

**BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.**
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

GEODE
Magazinstraße 15-16
10179 Berlin

**VKU Verband kommunaler
Unternehmen e.V.**
Invalidenstraße 91
10115 Berlin

Stellungnahme

Konsultation zu Methoden und Parametern beim Effizienzvergleich der Verteilernetzbetreiber Strom (4. Regulierungsperiode)

Berlin, 20. Oktober 2023

Inhaltsverzeichnis

EINLEITUNG	1
ZUSAMMENFASSUNG DER KERNFORDERUNGEN	3
1. RECHTLICHE ANFORDERUNGEN AN DIE DURCHFÜHRUNG DES EFFIZIENZVERGLEICHS.....	6
2. DATEN FÜR DEN EFFIZIENZVERGLEICH	8
2.1. BEURTEILUNG DES DATENSATZES.....	8
2.1.1. <i>Heterogenität der Versorgungsaufgaben</i>	<i>8</i>
2.1.2. <i>Auffälligkeiten im Datensatz gegenüber der 3. Regulierungsperiode</i>	<i>10</i>
2.1.3. <i>Auffälligkeiten im Datensatz hinsichtlich der Parameterbildung.....</i>	<i>11</i>
2.1.4. <i>Energiewende – Ausbau der dezentralen Erzeugung.....</i>	<i>11</i>
2.2. BEURTEILUNG DES DATENSATZES AUS SICHT EFFIZIENZMESSUNG	12
2.2.1. <i>Vollständigkeit und Richtigkeit des Datensatzes</i>	<i>12</i>
2.2.2. <i>Diskussion Heterogenität.....</i>	<i>13</i>
2.2.3. <i>Strukturelle Unterschiede</i>	<i>14</i>
3. VERWENDUNG DER TECHNICAL BLOCKS-METHODE IM RAHMEN DER KOSTENTREIBERANALYSE	17
3.1. KURZE ZUSAMMENFASSUNG DES BNETZA-VORGEHENS	17
3.2. BEURTEILUNG DER TB-METHODIK AUS INGENIEURWISSENSCHAFTLICHER SICHT.....	18
3.3. BEURTEILUNG DER TB-METHODIK AUS STATISTISCHER SICHT	18
4. KRITISCHE HINWEISE ZUR MODELLFINDUNG	21
4.1. BEURTEILUNG DER METHODISCHEN VORGEHENSWEISE	21
4.2. INGENIEURWISSENSCHAFTLICHE ASPEKTE IM RAHMEN DER MODELLFINDUNG.....	24
4.2.1. <i>Hinweise zum Modell „RP 3“.....</i>	<i>24</i>
4.2.2. <i>Hinweise zum „Modell RP3 update“</i>	<i>24</i>
4.2.3. <i>Hinweise zum „Modell RP3 reduzierte Leistung“.....</i>	<i>25</i>
4.2.4. <i>Hinweise zum „Modell RP3 reduziert Netz“</i>	<i>25</i>
4.2.5. <i>Hinweise zu den TB-Modellen</i>	<i>26</i>
4.3. STATISTISCHE BEURTEILUNG DER MODELLKANDIDATEN	26
4.3.1. <i>Identifikation von Ausreißern.....</i>	<i>27</i>
4.3.2. <i>Problem von verdeckten Ausreißern („Masking“).....</i>	<i>28</i>
4.3.3. <i>Einfluss von strukturell nicht vergleichbaren Unternehmen</i>	<i>30</i>
4.3.4. <i>Existenz eines „gläsernen“ Deckels</i>	<i>30</i>
5. QUELLEN	32

Einleitung

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) führt zur Ermittlung der unternehmensindividuellen Effizienzwerte der vierten Regulierungsperiode für alle Stromverteilernetzbetreiber (VNB) im regulären Verfahren einen Effizienzvergleich durch. Die Effizienzwerte sind ein wesentlicher Bestandteil der festzulegenden unternehmensindividuellen Erlösobergrenzen.

In dem Zusammenhang hat die die Bundesnetzagentur am 21. September 2023 eine hybride Branchenkonsultation zu Methoden und Parametern der 4. Regulierungsperiode durchgeführt. Die Konsultation der Branche erfolgte auf Basis der veröffentlichten Foliensätze der Bundesnetzagentur und ihres Gutachter Swiss Economics, die die Vorgehensweise bzw. Inhalte grob skizzieren. Die präsentierten Foliensätze sowie die Folien zum Vortrag von Polynomics wurden im Nachgang am 22. September 2023 auf der BNetzA-Internetseite veröffentlicht. Zudem wurde am 13. Oktober 2023 auf der BNetzA-Homepage – allerdings ohne jegliche direkte Information der Branche – eine Folie von Swiss Economics veröffentlicht mit einer korrigierten Gegenüberstellung der analysierten RP 4-Modelle. **Aus BDEW, VKU und GEODE-Sicht ist die Konsultation des vollständigen Gutachtenentwurfs mit vollständigen Informationen zur Modellfindung mit der gesamten Branche notwendig und nicht lediglich die Anhörung im Rahmen der unternehmensindividuellen EOG-Anhörungen. Denn eine abschließende Beurteilung ist erst möglich nach erfolgten finalen Modellverfeinerungen sowie der Korrektur vorhandener Datenfehler bei den Berechnungen.**

Grundlage für die Modellkonsultation und Effizienzwertermittlung ist die Erhebung der Strukturdaten durch die Bundesnetzagentur, die im Frühjahr 2022 stattfand. Die 3. Veröffentlichung einer aktualisierten Datenbasis erfolgte mit Datenstand vom 31. August 2023.

Wir weisen an dieser Stelle besonders darauf hin, dass die ermittelten Effizienzwerte für die Netzbetreiber von erheblicher wirtschaftlicher Bedeutung sind. Der massive Aus- und Umbau der Stromnetze in Deutschland ist für einen erfolgreichen Transformationspfad hin zur Klimaneutralität Deutschlands grundlegend. Die aktuellen klimapolitischen Ziele der Europäischen Union und der Bundesregierung werden insbesondere den energiewendebedingten Ausbau der Stromnetze beschleunigen und zu einem weiteren Anstieg der bereits in den letzten Jahren gestiegenen Investitionen führen.¹ Die Stromverteilernetzbetreiber haben bereits in der Vergangenheit ihren Beitrag zur Energie-, Wärme- und Verkehrswende geleistet und werden sich auch in der Zukunft den Herausforderungen stellen. Vor diesem Hintergrund ist eine **sachgerechte Ermittlung von unternehmensindividuellen Effizienzwerten von hoher Bedeutung für die gesamte Branche.**

BDEW, VKU und GEODE nehmen zu den von der BNetzA veröffentlichten Konsultationsunterlagen sowie zu den veröffentlichten Daten nachfolgend Stellung.

¹ Beispiel: Die Netzlast wird sich laut NEP bis 2037 gegenüber heute praktisch verdoppeln. Laut dem am 31. Juli 2023 von der BNetzA veröffentlichten Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze (Strom) ist der erwartete Netzausbaudarf bis 2032 auf 42,27 Mrd. in den Stromverteilernetzen ggü. den Vorjahren weiter angestiegen

Zusammenfassung der Kernforderungen

Die von der Bundesnetzagentur ermittelten Effizienzwerte wirken sich für die Stromverteilernetzbetreiber massiv auf die Erlösobergrenze der 4. Regulierungsperiode aus und sind somit von erheblicher wirtschaftlicher Bedeutung. Damit die Netzbetreiber aktuell und in Zukunft weiterhin ihren Beitrag zur Energie-, Wärme- und Verkehrswende leisten können, ist allerdings sicher zu stellen, dass die umfassende Versorgungsaufgabe im Effizienzvergleich adäquat abgebildet wird.

Die BNetzA hat zum jetzigen Zeitpunkt mehrere Modellvarianten untersucht und favorisiert in der Konsultation offenbar ein Modell, welches dem Modell der 3. Regulierungsperiode (RP) sehr ähnlich ist. Eine gewisse Kontinuität und Stetigkeit ist bei der Ausgestaltung des Effizienzvergleichs grundsätzlich zu begrüßen. Von entscheidender Bedeutung ist jedoch, dass die heterogenen Versorgungsaufgaben und die sich verändernden Herausforderungen der Netzbetreiber z. B. durch die Energie-, Wärme- und Verkehrswende eine sachgerechte Abbildung im finalen Effizienzvergleichsmodell erfahren.

Hieraus resultieren folgende Forderungen der Verbände, die für eine sachgerechte und ARegV-konforme Ausgestaltung des Effizienzvergleichs notwendig sind.

Bisheriger Prozessablauf ist unvollständig

Die Konsultation der Branche erfolgt auf Basis von veröffentlichten Foliensätzen der BNetzA und deren Berater, die lediglich die Vorgehensweise bzw. Inhalte von Analysen grob skizzieren. Die valide Beurteilung eines Modells ist jedoch nur möglich, wenn eine transparente und detaillierte Darstellung der ökonomischen Vorgehensweise vorliegt. Daher ist es notwendig, dass auch der **vollständige Gutachtenentwurf zum geplanten Effizienzbenchmarking-Modell der 4. Regulierungsperiode mit der gesamten Branche konsultiert wird** – und nicht erst im Rahmen der unternehmensindividuellen EOG-Anhörungen, bei denen bereits die jeweiligen unternehmensindividuellen Effizienzwerte ermittelt wurden – da eine später ggf. notwendige Korrektur des Modells zu massiven Verwerfungen bei der EOG-Ermittlung führen kann.

Die Vollständigkeit und Korrektheit der Daten ist Grundvoraussetzung für die Modellfindung im Sinne der Ermittlung sachgerechter Effizienzwerte

Der den Analysen zugrunde liegende Datensatz ist nach wie vor unvollständig, somit sind alle Berechnungen noch vorläufig. Alle folgenden Analysen der BNetzA (und ihrer Berater) sind daher mit einem **vollständigen Datensatz** durchzuführen und der Branche transparent (spätestens im Rahmen des Gutachtens) darzulegen.

Die Nachvollziehbarkeit der Berechnungen wurde durch teilweise unvollständige Datenveröffentlichungen erheblich erschwert, die zudem von den verwendeten Daten der Gutachter abwichen. Bei den BMT-Analysen in Vorbereitungen auf die Verbändestellungnahme wurde zudem bei den Aufbereitungs-Codes ein Aggregationsfehler bei der Bildung der Normierungsvariable „Messlokationen“ identifiziert, dieser wurde während der laufenden Konsultation am 13. Oktober 2023 korrigiert. Für eine abschließende Beurteilung der gesamten verwendeten Daten zur Modellfindung ist es somit notwendig, dass alle im Rahmen der Modellfindung verwendeten Daten von der Bundesnetzagentur veröffentlicht werden.

Im Sinne der **Transparenz** müssen die Netzbetreiber über die bisher und künftig durchgeführten Anpassungen in elektronischer Form informiert werden. Strukturdaten- und Kostenquittungen sind nach Datensatzanpassungen dem betroffenen Netzbetreiber aktualisiert und vollständig auszuhändigen.

Im Hinblick auf eine **einheitliche und sachgerechte Datenbasis** sollte geprüft werden, ob die Angaben der Strukturdaten konform zu vorliegenden Datendefinitionen sind oder entsprechend korrigiert werden müssten. Ggf. sollte eine Klarstellung der Definitionen erfolgen. Der Umgang mit den entsprechenden Auffälligkeiten sollte zudem im Gutachten transparent dargelegt werden. In dem am 4. September 2023 seitens der BNetzA veröffentlichten Daten fehlen die Aufwandsparameter von 10 Netzbetreibern. Die fehlenden Aufwandsparameter bzw. der **komplette Datensatz, der letztlich zur Modellfindung seitens der BNetzA-Gutachter genutzt wird, sollte schnellstmöglich veröffentlicht** werden.

Grundlagen einer sachgerechten statistischen Kostentreiberanalyse sind zu berücksichtigen

Die Kostentreiberanalyse und die finale Berechnung der Effizienzwerte müssen auf **demselben vollständigen Datensatz** durchgeführt werden. Bei der neuen Anwendung der Methode „Technical Blocks“ ist es notwendig, dass die im Rahmen der Methode generierten Modelle abschließend auf ihre ingenieurwissenschaftliche Eignung überprüft werden. Nicht alle von den BNetzA-Beratern gewählten Beurteilungskriterien sind geeignet, die sachlichen Prüfkriterien abzubilden. Das kann in Folge zu einem modellbedingten unsachgemäßen Effizienzvergleich führen und zu starken Verzerrungen bei den unternehmensindividuellen Effizienzwerten.

Ermittlung von Modellkandidaten unter Anwendung der Technical Blocks-Methode

In der aktualisierten Veröffentlichung der Modellkandidaten vom 13. Oktober 2023 wird ein erneuter Volldurchlauf der Technical Blocks-Methode nach Vorliegen des finalen Datensatzes und der Auswertung der Stellungnahmen zur Konsultation angekündigt.

Für den Fall, dass sich im Zuge des neuerlichen Volldurchlaufs neue (ingenieurwissenschaftlich und statistisch) relevante Modellkandidaten ergeben, sollten diese aus Branchensicht **zur Sicherstellung eines ordnungsgemäßen und transparenten Konsultationsverfahrens zwingend konsultiert werden**.

Methodenimmanente Verzerrungen bei den SFA-Berechnungen sind zu verhindern

Bei der SFA-Berechnung (Stochastic Frontier Analysis) ist der Tatsache Rechnung zu tragen, dass **methodenimmanent kein Netzbetreiber einen Effizienzwert von 100 %** erreichen kann. Um diesem Problem zu begegnen und den Anforderungen der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) an den Effizienzvergleich zu genügen, ist eine **Hochskalierung der Effizienzwerte auf 100 % erforderlich**. Die BNetzA muss sicherstellen, dass auch nach Durchführung der Ausreißeranalyse nicht einzelne Unternehmen in der SFA die Effizienzwerte aller übrigen Netzbetreiber in erheblichem Maß beeinflussen. Bei der Berechnung der SFA-Werte ist das in der wissenschaftlichen Literatur definierte Vorgehen von Battese und Coelli korrekt umzusetzen.

Ausgestaltung der Ausreißeranalyse für DEA-Berechnungen entscheidend

Die ARegV sieht für die Ermittlung von Effizienzwerten mit der DEA (Data Envelopment Analysis) und SFA zwei gleichrangige Methoden vor, um die unterschiedlichen Versorgungsaufgaben der Stromverteilernetzbetreiber abzubilden. Doch die Modellkandidaten werden von den BNetzA-Beratern ausschließlich aus Sicht der SFA beurteilt.

Es ist sicherzustellen, dass verdeckte Ausreißer die Ergebnisse nicht beeinflussen. Das Problem der verdeckten Ausreißer („masking effects“) ist in der Literatur bekannt und vom Bundesgerichtshof (BGH) anerkannt. **Die Ausreißeranalyse ist anzupassen, damit verdeckte aber relevante Ausreißer entdeckt werden können.** Die Ausführungen in Anlage 3 ARegV sind gemäß BGH-Urteil² als Mindestanforderungen in Bezug auf die Ausreißeranalyse anzusehen. Aus unserer Sicht ist es eine Kombination von Ausreißeranalysen, Analyse der Effizienzgrenze, der Verteilung der Outputgewichte und Analyse der Peerunternehmen, die umgesetzt werden muss. **Würden alle strukturell nicht vergleichbaren Unternehmen vor dem Effizienzvergleich ausgeschlossen, würde sich die Durchschnittseffizienz z. B. beim „RP3-Modell“ bei den bestabgerechneten DEA-Effizienzwerten um über einen Prozentpunkt erhöhen.**

Schließlich sind, um dem Vorsichtsprinzip in der ARegV gerecht zu werden, die in der Verordnung vorgesehenen Ausreißermethoden so anzuwenden, dass möglichst alle potenziellen Ausreißer identifiziert werden können.

² BGH-Beschluss vom 12.06.2018, EnVR 53/17

1. Rechtliche Anforderungen an die Durchführung des Effizienzvergleichs

Vorgaben dazu, wie der Effizienzvergleich auszugestalten ist, finden sich in der gesetzlichen Regelung des § 21a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) sowie in den verordnungsrechtlichen Bestimmungen der §§ 12-14 Anreizregulierungsverordnung (ARegV) und Anlage 3 zu § 12 ARegV. **Zentrale Aufgabe der Bundesnetzagentur ist es dabei, die äußerst heterogenen Versorgungsaufgaben der betroffenen Netzbetreiber, die zwangsläufig mit unterschiedlichen Anforderungen an den Netzbetrieb und mit unterschiedlichen Kostenstrukturen einhergehen, angemessen bei der Entwicklung des Effizienzvergleichsmodells abzubilden.**

§ 21a Abs. 5 Satz 1 EnWG stellt zu diesem Zweck die Anforderung auf, dass die Effizienzvorgaben unter Berücksichtigung objektiver struktureller Unterschiede zu bestimmen sind.

Dies bedeutet, dass objektive strukturelle Unterschiede zwischen den Versorgungsaufgaben der beteiligten Netzbetreiber bei der Ermittlung der Effizienzvorgaben nicht zu einem Werturteil über die Effizienz des jeweiligen Netzbetriebs führen sollen. Dies folgt weiterhin aus § 21a Abs. 5 Satz 4 EnWG, wonach die Effizienzvorgaben für jeden Netzbetreiber so zu bemessen sind, dass dieser die individuelle Effizienzvorgabe unter Nutzung der ihm möglichen und zumutbaren Maßnahmen erreichen und übertreffen kann. Um diese Voraussetzung erfüllen zu können, muss insbesondere gewährleistet sein, dass objektive strukturelle Unterschiede der am Effizienzvergleich teilnehmenden Netzbetreiber hinreichend im Effizienzvergleich berücksichtigt werden und damit nicht zur Benachteiligung bestimmter Versorgungsaufgaben bei der Effizienzmessung führen.

Auf Verordnungsebene werden diese gesetzlichen Anforderungen durch § 13 Abs. 3 Satz 8 ARegV konkretisiert. Danach soll durch die Auswahl der Vergleichsparameter die strukturelle Vergleichbarkeit der Netzbetreiber möglichst weitgehend gewährleistet werden. Gleichzeitig soll hierbei die Heterogenität der Aufgaben der Netzbetreiber möglichst umfassend abgebildet werden.

Die wesentliche Bedeutung der objektiven strukturellen Vergleichbarkeit der am Effizienzvergleich teilnehmenden Netzbetreiber wurde in der Vergangenheit bereits durch den Bundesgerichtshof u.a. in seinen Beschlüssen vom 12. Juni 2018, EnVR 53/16, und vom 09. Juli 2019, EnVR 76/18, hervorgehoben. Hierin hat der Bundesgerichtshof objektive strukturelle Unterschiede zwischen bestimmten Arten von Netzen erkannt, welchen bei der Durchführung des Effizienzvergleichs hinreichend Rechnung getragen werden muss.

Gerade mit Blick auf den deutlichen Anstieg der Heterogenität im Datensatz der BNetzA im Vergleich zu früheren Regulierungsperioden muss der hinreichenden Abbildung von unterschiedlichen Versorgungsaufgaben bei der Durchführung des Effizienzvergleichs besondere Bedeutung beigemessen werden. Dies muss für alle Stufen des Vorgehens der BNetzA, insbesondere auch die Kostentreiberanalyse (KTA), gelten. Zudem geht die hohe Heterogenität der Versorgungsaufgaben mit der Pflicht der BNetzA einher, das als vorzugswürdig ausgewählte Effizienzvergleichsmodell einer sorgfältigen Plausibilisierung zu unterziehen. Dabei muss insbesondere die im Ermessen der BNetzA stehende Möglichkeit der Auswahl unterschiedlicher Vergleichsparameter für die DEA- und SFA-Methode konkret geprüft werden, um die

von § 13 Abs. 3 Satz 8 ARegV geforderte „möglichst weitgehende“ strukturelle Vergleichbarkeit der betroffenen Netzbetreiber zu gewährleisten.

In diesem Zusammenhang sei auf die am 26. September 2023 verkündeten Beschlüsse des BGH in mehreren Rechtsbeschwerdeverfahren zum Effizienzvergleich der Gasverteilernetzbetreiber für die 3. Regulierungsperiode hinzuweisen. Die Entscheidungsgründe der genannten BGH-Entscheidungen sind bisher noch nicht veröffentlicht. Aus dem Tenor der verkündeten Entscheidungen ist erkennbar, dass der BGH den von der BNetzA für die 3. Regulierungsperiode durchgeführten Effizienzvergleich Gas als rechtswidrig bewertet hat. Streitgegenständlich hierbei waren u.a. die Anforderungen an eine hinreichende Abbildung der Heterogenität der Versorgungsaufgaben. Die BNetzA hat insoweit nach Vorliegen der Entscheidungsgründe zu prüfen, ob die durch den BGH beanstandeten Gesichtspunkte auch bei der Durchführung des hiesigen Effizienzvergleichs Beachtung finden müssen bzw. eine Neubewertung bisheriger Vorgehensweisen erfordern.

Forderung:

- Bei der Durchführung des Effizienzvergleichs und im Rahmen der (ingenieurwissenschaftlichen) Kostentreiberanalyse sind die heterogenen Versorgungsaufgaben eingehend zu betrachten und Analysen zur strukturellen Vergleichbarkeit der Netzbetreiber unter Beachtung der aktuellen BGH-Rechtsprechung durchzuführen.

2. Daten für den Effizienzvergleich

2.1. Beurteilung des Datensatzes

2.1.1. Heterogenität der Versorgungsaufgaben

Der von der BNetzA veröffentlichte Datensatz zum Effizienzvergleich Strom für die 4. Regulierungsperiode enthält insgesamt 198 Netzbetreiber, wobei 188 Netzbetreiber mit vollständigen Daten (incl. Kostendaten) enthalten sind. Diese allein schon hohe Anzahl von Netzbetreibern zeichnet sich zudem durch eine äußerst heterogene Versorgungsstruktur und damit unterschiedlichen Versorgungsaufgaben aus. Im Rahmen der Modellbildung zum Effizienzvergleich sind diese divergenten Versorgungsaufgaben zwingend zu untersuchen und im weiteren Effizienzermittlungsprozess (Peer-, Ausreißeranalysen) zu berücksichtigen, um den Anforderungen des § 13 Abs. 3 S. 8 ARegV gerecht zu werden (vgl. Kapitel 4) und mögliche Verzerrungen im Rahmen der Effizienzbewertung zu vermeiden.

Konkret unterscheiden sich die Stromnetzbetreiber zum einen insbesondere in der Belegenheit bzw. dem Betrieb der einzelnen funktionalen Netzebenen. Um dies zu illustrieren, sind in nachfolgender Abbildung die Untergliederung von Stromnetzen in funktionale Netzebenen, zugehörige Spannungsebenenbezeichnungen und typische Nennspannungen in Deutschland gegenübergestellt. Die Wahl der Spannungsebenen zur Durchführung der Versorgungsaufgaben unterliegen dabei – analog zu den Gasnetzen – exogenen Anforderungen und sind nicht durch die Netzbetreiber beeinflussbar.

Funktionale Netzebene	Spannungsebenenbezeichnungen (typische Nennspannungen)
Ferntransport	Höchstspannung 380 und 220 kV
Überregionaler Transport	Hochspannung 110 kV
Regionale Verteilung	Mittelspannung 10 und 20 kV, vereinzelt 30 kV
Orts-Verteilung	Niederspannung 0,4 kV

Gemäß den Konsultationsunterlagen vom 21. September 2023 (vgl. Seite 31) betreiben nur sehr wenige Verteilernetzbetreiber (vier) alle Netz- und Umspannebenen und bedienen somit auch den Ferntransport als funktionale Netzebene (Höchstspannung, mind. 220 kV), der originär von den Übertragungsnetzbetreibern durchgeführt wird. Etwa die Hälfte aller Netzbetreiber betreiben die Hochspannungsebene sowie die nachgelagerten Netz- und Umspannebenen und bedienen damit neben dem überregionalen Transport auch die regionale Verteilung sowie die Ortsverteilung. Somit werden von diesen Netzbetreibern alle „klassischen“ Versorgungsbereiche eines Verteilernetzbetreibers bedient.

Diese Netzbetreiber zeichnen sich wiederum durch unterschiedliche Ausprägungen der einzelnen Ebenen aus, sodass zum Beispiel einige Netzbetreiber einen deutlich höheren Hochspannungsanteil am Gesamtnetz ausweisen als andere Verteilernetzbetreiber (Bandbreite: < 1 % bis 88,6 %). Daneben gibt es Netzbetreiber, die (ausschließlich) die unterlagerten Netz- und Umspannebenen (ggf. incl. / excl. Umspannebene HS/MS) bedienen und damit in der Regional- (MS) bzw. Ortsverteilung (NS) aktiv sind. Als Besonderheit gibt es zudem einige spezialisierte Netzbetreiber, die über keine Konzessionsgebiete verfügen, sondern Chemieparcs, Industrienetze oder ein Bahnstromfernleitungsnetz mit Wechselstrom (16,7 Hz) betreiben und damit eine äußerst **divergente Versorgungsaufgabe** ggü. der Vielzahl der anderen Netzbetreiber wahrnehmen (vgl. Kapitel 2.2.3). Diese – nicht abschließende Auflistung – der unterschiedlichen Versorgungsaufgaben aufgrund der vorliegenden Belegenheit der Netze sind damit im Rahmen der Modellfindung zwingend zu untersuchen und zu berücksichtigen.

Neben der unterschiedlichen Belegenheit der Netze können aber auch noch **weitere Heterogenitäten der Versorgungsaufgabe im Datensatz identifiziert** werden. Zum einen sind die Netzbetreiber in ungleicher Ausprägung von der Energiewende und den damit verbundenen Anforderungen bei der Netzeinbindung von regenerativen Erzeugungsanlagen – in Form von unterschiedlichen Technologien (s. Kapitel 2.2.3) – in einzelnen Netz- und Umspannebenen betroffen. Andere Netzbetreiber haben wiederum historisch bedingt konventionelle Großkraftwerke an ihrem Netz angeschlossen – die auslegungsrelevant für die Verteilernetze sind – und ggf. weniger vom Ausbau der erneuerbaren Energien betroffen sind. Zudem können Netzbetreiber eher ländliche – und damit ausgedehnter – und/oder städtische Regionen versorgen und sind damit eher in strukturschwachen bzw. strukturstarken Gegenden aktiv, was sich auf die vorliegende Lastdichte und den damit einhergehenden Netzausbau bzw. Ertüchtigung der Netzinfrastruktur auswirken kann. Nicht zuletzt weisen die im Effizienzvergleich zu berücksichtigenden Netzbetreiber einen ungleich hohen Kabelanteil am Gesamtnetz aus und haben strukturbedingt an ihr Verteilernetz eine unterschiedliche Anzahl von nachgelagerten Netzbetreibern und heterogenen Endkunden angeschlossen. Abschließend ist in diesem Zusammenhang zu beachten, dass sich durch die ergebenden Daten- und Kostenänderungen gegenüber der 3. Regulierungsperiode und die veränderten Lagemaße der Modellparameter (vgl. Kapitel 2.1.2), die Heterogenität im Datensatz der 4. Regulierungsperiode auch grundsätzlich weiterhin deutlich zugenommen hat

Forderungen:

- Diese nicht abschließende Darstellung der unterschiedlichen Versorgungsaufgaben und Heterogenitäten zeigt damit deutlich auf, dass im Rahmen der Modellfindung und im weiteren Effizienzermittlungsprozess diese **Heterogenitäten zwingend zu analysieren und über geeignete Parameter im finalen Effizienzmodell zu berücksichtigen sind**.
- Dabei ist bei der Datenvalidierung **Ausreißern und extremen Verhältnissen von Vergleichsparametern besonderes Augenmerk** zu geben. Im Rahmen der durchgeführten Peer-Analyse sollte zudem auch ein breites Spektrum von unterschiedlichen Netzbetreibern identifiziert werden, sodass nicht nur eine (besondere) Gruppe von Netzbetreibern diese Rolle einnehmen.

2.1.2. Auffälligkeiten im Datensatz gegenüber der 3. Regulierungsperiode

Die Datenveröffentlichungen der BNetzA sorgten frühzeitig für Transparenz und erlaubten der Branche die Überprüfung der Daten im Quervergleich. In unseren Anmerkungen zur ersten Datenveröffentlichung wiesen wir auf auffällig hohe Verhältnisse von zeitgleicher Jahreshöchstlast und installierter Trafoleistung (>100 %) hin. Nach der dritten Datenveröffentlichung am 4. September 2023 ist hierzu festzustellen, dass durch die Reduktion der zeitgleichen Jahreshöchstlast bei einer Vielzahl von Netzbetreibern die Unplausibilität nur noch bei wenigen Netzbetreibern bestehen bleibt. Die in der Konsultationsveranstaltung vom 21. September 2023 von den Verbänden vorgetragene Auffälligkeit einer installierten dezentralen Erzeugungsleistung HS/MS ohne Angabe einer zeitgleichen Jahreshöchstlast der Ein-/Ausspeisung in der Umspannebene HS/MS wird nach nochmaliger Prüfung durch die Verbände als definitionskonform eingestuft, da die betroffenen Netzbetreiber jeweils eine Sammelschiene und keine eigenen Transformatoren in der Umspannebene HS/MS betreiben. Die in der Veranstaltung benannten Abweichungen zwischen vorliegenden Überleitungsrechnungen und veröffentlichten Kosten konnten von fast allen betroffenen Netzbetreibern – z. T. nach Erhalt einer aktualisierten Überleitungsrechnung – ausgeräumt werden und werden daher nicht mehr als problematisch erachtet.

Durch Umstrukturierungen, Versorgungsgebietsänderungen und Fusionen kam es bei einigen Netzbetreibern im Vergleich zum Effizienzvergleich der 3. RP zu größeren Kostenveränderungen. In anderen Fällen waren **signifikante Kostensteigerungen vor allem bei größeren Zuwächsen in der dezentralen Erzeugungsleistung** zu beobachten. Nicht nur der Durchschnittswert der Parameter Kosten und installierte Erzeugungsleistung ist gegenüber den anderen Parametern des EVS3-Modells deutlich gestiegen, sondern auch die Standardabweichung (siehe Tabelle 1). Daraus lässt sich ableiten, dass die Heterogenität der Netzbetreiber im Vergleich zum Effizienzvergleich der 3. RP zugenommen hat, was bei der Effizienzberechnung zu berücksichtigen ist.

Tabelle 1 Datenänderung gegenüber 3. RP in Prozent | Lagemaße der Modellparameter

Parameter	Median	Mittelwert	Standardabweichung	Heterogenität
BM-Kosten (NEV) in TEUR	14.7	20.4	20.6	
BM-Kosten (§ 14) in TEUR	18.4	18.6	19.4	
Zeitgl. Jahreshöchstlast Ausspeisung in MW, HS/MS	-15.5	-6.4	-7.1	
Zeitgl. Jahreshöchstlast Ausspeisung in MW, MS/NS	-4.4	-5.0	-7.8	
Instl. Erzeugungsleist. EA in MW, HöS bis HS/MS	0.0	15.3	17.3	
Instl. Erzeugungsleist. EA in MW, MS bis NS	51.4	32.1	31.0	
Messlokationen im eig. Netzgebiet	3.9	1.7	-3.8	
Netzlänge in km, NS	1.7	3.4	-1.0	
Netzlänge Freileitung in km (o. HAL, o. SB), HS	0.0	0.3	0.8	
Netzlänge Kabel in km (o. HAL, o. SB), HS	0.0	5.9	1.5	
Netzlänge in km (o. HAL, o. SB), MS	4.3	0.5	-1.9	

2.1.3. Auffälligkeiten im Datensatz hinsichtlich der Parameterbildung

Die Parameter *yInstalledPower.reducedAPFI.tot*, *yInstalledPower.reducedAPFI.N1to4.sum* und *yInstalledPower.reducedAPFI.N5to7.sum* sollen die **installierte Erzeugungsleistung aller Erzeugungsanlagen unter Berücksichtigung der Spitzenkappung bei Kleinsolaranlagen** abbilden. Hierbei wird an Stelle der installierten Erzeugungsleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen aus Solarenergie (Parameter 61) nur die installierte Erzeugungsleistung nach Abzug der reduzierten Wirkleistungseinspeisung (Parameter 67) berücksichtigt. Die Datenerhebung des Parameters 67 wurde in der Branche offensichtlich sehr unterschiedlich interpretiert. Werden die Parameter 67 und 61 ins Verhältnis gesetzt, ergeben sich für einige Verteilernetzbetreiber Werte >100% oder nahe 0%. Erwartungsgemäß sollten sich hier jedoch Werte im Bereich 70%-100% einstellen. Die Angaben außerhalb des erwarteten Bereichs sind **völlig unplausibel**. Eine Verwendung des Parameters 67 und somit der drei genannten Parameter (*yInstalledPower.reducedAPFI.tot / N1to4.sum / N5to7.sum*) für das Vergleichsmodell ist in dieser Form daher nicht möglich.

Vor diesem Hintergrund ist die derzeit laufende Datenplausibilisierung der BNetzA zur Steigerung der Datenqualität zu begrüßen.

Forderungen:

- Datenplausibilisierungen sind grundsätzlich notwendig zur Steigerung der Datenqualität.
- Nach Abschluss der Datenplausibilisierung sollten diese aktuellen Daten veröffentlicht werden.

2.1.4. Energiewende – Ausbau der dezentralen Erzeugung

Die Abbildung der dezentralen Erzeugung im Effizienzvergleich zur Berücksichtigung der mit der Energiewende einhergehenden Kosten im Verteilernetz ist wie auch bereits in der zweiten und dritten Regulierungsperiode unbedingt erforderlich. Im Effizienzvergleich müssen auch Unterschiede in der Versorgungsaufgabe adäquat abgebildet werden. Netzbetreiber unterscheiden sich unter anderem dahingehend sehr stark, inwiefern sie von der Einbindung dezentraler Erzeugung betroffen sind. Dezentrale Einspeisung findet insbesondere im ländlichen Raum statt. Im Norden finden sich überwiegend Windenergieanlagen in der Mittelspannung und höheren Spannungsebenen. Der Süden ist häufig mit einer Vielzahl kleinerer Solaranlagen konfrontiert, die häufig in die Niederspannung einzubinden sind. Beide **Ausbauszenarien müssen sowohl in extremer als auch in gemischter Ausprägung durch geeignete Parameter im Effizienzvergleich berücksichtigt werden**. Da auf breiter Front bei vielen Netzbetreibern ein dynamischer Ausbau der dezentralen Erzeugung über alle Spannungsebenen hinweg zu beobachten ist, ist es sachgerecht zu prüfen, inwieweit die installierte Erzeugungsleistung disaggregiert abzubilden ist.

Forderungen:

- Es sollte eine Differenzierung bevorzugt nach Spannungsebenen (ggf. auch nach Technologien) noch näher untersucht werden.
- Insbesondere sollte die dezentrale Erzeugung in 3 Kategorien unterteilt werden: (1) HÖS bis HS/MS, (2) MS bis MS/NS und (3) NS.

2.2. Beurteilung des Datensatzes aus Sicht Effizienzmessung

Neben der Untersuchung der Veränderung des Datensatzes zwischen der dritten und vierten Regulierungsperiode ist für die Durchführung eines sachgerechten Effizienzvergleichs auch die Prüfung des Datensatzes der vierten Regulierungsperiode im Quervergleich von zentraler Bedeutung. Dabei beeinflussen insbesondere die beiden folgenden Punkte die Berechnung der individuellen Effizienzwerte:

1. Vollständigkeit und Richtigkeit der Daten im Datensatz
2. Ausmaß der Heterogenität im Datensatz

Im Hinblick auf den vorliegenden Datensatz der vierten Regulierungsperiode soll nachfolgend auf diese beiden Punkte eingegangen werden.

2.2.1. Vollständigkeit und Richtigkeit des Datensatzes

Die am 4. September 2023 veröffentlichten Daten beinhalten die Strukturdaten 1 und 2 sowie die Aufwandparameter der am Effizienzvergleich der Stromverteilernetzbetreiber teilnehmenden Unternehmen. In diesem Datensatz **fehlen die Aufwandparameter von zehn Netzbetreibern**. Somit können sowohl für die Kostentreiberanalyse (KTA) als auch für die Effizienzwertberechnungen lediglich Daten von 188 Netzbetreibern verwendet werden. Zehn fehlende Beobachtungen entsprechen rund fünf Prozent der Datenbasis. Gerade die DEA reagiert sehr sensitiv auf fehlende Daten. Je nachdem, ob es sich bei den fehlenden Unternehmensdaten um Peer-Unternehmen handelt oder nicht, sind größere Verschiebungen in Bezug auf die DEA-Effizienzwerte zu erwarten, wenn für die finalen Berechnungen die Daten dieser zehn Netzbetreiber mitberücksichtigt werden. Aber auch die Ergebnisse der verschiedenen Analysen, die im Rahmen der KTA mittels OLS-Schätzungen (Ordinary Least Squares-Regressionsanalyse) durchgeführt werden, hängen davon ab, ob dazu 188 oder 198 Netzbetreiber verwendet werden.

Forderung:

- Es ist unbedingt erforderlich, dass die finalen Analysen im Zusammenhang mit der Kostentreiberanalyse und die darauf aufsetzenden Effizienzberechnungen auf demselben (finalen) Datensatz durchgeführt werden.

Neben den fehlenden Daten wurde im Rahmen der Vorbereitungen auf die Verbändestellungnahme durch das BMT-Projekt in den Konsultationsunterlagen ein **Fehler bei der Bildung der Normierungsvariable „Messlokationen“ identifiziert**. Dieser Fehler konnte nur indirekt über die unterschiedlichen Ergebnisse bei der Nachberechnung der vorgeschlagenen Modelle erkannt werden. Auf Nachfrage bei den BNetzA-Beratern hat sich gezeigt, dass in den entsprechenden Aufbereitungs-Codes die Netzebenen falsch definiert wurden. Konkret floss bei der Aggregation der Daten nach Netzebene jeweils die Netzebene 6 doppelt in die Summenbildung ein. Die Daten der Netzebene 5 (Mittelspannung) dagegen wurden in der Summenbildung nicht berücksichtigt. Gemäß Aussagen der Berater betrifft dies alle Variablen, die über alle sieben Netzebenen summiert wurden. Im Dokument „EVS4_Konsultation_Anhang_Parameterdefinitionen“ sind diese jeweils mit $\text{sum}(y_{XXX.NWL})$ bezeichnet. Bei den an der Konsultation vorgestellten Modellen auf Folie 87 betrifft das neben der Variablen $y_{\text{Meters.read.tot}}$, die als Normierungsvariable in alle Modelle einfließt, auch die Variablen:

- yInstalledPower,
- renewables.bio.hydro.tot,
- yInstalledPower.renewables.solar.wind.tot
- yInstalledPower.KWKG.tot.

Da die aufbereiteten Daten nicht veröffentlicht wurden, war es eher zufällig, dass dieser Aggregationsfehler entdeckt wurde. Inwieweit noch andere Fehler in den Aufbereitungs-Codes enthalten sind, kann aufgrund der nur teilweisen Datenveröffentlichung nicht abschließend beurteilt werden.

Am Beispiel der Messlokationen zeigt sich, dass diese **falsche Summenbildung in einzelnen Fällen zu größeren Datenabweichungen bei Netzbetreibern** führen kann. Bei einem Unternehmen, welches über rund 9.000 Messlokationen auf der Netzebene Mittelspannung (MS) verfügt, ergibt sich eine Abweichung von 4.929 Prozent. Aber auch bei vielen anderen Netzbetreibern ändern sich die Daten um plus/minus mehrere Prozente, was vor dem Hintergrund der Bedeutung der Variablen als Normierungsparameter insbesondere bei der SFA zu entsprechend verzerrten Effizienzwerten führt. Berücksichtigt man, dass der Fehler bei verschiedenen Variablen aufgetreten ist, wird offensichtlich, dass die Ergebnisse der mit diesen Daten durchgeführten Analysen zur KTA, zu den Technical Blocks oder hinsichtlich der Effizienzwertberechnungen verzerrt sind. Insbesondere da es sich um einen systematischen und nicht um einen zufälligen Fehler handelt: Die Netzebene 5 (Mittelspannung) wird in den aggregierten Variablen nicht berücksichtigt.

Forderung:

- Die gesamte Kostentreiberanalyse und die finalen Analysen zur Modellbewertung sind zwingend auf den korrekt berechneten Summenvariablen durchzuführen.

2.2.2. Diskussion Heterogenität

Neben der Vollständigkeit und Richtigkeit der Daten, beeinflusst auch die Heterogenität zwischen der Versorgungsaufgabe von Netzbetreibern die Modellwahl und die Berechnung der Effizienzwerte. Vermag das gewählte Modell die Heterogenität in den Versorgungsaufgaben oder in den strukturellen Besonderheiten nicht adäquat abzubilden, führt dies zu verzerrten Effizienzwerten. Die Notwendigkeit Heterogenität zu berücksichtigen, gebietet sich nicht nur aus ökonomischen Gründen, sondern auch aus der ARegV sowie aufgrund höchstrichterlicher Rechtsprechung. So fordert § 13 Abs. 3 ARegV explizit, dass „durch die Auswahl der Vergleichsparameter die strukturelle Vergleichbarkeit möglichst weitgehend gewährleistet sein und die Heterogenität der Aufgaben der Netzbetreiber möglichst weitgehend abgebildet werden [sollen]“.

Betrachtet man die Heterogenität zwischen den Netzbetreibern im Datensatz der vierten Regulierungsperiode, so sind teilweise starke Veränderungen gegenüber dem Datensatz der dritten Regulierungsperiode auszumachen. Wie die Ausführungen in Abschnitt 2.1.2 und 2.1.4 gezeigt haben, hat beispielsweise die Streuung der Kostendaten und der Daten zur dezentralen Einspeisung stark zugenommen. Heterogene Daten stellen höhere Anforderungen an die Modellwahl.

Forderung:

- Gerade im Hinblick auf die Methode der DEA bedeutet dies, dass dieser gesteigerten Heterogenität mit einer entsprechenden Anzahl an Modellparametern begegnet werden muss.

2.2.3. Strukturelle Unterschiede

Eine **extreme Ausprägung von Heterogenität im Datensatz** ist, wenn dieser strukturell nicht vergleichbare Unternehmen enthält und das Modell diese Unterschiede nicht abzufangen vermag. Auf diesen Sachverhalt hat bereits der Bundesgerichtshof in seinem Urteil aus dem Jahr 2018³ hingewiesen, indem er ausführte, dass „das Gebot der Berücksichtigung objektiver struktureller Unterschiede allerdings verletzt [wäre], wenn Netze miteinander verglichen würden, die sich aufgrund von grundlegend unterschiedlichen Eigenschaften oder Rahmenbedingungen schlechterdings nicht miteinander vergleichen lassen.“ Im konkreten Fall der Gasverteilernetzbetreiber der zweiten Regulierungsperiode kommt der BGH jedoch zum Schluss, dass die BNetzA diesen strukturellen Unterschieden dadurch Rechnung getragen hat, dass die ehemaligen Fernleitungsnetzbetreiber als Ausreißer ausgeschlossen wurden. Im Effizienzvergleich der Gasverteilernetzbetreiber der dritten und vierten Regulierungsperiode wurden hingegen nicht alle dieser strukturell unterschiedlichen Netzbetreibern im Rahmen der Ausreißeranalyse identifiziert und ausgeschlossen. Diese Tatsache ist Gegenstand zahlreicher Beschwerdeverfahren gegen den Effizienzvergleich Gas der 3. Regulierungsperiode gewesen, welchen der Bundesgerichtshof in seinem Urteil vom 26. September 2023 möglicherweise als rechtswidrig eingestuft hat. Die Urteilsbegründung liegt derzeit noch nicht vor.

Forderung:

- Mit Blick auf den Effizienzvergleich der Stromverteilernetzbetreiber der 4. Regulierungsperiode sollte geprüft werden, inwieweit den Entscheidungsgründen aus dem vorgenannten Urteil des BGH ergänzende Hinweise für den Umgang mit strukturell unterschiedlichen Netzbetreibern im Effizienzvergleich zu entnehmen ist.

Im Hinblick auf den Effizienzvergleich der vierten Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber stellt sich die Frage, **ob auch im vorliegenden Datensatz Unternehmen enthalten sind, die über eine abweichende Versorgungsstruktur verfügen**. Entsprechende Analysen zeigen, dass solche Unternehmen im Datensatz enthalten sind. Fünf Unternehmen verfügen über keine Konzessionsfläche, namentlich die VW Kraftwerk GmbH, die DB Energie GmbH, die InfraServ Gendorf Netze GmbH, die CPM Netz GmbH und die Vorarlberger Energienetze GmbH. Zudem verfügen zwei dieser fünf Unternehmen (VW Kraftwerk GmbH und Vorarlberger Energienetze GmbH) nur über Hochspannungsnetz und somit weder über Höchst- noch über Mittel- oder Niederspannungsnetz und ein Unternehmen (DB Energie GmbH) betreibt überwiegend ein Bahnstromfernleitungsnetz (110 kV) mit Wechselstrom (16,7 Hz).

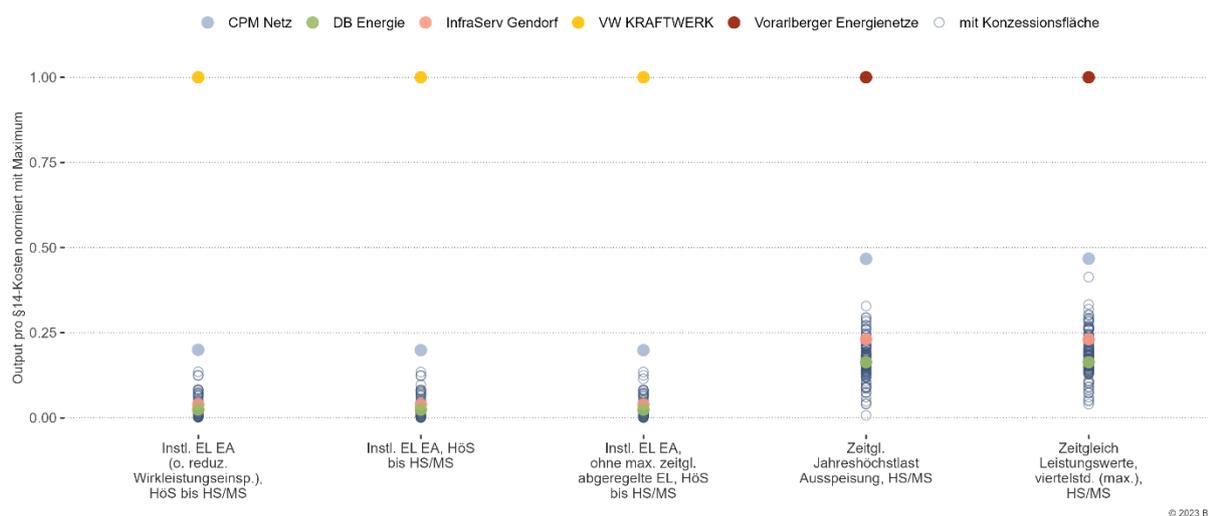
Die 5 strukturell auffälligen Netzbetreiber zeichnen sich außerdem dadurch aus, dass sie im Vergleich zu allen anderen VNB nicht (VW Kraftwerk in vernachlässigbarer Höhe) von dezentraler EE-Einspeisung

³ Vgl. BGH (2018): EnVR 54/17 Ziffer 45ff

und somit auch nicht vom Themenkomplex Energiewende betroffen sind. Dies ist insbesondere dahingehend ein Alleinstellungsmerkmal, als dass die Parameter zur dezentralen Einspeisung und auch die Kostenparameter im Datensatz seit der letzten Regulierungsperiode stark gestiegen sind und somit bei allen anderen Netzbetreiber eine starke Weiterentwicklung der Versorgungsaufgabe stattgefunden hat.

Diese Unternehmen weichen in der Versorgungsstruktur von den übrigen Verteilnetzbetreibern ab, da die Tatsache, dass sie über keine Konzessionsgebiete verfügen, eine Besonderheit darstellt. Die Besonderheiten dieser Netzbetreibern lässt sich z. B. auch über **Ranglisten von Stückkosten** (TOTEX und sTOTEX je Vergleichsparameter) ausdrücken. Von insgesamt 24 Parametern der vorgestellten sechs Modellkandidaten weisen bei elf Parametern und damit besonders häufig die VNB ohne Konzessionsgebiet die geringsten Stückkosten auf. In den folgenden Abbildungen 1 und 2 werden Kennzahlen für ausgewählte Modellparameter dargestellt. Die Kennzahlen verstehen sich als Output pro Kosten (Output/TOTEX) und sind zur Vergleichbarkeit auf den höchsten Wert je Kennzahl normiert. Farblich hervorgehoben werden die genannten Netzbetreiber ohne Konzessionsfläche. Die Abbildungen veranschaulichen zum einen den großen Vorsprung zwischen einzelnen Unternehmen ohne Konzessionsfläche und den übrigen Verteilnetzbetreiber im Datensatz. Zum anderen wird auch klar ersichtlich, dass diese Unternehmen über unterdurchschnittlich viele Messlokationen verfügen (siehe Abbildung 2). Dies wird bei der Betrachtung der Lagemasse getrennt nach Gruppe mit und ohne Konzessionsfläche noch deutlicher. Die Netzbetreiber mit Konzessionsfläche verfügen im Durchschnitt über rund 251.504,23 Messlokationen, die Netzbetreiber ohne Konzessionsfläche über durchschnittlich 2.119,60 Messlokationen. Dies ist insofern relevant, da dieser Parameter zur Normierung in der SFA herangezogen wird.

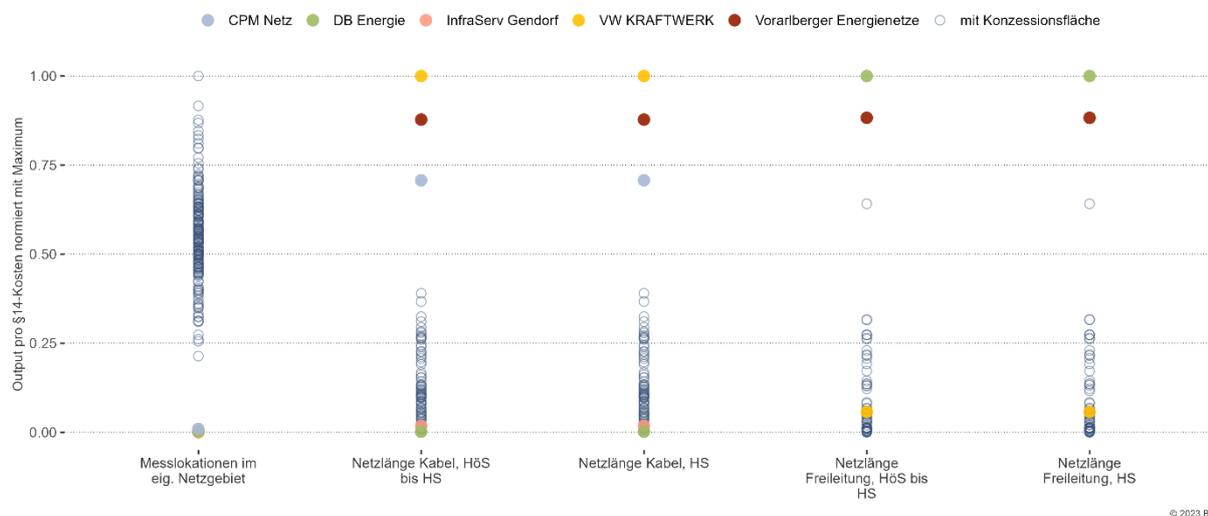
Abbildung 1 Output pro Kosten §14 für ausgewählte Modellparameter | Ausspeisung, Leistung



In der Abbildung ist die Verteilung der Unternehmen pro Kostenkennzahl (Output pro Kosten, normiert mit dem Maximum pro Kennzahl) dargestellt. Bei den farblich hervorgehobenen Punkten handelt es sich um die fünf Netzbetreiber ohne Konzessionsfläche. Die Abkürzung EL steht für Erzeugungsleistung, EA für Erzeugungsanlagen.

Quelle: Berechnungen BMT

Abbildung 2 Output pro Kosten §14 für ausgewählte Modellparameter | Netz



In der Abbildung ist die Verteilung der Unternehmen pro Kennzahl (Output pro Kosten, normiert mit dem Maximum pro Kennzahl) dargestellt. Bei den farblich hervorgehobenen Punkten handelt es sich um die fünf Netzbetreiber ohne Konzessionsfläche. Bei der Kennzahl ganz links (Messlokationen im eigenen Netzgebiet) befinden sich alle Punkte ganz unten und werden deshalb voneinander überlappt.

Quelle: Berechnungen BMT

Die Analysen haben gezeigt, dass sich **im vorliegenden Datensatz Unternehmen befinden, die sich durch eine abweichende Versorgungsaufgabe auszeichnen.**

Forderung:

- Im Hinblick auf die KTA und die Modellfindung ist sicherzustellen, dass diese Unternehmen die Modellwahl und die Effizienzwerte nicht verzerren.

Im Abschnitt 4.3 gehen wir vertieft auf den Umgang mit diesen strukturell nicht vergleichbaren Unternehmen ein. Dabei ist wichtig festzuhalten, dass aufgrund von Problemen wie dem „Masking“ das alleinige Abstellen auf die in der ARegV vorgesehenen Ausreißeranalysen nicht ausreicht, um den verzerrenden Effekt dieser Unternehmen auf die Effizienzwerte der übrigen Netzbetreiber zu verhindern. **Vielmehr ist es eine Kombination von Ausreißeranalyse, Analyse der Effizienzgrenze, der Verteilung der Outputgewichte und Analyse der Peerunternehmen, die umgesetzt werden muss.**

Forderungen zur Datenbasis für den Effizienzvergleich:

- Die Durchführung der Kostentreiberanalyse und die Ermittlung der Effizienzwerte muss auf der gleichen und letztlich finalen Datenbasis erfolgen.
- Vor der finalen Durchführung der Kostentreiberanalyse und der Ermittlung der Effizienzwerte sind die aktuell noch enthaltenen Fehler bei der Datenaufbereitung zu korrigieren.
- Damit mögliche Fehler in der Aufbereitung der Variablen erkannt werden können, sind zusätzlich auch die aufbereiteten Daten zu veröffentlichen.

- Um der Vorgabe gemäß § 13 ARegV zur Abbildung der heterogenen Versorgungsaufgabe von Netzbetreibern nachzukommen, ist es fachlich geboten, Modelle mit einer höheren Anzahl an Vergleichsparametern auszustatten, da diese die Heterogenität der Aufgaben von Netzbetreibern methodisch bedingt besser abbilden können.
- Es muss sichergestellt werden, dass Unternehmen mit einer abweichenden Versorgungsstruktur vorgängig identifiziert werden und nach erfolgtem Effizienzvergleich das Ergebnis nicht verzerren und insbesondere nicht als Peer-Unternehmen für andere Netzbetreiber fungieren.

3. Verwendung der Technical Blocks-Methode im Rahmen der Kostentreiberanalyse

Im Rahmen der Konsultation wurde der Einsatz von „Technical Blocks“ (TB) im Rahmen der Kostentreiberanalyse vorgestellt. Dieses Verfahren wurde erstmals beim Effizienzvergleich der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) in der 4. RP eingesetzt. Grundsätzlich ist es zu begrüßen, dass die BNetzA-Berater mit diesem Verfahren versuchen, möglichst viele Modellkandidaten zu testen. Die im Rahmen der Konsultation vorgestellten Umsetzungsschritte lassen aber einige Fragen offen und sind hinsichtlich verschiedener Aspekte kritisch zu beurteilen. Im Abschnitt 3.1 wird das Vorgehen der BNetzA kurz zusammengefasst, bevor sich im Folgenden der Abschnitt 3.2 der ingenieurwissenschaftlichen Eignung der Technical Blocks widmet und im Abschnitt 3.3 die Beurteilung des Vorgehens und des Verfahrens im Kontext der ökonomischen Kostentreiberanalyse erfolgt.

3.1. Kurze Zusammenfassung des BNetzA-Vorgehens

Im Rahmen der Technical Blocks werden alle potenziellen Modellparameter auf Basis von ingenieurwissenschaftlichen Kriterien Parameterblöcken zugeteilt und diese wiederum einer von vier Block-Kategorien zugewiesen. Die vier Block-Kategorien sind „Dienstleistung Ausdehnung“ (8 Blöcke), „Dienstleistung Granularität“ (5 Blöcke), „Kapazität“ (9 Blöcke) und „Transport“ (4 Blöcke). Bei der Bildung der Modellkandidaten wird aus jeder Kategorie ein Parameterblock gezogen, dabei muss zwingend ein Block aus den ersten drei Kategorien berücksichtigt werden. Die Verwendung eines Parameterblocks aus der vierten Kategorie (Transport) ist optional. Laut den Beratern führt das Verfahren aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht zu vollständigen Modellen ohne statistische Pfadabhängigkeiten. Mit diesem Vorgehen ergeben sich insgesamt 1.440 ($=8*5*9*4$) Modellkandidaten mit Parametern aus allen Kategorien und 360 ($8*5*9$) Modellkandidaten nur mit Parametern aus den drei Pflichtkategorien. Die Modelle umfassen zwischen 4 und 19 Parameter.

Die Evaluation der Modellkandidaten erfolgt auf Basis von statistischen Kriterien. Zunächst werden alle Modellkandidaten ausgeschlossen, auf die eines der folgenden Kriterien zutrifft:

- Mehr als ein Parameter mit einem negativen Koeffizienten
- Mehr als zwei insignifikante Parametern
- Normalverteilte Residuen (bzw. kein Vorliegen von Ineffizienz)
- Heteroskedastie

Die verbleibenden Modelle werden von den BNetzA-Beratern auf Basis des BIC-Gütemaßes (Bayesian-Information-Criterion) priorisiert. Im Anschluss erfolgt die Berechnung von Effizienzwerten auf Basis der SFA und DEA und die resultierende Effizienzgrenze wird analysiert. In der engeren Modellauswahl auf Folie 87, befinden sich 2 der 1.800 Modellen aus dem Verfahren der Technical Blocks.

3.2. Beurteilung der TB-Methodik aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht

Wie im vorangehenden Kapitel beschrieben, wurden für die Anwendung der Technical Blocks-Methode vier verschiedene Technical Blocks (Dienstleistung Ausdehnung, Dienstleistung Granularität, Kapazität und Transport) gebildet und diesen anschließend Parameter anhand ingenieurwissenschaftlicher Überlegungen zugeordnet.

Mit Blick auf die zugeordneten Parameter innerhalb eines Technical Blocks ist festzustellen, dass diese aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht in Teilen deutlich unterschiedliche Aspekte von Versorgungsaufgaben abbilden. Beispielhaft können diesbezüglich im Technical Block „Kapazität“ die „Jahreshöchstlast“ und die „installierte dezentrale Erzeugungsleistung“ genannt werden. Während z. B. die „Jahreshöchstlast“ tendenziell eher Anforderungen an die Versorgungsaufgabe auf der Abnehmerseite abbildet, vermag die „installierte dezentrale Erzeugungsleistung“ tendenziell eher die Anforderungen durch die Energiewende auf der Einspeiseseite abzubilden. Zudem ist zu beachten, dass über die gebildeten vier Technical Blocks nicht alle abgefragten Strukturparameter berücksichtigt werden bzw. als mögliche Kostentreiber analysiert werden. So finden beispielsweise keine Flächenparameter Eingang in die Technical Blocks und können daher auch nicht im weiteren Verlauf untersucht werden.

Für eine adäquate und sachgerechte Abbildung der unterschiedlichen Versorgungsaufgaben im finalen Effizienzvergleichsmodell ist daher die auf ingenieurwissenschaftlichen Überlegungen beruhende Zuordnung der Parameter zu den Technical Blocks allein nicht ausreichend. Deutlich wird dies am Beispiel des in der Konsultation vorgestellten Modellvorschlags „TB kompakt“ auf Folie 87. Es ist aus Branchensicht nicht nachvollziehbar, wie vor dem Hintergrund des **starken Zubaus dezentraler Erzeugungsanlagen** ein Effizienzvergleichsmodell in Betracht gezogen werden kann, welches die immensen Herausforderungen durch die Energiewende nicht abbildet.

Forderung:

- Vor diesem Hintergrund ist es zwingend erforderlich, dass die mit der Technical Blocks-Methode generierten Modelle abschließend erneut auf ihre ingenieurwissenschaftliche Eignung hin überprüft werden, um sicherzustellen, dass die heterogenen Versorgungsaufgaben der Netzbetreiber adäquat abgebildet werden.

3.3. Beurteilung der TB-Methodik aus statistischer Sicht

Bei der Beurteilung der identifizierten Modelle auf Basis der Technical Blocks sind vor allem **drei Aspekte aus statistischer Optik zu bemängeln:**

- **Statistische Beurteilung einzelner Variablen:** Gemäß unserem Verständnis werden bei der Wahl der Modelle, die weiterverfolgt werden oder nicht, die statischen Gütemasse unter anderem auf Ebene der einzelnen Parameter in den Modellen betrachtet. Dies widerspricht aber dem grundsätzlichen Gedanken von Technical Blocks, da hier a priori aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht sinnvolle Sets an Parametern definiert werden. **Folglich sollten die Parameter gemeinsam und nicht einzeln beurteilt werden.** In diesem Zusammenhang ist auch die Verwendung des Kriteri-

ums BIC oder des adjustierten R² (Gütemaß) zu kritisieren, da beide Gütemaße auf Ebene von einzelnen Variablen fungieren und nicht geeignet sind, Aussagen über die Erklärungskraft von Gruppen zu tätigen. Zusätzlich zu den statistischen Kriterien sollten folglich die ingenieurwissenschaftlichen Aspekte auch bei der Beurteilung der Modelle eine wichtige Rolle spielen, damit aus statistischer und ingenieurwissenschaftlicher Sicht gute Modelle resultieren.

- **Beurteilung der statistischen „Ausschlusskriterien“:** Die Entscheidung, ob ein Modell aus den Technical Blocks weiterverfolgt wird, basiert auf statistischen Kriterien. Gemäß der Folie 77 sind das für die normiert linearen Modelle die Kriterien „ohne negative Vorzeichen nach Ausreißerbereinigung“, „keine Heteroskedastizität“, „normalverteilte Residuen“ und höchstens zwei Parameter mit insignifikantem Koeffizienten. Diese Auswahl muss im Kontext der Effizienzmessung jedoch kritisch beurteilt werden:
 - a. Der **Ausschluss von Modellkandidaten** auf Basis von Koeffizienten mit negativen Vorzeichen oder mehr als zwei insignifikanten Parametern ist als sehr **fraglich** anzusehen. Gerade die Zusammenführung der Parameter in Blöcken legt nahe, dass die Wirkungsweise des Blocks als Ganzes und nicht der einzelnen Parameter relevant ist. Um Blöcke mit einer größeren Anzahl Parameter nicht gegenüber Blöcken mit nur wenigen Parametern a priori zu benachteiligen, sollte dem Kriterium der Signifikanz von einzelnen Parametern sowie negativen Vorzeichen keine so entscheidende Bedeutung beigemessen werden. Es ist davon auszugehen, dass Variablen innerhalb eines Sets über ein gewisses Maß an Korrelation verfügen, was in nicht-signifikanten Parametern oder Parametern mit einem negativen Vorzeichen resultieren kann. Gleichwohl kann die Erklärungskraft eines Blocks mit mehreren Parametern, die teilweise negative Vorzeichen aufweisen, deutlich höher sein, als die eines Blocks mit wenigen Parametern ohne negative Vorzeichen.
 - b. Die von den Beratern **eingesetzten statistischen Kriterien zur Evaluation der Modelle sind zu restriktiv und bevorzugen kleine Modelle**. Dies wird unter anderem dadurch deutlich, dass die beiden resultierenden Modelle auf Folie 87 nur über 7 und 8 Parameter verfügen. Dies ist insbesondere aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht kritisch zu beurteilen, da es grundsätzlich ingenieurwissenschaftlich sinnvolle Modelle mit bis zu 19 Parametern gibt. An dieser Stelle ist anzumerken, dass ein zusätzlicher Parameter aus statistischer Sicht als deutlich weniger problematisch anzusehen ist, als ein Parameter, der nicht im Modell enthalten ist, aber im Modell enthalten sein sollte (Omitted-Variable-Bias). Ebenfalls hervorzuheben ist, dass die eingesetzten statistischen Kriterien wie die Signifikanz eines Parameters oder das Vorzeichen beim Vorliegen von Multikollinearität stark von der zu Grunde liegenden Anzahl an Beobachtungen abhängig ist. Folglich ist es nicht verwunderlich, dass **bei Modellselektion auf Basis der bereits kritisierten statistische Kriterien nur kleine Modelle resultieren**.
 - c. Im Rahmen der Modellselektion wird für jedes einzelne Modell eine eigene Ausreißeranalyse durchgeführt. Damit liegen jedem Modell eine unterschiedliche Anzahl Ausreißer bzw. eine unterschiedliche Anzahl berücksichtigter Beobachtungen zugrunde. Gerade vor dem Hintergrund der im Datensatz vorhandenen Heterogenität ist sicherzustellen, dass die **Modelle in der KTA mit der gleichen Anzahl bzw. dem gleichen Set an Ausreißern geschätzt**

und verglichen werden, da die Modellergebnisse sonst zusätzlich vom Erfolg der Ausreißeranalyse, besondere Netzbetreiber mit einem hohen Einfluss auf die Regressionsgeraden auszuschließen, abhängig ist.

- d. Dass das **alleinige Abstützen auf die statistischen Gütekriterien zur Modellselektion nicht zu belastbaren Modellkandidaten führt**, wurde im Prozess der Konsultation deutlich. Denn die BNetzA-Berater haben nach Korrektur der Aufbereitungsfehler darauf verzichtet, die zwei Modellkandidaten aus den TB zu aktualisieren. Denn es besteht durchaus die Möglichkeit, dass nach einer erneuten Durchführung andere Modellkandidaten resultieren könnten. Dies unterstreicht erneut, wie wichtig die zusätzliche Berücksichtigung von ingenieurwissenschaftlichen Kriterien bei der Auswahl von Modellkandidaten ist.
- **Vernachlässigung der DEA:** Die statistische Evaluation der Modellkandidaten erfolgt auf Basis von Kriterien, die mittels Regressionsanalyse ermittelt werden. Es gibt kein Evaluationskriterium, welches sich konkret auf die DEA bezieht oder auf Basis der DEA ermittelt wird. Die statistische Evaluation der Modellkandidaten ist folglich nur auf die SFA **und** nicht auf die DEA ausgerichtet. Wie in Kapitel 2.1.2 beschrieben, ist die Heterogenität im Datensatz von der 3. RP zur 4. RP nochmals gestiegen. Dies legt nahe, dass auch in der 4. RP ein Modell mit mindestens 9 Parametern notwendig ist, um der gestiegenen Heterogenität in der DEA-Rechnung zu tragen (im Modell der 3. RP wurden 9 Parameter verwendet). Vor diesem Hintergrund ist ebenfalls zu beachten, dass im Rahmen der Modellbildung via Technical Blocks ingenieurwissenschaftlich fundierte Modelle von bis zu 19 Parametern resultieren können.
 - **Unklares Vorgehen „Stream 4 Modelle TB DEA Loop“:** Auf Folie 81 und 82 wird sehr knapp und im Detail nicht nachvollziehbar das methodische Vorgehen im sogenannten „DEA-Loop“ beschrieben. Laut Folie 82 werden hier Modelle mit „höchstem DEA-Score, welche normiert linear gute Eigenschaften aufweisen“ gesucht. Zunächst ist anzumerken, dass **völlig unklar ist, was der eigentliche Zweck dieses Streams ist**. Versucht man das beschriebene Vorgehen nachzuvollziehen, drängt sich die Frage auf, was die Berater wohl mit dem „DEA-Score“ meinen bzw. wie dieser ermittelt wird. Weiterführend ist irritierend, dass nun abweichende Filterkriterien für die Modellkandidaten gegenüber den anderen Streams im Rahmen der Technical Blocks definiert werden. Zunächst werden alle Modelle mit mehr als 12 Parametern ohne statistische oder ingenieurwissenschaftliche Gründe ausgeschlossen und das, obwohl doch gerade auf Basis der Technical Blocks ingenieurwissenschaftlich sinnvolle Modelle mit bis zu 19 Parametern möglich sind. Inhaltlich sind zum Vorgehen bei den anderen Streams nun auf einmal ein Koeffizient mit negativem Vorzeichen pro Modell zugelassen und die Signifikanz von Parametern spielt gar keine Rolle mehr. Auf eine Darstellung der Ergebnisse des „DEA-Loop“ wird vollständig verzichtet, man erhält lediglich den Hinweis auf Folie 82 und 86, dass die Modelle in der SFA scheinbar nicht konvergiert sind. Dies wirft mehrere Fragen auf. **Zunächst sollten die Berater das Vorgehen im Gutachten detailliert beschreiben und die Filterkriterien der Modelle begründen.**

Weiterführend entsteht der Eindruck, dass die Berater im Stream „DEA-Loop“ **nur auf die DEA fokussieren und die SFA nur nachgelagert betrachtet.**

Dieses Vorgehen ist aus zwei Gründen zu kritisieren:

1. Durch die vollständige Vernachlässigung der SFA resultiert kein Modell, das konvergiert und die resultierenden Modelle werden alle vollständig verworfen und die DEA spielt de facto weiterhin bei der Modellwahl keine Rolle.
2. Die einseitige Ausrichtung der Modellwahl auf die Regressionsanalyse wird zementiert.
Notwendig ist ein methodisches Vorgehen, bei dem beide Methoden von Relevanz sind und gleichrangig geprüft werden.

Forderungen zur Umsetzung und Verwendung der TB im Rahmen KTA oec:

- Es ist klar zu dokumentieren, was genau unter dem Vorgehen „TB DEA Loop“ gemeint ist und wie dieses umgesetzt wird. Es ist sicherzustellen, dass ein spezifisches Verfahren für die Identifikation von „DEA-Modellen“ eingesetzt wird.
- Bei der Beurteilung der Modelle basierend auf dem TB-Verfahren sind nicht die einzelnen Variablen eines Blocks, sondern die statistische Beurteilung des gesamten Blocks sachrichtig.
- Zudem sind einige der gewählten Beurteilungskriterien nicht geeignet, um die Modellparametrierung im Zusammenhang mit einem Effizienzvergleich zu beurteilen. Insbesondere die hohe Gewichtung der statistischen Signifikanz und der negativen Vorzeichen führt zu kleinen Modellen. Folglich sollten beide Kriterien eine deutlich niedrigere Relevanz im Evaluationsprozess einnehmen.
- Werden am Ende des Verfahrens Modelle mit positiven statistischen Eigenschaften identifiziert, ist als Schleife dennoch zwingend eine erneute Prüfung erforderlich, ob das jeweilige Modell aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht tatsächlich geeignet ist, die heterogenen Versorgungsaufgaben und Herausforderungen der Netzbetreiber adäquat abzubilden.

4. Kritische Hinweise zur Modellfindung

Der letzte Schritt, der an der Konsultation vorgestellt wurde, bestand in der Präsentation von verschiedenen Modellkandidaten. Im Folgenden wird dabei die grundsätzliche Vorgehensweise zur Herleitung der Modellkandidaten kritisch beurteilt (Abschnitt 4.1). Anschließend werden die in den Modellen verwendeten Parameter aus einer ingenieurwissenschaftlichen Sicht beurteilt und im Kontext möglicher Verzerrungen diskutiert (Abschnitte 4.2). Schließlich gehen wir auf die statistische Beurteilung der Modellkandidaten ein (Abschnitt 4.3).

4.1. Beurteilung der methodischen Vorgehensweise

Im Rahmen der KTA wurden insgesamt vier sogenannte „Streams“ verfolgt, um mögliche Grundmodelle zu identifizieren. Bei der finalen Wahl der sechs Modelle resultierten vier Modellvorschläge auf Basis des Modells der dritten Regulierungsperiode und zwei Modellvorschläge auf Basis des Technical Blocks-Verfahrens. Um die Modelle zu beurteilen, fanden gemäß Folie 64 verschiedene statistische Gütekriterien Anwendung.

Zunächst ist darauf hinzuweisen, dass **viele der aufgeführten statistischen Gütekriterien bereits in der Vergangenheit von der Branche stark kritisiert wurden und nur über eine sehr eingeschränkte Aussagekraft verfügen, wenn, wie im Rahmen einer Kostentreiberanalyse, viele Modellkandidaten miteinander verglichen werden**⁴. Die Kritik an diesen Verfahren ist weiterhin uneingeschränkt gültig. In Anbetracht der erheblichen Heterogenität der Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber, wird dem Risiko einer Unterspezifizierung des Modells (d. h. wenn zu wenige Vergleichsparameter bei der Effizienzmessung berücksichtigt werden) auch in der 4. RP zu wenig Bedeutung beigemessen. **Folglich sind die eingesetzten statistischen Gütekriterien nicht in der Lage Effizienzmodelle auszuwählen, die die Heterogenität der Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber adäquat abbilden und resultieren in zu kleinen Modellen.**

Die BNetzA-Berater betonen an verschiedenen Stellen (z. B. nicht-nummerierte Folie im Kapitel 4.2), dass bei der Beurteilung der Modellgüte und der Parameterwahl keine **Multikollinearität** vorherrschen sollte. So ist für die Berater beispielsweise das „falsche“ Vorzeichen eines Parameters ein Grund, diesen im weiteren Modellfindungsprozess zu ersetzen. „Falsche“ Vorzeichen sind dabei oft das Ergebnis einer Kollinearität dieses Parameters mit anderen im Modell berücksichtigten Parametern und stellen bei der Effizienzmessung kein Problem dar. Die starke Betonung der Signifikanz eines Parameters und der Multikollinearität ist im Kontext der Effizienzmessung nicht angebracht. Denn Multikollinearität stellt in den Modellen aus statistischer Sicht kein Problem dar, wenn keine Hypothesentests für einzelne Variablen durchgeführt oder keine Voraussagen bezüglich einzelner Parameter aus dem Modell getroffen werden sollen. **Die Auswirkung einer hohen Multikollinearität ist, dass die Kostenwirkung der von Multikollinearität betroffenen Modellparameter nicht mehr präzise ausgedrückt werden kann.**

Dies hat zur Folge, dass die geschätzten Koeffizienten nicht allein, sondern nur in Kombination aller Koeffizienten der kollinearen Modellparameter interpretiert werden können. Dabei ist zu berücksichtigen, dass große Standardfehler hervorgerufen durch Multikollinearitäten nicht ausschließlich durch einen Wegfall von kollinearen Parametern vermieden werden können. Ebenso kann eine Hinzunahme eines fälschlicherweise fehlenden Parameters die Varianz der Störterme reduzieren, was wiederum kleinere Varianzen aller Koeffizienten zur Folge hat (vgl. Kennedy, 2008, S. 200).

Andererseits hat Multikollinearität keine verzerrende Wirkung auf die Höhe der Koeffizienten und betrifft einzig die Parameter, welche kollinear zueinander sind. Diese Erkenntnis bedeutet, dass Multikollinearität auch keinen Einfluss auf das Bestimmtheitsmaß R^2 (und davon abgeleitete Gütemaße) und ebenso wenig auf die Höhe der Residuen der Schätzung hat (vgl. Kennedy, 2008, Kapitel 12.2). Genau diese Residuen, das heißt konkret die Kosten, welche durch die Strukturvariablen im Modell nicht erklärt werden können, sind jedoch Grundlage der Ermittlung eines Effizienzterms im Rahmen der Effizienzmessung. Eine empirische Untersuchung, welche nicht auf die kausalen Effekte einzelner Modellparameter auf die abhängige Variable fokussiert, sondern auf eine Vorhersage der abhängigen Variablen (hier: die Kosten) durch alle Strukturvariablen im Modell insgesamt, wird demnach nicht durch das Vorliegen von partieller Multikollinearität beeinträchtigt (vgl. Kennedy, 2008, S. 196). **Eine Auswahl von Vergleichsparametern anhand der statistischen Signifikanz steht im direkten Widerspruch zu der**

⁴ BDEW/VKU/GEODE-Stellungnahme zur Vorstellung der Vergleichsparameter für den Effizienzvergleich der deutschen Elektrizitätsverteilernetzbetreiber für die 3. Regulierungsperiode am 25. Juli 2018; 16. August 2018.

verstärkt definierten Anforderung aus der ARegV, die die Berücksichtigung der Heterogenität der Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber weiter in den Vordergrund rückt. Parameter, die aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht im Modell berücksichtigt werden sollten, sind somit aufgrund möglicher Multikollinearität nicht vom Modell auszuschließen.

Obwohl nicht explizit auf Folie 64 aufgeführt, wird auf Folie 82 auch die Signifikanz der Ineffizienz als Beurteilungskriterium ausgewiesen. Dieses Kriterium ist ebenfalls kritisch zu beurteilen, wenn es darum geht, ein Effizienzmodell auszuwählen. Werden Modelle systematisch ausgeschlossen, bei welchen in der SFA die ermittelte Ineffizienz statistisch nicht mehr auf dem 10%-Niveau signifikant ist, führt dies zu einem systematischen „Selection bias“ hin zu Modellen mit relativ hoher Ineffizienz auch wenn diese Modelle sonst gleich geeignet wären. Signifikanz des Ineffizienzterms schließt somit Modelle mit geringerer Ineffizienz aus.

Vor dem Hintergrund des langen Zeitraums der Anreizregulierung ist zu erwarten; dass sich eine Signifikanz der Ineffizienz nicht ergibt, da die Netzbetreiber die Ineffizienzen bereits abgebaut haben.

Die Beurteilung der an der Konsultation vorgestellten Modellkandidaten ist zum jetzigen Zeitpunkt nicht möglich. Dies aus den folgenden Gründen:

- **Fehlende Kostendaten:** wie im Kapitel 2.2 zu den Daten bereits beschrieben, fehlen im veröffentlichten Datensatz noch Kostendaten zahlreicher Netzbetreiber, weshalb eine abschließende Bewertung der Modellkandidaten zum jetzigen Zeitpunkt nicht möglich ist. Aus diesem Grund sollten **nach Abschluss der aktuell laufenden Plausibilisierung die für den Effizienzvergleich verwendeten Daten veröffentlicht sowie das Methodengutenachten mit der Branche konsultiert werden.**
- **Keine fertige Modellauswahl:** Das Modell der RP3 wurde gemäß Folie 82 heuristisch weiterentwickelt. Es ist unklar, welche Überlegungen zu den verschiedenen Modifikationen geführt haben und auf welchen ingenieurwissenschaftlichen oder statistischen Kriterien diese Modelladaptionen vorgenommen wurden.
- **Falsche Berechnungen:** Wie eingangs erläutert, wurden seitens der BNetzA-Berater bei der Aufbereitung der Daten für die Effizienzberechnungen Fehler gemacht. **Damit basieren die Ergebnisse der Modellkandidaten auf einem fehlerhaften Datensatz und entsprechen nicht den finalen Ergebnissen.**

Forderungen zur grundsätzlichen Vorgehensweise zur Modellidentifikation:

- Einige der eingesetzten statistischen Gütemaße zur Identifikation von Modellen und dem Vergleich verschiedener Modelle sind ungeeignet und bevorzugen „kleine“ Modelle. Bei der finalen Modellwahl sind die ungeeigneten Kriterien wie Multikollinearität, negative Vorzeichen oder Ineffizienz in der SFA höchstens untergeordnet zu berücksichtigen.
- Aufgrund der noch nicht erfolgten finalen Modellverfeinerungen sowie der vorhandenen Datenfehler bei den Berechnungen, ist nach erfolgter neuer Kostentreiberanalyse das finale Modell erneut mit der Branche zu konsultieren.

4.2. Ingenieurwissenschaftliche Aspekte im Rahmen der Modellfindung

Im Rahmen der Konsultationsveranstaltung vom 21. September 2023 wurden 6 verschiedene Modellkandidaten für den Effizienzvergleich Strom der 4. Regulierungsperiode vorgestellt (s. Folie 87), welche im Folgenden aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht kritisch gewürdigt werden.

Bei Blick auf die unterschiedlichen Modellkandidaten ist aber zunächst anzumerken, dass 4 von 6 Modellkandidaten im Vergleich zum Effizienzvergleichsmodell der 3. Regulierungsperiode ein reduziertes Parameterset – nur 7 bzw. 8 Parameter im Vergleich zu 9 Parametern im Modell der 3.RP – aufweisen. Vor dem Hintergrund der **großen Heterogenität im vorliegenden Datensatz ist eine Reduzierung der Parameteranzahl aus Branchensicht nicht sachgerecht bzw. vertretbar und wird den gesetzlichen Vorgaben zur Abbildung der heterogenen Versorgungsaufgaben der Stromverteilernetzbetreiber nicht gerecht.**

4.2.1. Hinweise zum Modell „RP 3“

Im Modell „RP 3“ werden verschiedene disaggregierte Vergleichsparameter je Netz- und Spannungsebene berücksichtigt, sodass für jede einzelne Ebene von der Hoch- bis zur Niederspannung ein separater Vergleichsparameter zur Kostenerklärung zur Verfügung steht. Dies ist aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht aufgrund der erheblichen Kostenunterschiede zwischen den einzelnen Netzebenen (die Hochspannungsebene ist deutlich kostenintensiver als die nachgelagerten Ebenen und Mittelspannung ist kostenintensiver als die Niederspannung) zur Abbildung der unterschiedlichen Versorgungsaufgaben (Heterogenitäten) zu begrüßen

Hierzu gehört als technologischer Aspekt auch die Verwendung von Kabel- oder Freileitungen und als Kennzeichen für die Belegenheit der Netzinfrastruktur im städtischen oder ländlichen Raum, die mit unterschiedlichen Lastdichten einhergehen, die Verwendung der Messstellen und der Jahreshöchstlast der Entnahme. Zudem werden zur Abbildung der Energiewende nach Netzebenen aggregierte Parameter der installierten Erzeugungsanlagen verwendet, die gemäß den Konsultationsunterlagen vom 21.09.2023 mit den höchsten Kostenerklärungsgehalt aufweisen.

4.2.2. Hinweise zum „Modell RP3 update“

Gemäß § 34 Abs. 8 Satz 2 ARegV ist geregelt „Die volatilen Kosten nach § 11 Absatz 5 Satz 1 Nummer 2 werden erst dann und frühestens ab 2026 in den Effizienzvergleich nach § 12 einbezogen, wenn die BNetzA eine Festlegung nach § 32 Absatz 2 Satz 2 getroffen hat.“ **Die BNetzA allerdings reduziert die installierte dezentrale Erzeugungsleistung um die maximal zeitgleich abgeregelter Erzeugungsleistung.**

Einzelne Netzbetreiber weisen in dem Zusammenhang daraufhin, dass die maximal zeitgleich abgeregelter Erzeugungsleistung lediglich eine Extremsituation in einer Viertelstunde des Jahres 2021 darstellt, die überwiegend als exogen zu bewerten seien (insb. Wetterbedingungen, zeitlich nachlaufender Netzausbau aufgrund langwieriger Genehmigungsverfahren).

Wir weisen zusätzlich darauf hin, dass beim Redispatch Anlagen aufzurufen sind, die den größtmöglichen Einfluss haben, um den Engpass zu beseitigen. Engpässe in der HS-Ebene können daher auch zu Abregelungen in der MS-Ebene führen; in der aktuellen Ausgestaltung des Parameters würde insofern eine Korrektur der installierten Erzeugungsleistung MS statt der HS erfolgen, obwohl das MS-Netz ggf.

gar keine Engpässe aufweist. Diese Unschärfe bei der Netzebenen-Zuordnung wäre bei der konsultierten Ausgestaltung vorhanden.

4.2.3. Hinweise zum „Modell RP3 reduzierte Leistung“

Folgende Kritikpunkte hinsichtlich einer fehlenden und unzureichenden Berücksichtigung der Energiewende legen wir nachfolgend dar:

- Im Modell wird darauf verzichtet, den **Integrationsaufwand dezentraler Erzeugungsanlagen** explizit z. B. durch dezentrale Erzeugungsleistung abzubilden. Lediglich Parameter 96 (Höchste zeitgleiche Summe der viertelstündlichen vorzeichenunabhängigen Leistungswerte aller Stationen der Umspannebene HS/MS) wird an Stelle des Parameters 90 (Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen HS/MS) eingesetzt.
- Der Parameter Nr. 96 **bildet die Energiewende in den Netzebenen nicht adäquat ab**, da er nur die Belastung der Umspannebene betrachtet.
- VNB, die keine HS/MS betreiben, hätten in diesem Modell keinen Parameter, der ihren Aufwand zur Einbindung der dezentralen Erzeugungsanlagen abbildet
- Für VNB mit HS-Ebene wird in dem Modell ignoriert, dass auch in die HS-Ebene eingespeist wird; diese Einspeiseleistungen und die damit verbundenen Netzkosten aus der Integration der dezentralen Erzeugungsanlagen bleibt bei der aktuellen Ausgestaltung des Parameters unberücksichtigt
- Grundsätzlich sind Modelle ohne Disaggregation der installierten dezentralen Erzeugungsleistung, welche nicht die Netzkosten aus der Integration von dezentralen Erzeugungsebenen sachgerecht abbilden können, aus Sicht vieler Netzbetreiber vor dem Hintergrund der Herausforderungen der Energiewende nicht vertretbar.
- Ebenso wie die EEG-Einspeisung wird auch die weniger volatile dezentrale Einspeisung (Biomasse, sonstige Einspeiser, KWK-Einspeiser) unzureichend abgebildet.

4.2.4. Hinweise zum „Modell RP3 reduziert Netz“

Folgende Kritikpunkte am Parameter Gebietsstrukturelle Fläche (yArea.GSD)

- Sämtliche Leitungslängen für untere Spannungsebene fehlen im Modell bzw. sollen über den Parameter Fläche GSD (Netzausdehnung) approximiert werden
- Fläche kann Leitungskosten nur approximativ abbilden, da hohe Vermaschungsgrade nicht berücksichtigt werden
- Die Zuweisung einer Gemarkungsfläche aufgrund einer Leitung lässt keine Rückschlüsse auf die Versorgungsaufgabe (Verteilung/Transport) im konkreten Fall zu und verzerrt die Versorgung in Summe, insbesondere ist keine Aussage über die Netzlängen möglich, da nicht abgebildet ist, wie hoch der Netzanteil innerhalb der Gemarkung ist. Die Korrelation zwischen Fläche und Leitungslänge ist zwischen den VNB aufgrund unterschiedlicher Netzstrukturen stark abweichend.
- Mögliche Doppelberücksichtigung von Flächen, wenn zwei Netzbetreiber in einem AGS agieren
- Durch je Bundesland unterschiedlich große Gemeinden sind Parameter mit der Fläche der Netzausdehnung möglicherweise nicht vergleichbar.

4.2.5. Hinweise zu den TB-Modellen

In der **aktualisierten Veröffentlichung der Modellkandidaten vom 13. Oktober 2023** sind die **zwei Modellkandidaten „TB-Kompakt“ und „TB-Erneuerbare“** aus der Konsultationsunterlage vom 21. September 2023 **nicht mehr enthalten**. Den Ausführungen auf der neu veröffentlichten Folie zu den Modellkandidaten ist jedoch **nicht eindeutig** zu entnehmen, ob die beiden vorgenannten TB-Modellkandidaten gänzlich verworfen wurden, oder weiterverfolgt werden sollen. Ungeachtet dessen sind nachfolgend einige Kritikpunkte zu den beiden bisherigen TB-Modellkandidaten aufgeführt, die auch bei der Bewertung etwaiger neuer TB-Modelle berücksichtigt werden sollten:

- Grundsätzlich ist anzumerken, dass die ingenieurwissenschaftlichen Kritikpunkte zu den Modellkandidaten „RP3“, „RP3 - update“, „RP3 – reduzierte Leistung“ und „RP3 – reduziertes Netzes“ auch bei der ingenieurwissenschaftlichen Beurteilung etwaiger TB-Modelle Gültigkeit haben bzw. zu berücksichtigen sind.
- Im Rahmen der Parameterauswahl ist zu beachten, dass eine Aggregation der Leitungslänge in den Netzebenen MS und NS – wie im Modell „TB-kompakt“ erfolgt - aufgrund der unterschiedlichen Kostenwirkung nicht sachgerecht ist. Gleiches gilt für die Aggregation der Leitungslängen über alle Netzebenen hinweg – wie im Modell „TB – erneuerbare“ erfolgt – wodurch die unterschiedlichen Kosteneinflüsse der Netzebenen (Hochspannung ist teurer als die nachgelagerten Ebenen) nicht adäquat berücksichtigt werden können und damit wesentliche kostentreibende Einflüsse der Netzinfrastruktur nicht abgebildet werden.

In der aktualisierten Veröffentlichung der Modellkandidaten vom 13. Oktober 2023 wird darüber hinaus ein neuer Volldurchlauf der Technical Blocks-Methode nach Vorliegen des finalen Datensatzes und der Auswertung der Stellungnahmen zur Konsultation angekündigt.

Forderung:

- **Für den Fall, dass sich im Zuge des neuerlichen Volldurchlaufs neue (ingenieurwissenschaftlich und statistisch) relevante Modellkandidaten ergeben, sollten diese aus Branchensicht zur Sicherstellung eines ordnungsgemäßen und transparenten Konsultationsverfahrens zwingend konsultiert werden.**

4.3. Statistische Beurteilung der Modellkandidaten

Auf Folie 87 sind insgesamt sechs Modelle einander gegenübergestellt. Gemäß den Beratern der BNetzA handelt es sich dabei um die „bisher überzeugendsten“ Modelle. Wie in Kapitel 4.1 erläutert, können diese **Modelle zum jetzigen Zeitpunkt nicht final beurteilt werden**. So deutet bereits das Wort „bisher“ darauf hin, dass die Modellwahl noch nicht abgeschlossen ist. **Zudem führen die Aufbereitungsfehler dazu, dass auch die Ergebnisse der vorliegenden Modelle nicht korrekt sind.**

Um die grundsätzliche Eignung der Modellkandidaten hinsichtlich verschiedener Umsetzungsaspekte zu beurteilen, haben wir die Modelle mit den, um den bekannten Berechnungsfehler, korrigierten Da-

ten berechnet. Unser **Augenmerk bei der Beurteilung liegt dabei vor allem bei der Frage, wie die verschiedenen Modellkandidaten in Bezug auf die Identifikation von Netzbetreibern mit einer strukturell unterschiedlichen Versorgungsaufgabe umgehen**, wie sich die Effizienzgrenze verändert und inwieweit sie geeignet sind, die vorhandene Heterogenität im Datensatz abzubilden.

4.3.1. Identifikation von Ausreißern

Gemäß § 12 Abs. 5 (Anlage 3) ARegV, sind vor der Durchführung der Effizienzberechnungen nach SFA und DEA unterschiedliche Ausreißeranalysen anzuwenden. Bei der SFA setzen die BNetzA-Berater die Methode der Cook's Distance und bei der DEA die Methode der Dominanz- und Supereffizienzanalyse um. **Mit Blick auf diese beiden Methoden kann festgehalten werden, dass in der SFA alle Netzbetreiber ohne Konzessionsfläche von der Effizienzwertberechnung ausgeschlossen werden.**

Tabelle 2 Zusammenstellung der Cook's Distance-Werte | Kostenbasis NEV

	RP 3	RP3 update	RP3 reduziert Leistung	RP3 reduziert Netz	TB kompakt	TB Erneuerbare
CPM Netz	110,69	110,08	178,67	49,41	172,04	35,48
DB Energie	213,82	294,67	17.174,66	8,96	16.681,73	8.540,09
InfraServ Gendorf	1.821.652,22	1.820.730,76	732.860,40	1.324.798,07	759.390,16	190.164,27
VW KRAFTWERK	101.417,73	95.102,87	68.978,08	16.130,60	73.882,62	67.182,04
Vorarlber- ger Energie- netze	2.712,89	2.709,45	57.961,03	3,75	43.316,86	1.925,45

Die Tabelle enthält die Cook's-Distance-Werte der fünf Unternehmen ohne Konzessionsfläche pro Modell aus der Konsultationsveranstaltung (Folie 87), jeweils für die Kostenbasis NEV. Die Grenzwerte für alle sechs Modelle liegen jeweils zwischen 0,0223 und 0,0225. Alle Unternehmen mit einem Wert über diesem Grenzwert wurden bei der Berechnung der SFA ausgeschlossen, da Sie einen zu starken Einfluss auf die Regressionsgerade haben.

Quelle: Berechnungen BMT

Dieser Ausschluss auf Basis der regressionsbasierten Analyse verdeutlicht, dass es sich bei den Unternehmen ohne Konzessionsfläche um „strukturell unterschiedliche Netzbetreiber“ handelt. Zudem fallen diese Netzbetreiber ohne Konzessionsfläche auf, wenn eine Clusteranalyse durchgeführt wird. Die Netzbetreiber ohne Konzessionsfläche werden dem gleichen Cluster zugeteilt.

Wirft man einen Blick auf die **Ergebnisse der Ausreißeranalyse bei der DEA** wird dieses Bild aber stark relativiert. Wie aus der nachfolgenden Tabelle 3 ersichtlich wird, werden **viele dieser strukturell unterschiedlichen Unternehmen in der DEA in den vorgesehenen Modellkandidaten nicht als Ausreißer identifiziert** (Felder ohne Kreuz). Des Weiteren wird aus der Tabelle ersichtlich, dass bei den Modellkandidaten mit weniger Parametern auch weniger der nicht vergleichbaren Unternehmen als Ausreißer erkannt werden.

Tabelle 3 Ausreißer pro DEA-Modell und Kostenbasis

	RP3		RP3 Update		RP3 reduziert Leistung		RP3 reduziert Netz		TB Kompakt		TB Erneuer- bar	
Anzahl Parameter	9		9		7		8		7		9	
Kostenbasis	NEV	§14	NEV	§14	NEV	§14	NEV	§14	NEV	§14	NEV	§14
CPM Netz							x					
DB Energie	x	x	x	x			x	x	x			
InfraServ Gendorf												
VW KRAFTWERK	x	x	x	x			x	x			x	x
Vorarlberger Energienetze	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x

Ein „x“ bedeutet, dass dieses Unternehmen als DEA-Ausreißer identifiziert wurde. Die Vorarlberger Energienetze GmbH beispielsweise wurde in jedem DEA-Modell in beiden Kostenbasen als Ausreißer identifiziert, InfraServ Gendorf Netze GmbH dagegen in keinem.

Quelle: Berechnungen BMT

Forderung:

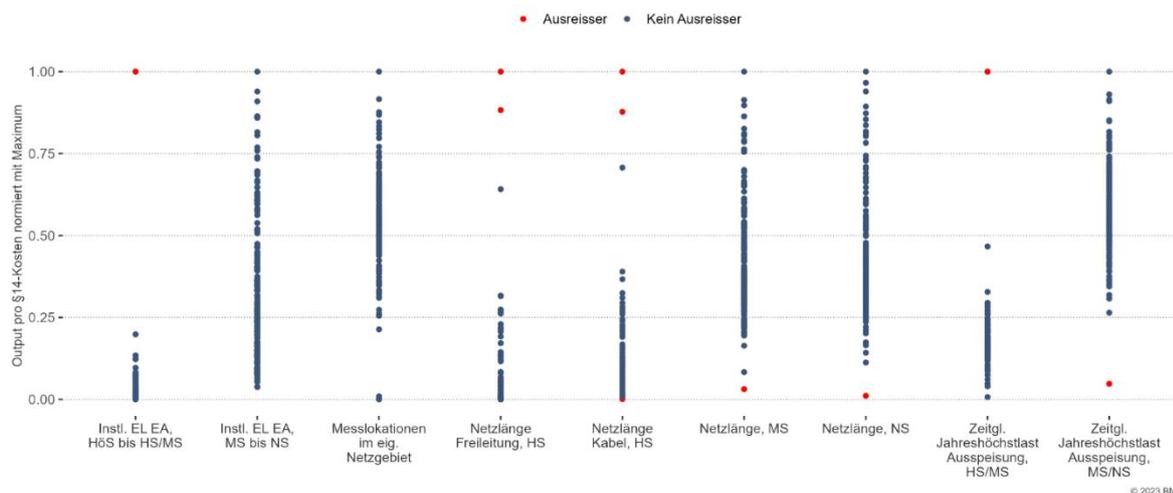
- Dies unterstreicht die bereits mehrmals erwähnte Notwendigkeit, dass in der DEA mehr Parameter notwendig sind, um Heterogenitäten abzubilden.

4.3.2. Problem von verdeckten Ausreißern („Masking“)

Bei einer Gruppe von strukturell nicht vergleichbaren Unternehmen ist, wie die dargestellten Ergebnisse zeigen, die **Supereffizienzanalyse in der DEA nicht in der Lage, alle relevanten Ausreißer zu identifizieren**. Dies wird auch durch Bogetoft et al. (2010) bestätigt. Gelingt es nicht, die ganze Gruppe von strukturell nicht vergleichbaren Unternehmen auszuschließen, besteht die Gefahr von verdeckten Ausreißern („Masking“). Dieses Problem ist bereits im Effizienzvergleich der dritten und vierten Regulierungsperiode bei den Gasverteilnetzbetreibern aufgetreten. **Liegt ein Maskingproblem vor, werden unrealistische Effizienzgrenzen gesetzt und die ermittelten Effizienzwerte sind verzerrt.**

Dass der vorliegende Datensatz in Kombination mit den gewählten Modellkandidaten zu einem Maskingproblem führt, kann am Beispiel des Modells der 3. RP auf Basis des Datensatzes der 4. RP gezeigt werden. Die nachfolgenden Abbildungen und Analysen gelten gleichermaßen für die übrigen von den BNetzA-Beratern vorgestellten Modellkandidaten.

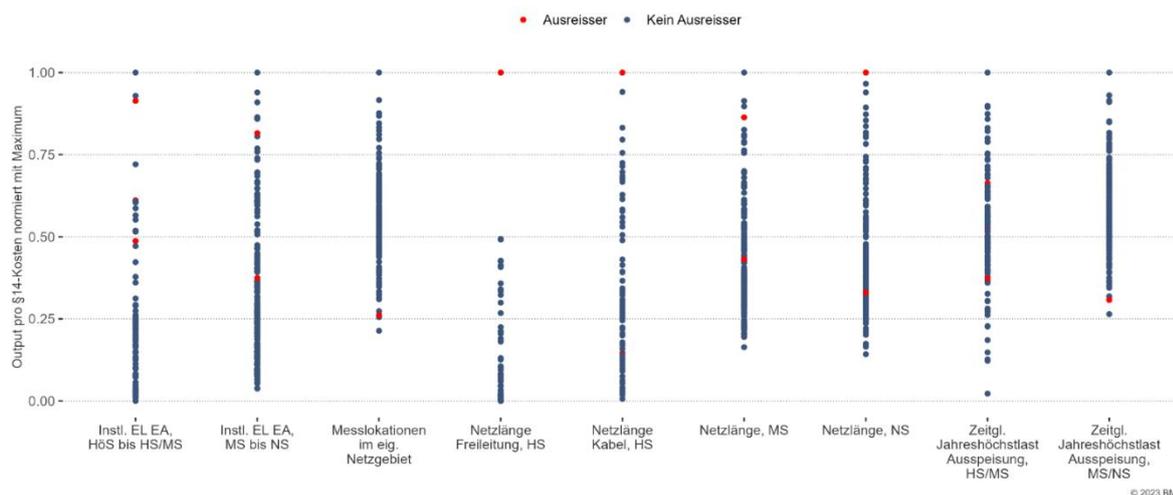
Abbildung 3 Output pro Kosten §14 für Modell 3. RP | Netz



In der Abbildung ist die Verteilung der Unternehmen pro Kennzahl (Output pro Kosten, normiert mit dem Maximum pro Kennzahl) dargestellt. Bei den rot hervorgehobenen Punkten handelt es sich um DEA-Ausreißer. Werden die Netzbetreiber ohne Konzessionsfläche nicht ausgeschlossen, ergibt sich auch nach der Ausreißeranalyse eine sehr heterogene Verteilung der Kostenkennzahlen mit maskierten Ausreißern.

Quelle: Berechnungen BMT

Abbildung 4 Output pro Kosten §14 für Modell 3. RP ohne VNB ohne Konzessionsfläche | Netz



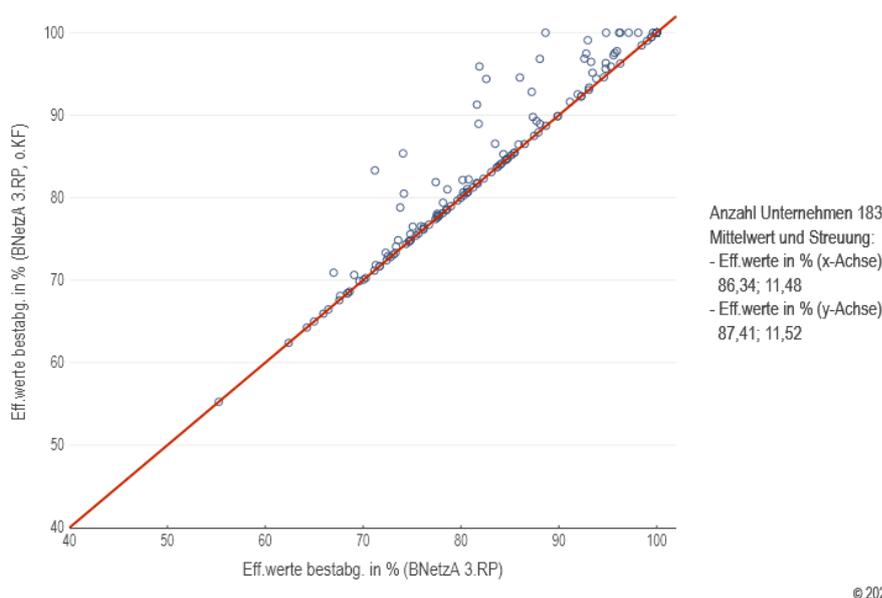
In der Abbildung ist die Verteilung der Unternehmen pro Kennzahl (Output pro Kosten, normiert mit dem Maximum pro Kennzahl) dargestellt. Bei den rot hervorgehobenen Punkten handelt es sich um DEA-Ausreißer. Werden die Netzbetreiber ohne Konzessionsfläche ausgeschlossen, ergibt sich im Vergleich zu Abbildung 3 eine deutlich homogenere Verteilung ohne maskierte Ausreißer.

Quelle: Berechnungen BMT

4.3.3. Einfluss von strukturell nicht vergleichbaren Unternehmen

Das Ergebnis von strukturell nicht vergleichbaren Unternehmen im Datensatz sind verzerrte Effizienzergebnisse. Dies kann anhand des RP3-Modells klar gezeigt werden. **Würden alle strukturell nicht vergleichbaren Unternehmen vor dem Effizienzvergleich ausgeschlossen, würde sich die Durchschnittseffizienz bei den bestabgerechneten DEA-Effizienzwerten um über einen Prozentpunkt erhöhen** (s. Abb. 3). Sehr viele Netzbetreiber, die im aktuellen Datensatz aufgrund des Maskingproblems benachteiligt werden, profitieren von einem bis zu 15-Prozentpunkte höheren DEA-Effizienzwert.

Abbildung 5 RP3 DEA | mit und ohne strukturell nicht vergleichbare VNB
Gegenüberstellung bestabgerechnete DEA Effizienzwerte



In der Abbildung werden die bestabgerechneten Effizienzwerte des BNetzA Modells 3.RP mit und ohne Netzbetreiber ohne Konzessionsfläche einander gegenübergestellt. Auf der y-Achse nach Ausschluss der Netzbetreiber ohne Konzessionsfläche, auf der x-Achse mit allen Netzbetreibern.

Quelle: BMT-Berechnungen

4.3.4. Existenz eines „gläsernen“ Deckels

Betrachtet man die Effizienzergebnisse des Modells der 3. RP in der SFA resultiert mit 177 Beobachtungen (ohne die Ausreißer mit einem prognostizierten SFA-Effizienzwert) die in der nachfolgenden Abbildung 4 dargestellte Werteverteilung.

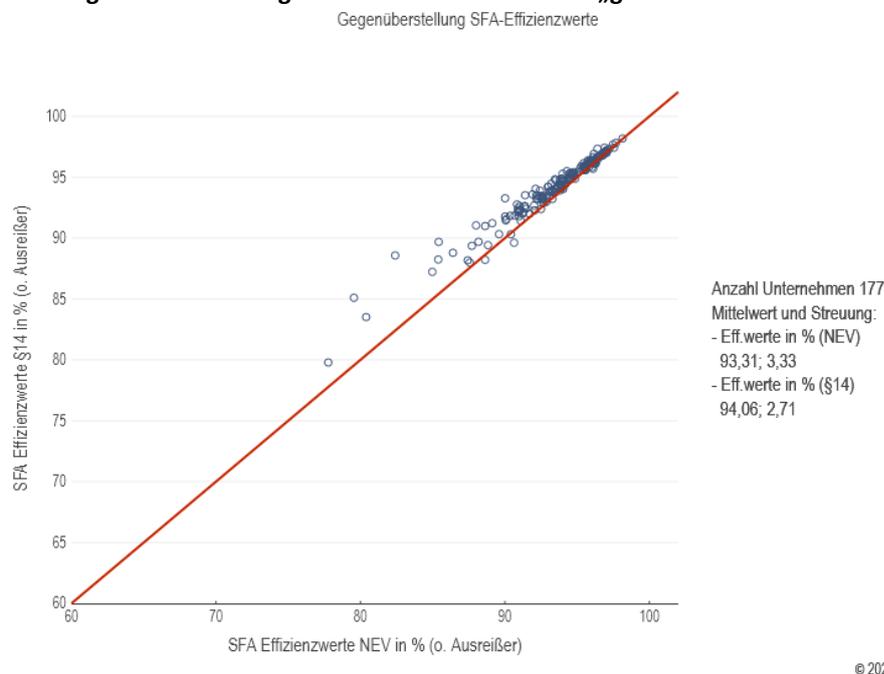
Analysiert man die höchsten SFA-Werte wird deutlich, dass Netzbetreiber, die nicht als Ausreißer im Datensatz sind, maximal einen Effizienzwert von 98,18% erreichen können.

Diese **Begrenzung ist methodenimmanent und widerspricht den Anforderungen an einen relativen Effizienzvergleich.** Gemäß Anlage 3 zu §12 der ARegV gilt: „Die Effizienzgrenze wird von den Netzbetreibern mit dem besten Verhältnis zwischen netzwirtschaftlicher Leistungserbringung und Aufwand gebildet. Für Netzbetreiber, die im Effizienzvergleich als effizient ausgewiesen werden, gilt ein Effizienzwert in Höhe von 100 Prozent, für alle anderen Netzbetreiber ein entsprechend niedrigerer Wert.“

Der Mangel, dass **bei der SFA methodenimmanent Netzbetreiber keine 100 % erreichen können**, auch wenn sie über keine Ineffizienz verfügen und dass generell niedrigere Ineffizienzen überschätzt werden, kann auch nicht mit dem Verweis auf die Bestabrechnung wettgemacht werden. Die Bestabrechnung zielt darauf, den Besten aus den vier relativen Effizienzvergleichen als Vorgabe für die Netzbetreiber zu verwenden. Die Bestabrechnung soll methodisch bedingte Unterschiede bei der Effizienzwertermittlung zwischen den Methoden ausgleichen. Sie ist nicht dazu gedacht und auch nicht geeignet, methodenimmanente Schwächen innerhalb einer Methode zu heilen. Dies wird auch in §12 Abs. 3 ARegV deutlich: „*Weichen die im Effizienzvergleich mit den nach Anlage 3 zugelassenen Methoden ermittelten Effizienzwerte eines Netzbetreibers voneinander ab, so ist der höhere Effizienzwert zu verwenden.*“

Im Gegensatz zur Bestimmung der „absoluten“ Effizienz geht es in einem **relativen Effizienzvergleich** darum, aus dem Vergleich der berücksichtigten Netzbetreiber die Unternehmen zu identifizieren, welche für die anderen Netzbetreiber den Benchmark setzen. **Um das Problem mit der Überschätzung von niedrigen Ineffizienzen auf pragmatische Weise in den Griff zu bekommen, können bspw. die ermittelten SFA-Effizienzwerte von den Nicht-Ausreißern im Nachgang der Berechnung auf 100% hochskaliert werden.** Dabei erhalten der oder die Netzbetreiber mit dem höchsten berechneten SFA-Effizienzwert (ohne Ausreißer) einen hochskalierten SFA-Effizienzwert von 100%. Die übrigen SFA-Effizienzwerte werden entsprechend ebenfalls hochskaliert.

Abbildung 6 Verteilung der SFA-Effizienzwerte mit „gläsernem“ Deckel



In der Abbildung werden die SFA-Effizienzwerte des BNetzA Modells 3.RP nach Kostenbasis NEV und § 14 einander gegenübergestellt, jeweils ohne die Ausreißer. Die Abbildung verdeutlicht die Existenz des „gläsernen Deckels“.

Quelle: BMT-Berechnungen

Forderungen:

- Es ist sicherzustellen, dass Unternehmen mit einer abweichenden Versorgungsstruktur die finalen Effizienzwerte nicht verzerren.
- Es ist den methodischen Anforderungen an einen relativen Effizienzvergleich nachzukommen, indem das beste Unternehmen 100 % Effizienz haben muss.
- Es ist zum Beispiel über eine Hochskalierung, sicherzustellen, dass auch in der SFA die effizientesten Netzbetreiber, die nicht als Ausreißer identifiziert werden, einen Effizienzwert von 100 % erhalten können.

5. Quellen

Bogetoft P. und L. Otto, 2010, Benchmarking with DEA, SFA, And R, International Series in Operations Research & Management Science, Springer.

Kennedy, Peter, 2011, A Guide to Econometrics. 6. ed., [Nachdr.]. Malden, Mass.: Blackwell.

Ansprechpartner:

BDEW

Katja Hintz

Telefon: +49 30 300199-1663

katja.hintz@bdew.de

VKU

Jeffrey Ludwig

Telefon: +49 157 85129206

j.ludwig@vku.de

GEODE

Petra Walter

Telefon: +49 30 6112840-70

info@geode.de