag eine jährliche Anpassung der Kapitalkostenbasis. Es wird dabei die Entwicklung der Kapitalkosten ausgehend vom Basisjahr während der Regulierungsperiode ermittelt, d.h. die in der Erlösobergrenze berücksichtigten Kapitalkosten reduzieren sich jährlich um die Kapitalkosten der altersbedingt herausfallenden Anlagen und um Anteile der Finanzierungskosten infolge abnehmender Restbuchwerte der Anlagen. Für die 3. Regulierungsperiode werden von dieser Anpassung noch Investitionen, die im Zeitraum 01.01.2007 bis 31.12.2016 getätigt wurden, ausgenommen. Dies gilt jedoch ab der 4.Regulierungsperiode nicht mehr.

Gleichzeitig bleiben die weiteren Anpassungen der beeinflussbaren Basisjahrkosten während der Regulierungsperiode durch den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor, die allgemeine Geldentwertung (VPI) sowie die individuelle Effizienzvorgabe erhalten.

3.2 Einordnung der Kostenelemente für neuartige und konventionelle Lösungsoptionen

In Abschnitt 3.1 wurden Unterschiede in der regulatorischen Behandlung verschiedener Kostenarten erläutert. Damit diese Unterschiede in Verzerrungen bei der Wahl eines Netzbetreibers zwischen konventionellen und neuartigen Lösungsoptionen münden, müssen zwei Voraussetzungen erfüllt sein:

- Neuartige und konventionelle Lösungsoptionen weisen systematisch unterschiedliche Kostenstrukturen im Hinblick auf Kapital- und Betriebskostenanteile auf; und

[9] Betriebsgewöhnliche Nutzungsdauern sind in StromNEV, Anlage 1, aufgeführt. Für EDV liegen die Nutzungsdauer zwischen 3 und 8 Jahren.

- Neuartige und konventionelle Lösungsoptionen weisen unterschiedlich hohe Gesamtkosten auf, d.h. die volkswirtschaftlich effiziente Lösungsoption kann von Fall zu Fall variieren.

Im Folgenden prüfen wir auf Basis von 9 praxisrelevanten Fallkonstellationen, die in Kapitel 2 vorgestellt wurden, ob beide Voraussetzungen erfüllt sind. Das methodische Vorgehen der Modellierung wird nachfolgend kurz skizziert und im Anhang detaillierter dargestellt.

MODELLIERUNG VON KOSTEN UND ANREIZEN IN DEN FALLKONSTELLATIONEN

Die quantitative Analyse der Kostenstruktur und der betriebswirtschaftlichen Anreize für Netzbetreiber basiert auf 9 praxisrelevanten Fallkonstellationen. Eine Fallkonstellation repräsentiert dabei einen typischen Netzbereich mit einem für die untersuchte Fragestellung relevanten Netzproblem, welches die Wahl einer technischen Lösungsoption notwendig macht.

Für die Fallkonstellationen werden jeweils eine konventionelle Lösungsoption sowie eine oder mehrere relevante neuartige Lösungsoptionen definiert.

- Konventionelle Lösungsoption: Ausbau der Netzkapazitäten mit konventionellen Betriebsmitteln (Leitungen/Transformatoren), sodass das Netzproblem beseitigt wird.
- Neuartige Lösungsoptionen: eine oder mehrere Maßnahmen(-bündel), welche das Netzproblem ohne oder teilweise ohne einen konventionellen Netzausbau beheben.

Je Fallkonstellation werden für die einzelnen Lösungsoptionen Kostenreihen in jährlicher Auflösung über 65 Jahre (Periode 2019 bis 2083) erstellt. Die Herleitung und Beschreibung der Fallkonstellationen wird detailliert in Anhang B erläutert. Aufbauend auf den Fallkonstellationen wird der aktuelle Regulierungsrahmen in 3 Schritten analysiert. Bild 3.3 stellt das Vorgehen schematisch und am Beispiel eines Spannungsproblems im MS-Netz dar.

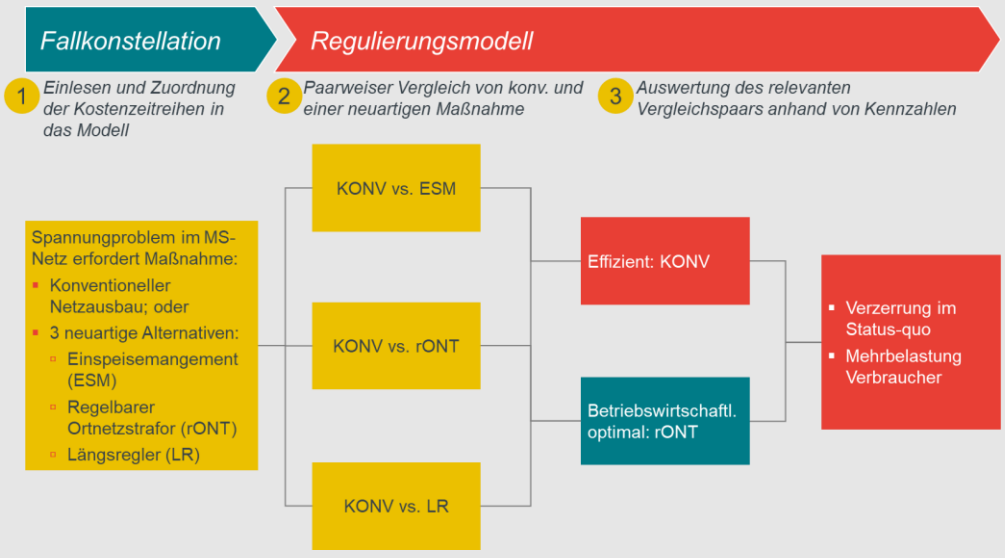


Bild 3.3: Schematische Darstellung des Vorgehens in der regulatorischen Modellierung

3.2.1 Unterschiede in der Kostenstruktur

Die betriebswirtschaftlichen Anreize hängen von Unterschieden in der Kostenstruktur ab, d.h. unter anderem dem Gewicht von Opex und Capex an den Gesamtkosten einer Lösungsoption bzw. eines Maßnahmenbündels. Bestehen systematische Unterschiede in der Kostenstruktur neuartiger und konventioneller Lösungsoptionen, lässt dies eine Verzerrung in der Abwägung zwischen diesen Maßnahmen vermuten.

Bild 3.4 zeigt den Opex- und Capex-Anteil an den Gesamtkosten der konventionellen und neuartigen Lösungsoptionen in den 9 Fallkonstellationen. Hierfür wurde jeweils der Barwert der tatsächlich anfallenden Kosten über eine Periode von 65 Jahren berechnet (siehe Anhang A für eine ausführliche Beschreibung der Modellierung).

Der Vergleich der Kostenstruktur (Anteil Opex und Capex an den Gesamtkosten) zeigt einen systematischen Unterschied zwischen neuartigen und konventionellen Lösungsoptionen:

- Für alle untersuchten neuartigen Lösungsoptionen und in allen Fallkonstellationen fällt der Opex-Anteil der neuartigen Lösungsoptionen deutlich höher aus als bei der alternativen konventionellen Lösungsoption.
- Im Durchschnitt liegt der Opex-Anteil der neuartigen Lösungsoptionen (ca. 41 %) um den Faktor 7 höher als beim Durchschnitt der konventionellen Lösungsoptionen (ca. 6 %).
- Dennoch ist auch bei neuartigen Lösungsoptionen der Capex-Anteil vielfach höher als deren Opex-Anteil (z. B. bei rONT und Längsregler (LR)).

Die Gesamtkosten bzw. Kostenanteile beinhalten Ersatzinvestitionen (Capex) bestehender Betriebsmittel innerhalb des Betrachtungszeitraums, welche nicht direkt den Lösungsoptionen zuzuordnen sind. Daher liegt auch bei neuartigen Lösungsoptionen, welche selbst keinen (FLM, LiF) oder nur einen geringen (ESM) Capex-Anteil haben, der Opex-Anteil deutlich unter 100%.[10]

[10] Eine Ausnahme bildet Fallkonstellation 1: Aufgrund der spezifischen Definition der Fallkonstellation werden hier keine Ersatzinvestitionen berücksichtigt (siehe Anhang B). Der Opex-Anteil der neuartigen Lösungen ist daher 100% (FLM, LiF) bzw. 92% (ESM).

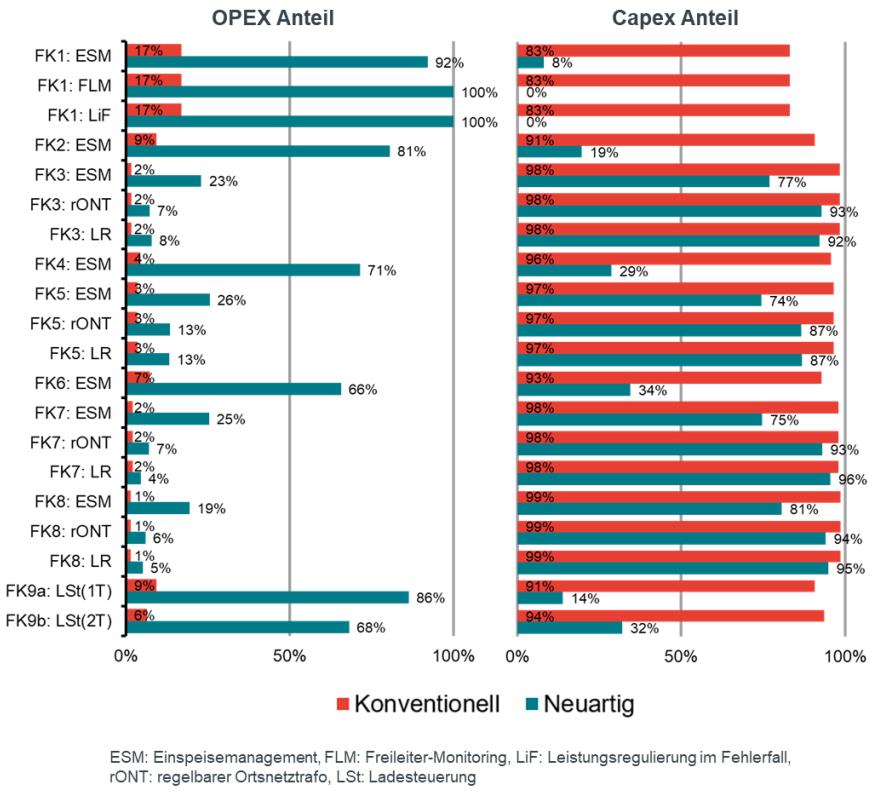


Bild 3.4: Vergleich des Opex und Capex Anteils an den Gesamtkosten der Lösungsoptionen für die betrachteten Fallkonstellationen (FK)

3.2.2 Unterschiede in der Kostenhöhe

Die Höhe der Gesamtkosten einer Lösungsoption (als Barwert ausgedrückt) ist ein Maß für die volkswirtschaftliche Kosteneffizienz. Bild 3.5 zeigt die Gesamtkosten (als Barwert in 2019) der betrachteten Lösungsoptionen pro Fallkonstellation. Die rot markierte Lösungsoption stellt jeweils die kostengünstigste und damit effiziente Lösung innerhalb der jeweiligen Fallkonstellation dar.

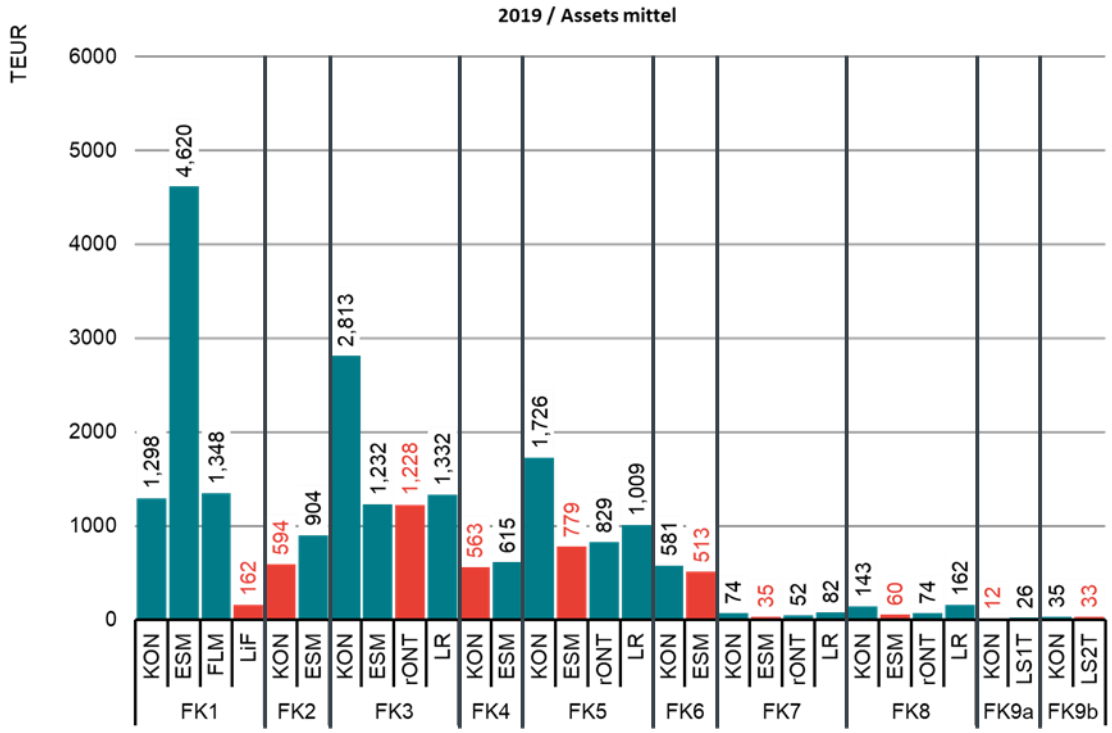


Bild 3.5: Gesamtkostenvergleich der Lösungsoptionen in den Fallkonstellationen (mittleres Asset-Alter im bestehenden Netz, siehe Erläuterung im Text)

Ein Vergleich der Gesamtkosten zeigt, dass in sieben von neun Fallkonstellationen neuartige Lösungsoptionen eine kosteneffiziente Alternative zum konventionellen Netzausbau darstellen. Zudem lässt sich erkennen, dass die Gesamtkosten der Lösungsoptionen in den jeweiligen Fallkonstellationen zum Teil stark variieren. Eine ineffiziente Wahl aufgrund regulatorischer Fehlanreize (siehe Abschnitt 3.3) kann dementsprechend mit Wohlfahrtsverlusten in Höhe der Kostenunterschiede einhergehen.

Das Alter der bestehenden Netzbetriebsmittel hat einen Einfluss auf den Zeitpunkt, in dem Ersatzinvestitionen notwendig sind. Damit kann sich auch ein möglicher Effekt auf die volkswirtschaftliche Vorteilhaftigkeit neuartiger Lösungen ergeben. Im Referenzfall (siehe Bild 3.5) gehen wir von Betriebsmitteln (Assets) aus, die die Hälfte der üblichen Nutzungsdauer erreicht haben. Im Anhang C.2 werden die Ergebnisse für eine Variation des Alters der Bestands-Assets dargestellt. Generell gilt, dass neuartige Lösungsoptionen, z.B. ESM, vor allem dann aus volkswirtschaftlicher Sicht effizient sind, wenn die bestehenden Assets noch vergleichsweise jung sind, die notwendige Ersatzinvestition erst in vielen Jahren oder sogar Jahrzehnten anfallen und bis dahin durch die vergleichsweise günstige neuartige Lösungsoption (ESM) überbrückt werden kann..

Die inkrementellen zusätzlichen Gesamtkosten der konventionellen Lösungsoptionen werden dagegen vom Alter der vorhandenen Assets nicht oder nur in relativ geringem Umfang beeinflusst, da bestehende Netz-Assets direkt ersetzt oder angepasst (z. B. verstärkt) werden – unabhängig von der Restnutzungsdauer. Dies liegt darin begründet, dass wir aus ökonomischer Sicht nur die **zusätzlichen** Kosten der jeweiligen Lösungsoption betrachten. Die Kosten für die vorhandenen Assets sind hingegen bereits „versunken" und haben daher keinen Einfluss auf die (entscheidungsrelevanten) Gesamtkosten.

3.3 Anreize und Verzerrungen im bestehenden Regulierungsrahmen

In Abschnitt 3.1 wurde erläutert, wie unterschiedliche Kostenarten regulatorisch behandelt werden. Abschnitt 3.2 zeigt auf Basis 9 praxisrelevanter Fallkonstellationen, wie sich neuartige und konventionelle technische Lösungsoptionen hinsichtlich der Kostenstruktur und ihrer Kostenhöhe unterscheiden. Dies hat gezeigt, dass neuartige Lösungsoptionen im Vergleich zur fallspezifischen konventionellen Alternative

- höhere Opex-Anteile aufweisen und
- zu einer Verbesserung der Kosteneffizienz führen können.

Aufbauend auf diesen Ergebnissen gehen wir in diesem Abschnitt auf folgende Fragen ein:

- Anreize – Wie übersetzt sich die regulatorische Behandlung der Kosten in betriebswirtschaftliche Anreize für Netzbetreiber bei der Wahl zwischen neuartigen (tendenziell Opex-lastigeren) und konventionellen (tendenziell Capex-lastigeren) Lösungsoptionen?
- Verzerrungen – Fallen betriebswirtschaftliche Anreize und die volkswirtschaftlich effiziente Wahl auseinander, d.h. gibt es im bestehenden Regulierungsrahmen Verzerrungen?

Die Analyse dieser zentralen Fragestellung, die auf einen möglichen Handlungsbedarf im heutigen Regulierungsrahmen hinführt, adressieren wir auf zwei Arten:

- Konzeptionelle Analyse (Abschnitt 3.3.1) – In der konzeptionellen Analyse abstrahieren wir von den konkreten Kostenzeitreihen für die 9 Fallkonstellationen, um ein möglichst breites Verständnis über mögliche Verzerrungen zu erhalten. So wird verhindert, dass einzelne Annahmen in den Fallkonstellationen die Ergebnisse treiben.
- Quantitative Analyse auf Basis praxisrelevanter Fallkonstellationen (Abschnitt 3.3.2) – Auf Basis der 9 Fallkonstellationen prüfen wir, ob die konzeptionell abgeleiteten Verzerrungen

in der Praxis tatsächlich relevant sind. Die dafür zugrunde gelegte Modellierung ist in den Anhängen A bis C näher beschrieben.

3.3.1 Konzeptionelle Analyse

In der konzeptionellen Analyse untersuchen wir, welche Auswirkung die unterschiedliche regulatorische Behandlung von Kostenarten (Abschnitt 3.1) auf die Erlösströme eines Netzbetreibers hat. Wir vergleichen hierbei den Barwert der Kosten und Erlöse der verschiedenen Lösungsoptionen aus Sicht des Netzbetreibers sowie aus volkswirtschaftlicher Sicht. Führt die regulatorische Behandlung unter der Annahme gleicher Kostenhöhe für eine neuartige und eine konventionelle Lösungsoption zu systematisch unterschiedlichen Erlösströmen (und damit zu unterschiedlichen Barwerten), besteht die Möglichkeit einer Verzerrung. Ergibt sich aus der regulatorischen Behandlung beispielsweise ein systematischer Nachteil für neuartige Lösungsoptionen, so würde ein Netzbetreiber die konventionelle Lösungsoption bevorzugen, auch wenn die Gesamtkosten für neuartige Lösungsoptionen geringer ausfallen – d.h. es besteht Potenzial für eine Verzerrung. Ob eine solche Verzerrung praxisrelevant ist, wird in Abschnitt 3.3.2 untersucht.

Es bestehen folgende Ansatzpunkte im heutigen Regulierungsrahmen für eine mögliche Verzerrung:

- Kosten werden zu unterschiedlichen Zeitpunkten erlöswirksam (Abschnitt 3.3.1.1),
- Kosten werden in unterschiedlicher Höhe erlöswirksam (Abschnitt 3.3.1.2),
- Unterschiedliche Behandlung von neuartigen und konventionellen Lösungsoptionen im Effizienzvergleich (Abschnitt 3.3.1.3), und
- Gewährung einer Verzinsung auf das eingesetzte Eigenkapital (Abschnitt 3.3.1.4).

3.3.1.1 Unterschiedliche Zeitpunkte der Erlöswirksamkeit

Die Anreizregulierung sieht je nach Kostenart folgende unterschiedliche Zeiträume vor, nach denen Kosten nach erstmaligem Anfall erlöswirksam werden:

- Beeinflussbare Betriebskosten: Gemäß dem Budgetprinzip der Anreizregulierung werden beeinflussbare Betriebskosten erstmals in der Regulierungsperiode nach Erfassen im Basisjahr

erlöswirksam. Der Zeitverzug zwischen erstmaligem Anfall und Erlöswirksamkeit beträgt somit zwischen 3 und 7 Jahren:

- 3 Jahre – die Kosten fallen im Basisjahr der folgenden Regulierungsperiode an (t-3), z. B. 2016 für die dritte Regulierungsperiode Strom (2019-2023);
- 7 Jahre – die Kosten fallen im Jahr nach dem Basisjahr der folgenden Regulierungsperiode an (t-3), z. B. 2017, und werden somit erst im Basisjahr 2021 für die vierte Regulierungsperiode Strom (2024-2028) erstmalig erfasst.

In der Gesamtbetrachtung eines Netzbetreibers führt das Budgetprinzip zu einem beständigen Erlösstrom. Für die hier untersuchte Einzelfallentscheidung zwischen konventionellen und neuartigen Netzmaßnahmen sind jedoch nur die zusätzlich entstehenden Erlöse und Kosten entscheidungsrelevant.

- Kapitalkosten: Kapitalkosten gelten prinzipiell als beeinflussbare Kosten, d.h. sie finden Eingang in den Effizienzvergleich – jedoch erst beim nächsten regulären Effizienzvergleich, d.h. je nach Zeitpunkt der Investition mit einem deutlichen Abstand – und unterliegen dem Produktivitätsfaktor. Ab der 3. Regulierungsperiode erfolgt mit dem Kapitalkostenabgleich (siehe Abschnitt 3.1.2) eine Abkehr vom Budgetprinzip bei den Kapitalkosten. Die getätigten Investitionen werden damit bereits im Jahr der Investition erlöswirksam und die Erlösobergrenze wird im Gegensatz zu beeinflussbaren Betriebskosten unterperiodisch angepasst.
- Dauerhaft nicht beinflussbare Betriebskosten: Betriebskosten, die im Katalog des § 11 Abs. 2 ARegV als dauerhaft nicht beeinflussbar anerkannt sind, werden spätestens nach 2 Jahren in voller Höhe erlöswirksam. Kosten für Einspeisemanagement (ESM), die in unserer Definition zu den Kosten neuartiger Lösungsoptionen zählen, werden im gleichen Jahr des Kostenanfalls (auf Plankostenbasis) erlöswirksam.
- Volatile Betriebskosten[11]: Betriebskosten, die als volatil anerkannt sind, unterliegen – ähnlich zu den Kapitalkosten – Effizienzanreizen, die Erlösobergrenze wird jedoch ohne Zeitverzug unterperiodisch angepasst. Volatile Kosten spielen für die von uns erfassten neuartigen Lösungsoptionen keine wesentliche Rolle, da nur Kosten für die Beschaffung von Treibenergie (Gas) und Verlustenergie (Strom) unter diese Kategorie fallen. Da weitere Kosten per Festlegung durch die Bundesnetzagentur in diese Kategorie fallen können, spielt sie

[11] Gem. §11 Abs. 5 ARegV gelten Kapitalkosten nicht als volatile Kosten.

jedoch für die in Kapitel 4 diskutierten regulatorischen Weiterentwicklungsoptionen eine Rolle.

Soweit die Entwicklungen von Kostenbestandteilen unterperiodisch ohne Zeitverzug in den Erlösobergrenzen berücksichtigt werden, etwa durch Behandlung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten (wie beim ESM) oder durch den Kapitalkostenabgleich, entstehen zu einem früheren Zeitpunkt Erlöse als bei einer Behandlung als beeinflussbare Kosten nach dem Budget-Prinzip. Dies resultiert in einem höheren Barwert (NPV), d.h. der Erlösstrom repräsentiert aus heutiger Sicht einen höheren monetären Wert. Mit Blick auf den zeitlichen Anfall wird ein Netzbetreiber in der betriebswirtschaftlichen Abwägung zwischen mehreren Alternativen mit gleichen Gesamtgewinnen (Summe aller Erlöse minus Summe aller Kosten) diejenige bevorzugen, die zu früheren Zeitpunkten Gewinne generiert.

Für die Abwägung zwischen neuartigen und konventionellen Lösungsoptionen bedeutet dies, dass tendenziell

- konventionelle Lösungsoptionen bevorzugt werden, da sie einen höheren Kapitalkostenanteil aufweisen als neuartige Lösungsoptionen, und
- ESM als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten anderen neuartigen Lösungsoptionen und ggf. gegenüber konventionellen Lösungsoptionen bevorzugt wird.

Diese Aussagen beschränken sich hier auf die zeitliche Erlöswirksamkeit. Weitere relevante Aspekte werden im Folgenden betrachtet.

3.3.1.2 Unterschiedliche Höhe der Erlöswirksamkeit

Neben dem unterschiedlichen zeitlichen Anfall kann die Einordnung in die unterschiedlichen Kostenkategorien einen Einfluss auf die Höhe der jährlichen Erlöse haben, sofern ein Netzbetreiber nicht 100% effizient ist. Dies kann anhand eines einfachen, illustrativen Beispiels für einen Netzbetreiber mit einer Effizienz von 90% dargestellt werden.

- Beeinflussbare Betriebskosten unterliegen individuellen Effizienzanreizen ab dem 1. Jahr der Erlöswirksamkeit. Für unser Beispiel bedeutet dies, dass die unterstellte Ineffizienz von 10% (bei einem Effizienzwert von 90%) innerhalb der Regulierungsperiode von 5 Jahren von der Erlösobergrenze abgezogen wird und daher im ersten Jahr nur 98%[12] der Kosten

[12] 100% der Kosten verringert um 1/5 der Ineffizienz von 10%, d.h. 100%-10%/5.

angesetzt werden können, im 2. Jahr 96%, usw. Um Gewinneinbußen zu vermeiden, muss der Netzbetreiber z.B. entsprechende Maßnahmen zur Reduzierung der Kosten ergreifen.

- Für einen effizienten Netzbetreiber (Effizienzwert 100%) gehen die Kosten dagegen in voller Höhe in die Erlösobergrenze ein, da hier keine weiteren Kostensenkungspotenziale angenommen werden.

Kapitalkosten unterliegen wie beeinflussbare Betriebskosten Effizienzanreizen. Im Unterschied zu Betriebskosten werden Kapitalkosten bis zur erstmaligen Erfassung im Effizienzvergleich aufgrund des Kapitalkostenaufschlags in voller Höhe berücksichtigt – es gilt eine Effizienzvermutung von 100 %. Erst in der Folgeperiode werden daher die Erlöse aufgrund etwaiger Ineffizienzen reduziert, analog zu beeinflussbaren Betriebskosten.

Für die Abwägung zwischen neuartigen und konventionellen Lösungsoptionen bedeutet dies, dass tendenziell

- ESM als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten ggü. konventionellen Maßnahmen aufgrund der Ausnahme von Effizienzanreizen bevorzugt wird,[13] (Abwägung dauerhaft nicht-beeinflussbare Opex vs. Capex),
- ESM als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten ggü. anderen neuartigen Maßnahmen aufgrund der schnelleren Erlöswirksamkeit und Ausnahme von Effizienzanreizen bevorzugt wird (Abwägung dauerhaft nicht-beeinflussbare Opex vs. beeinflussbare Opex), und
- konventionelle Maßnahmen ggü. neuartigen Maßnahmen, die nicht als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten behandelt werden, aufgrund der schnelleren Erlöswirksamkeit und anfänglichen Ausnahme von Effizienzanreizen bevorzugt werden (Abwägung Capex vs. beeinflussbare Opex).

Das oben genannte Beispiel abstrahiert von der Auswirkung neuartiger Maßnahmen auf den Effizienzwert des Netzbetreibers. Dies ist Gegenstand des nächsten Abschnitts.

[13] Dies gilt insbesondere aus Sicht eines ineffizienten Netzbetreibers insofern dieser durch die Wahl einer konventionellen Lösung keine Verbesserung seines zukünftigen Effizienzwertes erwartet.

3.3.1.3 Effizienzvergleich

Der Effizienzvergleich stellt Aufwands- und Vergleichsparameter gegenüber, um die Effizienz je Netzbetreiber zu ermitteln.

Die Ermittlung des Effizienzwertes erfolgt mithilfe statistischer Methoden[14] auf Basis folgender Parameter:

- **Aufwandsparameter** – Als Aufwandsparameter werden alle beeinflussbaren Kosten eines Netzbetreibers im Basisjahr herangezogen (§ 14 ARegV). Dies umfasst sowohl Betriebs- als auch Kapitalkosten eines Jahres. Als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten gehen bspw. ESM-Kosten nicht in den Effizienzvergleich ein. Die Kostendaten werden im Rahmen der Kostenprüfung durch die Bundesnetzagentur geprüft.
- **Vergleichsparameter** – Den Kosten werden im Effizienzvergleich Leistungsparameter gegenübergestellt, die die individuelle Versorgungsaufgabe und die Netzgebietseigenschaften eines Netzbetreibers reflektieren. Mögliche Vergleichsparameter sind bspw. die Anzahl der Anschluss- bzw. Zählpunkte, die Fläche des versorgten Gebiets und die Jahresarbeit oder Höchstlast. Geeignete Leistungsparameter müssen messbar sein und sollen idealerweise nicht durch Entscheidungen des Netzbetreibers beeinflusst werden (§ 13 Abs. 3 ARegV), d.h. exogene Parameter sind als Vergleichsparameter zu bevorzugen. Auf Basis von statistischen Analysen werden dann die geeigneten Vergleichsparameter mit dem größten Erklärungsgehalt ausgewählt.

Wenn im Effizienzvergleich Aufwands- oder Vergleichsparameter für konventionelle und neuartige Lösungsoptionen unterschiedlich behandelt werden, kann dies zu Verzerrungen bei der Wahl der effizienten Lösungsoption durch den Netzbetreiber führen. Hierfür gibt es folgende Ansatzpunkte:

- **Sonderstellung von Einspeisemanagementkosten** als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten – Die Kosten für neuartige und konventionelle Lösungsoptionen – sofern beeinflussbar – werden gleichbehandelt und gehen als Aufwandsparameter in den Effizienzvergleich ein.

[14] Insgesamt werden vier Modelle zur Ermittlung herangezogen, basierend auf der Dateneinhüllungsanalyse (DEA) und der stochastische Effizienzgrenzenanalyse (SFA). Aus den vier Effizienzwerten wird nach dem "Best-of-Four“-Prinzip der beste Wert als Effizienzwert für den Netzbetreiber angesetzt.

Eine Ausnahme unter den neuartigen Lösungen bildet ESM, dessen als dauerhaft nicht beeinflussbar anerkannte Kosten nicht in die Kostenbasis des Effizienzvergleichs eingehen.

- **Auswahl endogener Vergleichsparameter** – Um die individuelle Versorgungsaufgabe eines Netzbetreibers – und nicht dessen Maßnahmenwahl – zu reflektieren, sollten die Vergleichsparameter möglichst unabhängig bzw. exogen von den Entscheidungen des Netzbetreibers sein. Andernfalls würde die Wahl einer Lösungsoption, die einen Vergleichsparameter erhöht, als aufwändigere Versorgungsaufgabe missinterpretiert und würde den Effizienzwert tendenziell verbessern. Dies ist für zwei der in § 13 Abs. 3 ARegV aufgeführten möglichen Vergleichsparameter der Fall:
    - Leitungslänge – Wie oben beschrieben begünstigt Leitungslänge als Vergleichsparameter konventionelle ggü. neuartigen Lösungsoptionen. So führt bspw. eine Zubeseilung (Fallkonstellation 1, Tabelle 2.2) zu einem Anstieg der Leitungslänge, wohingegen die Leitungslänge bei der Wahl einer neuartigen Lösungsoption, z. B. Freileitungsmonitoring, unverändert bleibt. Dies führt dann zu einer Verzerrung zugunsten der konventionellen Lösungsoption, wenn diese im Vergleich zu neuartigen Lösungen teurer ist (dies ist in einigen Fallkonstellationen der Fall, siehe Bild 3.5), der Effizienzwert aber aufgrund der Berücksichtigung von Leitungslänge als Parameter sich nicht im Vergleich zur Wahl einer kosteneffizienteren Alternative verschlechtert.
    - Gemessene Spitzenlast – Der Einsatz netzdienlicher Flexibilitäten kann die gemessene Spitzenlast senken und würde sich damit nachteilig auf diesen Vergleichsparameter auswirken. Wird die Spitzenlast nicht für den Einsatz netzdienlicher Flexibilitäten korrigiert, führt dies zu einer Verzerrung zugunsten konventioneller Maßnahmen, z. B. einer Transformatorverstärkung, ggü. der neuartigen Lösungsoption, z. B. einer Ladesteuerung (Fallkonstellation 9, Tabelle 2.2).

3.3.1.4 Eigenkapitalzinssatz

Kapitalkosten setzen sich zusammen aus den Finanzierungskosten für das eingesetzte Eigen- und Fremdkapital, kalkulatorischen Abschreibungen und kalkulatorischer Gewerbesteuer.

Fremdkapitalkosten werden von den Regulierungsbehörden in tatsächlicher Höhe anerkannt, wenn diese kapitalmarktübliche Zinsen für vergleichbare Kreditaufnahmen nicht übersteigen.

Zur Refinanzierung des eingesetzten Eigenkapitals ermittelt die Bundesnetzagentur für jede Regulierungsperiode einen finanzmarktadäquaten Zins vor Steuern für das eingesetzte Eigenkapital, der sich aus einem Basiszins, einem Wagnisaufschlag und einem Steuerfaktor zusammensetzt (siehe Bild 3.6). Die Verzinsung des eingesetzen Kapitals kann sich nicht wie in anderen Branchen am Kapitalmarkt frei ergeben, da es sich beim Netzbetrieb um eine regulierte Branche ohne freien Wettbewerb handelt.

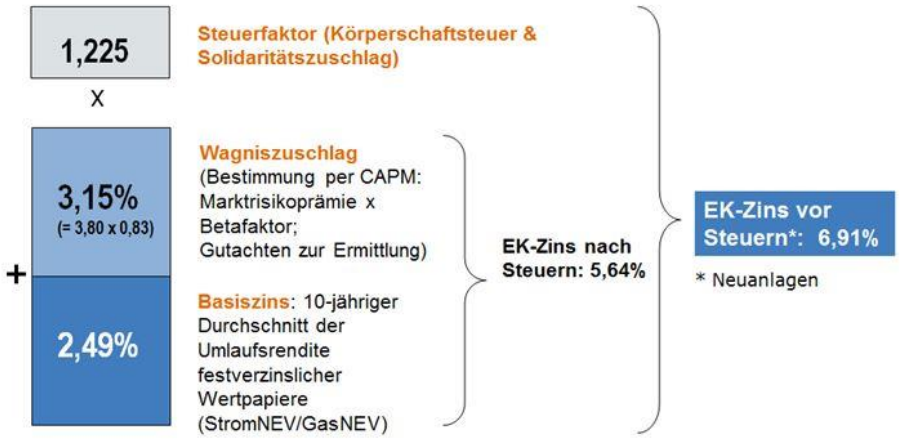


Bild 3.6: Kalkulatorischer Eigenkapitalzins für die dritte Regulierungsperiode

Quelle: Bundesnetzagentur

Bei der Bestimmung des Eigenkapitalzinssatzes berücksichtigt die Bundesnetzagentur, welcher Zins für das Branchenrisiko adäquat ist. Bei einem geringeren Zinssatz würden Investoren kein Geld bereitstellen, da Risiko und Rendite nicht im richtigen Verhältnis stünden. Ökonomisch spricht man in diesem Fall von Opportunitätskosten für die Bereitstellung des Kapitals. Bei Betriebskosten handelt es sich im Gegensatz zu Kapitalkosten um pagatorische Kosten, d.h. um echte, mit Auszahlungen verbundene Kosten, denen eine konkrete Leistung und damit ein Gegenwert gegenübersteht. Dafür ist naturgemäß keine Verzinsung vorgesehen.

Die Kostenanalyse hat gezeigt, dass konventionelle Lösungsoptionen einen höheren Kapitaleinsatz erfordern als neuartige Lösungen, u.a. auch in Form von Eigenkapital. In der politischen Debatte wird teilweise das Argument vorgebracht, Gewinne ließen sich nur durch Einsatz von Eigenkapital realisieren und der Regulierungsrahmen begünstige daher prinzipiell kapitalintensive Maßnahmen. Mehrere Gründe sprechen gegen diese These:

- Mit dem gewährten Eigenkapitalzinssatz soll kein „Gewinn“ erzielt werden, sondern die Unternehmen werden für ökonomische Kosten (hier Opportunitätskosten) kompensiert.
- Ein Gewinn wäre nur möglich, wenn der gewährte Eigenkapitalzins zu *hoch* angesetzt wäre. Dies würde bedeuten, dass der regulatorisch festgelegte Zinssatz *über* den am Kapitalmarkt erzielbaren Opportunitätskosten, also dem sachgerechten Kapitalmarktzinssatz liegen würde. Die Folge wäre eine ineffiziente Ausweitung des Kapitaleinsatzes bei regulierten Unternehmen. In der Literatur zur Regulierungsökonomie wird dies als Averch-Johnson-Effekt[15] bezeichnet. Allerdings fordern die regulierten Strom- und Gasnetzbetreiber in verschiedenen Gerichtsverfahren einen höheren Eigenkapitalzins als derzeit gewährt mit dem Argument, dieser Zinssatz sei nicht marktgerecht und damit zu *niedrig*.[16] Wäre dies der Fall, wären kapitalintensive konventionelle Lösungen benachteiligt, nicht begünstigt.
- Auch mit betriebskostenlastigen Maßnahmen lassen sich aufgrund des Budgetprinzips Gewinne erzielen, wenn Netzbetreiber ihre laufenden Kosten im Vergleich zum Niveau im Basisjahr senken können. Da Betriebskosten schneller verändert werden können als Kapitalkosten, ergeben sich hieraus nicht nur Risiken, sondern auch Chancen für Netzbetreiber.

Wir gehen in diesem Gutachten davon aus, dass der Eigenkapitalzins durch die Bundesnetzagentur marktgerecht ermittelt wird, so dass hiervon keine Fehlanreize – weder für zu hohe, noch für zu niedrige Kapitalquoten – ausgehen. Dementsprechend lassen sich hieraus keine Verzerrungen zugunsten konventioneller Lösungsoptionen ableiten.

3.3.2 Quantitative Analyse auf Basis praxisrelevanter Fallkonstellationen

In diesem Arbeitsschritt wird auf Basis von 9 Fallkonstellationen (siehe Kapitel 2) geprüft, ob die konzeptionell ermittelten Verzerrungen zwischen neuartigen und konventionellen technischen Lösungsoptionen in der Praxis relevant sind. Hierfür betrachten wir die Wirkung auf die tatsächlichen Kosten im Vergleich zu den zulässigen Erlösen auf Basis der Regulierungsformel

[15] Siehe H. Averch, L. L. Johnson (1962): “Behavior of the Firm Under Regulatory Constraint”, veröffentlicht in American Economic Review (52), S. 1052–1069.

[16] http://www.olg-duesseldorf.nrw.de/behoerde/presse/archiv/Pressemitteilungen_aus_2018/20180322_PM_Bundesnetzagentur/index.php (zuletzt abgerufen am 30.10.2018)

in der ARegV über den Zeitverlauf. Bei der Optimierungsentscheidung der Netzbetreiber gehen wir davon aus, dass der Netzbetreiber jene Option wählt, die im Zeitverlauf die höchste Rendite (aus Barwertsicht) verspricht.

Das hinterlegte Modell zur Bestimmung der regulatorischen Erlöse weist folgende Eigenschaften auf:

- Untersuchungsgegenstand ist der Vergleich zwischen konventionellen und neuartigen Einzelmaßnahmen bzw. Maßnahmenbündeln. Dies bedeutet, dass ausschließlich die jeweilige Lösungsoption für die jeweilige Fallkonstellation modelliert wird. Andere Netzbereiche, Overhead-Kosten etc. werden nicht in die Berechnungen mit einbezogen. Dies ermöglicht eine Modellierung losgelöst von den Spezifika eines individuellen Netzbetreibers (wie etwa dem Wert der sonstigen Assets und dem individuellen Effizienzwert), um allgemeingültige Aussagen abzuleiten. Der Effizienzwert des untersuchten generischen Netzbetreibers ist in der Modellierung fixiert. Daher macht die Modellierung keine Aussagen zur unmittelbaren Auswirkung des Effizienzvergleichs auf Anreize und Verzerrungen. Eine generalisierbare Aussage ist angesichts der vielfältigen Einflussfaktoren realer Fälle nicht möglich.
- Wir behandeln die Eigenkapitalverzinsung als „Kostenblock“. Wir sprechen von Kostendeckung, wenn die Erlöse gleich den Kosten (inklusive der Eigenkapitalverzinsung) sind. Ein möglicher Anreiz zur Überkapitalisierung (durch die Wahl kapitalintensiver konventioneller Lösungsoptionen) ergibt sich somit rein aus der unterschiedlichen Behandlung von Kapitalkosten und Betriebskosten, und nicht durch eine gewährte Überrendite auf Eigenkapitel (siehe Abschnitt 4.3.5 für eine weitere Diskussion).

Die hinterlegten Annahmen und die detaillierten Ergebnisse werden in den Anhängen A und C ausführlich beschrieben.

Bild 3.7 fasst die Ergebnisse der Modellierung zusammen:

Beginn der Maßnahme: 2019; Alter der ersetzten Assets: Assets mittel

#	Fall-konstellation	Alternativen	Effiziente Lösungsoption (VWL)	100% Effizienz: Lösungsoption gewählt (BWL)	100% Effizienz: Verzerrung	90% Effizienz: Lösungsoption gewählt (BWL)	90% Effizienz: Verzerrung
1	HS / I	ESM, FLM, LiF	LiF	ESM	Ja	ESM	Ja
2	HS / MS / I	ESM	KON	KON	Nein	ESM	Ja
3	MS / Lä. / U	ESM, rONT, LR	rONT	KON	Ja	ESM	Ja
4	MS / Lä. / I	ESM	KON	KON	Nein	ESM	Ja
5	MS / In. / U	ESM, rONT, LR	ESM	KON	Ja	ESM	Nein
6	MS / In. / I	ESM	ESM	KON	Ja	ESM	Nein
7	NS / U / 1Abg	ESM, rONT, LR	ESM	KON	Ja	rONT	Ja
8	NS / U / 2Abg	ESM, rONT, LR	ESM	KON	Ja	rONT	Ja
9a	L.St-1Trafo	LSt mit 1 Trafo	KON	KON	Nein	KON	Nein
9b	L.St.-2Trafo	LSt mit 2 Trafo	LSt	KON	Ja	KON	Ja

HS: Hochspannung, MS: Mittelspannung, NS: Niedrigspannung, I: Stromproblem, U: Spannungsproblem, Abg: Abgang, Lä.: ländlich, In.: intermediär, L.St: Ladesteuerung, ESM: Einspeisemanagement, FLM: Freileiter-Monitoring, LiF: Leistungsregulierung im Fehlerfall, rONT: regelbarer Ortsnetztrafo, KON: konventionelle Maßnahme

Bild 3.7: Ergebnisse des Regulierungsmodells im Überblick

- **Anreize** – Die Anreize im heutigen Regulierungsrahmen sind in den Spalten „Lösungsoption gewählt (BWL)“ dargestellt. Wie in Abschnitt 3.3.1.2 dargestellt, macht es anreiztheoretisch für einen Netzbetreiber einen Unterscheid, ob bestimmte Kosten grundsätzlich dem Effizienzvergleich unterliegen. Um den Einfluss des Effizienzwertes auf die Anreize näherungsweise abbilden zu können, führen wir eine Sensitivitätsrechnung mit einem Netzbetreiber mit einem Effizienzwert von 90% durch. Die Wahl der Maßnahme hat innerhalb der Modellierung selbst jedoch keinen Rückkopplungseffekt auf den Effizienzwert, wie man es in der Realität erwarten würde.[17] Anders formuliert: das Modell berechnet nicht für jede einzelne Maßnahme die Auswirkung auf den Effizienzwert. Dies ist nicht möglich, weil der Effizienzvergleich alle Netzbetreiber immer gesamthaft betrachtet, um die verschiedensten Wechselwirkungen berücksichtigen zu können. Die Sensitivitätsrechnung bildet daher ab, welche Konsequenzen ein Effizienzwert von weniger als 100% für die Anreize des Netzbetreibers hat.
    - Ein Netzbetreiber mit einem (erwarteten) Effizienzwert von 100% hat einen überwiegenden Anreiz in konventionelle Lösungsoptionen zu gehen, da hier Kosten unmittelbar erlöswirksam werden und aufgrund der 100%-igen Effizienz keine Abschläge für Ineffizienzen vorgenommen werden. Neuartige Maßnahmen werden aufgrund der Behandlung als beeinflussbare Kosten zu einem späteren Zeitpunkt erlöswirksam, was den Barwert aus heutiger Sicht verringert (Zinseffekt). Dies gilt

[17] Ein Netzbetreiber, der systematisch teure Lösungsoptionen wählt, müsste mit zukünftig schlechteren Effizienzwerten rechnen und umgekehrt.

in unserer Definition der Fallkonstellationen auch für die Lösungsoption Einspeisemanagement (ESM), da hier zusätzliche beeinflussbare Kostenanteile für IKT[18] anfallen. Fallkonstellation 1 ist die einzige Variante, in der sich der modellierte Netzbetreiber für eine neuartige Lösungsoption (grün markiert), ESM, entscheidet, da hier vom Absolutbetrag die geringsten beeinflussbaren Betriebskosten anfallen. In allen weiteren betrachteten Fallkonstellationen fällt die betriebswirtschaftliche Entscheidung zu Gunsten des konventionellen Netzausbaus (rot markiert) aus.

- Für einen ineffizienten Netzbetreiber (hier als Annahme 90%) werden die Anreize maßgeblich durch die Ausnahme der ESM-Kosten von Effizienzanreizen bestimmt: in 6 von 9 Fallkonstellationen wird ESM gewählt (in 5 davon hatte ein effizienter Netzbetreiber die konventionelle Lösungsoption bevorzugt). In Fallkonstellationen 7 und 8 wird statt der konventionellen Lösung der rONT gewählt, da hier weniger beeinflussbare Betriebskosten anfallen als bei ESM.

- **Verzerrung** – In Bild 3.7 sind in den Spalten „Effiziente Lösungsoption (VWL)“ diejenigen Lösungsoptionen markiert, welche innerhalb der Fallkonstellation die niedrigsten Gesamtkosten aufweisen. Eine Verzerrung liegt vor, wenn der Netzbetreiber in einer Fallkonstellation aus betriebswirtschaftlicher Sicht den Anreiz hat, eine Lösungsoption zu wählen, die nicht gleichzeitig die kosteneffiziente Alternative ist. Die ist also immer dann der Fall, wenn es neben der Lösungsoption mit den niedrigsten Gesamtkosten eine relevante alternative Lösungsoption gibt, mit der ein Netzbetreiber im heutigen Regulierungsrahmen ein besseres Betriebsergebnis erzielt.

  - Für einen effizienten Netzbetreiber treten in 6 Fallkonstellationen Verzerrungen zu Gunsten des konventionellen Netzausbaus auf (FK 3, 5-8, 9b). Hier ist jeweils eine der neuartigen Lösungen die kostengünstigste Lösungsoption. In den Fallkonstellationen 3, 5, 7 und 8 sind die Kostenunterschiede für die neuartigen Lösungen ESM und rONT relativ gering (siehe Bild 3.5), so dass die kosteneffiziente Lösungsoption im Einzelfall variieren kann. Gewählt wird aber aufgrund eines besseren Betriebsergebnisses der konventionelle Netzausbau. In einer Fallkonstellation (FK 1) gibt es eine Verzerrung zwischen zwei neuartigen Lösungsoptionen. Hier wäre LiF die

[18] Dies umfasst einmalig anfallende Kosten für die Anbindung und jährlich anfallende Betriebskosten für die Datenkommunikation.

kosteneffiziente Lösungsoption. Auf Basis des betriebswirtschaftlichen Ergebnisses würde sich ein Netzbetreiber aber für ESM entscheiden, da hier auch unter Berücksichtigung von IKT-Kosten vom Absolutbetrag die geringsten beeinflussbaren Betriebskosten anfallen. In den Fallkonstellationen 2, 4 und 9a ist der aus betriebswirtschaftlicher Sicht optimale konventionelle Netzausbau gleichzeitig auch kosteneffizient, so dass hier keine Verzerrungen auftreten.

- Für einen 90%-effizienten Netzbetreiber treten ebenfalls in 7 Fallkonstellationen Verzerrungen (FK 1-4, 7-8, 9b) auf, hier allerdings in der Regel zugunsten von Einspeisemanagement.

Die Analyse zeigt zum einen, dass im heutigen Regulierungsrahmen Verzerrungen auftreten können. Zum andern wird deutlich, dass die Verzerrungen in der Regel zu Lasten von neuartigen, Opex-lastigen Lösungsoptionen gehen mit Ausnahme von ESM, das von Netzbetreibern mit einem Effizienzwert unter 100% bevorzugt werden dürfte.

Die Modellierung ist eine wichtige Ergänzung zur konzeptionellen Analyse in Abschnitt 3.3.1. Bei der Interpretation der Modellergebnisse sind jedoch folgende Punkte zu berücksichtigen:

- **Heterogenität in der Praxis** – Die Modellierung auf Basis von 9 repräsentativen Fallkonstellation kann nicht die Heterogenität aller relevanten technischen und betriebswirtschaftlichen Kenngrößen für die mehr als 800 Verteilernetzbetreiber Strom in Deutschland abbilden. So können beispielsweise lokal höhere Kosten für ESM auftreten, so dass die Wahl einer konventionellen Lösung in diesen Fällen effizient sein kann. Die Modellierung zeigt exemplarisch die Effekte und Verzerrungen auf, die aufgrund der unterschiedlichen regulatorischen Behandlung bestimmter Kostenarten entstehen.
- **Rolle des Effizienzvergleichs** – Für die Modellierung haben wir unterstellt, dass der zukünftige Effizienzwert nicht durch die Wahl der Lösungsoption beeinflusst wird, d.h. der Effizienzwert wurde in unserer Analyse fixiert. Dies mag vielleicht für eine Einzelfallbetrachtung eine angemessene Näherung sein, nicht jedoch für eine systematische Wahl ineffizienter Lösungsoptionen. Durch den fiktiven Wettbewerb würde ein Netzbetreiber, der systematisch ineffiziente Lösungsoptionen wählt, durch einen Abschlag auf den Effizienzwert „bestraft“, sofern die Kosten in den Effizienzvergleich eingehen.

3.4 Fazit – Handlungsbedarf im bestehenden Regulierungsrahmen

Aus der Analyse der regulatorischen Behandlung unterschiedlicher Kostenarten im heutigen Regulierungsrahmen und der Modellierung lassen sich folgende Kernbotschaften und Ansatzpunkte für eine Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens ableiten:

- **Kostenstruktur und Kostenhöhe** – Neuartige Lösungsoptionen können kosteneffiziente Alternativen zum konventionellen Netzausbau sein. Dies haben unsere Untersuchungen von 9 praxisrelevanten Fallkonstellationen gezeigt. Neuartige und konventionelle Lösungsoptionen unterscheiden sich dabei systematisch hinsichtlich ihrer Kostenstruktur: Neuartige Lösungsoptionen weisen einen höheren Betriebskostenanteil (Opex-Anteil) auf als konventionelle Lösungsoptionen. Die Höhe des potenziellen Kostenvorteils von neuartigen Lösungsoptionen hängt dabei von verschiedenen einzelfallabhängigen Faktoren und den spezifischen Kosten der betrachteten Lösungen ab. Beispielsweise sind neuartige Lösungsoptionen (insbesondere Einspeisemanagement) vor allem dann effizient, wenn die andernfalls zu ersetzenden Assets (Netz, Transformatoren) lange Restnutzungsdauern haben. Lösungen mit Einsatz nutzerseitiger Flexibilitäten sind umso kostengünstiger, je geringer die spezifischen Kosten der Flexibilität sind, im Falle des Einspeisemanagements also die volkswirtschaftlichen Kosten der Abregelung. Hierfür wurde in dieser Untersuchung ein relativ optimistischer Wert angesetzt, der sich an den kurz- bis mittelfristig absehbaren Kosten neuer EE-Anlagen orientiert (Details zur Parametrierung s. Anhang A.2 und A.3). Ein höherer oder niedrigerer Kostenansatz für diese oder andere Flexibilitätsoptionen würde den Bereich, in dem deren Einsatz Kostenvorteile bietet, einschränken bzw. erhöhen. Abhängig von der Größe des Engpassproblems und anderen fallabhängigen Einflussfaktoren würden sich aber auch dann Fälle ergeben, in denen diese Lösungsoption aus gesamtwirtschaftlicher Sicht effizient ist.

- **Anreize im heutigen Regulierungsrahmen** – Netzbetreiber haben im heutigen Regulierungsrahmen aufgrund des Kapitalkostenabgleichs tendenziell einen Anreiz, konventionelle Lösungsoptionen zu bevorzugen. Anreize für neuartige Lösungsoptionen bestehen vor allem für Einspeisemanagement aufgrund der Sonderstellung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten, die keinen Effizienzanreizen unterliegen.

- **Verzerrungen im heutigen Regulierungsrahmen** – Es kommt im heutigen Regulierungsrahmen aus Anreizsicht zu Verzerrungen zwischen konventionellen und neuartigen Lösungsoptionen. Aufgrund der betriebswirtschaftlichen Anreize bevorzugen Netzbetreiber

auch dann konventionelle Lösungsoptionen, wenn neuartige Lösungen kosteneffizient wären. Es kann jedoch auch zu Verzerrungen zwischen unterschiedlichen Lösungsoptionen kommen aufgrund der Sonderstellung von Einspeisemanagement, das als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten keinen Effizienzanreizen unterliegt. Unter den von uns gemachten Modellierungsannahmen ist Einspeisemanagement eine kosteneffiziente Ergänzung zum konventionellen Netzausbau, insbesondere wenn hierdurch ein vorzeitiger Ersatz von Assets mit relativ langen Restnutzungsdauern vermieden werden kann (siehe Anhang C.2 zu weiteren Details). Die fehlenden Anreize aufgrund der heute als dauerhaft nicht beeinflussbar behandelten Einspeisemanagementkosten stellen allerdings nicht sicher, dass die Höhe der Kosten einen Einfluss auf die betriebswirtschaftliche Entscheidung eines Netzbetreibers für oder gegen Einspeisemanagement als Lösungsoption hat.

- Um die Größenordnung möglicher Verzerrungen abzuschätzen, sind in Bild 3.8 Größenordnungen der monetären Verzerrung und erwartete Fallzahlen aufgeführt. Die horizontale Ausdehnung gibt für die betrachteten Spannungsebenen an, wie häufig Fälle entsprechend der hier betrachteten Fallkonstellationen deutschlandweit bis zum Jahr 2030 ungefähr erwartet werden können. Die Größenordnung dieser Fallzahlen lässt sich grob aus dem in Abschnitt 2.4.2 abgeschätzten Anteil betroffener an gesamter Netzmenge Deutschlands (Tabelle 2.1) und des Betriebsmittelumfangs (z. B. Leitungslänge oder Stationszahlen) der jeweiligen Fallkonstellationen (s. Anhang B) herleiten. Die vertikale Ausdehnung zeigt die Größenordnung der ermittelten Kostenunterschiede der volkswirtschaftlich kostengünstigsten und der betriebswirtschaftlich vorteilhaftesten Lösungsoption (s. Bild 3.5).

Insgesamt lassen sich hieraus folgende Indikationen für mögliche Verzerrungen ableiten:

- Die Häufigkeit der Fallzahlen (horizontale Achse in Bild 3.8), nimmt zu höheren Spanungsebenen hin ab. Auch wenn die Verzerrungen pro Fallkonstellation in der Hoch- und teilweise auch in der Mittelspannung hohe Absolutbeträge aufweisen können, fallen sie bei einer Gesamtbetrachtung weniger stark ins Gewicht.
- Die Angaben in Bild 3.8 beziehen sich auf den bis zum Jahr 2030. Da der Handlungsbedarf für Verteilnetzbetreiber durch den kontinuierlichen Zubau von dezentrale Erzeugungsanlagen bzw. Anschluss von Lasten (v.a. Elektrofahrzeugen) getrieben wird, baut sich die monetäre Wirkung der potenziellen Verzerrungen im Zeitverlauf sukzessive auf.

- Die dargestellten Bandbreiten zeigen, dass bei einzelnen Fallkonstellationen kleinere monetäre Verzerrungen (vgl. vertikale Achse in Bild 3.8) auftreten, die jedoch aufgrund hoher erwarteter Fallzahlen (vgl. horizontale Achse in Bild 3.8) in Summe mehrere Millionen Euro betragen können, und sich insgesamt über alle betrachteten Fallkonstellationen bis zum Jahr 2030 kumuliert Verzerrungen von bis zu mehreren Hundert Millionen Euro ergeben können. Dabei ist zu berücksichtigen ist, dass die Modellergebnisse die hochgradig heterogenen Situationen der Netze naturgemäß nur in grober Näherung abbilden können.

Unsere Analyse zeigt, dass der gegenwärtige Regulierungsrahmen Netzbetreiber in bestimmten Fallkonstellationen anreizen kann, volkswirtschaftlich ineffiziente Lösungen zu bevorzugen. Da die volkswirtschaftlichen Verzerrungen im Zeitverlauf erheblich sein können, ist eine Diskussion dahingehend notwendig, wo Handlungsbedarf bestehen kann. Im folgenden Kapitel werden auf Basis der vorstehenden Ergebnisse Weiterentwicklungsoptionen des Regulierungsrahmens untersucht.

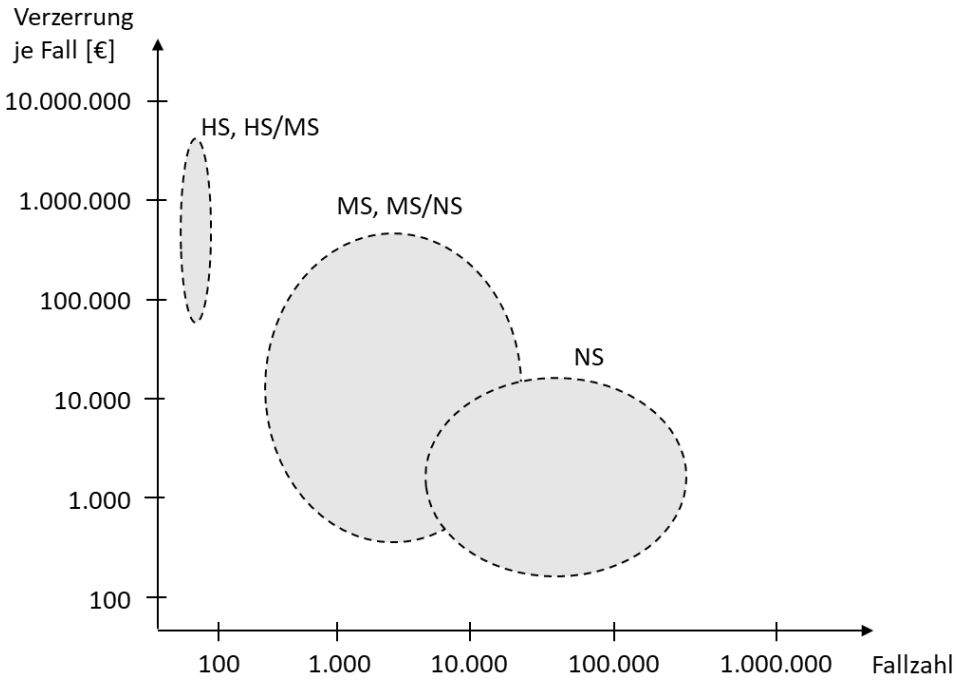


Bild 3.8: Größenordnungen des Auftretens der Fallkonstellationen bis zum Jahr 2030

4 Weiterentwicklungsoptionen des Regulierungsrahmens

In diesem Kapitel untersuchen wir mögliche Weiterentwicklungsoptionen im Regulierungsrahmen, um den in Abschnitt 3.4 ermittelten Verzerrungen im bestehenden Regulierungsrahmen entgegenzuwirken.

Wir gehen hierzu in diesem Kapitel in folgenden Schritten vor:

- **Abschnitt 4.1** gibt einen Überblick über die untersuchten Weiterentwicklungsoptionen
  - mit Ansatzpunkten aus den in Abschnitt 3.4 ermittelten Verzerrungen im bestehenden Regulierungsrahmen; und
  - unterteilt in Einzelmaßnahmen und langfristigere, grundlegendere Anpassungen des Regulierungssystems.
- In **Abschnitt 4.2** werden Kriterien vorgestellt, auf deren Basis die untersuchten Weiterentwicklungsoptionen bewertet werden.
- In **Abschnitt 4.3** nehmen wir die Bewertung möglicher regulatorischer Einzelmaßnahmen vor; hierbei unterscheiden wir zwischen Maßnahmen
  - zur Anpassung der zeitlichen Erlöswirksamkeit von Kapital- und/oder Betriebskosten;
  - zur Anpassung von Renditen;
  - zur Anpassung von Effizienzanreizen; sowie
  - zur Anpassung in der Netzentgeltsystematik.
- In **Abschnitt 4.4** erfolgt anschließend die Bewertung möglicher längerfristiger, grundlegender Anpassungen des Regulierungssystems; und
- **Abschnitt 4.5** fasst die wichtigsten Schlussfolgerungen aus der Bewertung der regulatorischen Handlungsoptionen zusammen.

4.1 Überblick über die untersuchten Weiterentwicklungsoptionen

4.1.1 Anknüpfungspunkt/Zielsetzung für Weiterentwicklungsoptionen

Anknüpfungspunkt für die Auswahl der Weiterentwicklungsoptionen sind die in Kapitel 3 identifizierten Verzerrungen im heutigen Regulierungsrahmen:

- **Unterschiedlicher Budgetansatz für Kapital- und Betriebskosten** – Durch den Kapitalkostenabgleich wird bei einer Veränderung der (als beeinflussbar behandelten) Kapitalkosten eine unterperiodische Anpassung der Erlösobergrenze vorgenommen. Für beeinflussbare Betriebskostenanteile wird das Budget für die laufendende Periode hingegen auf Basis der Kosten im jeweiligen Basisjahr bestimmt und innerhalb der Periode nicht angepasst.
- **Unterschiedliche Effizienzanreize** – Kosten für ESM werden als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten definiert und anerkannt (§ 11 Abs. 2 Nr. 17 ARegV) und unterliegen damit – im Gegensatz zu vorübergehend nicht beeinflussbaren sowie beeinflussbaren Kosten (sowohl für konventionelle als auch andere neuartige Lösungsoptionen) – keinen Effizienzanreizen. Darüber hinaus werden die hierauf entfallenden Erlösanteile jährlich an die tatsächlichen Kosten angepasst und unterliegen somit nicht dem Budgetprinzip.
- **Unterschiedliche Behandlung im Benchmarking –** Die Wahl der Vergleichsparameter im Effizienzvergleich (Benchmarking) bevorzugte (bislang) tendenziell konventionelle Netzausbauten gegenüber neuartigen Lösungsoptionen, insbesondere wenn z. B. die tatsächliche Leitungslänge als Vergleichsparameter enthalten ist oder die Jahreshöchstlast nach Einsatz von neuartigen Lösungsoptionen (wie Flexibilitätskontrahierung) gemessen wird.

Folgende Anknüpfungspunkte werden im Folgenden nicht näher berücksichtigt:

- **Aktivierungsregeln** – Die Aktivierungsregeln geben an, unter welchen Bedingungen Kosten (z. B. für IKT-Anbindung) als Betriebskosten oder als Kapitalkosten behandelt werden. Der Ansatzpunkt liegt hier im Bilanzierungs-/Steuerrecht, das nicht Gegenstand des Berichtes ist. Gegenstand dieses Berichts ist das Regulierungsrecht.
- **Qualitätsregulierung** – Die Qualitätsregulierung soll vom Ansatz her ein hohes Versorgungsqualitätsniveau belohnen bzw. ein geringes bestrafen (§19 ARegV). Die Qualitätsregulierung wird in diesem Gutachten nicht als Anknüpfungspunkt für

Weiterentwicklungsoptionen des Regulierungsrahmens betrachtet, um Anreize für den Einsatz bestimmter neuartiger Lösungsoptionen zum Netzmanagement zu setzen.

4.1.2 Einzelmaßnahmen vs. Systemanpassungen

Die Anknüpfungspunkte können durch Maßnahmen mit ganz unterschiedlicher Eingriffstiefe und konzeptioneller Kompatibilität mit der aktuellen Anreizregulierung adressiert werden. Zur besseren Vergleichbarkeit nehmen wir daher eine Unterteilung der Bewertung in folgende Kategorien vor:

- **Einzelmaßnahmen** – d.h. regulatorische Lösungsansätze, die gedanklich/konzeptionell an einzelnen Ausgestaltungsparametern der aktuellen Anreizregulierung ansetzen und die sich prinzipiell relativ kurzfristig, d.h. nur durch Änderungen auf Verordnungsebene, umsetzen lassen; und
- **Anpassungen des Regulierungssystems** – regulatorische Lösungsansätze mit größerer Eingriffstiefe bzw. einer grundlegenderen Neuausrichtung des aktuellen Regulierungsrahmens. Hierbei kann es sich um eine Kombination von Einzelmaßnahmen und/oder um eine grundlegende Änderung der Konzeptionierung des Regulierungssystems handeln. Bei grundlegenden Änderungen des Regulierungssystems werden zudem i.d.R. Zielsetzungen verfolgt, die über die Verminderung oder Beseitigung von Verzerrungen der Anreizwirkung unterschiedlicher Kostenarten hinausreichen. Insofern sind bei der Analyse und Beurteilung grundlegenderer Anpassungen des Regulierungssystems Kriterien anzulegen, die über die in diesem Gutachten betrachteten Themenfelder (Anreizwirkung unterschiedlicher Behandlung von Kostenarten) hinausgehen.

Im Folgenden gehen wir sowohl auf Einzelmaßnahmen als auch auf mögliche Anpassungen des Regulierungssystems ein. Bei letzterem beschreiben wir mögliche positive und negative Wirkungen auf weitere Ziele der Anreizregulierung lediglich kursorisch. Es sei bereits hier darauf hingewiesen, dass eine umfassende Umgestaltung des deutschen Regulierungssystems für Strom- und Gasnetzbetreiber einer umfassenderen und detaillierteren Folgenabschätzung unterzogen werden müsste, als es im Rahmen dieses Gutachtens möglich ist.

4.2 Bewertungskriterien

Die Bewertung der regulatorischen Weiterentwicklungsoptionen erfolgt anhand der folgenden Kriterien:

- Effizienz/Anreizwirkung
    - Werden die richtigen Anreize gesetzt?
    - Wie zielgenau ist eine untersuchte Lösungsoption?
    - Wird Technologieneutralität erreicht, d.h. wird ein „Level Playing Field“ unter den Netzmaßnahmen geschaffen?
    - Besteht die Gefahr des „Moral Hazard“, d.h. haben die regulierten Unternehmen einen Anreiz, asymmetrische Informationen (Informationen, über die die Regulierungsbehörde nicht verfügt) zu ihrem Vorteil auszunutzen?
- Praktikabilität
    - Sind die erforderlichen Parameter bestimmbar?
    - Sind die erforderlichen Daten zugänglich bzw. mit adäquatem Aufwand beschaffbar?
- Wirtschaftliche Auswirkungen auf die Akteure (Verteilungseffekte)
    - Wie beeinflussen die Lösungsoptionen die Verteilung von Renten zwischen Netzbetreibern und Netznutzern?
    - Wie sind die Verteilungseffekte innerhalb der Gruppe der Netzbetreiber?
- Indirekte Wirkungen auf die Regulierungssystematik und andere Regulierungsparameter (positiv/negativ)
    - Werden die Ziele der Anreizregulierung gestärkt oder geschwächt?
    - Bestehen positive oder negative Effekte auf die Wirksamkeit anderer Parameter in der Anreizregulierung?
- Umsetzbarkeit
    - Sind die Maßnahmen im Rahmen der heutigen ARegV leicht umsetzbar?
    - Erfordern die Maßnahmen Anpassungen in der Verordnung zur Anreizregulierung?

- Sind Anpassungen in anderen Verordnungen (z. B. Netzentgeltverordnung) erforderlich?
- Erfordern die Maßnahmen die Anpassung von Gesetzestexten (insb. des EnWG)?

4.3 Bewertung möglicher Einzelmaßnahmen im bestehenden Regulierungsrahmen

In diesem Abschnitt untersuchen wir mögliche Einzelmaßnahmen, die die in Kapitel 3 identifizierten möglichen Verzerrungen im Regulierungsrahmen grundsätzlich adressieren können. Die einzelnen Weiterentwicklungsoptionen lassen sich (weitgehend) entlang der in Kapitel 3 beschriebenen Problemfelder systematisieren:

Einzelmaßnahmen zur Anpassung der zeitlichen Erlöswirksamkeit

- Abschaffung Kapitalkostenabgleich (Abschnitt 4.3.1)
- Betriebskostenabgleich (Abschnitt 4.3.2)
- Einordnung von Kosten für neuartige Lösungsoptionen als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten (Abschnitt 4.3.3)
- Einordnung von Kosten für neuartige Lösungsoptionen als volatile Kosten (Abschnitt 4.3.4)

Einzelmaßnahmen zu Renditeanpassungen

- Einführung einer zusätzlichen Rendite für Betriebskosten („Opex-Rendite“[19], Abschnitt 4.3.5)

Einzelmaßnahmen zu Effizienzanreizen

- Anpassung der Vergleichsparameter im Effizienzvergleich (Abschnitt 4.3.6)

[19] Davon abgegrenzt ist die sogenannte „Opex-Pauschale“ bzw. Betriebskostenpauschale, die einen prozentualen Aufschlag für Betriebskosten auf Kapitalkosten gewährt. Hier wäre die Wirkrichtung kontraproduktiv, da ein zusätzlicher Aufschlag auf Kapitalkosten insbesondere konventionellen Maßnahmen zu Gute käme, die einen höheren Kapitalkostenanteil aufweisen.

Einzelmaßnahmen in der Tarifierung

- Flexibilitätsanreize über Netzentgelte (Abschnitt 4.3.7)

4.3.1 Abschaffung Kapitalkostenabgleich

4.3.1.1 Anknüpfungspunkt/Zielsetzung

Im aktuellen Regulierungsrahmen bestehen Unterschiede im Budgetansatz für beeinflussbare Kapital- und Betriebskosten. Durch eine mögliche Abschaffung des Kapitalkostenabgleichs käme der gleiche Budgetansatz bei Kapitalkosten und Betriebskosten wieder zur Anwendung.

Zu beachten ist, dass der Kapitalkostenabgleich erst mit der letzten Novelle der Anreizregulierung eingeführt wurde. Inwieweit vor diesem Hintergrund eine Abschaffung des Kapitalkostenabgleichs politisch durchsetzbar wäre oder aber nur eine theoretische Option darstellt, soll an dieser Stelle nicht beurteilt werden. Konzeptionell wäre ein solcher Schritt allerdings denkbar, weshalb die Lösungsoption hier gelistet und im Folgenden analysiert wird.

4.3.1.2 Ausgestaltungsoptionen

Mit der Abschaffung des Kapitalkostenabgleichs würden die Kapitalkostenaufschläge für tatsächliche, unterperiodische Investitionstätigkeit des Netzbetreibers innerhalb der Regulierungsperiode (mit Bezug auf den aktuellen Bestand der betriebsnotwendigen Anlagegüter) wieder abgeschafft.

Allerdings wurde der Kapitalkostenaufschlag eingeführt, u.a. um Kostenauswirkungen von sich erweiternden oder ändernden Versorgungsaufgaben der Netzbetreiber innerhalb der Regulierungsperioden erfassen zu können. Mit einer Abschaffung des Kapitalkostenausgleichs müsste entsprechend anderweitig ein entsprechendes Element im Budgetansatz geschaffen werden. Dies könnte z. B. durch die Wiedereinführung eines (ggf. reformierten) Erweiterungsfaktors erfolgen.

4.3.1.3 Wirkanalyse

Die Maßnahme würde voraussichtlich mit folgenden Auswirkungen einhergehen:

- Effizienz/Anreizwirkung:
    - Durch die Gleichstellung zwischen Opex und Capex bei der zeitlichen Wirksamkeit neuer Kosten in der Erlösobergrenze werden Verzerrungen zugunsten kapitalintensiverer Lösungsoptionen abgebaut. Gleichzeitig erhöht sich die mit der ARegV ursprünglich intendierte Anreizwirkung, durch Kostenunterschreitungen gegenüber dem gewährten Budget zusätzliche Gewinne zu erzielen. Diese Anreizwirkung bezieht sich dann wieder sowohl auf Opex als auch auf Capex.
    - Damit würde zwischen verschiedenen Lösungsoptionen, die unterschiedlich ausgeprägt kapitalkostenlastig bzw. betriebskostenlastig sind, grundsätzlich Technologieneutralität hergestellt. Dies gilt allerdings nicht für betriebskostenlastige Lösungsoptionen, die als volatile oder dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten (z. B. Kosten des Einspeisemanagements) definiert werden. Diese Kosten können weiterhin während der Regulierungsperiode in Ansatz gebracht werden.
- Praktikabilität:
    - Die Praktikabilität eines Systems ohne Kapitalkostenabgleich zeigt sich aufgrund der jahrelangen Regulierungspraxis vor Reform der Anreizregulierung.
- Auswirkung auf Wirtschaftsakteure:
    - Durch den Abbau von Verzerrungen zugunsten kapitalintensiver Lösungsoptionen werden die Netzkosten und somit die Erlösobergrenzen gesenkt.
    - Netzbetreiber mit steigendem Investitionsbedarf werden durch die Rücknahme der privilegierten Behandlung von Capex tendenziell schlechter als im derzeitigen Ordnungsrahmen gestellt, sofern kein alternatives Element im Budgetansatz (z. B. ggf. reformierter Erweiterungsfaktor) eingeführt wird. Die Chancen und Risiken der Anreizwirkungen der ARegV würden sich dann wieder auf die Gesamtkosten (Totex) beziehen.

- Indirekte Auswirkung auf das Regulierungssystem:
    - Der Wegfall eines erst kürzlich eingeführten Instruments zur Sonderbehandlung für Capex dürfte das Vertrauen der Netzbetreiber in einen stabilen Regulierungsrahmen mindern.
- Umsetzbarkeit:
    - Die Abschaffung des Kapitalkostenabgleichs würde eine Anpassung der ARegV erfordern.

4.3.1.4 Fazit

Die durch den Kapitalkostenabgleich ausgelöste Ungleichbehandlung von Opex und Capex in der Erlösobergrenze kann durch Abschaffung des Kapitalkostenabgleichs beseitigt werden. Inwieweit eine Abschaffung des Kapitalkostenabgleichs – bei gleichzeitiger (Wieder-) Einführung von Instrumenten wie dem Erweiterungsfaktor für die Anpassung von Erlösobergrenzen innerhalb der Regulierungsperiode – umsetzbar ist, ist eher eine politische als eine ökonomische Fragestellung.

4.3.2 Betriebskostenabgleich

4.3.2.1 Anknüpfungspunkt/Zielsetzung

Im aktuellen Regulierungsrahmen bestehen Unterschiede im Budgetansatz von beinflussbaren Kapital- und Betriebskosten (unterschiedliche „Zeitpunkte“ der Erlöswirksamkeit). Durch einen Betriebskostenabgleich (ähnlich zum aktuell geltenden Kapitalkostenabgleich) würde dieser Unterschied reduziert oder sogar vollständig behoben.

4.3.2.2 Ausgestaltungsoptionen

Durch einen Betriebskostenabgleich würde den Unternehmen gestattet, Änderungen in den Betriebskosten, die während einer Regulierungsperiode auftreten, bereits während der Periode in der Erlösobergrenze zum Ansatz zu bringen, d.h. nicht erst über die Kostenerfassung zum Basisjahr zu Beginn der folgenden Regulierungsperiode.

Bei der Ausgestaltung eines Betriebskostenabgleichs gibt es folgende Optionen:

- **Global vs. selektiv** – Der Betriebskostenabgleich kann für alle Betriebskosten eingeführt werden (global) oder nur für bestimmte Betriebskostenkategorien (selektiv), z. B. Opex in Verbindung mit neuartigen Lösungsoptionen wie etwa Kosten für die erzeugungs- oder lastseitige Flexibilitätsnutzung zur Entlastung des Netzes.
- **Symmetrisch vs. asymmetrisch** – Der Betriebskostenabgleich kann entweder nur für einen Anstieg der Betriebskosten gelten (asymmetrisch) oder auch Kosteneinsparungen innerhalb der Regulierungsperiode berücksichtigen (symmetrisch).
- **Plan- vs. Ist-Kostenansatz** – Der Betriebskostenabgleich kann entweder
    - zunächst auf Plankostenbasis erfolgen, um Kostenschwankungen zeitnah in der Erlösobergrenze abzubilden. Abweichungen zu den Ist-Kosten würden wie beim Kapitalkostenabgleich über das Regulierungskonto ausgeglichen; oder
    - auf Ist-Kosten-Basis erfolgen – dies würde zur Aufrechterhaltung eines Teils des Zeitverzugs führen.

Ein zentraler Aspekt eines Betriebskostenabgleichs im derzeitigen Anreizsystem im Hinblick auf die Wirksamkeit von Effizienzanreizen ist die Unterscheidbarkeit zwischen bestehenden und neu entstehenden Betriebskosten (analog zum Vorgehen beim Kapitalkostenabgleich). Andernfalls kann nicht zwischen Kostenentwicklungen bei bestehenden Betriebskosten und dem Anfall neuer Betriebskosten differenziert werden.

Dieser Sachverhalt kann an einem Bespiel erläutert werden: Ein Netzbetreiber erhält die Vorgabe, seine Kosten (hier Annahme, es gäbe nur Betriebskosten) über fünf Jahre von 1000 Geldeinheiten (GE) auf 950 GE abzusenken, also um jährlich 10 GE. Im Jahr 1 nach Festsetzung der Erlösobergrenze meldet der Netzbetreiber Kosten von insgesamt 995 GE. Es sind z. B. die folgenden Fälle denkbar:

- Der Netzbetreiber erreicht die Effizienzvorgabe im Jahr 1 (990 GE als Zielgröße für „Bestandskosten“) und es sind zusätzliche Betriebskosten in Höhe von 5 GE angefallen – in diesem Fall wäre die Anerkennung einer Erlösobergrenze von 995 GE sachgerecht.
- Der Netzbetreiber verfehlt die Effizienzvorgabe um 5 GE und es sind keine zusätzlichen Betriebskosten in Höhe von 5 GE angefallen – in diesem Fall wäre die Anerkennung einer Erlösobergrenze von nur 990 GE sachgerecht.

Ohne eine weitere Unterscheidung der Betriebskosten ist eine sachgerechte Bestimmung der Erlösobergrenze nicht möglich, wenn das gegenwärtige Anreizsystem für Effizienzverbesserungen beibehalten bleiben soll. Um eine „faire“ Bestimmung der anzuerkennenden Kosten zu erreichen, wären die alten von den neuen Betriebskosten zu separieren:

- Veränderungen bei bestehenden Betriebskosten reflektieren Effizienzgewinne und -verluste im Zeitablauf, für die kein Ausgleich in der Erlösobergrenze implementiert werden sollte.
- Der Betriebskostenabgleich müsste sich grundsätzlich auf neue bzw. neuartige Betriebskosten beschränken, die z. B. durch erhöhte Aufgabenstellungen an den Netzbetreiber ausgelöst werden. Um Symmetrie zu wahren, müsste bei Verringerung des Leistungsumfangs entsprechend die Erlösobergrenze abgesenkt werden.
- Hat ein Unternehmen in den bestehenden Betriebskosten Effizienzgewinne erzielt, wären die Betriebskosten demnach geringer als die Summe der neuen/neuartigen Betriebskosten und Betriebskosten im Basisjahr.
- Bei einem Anstieg der Betriebskosten wäre die Anhebung der Erlösobergrenze durch den Betriebskostenabgleich höher als der beobachtete Anstieg der gesamten Betriebskosten. Andernfalls werden Effizienzanreize für die bestehenden Betriebskosten ausgehebelt, und das Anreizregulierungssystem verlöre seine Wirkung.

Um die erforderliche Auftrennung der Betriebskosten zu vermeiden, könnten Effizienzanreize in der jetzigen Form für vorübergehend nicht beeinflussbare bzw. beeinflussbare Betriebskosten auch ganz oder teilweise ausgesetzt werden. Dies ist allerdings nicht mit dem derzeitigen System der Anreizregulierung in Deutschland vereinbar. Für einzelne Betriebskostenarten ist allerdings eine selektive Behandlung der Kosten außerhalb des Anreizsystems mit entsprechendem Abgleich heute bereits Praxis (dauerhaft nicht-beeinflussbare Kosten). Auf diese Option als mögliche Maßnahme gehen wir in den nachfolgenden Abschnitten dezidiert ein.

4.3.2.3 Wirkanalyse

- Effizienz/Anreizwirkung:
    - Durch die unmittelbare Erlöswirksamkeit werden Betriebskosten den Kapitalkosten gleichgestellt und der Fehlanreiz für kapitalkostenintensive konventionelle Lösungsoptionen gegenüber betriebskostenintensiven neuartigen Lösungsoptionen (vgl. Anhang C) behoben. Insofern bestünde diesbezüglich Technologieneutralität.

- Es würden zudem beeinflussbare und vorübergehend nicht-beeinflussbare Betriebskosten, für die ein Betriebskostenabgleich gewährt wird, bezüglich des Zeitpunkts der Erlöswirksamkeit den dauerhaft nicht beeinflussbaren Betriebskosten (wie z. B. Kosten des Einspeisemanagements) gleichgestellt. Allerdings gehen Betriebskosten, die nicht als dauerhaft nicht beeinflussbare Betriebskosten definiert sind, weiterhin in den Effizienzvergleich ein. Damit sind dauerhaft nicht beeinflussbare Betriebskosten weiterhin insgesamt ggü. beeinflussbaren Betriebskosten bessergestellt.
- Der Verminderung von Anreizverzerrungen zwischen Kapital- und Betriebskosten stehen allerdings grundsätzlich geringere Kostensenkungsanreize für Betriebskosten (und den draus resultierenden Chancen und Risiken) gegenüber:
  - Durch den Betriebskostenabgleich werden Erlöse in Höhe der tatsächlichen Kosten gewährt, bis die Betriebskosten im nächsten Benchmarking erfasst werden. Damit unterliegen diese Kosten für einen Zeitraum von bis zu 7 Jahren keinen individuellen Effizienzanreizen. Temporär werden somit Kostensenkungsanreize – bzw. bei steigenden Betriebskosten Anreize zur Minimierung des Kostenanstiegs – für Netzbetreiber im Vergleich zum heutigen Budgetansatz reduziert.
  - Bei symmetrischer Ausgestaltung führen sinkende Betriebskosten zu einer geringeren Erlösobergrenze, wodurch Kostensenkungsanreize innerhalb der Regulierungsperiode im Vergleich zum heutigen Budgetansatz reduziert bzw. eliminiert werden. Letzteres gilt insbesondere dann, wenn nicht zwischen bestehenden Betriebskosten einerseits und neuen/neuartigen Betriebskosten andererseits unterschieden wird bzw. werden kann.

- Praktikabilität:

  Im bestehenden Anreizregulierungssystem ist ein Betriebskostenabgleich nur dann umsetzbar, wenn dieser zwischen alten und neuen Betriebskosten unterscheiden kann (der Abgleich fokussiert dann auf Betriebskosten, die mit hinzukommenden/wegfallenden Aufgaben verbunden sind).

  Allerdings ist die Praktikabilität eines derartigen Betriebskostenabgleichs wegen der Abgrenzbarkeit mit Herausforderungen verbunden: So lassen sich viele Betriebskosten,

z. B. Personalkosten, nicht oder nur mit erheblichem bürokratischen Aufwand einzelnen Netzmaßnahmen zuordnen. Es ist somit in den meisten Fällen nicht eindeutig abgrenzbar, ob Betriebskosten durch neuartige oder bestehende Aufgaben ausgelöst wurden. Zudem würde der Verwaltungs- und Prüfaufwand deutlich steigen und wäre ggf. kaum sachgerecht zu bewältigen, voraussichtlich gefolgt von vielfältigen Rechtsstreiten.

Insofern ist in der Realität davon auszugehen, dass ein einfacher Betriebskostenabgleich, insbesondere in genereller Ausprägung, faktisch nicht im derzeitigen Anreizsystem implementierbar ist.

- Auswirkung auf Wirtschaftsakteure:
    - Ein Betriebskostenabgleich ermöglicht den Netzbetreibern eine zeitnähere Refinanzierung jener Betriebskosten, die dem Abgleich unterliegen. Dies verbessert die wirtschaftliche Situation der Netzbetreiber insbesondere in Phasen mit einer vermehrten Nutzung betriebskostenlastiger Lösungsoptionen bzw. einer Ausweitung der Versorgungsaufgabe.
    - Im Gegenzug führt der Betriebskostenabgleich – v.a. bei asymmetrischer Ausgestaltung – zu steigenden Netzkosten. Hierdurch und auch durch die verringerten Effizienzanreize ist mit Anstiegen der Netzentgelte und damit einer höheren finanziellen Belastung der Netznutzer zu rechnen. Insbesondere ist davon auszugehen, dass die Folgewirkungen der Abschwächung der Effizienzanreize bei den Betriebskosten bei weitem nicht durch mögliche Verbesserungen bei den Anreizverzerrungen bezüglich der Kostenarten ausgeglichen werden.
- Indirekte Auswirkung auf das Regulierungssystem:
    - Durch die Anpassungen der Erlösobergrenze aufgrund von Betriebskostenänderungen werden Effizienzanreize im Rahmen des heutigen Budgetansatzes abgeschwächt. Insgesamt würde sich der Charakteristik des Regulierungssystems (weiter) einer kostenbasierten Regulierung (Cost-Plus) annähern.
- Umsetzbarkeit:
    - Ein Betriebskostenabgleich kann über eine Anpassung der ARegV eingeführt werden.

4.3.2.4 Fazit

Ein genereller Betriebskostenabgleich ist aus unserer Sicht nicht zielführend, da hiermit nicht nur neuartige, betriebskostenintensivere Lösungsoptionen angereizt werden. Gleichzeitig werden Kostensenkungsanreize für Betriebskosten allgemein gesenkt oder sogar eliminiert. Das Regulierungssystem verlöre ohne die Schaffung anderweitiger Effizienzanreize weitestgehend den Charakter einer Anreizregulierung.

Ein selektiver Betriebskostenabgleich beschränkt auf neuartige Lösungsoptionen ist aufgrund der fehlenden klaren Abgrenzbarkeit (zeitlich/ nach Ursache) problematisch. Selbst wenn einzelne Betriebskostenpositionen eindeutig abgrenzbar sind (z. B. aufgrund von nachvollziehbaren Zahlungsströmen mit Dritten wie bei ESM), wirkt der Abgleich nicht technologieneutral und damit verzerrend. Als Einzelmaßnahme ist der Betriebskostenabgleich damit nicht zu empfehlen.

4.3.3 Einordnung dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten

4.3.3.1 Anknüpfungspunkt/Zielsetzung

Die Einordnung von Betriebskosten aus neuartigen Lösungsoptionen als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten (gem. §11 Abs. 2 ARegV) hat zwei mögliche Anknüpfungspunkte:

- Die Unterschiede im Budgetansatz für Kapital- und Betriebskosten (unterschiedliche „Zeitpunkte“ der Erlöswirksamkeit) werden behoben.
- Ungleichbehandlung von ESM-Kosten (heute als dauerhaft nicht beeinflussbar anerkannt) und anderen neuartigen Lösungsoptionen (beeinflussbare Kosten) wird abgeschwächt oder behoben.

Die Anerkennung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten ermöglicht eine unterperiodische Anpassung der Erlöse beim Auftreten zusätzlicher Betriebskosten. Es handelt sich im Prinzip um einen selektiven Betriebskostenabgleich für abgrenzbare Kostenelemente. Dauerhaft nicht

beeinflussbare Kostenkategorien sind von Effizienzanreizen ausgenommen[20] und gehen nicht in die Kostenbasis für die Ermittlung der Effizienzwerte der Netzbetreiber ein.

4.3.3.2 Ausgestaltungsoptionen

Die Ausgestaltung der Behandlung von Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten ergibt sich aus den Vorgaben der ARegV:

- Kosten für neuartige Lösungsoptionen müssten Teil einer Positiv-Liste sein, um als dauerhaft nicht beeinflussbar (§ 11 Abs. 2 ARegV) eingestuft zu werden. Dies setzt voraus, dass diese Kosten objektiv und hinreichend genau abgrenzbar sind.
- Die Erlösobergrenze wird unterperiodisch gemäß der Erlösformel (Anlage 1 ARegV) angepasst.

4.3.3.3 Wirkanalyse

- Effizienz/Anreizwirkung:
    - Durch die Anerkennung von Betriebskosten für neuartige Lösungsoptionen als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten können Verzerrungen im heutigen System abgebaut werden:
        - Erlösanteile zur Deckung der Betriebskosten werden – wie Kapitalkosten unter dem heute geltenden Kapitalkostenabgleich – unterperiodisch angepasst (kein Budgetansatz mehr). Durch diese Angleichung in der Behandlung von Betriebs- und Kapitalkosten werden Verzerrungen zulasten betriebskostenintensiverer neuartiger Lösungsoptionen abgebaut (vergleiche Anhang C).
        - Verbesserung bzw. Gleichstellung („Level playing field“) von anderen neuartigen Lösungsoptionen (z. B. Nutzung verbrauchsseitiger netzdienlicher

[20] Eine hier nicht näher betrachtete Möglichkeit, auch hierbei spezifische Anreizmechanismen vorzusehen, kann sich bei einer Anerkennung von Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbar im Wege einer wirksamen Verfahrensregulierung nach § 11 Abs. 2 S. 2-4 ARegV ergeben. Anreizmechanismen können dann in vollziehbaren Entscheidungen der BNetzA oder in freiwilligen Selbstverpflichtungen der Netzbetreiber verankert werden, auf deren Grundlage die Festlegung einer wirksamen Verfahrensregulierung durch die BNetzA erfolgt.

Flexibilität als technisch gleichwertige Alternative zu ESM (heute als dauerhaft nicht beeinflussbar anerkannt).

- Die Anerkennung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten erfordert die Erstellung einer Positiv-Liste von Betriebskosten für neuartige Lösungen, die als wünschenswert angesehen werden. Jede Form der Selektion beinhaltet allerdings eine Anmaßung des Regulierers darüber, was eine vorzugswürdige technologische Entscheidung ist. Diese Entscheidung sollte vielmehr der Netzbetreiber auf Basis neutraler, auf effiziente Lösungen ausgerichteter Anreize treffen.
- Technologieneutralität wäre bei Anwendung einer Positiv-Liste nicht gegeben, wodurch Lösungsoptionen zum Zuge kommen können, die zwar in der Liste erfasst sind, die aber in der Realität für eine bestimmte Netzsituation nicht die effiziente Lösung darstellen. Diese Verzerrung erschwert Innovationen, die über die bekannten neuartigen Lösungsoptionen hinausgehen.
- Zudem werden Kostensenkungsanreize für Betriebskosten beseitigt, wenn diese als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten anerkannt werden. Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten gehen nicht in den Effizienzvergleich ein und unterliegen damit keinen Effizienzanreizen. Auch während der Regulierungsperiode bestehen keine Effizienzanreize, da die Kosten nicht mehr dem Budgetansatz unterliegen. Damit wird das Anreizsystem spürbar geschwächt.

- Praktikabilität:

  Die Praktikabilität der Lösungsoption ist aus folgenden Gründen eingeschränkt:

  - Die Anerkennung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten erfordert die Erstellung einer Positiv-Liste von Betriebskosten für neuartige Lösungen, die als wünschenswert angesehen werden. Die Regulierungsbehörde müsste fortlaufend prüfen, welche neuartigen Lösungsoptionen hierfür in Frage kommen. Dieser Prozess ist aufwendig und es besteht die Gefahr, dass die Selektion politisch getrieben wird.
  - Die Behandlung bestimmter Kostenarten als dnbK erfordert zudem die eindeutige Abgrenzung und Zuordnung dieser Kosten. Ist dies bei bestimmten Kostenarten wie Kosten des Einspeisemanagements noch relativ einfach, ist eine eindeutige Abgrenzung von Betriebskosten (z. B. von Personalkosten) neuartiger Lösungsoptionen in vielen Fällen – insbesondere bei Gemeinkosten – nicht oder nur schwer möglich

(siehe Abschnitt 4.3.2.3). Entsprechend hoch ist der bürokratische Aufwand, ggf. wären auch gerichtliche Auseinandersetzungen die Folge.

- Weiterhin müsste im Effizienzvergleich sichergestellt werden, dass die Leistungen für die neuartigen Lösungsoptionen, deren Kosten nicht mehr in der Kostenbasis für die Bestimmung der Effizienzwerte Berücksichtigung finden, entsprechend nicht mehr in den Leistungs- und Strukturparametern Berücksichtigung finden. Ansonsten erfolgt eine „Überberücksichtigung" dieser Leistungen im Benchmarking. Diese Parametrierung kann sehr herausfordernd sein.
- Für Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren (§24 ARegV) wird der Anteil der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten zurzeit pauschal mit 5% der Gesamtkosten festgelegt. Die Ausweitung der Behandlung als nicht dauerhaft beeinflussbare Kosten für neuartige Lösungsoptionen ist mit diesen Vorgaben nicht kompatibel.

- <u>Auswirkung auf Wirtschaftsakteure:</u>
  - Eine Definition von bestimmten Betriebskosten als nicht beeinflussbare Kosten ermöglicht den Netzbetreibern eine zeitnähere Refinanzierung jener Betriebskosten, die unter die entsprechenden Kostenkategorien fallen. Dies verbessert die wirtschaftliche Situation der Netzbetreiber insbesondere in Phasen mit einer vermehrten Nutzung betriebskostenlastiger Lösungen bzw. einer Ausweitung der Versorgungsaufgabe.
  - Die Auswirkung auf die Höhe der Netzkosten ist nicht eindeutig:
    - Netzkostensenkend wirken mögliche Effizienzverbesserungen durch die Wahl neuartiger Lösungsoptionen (anstelle ineffizienterer konventioneller Lösungsoptionen).
    - Dagegen wirken netzentgelterhöhend:
      - Geringere Kostensenkungsanreize (Kosten nicht Bestandteil der Effizienzvergleiche)
      - zeitnähere Refinanzierung von Betriebskosten (bei wachsender Versorgungsaufgabe) und
      - Fehlende Technologieneutralität des Ansatzes (Innovationen und damit langfristige Kostensenkungen werden erschwert).

Es ist mit hoher Wahrscheinlichkeit davon auszugehen, dass die effizienzmindernden Effekte deutlich überwiegen und damit die Netznutzer durch die Definition einzelner Betriebskostenarten als dnbK zusätzlich belastet werden.

- Indirekte Auswirkung auf das Regulierungssystem:

  Durch die Ausweitung der Positiv-Liste für dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten besteht die Gefahr einer Entwicklung in Richtung einer Kosten-Plus Regulierung, falls keine anderweitigen Effizienzanreize gesetzt werden.

- Umsetzbarkeit:

  Die Definition von Betriebskostenarten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten kann durch eine Anpassung der ARegV implementiert werden.

4.3.3.4 Fazit

Die Einordnung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten ist nur bei einfach abgrenzbaren Kostenpositionen für neuartige Lösungen (z. B. ESM) möglich.

Die Ausweitung einer Positiv-Liste von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten (wie aktuell bei ESM der Fall) widerspricht dem Grundkonzept einer Anreizregulierung und ist deshalb abzulehnen. Effizienzanreize werden vollständig eliminiert. Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten stehen damit – anders als Kapitalkosten, die dem Effizienzvergleich unterliegen – außerhalb des Anreizregulierungssystems. Dies kann zu unkontrollierbaren Kostenaufwüchsen in diesen Positionen führen.

4.3.4 Einordnung als volatile Kosten

4.3.4.1 Anknüpfungspunkt/Zielsetzung

Die Einordnung von Betriebskosten durch neuartige Lösungsoptionen als volatile Kosten gem. §11 Abs. 5 ARegV hat wie die Einordnung als dnbK zwei mögliche Anknüpfungspunkte:

- Die Unterschiede im Budgetansatz für Kapital- und Betriebskosten (unterschiedliche „Zeitpunkte“ der Erlöswirksamkeit) werden behoben.

- Die Ungleichbehandlung von ESM-Kosten (heute als dauerhaft nicht beeinflussbar anerkannt) und anderen neuartigen Lösungsoptionen (beeinflussbare Kosten) wird abgeschwächt (allerdings nicht vollständig behoben).

Die Anerkennung als volatile Kosten ermöglicht eine unterperiodische Anpassung der Erlösobergrenze auf Basis der Kostenentstehung. Es sind verschiedene Ausgestaltungsoptionen denkbar, die nachfolgend dargestellt werden.

4.3.4.2 Ausgestaltungsoptionen

Die Ausgestaltung der Behandlung von Kosten als volatile Kosten ergibt sich aus den Vorgaben der ARegV:

- Kosten für neuartige Lösungsoptionen müssten Teil einer Positiv-Liste sein, um als volatile Kosten (§11 Abs. 5 ARegV) eingestuft zu werden. Dies setzt voraus, dass diese Kosten objektiv und hinreichend genau abgrenzbar sind. Davon kann beispielsweise ausgegangen werden, wenn es sich um genau bestimmbare Kostenpositionen handelt, die unterperiodisch und im Zeitablauf stark schwanken können.
- Die Erlösobergrenze wird unterperiodisch gemäß der Erlösformel (Anlage 1 ARegV) angepasst.

Regulierungssystematisch kommen volatile Kosten insbesondere dann zur Anwendung, wenn Kostenarten während der Regulierungsperiode stark schwanken, sowohl nach oben als auch nach unten. Zweck des Instruments ist also die Risikominderung für die Unternehmen bei stark schwankenden Kostenpositionen.

Allerdings belässt die ARegV bei der Anerkennung von Kosten als volatile Kosten Spielräume. Verschiedene Vorgehensweisen sind grundsätzlich denkbar:

- Möglich wäre z. B., die Kosten jeweils vollständig jährlich nachzuführen, sofern auf ein Anreizsystem verzichtet wird (siehe folgender Punkt). Der einzige, aber wichtige Unterschied gegenüber den dnbK wäre dann, dass volatile Kosten im Effizienzvergleich für die nächste Periode berücksichtigt werden.
- Bei der Behandlung als volatile Kosten kann die Bundesnetzagentur gem. § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV ein Anreizsystem festlegen, das gewährleistet, dass volatile Kostenanteile nur in effizientem Umfang in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden. So wurden etwa im

Rahmen der Festlegung von Verlustenergiekosten als volatile Kosten für die 2. Regulierungsperiode für die Verteilernetzbetreiber die Beschaffungspreise pro Mengeneinheit über marktbasierte Referenzwerte ermittelt, die Menge aber dem tatsächlichen Bedarf nachgeführt, wodurch Effizienzanreize zur Minimierung der Beschaffungspreise wirksam werden. Möglich wäre somit auch die teilweise Entkopplung der volatilen Kosten von den tatsächlichen Kosten des Unternehmens, z. B. durch die Verwendung von indizierten Kosten oder Referenzwerten, die auf Basis von Daten außerhalb des Unternehmens ermittelt werden. Dies hat keinen Einfluss auf die Tatsache, dass die entsprechenden Kosten des Basisjahres in den Effizienzvergleich eingehen.

- Weiterhin stellt sich die Frage, ob die Abweichungen zwischen (indexierten) Referenzkosten und den tatsächlichen Kosten der Unternehmen vollständig den Unternehmen zugeordnet werden, oder ob die Kostenüber-/-unterschreitungen zwischen den Netzbetreibern und den Netznutzern nach einem Schlüssel aufgeteilt werden, d.h. es würde eine Gewinn-/ Verlustteilung stattfinden (z. B. umgesetzt in Sliding Scale Mechanismen in UK). Da die Kostenarten, die als volatile Kosten definiert werden sollen, ohnehin einfach abzugrenzen sein müssen, sollte ein entsprechender Gewinnteilungsmechanismus relativ einfach administrierbar sein. Eine Gewinn-/Verlustteilung wäre ggf. dann von Interesse, wenn die Kosten sehr stark schwanken, Anreizelemente erhalten bleiben sollen und gleichzeitig die Indexierung der Kosten an externe Indikatoren die Kostenbewegungen nur teilweise nachzeichnet.

4.3.4.3 Wirkanalyse

- <u>Effizienz/Anreizwirkung:</u>
    - Durch die Anerkennung von Betriebskosten für neuartige Lösungsoptionen als volatile Kosten können Verzerrungen im heutigen System abgebaut werden:
        - Erlösanteile zur Deckung der Betriebskosten werden – wie Kapitalkosten unter dem heute geltenden Kapitalkostenabgleich – unterperiodisch angepasst. Durch diese Annäherung in der Behandlung von Betriebs- und Kapitalkosten werden Verzerrungen zulasten betriebskostenintensiverer neuartiger Lösungsoptionen hinsichtlich der Erlöswirksamkeit abgebaut. Allerdings ist die Angleichung nur dann vollständig, wenn die Kosten mit Hilfe eines vollständigen Abgleichs zum Ansatz gebracht werden können.

- Gleichwertige Behandlung im Effizienzvergleich von neuartigen Lösungsoptionen (z. B. Kosten für die Nutzung netzdienlicher Flexibilität) - im Gegensatz zur heutigen Behandlung der Kosten für ESM, die heute als dauerhaft nicht beeinflussbar anerkannt und damit nicht im Effizienzvergleich erfasst werden.

- Die Anerkennung als volatile Kosten erfordert – wie bei den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten – die Erstellung einer Positiv-Liste von Betriebskosten für neuartige Lösungen, die als wünschenswert angesehen werden. Die Regulierungsbehörde würde durch diesbezügliche Entscheidungen die Technologieoffenheit des Wettbewerbs der Lösungsoptionen beeinträchtigen. Technologieneutralität wäre nur zwischen den selektierten Lösungsoptionen gegeben (z.B. falls Maßnahmen zur netzdienlichen Flexibilität wie ESM oder der netzdienliche Einsatz von Speichern oder Lasten erfasst ist, aber andere Maßnahmen nicht). Dies hätte entsprechend negative Rückwirkungen auf Innovationen, die über das heute bekannte Spektrum hinausgehen, und damit auch auf die langfristige Effizienz.

- Die Effizienzanreize für die Netzbetreiber sind wie folgt tangiert:

  - Volatile Kosten finden Eingang in die Kostenbasis der Netzbetreiber für die Ermittlung der Effizienzwerte. Die Anreizstrukturen bleiben diesbezüglich erhalten.

  - Die Effizienzanreize für den Eingang von Kosten in die Erlösobergrenze während der Regulierungsperiode hängen von der konkreten Ausgestaltung des Mechanismus ab:

    - Bei vollständigem Abgleich der volatilen Kosten während der Regulierungsperiode entstehen keine Effizienzanreize für neue Kosten. Zudem entsteht für diesen Teil der Kosten die Problematik, dass während der Regulierungsperiode nicht zwischen effizienten und ineffizienten Kosten unterschieden werden kann.
    - Werden die volatilen Kosten ganz oder teilweise von den unternehmensindividuellen Kosten entkoppelt, entstehen während der Regulierungsperiode für die entkoppelten kostendeterminierenden Parameter zusätzliche Effizienzanreize. Wenn z. B. der

(mengenbezogene) Beschaffungspreis etwa für Flexibilität auf Basis von Referenzwerten oder Indizes bestimmt wird, besteht diesbezüglich ein Effizienzanreiz.

Grundsätzlich besteht hier ein Trade-Off zwischen einem risikosenkenden Kostenabgleich einerseits und Effizienzanreizen andererseits. Die Definition von Kostenarten als volatile Kosten eröffnet die Option, diesen Trade-off für einzelne Kostenarten jeweils individuell zu bestimmen.

- Praktikabilität:

  Die Praktikabilität der Maßnahme beschränkt deren Anwendung aus folgenden Gründen:

  - Die Positiv-Liste von Betriebskosten für neuartige Lösungen müsste kontinuierlich geprüft werden, sollen Verzerrungen gegenüber bisher nicht bekannten Lösungsoptionen minimiert werden. Dieser Prozess ist unter Umständen sehr aufwändig und es besteht die Gefahr von Pfadabhängigkeiten (z.B. dass einmal benannte Betriebskosten nicht mehr in die beeinflussbaren Kosten zurückgeführt werden können, falls diese sich zukünftig als weniger volatil erweisen oder Effizienzanreize wieder verstärkt werden sollen)
  - Die Behandlung bestimmter Kostenarten als volatile Kosten erfordert die eindeutige Abgrenzung und Zuordnung dieser Kosten. Ist dies bei bestimmten Kostenarten wie Kosten von Verlustenergie noch relativ einfach, ist eine eindeutige Abgrenzung von Betriebskosten (z. B. von Personalkosten) neuartiger Lösungsoptionen in vielen Fällen - insbesondere bei Gemeinkosten – nicht oder nur schwer möglich bzw. auch nicht angezeigt, wenn der Tatbestand der erheblichen Schwankung gemäß § 11 Abs. 5 ARegV nachweislich nicht erfüllt ist. Entsprechend hoch ist der bürokratische Aufwand, ggf. wären auch gerichtliche Auseinandersetzungen die Folge.
  - Bei der Behandlung als volatile Kosten kann die Bundesnetzagentur – wie beschrieben – gem. § 32 Abs. 1 ARegV ein Anreizsystem festlegen, damit nur Kostenanteile im effizienten Umfang berücksichtigt werden. Dieser Ansatz erhöht die Anreizwirkung, eine sachgerechte Implementierung ist aber idR mit hohen Herausforderungen verbunden.

- Auswirkung auf Wirtschaftsakteure:
    - Eine Definition von bestimmten Betriebskosten als volatile Kosten ermöglicht den Netzbetreibern eine zeitnahe Ist-Kosten-Anerkennung jener Betriebskosten, die unter die entsprechenden Kostenkategorien fallen. Dies verbessert die Risikoposition der Netzbetreiber insbesondere bei stark schwankenden Kostenarten.
    - Die Auswirkung auf die Höhe der Netzkosten ist auch bei den volatilen Kosten nicht eindeutig, aber weniger kritisch als bei der Einordnung von Kosten als dnbK:
        - Netzkostensenkend wirken mögliche Effizienzverbesserungen durch die Wahl neuartiger Lösungsoptionen (anstelle ineffizienterer konventioneller Lösungsoptionen).) sowie die Effekte bei Implementierung flankierender Anreizsysteme gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV;
        - Dagegen wirken netzentgelterhöhend:
            - Zeitnähere Anpassung von Betriebskosten und damit ggf. geringere Effizienzanreize während der Regulierungsperiode, wobei diesem Effekt durch zusätzliche Anreizsysteme gegengewirkt werden kann, und
            - nicht vollumfassende Technologieneutralität des Ansatzes (technisch wirkungsgleiche Innovationen, die nicht durch den Mechanismus der volatilen abgedeckt sind und daraus potenziell resultierende langfristige Kostensenkungen werden erschwert).
- Umsetzbarkeit:

  Die Definition von Betriebskostenarten als volatile Kosten müsste durch eine Anpassung der ARegV oder aber im Rahmen einer Festlegung (auf Grundlage von §11 Abs. 5 ARegV i.V.m. § 32 Absatz 1 Nummer 4a) implementiert werden. Zudem kann die Kostenanerkennung mit einem flankierenden Anreizmechanismus versehen werden.

4.3.4.4 Fazit

Die Einordnung von Betriebskosten neuartiger Lösungsoptionen als volatile Kosten ist für einfach abgrenzbare Kostenpositionen (z. B. ESM-Kosten) umsetzbar und grundsätzlich mit dem Konzept einer Anreizregulierung kompatibel. Zudem kann die Bundesnetzagentur

gem. § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV für volatile Kosten ein Anreizsystem festlegen, das auch für die Kostenanerkennung innerhalb der Regulierungsperiode Anreizelemente enthält, auch wenn die Parametrierung derartiger Mechanismen herausfordernd ist. Die Kosten sind weiterhin Teil der Kostenbasis für den Effizienzvergleich, so dass die Kosten einer zusätzlichen Kontrolle unterliegen.

Analog zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten, die z.B. bereits für die Kosten aus ESM gelten, wird durch Einordnung von Betriebskosten als volatile Kosten allerdings der technologieoffene Ansatz in der Anreizregulierung partiell untergraben. Durch ein technologiespezifisches Vorgehen für die als volatil klassifizierten Kosten werden zukünftige Innovationen, d.h. alternative neuartige Lösungsoptionen, nicht unmittelbar durch diesen Mechanismus erfasst und damit in der Entwicklung ggf. gehemmt. Insofern empfehlen wir, diesen Ansatz als selektives Instrument nur in begründeten Ausnahmefällen zu implementieren, z. B. wenn offenkundig und im Zeitablauf stark schwankende und unter dieser Prämisse klar abgrenzbare Kostenpositionen vorliegen. Grundsätzlich sollte darauf geachtet werden, dass ein Level-Playing-Field in Bezug auf technisch gleichwertige Maßnahmen hergestellt wird.

4.3.5 Opex-Rendite

4.3.5.1 Anknüpfungspunkt/Zielsetzung

Bei der Opex-Rendite handelt es sich um eine rein kompensatorische Maßnahme, bei der der bestehende Nachteil der Betriebskosten im Vergleich zu Kapitalkosten aufgrund des unterschiedlichen Budgetansatzes (bzw. des unterschiedlichen Zeitpunkts der Erlöswirksamkeit) durch eine Zusatzrendite ausgeglichen werden soll.

Bei der Opex-Rendite handelt es sich nicht – wie bei der Eigenkapitalrendite (siehe Textbox) – um einen Ausgleich von ökonomisch definierten Kosten, sondern um die Schaffung eines monetären zusätzlichen Anreizes für Betriebskosten, um eine Verzerrung an anderer Stelle (unterschiedliche zeitliche Kostenansätze) zu überwinden.

OPPORTUNITÄTSKOSTENBASIERTE BESTIMMUNG DES EIGENKAPITALZINSSATZES

In der politischen Debatte wird zur Begründung von Renditen auf Betriebskosten teilweise das Argument vorgebracht, dass auf Kapitalkosten eine Rendite gewährt würde, aber auf Betriebskosten nicht. Hierdurch würden bei kapitalintensiven Netzmaßnahmen Renditen entstehen, die bei betriebskostenseitigen Lösungsoptionen nicht generierbar seien. Dies würde zu einer Verzerrung der Unternehmensentscheidungen in Richtung kapitalkostenintensiver und zu Ungunsten betriebskostenintensiver (z. B. smarter) Lösungsoptionen führen.

Bei der Bestimmung des Eigenkapitalzinses berücksichtigt die Bundesnetzagentur, welche Verzinsung für das Branchenrisiko adäquat ist (siehe Abschnitt 3.3.1.4). Bei einer geringeren Rendite würden Investoren kein Geld bereitstellen, da Risiko und Rendite nicht im richtigen Verhältnis stünden. Ökonomisch spricht man in diesem Fall von Opportunitätskosten für die Bereitstellung des Kapitals. Entgegen der landläufigen Meinung wird mit der auf diese Weise definierten Rendite kein „Gewinn" erzielt, sondern die Unternehmen werden für ökonomische Kosten (hier Opportunitätskosten) kompensiert.[21]

Aktuell fordern die regulierten Strom- und Gasnetzbetreiber in verschiedenen Gerichtsverfahren einen *höheren* Eigenkapitalzins als derzeit gewährt mit dem Argument, die Kapitalkosten seien nicht marktgerecht und damit zu *niedrig*.[22] Wäre dies der Fall, müssten die Netzbetreiber zu *wenig* Kapital investieren (nicht zu viel). Die Argumentation für eine Rendite auf Betriebskosten aufgrund zu hoher Anreize für kapitalintensive Lösungsoptionen einerseits und die Forderung höherer Eigenkapitalrenditen andererseits sind demnach widersprüchlich.

Insofern kann nicht die folgerichtige Konsequenz sein, einen in der Höhe möglicherweise nicht angemessenen EK-Zins durch eine vermeintliche Opex-Verzinsung zu heilen. Hierdurch würden zwei in der Sache nicht verknüpfbare Argumentationsstränge verwoben. Dementsprechend lassen sich hieraus keine Renditen für Betriebskosten ableiten.

4.3.5.2 Ausgestaltungsoptionen

Die Opex-Rendite würde im Sinne eines Barwertausgleiches als Aufschlag in % vor Steuern auf Betriebskosten als Kompensation für eine zeitlich verzögerte Erlöswirksamkeit der dem

[21] Die Literatur zur Regulierungsökonomie kennt allerdings Sachverhalte, die zu einer ineffizienten Ausweitung des Kapitaleinsatzes bei regulierten Unternehmen führen können, dem sog. Averch-Johnson-Effekt (siehe Abschnitt 3.3.1.4).

[22] http://www.olg-duesseldorf.nrw.de/behoerde/presse/archiv/Pressemitteilungen_aus_2018/20180322_PM_Bundesnetzagentur/index.php (zuletzt abgerufen am 30.10.2018)

Budgetansatz unterliegenden Opex gewährt. Bei der Ausgestaltung bestehen folgende Optionen:

- **Global vs. selektiv** – Die Opex-Rendite kann (ähnlich zum Betriebskostenabgleich; siehe Abschnitt 4.3.2) für alle dem Budgetansatz unterliegenden Betriebskosten eingeführt werden (global) oder nur für bestimmte Betriebskostenkategorien (selektiv), z. B. Opex in Verbindung mit neuartigen Lösungsoptionen wie etwa Kosten für die Flexibilitätsnutzung.
- **Bemessungsgrundlage** – Bei der Ermittlung der Höhe der Betriebskosten in einem Jahr, auf die der prozentuale Renditeaufschlag gewährt wird, sollte aus Konsistenzgründen auf die zulässige Höhe gem. aktueller Regulierungsformel in dem Jahr abgestellt werden, d.h. unter Berücksichtigung des Verteilungsfaktors zum Abbau der Ineffizienzen und des generellen Produktivitätsfaktors.
- **Renditehöhe** – Für die Höhe des Aufschlags gibt es im Gegensatz zur Eigenkapitalrendite keine marktübliche Referenz. Bei Einführung eines solchen Instruments muss die Regulierungsbehörde daher eine empirische Abwägung treffen, wie hoch der Anreiz ausgestaltet sein muss, um mögliche Fehlanreize in anderen Bereichen des bestehenden Regulierungssystems zu überwinden.

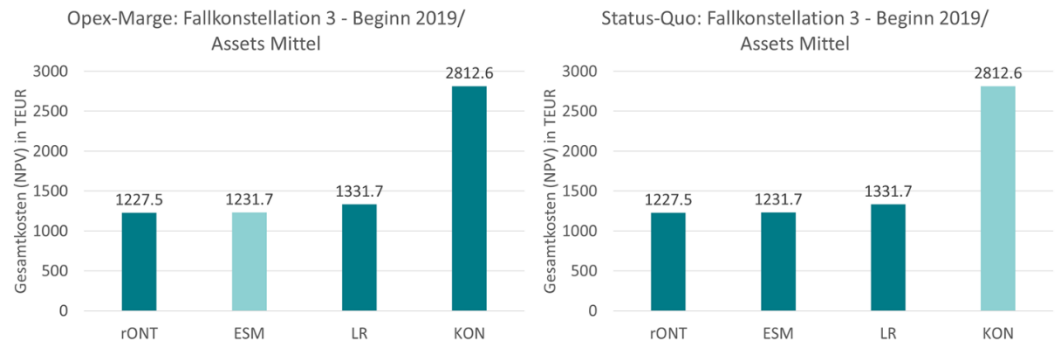
4.3.5.3 Wirkanalyse

- Effizienz/Anreizwirkung: Die Einführung einer Opex-Rendite (unabhängig davon, ob selektiv für neuartige Betriebskosten oder generell auf alle Betriebskosten) ist kein zielgerichtetes Instrument zur Überwindung der in Abschnitt 3.4 identifizierten Verzerrungen. Sie führt zu folgenden neuen Verzerrungen:
    - Eine Opex-Rendite reizt Netzbetreiber generell zur Wahl von Lösungsoptionen mit hohen Betriebskosten an, unabhängig davon, ob im konkreten Fall eine neuartige Lösung die kosteneffiziente Alternative zum konventionellen Netzausbau ist. Damit besteht die Gefahr, dass eine Verzerrung im heutigen Regulierungsrahmen (zugunsten von kapitalintensiven, konventionellen Lösungsoptionen) durch eine neue Verzerrung (zugunsten von betriebskostenintensiveren neuartigen Lösungsoptionen) ersetzt wird.

- Eine Opex-Rendite wirkt den Kostensenkungsanreizen der Anreizregulierung (aus dem Effizienzvergleich und dem generellen Produktivitätsfaktor) entgegen, da Netzbetreiber eine Marge auf zusätzlich anfallende Betriebskosten erzielen können.

BEISPIELRECHNUNG OPEX-RENDITE

Für die Modellierung einer Opex-Rendite nehmen wir in der folgenden Berechnung eine Rendite in Höhe von 3% (nominal, vor Steuern) auf alle anfallenden Betriebskosten (inkl. der dauerhaft nicht beeinflussbaren Opex für ESM) an. Alle weiteren Regulierungs-Parameter sind entsprechend dem aktuellen regulatorischen Status quo beibehalten. Die nachfolgende Abbildung illustriert beispielhaft anhand der Fallkonstellation 3 den Unterschied zwischen dem Status quo und dem Fall der Einführung einer 3%-igen Opex-Rendite. Dargestellt sind die volkswirtschaftlichen Kosten der Lösungsoptionen (ändern sich durch die Opex-Rendite nicht), die betriebswirtschaftlich gewählte Option ist jeweils hellgrün eingefärbt.



Quelle: Frontier Economics

- Effiziente Lösungsoptionen – Sowohl im Status quo als auch bei der Opex-Rendite ist der Einsatz eines rONT die kostengünstigste (und somit volkswirtschaftlich effiziente) Lösungsoption.
- In der Status-quo-Regulierung würde ein Netzbetreiber die ineffiziente konventionelle Lösungsoption wählen (Delta-Betriebsergebnis < 0).
- Bei Einführung einer Opex-Rendite erhöht sich die betriebswirtschaftliche Attraktivität aller drei neuartigen Lösungsoptionen. Es wird ESM gewählt (Delta-Betriebsergebnis >0). Der Grund ist der hohe Opex-Anteil bei ESM im Vergleich zu den anderen neuartigen und den konventionellen Alternativen.

Das Beispiel zeigt, dass durch eine Opex-Rendite nicht die effiziente Lösung angereizt wird (rONT), sondern die mit dem höchsten Opex-Kostenanteil (ESM). Die Opex-Rendite führt zu neuen Verzerrungen und generiert darüber hinaus Mitnahmeeffekte (Anstieg der Erlösobergrenze um ca. 1%).

- Praktikabilität:
    - Die größte Herausforderung bei der Einführung einer Opex-Rendite liegt in der Kalibrierung einer angemessen Renditehöhe, da es hierfür – im Gegensatz zur Eigenkapital-Rendite – keine finanzmarktbasierte Referenz gibt. Damit stellt sich der Regulierungsbehörde ein schwer zu lösendes Parametrierungsproblem, da mit Hilfe eines einzelnen Parameters (Renditehöhe) die Abwägung zwischen konventionellen und neuartigen Lösungsoptionen mit ganz unterschiedlichen Kostenstrukturen (siehe Abschnitt 2.4) gesteuert werden sollte.
    - Eine selektive Opex-Rendite auf Betriebskosten aus neuartigen Lösungsoptionen würde die Bestimmung einer adäquaten Renditehöhe erleichtern, würde aber, wie bereits beim Betriebskostenabgleich (Abschnitt 4.3.2) diskutiert, auf Abgrenzungsprobleme stoßen und die Definition einer (nicht technologieneutralen) Positivliste erfordern. Wie erläutert, müssten der Gesetzgeber oder die Regulierungsbehörden neuartige Lösungsoptionen als vorzugswürdig identifizieren und die Festlegung treffen, dass deren Kosten entsprechend gesondert zu behandeln sind. Dies ist allerdings nicht Aufgabe der Regulierungsbehörden und führt zu Ineffizienzen.
- Auswirkung auf Wirtschaftsakteure: Die Opex-Rendite generiert signifikante Mitnahmeeffekte für Netzbetreiber und erhöht somit die durchschnittlichen Netzentgelte für die Netznutzer. (Im Beispiel oben führt eine Opex-Rendite von 3% zu einem Anstieg der Erlösobergrenze um ca. 1%, ohne dass eine effiziente Maßnahmenauswahl durch Netzbetreiber angereizt wird.) Dies gilt insbesondere dann, wenn die Rendite auf alle Arten von Betriebskosten gewährt wird.
- Indirekte Auswirkung auf das Regulierungssystem: Eine Opex-Rendite bedeutet eine Abkehr vom heutigen Prinzip in der Anreizregulierung, in der sich die zukünftige Erlösobergrenze des Netzbetreibers auf Basis einer Kostenprüfung und der Effizienzwertermittlung ergibt. Netzbetreibern würden mit der Opex-Rendite (ohne kompensatorische Eingriffe in den sonstigen Regulierungsrahmen, wie etwa verschärften Effizienzanreizen) auch dann Renditen zugestanden, wenn keine Kostenreduktion erfolgt.
- Umsetzbarkeit: Die Einführung einer Opex-Rendite ist regulierungstechnisch relativ einfach umsetzbar. Voraussetzung wäre eine Anpassung der Netzentgeltverordnung (Vorgaben zu

Kostenbestimmung), eine Änderung der Erlösformel in der ARegV und eine Festlegung der Bundesnetzagentur zur adäquaten Renditehöhe.

4.3.5.4 Fazit

Die Einführung einer Opex-Rendite ist nicht empfehlenswert:

- Das Instrument wirkt in genereller Ausgestaltung nicht zielgerichtet auf die identifizierten Verzerrungen im heutigen Regulierungsrahmen. Damit ist dieses Instrument nicht sinnvoll technologieoffen implementierbar. Eine technologiespezifisch fokussierte Implementierung wäre selektiv und damit mittel- bis langfristig ineffizient, und würde zu weitergehenden Abgrenzungsproblemen führen.
- Das Instrument setzt Fehlanreize für höhere Betriebskosten und führt zu Mitnahmeeffekten. Der gewährten Opex-Rendite stehen, anders als bei einer Rendite auf Kapitalkosten, keine Kosten gegenüber.
- Dies führt schließlich zu höheren Netzentgelten für die Netznutzer. Aufgrund des Volumens der Betriebskosten im deutschen Netzgeschäft können hierbei erhebliche Mehrbelastungen für die Verbraucher entstehen.

4.3.6 Anpassung der Vergleichsparameter im Benchmarking

4.3.6.1 Anknüpfungspunkt/Zielsetzung

Der Effizienzvergleich stellt Aufwands- und Vergleichsparameter gegenüber, um die Effizienz je Netzbetreiber zu ermitteln. Eine unterschiedliche Behandlung von konventionellen und neuartigen Lösungsoptionen kann zu Verzerrungen bei der Lösungswahl durch den Netzbetreiber führen:

- **Aufwandsparameter** – Die Kosten für neuartige und konventionelle Lösungsoptionen – sofern beeinflussbar – werden gleichbehandelt und gehen als Aufwandsparameter in den Effizienzvergleich ein. Eine Ausnahme unter den neuartigen Lösungsoptionen bildet ESM, dessen als dauerhaft nicht beinflussbar anerkannte Kosten nicht in die Kostenbasis des Effizienzvergleichs eingehen.

- **Vergleichsparameter** – Neuartige Lösungsoptionen können im Gegensatz zum konventionellen Netzausbau zu geringeren Ausprägungen bei einigen möglichen Vergleichsparametern führen (Anlehnung an das Effizienzvergleichsmodell der Regulierungsperiode 2014 bis 2018). Dies führt ggf. zu Verzerrungen:
    - Bei Investitionen in Leitungen steigt die Ausprägung des Parameters „Leitungslänge“ an, bei neuartigen Lösungen wird kein Leistungsparameter erhöht – hierdurch entsteht eine Asymmetrie.
    - Bei Einsatz der Flexibilität von Speichern oder Lasten (als neuartige Lösungsoption) kommt es ggf. zu einem Absinken des Vergleichsparameters „gemessene Spitzenlast“. Der Einsatz von Flexibilität wird also ggf. sanktioniert. Dies führt zu Verzerrungen, wenn die Nutzung der Flexibilität durch eine Zahlung von den Netzbetreibern an die Netznutzer entgolten wird und damit die Kosten der Flexibilitätsnutzung bereits in der Kostenbasis der Netzbetreiber für den Effizienzvergleich inkludiert sind. Es käme dann zu einer doppelten Sanktionierung im Effizienzvergleich.

  Die Auswahl der Vergleichsparameter sollte nach Möglichkeit sicherstellen, dass diese bei gegebener Versorgungsaufgabe nicht durch den Netzbetreiber beeinflussbar sind (d.h. die Vergleichsparameter müssen exogen hinsichtlich der Entscheidungen der VNB sein).

4.3.6.2 Ausgestaltungsoptionen

Bei der Anpassung der Vergleichsparameter bestehen folgende Optionen:

- Derzeitige Besserstellung von Leitungsinvestitionen: Ersatz der realen Leitungslänge als Vergleichsparameter durch andere geeignete Parameter, die die gleiche energiewirtschaftliche Leistung beschreiben (auch wenn der zu erwartende Erklärungsgehalt der Variable „Leitungslänge“ als Kostentreiber im statistischen Modell relativ hoch ist). Im Idealfall sollte, anders als die Leitungslänge, der Ersatzparameter grundsätzlich exogen, also nicht durch den Netzbetreiber beeinflussbar sein.
- Derzeitige „Bestrafung“ der Nutzung von Lastflexibilität beim Parameter „gemessene Spitzenlast“: Falls empirisch relevant, Jahreshöchstlast als Vergleichsparameter anpassen. Z. B. könnte die gemessene Spitzenlast um Flexibilitätsmaßnahmen korrigiert werden. Hierfür müssten dann entsprechend Daten zur Nutzung der Flexibilitäten inklusive der genauen Abrufzeitpunkte (insbesondere zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast) vorliegen.

4.3.6.3 Wirkanalyse

- Effizienz/Anreizwirkung: Die Wirkungen eines Eingriffs in das Benchmarking-Modell sind indirekt, und die Auswirkung auf die individuelle Erlösobergrenze ist netzbetreiberspezifisch. Regulierungssystematisch sollte sich die Anreizwirkung des Effizienzbenchmarkings durch die genannten Anpassungen insgesamt verbessern.
- Praktikabilität: Bei der Praktikabilität dieses Ansatzes gibt es zwei mögliche Einschränkungen:
    - Hoher Erklärungsgehalt der Kosten durch Parameter wie die Leitungslänge: In der Kostentreiberanalyse zeigen Parameter wie die Leitungslänge einen relativen hohen Erklärungsgehalt für die Kosten der Netzbetreiber. Dies ist erklärbar, da es sich bei der Leitungslänge um einen Inputparameter handelt. Grundsätzlich regulierungssystematisch vorteilhaft wäre im Effizienzvergleich die Verwendung ausschließlich exogener, eindeutig nicht beeinflussbarer Parameter. Diese weisen allerdings häufig einen deutlich niedrigeren Erklärungsgehalt auf, so dass eine Abwägung zwischen den verschiedenen Zielgrößen eines Effizienzvergleichs erforderlich ist. Diese Abwägung ist nicht eindeutig.
    - Umsetzbarkeit einer Korrektur von Spitzenlastwerten um Flexibilitätseinsätze: Bei der Korrektur der „gemessenen Leistungsspitzen“ müssten verlässliche Daten über den Einsatz von Lastflexibilität in der Stunde der Jahreshöchstlast vorliegen. Dieser Wert könnte auf die „gemessene Spitzenlast“ aufsummiert werden, so dass ein neuer Parameter „um Lastflexibilität modifizierte gemessene Jahreshöchstlast“ ermittelt würde. Dies ist theoretisch möglich, würde aber eine entsprechende Erhebung, Prüfung und Validierung von Daten erfordern – mit entsprechend großen Herausforderungen für eine gerichtsfeste Umsetzung in der Regulierungspraxis.
- Auswirkung auf Wirtschaftsakteure: Anpassungen in den Leistungs- und Strukturparametern können Auswirkungen auf die Rangfolge bei den Effizienzwerten haben und damit eine Umverteilung von Erlösen zwischen den Netzbetreibern auslösen. Darüber hinaus kann eine Anpassung der Leistungs- und Strukturparameter Auswirkungen auf die durchschnittlichen Effizienzen aller Netzbetreiber haben:
    - Ersatz der Leitungslänge durch einen anderen Parameter: Weist der Parameter Leitungslänge einen relativ hohem Erklärungsgehalt für die Kosten auf, und wird dieser

durch einen anderen Parameter mit geringerem Erklärungsgehalt ersetzt, ist zu erwarten, dass die durchschnittliche Ineffizienz der Unternehmen im Effizienzvergleich zunimmt. Es wird dann ein höherer Anteil der Kostenvariationen über den Ineffizienzterm erklärt, was sachlich richtig sein kann. Welche statistischen Eigenschaften der Parameter „Leistungslänge“ aufweist, kann nur in den Berechnungen zu den Effizienzvergleichen festgestellt werden.

- Modifikation des Parameters „gemessene Spitzenlast“: Steigt der Erklärungsgehalt des Kostenmodells durch die Modifikation des Parameters an, ist wahrscheinlich, dass die ermittelten Ineffizienzen der Netzbetreiber im Effizienzvergleich geringer ausfallen.
- Weiterhin würde die Wirkung von Investitionen in Leitungen auf die Effizienzwerte schwieriger prognostizierbar. Dies gilt aber gleichermaßen für Kosten anderer Netzmaßnahmen. Eine entsprechende Gleichbehandlung würde bei den Netzbetreibern Abwägungsprozesse auslösen, die zu effizienten Entscheidungen führen können.

- Indirekte Auswirkung auf das Regulierungssystem: Die Anpassung der Vergleichsparameter ist konsistent mit dem Ansatz des Effizienzvergleichs, die Erfüllung einer Versorgungsaufgabe zu geringstmöglichen Kosten zu erreichen. Ein Wechsel des Benchmarking-Modells mit dem Ersatz von (teilweise) endogenen Parametern durch eindeutig exogene (z. B. die Herausnahme der realen Leitungslänge als ehemaliger Pflichtparameter) würde das Vergleichsmodell – aus rein regulierungssystematischer Perspektive – verbessern.
- Umsetzbarkeit:

  Die Anpassung der Vergleichsparameter ist im Rahmen der bestehenden ARegV umsetzbar und wird durch den Wegfall der Pflichtparameter im Effizienzvergleichsmodell zur dritten Regulierungsperiode begünstigt.

4.3.6.4 Fazit

Die Anpassung der Vergleichsparameter wäre konzeptionell ein geeigneter Schritt, um im Rahmen der Effizienzbewertung ein „level playing field“ zwischen neuartigen und konventionellen Lösungsoptionen zu schaffen. Andere in diesem Gutachten untersuchte Verzerrungen wie die unterschiedliche zeitliche Erlöswirksamkeit von neuartigen Lösungsoptionen werden hierdurch allerdings nicht tangiert. Es ist auch nicht die Aufgabe des Effizienzvergleiches, diese

Verzerrungen zu adressieren, da es sich um ein für sich stehendes, aus sich heraus technologieneutral angelegtes Regulierungsinstrument handelt.

4.3.7 Anpassungen des Netzentgeltsystems

Der Einsatz nutzerseitiger Flexibilitäten aus EE-Anlagen (Einspeisemanagement) und dezentralen Lasten (z. B. Steuerung der Ladevorgänge von Elektromobilen) stellt – wie in Abschnitt 2.2 beschrieben – eine- neuartige Lösungsoption zur Entlastung der Stromnetze dar. Sofern von Netznutzergruppen Netzentgelte zu entrichten sind (was heute in Deutschland nur für Verbraucher, nicht für Einspeisungen zutrifft), kann eine Kompensation für die Nutzung der Flexibilität (sowohl Bereitstellung als auch Abruf) über eine Differenzierung der Netzentgelte erfolgen.

Im Folgenden diskutieren wir die Ausgestaltung und regulatorische Einordnung einer Differenzierung des Netzentgeltsystems im Kontext der Anreize für Netzbetreiber, nutzerseitiger Flexibilitäten zur Netzentlastung zu nutzen.

4.3.7.1 Anknüpfungspunkt/Zielsetzung

In den bisherigen Ausführungen sind wir davon ausgegangen, dass kontrahierte nutzerseitige Flexibilitäten durch Zahlungen des Netzbetreibers an den Flexibilitätsanbieter vergütet werden, die unter die Erlösregulierung der ARegV fallen. Dies setzt implizit voraus, dass

- Netznutzer grundsätzlich einen Anspruch auf uneingeschränkten, nicht unterbrechbaren Netzzugang haben, und
- in einem effizienten Netzentgeltregime die Netznutzer gleichzeitig die Kosten für den uneingeschränkten Netzzugang tragen, d.h. auch für die Vorhaltung einer entsprechenden Übertragungs- und Verteilungskapazität im Netz zahlen.

Greifen Netzbetreiber unter diesen Umständen auf nutzerseitige Flexibilität zurück, um das Netz zu entlasten, müssen entsprechende Kompensationszahlungen von den Netzbetreibern an die Netznutzer geleistet werden. Die Kosten hierfür gehen bei entsprechender Kostenanerkennung in die Kostenbasis und damit die Erlösobergrenze der Netzbetreiber ein. Die Refinanzierung der Flexibilität erfolgt über die Netzentgelte auf Basis der Erlösobergrenze. In den vorhergehenden Abschnitten haben wir die Verzerrungen bezüglich der Erlöswirksamkeit der unterschiedlichen Kostenarten diskutiert.

Alternativ können Netzbetreiber den Netzkunden unterschiedliche Netznutzungsprodukte anbieten und den Zugriff auf Flexibilität über die Differenzierung der Netznutzungsprodukte sicherstellen. In diesem Fall würde nutzerseitige Flexibilität durch die Netzbetreiber nicht explizit vergütet, sondern implizit über differenzierte Netznutzungsverträge beschafft. In diesem Fall wären die Kostenbasis und damit die Erlösobergrenze des Netzbetreibers nicht berührt.

Tarifdifferenzierungen werden in der Niederspannung z. B. heute schon bei Nachtspeicherheizungen praktiziert, jedoch hier historisch begründet v.a. vor dem Hintergrund der besseren Auslastung der Grundlastkraftwerke, nicht der Netze. Eine Differenzierung kommt in Zukunft hierbei v.a. für solche Verbrauchseinrichtungen in Frage, die die Gleichzeitigkeit der Verbrauchsprofile im Netz stark treiben, z. B. Elektromobilität. Kunden, die das Netz mit einer Schnellladesäule zu jeder Zeit voll beanspruchen möchten, müssen dann höhere Netzentgelte entrichten als jene, die dies nicht tun.

4.3.7.2 Ausgestaltungsoptionen

Netzbetreiber können unterschiedliche Netznutzungsprodukte definieren, zwischen denen die relevanten Netznutzer dann wählen könnten. Die Produkte könnten beispielsweise wie folgt differenziert werden:

- Produkt ohne Zugriffsmöglichkeit des VNBs
    - Netznutzer, die dieses Produkt wählen, hätten das Recht auf eine uneingeschränkte Netznutzung. Hiervon auszunehmen wären Einschränkungen im Zuge von Notfallmaßnahmen des Netzbetreibers im Fall einer Gefährdung der Systemsicherheit.
    - Hierfür hätte der Netzbetreiber entsprechend hohe Netznutzungsentgelte anzusetzen. Diese müssten im Grundsatz den von dem Netznutzer verursachten langfristigen Netzausbaugrenzkosten entsprechen. In der Praxis werden diese Kosten nicht individuell und knotenscharf, sondern pauschalisiert über gesamte Netzgebiete und Netznutzergruppen ermittelt.
- Produkt mit geringer Zugriffsmöglichkeit des VNBs
    - Beispielsweise könnte der Netzbetreiber ein Netznutzungsprodukt definieren, welches Flexibilitätszugriffe in geringem Ausmass ermöglicht. Die Bedingungen wären entsprechend vertraglich zu regeln, z. B. könnte die Netznutzung bis zu X Stunden

am Tag eingeschränkt werden, in maximal Y Stunden am Stück, und an maximal Z Tagen im Monat oder Ähnliches.

- Die Netznutzungsentgelte müssten entsprechend geringer angesetzt werden. Dieser Rabatt dürfte dabei maximal in Höhe der durch den Flexibilitätseinsatz eingesparten Netzkosten ausfallen.

- Produkt mit hoher Zugriffsmöglichkeit des VNBs
  - Analog könnte der Netzbetreiber ein oder mehrere weitere Netznutzungsprodukte anbieten, welche häufigere bzw. intensivere Eingriffe ermöglichen, und entsprechend noch geringere Netznutzungsentgelte implizieren.

Um in den Genuss eines rabattierten Entgelts zu kommen, müssen die Netznutzer Bedingungen erfüllen, die als netzdienlich angesehen werden. Wenn ein Netznutzer die Bedingungen nicht erfüllt, könnte das durch ihn zu entrichtende Netzentgelt in einem zweiten Schritt ex ante oder ex post heraufgesetzt werden. Es würden dann Preisaufschläge für netzkostentreibendes Verhalten erhoben.[23] Dieser Ansatz könnte in allen Netzebenen zur Anwendung kommen.[24]

4.3.7.3 Wirkanalyse

- <u>Effizienz/Anreizwirkung:</u>
  - Netznutzer wägen bezüglich Ihrer Entscheidung, für welche Zwecke und wann nutzerseitige Flexibilitäten eingesetzt werden, auf wirtschaftlicher Basis ab:
    - Zahlen sie ein höheres Netznutzungsentgelt und erhalten damit einen uneingeschränkten Zugang zum Netz, kann die Flexibilität auf dem Strommarkt frei vermarktet werden – der Netzbetreiber hätte kein Eingriffsrecht (außer als Notmaßnahme).

[23] Die Differenzierung könnte auch an den Baukostenzuschüssen statt an den Netznutzungsentgelten ansetzen. Die Diskussion der Vor- und Nachteile dieses Ansatzes ist nicht Gegenstand dieses Gutachtens.

[24] Es sei darauf hingewiesen, dass die Differenzierung der Netzentgelte nach Produktgruppen von der Struktur der Netzentgelte entkoppelt und damit von eventuellen Änderungen der Netzentgeltstruktur unabhängig sind. Ein zwingender Grund, dies – wie heute bei § 14a EnWG üblich – über reduzierte Arbeitspreise zu realisieren, besteht nicht.

- Wählen Sie ein Netznutzungsprodukt mit Einschränkungen und zahlen ein entsprechend geringeres Netzentgelt, ist die Nutzung der Flexibilität durch den Netzbetreiber prioritär – die Flexibilität kann dann nur eingeschränkt oder nicht alternativ vermarktet werden.

Reflektiert die Differenzierung der Netzentgelte die Kostenwirkung im Netz, ist das Ergebnis effizient.

- Die Refinanzierung des Einsatzes nutzerseitiger Flexibilität erfolgt durch die Kalibrierung des Netzentgeltsystems über die verschiedenen Produkte: Die Netzbetreiber differenzieren die Netzprodukte nach Produktklassen und treffen ex ante eine Annahme, inwieweit die unterschiedlichen Netzprodukte kontrahiert werden. Die Höhe der Netzentgelte wird so gewählt, dass die Erlösobergrenze im Erwartungswert insgesamt nicht überschritten wird.

Treten die Erwartungen ein, wird die Nutzung der Flexibilität unmittelbar über die Kalibrierung der Netzentgelte refinanziert. Zahlungsströme vom Netzbetreiber zu den Netznutzern treten nicht auf. Dementsprechend stellt sich nicht die Frage nach der Erlöswirksamkeit von Kostenpositionen – diese treten nicht auf. Im Ergebnis gibt es auch keine Zeitverzögerung von Kostenanfall einerseits und Erlöswirksamkeit andererseits. Insofern wird der Einsatz nutzerseitiger Flexibilität durch die Netzbetreiber in zeitlicher Hinsicht mit den kapitalintensiven Netzmaßnahmen (mindestens) gleichgestellt.

- Da die (indirekten) Kosten des Einsatzes nutzerseitiger Flexibilität zur Netzentlastung nicht Bestandteil der Kostenbasis sind, ist diese nicht Bestandteil des Effizienzvergleichs und damit auch nicht Bestandteil des Anreizregulierungssystems. Im Gegenteil: Die Nutzung netzdienlicher Flexibilitäten wirkt aus Netzbetreibersicht sogar kostensenkend, da z.B. Netzerneuerungen bzw. -erweiterungen hinausgezögert werden können. Dementsprechend können Nachteile einer solchen Lösung sein:
  - ein Überanreiz für Netzbetreiber zur Nutzung netzdienlich eingesetzter Flexibilitäten; und
  - das Risiko einer übermäßigen netzentgeltseitigen monetären Kompensation der netzdienlich eingesetzten Flexibilität.

Ein disziplinierender Effekt könnte über die Effizienzvergleiche zwischen den Netzbetreibern erfolgen, wenn die durch die Netzentgeltstrukturen induzierte Flexibilitätsnutzung Einfluss auf Leistungsparameter des Benchmarkingmodells hat. So ist gegenwärtig der Parameter der „gemessenen Jahreshöchstlast“ Bestandteil des Effizienzvergleichsmodells im Stromsektor. Ein sehr starker Einsatz netzdienlich eingesetzter Flexibilität würde diesen Parameter ggf. senken und damit einen überbordenden Einsatz nutzerseitiger Flexibilität durch die Netzbetreiber indirekt im Effizienzvergleich durch eine Verringerung des Leistungsparameters „gemessenen Jahreshöchstlast“ sanktionieren.

Allerdings wirkt der Einfluss über Parameter wie die „Jahreshöchstlast“ nur punktuell und ist nur dann gegeben, wenn die (in diesem Fall netzdienlich eingesetzte verbrauchsseitige) Flexibilitätsnutzung zum Zeitpunkt der Höchstlast stattfindet. In jedem Fall wirkt der Einfluss der Flexibilitätsnutzung auf die Leistungsparameter weniger direkt auf den Effizienzvergleich als die Erfassung der Vergütung in den Netzkosten.[25] Inwiefern im Effizienzvergleich ausreichend geeignete Leistungsparameter gefunden werden können, um die durch die Netzentgeltstrukturen induzierte Nutzung netzdienlich eingesetzter Flexibilitäten einer Effizienzprüfung zuzuführen, wäre letztlich empirisch im Rahmen der Modellfindung für das Benchmarking zu prüfen.

- Praktikabilität:

  Wesentliche Herausforderung ist die adäquate Bestimmung der Differenzierung der Netzentgelte: Das System ist bezüglich der Anreize für die Netznutzung dann effizient, wenn die Netzentgeltdifferenzierung kostenreflektiv ist.

  Zudem kann sich der Netzbetreiber nicht sicher sein, in welchem Ausmaß Flexibilität zur Verfügung gestellt wird – dies ergibt nur ein Markttest (es handelt sich um ein System mit Preissteuerung). Dies bedeutet auch, dass es zu Situationen kommen kann, in welchen

[25] Dieser Problematik könnte begegnet werden, indem Anhaltspunkte zur Definition der Netznutzungsprodukte und zur Höhe der Entgeltreduktionen netzbetreiberübergreifend – z. B. durch die Bundesnetzagentur – vorgegeben werden. Diese Vorgaben könnten dann so ermittelt werden, dass sie zumindest im Durchschnitt aller Netzbetreiber näherungsweise zu einer effizienten Nutzung und Vergütung der Flexibilität führen. Allerdings birgt dieser Ansatz die Gefahr einer Mikroregulierung und damit von Ineffizienzen.

Netzbetreiber nicht in der Lage sein werden, „ausreichende“ Flexibilität zu beschaffen, um kritische Netzzustände zu vermeiden:

- Preissteuerung impliziert, dass das Ausmaß der durch den VNB zu kontrahierenden Flexibilität im Vorhinein nicht sicher bekannt ist. Der VNB wird sich eine Erwartung über das Verhalten der Netznutzer bilden und versuchen, den Preis für Flexibilität in Form der Netzentgeltdifferenzen für die unterschiedlichen Netznutzungsprodukte derart festzulegen, dass eine sinnvolle Flexibilitätsmenge beschafft werden kann. Die konzeptionelle Höchstgrenze für den Preis von netznutzerseitiger Flexibilität stellen dabei die durch die Flexibilitätsnutzung vermiedenen Netzausbaukosten dar.
- Ein für das Netzgebiet einheitlicher Preis für Flexibilität (im Gegensatz zum Beispiel zu knotenscharf differenzierten Preisen) impliziert, dass nicht zwingend dort Flexibilität kontrahiert wird, wo die Flexibilität den größten netzentlastenden Effekt hat.

In Situationen, in welchen der VNB keine ausreichende Flexibilität beschaffen kann, müssten zusätzliche Maßnahmen ergriffen werden, wie z. B.:

- Langfristig: Netzausbau: Dies wäre dann die konventionelle Lösung. Wenn Letztverbraucher trotz der ihnen vermittelten Preissignale nicht bereit sind, eine eingeschränkte Netznutzung (in Form von Flexibilitätszugriffen durch den VNB) zu akzeptieren, zeigt dies, dass der Nutzen einer Netzverstärkung/-optimierung deren Kosten überwiegt. Demnach sollte der VNB im Grundsatz verpflichtet sein, dass Netz entsprechend derart auszubauen bzw. zu verstärken, dass eine uneingeschränkte (bzw. in geringerem Umfang eingeschränkte) Netznutzung möglich ist.
- Temporär bis Netzausbau: Netzbetreiber könnten temporär das Recht erhalten, den Netzzugang bei einzelnen Netznutzern gegen Kompensation einzuschränken oder Netzanschlussbegehren temporär aus technischen Gründen abzulehnen bzw. nur unter Einschränkungen zu gewähren, bis der Netzausbau erfolgt ist. Dies entspricht weitgehend der heutigen Praxis.

Zudem verbleibt die Möglichkeit zu Notfallmaßnahmen durch den Netzbetreiber bei Gefährdung der Netzsicherheit.

- <u>Auswirkung auf Wirtschaftsakteure:</u>

- Netzbetreiber: Die Refinanzierung des Einsatzes nutzerseitiger Flexibilität erfolgt unmittelbar über die Schlüsselung der Netzkosten zu Produktgruppen. Es fällt kein zeitlicher Verzug an, sofern die Netznutzungsprodukte wie erwartet kontrahiert werden. Mögliche Unter-/Übererlöse durch zeitliche Schwankungen der Erlöse werden über das Regulierungskonto ausgeglichen. Risiken bezüglich der Kostenanerkennung im Rahmen der Anreizregulierung bestehen nicht.
- Netznutzer: Je nach Ausgestaltung der Netzentgeltdifferenzierung werden Nutzergruppen stärker oder schwächer mit Netzentgelten belastet. Es erfolgt also eine Umverteilung.
    - Netznutzer mit hoher Flexibilität zahlen geringere Netzentgelte als Netznutzer ohne oder mit geringer Flexibilität. Ist die Netzentgeltdifferenzierung kostenreflektiv, ist dies effizient.
    - Kunden ohne steuerbare Verbrauchseinrichtungen können an dem System nicht teilnehmen. Allerdings könnte hieraus ein Anreiz entstehen, entsprechende technische Einrichtungen zu installieren, um ebenfalls in den Genuss reduzierter Netzentgelte zu gelangen.

- Umsetzbarkeit:

  Es wäre mindestens die Netzentgeltverordnung anzupassen bzw. zu präzisieren. So könnten zur Vereinheitlichung von Berechnungsansätzen für die Netzentgelte und von Netzzugangsprodukten mit Zugriffsmöglichkeiten durch den VNB grundsätzliche Leitlinien für die Netzentgeltdifferenzierung für nutzerseitige Flexibilität formuliert werden. Damit würde die Vergleichbarkeit der Netzentgelte zwischen den Netzbetreibern verbessert und die Wahl der Netzzugangsprodukte für die Nutzer vereinfacht.

4.3.7.4 Fazit

Solange Flexibilität nicht kurzfristig für konkret antizipierte Engpässe beschafft werden soll, sondern die Zugriffsmöglichkeit auf Flexibilität über längerfristige Zeiträume und für gesamte Netzgebiete (wie heute im Rahmen der Rundsteuerung) gewährleistet werden soll, könnte erwogen werden, netzdienlich eingesetzter Flexibilitäten über alternative Netznutzungsprodukte zu beschaffen. Die Frage nach der regulatorischen Behandlung der Kosten für die Nutzung netzdienlich eingesetzter Flexibilität stellt sich dann nicht.

Allerdings erfasst eine derartige Anpassung lediglich nutzerseitige Flexibilität als „neuartige“ Netzmanagementmaßnahme auf der Lastseite. Anderweitige neuartige Lösungsoptionen werden nicht erfasst und ggf. regulatorisch anders angereizt. An dieser Stelle würde ggf. kein Level-Playing-Field bestehen. Zudem wäre sicher zu stellen, dass der Einsatz nutzerseitiger Flexibilität im Effizienzvergleich angemessen berücksichtigt wird, z. B. durch entsprechend geeignete Leistungsparameter im Benchmarking oder geeignete regulatorische Vorgaben, die auf eine effiziente Nutzung netzdienlicher Flexibilität ausgerichtet sind.

Die Adjustierung des Netzentgelt- und Netzzugangssystems kann aus diesem Grund lediglich ergänzend und partiell die Herausforderung der uneinheitlichen Behandlung von unterschiedlichen Kostenarten adressieren.

4.4 Bewertung von Systemanpassungen

In diesem Abschnitt untersuchen wir umfassendere Anpassungen des Regulierungssystems, d.h. regulatorische Lösungsansätze mit größerer Eingriffstiefe bzw. einer grundlegenderen Neuausrichtung des Regulierungsrahmens, die z. T. international bereits praktiziert werden.

Die Bewertung erfolgt entlang der gleichen Schritte wie für die Einzelmaßnahmen im Abschnitt 4.3.

Wir untersuchen die folgenden Reformoptionen:

- Regulierungssystem mit simuliertem Wettbewerb (Abschnitt 4.4.1)
- Differenzierte Regulierung (Abschnitt 4.4.2)

4.4.1 Regulierungssystem mit simuliertem Wettbewerb

4.4.1.1 Anknüpfungspunkt/Zielsetzung

Regulierungssysteme mit simuliertem Wettbewerb werden beispielsweise in Norwegen praktiziert und hier zunächst in ihrer grundsätzlichen ökonomischen Wirkung skizziert. Grundsätzlich verfolgen derartige Regulierungssysteme folgende Ziele:

- Stärkere Anreize zu effizientem unternehmerischem Handeln (durch Entkopplung der Erlöse von den individuellen Kosten) auch bei evtl. häufigerer Neuermittlung der Erlösobergrenze;

- Beibehaltung eines ausgewogenen Chancen-Risiken-Profils, so dass für Netzbetreiber durch effizientes unternehmerisches Handeln eine realistische Chance besteht, Zusatzrenditen zu erzielen; sowie
- Begrenzung des Transaktionsaufwands.

4.4.1.2 Ausgestaltungsoptionen

Ansatzpunkte für ein Anreizregulierungssystem mit simuliertem Wettbewerb können grundsätzlich die folgenden Elemente sein:

- Ein System zur Entkopplung der unternehmensindividuellen Kosten von der Erlösobergrenze. Das Setzen von Effizienzanreizen erfordert die (teilweise oder zeitweise) Entkopplung der eigenen Kosten der regulierten Unternehmen von den Erlösen. Auf diese Weise können die Unternehmen Effizienzgewinne teilweise einbehalten und somit von Effizienzanstrengungen profitieren. Um dies zu erreichen, werden in Systemen mit simuliertem Wettbewerb die individuellen Kosten der einzelnen Unternehmen von den Erlösobergrenzen entkoppelt, indem ein Teil der Erlösobergrenze durch das branchenweite Kostenniveau („Normkosten“) determiniert wird. Hierbei gibt es eine Reihe von Freiheitsgraden:
    - Anteil eigene Kosten vs. Normkosten: Der Anteil der eigenen Kosten an der Erlösobergrenze kann zwischen 100% (Kosten-Plus-Regulierung) und 0% (vollkommene Entkopplung) festgelegt werden. Hierbei ist zwischen Anreizwirkung und Risiken für die Netzbetreiber abzuwägen. Möglich wäre, bei Einführung des Regulierungssystems mit einem relativ hohen Prozentsatz an eigenen Kosten zu starten (z. B. 60%) und diesen Wert sukzessive abzuschmelzen (z. B. auf 50% und später 40%). Hierdurch würde den Unternehmen Zeit gewährt, sich an das neue Regulierungssystem zu gewöhnen und Kosten anzugleichen (wobei Kostenangleichungen bereits in der derzeitigen Erlösobergrenzenregulierung stattgefunden haben sollten).
    - Individuelle Effizienzvorgaben bzw. Vorgaben zum Abbau von Ineffizienzen sind nicht mehr erforderlich.
    - Orientierung der Kosten der Branche am Durchschnitt oder den besten Unternehmen: Der Bestandteil der Erlösobergrenze, der sich über die Kosten der Branche definiert, kann sich an den Durchschnittkosten der Branche oder an den kosteneffizientesten Unternehmen orientieren. Letzteres kommt derzeit bei der Bestimmung

der Effizienzwerte in der deutschen Anreizregulierung zum Tragen. In einem System mit simuliertem Wettbewerb kann die Akzeptanz des Systems gestärkt werden, wenn sich die Erlösobergrenze an den Kosten des Branchendurchschnitts oder einem (gewichteten) Mittel aus Kosten des effizientesten Unternehmens und dem Branchendurchschnitt ergibt: Unternehmen, die effizienter als das durchschnittliche Branchenniveau sind, können dann eine Rendite erwirtschaften, die über der regulatorischen Rendite bei der Bestimmung der Kapitalkosten liegt.

- Frequenz der Ermittlung der Erlösobergrenze: Die Frequenz, mit der die Erlöse der regulierten Unternehmen an die Kosten (Branchenwerte und eigene Kosten) angepasst werden, beeinflusst die Stärke der Anreize für die Unternehmen: Bei einer hohen Frequenz der Erlösanpassungen (also nach wenigen Jahren) erfolgt eine zeitnahe Anpassung der Erlösobergrenze an die Kosten der Vergleichsunternehmen der Branche (z. B. in Norwegen alle zwei Jahre). Gleichzeitig wird ein mögliches Auseinanderfallen von Kostenanfall und Erlöswirksamkeit bei einzelnen Kostenpositionen vermieden bzw. vermindert. Eine hohe Frequenz bei der Ermittlung der Erlösobergrenze kann aber nur dann erzielt werden, wenn die regulatorischen Prozesse entsprechend administrierbar sind. Für eine geringere Frequenz der Anpassung der Erlösobergrenzen (also mehrere Jahre) sprechen insbesondere der geringere Aufwand und die Verminderung von Transaktionskosten, was insbesondere bei komplexen und aufwändigen Regulierungsprozessen von Bedeutung sein kann. Deshalb wäre bei komplexen Regulierungssystemen (wie etwa in Deutschland) eine hohe Frequenz nur mit umfassenden Vereinfachungen der administrativen Prozesse und Anforderungen durchführbar.

- Taktung des Effizienzbenchmarkings: Für die Bestimmung der Kosten der Branche sind, ähnlich wie im heutigen Regulierungssystem in Deutschland, Effizienzvergleiche durchzuführen. Das Effizienzvergleichsmodell kann dabei über mehrere Anpassungsrunden für die Erlösobergrenzen (z. B. 2-3 Runden) fixiert werden. Bei fixiertem Modell werden die Effizienzwerte auf Basis aktueller Kosten- und Vergleichsparameter berechnet, ohne allerdings die Modellparameter selbst zu verändern.

- Vereinfachung der Datenerfassung: Da die Daten für die Bestimmung der Kostenbasis und Vergleichsparameter des Effizienzvergleichs entsprechend der gewählten Frequenz der Anpassung der Erlösobergrenzen zu erfassen und zu prüfen sind, ist besonders bei hohen Frequenzen eine Standardisierung unabdingbar.

- Optional – Istwerte vs. Planwerte: Möglich ist zudem, für die Kosten und Vergleichsparameter Planwerte statt Istwerte anzusetzen. Hierdurch wird das Auseinanderfallen des Zeitpunkts von Kostenanfall und Erlöswirksamkeit weiter vermindert. Allerdings ist die Prüfung von Planwerten durch die Regulierungsbehörde deutlich aufwändiger als von Istwerten und angesichts der erforderlichen Schätz- bzw. Prognoseansätze der Netzbetreiber faktisch nicht eindeutig nachvollziehbar.
- Optional – Kapitalkostenabgleich: Ähnlich wie im derzeitigen Regulierungssystem kann ein Kapitalkostenabgleich für Neuinvestitionen Anwendung finden (in ähnlicher Form in Norwegen praktiziert). Dies soll einer verzögerten Erlöswirksamkeit von Kapitalkosten entgegenwirken, da Istdaten i.d.R. erst 1-2 Jahre verzögert zur Verfügung stehen. Hierdurch würde allerdings die Ungleichbehandlung von Kapital- und Betriebskosten fortgeschrieben, was kritisch zu sehen wäre.

Im Folgenden wird die Ausgestaltung eines Regulierungsregimes mit simuliertem Wettbewerb am Beispiel Norwegens erläutert und anschließend bewertet.

YARDSTICK COMPETITION IN NORWEGEN

Bei der seit 2007 als Yardstick-Regulierung ausgestalteten Erlösobergrenzenregulierung in Norwegen werden die zulässigen Erlöse durch eine Gewichtung der tatsächlichen Kosten mit Normkosten bestimmt. Die Erlöse werden jährlich rollierend auf Basis von letztverfügbaren Ist-Werten der Betriebs- und Kapitalkosten und einem Gesamtkostenbenchmarking angepasst. Die Ausgestaltung des Systems als Yardstick-Regulierung soll sicherstellen, dass die Firmen ihre Kosten nicht strategisch erhöhen, da die eigenen Kosten nur einen geringen Einfluss auf die zulässigen Erlöse haben sollen.

- **Phase 1 – Beginn der Regulierungsperiode** – Am Beginn einer Regulierungsperiode werden zwei Jahre zurückliegende Ist-Kosten als Basis der Erlösberechnung verwendet. Die Betriebskosten werden auf das Jahr *t* mit dem Verbraucherpreisindex indexiert, die Kapitalkosten hingegen werden nicht indexiert.
- **Phase 2 – Während der Regulierungsperiode** – Während der Regulierungsperiode bilden zwei Jahre zurückliegende rollierende Kapital- und Betriebskosten die Grundlage der Erlösberechnung. Somit soll sichergestellt werden, dass die Erlöse die Kostenentwicklung während der Regulierungsperiode widerspiegeln. Der zulässige jährliche Erlös für das Jahr t ergibt sich aus:
  - 40% der Ist-Kosten aus dem Jahr t-2;
  - 60% der Normkosten aus dem Jahr t-2; und
  - Differenz zwischen den Kapitalkosten im Jahr t (Plankosten) und den zwei Jahre (t-2) zurückliegenden Kapitalkosten zum Ausgleich des Zeitverzugs.

  Die Berechnung der Normkosten erfolgt durch ein dreistufiges Verfahren:
  - Jedes Jahr wird ein Gesamtkostenbenchmarking (Data Envelopment Analysis) der t-2-Ist-Daten durchgeführt, aus diesem Vergleich ergibt sich ein Effizienzwert für jedes Unternehmen. Als Referenz wird ein durchschnittlich effizientes Unternehmen betrachtet.[26]
  - Die Normkosten werden als tatsächliche Kosten zum Zeitpunkt t-2 multipliziert mit dem im ersten Schritt ermittelten Effizienzwert berechnet.
  - Die Normkosten werden anschließend derart kalibriert, dass die Summe der Normkosten der Summe der tatsächlichen Kosten in t-2 entspricht. Dadurch wird sichergestellt, dass über die gesamte Branche die zulässige Kapitalverzinsung erreicht wird.

  Investitionen werden seit der 3. Regulierungsperiode (2007-2012) zeitnah berücksichtigt und unterliegen einer jährlichen Prüfung der Effizienz durch Benchmarking.
- **Phase 3 – Ende der Regulierungsperiode** – Ein Carry-Over von Effizienzgewinnen in die nachfolgende Regulierungsperiode ist nicht möglich.

[26] Dies bedeutet, dass die Norm-Kosten für ein Unternehmen über (unter) der durchschnittlichen Effizienz höher (niedriger) sind als die Ist-Kosten. Die Summe der Norm-Kosten für alle Unternehmen entspricht dabei der

4.4.1.3 Wirkanalyse

- Effizienz/Anreizwirkung:
    - Betriebs- vs. Kapitalkosten – Da Kapital- und Betriebskosten gleich behandelt werden (es sei denn, es würde wieder ein System mit Kapitalkostenabgleich eingeführt), würden Anreizverzerrungen zwischen neuartigen, betriebskostenintensiven Lösungsoptionen und kapitalkostenintensiven Lösungsoptionen vermieden. Die Neutralität hinsichtlich der Technologiewahl hängt jedoch auch maßgeblich von den gewählten Leistungs- und Strukturparametern im Effizienzvergleich ab (wird z. B. tatsächliche Leitungslänge gewählt, würden konventionelle Lösungsoptionen tendenziell bevorzugt).
    - Kostensenkungsanreize – Kostensenkungsanreize entstehen durch das partielle Lösen der Erlösobergrenze von den individuellen Kosten der Netzbetreiber und durch den Ansatz von durchschnittlichen Kosten der Branche (Normkosten). Die Stärke der Effizienzanreize hängt hierbei maßgeblich vom Gewichtungsfaktor für Norm- und individuelle Kosten ab.
- Praktikabilität:
    - Eine wesentliche Herausforderung ist bei hohen Anpassungsfrequenzen der Erlösobergrenze die häufigere Durchführung des Effizienzvergleichs und der Kostenprüfung. Diese Herausforderung wurde in Norwegen – wie beschrieben – durch eine Standardisierung von Datenabfragen und -verarbeitung und ein über die Zeit stabiles Benchmarkingmodell adressiert. Zwingend erforderlich für ein solches Regulierungsregime ist, dass die Methodik und die Datenanforderung so definiert und der Datenumfang so begrenzt werden, dass die Handhabung in einem kürzeren Zeitraum erfolgen und die Frequenz verkürzt werden kann. Zudem ist die Prüfung möglicher Modell- und Benchmarkingvarianten für den Effizienzvergleich einzuschränken,

Summe der Ist-Kosten. Die Effizienzwerte Gesamtkostenbenchmarking werden nach dieser Logik kalibriert und im Anschluss die Norm-Kosten durch die Multiplikation der Ist-Kosten mit den kalibrierten Effizienzwerten bestimmt. Die Referenz für die Norm-Kosten kann sich jedoch auch am effizientesten Unternehmen bzw. an einem Punkt zwischen einem durchschnittlich effizienten und dem effizientesten Unternehmen orientieren.

indem z. B. das Effizienzvergleichsmodell für einen längeren Zeitraum fixiert wird und die Effizienzwerte für mehrere Jahre mit einem festgelegten Modell ermittelt werden. [27]

- Die Stärke der Anreize kann relativ leicht durch die Anpassung des Gewichtungsfaktors für Norm- und Ist-Kosten gesteuert werden.

- Auswirkung auf Wirtschaftsakteure:
  - Das jährliche Nachziehen der Erlöse auf Basis tatsächlicher Gesamtkosten führt dazu, dass sowohl Effizienzgewinne als auch Kostensteigerungen schneller von Netzbetreibern an die Netzkunden weitergegeben werden. Bei sachgerechter Parametrierung sollte das Regulierungssystem langfristig zu Kostensenkungen führen, weil Verzerrungen zwischen Capex und Opex abgebaut werden.
  - Im System mit Normkosten werden zudem jene Unternehmen belohnt, die dauerhaft effizienter sind als der Branchendurchschnitt. Gleichzeitig müssen allerdings Unternehmen, die dauerhaft weniger effizient als der Durschnitt sind, Abschläge auf ihre Renditen hinnehmen. Im Gegensatz hierzu werden im heutigen deutschen Regulierungssystem v.a. jene Unternehmen belohnt, die zunächst ineffizient sind, diese Ineffizienzen aber schneller abbauen können als vorgegeben. Effiziente Unternehmen können aus Effizienzgewinnen nur dann Zusatzrenditen erwirtschaften, wenn sie ihre Effizienz schneller steigern als durch den generellen Produktivitätsfortschritt erwartet.
  - Die Ausrichtung der Normkosten am Branchendurchschnitt kann (muss aber nicht) zu insgesamt höheren Renditen der Unternehmen und damit einer höheren Belastung der Netzkunden führen. Allerdings kann dieser Effekt durch verstärkte Effizienzanreize kompensiert werden.

- Indirekte Auswirkung auf das Regulierungssystem:
  - Durch die Orientierung am Durchschnitt werden überdurchschnittlich effiziente Unternehmen belohnt, während im heutigen Regulierungsrahmen (abgesehen vom neu

[27] In Norwegen kommt bspw. ein Excel-Tool zur Anwendung. Vor der tatsächlichen Implementierung eines solchen Konzeptes können für die Entwicklung eines robusten Effizienzvergleiches entsprechende „Testläufe“ gemacht werden.

eingeführten Supereffizienzbonus) der Effizienzvergleich vor allem Ineffizienzen bestraft.

- Netzbetreiber merken an, dass die Ergebnisse des Effizienzvergleichs als unsicher wahrgenommen werden und die Wirkungen erst relativ langfristig spürbar sind. Eine regelmäßige und stärker standardisierte Durchführung des Effizienzvergleichs könnte das Vertrauen in dieses Instrument stärken.

- Umsetzbarkeit:

  Für die Gesamtumstellung des Regulierungsrahmens auf ein System mit simuliertem Wettbewerb wären weitreichende Eingriffe auf Gesetzes- und Verordnungsebene notwendig. In Deutschland wären dazu einschneidende und tiefgreifende Änderungen seitens des Gesetzgebers erforderlich. Gleiches gilt für prozedurale und organisatorische Anpassungen in der regulatorischen Prüf- und Genehmigungspraxis.

4.4.1.4 Fazit

Wie das Beispiel Norwegen zeigt, ist ein Regulierungssystem mit simuliertem Wettbewerb und Orientierung der Erlösobergrenzen an branchenweiten Kosten aus ökonomischer Sicht ein interessanter potenzieller Ansatz für Regulierungssysteme mit eingespielten Prozessen. Insbesondere ermöglicht der Ansatz eine technologieneutralere Behandlung unterschiedlicher Kostenarten, da er sich weitestgehend von einzelnen Kostenkategorien löst. Über einen solchen Ansatz lässt sich zudem die Signalwirkung aus dem Effizienzvergleich stärken.

Weiterhin lässt sich über den Ansatz das Chancen-Risiken-Profil für Netzbetreiber und -nutzer über die Gestaltung der Regulierungsparameter justieren. So haben bei Orientierung der Zielkosten der Netzbetreiber am Branchedurchschnitt auch durchschnittlich effiziente Netzbetreiber die Möglichkeit, ihre Kosten vollständig zu refinanzieren. Dies würde dazu führen, dass überdurchschnittlich effiziente Netzbetreiber dauerhaft eine zusätzliche Rendite realisieren können, solange ihre Effizienz über dem Branchendurchschnitt liegt. Gleichzeitig müssen allerdings Unternehmen, die dauerhaft weniger effizient als der Durchschnitt sind, entsprechende Abschläge auf ihre Renditen hinnehmen. Geht mit der Orientierung am durchschnittlichen Kostenniveau eine Kostensteigerung für die Verbraucher einher, sollte diese möglichst durch die zugleich erwartbare Kostensenkung aufgrund deutlich stärkerer Effizienzanreize überkompensiert werden. Entsprechend anspruchsvoll wäre dann das Anreizsystem auszugestalten.

Allerdings erscheint eine Einführung in Deutschland aufgrund der weitreichenden Eingriffe auf Gesetzes- und Verordnungsebene sowie der umfangreichen prozeduralen und organisatorischen Anpassungen in der regulatorischen Prüf- und Genehmigungspraxis aktuell nicht umsetzbar.

4.4.2 Differenzierte Regulierung

4.4.2.1 Anknüpfungspunkt/Zielsetzung

Im Evaluierungsbericht zur Anreizregulierung wurde eine Differenzierung der Regulierung als mögliche regulatorische Reformoption für eine ARegV 2.0 diskutiert.

Mit der differenzierten Regulierung sollte eine Zusatzoption für wenige Netzbetreiber eröffnet werden, die in besonderem Maße von der Energiewende betroffen sind. Vorschlag war, nur diesen Unternehmen zu genehmigen, die Kosten des Netzausbaus (im Unterschied zum Erweiterungsfaktor) unmittelbar auf Plankostenbasis abzubilden. Anders als im Vorschlag der differenzierten Regulierung des BDEW sollte den Netzbetreibern nicht die freie Wahl des Zugangs zum Instrument gewährt werden. Der Zugang sollte sich vielmehr am tatsächlich zu erwartenden energiewendebedingten Netzausbaubedarf orientieren. Durch die Begrenzung auf wenige besonders von der Energiewende belastete Netzbetreiber und durch Anwendung eines bekannten Regulierungsinstruments sollte der Aufwand für das spezifische Regulierungsinstrument begrenzt werden, aber das Konzept der Anreizregulierung im Wesentlichen erhalten bleiben.

Soll die Systematik einer differenzierten Regulierung auf die Thematik des vorliegenden Gutachtens übertragen werden, müssten entsprechend Unternehmen identifiziert werden, die

- besonderen Herausforderungen im Rahmen der Energiewende gegenüberstehen und
- bei denen gleichzeitig die Anreizverzerrungen im derzeitigen Regulierungssystem zu besonders starken negativen Auswirkungen bezüglich neuartiger Lösungsoptionen führen.

Hierfür müssten

- die entsprechenden Unternehmen identifiziert werden und
- festgelegt werden, welche regulatorischen Sonderregelungen für diese Unternehmen gelten sollten.

Als **Adressaten** einer differenzierten Regulierung könnten z. B. folgende Teilgruppen von Netzbetreibern gebildet werden:

- Verteil- vs. Übertragungsnetzbetreiber;
- Spannungsebenen – Netzbetreiber überwiegend mit Hoch-, Mittel- oder Niederspannungsnetzen;
- Netztypologie (z. B. ländliches, intermediäres oder städtisches Netz, Stadtnetz); und/oder
- Entwicklung der Versorgungsaufgabe (z. B. EE-Einspeiseanteile, Anteile Elektromobilität, Wärmepumpen o.ä.).

Als mögliche differenzierte **Sonderregelungen** für diese Netzbetreibergruppen kämen die in Abschnitt 4.3 diskutierten Einzelinstrumente in Frage, z. B. der (selektive) Betriebskostenabgleich für neuartige Lösungsoptionen, die Kostenanerkennung als volatile Kosten o.ä.

4.4.2.2 Bewertung

Eine differenzierte Regulierung bietet die Möglichkeit, die Auswirkungen der Anpassungen des Regulierungssystems auf einen engen Kreis von Unternehmen einzugrenzen. Entsprechend geringer sind Implementierungsaufwand und Auswirkungen auf die Wirtschaftsakteure (Netzbetreiber wie Netznutzer).

Eine differenzierte Regulierung wirft allerdings regelmäßig die Frage nach der Abgrenzung der gesondert zu behandelnden Netzbetreibergruppen auf. Im Hinblick auf unsere Fragestellung ist eine entsprechende Abgrenzung allerdings kaum möglich:

- Während die Unterscheidung allein nach VNB und ÜNB für die Zwecke dieser Untersuchung offensichtlich nicht hilfreich ist, würde die Unterteilung nach Netzebenen bereits eine Gruppenbildung unter den VNB ermöglichen. Die Analyse der Fallkonstellationen hat allerdings gezeigt, dass auf allen Netz- und Umspannebenen der VNB Handlungsbedarf für technische Lösungen bestehen kann und relevante Verzerrungen der Anreizwirkungen auftreten können. Es wäre daher nicht ausreichend, Anpassungen des Regulierungsrahmens auf die Betreiber bestimmter Netzebenen zu beschränken.
- Die strukturellen Randbedingungen der Netze (ländlich, städtisch etc.) haben zwar erheblichen Einfluss darauf, welche Arten von Netzengpässen bei welchen Durchdringungen mit EE-Einspeisungen und neuartigen Verbrauchseinrichtungen typischerweise auftreten. Die

Netze der VNB können in dieser Hinsicht jedoch nicht eindeutig voneinander abgegrenzt werden, wie bereits verschiedene Versuche der Strukturklassenbildung gezeigt haben. Reale Netzgebiete umfassen in der Regel Teilgebiete unterschiedlicher Strukturtypen. Da die Gewährung von regulatorischen Sonderregelungen mit Vorteilen für die hierbei berücksichtigten VNB verbunden wäre, würde der Versuch einer Gruppenbildung mit großer Wahrscheinlichkeit zu Auseinandersetzungen über die Abgrenzungskriterien führen.

- Hinsichtlich der exogenen Treiber des Handlungsbedarfs (wie EE-Zubau oder E-Mobilität) könnten theoretisch – wenn auch nur mit teilweise arbiträren Parameterfestlegungen – Betroffenheitsgrenzen definiert werden, die dann für alle VNB angewandt werden könnten. Diese würden allerdings den tatsächlichen Umfang des Handlungsbedarfs nur dann treffgenau reflektieren, wenn sie – netzebenenabhängig – für hinreichend kleine Teilgebiete erfasst werden, denn aus gebietsweit aggregierten Angaben lässt sich der Handlungsbedarf nur sehr ungenau abschätzen. Dies wäre zumindest mit erheblichem Aufwand verbunden. Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass bei einem sehr großen Teil der VNB zumindest in einzelnen Teilgebieten diese Grenzen kurz- bis mittelfristig erreicht und überschritten werden, so dass sich auch hierüber keine signifikante Einschränkung der Gruppe der von einer regulatorischen Sonderregelung profitierenden VNB erreichen ließe.
- Angesichts der zuvor beschriebenen Abgrenzungsschwierigkeiten wäre es auch nicht auf praktikable Weise möglich, das Auftreten von bestimmten Fallkonstellationen – etwa in Anlehnung an die in dieser Untersuchung für die quantitative Analyse betrachteten Fallkonstellationen – als Abgrenzungskriterium zu verwenden. Auch hierzu müssten nämlich Netzgebiete bzw. hinreichend kleine Teilgebiete eindeutig und objektiv den Unterscheidungsmerkmalen der Fallkonstellationen zugeordnet werden und Betroffenheitsgrenzen für die quantitativen Parameter der Netzausschnitte und relevanten Eigenschaften der Versorgungsaufgabe (EE-Einspeisung, E-Mobilität etc.) definiert werden.

4.4.2.3 Fazit

Eine differenzierende Regulierung nach Netzbetreibern (auf Basis ihrer Betroffenheit von Energiewende und Ausmaß der Anreizverzerrung) halten wir bezogen auf die vorliegende

Fragestellung bereits aus Praktikabilitätsgesichtspunkten heraus für nicht sachgerecht implementierbar[28].

4.5 Bewertung der untersuchten Weiterentwicklungsoptionen im Überblick

Mögliche Einzelmaßnahmen zur Verminderung bzw. Beseitigung von Anreizverzerrungen aus der unterschiedlichen Behandlung von Kostenarten, die sich relativ zeitnah umsetzen lassen würden, sind aus unserer Sicht:

- Ansatzpunkt „Kapitalkosten“: Der Budgetansatz für die Kapitalkosten könnte wieder hergestellt, und die Anreizverzerrung bezüglich des Zeitpunkts der Erlöswirksamkeit der unterschiedlichen Kostenkategorien (Kapitalkosten, überwiegender Anteil der Betriebskosten) würde behoben. Hierbei ist allerdings zu beachten, dass der Kapitalkostenabgleich erst jüngst mit der ARegV-Novelle eingeführt wurde.
- Ansatzpunkt „Betriebskosten“: Als Sofortmaßnahme denkbar wäre eine selektive Behandlung von Kosten für neuartige Lösungsoptionen, die im Zeitablauf stark schwanken als volatile Kosten. Dies könnte z. B. betreffen:
    - Kosten des Einspeisemanagements – im Gegensatz zur Einordnung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten wären bei Einordnung als volatile Kosten weiterhin Effizienzanreize für diese Betriebskosten wirksam.

[28] Es ist zu beachten, dass hier unter differenzierter Regulierung (nur) eine Differenzierung der Regulierungsansätze nach Unternehmen verstanden wird. Begrifflich könnte hierunter auch eine Anwendung unterschiedlicher oder zumindest unterschiedlich ausgestalteter oder parametrierter Instrumente für unterschiedliche Netzebenen (auch ein und desselben Unternehmens) verstanden werden; dieses Begriffsverständnis liegt hier jedoch nicht zugrunde. Eine solche Differenzierung nach Netzebenen ist grundsätzlich vorstellbar und kann abhängig von Einflussfaktoren wie z. B. der Datenlage evtl. sogar naheliegend oder notwendig sein. Sie stellt aus Sicht der Gutachter jedoch kein eigenständiges Regulierungsinstrument dar, sondern nur die Anpassung der verfügbaren Instrumente an die spezifischen Randbedingungen einzelner Netzebenen. Ein Beispiel hierfür war die Anwendung der Regelungen zu Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV im VNB-Sektor vor Einführung des Kapitalkostenabgleichs. Die Anwendung dieser Regelungen war bei VNB im Wesentlichen auf die Hochspannungsebene beschränkt. Eine solche Spezifizierung kann von großer Bedeutung für die Anwendung eines Regulierungsinstruments sein, ist jedoch für sich genommen kein eigenständiges Instrument.

- Lastseitige Flexibilitäten und Speicher – Möglich wäre auch die Einordnung von Kosten der Nutzung netzdienlicher Flexibilität im Sinne kontrahierter Speicherdienstleistungen oder Flexibilitätserbringung durch die Lastseite als volatile Kosten, soweit diese stärkeren Schwankungen in der Zeit unterliegen. Dies könnte z.B. dann der Fall sein, wenn der Abruf der Flexibilität vergütet wird, dieser aber nur sehr unregelmäßig erfolgt.

- Ansatzpunkt „Netzentgeltsystematik“: Für die Nutzung verbrauchsseitiger Flexibilität (Lastmanagement) zur Netzentlastung durch Lasten wie z.B. Elektromobilität, Wärmepumpen, etc. könnte alternativ das Netzentgeltsystem stärker für die Beanreizung von netzdienlichem Verhalten geöffnet werden;

- Ansatzpunkt „Effizienzvergleich“: Ebenfalls als Sofortmaßnahme denkbar sind Anpassungen bei den Benchmarking-Parametern, um konkreten Fehlanreizen entgegenzuwirken. Dies ist im Prozess zur Ermittlung des Effizienzvergleichsmodells zu bestimmen bzw. abzuwägen.

Perspektivisch könnten internationale Erfahrungen Anhaltspunkte dafür liefern, wie Effizienzanreize gestärkt und Anreizverzerrungen zwischen Kapital- und Betriebskosten weiter abgebaut werden können, beispielsweise wenn eine Entkopplung der Erlöse der Unternehmen von den eigenen Kosten unmittelbar oder teilweise über branchendeterminierte Normkosten erfolgen würde (System mit simuliertem Wettbewerb). Entsprechend werden in einem solchen System insbesondere jene Netzbetreiber belohnt, denen es dauerhaft gelingt, effizienter zu wirtschaften als ihre Vergleichsunternehmen.

5 Ergebnisse und Handlungsempfehlungen

Im vorliegenden Gutachten wurde im ersten Schritt untersucht, welche Kostenstrukturen neuartige Lösungsoptionen zur Behandlung von Netzengpässen in Verteilernetzen im Vergleich zu konventionellen Lösungsoptionen aufweisen, wie die jeweils relevanten Kostenarten im heutigen Anreizregulierungssystem behandelt werden und ob und inwieweit sich hieraus Verzerrungen zugunsten bestimmter Lösungsoptionen ergeben. Dieser Teil der Untersuchung hat zu folgenden wesentlichen Ergebnissen geführt:

- Neuartige Lösungsoptionen können kosteneffiziente Alternativen zum konventionellen Netzausbau sein. Sie weisen in der Regel einen höheren Betriebskostenanteil auf als konventionelle Lösungen. Dies betrifft besonders Lösungsoptionen, die auf die netzdienliche Nutzung der Flexibilitäten von Erzeugern, Verbrauchern oder Speichern fokussieren, da die Kosten für die eingesetzten Flexibilitäten Betriebskosten sind. Vergleichsweise erhöhte Betriebskostenanteile können sich aber auch bei Lösungen ergeben, die für sich genommen kapitalintensiv sind, wie der Einsatz neuartiger Netzbetriebsmittel. Dies ist auf „begleitende" Maßnahmen etwa zur IKT-seitigen Anbindung, zur Parametrierung und Betriebsführung von Regelungseinrichtungen und zur Instandhaltung zurückzuführen.
- Die Höhe der durch neuartige Lösungsoptionen erzielbaren Kostenvorteile hängt nicht nur von den mit ihrer Umsetzung direkt verbundenen Kosten ab, sondern auch vom Ausmaß des vorherrschenden Netzengpasses und von den Eigenschaften des jeweils betroffenen Netzbereichs. Beispielsweise sind Lösungen mit netzdienlichem Einsatz nutzerseitiger Flexibilitäten in der Regel nur dann effizient, wenn die Flexibilitäten nur zu einem kleinen Teil für die Engpassbehebung genutzt werden (was z. B. durch die gesetzlich verankerte 3%-Grenze bei Anwendung der „Spitzenkappung" explizit reflektiert wird). Sie sind darüber hinaus vor allem dann vorteilhaft, wenn die ansonsten zu ersetzenden konventionellen Netzbetriebsmittel noch lange Restnutzungsdauern aufweisen. Besteht hingegen ohnehin kurzfristig Erneuerungsbedarf engpassbehafteter Betriebsmittel, so ist es in Verteilernetzen in der Regel effizienter, im Rahmen einer Erneuerungsmaßnahme die neuen Betriebsmittel so zu dimensionieren, dass die Engpässe vollständig behoben und somit anschließend keine netzdienlichen Flexibilitätseinsätze mehr benötigt werden.

- Netzbetreiber haben im heutigen Regulierungsrahmen insbesondere aufgrund des Kapitalkostenabgleichs und der Tatsache, dass bestimmte Opex dem Budgetansatz unterliegen und erst zeitverzögert in die Erlösobergrenze eingehen tendenziell einen Anreiz, konventionelle kapitalintensive Lösungsoptionen zu bevorzugen.
- Im Bereich der betriebskostenintensiven Lösungen besteht ein Anreiz, das Einspeisemanagement – bzw. im Stadium der Netzplanung die Spitzenkappung – gegenüber anderen betriebs- oder auch kapitalkostenintensiven Lösungen zu bevorzugen, da die hiermit verbundenen Entschädigungskosten für nicht erzeugte und eingespeiste Energie aus EE-Anlagen, die in der Regel den überwiegenden Teil der Kosten ausmachen, zurzeit als dauerhaft nicht beeinflussbar behandelt werden. Hierdurch sind diese Kosten des Einspeisemanagements weder Bestandteil des Budgetansatzes, dem andere Betriebskosten unterliegen, noch Bestandteil der Kostenbasis für den Effizienzvergleich. Für diese Einspeisemanagementkosten bestehen keine Effizienzanreize – im Gegensatz zu kapitalkostenintensiven Lösungen (soweit hier Anreize über den Effizienzvergleich wirksam werden) und anderen betriebskostenintensiven Lösungen.
- Die quantitative Modellierung auf Basis von praxistypischen Fallkonstellationen bestätigt, dass diese Anreizwirkungen zu Verzerrungen bei der Wahl zwischen konventionellen und neuartigen Lösungsoptionen führen kann: Netzbetreiber werden mitunter dazu angereizt, konventionelle Lösungen auch dann zu bevorzugen, wenn alternativ verfügbare neuartige Lösungen gesamtwirtschaftlich kostengünstiger wären. Vor allem bei Netzbetreibern mit einem Effizienzwert unter 100% zeigt sich darüber hinaus, dass die Wahl zugunsten des Einspeisemanagements verzerrt wird, auch wenn eine andere neuartige Lösungsoption (wie z.B. der rONT) kostengünstiger wäre.
- Auftreten und Ausmaß dieser Verzerrungen hängen allerdings von verschiedenen fallspezifischen Einflussfaktoren ab. Hierzu gehören unter anderem die Erwartungen der Unternehmen, inwieweit die mit den Lösungsoptionen verbundenen Kosten unter Berücksichtigung individueller Effizienzwerte in zukünftigen Regulierungsperioden zum Ansatz gebracht werden können. Ebenso kann die Wahl von Lösungsoptionen Auswirkungen auf die Effizienzbewertung der Unternehmen haben (in dieser Studie nicht quantitativ modelliert). Dies kann im Idealfall dazu beitragen, die Anreizwirkungen auf die Bevorzugung der volkswirtschaftlich kostengünstigsten Lösung auszurichten.

- Die aus der quantitativen Analyse hervorgehenden Indikationen lassen insgesamt erkennen, dass die auftretenden Verzerrungen der Anreizwirkungen zu ineffizienten Entscheidungen mit merklichen Kostenwirkungen führen können. Weiterentwicklungen des Regulierungsrahmens zur Behebung oder zumindest Abschwächung dieser Verzerrungen sind aus diesem Grund zu empfehlen.

Im zweiten Schritt des Gutachtens wurden verschiedenartige Weiterentwicklungsoptionen des Regulierungsrahmens daraufhin untersucht, inwieweit sie den festgestellten Verzerrungen der Anreizwirkungen entgegenwirken könnten und wie sie im Hinblick auf weitere Kriterien wie Praktikabilität, Verteilungseffekte, Umsetzbarkeit und indirekte Auswirkungen auf das Regulierungssystem zu bewerten sind. Dabei wurden sowohl Einzelmaßnahmen, die prinzipiell relativ kurzfristig umsetzbar wären, als auch grundsätzlichere Anpassungen der Anreizregulierung untersucht, die z. T. international praktiziert werden. Diese Analyse hat zu folgenden Ergebnissen geführt:

- Der weitreichendste Ansatz wird in Norwegen praktiziert: Zur Verbesserung der Anreizwirkungen wird auf ein Regulierungssystem mit forcierten Wettbewerbselementen unter Orientierung der Erlösobergrenzen an den Netzkosten des Branchendurchschnitts gesetzt (simulierter Wettbewerb). Hierdurch können die bestehenden Verzerrungen aufgrund unterschiedlicher Behandlung der Kostenarten weitgehend abgebaut und zugleich starke und nachhaltige Anreize zur Wahl der jeweils kostengünstigsten Lösungsoptionen geschaffen werden. Durch die Orientierung am Branchendurchschnitt wird ein Chancen-Risiken-Profil geschaffen, das es überdurchschnittlich effizienten Netzbetreibern ermöglicht, dauerhaft eine über die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung hinausgehende Rendite zu erwirtschaften, solange sie ihre Position im Vergleich zum Branchendurchschnitt halten können. Netzbetreiber mit ineffizientem Kostenniveau erhalten einen Anreiz zur Effizienzverbesserung, der nicht nach den Vergleichsunternehmen mit den besten, sondern denen mit durchschnittlichen Effizienzbewertungen bemessen wird. Eine Übertragung dieses Ansatzes auf Deutschland würde eine grundlegendere Systemanpassung erfordern und ist daher aktuell nicht umsetzbar.
- Unter den kurzfristig umsetzbaren Weiterentwicklungsoptionen erscheinen – neben einer grundsätzlich vorstellbaren Wiederabschaffung des Kapitalkostenabgleichs – insbesondere Maßnahmen erwägenswert, die zu einer ausgewogeneren Behandlung bestimmter objektiv abgrenzbarer Betriebskostenpositionen führen. Dies würde auf die Schaffung eines „level

playing field“ für neuartige Lösungsoptionen im Kontext netzdienlicher Flexibilität bei schneller Erlöswirksamkeit abzielen:

  - Ein konkreter Ansatz könnte darin bestehen, die Kosten aller netzdienlichen Flexibilitätsoptionen – d. h. sowohl verbrauchs- oder speicherseitiger Flexibilitäten als auch erzeugungsseitige Flexibilitäten (z. B. Einspeisemanagement) – als volatile Kosten zu behandeln. Änderungen dieser Kosten würden dann innerhalb der Regulierungsperiode zügig in der Erlösobergrenze nachgeführt. Beim jeweils nächstfolgenden Effizienzvergleich würden diese Kosten vollständig berücksichtigt, um einen ausgewogenen Effizienzanreiz zu schaffen. Zudem könnte geprüft werden, inwieweit bereits im Rahmen der Berücksichtigung dieser Kosten innerhalb der Regulierungsperiode spezifische Effizienzanreize vermittelt werden können.
  - Speziell mit Blick auf verbrauchsseitige Flexibilitäten kann erwogen werden, den Netznutzern unterschiedliche Netzzugangsprodukte mit jeweils klar definierten Steuerungs- oder Vorgaberechten für den VNB anzubieten und diese unterschiedlich zu bepreisen. Um auch bei diesem Ansatz ein „level playing field“ für unterschiedliche Lösungsoptionen zu schaffen, sollte durch geeignete Anpassungen z. B. beim Effizienzvergleich und/oder durch regulatorische Vorgaben für die Netzzugangsprodukte und Vergütungen darauf hingewirkt werden, dass diese Flexibilitäten auf effiziente Weise – also weder unzureichend noch im Übermaß – eingesetzt und vergütet werden.
  - Daneben ist vorstellbar, konkreten Fehlanreizen, die auf die Verwendung bestimmter Parameter beim Effizienzvergleich zurückzuführen sind, durch Anpassungen bei der Definition und Auswahl dieser Parameter entgegenzuwirken.

- Nicht empfehlenswert erscheinen hingegen Ansätze, die starke und voraussichtlich über das effiziente Maß hinausgehende Anreize für den Einsatz betriebskostenlastiger Lösungen schaffen, wie z. B. ein selektiver oder gar globaler Betriebskostenabgleich, die Behandlung weiterer Kostenelemente als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten oder die Gewährung einer „Opex-Rendite“.
- Darüber hinaus erweisen sich Ansätze, die auf eine unterschiedliche Behandlung unterschiedlicher Gruppen von VNB (differenzierte Regulierung) hinauslaufen, aufgrund mangelnder praktischer Umsetzbarkeit oder problematischer Anreizwirkungen nicht als geeignet, um die festgestellten Verzerrungen abzuschwächen oder zu beheben.

Es empfiehlt sich daher, mit Blick auf kurzfristige Anpassungsmöglichkeiten zunächst die Ansätze zur ausgewogeneren Behandlung abgrenzbarer Betriebskostenpositionen, also v. a. die Behandlung als volatile Kosten und die Möglichkeit der Differenzierung von Netzzugangsprodukten, auf konkrete Umsetzungsmöglichkeiten und Wirkungen hin zu untersuchen und mit den Netzbetreibern wie auch anderen Stakeholdern zu diskutieren. Mögliche Anpassungen der Definition und Auswahl von Parametern für den Effizienzvergleich sollten im Rahmen der nächstfolgenden Durchführung eines Effizienzvergleichs untersucht werden.

Parallel dazu, aber mit längerfristiger Perspektive, sollten mögliche Ausgestaltungsformen der Umstellung auf ein Regulierungssystem mit forcierten Wettbewerbselementen (simulierter Wettbewerb) vertieft untersucht werden. Dabei ist zu beachten, dass die mit einer Orientierung am Branchendurchschnitt einhergehende Anpassung des Chancen-Risiken-Profils einen Paradigmenwechsel bei der Anreizregulierung bedeuten würde und dass administrative Prozesse (z. B. Datenerhebung und -prüfung für die Effizienzvergleiche bzw. die Bestimmung von „Normkosten“) ausreichend standardisiert werden müssten.

Entsprechend der Fokussierung dieses Gutachtens auf die VNB-Ebene beziehen sich diese Handlungsempfehlungen auf die Anreizregulierung für VNB. Dies schließt nicht aus, dass einzelne – insbesondere grundsätzlichere – Ergebnisse der Untersuchung auf die Anreizregulierung für ÜNB übertragbar sein können. Dies liegt beispielsweise für die Empfehlung nahe, eine ausgewogene Kostenbehandlung neuartiger und konventioneller Lösungsoptionen für das operative Engpassmanagement anzustreben, wie auch für die Bedenken hinsichtlich Regulierungsinstrumenten, die starke explizite Anreize für den Einsatz betriebskostenlastiger Lösungen schaffen. Eine umfassende Bewertung von Regulierungsoptionen für die ÜNB-Ebene würde jedoch eine hierauf fokussierte Untersuchung unter Berücksichtigung der spezifischen technischen Lösungsoptionen und regulatorischen Randbedingungen dieser Ebene erfordern.

Anhang

A Methodik für quantitative Auswertungen

Im Folgenden wird das Vorgehen für die quantitativen Auswertungen in diesem Gutachten näher erläutert.

- In Abschnitt A.1 wird die allgemeine Vorgehensweise der Analyse dargestellt.
- In den Abschnitten A.2 und A.3 werden die Fallkonstellationen beschrieben und die Herleitung der Kostenzeitreihen der einzelnen Lösungsoptionen erläutert.
- Abschließend wird in Abschnitt A.4 die Funktionsweise des Regulierungsmodells beschrieben.

A.1 Übersicht

A.1.1 Einlesen und Zuordnen der Kostenzeitreihen in das Modell

Aus den im Anhang B definierten Fallkonstellationen werden für jedes Maßnahmenbündel spezifische Kostenzeitreihen erstellt. Die Kostenzeitreihen enthalten alle für die Maßnahmenbündel anfallenden Kostenbestandteile (Investitionskosten, Betriebskosten, Eingliederungskosten, etc.) in jährlicher Auflösung über den gesamten Betrachtungszeitraum. Beispielhaft wird nachfolgend eine Fallkonstellation mit Spannungsproblem im MS-Netz betrachtet. In dieser Fallkonstellation werden ein konventioneller Netzausbau sowie die neuartigen Lösungsoptionen Einspeisemanagement (ESM), regelbarer Ortsnetztransformator (rONT) und Längsregler (LR) betrachtet. Auf Basis dieser Kostenzeitreihen werden im Regulierungsmodell in jährlicher Auflösung

- Capex berechnet (Abschreibung + Finanzierungskosten),
- Opex den Kostenkategorien aus der Anreizregulierung
    - beinflussbare Kostenanteile (bK),
    - dauerhaft nicht beinflussbare Kostenanteile (dnbK), und
    - volatile Kostenanteile (vK) zugeordnet, sowie
- auf Basis der Kostenzeitreihen die regulatorische Erlösobergrenze gemäß der aktuell geltenden Regulierungsformel (Anlage 2 ARegV) ermittelt.

A.1.2 Paarweiser Vergleich von konventioneller und einer neuartigen Lösungsoption

Das Regulierungsmodell berechnet die relevanten Kennzahlen für jede Lösungsoption:

- Barwert („net present value“, im Folgenden „NPV“) der Gesamtkosten, und
- NPV der Betriebsergebnisse vor Steuern

Für jede Fallkonstellation werden die Ergebnisse aller in der Fallkonstellation betrachteten Lösungsoptionen paarweise gegenübergestellt. Auf die Funktionsweise des Regulierungsmodells wird detailliert in Abschnitt A.4 eingegangen.

A.1.3 Auswertung des relevanten Vergleichspaars anhand von Kennzahlen

Die betriebswirtschaftlich optimale Wahl und die effiziente Lösungsoption werden über den paarweisen Vergleich aller relevanten Lösungsoptionen identifiziert. Auf Basis der Betriebsergebnisse zwischen den einzelnen Lösungsoptionen wird bestimmt, für welche Lösungsoption sich ein rational handelnder Netzbetreiber in den jeweiligen Fallkonstellationen entscheiden würde. Für jede Fallkonstellation wird die betriebswirtschaftlich gewählte Lösungsoption mit der für die Fallkonstellation kosteneffizienten Lösungsoption verglichen. So werden mögliche Verzerrungen im heutigen Regulierungsrahmen identifiziert.

A.2 Methodische Herangehensweise zur Ableitung von Kostenzeitreihen

Wie in Abschnitt 1.1 erläutert, haben wir

- zunächst Fallkonstellationen gebildet,
- auf deren Basis typische Netze entworfen,
- hierfür den Handlungsbedarf, der von Maßnahmentreibern wie z. B. dem Zuwachs an installierter Erzeugungsleistung ausgeht, bestimmt und
- abschließend Zeitreihen der Kosten abgeleitet, die bei Wahl der jeweils grundsätzlich geeigneten Lösungsoptionen entstehen würden.

Bild A.1 stellt diese Herangehensweise noch einmal schematisch dar.

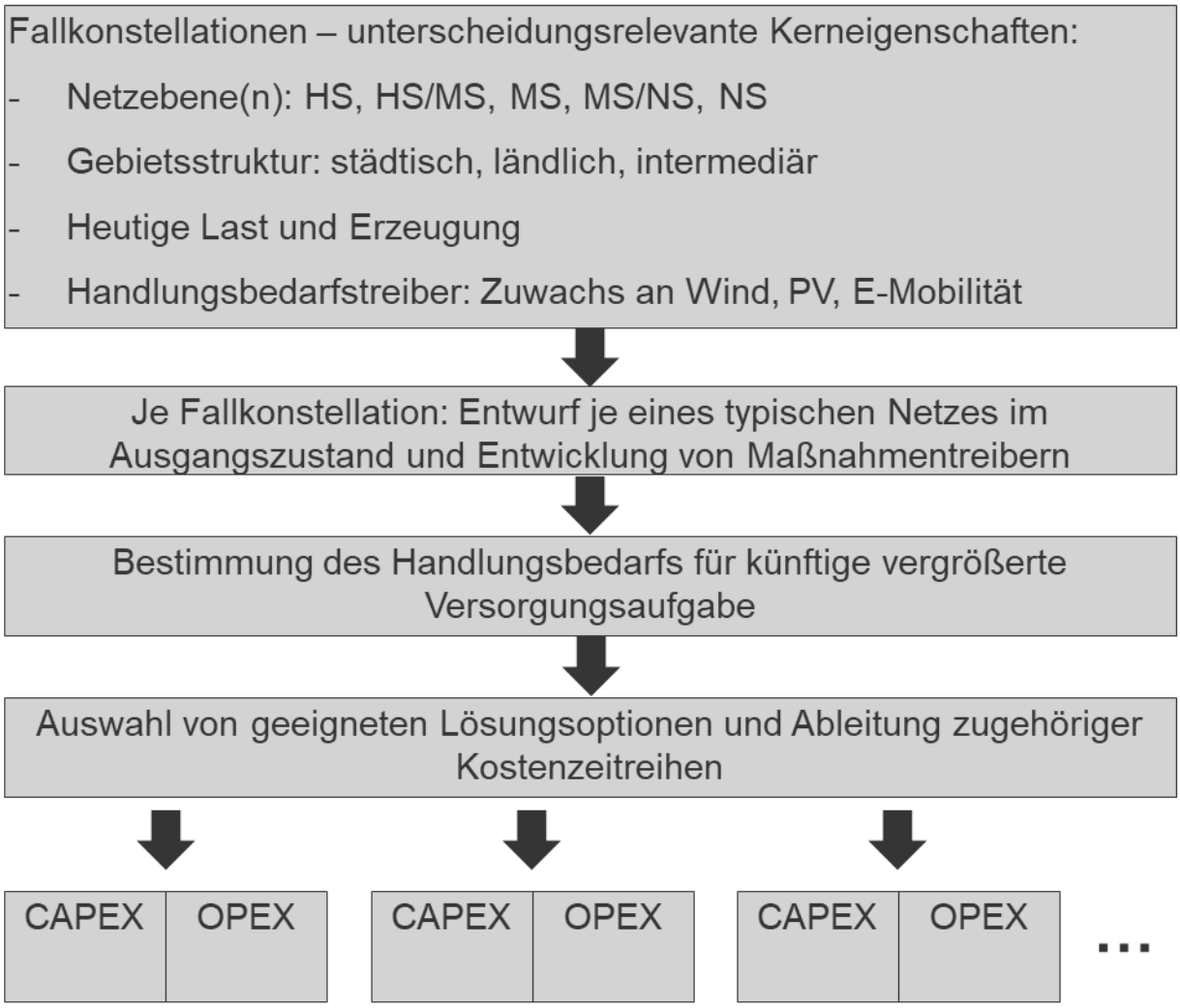


Bild A.1: Ablaufschema der Methodik zur Ableitung von Kostenzeitreihen

Um aus der Vielzahl möglicher Fallkonstellationen die relevanten Fallkonstellationen zu identifizieren, haben wir zunächst abgeschätzt, in welchen Netzen Handlungsbedarf entsteht, dem mit mehreren von uns untersuchten Lösungsoptionen begegnet werden kann. Hierzu haben wir regionalisierte Last- und EE-Zubau-Erwartungen des Szenariorahmens bis 2030 und die BMWi-Studie zu „Langfrist- und Klimaszenarien“[1] ausgewertet. Für die so ermittelten relevanten Fallkonstellationen haben wir hinsichtlich ihrer Struktur und Ausdehnung, der eingesetzten Betriebsmitteltypen sowie der bestehenden Last- und Erzeugungsstruktur typische Netze entworfen, die wir auf Basis von Erfahrungswerten aus vergangenen Projekten (von Consentec) parametriert haben. Im Ausgangszustand haben wir die Parameter so gewählt, dass Grenzwerte von Spannung und Strombelastbarkeit eingehalten werden. Im nächsten Schritt haben wir die

Versorgungsaufgabe vergrößert, indem wir exemplarisch für die Fallkonstellationen jeweils typische Zubauinkremente für Handlungsbedarfstreiber (im Wesentlichen sind das EE-Zubau und Zuwachs an Elektrofahrzeugen) in den Beispielnetzen angesetzt haben. Im nächsten Schritt haben wir geeignete Lösungsoptionen zur Behebung der entstandenen Grenzwertverletzungen identifiziert und unter Nutzung von Lastflussanalyseverfahren den erforderlichen Umfang bestimmt. Anschließend haben wir den Nutzungsumfang der jeweiligen Lösungsoptionen mit spezifischen Kostenansätzen, die auf Erfahrungswerten basieren, bewertet und Kostenzeitreihen abgeleitet.

A.3 Verwendete Kostenansätze

Folgende Kostenansätze haben wir verwendet:

NE	Ansatz
HS	50 t€/km (Zubeseilung)
HS/MS	450 t€ (20 MVA) / 500 t€ (31,5 MVA)
MS	95 t€ (150mm²) / 100 t€ (240mm²) / 300 t€ (Längsregler inkl. Station)
MS/NS	8 t€ (630 kVA) 10 t€ (800 kVA) / 25 t€ (rONT)
NS	75 t€ (150mm²) / 80 t€ (240mm²) / 50 t€ (Längsregler inkl. Station)

Tabelle A.1: Spezifische Kostenansätze für eingesetzte Betriebsmittel differenziert nach Spannungsebene

Option	Ansatz
ESM/Ladesteuerung	5 t€ (IKT), 0,1 t€/a (Kommunikation)
FL-Monitoring	50 t€/km (Sensoren), 10 t€ (IKT), 1 t€/a (Kommunikation)
Betrieb Trafos	2,5 t€/a (HS/MS), 0,05 t€/a (MS/NS), 0,125 t€/a (rONT)
Leitungsverluste	3% der übertragenen Energie (Bezug), 1,5% bei Leitungsverstärkung

Tabelle A.2: Spezifische Kostenansätze für Lösungsoptionen ESM/Spitzenkappung/Ladesteuerung und Freileitungsmonitoring sowie Betriebs- und Verlustkostenansätze

Neben diesen werden auch Kostenansätze zur Bewertung der beiden untersuchten Flexibilitätsoptionen ESM/Spitzenkappung und Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen benötigt. Diese haben wir wie folgt ermittelt.

Ermittlung Kostenansätze für ESM/Spitzenkappung

Die aktuellen Regelungen zur Spitzenkappung sehen vor, dass planerisch bis zu 3% der erzeugten Jahresenergie einer Wind- oder PV-Anlage abgeregelt werden können, um Netzausbauten zu vermeiden. Daher haben wir in unseren Untersuchungen als eine Abschätzung nach oben unterstellt, dass 3% der Jahreserzeugungsmenge abgeregelt werden. Aus Netzsicht sind jedoch nicht die Energiemengen sondern die Leistungen dimensionierungsrelevant, sodass zur Bestimmung der Wirksamkeit von Abregelungen Energiemengen in korrespondierende Leistungsreduktionen umgewandelt werden müssen. Diesen Zusammenhang erläutert die nachfolgende Prinzipskizze.

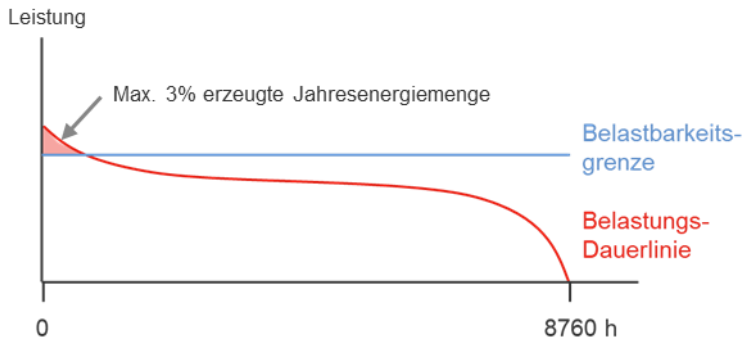


Bild A.2: Prinzipskizze zur Erläuterung des Zusammenhangs von Leistung und Energie bei Spitzenkappung

Insbesondere kann die Leistung von Anlagen mit Erzeugungstechnologien, die in nur wenigen Stunden des Jahres ihre Spitzenleistung einspeisen (z. B. PV-Anlagen), bei gleicher Energiemenge deutlich stärker reduziert werden als bei Erzeugungstechnologien mit gleichmäßigerer Einspeisung. Erfahrungswerte von Consentec zeigen, dass eine Minderung der Jahreserzeugungsmenge von 3% bei modernen Windenergieanlagen bei einer Leistungsreduktion von ca. 10% und bei PV-Anlagen bei einer Leistungsreduktion von ca. 20% erreicht wird. Daher haben wir in unseren Analysen für die durch ESM/Spitzenkappung erzielbare Leistungsreduktion 10% bzw. 20% der installierten Erzeugungsleistung angesetzt. Die bei voller Nutzung entstehenden Entschädigungskosten berechnen sich aus dem Produkt von abgeregelter Energiemenge

(hier: maximal 3% der Jahresenergieeinspeisung) und Einspeisevergütung. Als Einspeisevergütung haben wir für PV-Anlagen 50 €/MWh und für Windenergieanlagen 40 €/MWh angesetzt, was in etwa den aktuellen Auktionsergebnissen für die Errichtung neuer EE-Anlagen entspricht. Eine eindeutige und objektive Ermittlung des volkswirtschaftlichen Werts von Abregelungen, der für die Bestimmung des volkswirtschaftlichen Kosten benötigt wird, ist jedoch zumeist nicht zweifelsfrei möglich, sodass häufig Kostenansätze in einer Extrema abdeckendenden Bandbreite sowie einem als wahrscheinlich erwarteten Wert innerhalb dieser Bandbreite betrachtet werden[1]. Die von uns gewählten Kostenansätze erscheinen aus volkswirtschaftlicher Sicht sachgerecht, auch wenn die Höhe der Entschädigungszahlungen im Einzelfall (Höhe der Vergütung nach EEG ist abhängig vom Anlagentyp und -alter) davon abweichen können. Aufgrund der Erneuerbarenziele müssen abgeregelte Mengen durch einen erhöhten Zubau von Neuanlagen ausgeglichen werden, deren Vollkosten hier zum Ansatz kommen. Eine reine Berücksichtigung des Börsenpreises zum Zeitpunkt der Abregelung (ggf. von null) würde die Kosten unterschätzen. Umgekehrt würden die volkswirtschaftlichen Kosten überschätzt werden, wenn man die höheren Entschädigungszahlungen für Bestandsanlagen berücksichtigen würde, deren Kapitalkosten bereits versunken sind.

Netzbetreiber könnten in den relevanten Fallkonstellationen, in denen ESM als neuartige Lösungsoption modelliert wird, auch technisch gleichwertige Alternativen zu ESM (netzdienliche Flexibilitäten, die durch die Lastseite oder Speicher erbracht werden) einsetzen. Diese Alternativen werden hier nicht explizit und mit entsprechenden Kostenansätzen für Kompensationszahlungen betrachtet bzw. modelliert. Gleichwohl ist in der regulatorischen Analyse der Umstand relevant, dass die Kosten für diese Kompensationszahlungen nicht den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten zugerechnet, sondern als beeinflussbare Opex gelten würden.

Dieser Umstand wird hinsichtlich der Wirkungsweise in Anhang C.4.2 exemplarisch für die Fallkonstellation 9b betrachtet. In Kapitel 3 werden die sich daraus ergebenen Wirkungszusammenhänge mit erörtert und in Kapitel 4 in den Weiterentwicklungsoptionen aufgegriffen.

[1] Siehe z. B. Consentec, bbh, Ecofys, Entwicklung von Maßnahmen zur effizienten Gewährleistung der Systemsicherheit im deutschen Stromnetz; Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2018

Ermittlung Kostenansätze für Ladesteuerung

Es kann davon ausgegangen werden, dass Elektrofahrzeugnutzer eine Zahlungsbereitschaft für eine uneingeschränkte Netznutzung aufweisen bzw. umgekehrt für eine Flexibilitätsbereitstellung zu netzdienlichen Zwecken grundsätzlich eine Zahlung erwarten und der Service somit nicht kostenfrei durch den Netzbetreiber genutzt werden kann. Im Rahmen dieses Gutachtens untersuchen wir die regulatorischen Auswirkungen einer Zahlung vom Netzbetreiber an den Elektrofahrzeugnutzer. Anders als bei Windenergie- und PV-Anlagen lässt sich aktuell nicht ohne weiteres ein Marktpreis für eine Flexibilitätsnutzung bestimmen. Im Rahmen unserer Analyse nehmen wir an, dass die Vergütungserwartung für einen Flexibilitätseinsatz der Netzentgeltreduktion gemäß § 14a EnWG entspräche. Eine punktuelle Recherche der durchschnittlichen Netzentgeltreduktion, die steuerbaren Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung gewährt wird, hat ergeben, dass diese ca. 3,5ct/kWh beträgt. Bei einer Fahrleistung von 20.000 km/a und einer benötigten Fahrenergie von 15 kWh/100 km ergibt sich ein Jahresenergiebedarf von 3000 kWh, der bei den oben genannten 3,5ct/kWh zu einer Vergütungshöhe von ca. 100 €/a führt. Diesen Wert haben wir als nutzungsunabhängige Pauschale je Elektrofahrzeug in unseren Analysen angesetzt. An dieser Stelle sei noch einmal betont, dass dieser Wert bei der Betrachtung der Fallkonstellation 9 so modelliert ist, dass er als Kompensationszahlung für die Bereitstellung einer Flexibilitätsdienstleistung zu verstehen ist, die regulatorisch als beeinflussbare Kosten behandelt wird. Hier könnten auch unterschiedliche Netzzugangsprodukte mit differenzierten Preisen betrachtet werden. Diese Überlegungen werden in Abschnitt 4.3.6 weiter vertieft. Zusätzlich zu den Kompensationszahlungen für die Bereitstellung einer Flexibilitätsdienstleistung wurde berücksichtigt, dass, analog zur Lösungsoption ESM bzw. Spitzenkappung, Kosten für die Einbindung der Flexibilitätsoption in die IT-Systeme entstehen sowie jährlich Kosten für Kommunikationsdienstleistungen anfallen (s. Tabelle A.2).

A.4 Bestimmung der Anreize im Regulierungsmodell

A.4.1 Modellcharakteristik

Bild A.3 zeigt den schematischen Aufbau des Regulierungsmodells und dessen Kern-Inputs (linke Seite) und Outputs (rechte Seite).

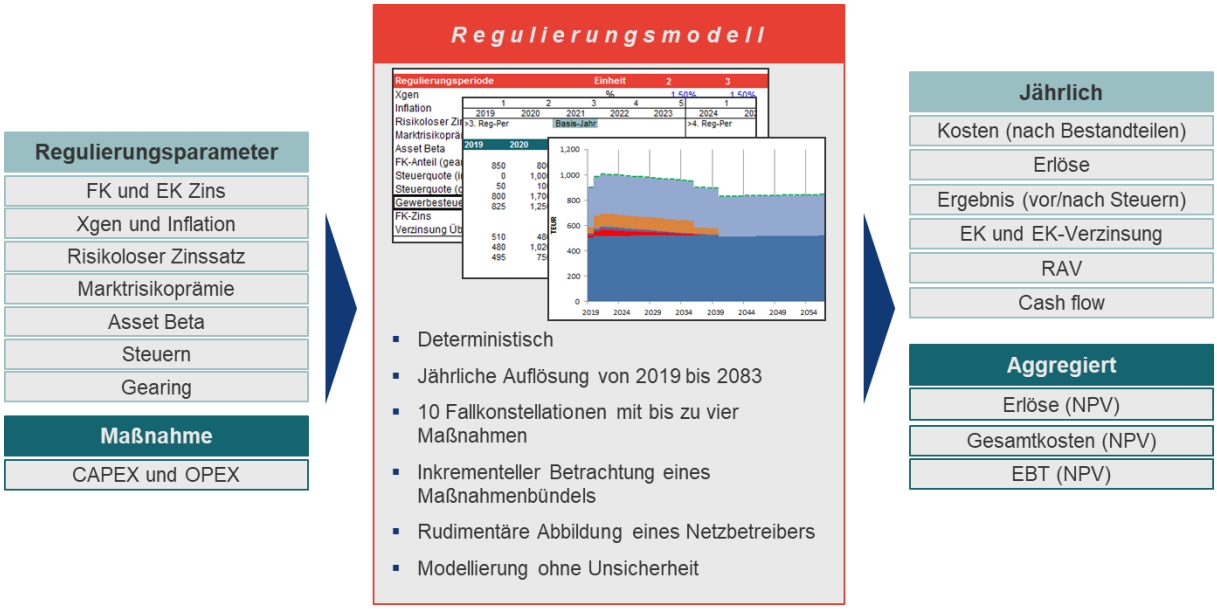


Bild A.3: Aufbau des Regulierungsmodells

Das zur Quantifizierung der regulatorischen Erlöse verwendete Modell weist folgende Kerneigenschaften auf:

- Das Regulierungsmodell ist ein deterministisches Modell ohne Unsicherheit.
- Jährliche Auflösung der Kosten und Erlöse für einen Betrachtungszeitraum von 65 Jahren (2019-2083). Alles Kosten und Erlöse sind hierbei nominale Werte.
- Es wurden 9 Fallkonstellation hinterlegt (siehe Anhang B).
- In dem Modell findet eine inkrementelle Betrachtung einzelner Lösungsoptionen bzw. Maßnahmenbündel statt. Dies bedeutet, dass ausschließlich die jeweilige Lösungsoption für die jeweilige Fallkonstellation modelliert wird. Andere Netzbereiche, Overhead-Kosten etc. werden nicht in die Berechnungen mit einbezogen. Dies ermöglicht eine Modellierung losgelöst von den Spezifika eines individuellen Netzbetreibers (wie etwa dem Wert der sonstigen Assets und dem individuellen Effizienzwert), um allgemeingültige Aussagen abzuleiten.

Dem Modell werden folgende Inputparameter für den ganzen Modellierungshorizont von 65 Jahren vorgegeben: [2]

- Regulierungsparameter (z. B. zur Höhe des Eigenkapitalzinssatzes und des generellen X-Faktors) je Regulierungsperiode – eine Auflistung erfolgt im Abschnitt A.4.2; und
- Kostenzeitreihen der konventionellen und neuartigen Lösungsoption bzw. Maßnahmenbündel in jährlicher Auflösung.

Auf dieser Basis berechnet das Regulierungsmodell zwei Arten von Outputs:

- Jährlich – Betriebswirtschaftliche Kenngrößen (Kosten, Erlöse, Betriebsergebnis, usw.) werden in jährlicher Auflösung für den gesamten Betrachtungszeitraum von 65 Jahren ausgegeben; und
- Aggregiert – Für die Ermittlung der betriebswirtschaftlichen Anreize und die volkswirtschaftliche Bewertung (Kosteneffizienz) werden Kennzahlen über den Betrachtungszeitraum aggregiert als Barwert (Diskontrate entsprechend den durchschnittlichen Kapitalkosten (WACC))[3] ausgegeben.

A.4.2 Annahmen des Regulierungsmodells

Werte für Inputparameter

Bild A.4 gibt eine Übersicht über die regulatorischen Annahmen bzw. Inputparameter des Modells:

- Ausgangspunkt – Werte für die 3. Regulierungsperiode Strom in ihrer aktuell geltenden Festlegung,[4] da in der Modellierung nur zukünftige Maßnahmen (ab 2019) untersucht werden;

---

[2] Es besteht darüber hinaus die Möglichkeit, netzbetreiberspezifische Parameter (z. B. der individuelle Effizienzwert) mit aufzunehmen. Dies ist aufgrund der Inkrementalbetrachtung hier nicht notwendig.

[3] 4,3 % (nom, vor Steuern).

[4] Davon abweichend: Die Inflation wurde gleich dem Xgen gesetzt und die (unternehmensspezifischen) Fremdkapitalkosten entsprechen dem risikolosen Zinssatz. Es wurde zudem unterstellt, dass der Eigenkapitalanteil 40% entspricht (d.h. es liegt kein Überschusseigenkapital vor).

- Fortschreibung für zukünftige Perioden – Die Werte aus der 3. Regulierungsperiode werden über den Betrachtungszeitraum von 65 Jahren konstant gehalten (in nominalen Einheiten). Dies hat keinen entscheidenden Einfluss auf die Modellergebnisse, da der Fokus auf dem Delta zwischen neuartigen und konventionellen Lösungsoptionen liegt und der gewährte Eigenkapitalzinssatz dem Aufwand für die Bereitstellung des Eigenkapitals entspricht (d.h. keine Überrendite, siehe Abschnitt 4.3.5 zur Opex-Rendite).

Parameter	Einheit	Wert
Xgen	%	1.50%
Inflation	%	1.50%
Risikoloser Zinssatz	%	2.49%
Marktrisikoprämie	%	3.80%
Asset Beta		0.40
FK-Anteil (gearing)	%	60%
Steuerquote (inkl. Gewerbesteuer)	%	29.72%
Steuerquote (ohne Gewerbesteuer)	%	15.83%
Gewerbesteuer	%	13.90%
FK-Zins	%	2.49%
Verzinsung Überschuss-EK (> 40%)	%	2.73%

Bild A.4: Übersicht über die regulatorischen Annahmen bzw. Inputparameter des Modells

Aus den Fallkonstellationen und den entsprechenden Lösungsoptionen ergeben sich wie in Abschnitt 2.4.2 und A.2 beschrieben jahresscharf aufgelöste Kostenzeitreihen. Diese werden im Regulierungsmodell folgenden Kostenkategorien zugeordnet:

- Opex: differenziert nach beinflussbaren Kosten (Default), dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten (insb. ESM) und volatile Kosten;
- Capex: auf Basis der Asset-spezifischen Abschreibungsdauern und der Annahmen an EK- und FK-Zins (Bild A.4).

In unserer Analyse werden die inkrementellen Auswirkungen konventioneller und neuartiger Lösungsoptionen bzw. Maßnahmenbündeln untersucht. Daher wird kein unternehmensspezifischer Effizienzwert hinterlegt.

Zeitpunkt der Lösungsoption

Als Standardjahr für den Zeitpunkt bzw. Beginn der Maßnahmenbündel (konventionell und neuartig) wird 2019 festgelegt. Das bedeutet, dass die Maßnahmenbündel bzw. deren Beginn im ersten Jahr der 3. Regulierungsperiode Strom stattfindet. Zusätzlich wurde in einer Sensitivitätsbetrachtung ermittelt, inwiefern sich die Ergebnisse für andere Investitionsjahre (in der Regulierungsperiode) unterscheiden.

Sensitivität des Alters der vorhandenen Assets

Zudem werden drei Sensitivitäten in Bezug auf das Alter der im betrachteten Netzbereich vorhanden Assets modelliert. Das Alter der vorhandenen Assets bestimmt, zu welchem Zeitpunkt innerhalb des Betrachtungszeitraums Ersatzinvestitionen durchgeführt werden müssen, und beeinflusst somit die Gesamtkosten der einzelnen Lösungsoptionen. Da davon ausgegangen werden kann, dass das Asset-Alter der betroffenen Netzbereiche in der Realität stark variiert, werden die Ergebnisse mit drei verschiedenen Asset-Alterskategorien berechnet:

- Junge Assets: 40 Jahre Restnutzungsdauer zum Zeitpunkt der Maßnahme
- Mittlere Assets: 25 Jahre Restnutzungsdauer zum Zeitpunkt der Maßnahme
- Alte Assets: 5 Jahre Restnutzungsdauer zum Zeitpunkt der Maßnahme.

A.4.3 Ergebnisdarstellung

Kosten und die auf Basis der Regulierungsformel bestimmte Erlösobergrenze je Lösungsoption werden in jährlicher Auflösung dargestellt. Daraus werden aggregierte Vergleichskennzahlen (NPV) der Lösungsoptionen über den Betrachtungszeitraum ermittelt.

Bild A.5 zeigt beispielhaft die Darstellung der jahresscharfen Ergebnisse des Regulierungsmodells für eine Lösungsoption (hier Einspeisemanagement (ESM)). Für jedes Jahr werden die anfallenden Opex entsprechend den Kategorien der Anreizregulierung dargestellt. Investitionskosten (in Form von Capex) werden jährlich nach EK-Kosten, FK-Kosten und Abschreibungen aufgegliedert. Zudem wird die regulatorische Erlösobergrenze (ohne kalkulatorische Gewerbesteuer) mit abgebildet.

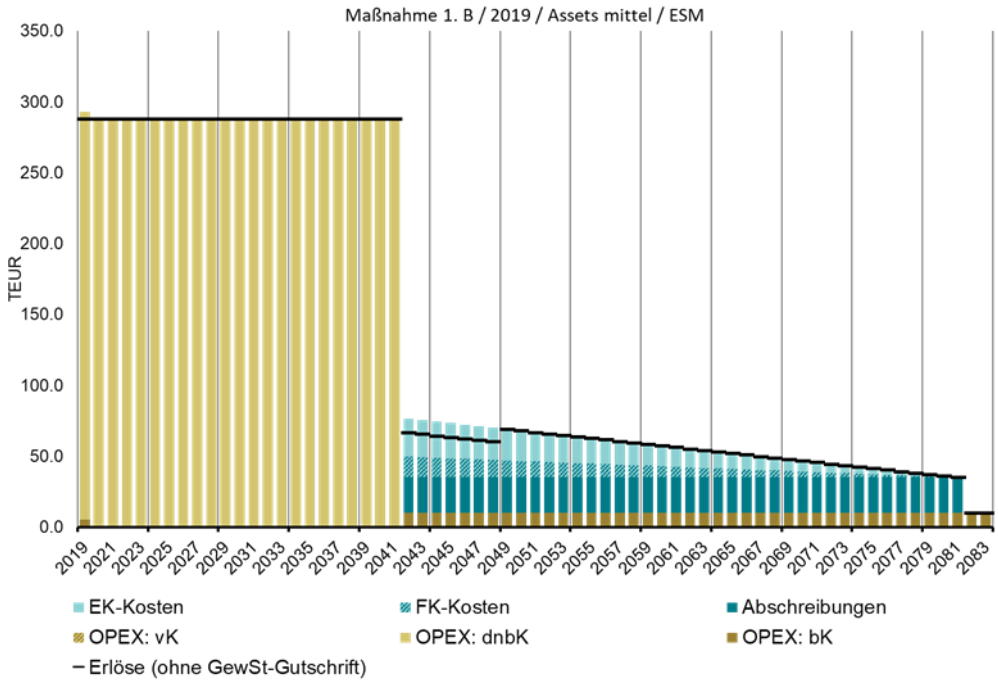


Bild A.5: ESM (FK1) – jährliche Auflösung der Kostenbestandteile und Erlöse

Die in den Fallkonstellationen betrachteten Lösungsoptionen werden anhand von zwei über den gesamten Betrachtungszeitraum aggregierten Kennzahlen verglichen:

- Net present value (NPV) der Gesamtkosten (Indikator für die volkswirtschaftliche Effizienz), und
- NPV des Betriebsergebnisses (Indikator für die betriebswirtschaftliche Wahl)[5].

Der Fokus der Ergebnis-Analyse liegt auf dem Vergleich der volkswirtschaftlichen Effizienz und der betriebswirtschaftlichen Wahl. Zur Beurteilung der einzelnen Fallkonstellation werden die Lösungsoptionen auf Basis des NPV der jeweiligen Gesamtkosten sortiert und die Lösungsoption mit dem besten betriebswirtschaftlichen Ergebnis markiert. Bild A.6 zeigt dies Beispielhaft für die Fallkonstellation 3 mit „mittel alten Assets“ und Beginn der Maßnahme in 2019:

[5] Die Betriebswirtschaftliche-Wahl findet hier auf Basis des NPV des Betriebsergebnisses statt, da dieser für alle Maßnahmen definiert ist. Alternative Konzepte/ Indikatoren zur Beurteilung von Investitionen wie die „internal rate of return“ (IRR) oder EK-Rendite sind nicht für alle Maßnahmen definiert (bspw. bei 0% Capex-Anteil einer Maßnahme) und werden daher nicht verwendet.

- Volkswirtschaftliche Effizienz – Die Lösungsoption rONT ist mit einem NPV der Gesamtkosten von 1,227.5 TEUR die kostengünstigste/ effiziente Option in der Fallkonstellation 3, gefolgt von ESM, LR und der konventionellen Lösung.
- Betriebswirtschaftliche Anreize – Die konventionelle Lösung ist aus betriebswirtschaftlicher Sicht die optimale Wahl (hellblau), da sie aus Sicht des Netzbetreibers das höchste Betriebsergebnis generiert (Barwertbetrachtung).
- Analyse möglicher Verzerrung – Wir sprechen von einer Verzerrung, wenn die volkswirtschaftliche und betriebswirtschaftlich optimale Wahl der Lösungsoption auseinanderfallen. Dies ist für Fallkonstellation 3 der Fall.

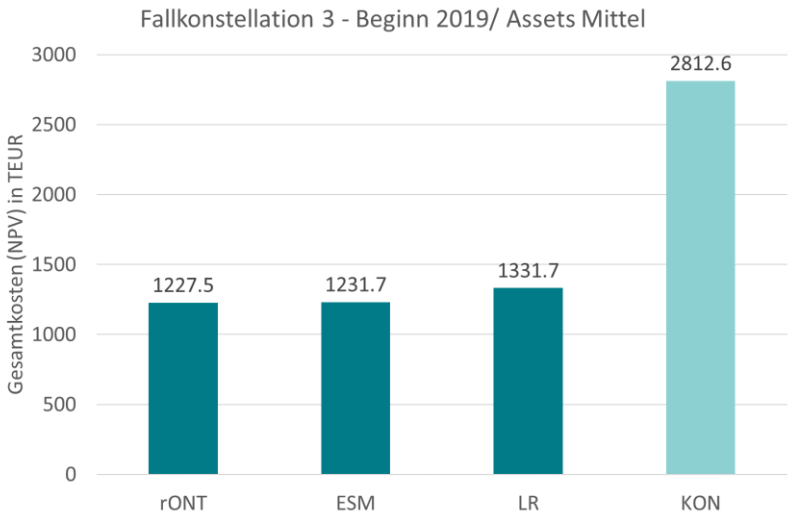


Bild A.6: FK3 – Aggregierte Ergebniskennzahlen (NPV)

B Quantitative Ergebnisse – Fallkonstellationen und Kostenzeitreihen

Wie bereits in Abschnitt 2.4 dargestellt, haben wir folgende 9 Fallkonstellationen untersucht, die nachfolgend näher beschrieben werden:

Fallkonstellation	Referenz	Lösungsoptionen
1: HS, Treiber EE, Strom	Zubeseilung	FL-Monitoring, Spitzenkappung, Leistungsreduktion bei Fehler
2: HS/MS, Treiber EE, Strom	Transformator-verstärkung	Spitzenkappung
3: MS, Land, Treiber EE, Spannung	Leitungsverstärkung	Spitzenkappung, rONT, Längsregler
4: MS, Land, Treiber EE, Strom	Leitungsverstärkung	Spitzenkappung
5: MS, Intermediär, Treiber EE, Spannung	Leitungsverstärkung	Spitzenkappung, rONT, Längsregler
6: MS, Intermediär, Treiber EE, Strom	Leitungsverstärkung	Spitzenkappung
7: NS, Land, Treiber EE, Spannung	Leitungsverstärkung	Spitzenkappung, rONT, Längsregler
8: NS, Land 2 Abgänge, Treiber EE, Spannung	Leitungsverstärkung	Spitzenkappung, rONT, Längsregler
9: MS/NS, Intermediär, Treiber E-Mobile, Strom	Transformator-verstärkung	Ladesteuerung E-Mobile

Tabelle B.1: Untersuchte Fallkonstellationen und jeweils betrachtete Lösungsoptionen

B.1 Fallkonstellation 1: Hochspannungsnetz mit Stromgrenzwertverletzung infolge EE-Zubau

Anders als es bei Netzen der NS- und der MS-Ebene üblich ist, werden Netze der HS-Ebene vermascht betrieben. Die Berechnung der Lastflussverteilung im Ausgangszustand und der Wirkung von Lösungsoptionen erfordert hier die Betrachtung des gesamten galvanisch zusammenhängenden Netzbereichs. Deshalb betrachten wir für die Analysen der Fallkonstellation 1 jeweils eine gesamte Netzgruppe. Der Betrachtungsbereich der Fallkonstellation 1 umfasst den galvanisch zusammenhängenden Bereich eines ländlichen 110-kV-Netzes mit hoher EE-Durchdringung in geschlossener Ringstruktur mit Quermaschen (Bild B.1). Anders als in der Prinzipskizze dargestellt, gehen von jedem HöS-/HS-Umspannwerk 6 Doppel-Leitungszüge ab in die je 6 HS-/MS-Umspannwerke mit einer Maximallast von 20 MW eingebunden sind (s. Tabelle B.2). In dem Netz sind bereits in jedem der Doppel-Leitungszüge an 5

Umspannwerken jeweils 30 MW dezentrale Erzeugungsanlagen angeschlossen und an ein Umspannwerk erfolgt ein Zubau von 15 MW auf 30 MW angeschlossene Erzeugungsleistung, die in der Folge zu einer Verletzung der Stromgrenzwerte führt.

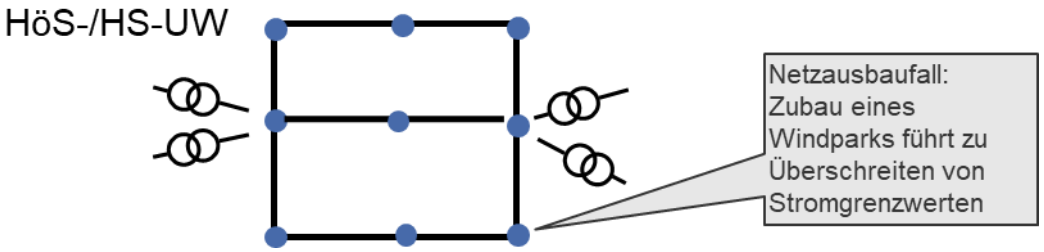


Bild B.1: Schematische Skizze des betrachteten Beispielnetzes

Fallkonstellation 1	Ländliches HS-Netz
Ausdehnung	70km
HS/MS-UW pro „Abgang“	6
Abgänge pro HöS/HS-UW	6
Last	20 MW je UW (6*20 MW)
Erzeugung	Ist: 5* 30 MW + 1* 15 MW Zubau: 1*15 MW
Leitung	FL-Doppelsystem, 130 MVA

Tabelle B.2: Tabellarische Zusammenfassung der wesentlichen Netzeigenschaften

Zur Behebung der Stromgrenzwertverletzung haben wir folgende grundsätzlich geeigneten Lösungsoptionen betrachtet:

- **Referenz**: Erweiterung einer bestehenden Leitungstrasse um einen weiteren Stromkreis
- **M1 Freileitungsmonitoring**: Dynamische Anpassung des zulässigen Stromgrenzwertes auf Basis von Temperatur- und Windgeschwindigkeitsmesswerten
- **M2 ESM/Spitzenkappung**: Abregelung von Einspeisespitzen mit kritischen Spannungsanhebungen
- **M3 Leistungsreduktion im Fehlerfall**: im Normalbetrieb zulassen einer Leistungsübertragung, die den für (n-1)-Sicherheit maximal möglichen Leistungsfluss übersteigt, im Fehlerfall schnelle Leistungsreduktion von Erzeugungsanlagen, um maximal zulässige Belastungsgrenzwerte einzuhalten

Wie bereits in Abschnitt 2.4.2 erläutert, können grundsätzlich Rückspeisungen durch Erhöhung der Last oder Einsatz von Speichern (Einspeicherung) im Abgang soweit reduziert werden, dass kritische Spannungsanhebungen oder auch Stromgrenzwertverletzungen vermieden werden. Diese Flexibilitätsoptionen haben wir hier und bei den folgenden Fallkonstellationen nicht explizit als eigenständige Maßnahmen untersucht, da diese technisch eine identische Wirkung wie die Spitzenkappung haben und sich somit allenfalls in der Kostenhöhe unterscheiden.

B.2 Fallkonstellation 2: HS-/MS-Ebene in ländlichem Netz mit Stromgrenzwertverletzung infolge EE-Zubau

In dieser Fallkonstellation haben wir den in der Praxis häufig vorkommende Situation betrachtet, in der ein Windpark direkt an die Sammelschiene eines HS-/MS-Umspannwerks angeschlossen wird. Insbesondere in ländlichen Netzen mit niedriger Last führen sogenannte UW-Direktanschlüsse häufig zu Stromgrenzwertverletzungen beim HS-/MS-Transformator. In der Fallkonstellation 2 modellieren wir ein ländliches HS-/MS-Umspannwerk mit 8 Leitungsabgängen mit je ca. 2,7 MW Höchstlast, die jeweils hälftig auf beide UW-Transformatoren aufgeteilt sind. Erweiterungen des per Direktanschluss angebundenen Windparks führen zu Überschreitungen der Stromgrenzwerte bei dem zugehörigen Transformator.

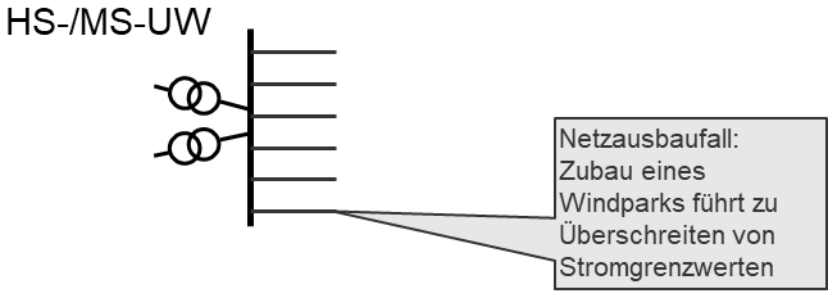


Bild B.2: Schematische Skizze des betrachteten Beispielnetzes

Fallkonstellation 2	Ländliches MS-Netz
Abgänge pro UW	8
Leistung UW-Transformatoren	2*20 MVA
Last	UW: ca. 11 MW je Transformator, ca. 2,7 MW je Abgang
Erzeugung	Heute: je 5,5 MW-PV in 2 Abgängen, 13 MW Windpark als UW-Direktanschluss
Treiber	Erweiterung Windpark um 5 MW und 2,5 MW im Abstand von 5 Jahren

Tabelle B.3: Tabellarische Zusammenfassung der wesentlichen Netzeigenschaften

Zur Behebung der Stromgrenzwertverletzung haben wir folgende grundsätzlich geeigneten Lösungsoptionen betrachtet:

- **Referenz**: Ersatz des bestehenden Leistungstransformators durch einen leistungsstärkeren
- **M1 ESM/Spitzenkappung**: Abregelung von Einspeisespitzen mit kritischen Spannungsanhebungen

B.3 Fallkonstellation 3: Ländliches Mittelspannungsnetz mit Spannungsgrenzwertverletzung infolge EE-Zubau

Der Betrachtungsbereich der Fallkonstellation 3 umfasst den Leitungsabgang eines ländlichen 20-kV-Netzes mit hoher EE-Durchdringung. Anders als in der schematischen Skizze zur Veranschaulichung der Grundstruktur (Bild B.3) dargestellt, werden über diesen Abgang, für den eine Leitungslänge von 25 km angenommen wird, 20 Ortsnetzstationen versorgt, an denen jeweils eine zeitgleiche Maximallast von 135 kW anliegt (s. Tabelle B.4). In der aus Sicht der einspeisenden HS/MS-Station vorderen Abgangshälfte ist bereits eine Windenergieanlage (WEA) mit einer Leistung von 3 MW angeschlossen. Der Zubau einer weiteren WEA mit gleicher Leistung in der hinteren Abgangshälfte führt zu einer Überschreitung der zulässigen Spannungsgrenzen.

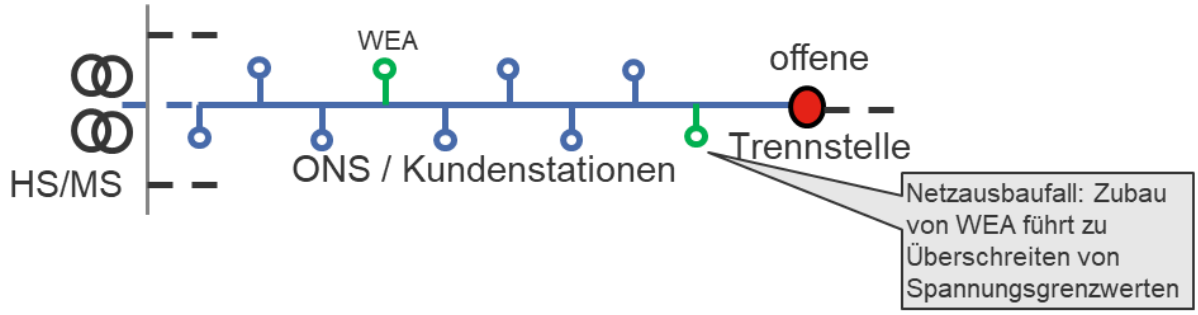


Bild B.3: Schematische Skizze des betrachteten Beispielnetzes

Fallkonstellation 3	Ländliches MS-Netz
Abgangslänge (Halbring, -strang)	25km
Stationen pro Abgang	20
Abgänge pro UW	8
Last	2,7 MW je Abgang, 135kW je ONS
Erzeugung	0,03 MW je ONS, 3MW WEA
Treiber	3 MW WEA-Zubau

Tabelle B.4: Tabellarische Zusammenfassung der wesentlichen Netzeigenschaften

Zur Behebung der Spannungsgrenzwertverletzung kommen folgende Lösungsoptionen grundsätzlich in Betracht:

- **Referenz**: Ersatz der bestehenden Leitung durch eine Leitung mit größerem Querschnitt zur Reduktion der durch Einspeisungen bewirkten Spannungsanhebung
- **M1 ESM/Spitzenkappung**: Abregelung von Einspeisespitzen, die zu kritischen Spannungsanhebungen führen
- **M2 rONT**: Entkopplung der Spannungsniveaus von Mittel- und Niederspannungsebene zur Aufweitung des Toleranzbandes für einspeisungsbedingte Spannungsanhebungen
- **M3 Längsregler**: Entkopplung der Spannungsniveaus in der vorderen und hinteren Mittelspannungs-Abgangshälfte zur Aufweitung des Toleranzbandes für einspeisungsbedingte Spannungsanhebungen

B.4 Fallkonstellation 4: Ländliches Mittelspannungsnetz mit Stromgrenzwertverletzung infolge EE-Zubau

Die Auslegung des Beispielnetzes aus Fallkonstellation 4 entspricht grundsätzlich der des Netzes aus Fallkonstellation 3, außer dass wir als Handlungsbedarfstreiber den Zubau eines kleinen Windparks unterstellen, der wegen seiner UW-nahen Anbindung noch nicht zu Spannungs-, aber zu Stromgrenzwertverletzungen führt.

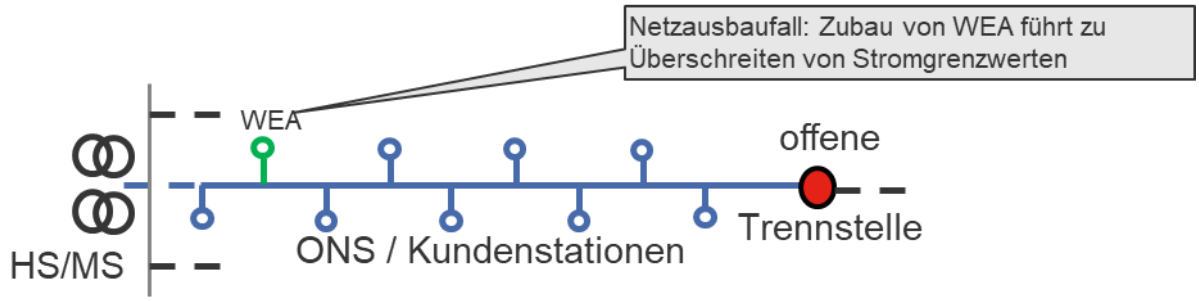


Bild B.4: Schematische Skizze des betrachteten Beispielnetzes

Fallkonstellation 4	Ländliches MS-Netz
Abgangslänge (Halbring, -strang)	25km
Stationen pro Abgang	20
Abgänge pro UW	8
Last	2,7 MW je Abgang, 135kW je ONS
Erzeugung	0,03 MW je ONS
Treiber	11 MW WEA-Zubau

Tabelle B.5: Tabellarische Zusammenfassung der wesentlichen Netzeigenschaften

Zur Behebung der Stromgrenzwertverletzung haben wir folgende grundsätzlich geeigneten Lösungsoptionen betrachtet:

- **Referenz**: Ersatz der bestehenden Leitung durch eine Leitung mit größerem Querschnitt zur Erhöhung der Stromübertragungsfähigkeit
- **M1 ESM/Spitzenkappung**: Abregelung von Einspeisespitzen mit kritischen Spannungsanhebungen

B.5 Fallkonstellation 5: Intermediäres Mittelspannungsnetz mit Spannungsgrenzwertverletzung infolge EE-Zubau

Der Betrachtungsbereich der Fallkonstellation 5 umfasst den Leitungsabgang eines intermediären 20-kV-Netzes mit hoher EE-Durchdringung. Grundsätzlich entspricht die Netzstruktur der eines ländlichen Netzes, allerdings ist die Lastdichte in intermediären im Vergleich zu ländlichen Gebieten höheren, sodass zur Einhaltung der Strom- und Spannungsgrenzwerte weniger Ortsnetzstationen in einen Abgang eingebunden werden können und die Leistungslänge je Abgang kürzer ist. Analog zur Fallkonstellation 3 betrachten wir den Zubau einer Windenergieanlage im UW-ferneren Teil des Abgangs, die in der Folge zur Verletzung von Spannungsgrenzwerten führt.

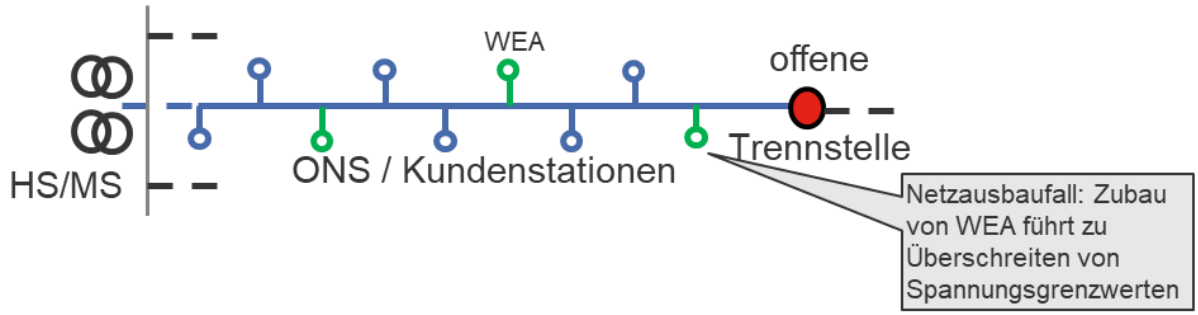


Bild B.5: Schematische Skizze des betrachteten Beispielnetzes

Fallkonstellation 5	Ländliches MS-Netz
Abgangslänge (Halbring, -strang)	15km
Stationen pro Abgang	15
Abgänge pro UW	6
Last	4,7 MW je Abgang, 310kW je ONS
Erzeugung	0,03 MW je ONS, 2*3MW WEA
Treiber	3 MW WEA-Zubau

Tabelle B.6: Tabellarische Zusammenfassung der wesentlichen Netzeigenschaften

Zur Behebung der Spannungsgrenzwertverletzung haben wir folgende grundsätzlich geeigneten Lösungsoptionen betrachtet:

- **Referenz**: Ersatz der bestehenden Leitung durch eine Leitung mit größerem Querschnitt zur Reduktion der durch Einspeisungen bewirkten Spannungsanhebung

- **M1 ESM/Spitzenkappung**: Abregelung von Einspeisespitzen mit kritischen Spannungsanhebungen
- **M2 rONT**: Entkopplung der Spannungsniveaus von Mittel- und Niederspannungsebene zur Aufweitung des Toleranzbandes für einspeisungsbedingte Spannungsanhebungen
- **M3 Längsregler**: Entkopplung der Spannungsniveaus in der vorderen und hinteren Mittelspannungs-Abgangshälfte zur Aufweitung des Toleranzbandes für einspeisungsbedingte Spannungsanhebungen

B.6 Fallkonstellation 6: Intermediäres Mittelspannungsnetz mit Stromgrenzwertverletzung infolge EE-Zubau

Analog zum ländlichen Mittelspannungsnetz entspricht die Auslegung des Beispielnetzes aus Fallkonstellation 6 entspricht grundsätzlich der des Netzes aus Fallkonstellation 5, außer dass wir als Handlungsbedarfstreiber den Zubau eines kleinen Windparks unterstellen, der wegen seiner UW-nahen Anbindung noch nicht zu Spannungs-, aber zu Stromgrenzwertverletzungen führt.

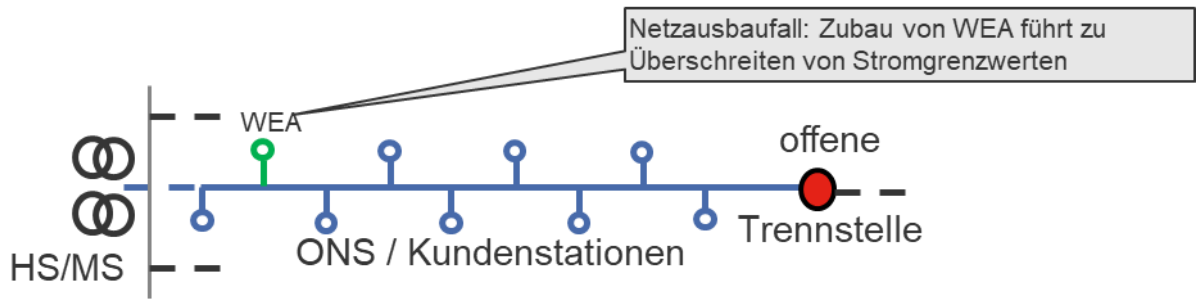


Bild B.6: Schematische Skizze des betrachteten Beispielnetzes

Fallkonstellation 6	Intermediäres MS-Netz
Abgangslänge (Halbring, -strang)	15km
Stationen pro Abgang	15
Abgänge pro UW	6
Last	4,7 MW je Abgang, 310kW je ONS
Erzeugung	0,03 MW je ONS
Treiber	11 MW WEA-Zubau

Tabelle B.7: Tabellarische Zusammenfassung der wesentlichen Netzeigenschaften

Zur Behebung der Stromgrenzwertverletzung haben wir folgende grundsätzlich geeigneten Lösungsoptionen betrachtet:

- **Referenz**: Ersatz der bestehenden Leitung durch eine Leitung mit größerem Querschnitt zur Erhöhung der Stromübertragungsfähigkeit
- **M1 ESM/Spitzenkappung**: Abregelung von Einspeisespitzen mit kritischen Spannungsanhebungen

B.7 Fallkonstellation 7: Ländliches Niederspannungsnetz mit Spannungsgrenzwertverletzung infolge EE-Zubau

Der Betrachtungsbereich der Fallkonstellation 7a umfasst den Leitungsabgang eines ländlichen Niederspannungsnetzes mit vergleichsweise geringer Last, hoher Abgangslänge und zunehmender Durchdringung mit Aufdach-PV-Anlagen. Im Ausgangszustand sind hinter 3 der Hausanschlüsse PV-Anlagen mit einer Maximalleistung von 8 kW installiert. Der Zubau einer mit 25 kW größeren und einer weiteren 8-kW-PV-Aufdachanlage führt zur Verletzung der Spannungsgrenzwerte in dem Niederspannungsabgang

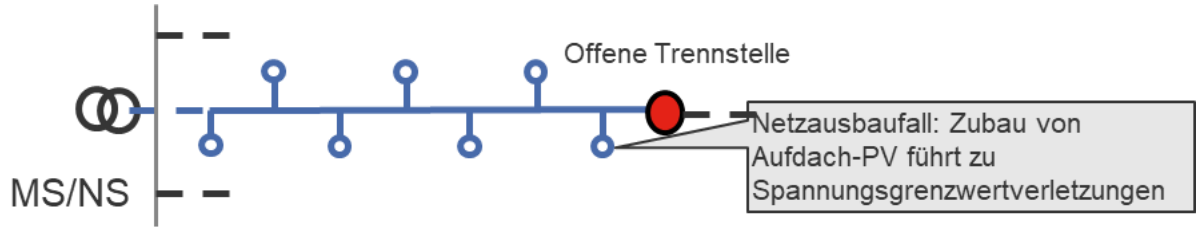


Bild B.7: Schematische Skizze des betrachteten Beispielnetzes

Fallkonstellation 7	Ländliches NS-Netz
Abgangslänge (Halbring, -strang)	800m
Anschlüsse pro Abgang	7 (2 WE je Anschluss)
Abgänge pro ONS	3
Last	7*6,5 kW ≈ 45 kW je Abg.
Erzeugung	3*8kW je Abgang
Treiber	Zubau 1 25kW-PV, Zubau 2 8kW-PV, beide Zubauten in 1 Abg.

Tabelle B.8: Tabellarische Zusammenfassung der wesentlichen Netzeigenschaften

Zur Behebung der Spannungsgrenzwertverletzung haben wir folgende grundsätzlich geeigneten Lösungsoptionen betrachtet:

- **Referenz**: Ersatz der bestehenden Leitung durch eine Leitung mit größerem Querschnitt zur Reduktion der durch Einspeisungen bewirkten Spannungsanhebung
- **M1 ESM/Spitzenkappung**: Abregelung von Einspeisespitzen mit kritischen Spannungsanhebungen
- **M2 rONT**: Entkopplung der Spannungsniveaus von Mittel- und Niederspannungsebene zur Aufweitung des Toleranzbandes für einspeisungsbedingte Spannungsanhebungen
- **M3 Längsregler**: Entkopplung der Spannungsniveaus in der vorderen und hinteren Mittelspannungs-Abgangshälfte zur Aufweitung des Toleranzbandes für einspeisungsbedingte Spannungsanhebungen

B.8 Fallkonstellation 8: Ländliches Niederspannungsnetz mit Spannungsgrenzwertverletzung infolge EE-Zubau in 2 Abgängen

Die Fallkonstellation 7b entspricht praktisch der Fallkonstellation 7a, außer dass die Zubauten nun in zwei Abgängen gleichzeitig auftreten, um insbesondere die Kostenvorteile eines regelbaren Ortsnetztransformators zeigen zu können.

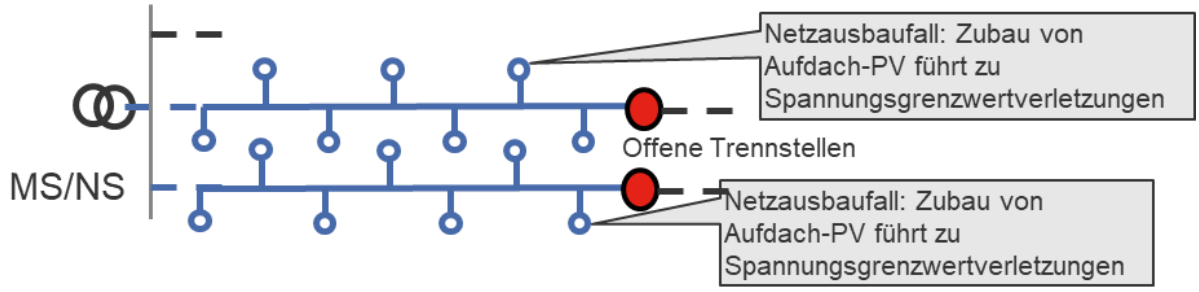


Bild B.8: Schematische Skizze des betrachteten Beispielnetzes

Fallkonstellation 8	Ländliches NS-Netz
Abgangslänge (Halbring, -strang)	800m
Anschlüsse pro Abgang	7 (2 WE je Anschluss)
Abgänge pro ONS	3
Last	7*6,5 kW ≈ 45 kW je Abg.
Erzeugung	3*8kW je Abgang
Treiber	Zubau 1 25kW-PV, Zubau 2 8kW-PV, beide Zubauten in jeweils 2 Abg.

Tabelle B.9: Tabellarische Zusammenfassung der wesentlichen Netzeigenschaften

Zur Behebung der Spannungsgrenzwertverletzung haben wir folgende grundsätzlich geeigneten Lösungsoptionen betrachtet:

- **Referenz**: Ersatz der bestehenden Leitung durch eine Leitung mit größerem Querschnitt zur Reduktion der durch Einspeisungen bewirkten Spannungsanhebung
- **M1 ESM/Spitzenkappung**: Abregelung von Einspeisespitzen mit kritischen Spannungsanhebungen
- **M2 rONT**: Entkopplung der Spannungsniveaus von Mittel- und Niederspannungsebene zur Aufweitung des Toleranzbandes für einspeisungsbedingte Spannungsanhebungen
- **M3 Längsregler**: Entkopplung der Spannungsniveaus in der vorderen und hinteren Mittelspannungs-Abgangshälfte zur Aufweitung des Toleranzbandes für einspeisungsbedingte Spannungsanhebungen

B.9 Fallkonstellation 9: Intermediäres Netzgebiet mit Stromgrenzwertverletzung bei MS-/NS-Transformator infolge Elektrofahrzeugzuwachs

Der Betrachtungsbereich der Fallkonstellation 9 umfasst den Leitungsabgang eines intermediären Niederspannungsnetzes, wie es z. B. typisch in Wohngebieten im Randbereich von Städten zu finden ist, einschließlich vorgelagertem Ortsnetztransformators. An einem Niederspannungsabgang sind jeweils 12 Hausanschlüsse mit durchschnittlich je zwei Wohneinheiten angeschlossen, sodass in jedem der vier von der Ortsnetzstation versorgten Abgänge knapp 80 kW Höchstlast anliegt und damit der Ortsnetztransformator zu ca. 50% ausgelastet ist. Um im Fehlerfall oder bei Wartungsabschaltungen niederspannungsseitig Lasten einer benachbarten Station übernehmen zu können, betrachten wir diese Belastungshöhe als Grenzwert für den Normalbetrieb.

Weiter nehmen wir an, dass im Versorgungsbereich der Ortsnetzstation 10 Elektrofahrzeuge mittels Wallboxen mit 11 kW Ladeleistung geladen werden. Studien zeigen, dass bei ungesteuerter Ladung dieser 10 Fahrzeuge eine Ladungsgleichzeitigkeit von 20% zu erwarten ist, d. h. zwei Fahrzeuge laden zur gleichen Zeit mit je 11 kW. Diese zusätzliche Leistung von 22 kW führt zu einer aus Sicht der für Reservezwecke vorgehalten Kapazität beim Ortsnetztransformator zu einer unzulässig hohen Belastung.

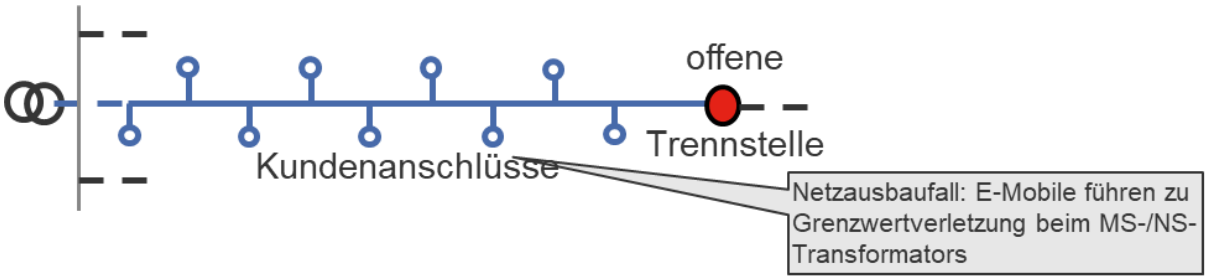


Bild B.9: Schematische Skizze des betrachteten Beispielnetzes

Fallkonstellation 9	Intermediäres MS/NS-Netz
Abgangslänge (Halbring, -strang)	400m
Anschlüsse pro Abgang	12 (2 WE je Anschluss)
Abgänge pro ONS	4
Last	12*6,5 kW ≈ 78 kW je Abg. → knapp 50% Ausl. ONS
Treiber: E-Mobile	10 E-Mob., 11kW Wallbox

Tabelle B.10: Tabellarische Zusammenfassung der wesentlichen Netzeigenschaften

Zur Behebung der Stromgrenzwertverletzung haben wir folgende grundsätzlich geeigneten Lösungsoptionen betrachtet:

- **Referenz a**: Ersatz des bestehenden Leistungstransformators durch einen leistungsstärkeren
- **Referenz b**: Errichtung einer zusätzlichen Ortsnetzstation
- **M1 Ladesteuerung**: Begrenzung der Ladeleistung, die zu kritischen Stromflüssen führen würden, durch Limitierung der individuellen Ladeleistung oder zeitliche Verschiebung der Ladung der Elektrofahrzeuge

C Quantitative Ergebnisse – Modellierung der regulatorischen Anreizwirkungen

Anhang C ist wie folgt aufgebaut:

- In Abschnitt C.1 stellen wir die Ergebnisse der Modellierung der regulatorischen Anreizwirkung im Detail dar. Die Darstellung der 9 Fallkonstellationen erfolgt für ein durchschnittliches Alter der Bestandsassets („mittlere Assets“). Dies verbessert die Übersichtlichkeit der Darstellung (sonst müssten für jede der 9 Fallkonstellationen drei Varianten verglichen werden) und bildet eine neutrale Ausgangsbasis für die Ergebnisse.
- In Abschnitt C.2 wird der Einfluss des Asset-Alters auf die Kostenhöhe der Lösungsoptionen untersucht. Hierfür werden die Gesamtkosten der Lösungsoptionen für alte und junge Bestandsassets dargestellt.
- In Abschnitt C.4 stellen wir zwei Fallkonstellation (1 und 9) vor, die beispielhaft für zwei Klassen von Verzerrungen im heutigen Regulierungsrahmen stehen: Capex vs. Opex und beeinflussbare vs. dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten.

C.1 Detaillierte Modellergebnisse je Fallkonstellation

Im Folgenden werden die Ergebnisse der einzelnen Fallkonstellationen aufgezeigt.

C.1.1 Fallkonstellation 1

Die Lösungsoption LiF ist mit einem NPV der Gesamtkosten von 161,8 TEUR die kostengünstigste und damit aus volkswirtschaftlicher Sicht effiziente Lösungsoption. Die Lösungsoption ESM wird aus betriebswirtschaftlicher Sicht gewählt, ist aber gleichzeitig mit einem NPV von 4619,8 TEUR Gesamtkosten die ineffizienteste Lösungsoption in der Fallkonstellation.

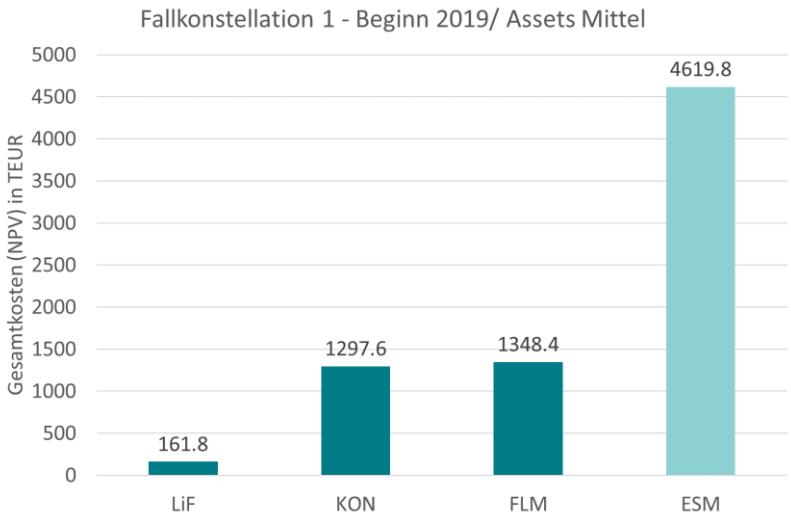


Bild C.1: Ergebnis Fallkonstellation 1

C.1.2 Fallkonstellation 2

Die konventionelle Lösungsoption ist mit einem NPV der Gesamtkosten von 585,3 TEUR die effiziente Lösungsoption wie auch die betriebswirtschaftlich optimale Wahl.

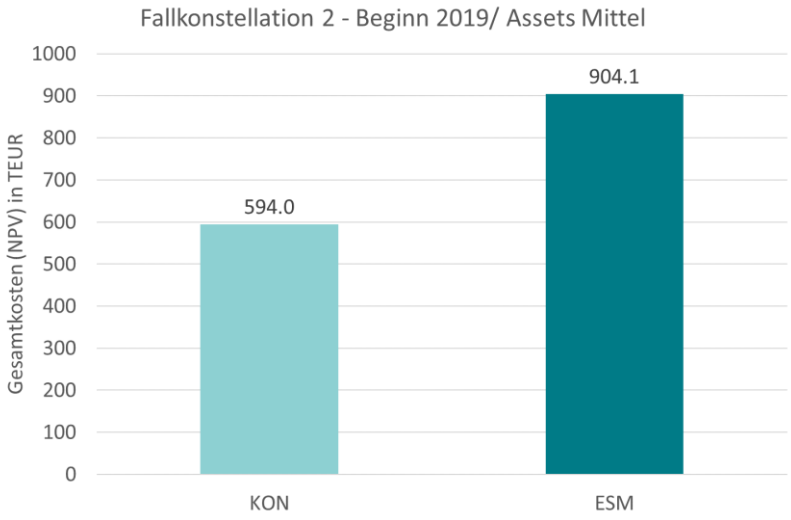


Bild C.2: Ergebnis Fallkonstellation 2

C.1.3 Fallkonstellation 3

Die Lösungsoption rONT ist mit einem NPV der Gesamtkosten von 1227,5 TEUR vor ESM und LR knapp die effiziente Wahl. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht wird allerding die

konventionelle Lösungsoption gewählt, welche mit einem NPV der Gesamtkosten von 2812,6 TEUR die mit Abstand ineffizienteste Lösungsoption ist.

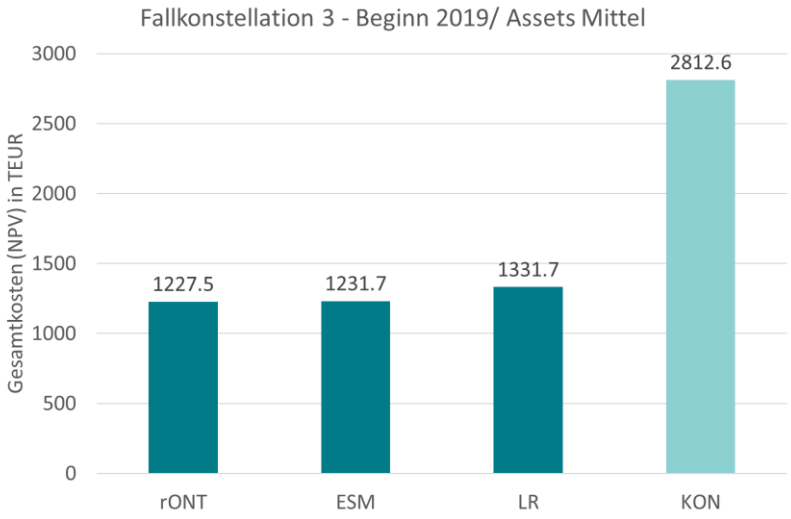


Bild C.3: Ergebnis Fallkonstellation 3

C.1.4 Fallkonstellation 4

Die konventionelle Lösungsoption ist mit einem NPV der Gesamtkosten von 563,4 TEUR die effiziente Lösungsoption und ebenfalls die betriebswirtschaftlich optimale Wahl.

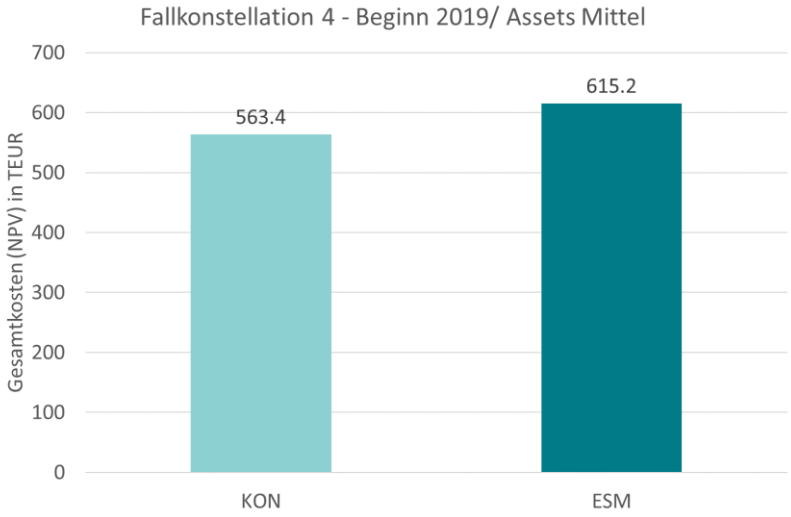


Bild C.4: Ergebnis Fallkonstellation 4

C.1.5 Fallkonstellation 5

Die Lösungsoption ESM ist mit einem NPV der Gesamtkosten von 778,8 TEUR knapp vor den Lösungsoptionen rONT und LR die effiziente Lösungsoption. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht wird allerdings die konventionelle Lösungsoption gewählt, welches die ineffizienteste innerhalb der Fallkonstellation ist.

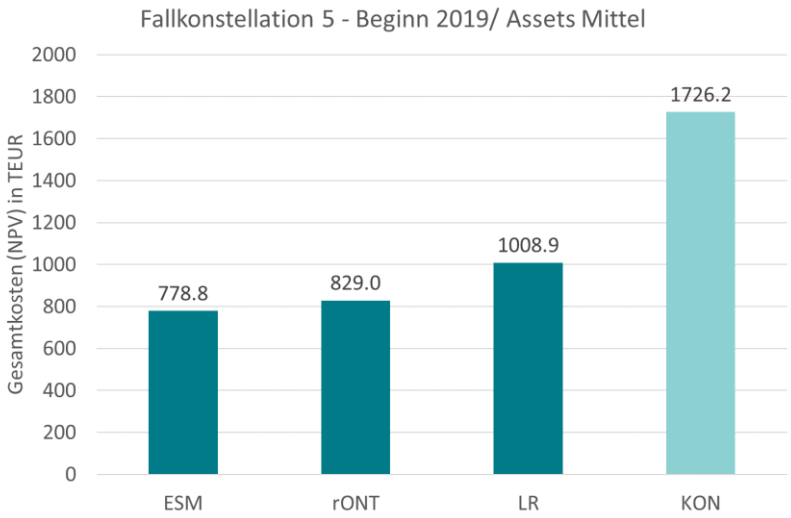


Bild C.5: Ergebnis Fallkonstellation 5

C.1.6 Fallkonstellation 6

Die Lösungsoption ESM ist mit einem NPV der Gesamtkosten von 513,5 TEUR im Vergleich zur konventionellen Lösungsoption die kostengünstigere Wahl. Die betriebswirtschaftliche Wahl fällt allerdings zugunsten der konventionellen Lösungsoption aus.

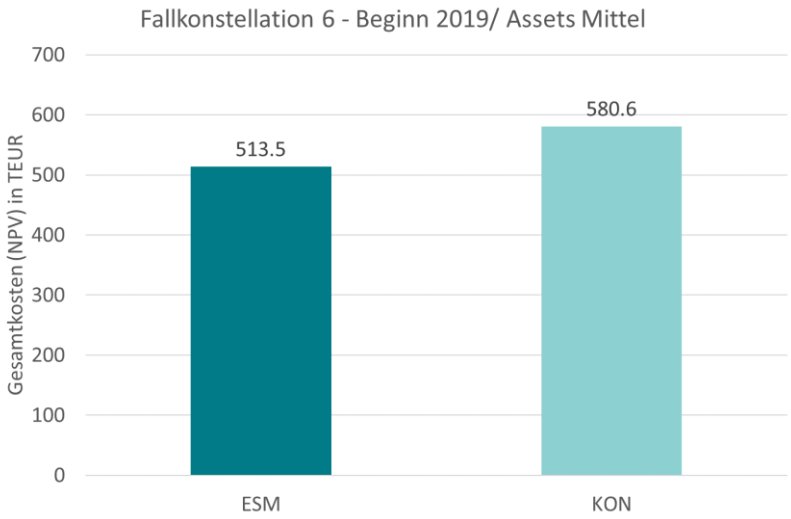


Bild C.6: Ergebnis Fallkonstellation 6

C.1.7 Fallkonstellation 7

Die Lösungsoption ESM ist mit einem NPV der Gesamtkosten von 34,7 TEUR die günstigste Lösungsoption, während die Lösungsoption mit Längsregler (LR) die teuerste innerhalb der Fallkonstellation darstellt. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht wird die konventionelle Lösungsoption gewählt.

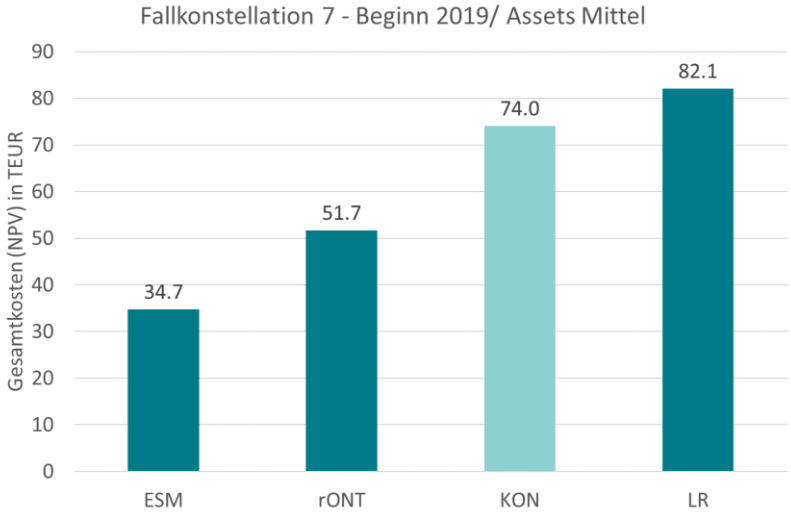


Bild C.7: Ergebnis Fallkonstellation 7

C.1.8 Fallkonstellation 8

Die Lösungsoption ESM ist mit einem NPV der Gesamtkosten von 60,2 TEUR die günstigste Lösungsoption, während die Lösungsoption mit Längsregler (LR) die teuerste innerhalb der Fallkonstellation darstellt. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht wird die konventionelle Lösungsoption gewählt.

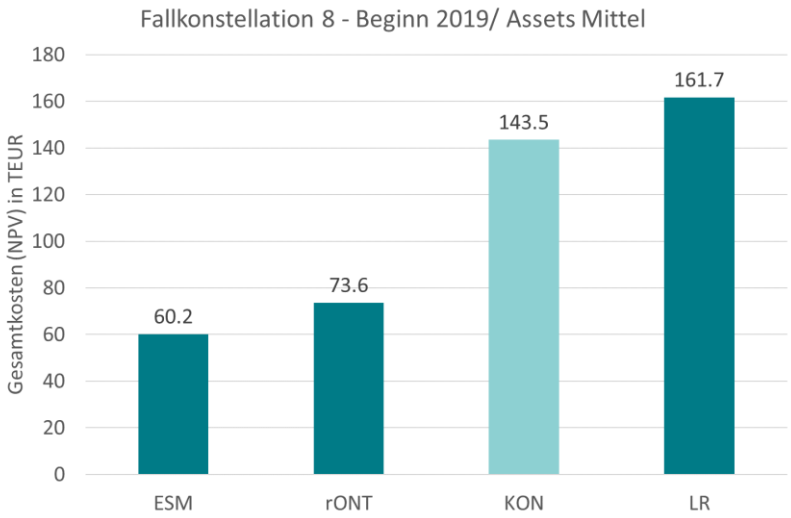


Bild C.8: Ergebnis Fallkonstellation 8

C.1.9 Fallkonstellation 9

Die konventionelle Lösungsoption ist in der Fallkonstellation 9a mit einem NPV der Gesamtkosten von 11,9 TEUR die günstigere Lösungsoption im Vergleich zu Ladesteuerung und gleichzeitig auch die betriebswirtschaftlich optimale Wahl.

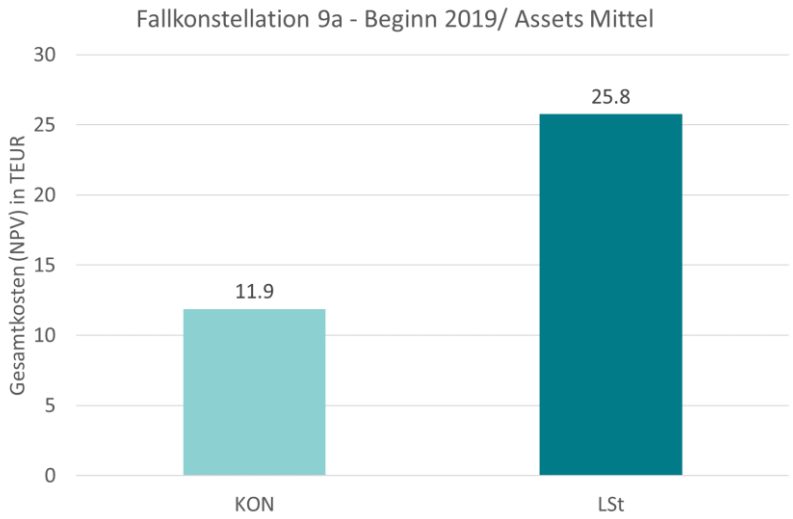


Bild C.9: Ergebnis Fallkonstellation 9a

In der Fallkonstellation 9b ist die Ladesteuerung mit einem NPV der Gesamtkosten von 33,2 TEUR die effiziente Lösungsoption. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht wird allerdings die konventionelle Lösungsoption gewählt.

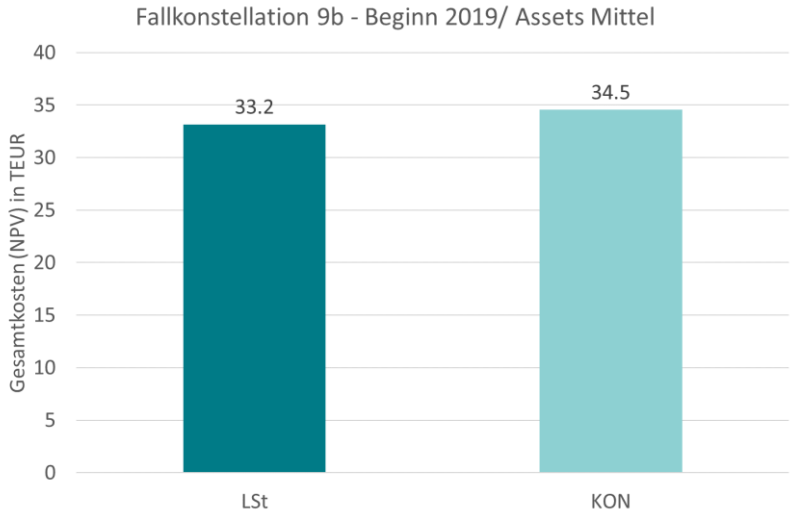


Bild C.10: Ergebnis Fallkonstellation 9b

C.2 Einfluss des Asset-Alters auf die Kostenhöhe der Lösungsoptionen

Ein Vergleich der Gesamtkosten (Bild C.11) über die Sensitivität der Restnutzungsdauer der vorhandenen Assets („neue Assets“ und „alte Assets“) zeigt, dass die neuartigen Lösungsoptionen vor allem dann effizient sind, wenn die anderenfalls zu ersetzenden Assets lange Restnutzungsdauern haben. Dies liegt am unterschiedlichen Einfluss des Assetalters:

- Die Gesamtkosten der konventionellen Lösungsoptionen werden von dem Alter der Assets kaum beeinflusst. Dies liegt daran, dass ein Großteil der vorhandenen Assets als Teil der konventionellen Lösung mit Beginn der Lösungsoption ersetzt werden.
- Dagegen werden bei neuartigen Lösungen die vorhandenen Assets bis zur Erreichung ihrer technischen Nutzungsdauer weiterbetrieben und werden durch die Lösungsoption lediglich ergänzt.

In der Sensitivität „alte Assets“ werden bei neuartigen Lösungen die vorhandenen Assets aufgrund ihrer geringen Restnutzungsdauer bereits kurz nach Beginn des Betrachtungszeitraumes durch Ersatzinvestitionen erneuert. Es fallen also ähnlich wie bei den konventionellen Lösungsoptionen kurz nach Beginn des Betrachtungszeitraums zusätzliche Kosten für Ersatzinvestitionen bestehender Assets an. Damit sinkt c.p. der Vorteil der neuartigen Lösungen im Vergleich zum konventionellen Netzausbau.

Die effiziente Lösungsoption ändert sich zwischen den Sensitivitäten allerdings nur in Fallkonstellation 2 und 3.

Bild C.11 zeigt die Sensitivitäten „junge Assets“ (oben) und „alte Assets“ (unten) für den Gesamtkostenvergleich. Die Lösungsoption mit rot markierten Balken stellt jeweils die effizienteste Lösungsoption innerhalb der Fallkonstellation dar. Der eingerahmte Bereich (rotes Rechteck) markiert die drei Fallkonstellationen (FK2, FK3 und FK9b) in welchen sich die effiziente Maßnahme in Abhängigkeit der Sensitivitäten verändert.

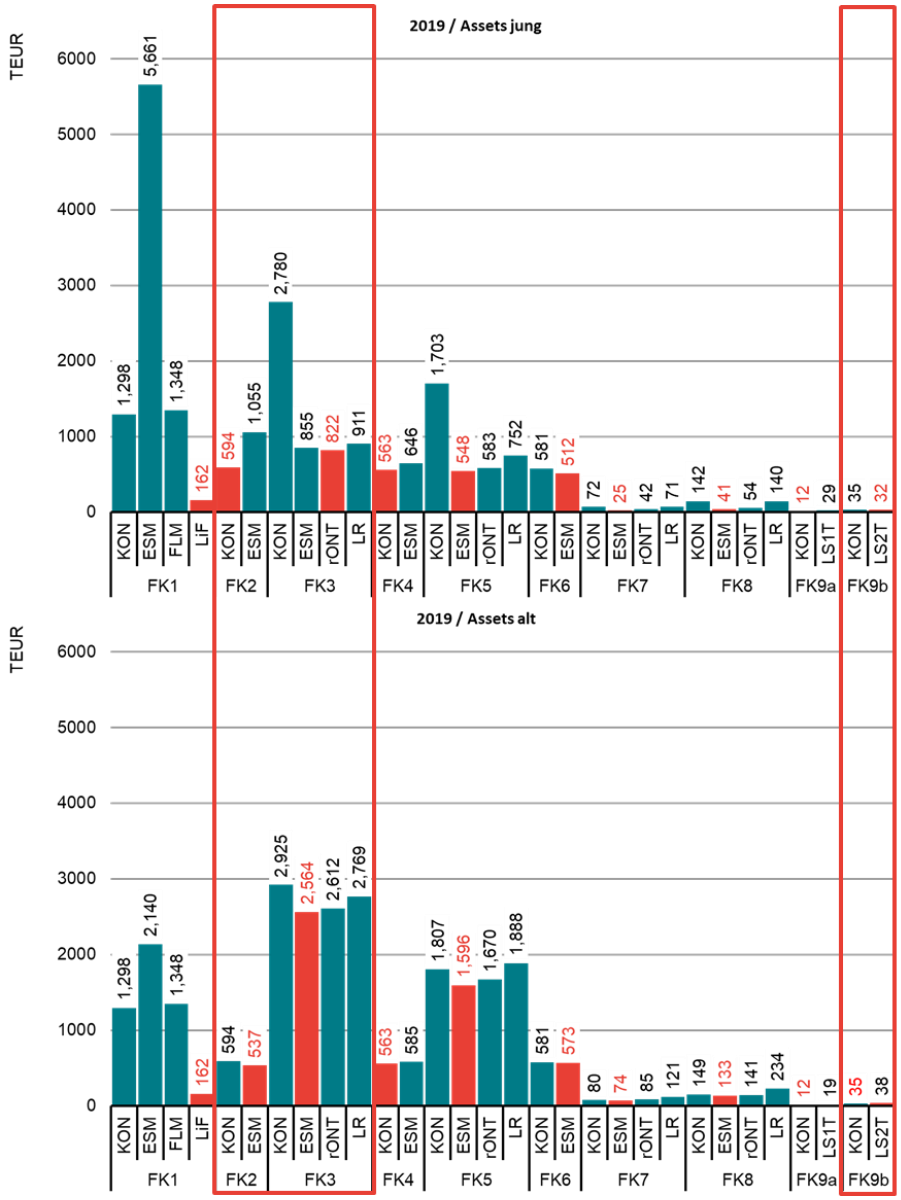


Bild C.11: Gesamtkostenvergleich der Lösungsoptionen in den Fallkonstellationen (Sensitivität „alte Assets“ und „junge Assets“)

Bild C.11 zeigt, dass neuartige Lösungsoptionen vor allem dann volkswirtschaftliche Kostenvorteile (als Barwertsicht) aufweisen können, wenn die andernfalls zu ersetzenden Assets lange Restnutzungsdauern haben („junge Assets“). Dieser Umstand ist darauf zurückzuführen, dass in dieser Konstellation die Kosten für den turnusmäßigen Ersatz des Assets erst zu einem vergleichsweise späten Zeitpunkt anfallen und der Zeitraum bis dahin durch vergleichsweise günstiges ESM überbrückt wird. Die gegenüber ESM vergleichsweise hohen Kosten für die Ersatzinvestition können somit zeitlich nach hinten geschoben werden. Dies wirkt sich aus Bartwertsicht positiv aus.

C.3 Unterschiede zwischen effizienten und ineffizienten Netzbetreibern

Im heutigen Regulierungsrahmen hat ein ineffizienter Netzbetreiber im Vergleich zu einem effizienten Netzbetreiber verstärkt den Anreiz Lösungsoptionen mit dnbK-Anteilen zu wählen. Da die dnbK-Anteile nicht dem Effizienzanreiz unterliegen, entstehen dem ineffizienten Netzbetreiber bei diesen keine Nachteile aufgrund seiner Ineffizienz. Andere, dem Effizienzanreiz unterliegende Kostenanteile, induzieren dagegen im Rahmen des Anreizes zum Abbau der Ineffizienz eine absinkende Erlösobergrenze. Die verdeutlicht bspw. eine Betrachtung der Fallkonstellation 2 mit einem ineffizienten Netzbetreiber (90% Effizienz) wie in Bild C.12 dargestellt.

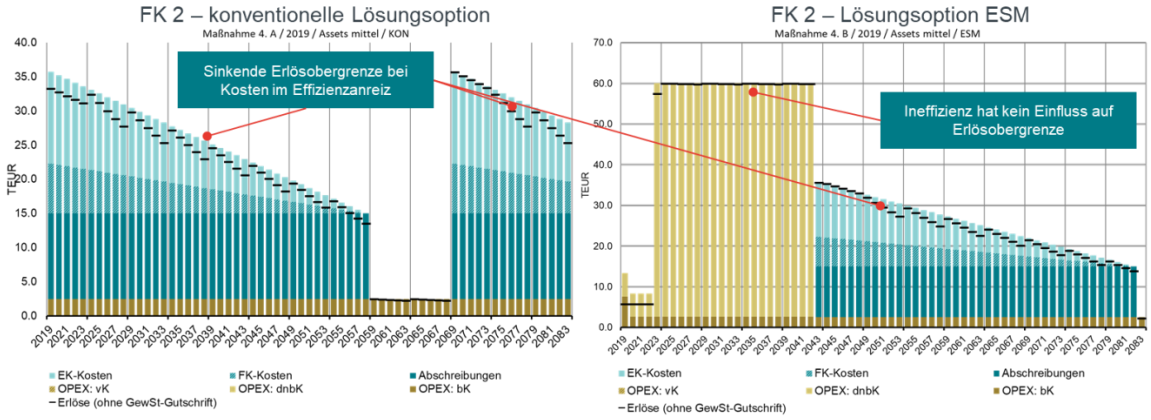


Bild C.12: Fallkonstellation 2 mit ineffizienten Netzbetreiber (90% Effizienz)

Die vK und dnbK Anteile bei ESM unterliegen nicht dem Effizienzanreiz. Daher bleibt auch die Erlösobergrenze von der Ineffizienz des Netzbetreibers unberührt. Bei der konventionellen Lösungsoption ist dagegen zu erkennen, dass die Erlösobergrenze innerhalb der Regulierungsperioden im Vergleich zu den tatsächlichen Kosten des Netzbetreibers stärker sinkt; Die Kostenanteile der konventionellen Lösungsoption, Capex und bK-Opex, unterliegen dem Effizienzanreiz. Die zurückgehende Erlösobergrenze spiegelt den gezwungenen Abbau der Ineffizienz wieder.

Aufgrund dieses Effekts ist die für den betrachteten ineffizienten Netzbetreiber optimale betriebswirtschaftliche Wahl (BWL) in den Fallkonstellationen 2 bis 6 nicht die konventionelle Lösung (wie dies bei einem effizienten Netzbetreiber der Fall wäre), sondern ESM. Die bei ESM anfallenden IKT-Kosten werden zwar als beeinflussbare Betriebskosten berücksichtigt und unterliegen damit Effizienzanreizen. Die IKT-Kosten liegen vom Absolutbetrag jedoch unter den beeinflussbaren Betriebskosten der alternativen Lösungsoptionen.

In den Fallkonstellationen 7 und 8 fällt die Wahl dagegen auf die Lösungsoption rONT, da sie im Vergleich zur konventionellen und ESM Lösungsoption niedrigerer absolute Kosten aufweist. Hierdurch fällt der Effekt der Anreizwirkung absolut betrachtet weniger stark aus.

C.4 Detaillierte Beispiele zu Verzerrung im heutigen Regulierungsrahmen

In diesem Abschnitt zeigen wir detailliert – auf Basis der Ergebnisse in jahresscharfer Auflösung – anhand zweier Fallkonstellationen zwei Klassen von Verzerrungen auf:

- Fallkonstellation 1: Beinflussbare vs. dauerhaft nicht beinflussbare Opex, und
- Fallkonstellation 9b: Capex vs. Opex.

C.4.1 Fallkonstellation 1: Beinflussbare vs. dauerhaft nicht beinflussbare Opex

Verzerrungen bedingt durch die unterschiedliche Behandlung von bk Opex vs. dnbK Opex lassen sich exemplarisch an Fallkonstellation 1 aufzeigen. In dieser Fallkonstellation wird ein Stromproblem im HS Netz untersucht. Als mögliche Lösungsoptionen wird ein konventioneller Netzausbau sowie ESM, FLM und LiF (neuartige Lösungsoptionen) betrachtet. Aus Bild C.1 folgt, dass LiF die kosteneffiziente Lösungsoption ist, ein Netzbetreiber sich aus betriebswirtschaftlicher Sicht aber für ESM entscheiden würde. Die Verzerrung entsteht, wie im Fall Capex vs. bK Opex dadurch, dass die dnbK Opex sofort in die Erlösobergrenze eingehen, während die bK Opex in der folgenden Regulierungsperiode erstmalig berücksichtigt werden (siehe Bild C.13). Aufgrund des hohen bK Anteils wird LiF im heutigen Regulierungsrahmen gegenüber ESM benachteiligt, da diese Option betriebswirtschaftlich weniger attraktiv ist.

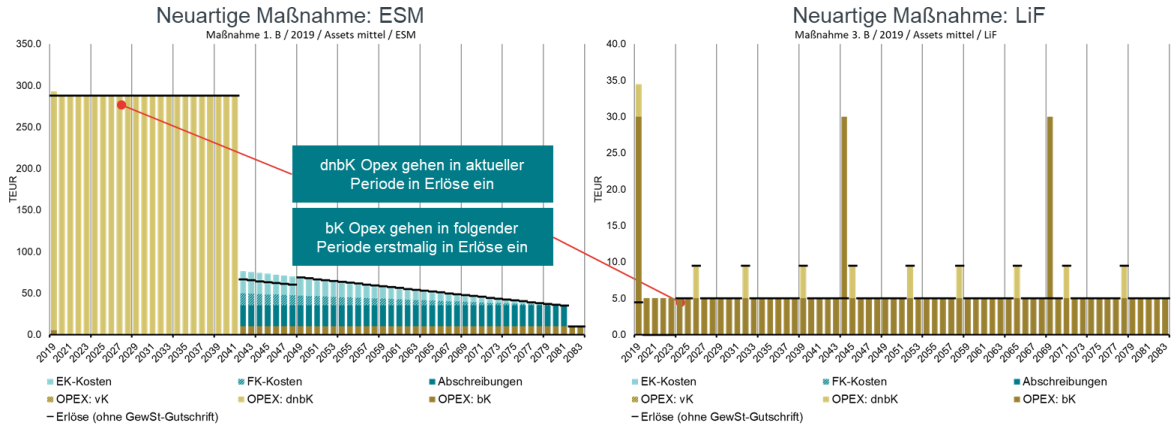


Bild C.13: bK Opex vs. dnbK Opex in der Fallkonstellation 1

C.4.2 Fallkonstellation 9b: Capex vs. Opex

Die Ergebnisse der Fallkonstellation 9b zeigen exemplarisch, wie Verzerrungen aufgrund von verschiedenen Capex- und bK Opex Anteilen entstehen. In der Fallkonstellation 9b wird die Integration von E-Car Ladestationen in ein Verteilernetz untersucht. Hierbei wird eine flexible Ladesteuerung (neuartige Lösung) mit dem Ausbau einer Trafostation mit 2 Trafos (konventioneller Netzausbau) verglichen. Aus Bild C.10 geht hervor, dass die neuartige Lösung zwar kostengünstiger ist, der Netzbetreiber sich aus betriebswirtschaftlicher Sicht allerdings für den konventionellen Netzausbau entscheiden würde. Die jährlichen Kostenverläufe und Erlösobergrenzen der beiden Lösungsoptionen (Bild C.14) zeigen den Ursprung der Verzerrung. Die Capex gehen sofort in die Erlösobergrenze ein, während die Erlösobergrenze in Bezug auf die bK Opex zuerst in der folgenden Regulierungsperiode angepasst wird. Da der bK Opex Anteil bei der neuartigen Lösung wesentlich höher ist, entsteht hier in der ersten Regulierungsperiode eine höhere Unterdeckung als bei der konventionellen Lösungsoption. Dadurch ist diese Option betriebswirtschaftlich weniger attraktiv. Dieses Beispiel steht exemplarisch für den Einsatz netzdienlicher Flexibilitätsoptionen, die als beeinflussbare Kosten behandelt werden.

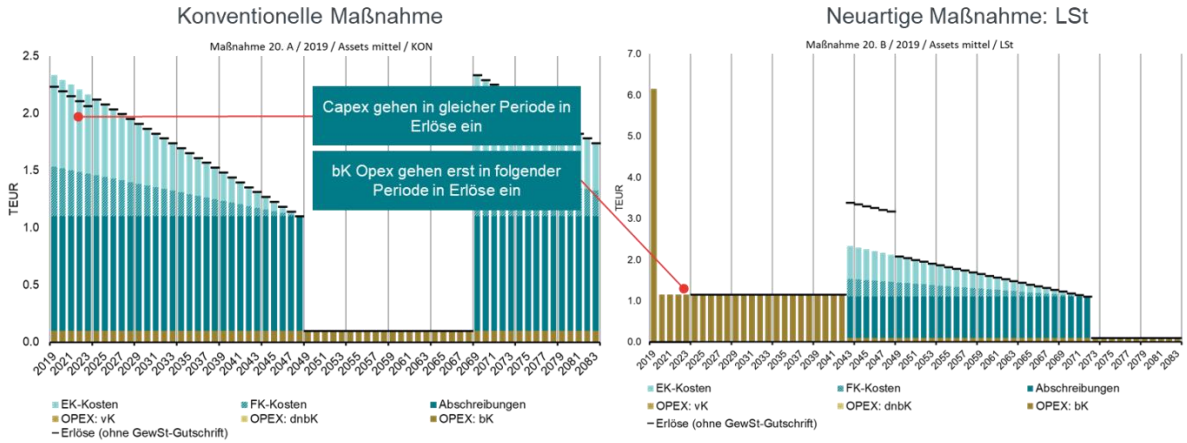


Bild C.14: Capex vs. bK Opex in der Fallkonstellation 9b