

MDN Main-Donau Netzgesellschaft mbH · 90338 Nürnberg

Bundesnetzagentur  
Referat 602 Anreizregulierung und  
Vergleichsverfahren  
Postfach 8001

53105 Bonn



Nürnberg, 15. August 2018

- vorab per E-Mail an: 602.Anreizregulierung@BNetzA.de
- vorab per Fax: 0228 / 14 88 72

**Konsultation zur Auswahl der Vergleichsparameter für den Effizienzvergleich der  
Elektrizitätsverteilternetzbetreiber: Stellungnahme**

**Betriebsnummer: 10001915**

Sehr geehrte Damen und Herren,

in der Konsultationsveranstaltung vom 25.07.2018 hat die BNetzA die betroffenen Wirtschaftskreise und Verbraucher zu den Methoden des Effizienzvergleichs sowie zur Auswahl der Vergleichsparameter angehört. An dieser Veranstaltung haben wir als MDN Main-Donau Netzgesellschaft mbH (MDN) teilgenommen und möchten die im Anschluss gewährte Möglichkeit zur Stellungnahme nutzen.

Aus Sicht der MDN können nicht alle wesentlichen strukturellen Besonderheiten der Versorgungsaufgabe, die durch die Heterogenität der Netze gegeben sind, über die aktuellen Vergleichsparameter berücksichtigt werden. Die vorgestellten Modelle benachteiligen Netzbetreiber mit hohen Anteilen an dezentraler Versorgung bei gleichzeitig starker regionaler Ausprägung des Verbrauchs, im Vergleich zu städtischen Netzstrukturen oder Netzbetreibern mit relativ geringem Anteil an dezentraler Erzeugung. Gemäß §13 ARegV sollen allerdings „durch die Auswahl der Vergleichsparameter [...] die strukturelle Vergleichbarkeit möglichst weitgehend gewährleistet sein und die Heterogenität der Aufgaben der Netzbetreiber möglichst weitgehend abgebildet werden“. Diesem wird aus Sicht der MDN nicht Rechnung getragen, was wir mit nachfolgenden Ausführungen näher erläutern möchten.



Seite 2, Bundesnetzagentur, 53105 Bonn

Die Stellungnahme bezieht sich ausschließlich auf die Ausführungen von Swiss Economics SE AG im Rahmen der Konsultationsanhörung am 25.07.2018 in Bonn mit dem Titel „Effizienzvergleich der Verteilnetzbetreiber Strom RP3 (EVS3)“.

## **1. Methodische Rahmenbedingungen und statistische Kriterien**

Die Effizienz der Netzbetreiber wird auf Basis eines Modells ermittelt, bei dem aus der Vielzahl von Parametern und Merkmalen der komplexen Realität zur Erfassung der Zusammenhänge einzelne Parameter ausgewählt werden. Dabei ist es insbesondere problematisch, wesentliche Parameter außer Acht zu lassen oder Parameter aufzunehmen, deren unterstellte Beziehungen nicht der Realität entsprechen.

Grundsätzlich sollte ein Modell in der Lage sein, die vorliegenden Daten bis auf Resteinflüsse zu reproduzieren. Darüber hinaus sollte es inhaltlich interpretierbar und verallgemeinerungsfähig sein.

Als wesentliche statistische Kriterien der Modellwahl werden von Swiss Economics/Sumicsid die Signifikanz der Parameter, keine Multikollinearität zwischen den Parametern sowie das Bayesian information criterion (BIC) angesetzt.

### **1.1 Signifikanz der Parameter**

Einzelne Parameter nur aufgrund ihrer Signifikanz auszuwählen, halten wir in der vorliegenden Konstellation für nicht zielführend. Statistisch gesehen können auch insignifikante Variablen im Modell belassen werden, wenn sachliche Argumente (ingenieurwissenschaftlicher Ansatz) für deren Verbleib im Modell sprechen.

Darüber hinaus ist zu bedenken, dass bei statistischen Tests auch stets ein Fehler 2. Art existiert, bei dem eine falsche Nullhypothese zu Unrecht angenommen wird. Parameter, die keine sachliche Relevanz haben, werden in das Modell aufgenommen. Das Signifikanz-Kriterium für die Parameterauswahl kann somit zu nicht sachgerechten Modellen führen. Wenn die Parameter/Regressoren vorliegen, ist es unserer Auffassung nach zweckmäßig, nur noch die Signifikanz der gesamten Regressionsgleichung des Modells mittels des sogenannten totalen F-Test zu testen und nicht mehr die einzelnen Parameter.

Vor allem vor dem Hintergrund der Heterogenität erscheint das Kriterium der Signifikanz für die Parameterauswahl jedoch problematisch. Es ist davon auszugehen, dass Parameter, die nur für bestimmte Netzbetreibergruppen (z.B. mit Einspeisung durch dezentrale Erzeugungsanlagen) relevant sind, in den statistischen Tests rein rechnerisch als insignifikant eingestuft werden und folglich nicht in das Modell gelangen, obgleich sie für die Modellbildung bzw. Abbildung der Heterogenität der Aufgaben von Bedeutung wären.

Seite 3, Bundesnetzagentur, 53105 Bonn

### 1.2 Keine Multikollinearität

Vollständig unkorrelierte Parameter bzw. Regressoren in einem Modell wird es in Praxis nicht geben. Entscheidend ist nicht das Vorhandensein, sondern das Ausmaß der Multikollinearität in der Stichprobe. Erst wenn die Regressoren untereinander hoch korreliert sind, können die Schätzfehler der Koeffizienten sehr groß werden und unter Umständen sachlich nicht mehr sinnvoll erscheinen, also etwa ein falsches Vorzeichen aufweisen. Bei der Modellwahl sollte das verfolgte Ziel „keine Multikollinearität“ unseres Erachtens nicht überbewertet werden. Ein gewisses Maß an Multikollinearität sollte in Kauf genommen werden, wenn mit dem Modell bzw. den Parametern die Heterogenität der Netzbetreiber berücksichtigt wird.

### 1.3 Bayesian information criterion (BIC)

Wie auf Folie 71 dargestellt soll das BIC bei ca. 6 Parametern optimal sein. Im Vergleich zum bisherigen Modell der 2. Regulierungsperiode mit 11 Parametern würde sich die Parameterzahl somit fast halbieren.

Hier stellt sich für uns die grundsätzliche Frage, wie mit wenigen Parametern die strukturellen Unterschiede und Aufgaben der Verteilernetzbetreiber überhaupt abgebildet werden können. Wenn man bedenkt, dass sich im Bundesgebiet z.B. die Einspeisung durch dezentrale Erzeugungsanlagen unterschiedlich entwickelt und die Heterogenität der Aufgaben der Netzbetreiber zunimmt, spricht dies für ein größeres Modell mit mehr Parametern als in der 2. Regulierungsperiode, nicht jedoch für kleinere Modelle.

Als Hauptkriterium für die Auswahl eines Modells (Regressionsfunktion) unter mehreren möglichen halten wir anstelle des BIC daher das korrigierte multiple Bestimmtheitsmaß, in dem auch die Parameteranzahl berücksichtigt wird, für sinnvoll.

**Insgesamt sind unserer Auffassung nach die methodischen Rahmenbedingungen und statistischen Kriterien so zu setzen, dass Modelle resultieren, die geeignet sind, die Heterogenität der Aufgaben der Netzbetreiber abzubilden.**

## 2. Kernforderung – Berücksichtigung der Heterogenität von Netzbetreibern, Einspeisung durch dezentrale Erzeugungsanlagen

Durch die BNetzA wurden im Konsultationsverfahren vom 25.07.2018 Vergleichsparameter zur Erstellung des Effizienzvergleichs deutscher Verteilernetzbetreiber Strom in der dritten Regulierungsperiode vorgestellt. Im Vergleich zur zweiten Regulierungsperiode wurde versucht, dem größeren Einfluss der dezentralen Erzeugung Rechnung zu tragen, in dem wei-

Seite 4, Bundesnetzagentur, 53105 Bonn

tere „Parameter für die effiziente Einbindung von dezentralen Erzeugungsanlagen“ (s. Folie 3) entwickelt wurden.

Gerade im Hinblick auf die Einspeisung durch dezentrale Erzeugungsanlagen (DZA) stellen wir in unserem regionalen Netzgebiet jedoch fest, dass die tatsächlich physikalisch transportierten Mengen über die vorgeschlagenen Vergleichsparameter nicht korrekt dargestellt werden können und somit auch die rechnerisch ermittelten zeitgleichen wie auch zeitungleichen Jahresleistungswerte nicht die tatsächlichen Verhältnisse wiedergeben.

Effizienzmodelle, die diese ungeeigneten Vergleichsparameter aufgreifen, benachteiligen somit Netzbetreiber mit heterogener Netzstruktur und Verstoßen demnach gegen §13 Abs. 3 Satz 2 und 3 ARegV. Netzbetreiber mit dieser speziellen Netzstruktur ist es unter Einhaltung von §1 EnWG nicht möglich unter wirtschaftlichen Bedingungen die Netzstruktur zu ändern. Von einer Entscheidungsmöglichkeit des Netzbetreibers kann deshalb nicht ausgegangen werden.

**Wir fordern eine Berücksichtigung der nachfolgend detailliert beschriebenen Effekte und eine entsprechende Anpassung des Datenmodells zur Bewertung der Effizienz. Eine Benachteiligung von EEG getriebenen Netzbetreibern mit stark ausgeprägter heterogener Netzstruktur muss im Rahmen des Effizienzvergleichs vermieden werden, da gem. §13 ARegV eine strukturelle Vergleichbarkeit durch Auswahl der Parameter gegeben sein muss.**

## **2.1 Unsachgemäße Berücksichtigung der Heterogenität von Stromnetzen und Entstehung nicht erfasster transportierter Mengen**

Die Heterogenität der Netzbetreiberaufgaben sehen wir nicht nur in der Anzahl der zu betreuenden Netzebenen. Wir beobachten zudem eine starke Heterogenität in Bezug auf die Leistungsflüsse innerhalb der gegebenen Netzstrukturen.

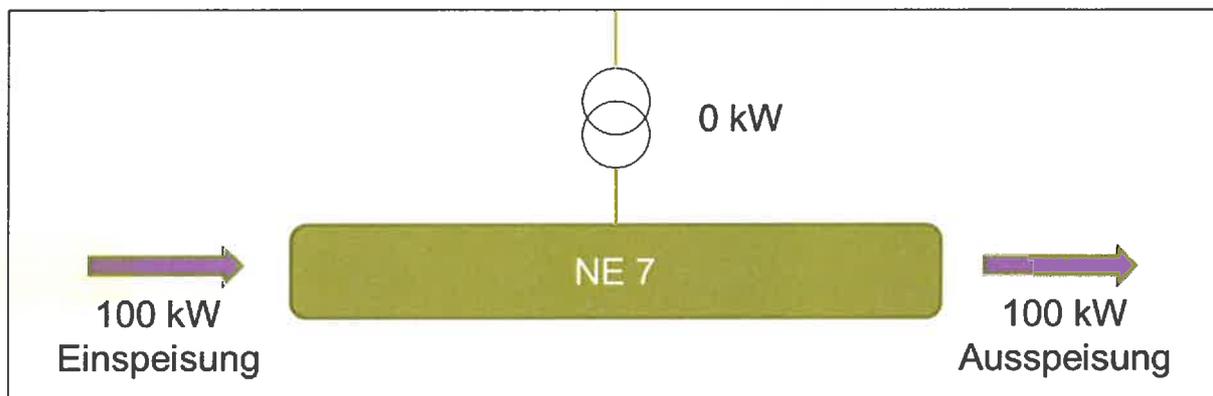
In den Betrachtungen der BNetzA wird von einem Standardfall ausgegangen, in dem zu einem Zeitpunkt in einem galvanisch zusammenhängenden Netz Leistung bezogen oder zurückgespeist wird. Eine Heterogenität entsteht hingegen, wenn Einspeisung und Ausspeisung zeitgleich auftreten und strukturell bedingt nicht in direkten räumlichen Zusammenhang zu bringen sind. Es werden dann aus physikalisch-technischer Sicht Strom(ausgleichs)mengen über höhere Netzebenen transportiert, die über die aktuellen Vergleichsparameter und die von der BNetzA/Swiss economics vorgestellten Modelle nicht abgebildet werden können.

Im Netz mit klassischer Versorgungsstruktur ohne nennenswerte Einspeisung aus DZA treten Leistungsflüsse nur in einer Richtung auf. Diese können ohne Einschränkung erfasst und dargestellt werden. Der Stromfluss und die damit entstehenden zeitgleichen Jahreshöchst-

Seite 5, Bundesnetzagentur, 53105 Bonn

lasten lassen sich für einen Effizienzvergleich mit den entsprechenden Kosten dieser Netzebene in direkten Zusammenhang bringen.

Ähnlich verhält es sich auch in Netzen mit städtischer oder regional begrenzter Ausprägung, bei einem mäßigen Anteil von Strom aus DZA. Der erzeugte Strom wird in dieser Konstellation zeitgleich direkt über das gleiche, galvanisch verbundene Netz entnommen (siehe *Abbildung 1*). Im Sinne des Effizienzvergleichs können alle Kosten der entsprechenden Netzebene, in unserem Beispiel der Niederspannung, über die entsprechenden Vergleichsparameter dieser Netzebene in direkten Zusammenhang gebracht werden. Alle Kosten einer Netzebene können mittels zeitgleicher Jahreshöchstlast dieser Netzebene ins Verhältnis gebracht werden, wie durch das Modell RP2 oder TD2 beschrieben.



*Abbildung 1 Wirkung zeitgleicher Ein- und Ausspeisung im galvanisch verbundenen Netz*

Anders verhält es sich bei Regionalversorgern mit größeren zusammenhängenden Flächennetzen: Was auf den ersten Blick wie ein zusammenhängendes Netzgebiet aussieht, entpuppt sich bei genauer Betrachtung als eine Vielzahl an einzelnen Strahlennetzen, die nur über übergeordnete Netzebenen miteinander galvanisch verbunden sind. Einspeisungen aus DZA werden nicht zwingend im gleichen, galvanisch verbundenen Teilnetz ausgespeist, sondern fließen häufig über höhere Netzebenen in andere regionale Teilnetze. In *Abbildung 2* dargestelltem Beispiel fließen Ströme von der Niederspannung über die Mittelspannung. Dieser Effekt kann auch bei größeren Einspeisemengen von der Niederspannung über die Mittelspannung in die Hochspannung beobachtet werden. Über die Hochspannungsebene erfolgt dann der Stromtransport zu großen Abnehmern, wie z.B. Industrie oder Städte.

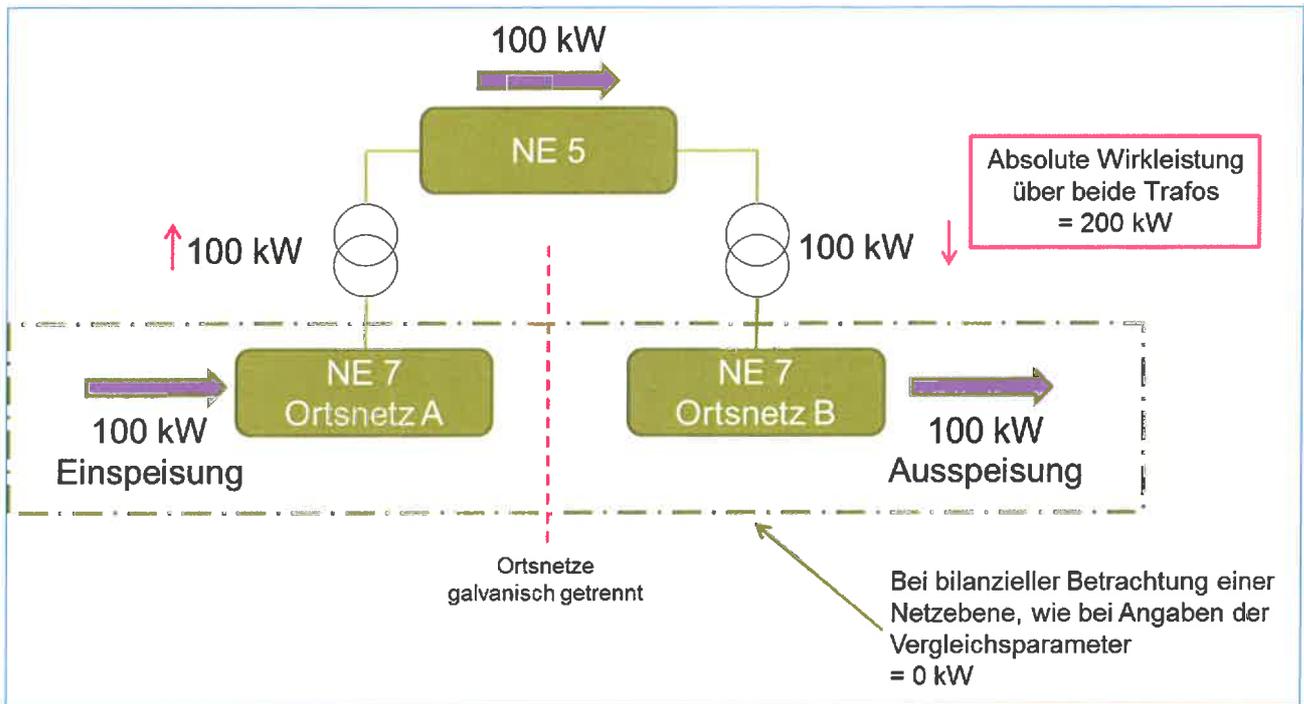


Abbildung 2 Wirkung zeitgleiche Ein- und Ausspeisung in galvanisch nicht verbundenen Netzen

Die in *Abbildung 2* gezeigte Einspeiseleistung von 100 kW wirkt von der Niederspannung über die Umspannung MS/NS in die Mittelspannung. In der Mittelspannung erfolgt der Transport in ein anderes regionales Teilnetz der Niederspannung, wo eine zeitgleiche Ausspeiseleistung von 100 kW zu verzeichnen ist. In beiden Beispielen (homogenes Netz und heterogenes Netz) ergibt sich bei der bilanziellen Betrachtung der zeitgleichen Jahreshöchstleistung innerhalb des Niederspannungsnetzes das gleiche Bild. Nicht erfasst werden jedoch die in *Abbildung 2* dargestellten Ausgleichsströme zwischen den beiden Teilnetzen, die die vorgelagerten Netzebenen zusätzlich belasten. Es wird eine Bilanz über eine Netzebene erstellt, die physikalisch nicht vorhanden ist. Bei der Beurteilung von heterogenen Netzstrukturen können durch diese Betrachtungsweise die zusätzlichen Belastungen und die daraus resultierenden Mehrkosten in den höheren Netz- und Umspannebenen nicht adäquat berücksichtigt werden. Eine Benachteiligung von Netzbetreibern mit heterogener Netzstruktur ist somit gegeben.

Sowohl bei der aggregierten, wie auch der disaggregierten Angabe aller Einspeisungen und Ausspeisungen einer Netzebene im Rahmen der Vergleichsparameter wird die zugrundeliegende Netzstruktur nicht berücksichtigt, das heißt die vorgestellten Effizienzmodelle können nicht unterscheiden, wie sich die Netzstrukturen der betrachteten Netzbetreiber zusammensetzen. Über die vorgestellten Modelle können zwar die Kosten der entsprechenden Netzebene mit den disaggregierten Einspeise- Ausspeise- und Leistungswerten in Zusammen-

Seite 7, Bundesnetzagentur, 53105 Bonn

hang gebracht werden, Netzbetreiber die zur Erfüllung der Versorgungsaufgabe andere Netzebenen innerhalb ihres Netzgebietes nutzen müssen, werden auf diese Weise jedoch benachteiligt. Den Netzbetreibern tatsächlich entstehende Kosten werden nicht mit den Strukturdaten höherer Netzebenen in Zusammenhang gebracht.

Um den Sachverhalt bezogen auf die tatsächlich im Netz entstehenden Lasten darzustellen, haben wir in *Abbildung 3* [REDACTED] die Berechnung der zeitgleichen Leistung in unserem Netzgebiet exemplarisch dargestellt. Zu sehen ist dabei das städtische Netz (blau) als Beispiel für ein absatzorientiertes Netz und das regionale Netz (rot), das stellvertretend für ein Netz mit hohem Anteil an DZA steht. Beide Netze dienen als Beispiel für eine Vielzahl von kleinen Ortsnetzen in unserem Netzgebiet, deren Lastverhalten sich ähnlich darstellen. Bei der Berechnung der zeitgleichen Jahreshöchstlast (grün) durch das Standardvorgehen zeigt sich, dass die Leistungen aus DZA leistungsmindernd wirken und bei einer absoluten Betrachtung der Wirkleistungen (violett) deutlich höher anzusetzen wären. Die absolute Betrachtung ist unserer Sicht notwendig, da beide Teilnetze nicht galvanisch in gleicher Netzebene verbunden sind.

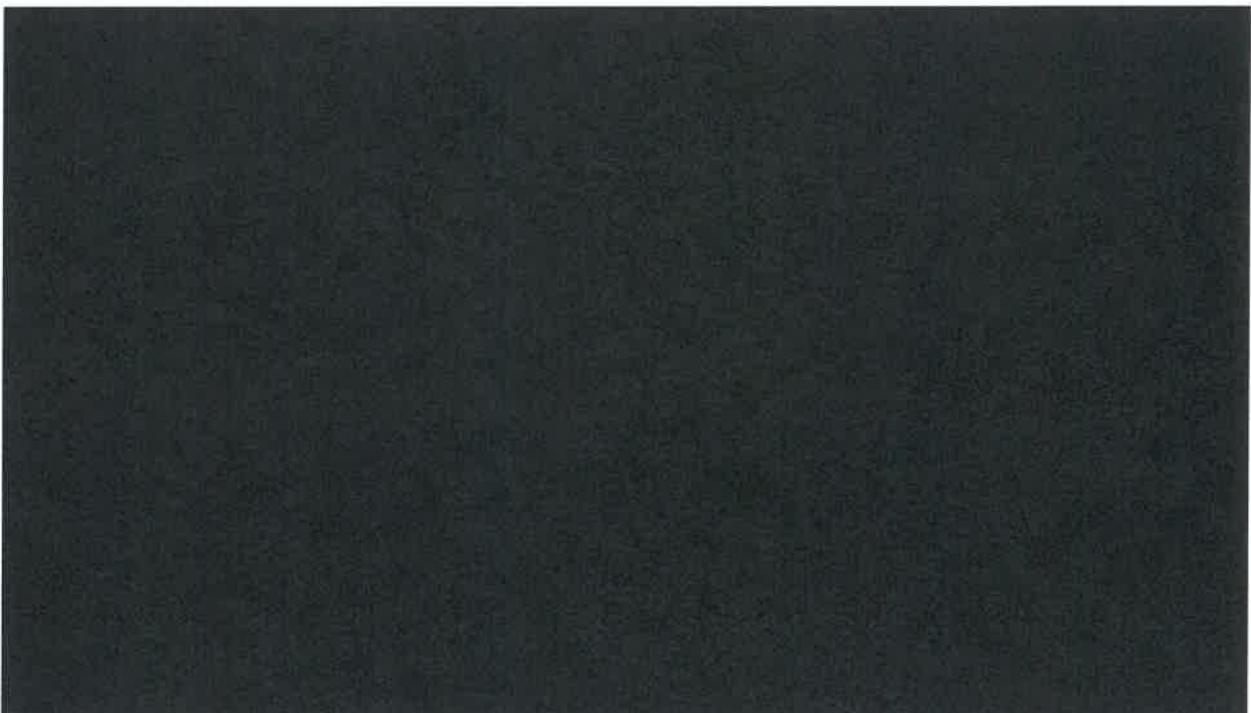


Abbildung 3: [REDACTED]

Deutlich zu sehen ist, dass die von der BNetzA abgefragten Vergleichsparameter der zeitgleichen Leistung niedriger sind, wie sie sich bei einer absoluten Betrachtung der Leistungen darstellen würden. Die tatsächliche Belastung auf das Stromnetz und die daraus entstehenden Kosten werden bei heterogenen Netzstrukturen nur durch die absolute Betrachtung der Leistungen abgebildet.

Seite 8, Bundesnetzagentur, 53105 Bonn

Ein Fokus nur auf die zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen, wie in Modell RP2 mit  $y_{\text{Peakload.corr.hs\_ms}}$  und  $y_{\text{Peakload.corr.ms\_ns}}$  beschrieben, benachteiligt heterogene Netzbetreiber. Es werden zum einen die Einspeisungen nicht berücksichtigt und zudem der zuvor beschriebene Effekt außer Acht gelassen.

Über den in *Abbildung 3* dargestellten Sachverhalt werden die tatsächlich im Netz zu bewältigenden Lasten berücksichtigt, auf die das Netz ausgelegt ist, und die die Kosten eines Netzbetreibers verursachen. Das Problem der Übertragung von Strommengen über höhere Netzebenen ist durch diese Berechnungsweise jedoch nicht darzustellen.

**Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass bereits innerhalb einer Netzebene zeitgleiche Leistungen aufgehoben werden und bei galvanisch nicht verbundenen Netzen zu einem reduzierten Leistungsansatz führen. Leistungsflüsse über höhere Netzebenen und daraus entstehende Kosten der höheren Netz- und Umspannebenen können nicht in direkten Zusammenhang gebracht werden. Netzbetreiber mit diesen Netzkonstellationen werden im Effizienzvergleich benachteiligt.**

Der im Modell „BU1+“ genannte Wert „Summe Ausspeisung gesamt“ ( $y_{\text{Energy.delivered.sum}}$ ) ist ebenfalls bei dieser Netzkonstellation nicht geeignet, alle auftretenden Ausspeisungen darzustellen und benachteiligt Netzbetreiber mit heterogenen Netzen.

Zum einen ist die „Summe Ausspeisung gesamt“ nur die Summe aller Netzebenen, Einspeisungen über die Umspannebenen werden gemäß Definition der KTA-Parameter komplett außer Acht gelassen. Zum anderen fließen durch die vorherige Bilanzierung der Ein- und Ausspeisewerte nur Strom Überschüsse in andere Netzebenen. Die wie in *Abbildung 2* auftretenden Mengen, die innerhalb eines Netzgebietes über höhere Netzebenen von einer Region zur nächsten transportiert werden müssen, werden durch die zeitgleiche Betrachtung, wie auch die Leistung, über diesen Vergleichsparameter nicht berücksichtigt.

**Dieser Vergleichsparameter „Summe Ausspeisung gesamt“ benachteiligt Netzbetreiber mit heterogener Netzstruktur und ist für einen Effizienzvergleich nicht geeignet.**

## 2.2 Lösungsansatz

Tatsächlich kann nur eine Kombination aus disaggregierten Einspeise- und Ausspeisemengen sowie –Leistungen pro Netz- und Umspannebene als auch der absoluten, zeitungleichen Wirkleistung gemessen an den Transformatoren der HS/MS und MS/NS die tatsächlichen Stromflüsse innerhalb eines heterogenen Netzes, wie auch eines homogenen Netzes darstellen und somit Aufwände die damit verbundenen tatsächlichen Kosten aufzeigen.

Seite 9, Bundesnetzagentur, 53105 Bonn

### **3. Kernforderung - Berücksichtigung der Heterogenität von Netzbetreibern, Disaggregation von Leitungslängen**

Bei den ausgearbeiteten Modellen (s. Folie 95) werden die Stromkreislängen Kabel und Freileitungen entweder nur über die Spannungsebenen aggregiert betrachtet (Modelle BU1+ und TD2+) oder aber nur die Höchst- und Hochspannungsebene (Modell RP2+).

Die verlegten Kabel und Freileitungen stellen für Netzbetreiber wichtige, kostentreibende Größen dar. Hierbei werden die Kosten jedoch nicht nur durch die jeweilige Verlegungsart, Kabel oder Freileitung, determiniert, sondern auch durch die jeweilige Spannungsebene.

Da Kabel und Freileitungen je Spannungsebene unterschiedliche hohe Kapital- und Betriebskosten verursachen, sind zur Abbildung der spezifischen Netzstrukturen und Versorgungsaufgaben der Netzbetreiber die Leitungslängen – analog zum Benchmarking Modell der 2. Regulierungsperiode – in disaggregierter Form aufzunehmen.

Im Modell der 3. Regulierungsperiode sind die bisherigen Parameter „Stromkreislänge – HS Kabel“, „Stromkreislänge – MS Kabel“, „Stromkreislänge – HS Freileitungen“, „Stromkreislänge – MS Freileitungen“ und „Stromkreislänge – NS“ beizubehalten. Nur so kann sichergestellt werden, dass gemäß § 13 Abs. 3 ARegV die strukturelle Vergleichbarkeit weitgehend gewährleistet wird und die Heterogenität der Aufgaben der Netzbetreiber adäquat abgebildet wird.

Für Rückfragen stehen wir Ihnen gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüße

**MDN Main-Donau Netzgesellschaft mbH**

