

Einspeisemanagement in der Anreizregulierung – Umsetzungsvorschlag für den Effizienzvergleich der Verteilnetzbetreiber

Mathias Gabel, Silke Johandeiter und Paula Schliessler

Im Zuge der Integration des Einspeisemanagements in den Redispatch muss eine Neuregelung zur Kostenerstattung und der Anreizmechanismen für die Verteilnetzbetreiber entwickelt werden. Mit der vorgeschlagenen einfachen Korrektur der Strukturparameter im Effizienzvergleich bei Erhalt der Einstufung der Einspeisemanagement-Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten wird sowohl den bisherigen Verzerrungen als auch der schwierigen sachgerechten Kostenabbildung im Effizienzvergleich Rechnung getragen.

Mit dem Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus werden Redispatch und Einspeisemanagement ab dem 1.10.2021 grundsätzliche Änderungen erfahren [1]. Im Kern wird eine Integration des bisherigen Einspeisemanagements (EinsMan) nach § 14 und § 15 EEG in den Redispatch-Prozess erfolgen. Gleichzeitig sollen bestehende Defizite im derzeitigen System des EinsMan beseitigt werden (vgl. hierzu [2] und [3]).

Ausgangspunkt für die Novellierung des Redispatch waren Überlegungen, dass durch den (begrenzten) Einbezug der Erneuerbare-Energien-Anlagen, sowie der KWK-Anlagen und der Netzreserve die Kosten des Engpassmanagements optimiert werden können [3]. Diese Anlagen sollen mit Hilfe kalkulatorischer Preise in die Merit-Order

eingereicht und dementsprechend Teil des planwertbasierten Redispatchprozesses werden. Neben verschiedenen, noch offenen technischen sowie operativen Umsetzungsfragen ist auch die Frage der Erstattung der Kosten des EinsMan für die Netzbetreiber im Gesetz offengeblieben. So entfällt im Zuge der Anpassung die bisherige regulatorische Einstufung der Entschädigungszahlungen als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten, also die Refinanzierung über die Netzentgelte als jährlich anzupassender, durchlaufender Posten, der nicht in den Effizienzvergleich der Netzbetreiber einfließt. Ohne eine Neuregelung würden die Entschädigungszahlungen zukünftig als beeinflussbare Kosten eingestuft werden. So gäbe es keine Anpassung der Kosten innerhalb der Regulierungsperiode und gleichzeitig würden sie in den Effizienzvergleich einfließen.

In einem separaten Verfahren soll daher die regulatorische Anerkennung der EinsMan-Kosten neu geregelt werden. Insbesondere relevant ist hier die Frage, inwiefern EinsMan-Kosten beeinflussbar sind und somit im Effizienzvergleich berücksichtigt werden können. Eine Diskussion dieser Frage geschieht im Folgenden mit einem Fokus auf die Verteilnetzbetreiber.

Einspeisemanagement in Zahlen

Die Entwicklung der abgeregelten Mengen und der damit verbundenen Entschädigungszahlungen weisen in den letzten Jahren stetig nach oben. So lag im Jahr 2016 die abgeregelte Energie laut Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen der Bundesnetzagentur (BNetzA) noch bei rund 3,7 TWh. In den Jahren 2017 betrug die abgeregelte Menge 5,5 TWh und verharnte im Jahr 2018 mit rund 5,4 TWh auf einem vergleichbaren Niveau. Die damit verbundenen Entschädigungszahlungen beliefen sich nach Angaben der BNetzA im Jahr 2016 auf rund 370 Mio. €, im Jahr 2017 auf nahezu 610 Mio. € und erreichten im Jahr 2018 mit rund 640 Mio. € ihren bisherigen Höchststand. Die in den Netzentgelten des Jahres 2019 berücksichtigten Plankosten für EinsMan liegen laut Aussagen der BNetzA bereits bei rund 960 Mio. €.

Trotz der erheblich angestiegenen Anzahl der Eingriffe in den letzten Jahren hat sich an deren Verteilung zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern nichts Wesentliches geändert. Nach wie vor ist der größte Anteil der Maßnahmen nicht auf Netzengpässe in den Verteilnetzen, sondern auf Probleme im

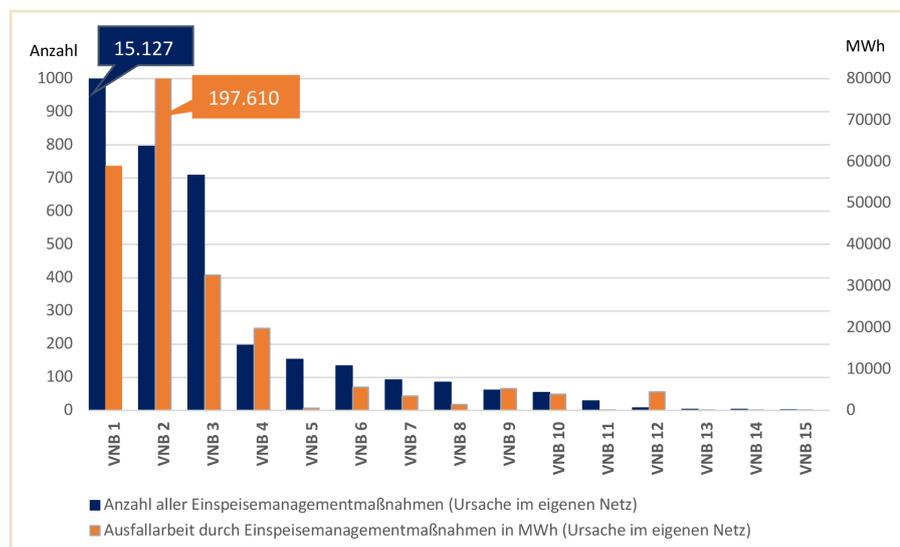


Abb. 1 Einspeisemanagementmaßnahmen der Verteilnetzbetreiber mit Ursache im eigenen Netz
Quelle: Daten zur Kostentreiberanalyse des Effizienzvergleichs Strom der 3. RP der Bundesnetzagentur [5]

Übertragungsnetz zurückzuführen. So waren die ÜNB im Jahr 2017 für 89 % der abgeregelten Menge verantwortlich, im Jahr 2018 lag dieser Wert bei rd. 85 % [4]. Dementsprechend machen die Kosten der Verteilnetzbetreiber im Jahr 2019 nach Aussagen der BNetzA mit rund 100 Mio. € weiterhin den deutlich kleineren Anteil der Gesamtkosten für das EinsMan aus. Dies wird auch in den Folgejahren der Fall sein.

Betrachtet man jedoch die Verteilnetzbetreiber im Einzelnen, zeigt sich eine stark unterschiedliche Betroffenheit. So sind es laut der Daten der Bundesnetzagentur, die im Rahmen des Effizienzvergleich Strom der 3. Regulierungsperiode erhoben wurden, zwar insgesamt nur 15 Verteilnetzbetreiber, die im Jahr 2016 EinsMan-Maßnahmen mit Ursachen im eigenen Netz angeordnet haben. Bei einigen Netzbetreibern umfassen diese jedoch bereits erhebliche Mengen. Deutlich stechen zwei Verteilnetzbetreiber hervor, die im Jahr 2016 bereits knapp 60.000 bzw. 200.000 MWh Einspeisung abregelten. Ein Verteilnetzbetreiber musste dafür insgesamt 15.000 Maßnahmen vornehmen (Abb. 1) [5]. Multipliziert man diese Mengen mit der durchschnittlichen Entschädigungszahlung im Jahr 2016 im gesamten Bundesgebiet von rund 100 €/MWh, so verbergen sich hinter den Abregelungen eines Verteilnetzbetreibers bereits mögliche Kosten von rund 20 Mio. € im Jahr 2016 [6].

Zukünftige EinsMan-Kosten und deren Abbildungsmöglichkeiten in der Anreizregulierung

Die zukünftigen EinsMan-Kosten setzen sich vereinfacht aus vier Kostenpositionen zusammen:

- Kosten für die EEG-Vergütung (Marktprämie oder Einspeisevergütung);
- Kosten für den bilanziellen Ausgleich;
- Kosten im Zuge der Bewirtschaftung des neuen Bilanzkreises (Ausgleichsenergie);
- Weitere Entschädigungszahlungen im Zuge der Abregelung.

Die Kosten für die EEG-Vergütung machen dabei den größten Teil aus, gefolgt von den Kosten für den bilanziellen Ausgleich.

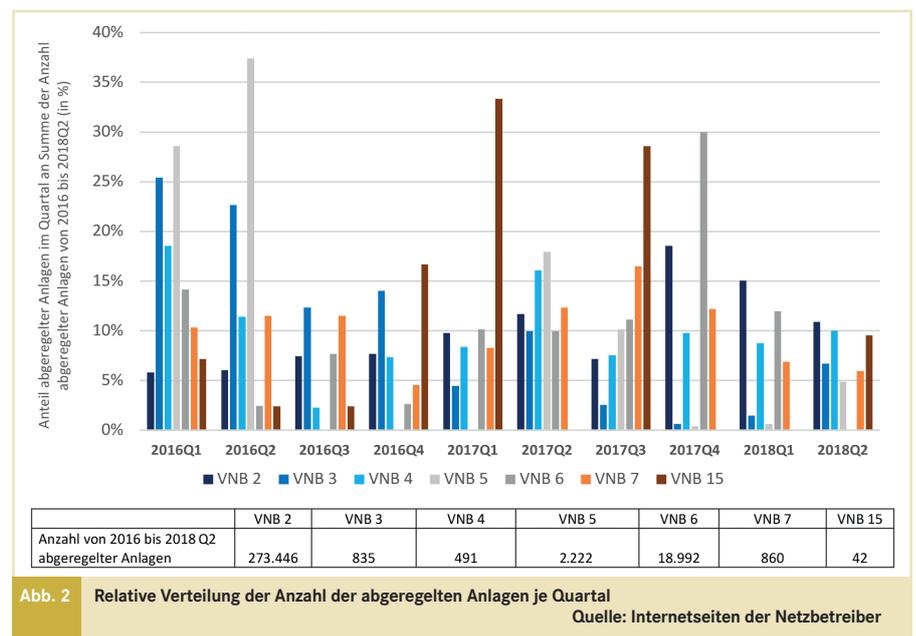
Zur regulatorischen Berücksichtigung der Kosten des EinsMan in der Erlösbergrenze stehen unterschiedliche Instrumente zur Verfügung. An einem Ende steht das bisherige System der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten, ohne weitere Beanreizung und jährlicher Anpassung der Ist-Kosten. Am anderen Ende steht die Einstufung dieser Kosten als beeinflussbare Kosten, also eine Anerkennung über das Budgetprinzip und deren Berücksichtigung im Effizienzvergleich. Ohne eine Neuregelung würde Letzteres zur Anwendung kommen.

Dazwischen gibt es auch andere Möglichkeiten, die Kosten des EinsMan regulatorisch zu berücksichtigen. Unter anderem können diese als volatile Kosten eingestuft werden. Die Kosten des Basisjahres werden dabei (ggf. standardisiert) im Effizienzvergleich berücksichtigt – die Ist-Kosten der Jahre aber zwischen den Basisjahren nachgefahren. Dabei sind unterschiedliche Ausgestaltungen der jährlichen Anpassungen der Mengen- und Preiskomponente denkbar. Eine weitere Möglichkeit ist die Berücksichtigung über eine freiwillige Selbstverpflichtung im Zuge eines Sliding-Scale-Mechanismus ähnlich der Anerkennung der Regelenergie-Kosten der Übertragungsnetzbetreiber, die ex-post einen Bonus oder Malus für Abweichungen der Regelenergiekosten von einem Referenzwert vorsieht [7]. Grundsätzlich gilt bei diesen Instrumenten: man kann die EinsMan-Kosten gesamthaft behandeln, oder auch die

einzelnen Kostenbestandteile unterschiedlichen Anreizmechanismen unterwerfen.

Das Grundproblem bei einer Berücksichtigung der EinsMan-Kosten im Effizienzvergleich oder im Rahmen eines anderen Anreizmechanismus liegt in der schwierigen Beurteilung der Beeinflussbarkeit dieser Kosten durch die Netzbetreiber und damit einer sachgerechten Abbildung im Benchmarkmodell oder bei der Bestimmung von Referenzwerten. So sind die Kosten als Produkt aus Preis und Abregelungsmenge eines Netzbetreibers im Basisjahr von verschiedenen exogenen Faktoren beeinflusst. Im Hinblick auf die Preiskomponente sind dies insbesondere die mit dem Anlagenalter und nach Energieträger variierenden EEG-Vergütungssätze und damit Entschädigungszahlungen an die Anlagenbetreiber im jeweiligen Netzgebiet sowie der Strommarktpreis zum Zeitpunkt der Abregelung, der für den bilanziellen Ausgleich maßgeblich ist. In Bezug auf die Abregelungsmenge sind hingegen vor allem die Geschwindigkeit des Netzausbaus, der unter anderem von der Dauer der Genehmigungsverfahren abhängt, sowie die Wetterbedingungen entscheidend, die sich auch zu gegebenen Zeitpunkten regional stark unterscheiden können.

Eine Auswertung von Daten der einzelnen EinsMan-Maßnahmen einiger Verteilnetzbetreiber, die auf den jeweiligen Internetseiten veröffentlicht werden, illustriert diese Hetero-



genität. Abb. 2 zeigt, dass bei einigen Netzbetreibern die Anzahl der abgeregelten Anlagen über die Jahre und Quartale stark schwankt, während andere Netzbetreiber relativ konstant abregeln. Dies verdeutlicht zum einen, dass ein Vergleich einer Momentaufnahme der Abregelungen beispielsweise im Basisjahr zu erheblichen Verzerrungen führen könnte (vgl. auch [8]). Zum anderen erschwert die unterschiedliche Verteilung über die Zeit die Vergleichbarkeit der für den bilanziellen Ausgleich relevanten Marktpreise. Abb. 3 zeigt, dass den Netzbetreibern außerdem Anlagen mit unterschiedlich hohen Einspeisevergütungen zur Abregelung zur Verfügung stehen, was eine preisseitige Beanreizung ebenfalls verkompliziert.

Einstufung der EinsMan-Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten und Korrektur der Strukturparameter im Effizienzvergleich

Entscheidet sich der Gesetzgeber dafür, die Kosten für EinsMan weiterhin als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten einzustufen, so fließen diese Kosten auch weiterhin nicht in den Effizienzvergleich ein. Neben dem Problem, dass diese Ausgestaltung nicht zu einer optimalen Allokationsentscheidung der Netzbetreiber zwischen den Optionen Netzausbau und EinsMan führt, besteht hier zusätzlich eine Verzerrung der Effizienzwertberechnung

zulasten derjenigen Netzbetreiber, die nicht auf EinsMan setzen. Dies kann anhand des Effizienzvergleichsmodells der dritten Regulierungsperiode gezeigt werden. Die installierte Erzeugungsleistung von dezentralen Einspeisern wird in diesem Modell anhand von zwei Parametern abgebildet: Zum einen durch die installierte Erzeugungsleistung der Netzebenen 1-4 (Höchstspannung bis Umspannebene Hochspannung zu Mittelspannung), zum anderen durch die installierte Erzeugungsleistung der Netzebenen 5-7 (Mittelspannung bis Niederspannung). Wenn Anlagen über EinsMan abgeregelt werden müssen, kann die installierte Leistung aufgrund von fehlendem Netzausbau nicht in vollem Umfang abgerufen werden. Die Parameter für die installierte Erzeugungsleistung überschätzen in dem Fall die Leistung, die das Netz, gegeben der im Effizienzvergleich berücksichtigten Kosten, aufnehmen kann.

Ein stilisiertes Beispiel soll die resultierenden Verzerrungen veranschaulichen: Es wird angenommen, dass der Effizienzvergleich als einzigen Strukturparameter die installierte dezentrale Erzeugungsleistung berücksichtigt. Es gibt nur zwei identische Netzbetreiber. Beide haben Kosten von 100 Einheiten, die in den Effizienzvergleich eingehen und 100 Einheiten installierte Erzeugungsleistung aufweisen. Die Stückkosten pro Einheit installierte Leistung sind bei beiden Netzbetreibern gleich, so dass beide einen Effizienzwert

von 100 erzielen. Die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten (dnbK) sind null. Die Erlösobergrenze (EOG) der Netzbetreiber ergibt sich aus $E\text{OG} = \text{Kostenbasis Effizienzvergleich} \times \text{Effizienzwert} + \text{dnbK}$ (Tab. 1).

Beide Netzbetreiber müssen nun jeweils eine 100 Einheiten-Anlage an ihr Netz anschließen, worauf das bestehende Netz nicht ausgelegt ist. Ihr Strukturparameterwert erhöht sich um 100 Einheiten. Netzbetreiber 1 baut sein Netz entsprechend aus. Es entstehen ihm Netzausbaukosten von 100 Einheiten und damit Stückkosten von 1. Netzbetreiber 2 entscheidet sich, Netzengpässe in Kauf zu nehmen und diese mit EinsMan zu beheben – die 100 Einheiten also zumindest zu gewissen Zeitpunkten im Jahr komplett abzuregeln. Entsprechend der aktuellen Rechtslage fallen die Entschädigungszahlungen von 100 Einheiten unter die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten (Tab. 2).

Damit ergeben sich für Netzbetreiber 2 im Effizienzvergleich berücksichtigte Stückkosten von 0,5. Netzbetreiber 2 wird daher als 100% effizient eingestuft, während Netzbetreiber 1 nur noch 50 % effizient ist. Der Effizienzwert von Netzbetreiber 2 liegt bei 100 %, da der höheren installierten Leistung keine entsprechenden Kosten gegenüberstehen. Die Erlösobergrenze von Netzbetreiber 2 liegt bei 200, während die Erlösobergrenze von Netzbetreiber 1 nur noch bei 100 liegt, obwohl die Kosten zur Integration der zusätzlich installierten Erzeugungsleistung bei beiden Netzbetreibern identisch sind.

Das stilisierte Beispiel zeigt: Ein Effizienzvergleich, der die Kosten für EinsMan nicht beinhaltet, jedoch gleichzeitig Strukturparameterwerte enthält, die nur mit Hilfe von EinsMan erreicht werden, führt zu einer Verzerrung der Effizienzwerte zulasten der Netzbetreiber, deren Netz entsprechend ausgebaut wird.

Aus Sicht der Autoren existiert jedoch eine relativ einfach umsetzbare Möglichkeit, diese Verzerrung aufzuheben (Tab. 3): Der Strukturparameterwert von Netzbetreiber 2 sollte um die 100 Einheiten zusätzliche installierte Erzeugungsleistung, die das Netz von Netzbetreiber 2 nur über EinsMan integrieren kann, reduziert werden. Der Netzbetreiber, der auf

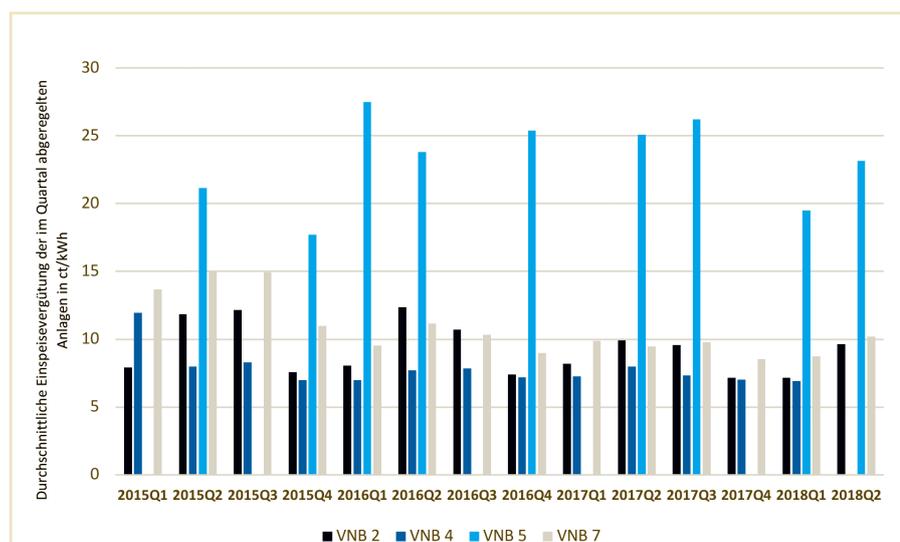


Abb. 3 Durchschnittliche Einspeisevergütung in ct/kWh nach Quartalen, gewichtet nach (approximierter) abgeregelter Menge
Quelle: Internetseiten der Verteilnetzbetreiber sowie Informationsplattform der Übertragungsnetzbetreiber

Tab. 1: Ausgangssituation mit zwei identischen Netzbetreibern. Der Effizienzwert ergibt sich aus dem Quotienten der beobachteten niedrigsten Stückkosten und der Stückkosten des jeweils betrachteten Netzbetreibers

| Netzbetreiber | Kostenbasis Effizienzvergleich | Struktur- parameter | Kosten/ Output | Effizienz- wert | dnbK | EOG |
|-----------------|-----------------------------------|------------------------|-------------------|--------------------|------|----------------|
| Netzbetreiber 1 | 100 | 100 | 1 | 1/1=100 % | 0 | 100 %*100 =100 |
| Netzbetreiber 2 | 100 | 100 | 1 | 1/1=100 % | 0 | 100 %*100 =100 |

Tab. 2: Erhöhung der installierten Erzeugungsleistung, Effizienzwert und Erlösgrenzen nach aktueller Rechtslage

| Netzbetreiber | Kostenbasis Effizienzvergleich | Struktur- parameter | Kosten/ Output | Effizienz- wert | dnbK | EOG |
|-----------------|-----------------------------------|------------------------|-------------------|--------------------|------|-----------------------|
| Netzbetreiber 1 | 200 | 200 | 1 | 0,5/1 =50 % | 0 | 50 %*200 =100 |
| Netzbetreiber 2 | 100 | 200 | 0,5 | 0,5/0,5 =100 % | 0 | 100+100 %*100 =200 |

Netzausbau setzt, wird somit nur anhand der Strukturparameterwerte mit Netzbetreiber 2 verglichen, die sich auch in der Kostenbasis des Effizienzvergleichs widerspiegeln. Die Verzerrung des Effizienzwerts kann somit aufgehoben werden.

Anhand des Effizienzvergleichsmodells für die dritte Regulierungsperiode kann empirisch abgeschätzt werden, inwieweit sich die Effizienzwerte ändern würden, wenn die Parameter für installierte Erzeugungsleistung, um die im Rahmen von EinsMan abgeregelte Leistung korrigiert werden.

Dazu werden zunächst die Effizienzwerte aller Netzbetreiber anhand des Vorgehens der Bundesnetzagentur laut Gutachten zum Effizienzvergleich der dritten Regulierungsperiode berechnet [9]. Als Datenbasis dienen hier die im Rahmen der Berechnungen des

generellen sektoralen Produktivitätsfaktors Strom der dritten Regulierungsperiode veröffentlichten Daten zu den verwendeten Aufwands- und Strukturparametern der Netzbetreiber, sowie die Tabelle der Parameter zur Durchführung der Kostentreiberanalyse (KTA) für den Effizienzvergleich [5].

In einem zweiten Schritt wird die im Jahr 2016 maximale zeitgleich abgeregelte Leistung der Netzbetreiber mit EinsMan geschätzt. Insgesamt 15 aller im Effizienzvergleich berücksichtigten Verteilnetzbetreiber haben EinsMan durchgeführt (vgl. Abb. 1). Für sechs dieser 15 Netzbetreiber kann, anhand der auf den Internetseiten der Netzbetreiber veröffentlichten Daten zu den einzelnen Maßnahmen, getrennt für die Netzebenen 1-4 sowie die Netzebenen 5-7 die zeitgleich abgeregelte Leistung berechnet werden. Betrachtet werden dafür ledig-

lich solche Maßnahmen, deren Ursachen im eigenen Netz liegen. Die vom Übertragungsnetzbetreiber angeordnete EinsMan-Maßnahme darf sachlich und im Rahmen des Effizienzvergleichs nicht dem Verteilnetzbetreiber angelastet werden. Dazu wird für alle von EinsMan betroffenen Anlagen und Zeitpunkte je Anlage die installierte Leistung mit der jeweiligen Abregelungsstufe – also der Abregelung der Einspeisung auf 60 %, 30 % oder 0 % ihres Ausgangswertes – multipliziert und das zeitgleiche Maximum der abgeregelten Leistung des Jahres 2016 (Basisjahr Effizienzvergleich 3. RP) ermittelt [10]. Die maximal zeitgleich abgeregelte Leistung liegt demnach zwischen 1,4 % und 17,5 % der installierten Erzeugungsleistung in den Netzebenen 1-4 und 0,41 % und 8,1 % in den Netzebenen 5-7.

Für diejenigen neun Netzbetreiber, die EinsMan betreiben, für die jedoch keine Informationen zur abgeregelten Leistung vorliegen, wird eine grobe Abschätzung vorgenommen, die sich unter anderem an der Anzahl der EinsMan-Maßnahmen im Jahr 2016 orientiert.

Die maximal zeitgleich abgeregelte Leistung kann für die 15 betroffenen Netzbetreiber von den zwei Strukturparametern für die installierte dezentrale Erzeugungsleistung subtrahiert werden, um eine erste Beurteilung der Auswirkung einer solchen Korrektur im Effizienzvergleich anhand der grob geschätzten Leistungswerte vorzunehmen. Eine sachgerechte Korrektur bedürfte jedoch einer Datenerhebung, welche die tatsächlich zeitgleich abgeregelte Leistung abfragt [11].

Nach Korrektur der Strukturparameter ergibt sich eine geringe Verbesserung des durchschnittlichen bestabgerechneten Effizienzwertes (Tab. 4). Diese besteht zum einen aus sehr geringfügigen Änderungen in den Ergebnissen der SFA-Methode, die darin begründet liegen, dass nur bei 15 Netzbetreibern Datenanpassungen vorgenommen wurden. Zum anderen verändern sich auch die Ergebnisse der DEA-Methode nur minimal, da die Netzbetreiber mit den größten Änderungen bei den Parametern für installierte Erzeugungsleistung meist sowohl in der ursprünglichen als auch in der korrigierten Version 100 % effizient

Tab. 3: Erhöhung der installierten Erzeugungsleistung, Effizienzwert und Erlösgrenze nach Korrektur der Strukturparameter

| Netzbetreiber | Kostenbasis Effizienzvergleich | Struktur- parameter | Kosten/ Output | Effizienz- wert | dnbK | EOG |
|-----------------|-----------------------------------|------------------------|-------------------|--------------------|------|-----------------------|
| Netzbetreiber 1 | 200 | 200 | 1 | 100 % | 0 | 100 %*200 =200 |
| Netzbetreiber 2 | 100 | 100 | 1 | 100 % | 0 | 100+100 %*100 =200 |

Tab. 4: Bestabgerechnete Effizienzwerte der 3. Regulierungsperiode ohne und mit Korrektur der Strukturparameter

| | Anzahl Netz- betreiber | Durchschnittlicher Effizienzwert |
|--|---------------------------|-------------------------------------|
| Effizienzvergleich 3. RP | 197 | 92,78 % |
| Effizienzvergleich 3. RP mit Korrektur der installierten Leistung um höchste zeitgleich abgeregelte Leistung | 197 | 92,80 % |

sind und gleichzeitig nur für wenige andere Netzbetreiber als Peers agieren. Insgesamt verbessern 60 % der Netzbetreiber, die kein EinsMan betreiben, ihren Effizienzwert, dies jedoch unwesentlich. Die maximale Effizienzwertverringerung bei nicht betroffenen Netzbetreibern beträgt 0,02 Prozentpunkte, die maximale Effizienzwertverbesserung liegt bei 0,2 Prozentpunkten.

Es wird deutlich, dass die Auswirkungen einer Parameterbereinigung zum Zeitpunkt des Effizienzvergleichs der dritten Regulierungsperiode noch gering sind. Aufgrund der Tatsache, dass von weiterhin steigenden EinsMan-Maßnahmen ausgegangen werden kann, könnte eine Korrektur von Strukturparametern in den nächsten Regulierungsperioden jedoch deutlich an Bedeutung gewinnen.

Fazit

Die vorgeschlagene Korrektur der Strukturparameter stellt eine einfach umsetzbare Möglichkeit dar, die aktuelle Verzerrung der Effizienzwerte zu beheben und die Nutzung von EinsMan insofern zu beanreizen, als dass sich EinsMan über eine Korrektur der Strukturparameterwerte für installierte Erzeugungsleistung auf die Effizienzwerte auswirken kann. Diese Lösung kann angewandt werden, wenn es aufgrund der schwierigen Zuordnung von EinsMan-Kosten zu beeinflussbaren bzw. nicht beeinflussbaren Preis- und Mengenbestandteilen nicht gelingt, die EinsMan-Kosten direkt einem Anreizmechanismus zu unterwerfen. Sie stellt somit eine Kom-

promisslösung dar. Diese berücksichtigt einerseits die von den Netzbetreibern dargelegte schwierige Beeinflussbarkeit von EinsMan und sorgt andererseits dafür, dass der Effizienzvergleich auch auf Seiten der Strukturparameter nur das enthält, was letztendlich kostenseitig über den Effizienzwert beanreizt wird.

Anmerkungen

[1] Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus vom 13. Mai 2019. Bundesgesetzblatt Jahrgang 2019 Teil I Nr. 19, ausgegeben zu Bonn am 16. Mai 2019.

[2] Bundesnetzagentur: Leitfaden zum Einspeisemanagement. Version 3.0. 2018.

[3] Consentec/bbh/Ecofys: Entwicklung von Maßnahmen zur effizienten Gewährleistung der Systemsicherheit im deutschen Stromnetz. Maßnahmen zur Optimierung des operativen Stromnetzbetriebs – Endbericht 2018.

[4] Bundesnetzagentur: Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen. Gesamtjahr und Viertes Quartal 2018. 2019.

[5] Die Bundesnetzagentur hatte folgende Tabellen bis zum 12.12.2018 auf ihrer Internetseite veröffentlicht: Kostentreiberdaten des Effizienzvergleichs Strom der 3. Regulierungsperiode: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Strom/Effizienzvergleich-Verteilernetzbetreiber/effizienzvergleichverteilernetzbetreiber-node.html

Malmquist-Datentabelle zur Ermittlung des Xgen Strom der 3. Regulierungsperiode: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/BK04/BK4_76_Prodfakt/BK4_Prodfakt_Strom_basepage.html?nm=718112

Aufgrund von Schwärzungen und nachträglichen Datenänderungen gibt es möglicherweise leichte Ab-

weichungen zur final genutzten Datenbasis durch die BNetzA.

[6] Bundesnetzagentur: Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen. Gesamtjahr und Viertes Quartal 2017. 2018.

[7] Freiwillige Selbstverpflichtung nach § 11 Abs. 2 ARegV der deutschen Übertragungsnetzbetreiber für ein verbindliches Anreizsystem für Regelleistung und den Umgang mit den daraus resultierenden Kosten für die dritte Regulierungsperiode.

[8] Deuchert, E.: Die Berücksichtigung von Spitzenkapazität in der Anreizregulierung, Zeitschrift für Energiewirtschaft, 40. Jg. (2016) Nr. 2, S. 97-102.

[9] SUMICSID/Swiss Economics und IEAW): Effizienzvergleich Verteilernetzbetreiber Strom der dritten Regulierungsperiode (EVS3), Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur (nach Anhörung) 4. April 2019.

[10] Dieses Vorgehen überschätzt die tatsächlich abgeregelte Leistung dahingehend, dass nicht alle Anlagen zum Zeitpunkt unmittelbar vor Beginn der Abregelung ihre volle installierte Leistung geliefert haben. Für das Netzgebiet der Netze BW konnten wir ermitteln, dass dieses Vorgehen die tatsächlich abgeregelte Leistung um ca. 20 % überschätzt. Inwiefern dies auch bei den anderen Netzbetreibern der Fall ist, kann nicht geklärt werden.

[11] Da auch die maximal zeitgleich abgeregelte Erzeugungsleistung wetterbedingten Schwankungen unterliegt, sollte eine Mittelwertbildung über mehrere Jahre erwogen werden.

*M. Gabel, S. Johanndeiter und Dr. P. Schliessler, Regulierungsmanager, Netze BW, Stuttgart
m.gabel@netze-bw.de*

Wir danken Marco Ebert und Patricia Gerlach für die umfangreiche Unterstützung bei der Aufbereitung der Daten von den Internetseiten der Netzbetreiber.