

Effizienzvorgaben und strukturelle Unterschiede

Stephan Vaterlaus und Karolin Leukert

Gaswirtschaft, Anreizregulierung, Benchmarking, effizienter Netzbetrieb

Obwohl es im Rahmen einer Anreizregulierung nicht zwingend ein Benchmarking benötigt, ist es international üblich, die Preis- oder Erlösvorgaben auch in Abhängigkeit der individuellen Effizienz zu bestimmen. Hierzu existiert eine Vielzahl an möglichen Methoden, die jedoch alle ihre spezifischen Vor- und Nachteile aufweisen. Zur Bestimmung der Effizienz von Gasnetzbetreibern mittels Benchmarking-Methoden kommt erschwerend hinzu, dass die Gasversorgung spezifischen Besonderheiten ausgesetzt ist, die über Modelle nur bedingt abbildbar sind. Wie Analysen im Rahmen des Projektes Benchmarking Transparenz 2008 gezeigt haben, ist es aufgrund der großen strukturellen Unterschiede zwischen den deutschen Gasnetzbetreibern sowie identifizierten individuellen und systematischen Datenfehlern schwierig, ein Modell zu finden, welches allen Besonderheiten gerecht werden kann. Aus diesem Grund ist es neben der Bestabrechnung als Sicherungsmaßnahme auch wichtig, dass identifizierte systematische Verzerrungen der Effizienzwerte aufgrund struktureller Besonderheiten bei der Bestimmung des Effizienzwertes korrigiert werden.

In an incentive regulation there is not necessarily a need for Benchmarking. Although in an international context, regulation authorities usually define the price- or revenue cap depending on individual efficiency. To calculate the individual efficiency, one can use different methods. All of these have their own advantages and disadvantages. To compare gas networks, there are different challenges to find a suitable model. During the project "Transparenz Benchmarking 2008", we identified problems to find a Benchmarking model, which takes into account the different structural characteristics of the German gas network companies. The reasons therefore were the big differences in the supply areas and individual and systematic data problems. Because of that, it is very important, that on the one hand the individual efficiency is the best result of four different methods and on the other hand there is a mechanism to correct the efficiency value due to structural specifics.

1. Effizienzvorgaben im Rahmen einer Anreizregulierung

Mit der Bestimmung der Erlösvorgaben für die deutschen Strom- und Gasnetzbetreiber geht die Umsetzung der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) in Deutschland Anfang 2009 in die entscheidende Phase. Jedem Netzbetreiber wird basierend auf den Kosten des Jahres 2006 eine Erlösobergrenze für die nächsten Jahre vorgegeben. Die Erlösobergrenze wird ermittelt, indem basierend auf den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten verschiedene Anpassungen vorgenommen werden. So wird zum einen die Kostenbasis an die allgemeine Preisentwicklung angepasst und auch Mengenveränderungen werden berücksichtigt. Zum anderen sollen Produktivitätssteigerungen an die Konsumenten weitergegeben werden. Wie *Bild 1* verdeutlicht, lassen sich die Produktivitätsfortschritte in zwei Elemente aufteilen: In einen allgemeinen Produktivitätsfortschritt (X_a oder auch „frontier shift“ genannt) und eine individuelle Effizienz-

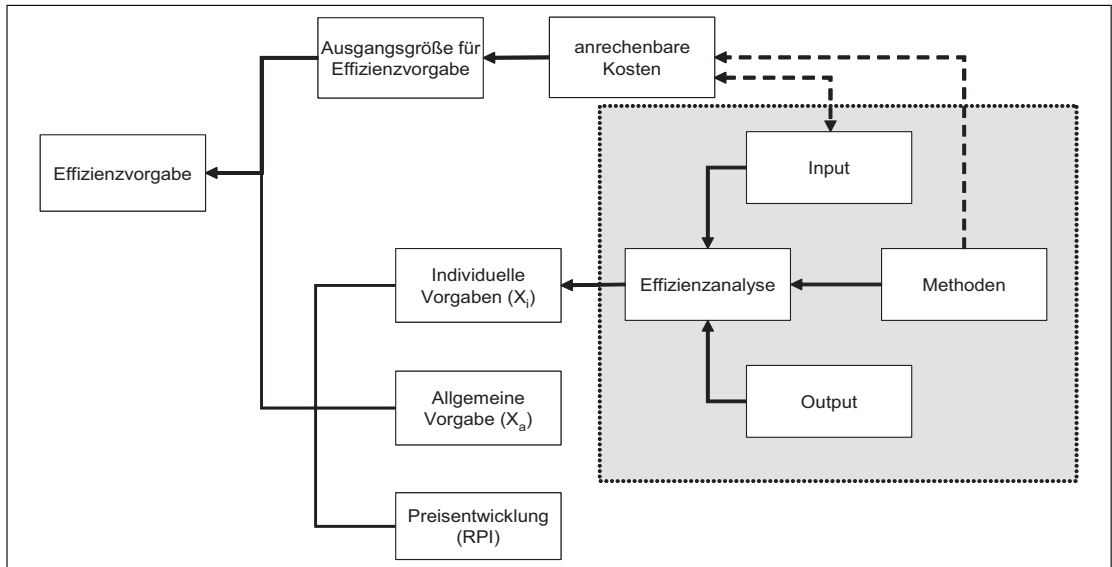
steigerung (X_i oder auch „catch up effect“ genannt). Zur Bestimmung der individuellen Effizienzsteigerung werden in der Regel Benchmarking-Methoden eingesetzt.

Obwohl häufig die Einführung einer Anreizregulierung mit der Durchführung von Benchmarking-Rechnungen verbunden ist, bedingt eine Anreizregulierung nicht zwingend solche Effizienzanalysen. Zentral in einer Anreizregulierung ist vielmehr, dass eine Entkoppelung des vorgegebenen Erlöspfades von der Entwicklung der unternehmensindividuellen Kosten erfolgt. Dadurch werden den Unternehmen Anreize zur Effizienzsteigerung gesetzt, da damit verbundene Kostensenkungen zu einer Erhöhung der Rendite führen. In einer Anreizregulierung ohne Benchmarking erhalten alle Unternehmen die gleichen Vorgaben bezüglich der Veränderung ihres Erlöses. In einer derart ausgestalteten Anreizregulierung werden jedoch Unternehmen belohnt, welche in der Vergangenheit im Branchenvergleich über einen ineffizienten Netzbetrieb verfügten. Diesen Unternehmen fällt es im Vergleich zu einem bereits effizienten Unternehmen einfacher, Kosten zu senken und somit die Gewinne und Renditen zu erhöhen. Effizienzvergleiche helfen nun dem Regulator, diesen Unternehmen eine strengere Vorgabe zu machen, um zu verhindern, dass sie „zu einfach“ hohe Renditen erreichen.

Dr. Stephan Vaterlaus, Geschäftsführer, und Dr. Karolin Leukert, Projektleiterin, Polynomics AG, Baslerstrasse 44, CH-4600 Olten.

Vortrag anlässlich der gasfachlichen Aussprachetagung (gat), 11.–12. November 2008 in Dortmund.

Bild 1.
Effizienzvorgabe und Anreizregulierung.



2. Möglichkeiten der Effizienzbestimmung

Um die Effizienz des Netzbetreibers zu ermitteln, können grundsätzlich verschiedene Methoden angewandt werden. Wie Bild 2 zeigt, lassen sich zwei vollkommen unterschiedliche Ansätze zur Bestimmung der Unternehmenseffizienz identifizieren.

2.1 Ingenieurmodelle

Zum einen kann die Effizienz eines Netzbetreibers basierend auf Ingenieurmodellen an einem speziell für die Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers entwickelten hypothetischen Vergleichsrespektive Referenznetz berechnet werden. Bei diesen Benchmarking-Ansätzen wird versucht, mit den Berechnungen möglichst nah an die absolute Effizienz des Netzbetreibers zu kommen. Problematisch dabei ist, dass die Strom- und Gasverteilnetze über Jahrzehnte gewachsen sind. Wird dieser „Pfadabhängigkeit“ nicht Rechnung getra-

gen, resultieren Effizienzvorgaben, welche für die Unternehmen nicht erreichbar sind. Werden dagegen entsprechende Korrekturen in den Ingenieurmodellen vorgenommen, orientieren sich die Modelle immer stärker an der tatsächlichen Netzstruktur und sind so nicht mehr geeignet, etwaige Ineffizienzen im Netzbetrieb zu identifizieren.

Überdies kommt erschwerend hinzu, dass bei diesen Vergleichs- und Referenznetzen die Kosten in der Regel so berechnet werden, dass die als effizient definierte Netzstruktur mittels Standardkostenansätzen bewertet werden. Auch hier ist es schwierig, den individuellen Besonderheiten des Unternehmens Rechnung zu tragen.

2.2 Unternehmensvergleiche

Aufgrund der geschilderten Probleme kommen in Sektoren mit einer Vielzahl an Netzbetreibern hauptsächlich Benchmarking-Methoden zum Einsatz, welche die relative Effizienz der Unternehmen anhand von Unternehmensvergleichen

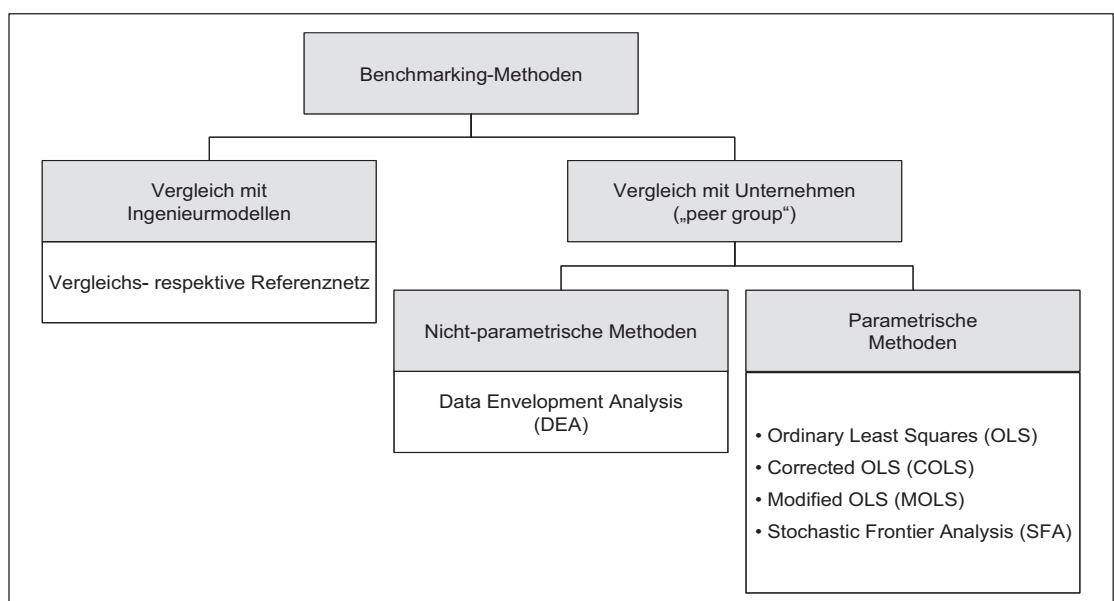


Bild 2. Methode der Effizienzmessung.

bestimmen. Auch hier lassen sich zwei Arten der Effizienzmessung unterscheiden. Wie *Bild 2* zeigt, werden die Ansätze in sogenannte nicht-parametrische und parametrische Ansätze unterteilt. Beiden Ansätzen ist gemein, dass versucht wird, die Kosten des Netzbetriebs eines Unternehmens mit entsprechenden Kostentreibern respektive Strukturparametern zu erklären. Jene Unternehmen, welche ihre Versorgungsaufgabe (abgebildet durch die relevanten Kostentreiber respektive Strukturparameter) am kostengünstigsten erledigen, werden entsprechend als effizient bezeichnet. Für die anderen wird der Abstand zu diesen Unternehmen berechnet. Dieser Abstand wird als Ineffizienz bezeichnet und im Rahmen der Festlegung der Erlösobergrenze als zusätzlicher Abschlag berücksichtigt.

Die beiden Ansätze verfolgen die gleiche Zielrichtung, unterscheiden sich aber in der Art der Effizienzberechnung. Bei den nicht-parametrischen Methoden wird in der Regel bewusst kein Zusammenhang zwischen den Kosten eines Unternehmens und den berücksichtigten Kostentreibern respektive Strukturparametern gemacht. Die wichtigste Methode bei den nicht-parametrischen Ansätzen ist die DEA (Data Envelopment Analyse), welche auch von der Bundesnetzagentur (BNetzA) gemäß ARegV angewandt werden muss.

Die parametrischen Methoden dagegen unterstellen einen funktionalen Zusammenhang zwischen den in den Modellen berücksichtigten Kostentreibern respektive Strukturparametern und den Kosten. Somit muss vor den Berechnungen bestimmt werden, ob beispielsweise die Verlegung eines Meters Netzlänge zu einer proportionalen Kostenzunahme führt oder nicht. Aufgrund der Tatsache, dass bei den parametrischen Methoden die Zusammenhänge über spezielle Regressionsmethoden geschätzt werden, kann überdies auch noch je nach Methode ein bestimmtes Ausmaß an Zufälligkeit bei der Bestimmung des Effizienzwertes berücksichtigt werden.

Bei den parametrischen Methoden lassen sich verschiedene Ansätze unterscheiden. Die sogenannten OLS-Methoden (Ordinary Least Squares, oder Kleinstquadrat-Methode) unterscheidet sich von den anderen in *Bild 2* genannten Ansätzen dadurch, dass es sich nicht um eine sogenannte Frontier-Methode handelt. Mit anderen Worten wird nicht das effizienteste Unternehmen bestimmt, sondern die Durchschnittseffizienz wird als Effizienzgrenze gesetzt. Bei den anderen Ansätzen liegt der Unterschied in der Bestimmung der Effizienzgrenze. Die Einsatzmöglichkeit hängt dabei nicht zuletzt von der Zahl der Unternehmen ab. Auch bei den parametrischen Methoden hat die BNetzA Vorgaben aus der ARegV zu berücksichtigen, indem die SFA als Methode fest vorgeschrieben wird.

2.3 Beurteilung der Methoden

Sowohl die DEA als auch die SFA haben spezifische Vor- und Nachteile. Die Vorteile der DEA liegen darin, dass die Methode im Regulierungsumfeld international verbreitet ist, womit bereits verschiedene Erfahrungswerte vorliegen. Zudem können bereits für relativ kleine Stichproben DEA-Effizienzwerte berechnet werden. Schließlich stellt die Methode

durch die Art der Effizienzberechnung sicher, dass grundsätzlich nur strukturell vergleichbare Unternehmen miteinander verglichen werden. Nachteilig wirkt sich bei der DEA aus, dass zur Beurteilung der Robustheit der Ergebnisse wenige statistisch gesicherte Kriterien vorliegen und dass nur sehr eingeschränkte Zusammenhänge zwischen den Kostentreibern respektive Strukturparametern und den Kosten abgebildet werden können. Überdies ist es bei der DEA nicht möglich, den Abstand eines Unternehmens zur Effizienzgrenze in die eigentliche Ineffizienz und sonstige Zufälligkeiten (z.B. Datenfehler, falsche Kostenfunktion, etc.) aufzuteilen. Schließlich reagieren die Ergebnisse der DEA sehr sensitiv auf Datenfehler.

Bei der SFA liegen die Vorteile gerade in der Berücksichtigung einer sehr flexiblen Kostenfunktion und der Möglichkeit, besser mit Datenunsicherheiten umzugehen (Trennung des Störterms in Ineffizienz und Zufälligkeit). Des Weiteren können im Gegensatz zur DEA verschiedene statistische Kriterien zur Beurteilung der Qualität der Ergebnisse angewandt werden. Nachteilig wirkt sich bei der SFA zum einen aus, dass für deren Umsetzung eine Mindestzahl an Unternehmen benötigt wird, damit die ermittelten Zusammenhänge auch bezüglich der statistischen Signifikanz zu bewerten sind. Zum anderen stellt die Formulierung einer angemessenen funktionalen Form bei sehr heterogenen Netzbetreibern eine Herausforderung dar. Schließlich sind für die Umsetzung der SFA Annahmen über die Verteilung der Ineffizienz notwendig. Im Hinblick auf die berechneten Effizienzwerte ist zudem zu erwähnen, dass bei Vorliegen von Datenfehlern die effizientesten Unternehmen tendenziell benachteiligt werden, sofern die Methode überhaupt in der Lage ist, Effizienzwerte für die Unternehmen zu berechnen.

3. Herausforderungen beim Gasbenchmarking

Bei einem Gasbenchmarking sind verschiedene Themen zu berücksichtigen, die im Gegensatz zu einem Strombenchmarking besondere Herausforderungen für die Durchführung bedeuten.

3.1 Kein klar definierter Versorgungsauftrag

Die Versorgung mit Erdgas ist in Deutschland nicht flächendeckend. Da keine explizite Versorgungsaufgabe besteht, wird Erdgas nur dort angeboten, wo ein Verteilnetz wirtschaftlich betrieben werden kann. Die Versorgungsdichte unterscheidet sich folglich regional und bringt die Unterschiede in der zeitlichen und flächenmäßigen Erschließung in den einzelnen Bundesländern und Regionen zum Ausdruck. Das Versorgungspotenzial muss deshalb bei einem Unternehmensvergleich angemessen berücksichtigt werden.

3.2 Substitutionswettbewerb und Mengenentwicklung

Gasnetzbetreiber stehen im Wärmemarkt im Wettbewerb mit anderen Energieträgern. Vor allem das Heizen mit Öl

sowie Fernwärme ist je nach Region weit verbreitet. Zudem gewinnen in den letzten Jahren auch erneuerbare Energiequellen wie z.B. Biogas an Bedeutung. Des Weiteren ist zu erwarten, dass aufgrund der gesteigerten Energieeffizienz anders als im Strom mit Nachfragerückgängen zu rechnen ist. Um diese zu kompensieren, müssen Neuerschließungen realisiert werden, die jedoch nur dann durchgeführt werden, wenn eine ausreichende Rendite zu erwirtschaften ist. Der Absatz von Gasnetzbetreibern ist zudem temperaturabhängig, was es bei der Verwendung von energetischen Parametern im Benchmarking-Modell zu berücksichtigen gilt.

3.3 Investitionen und Marktphasen

Beim Gasverteilnetz handelt es sich typischerweise um ein gewachsenes Netz, so dass die Altersstruktur der Netze heterogen ist und vor allem auch regionale Unterschiede aufweisen kann. Diese unterschiedlichen Investitionstätigkeiten und Investitionszyklen sind in einem Unternehmensvergleich adäquat zu berücksichtigen. Als Risiko bei Investitionen in die Neuerschließung eines Gebietes erweist sich das Missverhältnis zwischen den langen Nutzungsdauern von Gasleitungen (40–50 Jahre) zur verhältnismäßig kurzen Nutzungsdauer der Heizungen beim Kunden (10–15 Jahre). Diese Tatsache birgt ein Investitionsrisiko für den Netzbetreiber, da sich die Kunden für einen anderen Energieträger entscheiden können, bevor die Gasnetze abgeschrieben sind.

4. Ergebnisse des Projektes Benchmarking Transparenz 2008

Im Hinblick auf die Umsetzung der ARegV hat die BNetzA verschiedene Benchmarking-Berechnungen für die Gasnetzbetreiber durchgeführt. Bezüglich der Methoden und gewisser zu berücksichtigenden Strukturparameter war die BNetzA dabei an die Vorgaben der ARegV gebunden. Trotzdem besteht bezüglich der Ausgestaltung und Berechnung der Effizienzwerte in vielerlei Hinsicht Handlungsspielraum. Weil die BNetzA die notwendige Transparenz für eine Nachvollziehbarkeit der erhaltenen Effizienzwerte nicht sichergestellt hat, haben die Verbände Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU), europäischer Verband der unabhängigen Strom- und Gasverteilerunternehmen (GEODE) beschlossen, ein gemeinsames Projekt (Benchmarking Transparenz 2008, BMT 2008) zu lancieren. Mit dem Projekt soll zum einen eine Beurteilung der BNetzA-Modelle bezüglich Vollständigkeit und Robustheit der Ergebnisse erfolgen und zum anderen den Unternehmen eine Hilfestellung bei der Interpretation und Einordnung der Benchmarking-Ergebnisse der BNetzA

Tabelle 1. Ausgewählte Größenunterschiede der deutschen Gasverteilnetzbetreiber.

Indikator	Faktor zwischen dem größten und dem kleinsten Unternehmen	Mittelwert	Median
Kosten gemäß GasNEV	155	26 737 TEUR	15 618 TEUR
Netzlängen gesamt	276	1917 km	838 km
Ausspeisepunkte	139	50 647	39 780

Tabelle 2. Ausgewählte Strukturunterschiede der deutschen Gasverteilnetzbetreiber.

Indikator	Faktor zwischen den entsprechenden Ausprägungen	Mittelwert	Median
Anschlussgrad	4	60%	62%
Ausspeisepunkte pro versorgte Fläche	136	381	349
Ausgespeiste Jahresarbeit pro Ausspeisepunkt in mn ³ , gesamt	15	7764	6597
Anteil Netzlänge ND an Gesamtnetzlänge in Prozent	765	51	56
Messstellen pro Ausspeisepunkt	5	155	136

ermöglicht werden. Schließlich sollen die Berechnungen auch unternehmensindividuelle Besonderheiten aufzeigen, welche zur Unterstützung der Argumentation bei der Anhörung zu den Bescheiden verwendet werden können. Im Folgenden werden ausgewählte Ergebnisse der Berechnungen im Hinblick auf die Frage der Berücksichtigung struktureller Unterschiede bei den Gasverteilnetzbetreibern diskutiert. Die Basis bilden dabei die Daten von 132 Gasnetzbetreibern, welche auch von der BNetzA in ihrem Effizienzvergleich berücksichtigt wurden.

4.1 Größen- und Strukturunterschiede in Deutschland

Die im Benchmarking berücksichtigten Unternehmen zeichnen sich durch eine sehr große Heterogenität aus. Die Gasverteilnetzbetreiber unterscheiden sich dabei sowohl bezüglich der Größe als auch hinsichtlich ihrer strukturellen Besonderheiten. In *Tabelle 1* sind für ausgewählte Kennzahlen die Größenunterschiede zwischen den im Projekt BMT 2008 berücksichtigten Unternehmen abgetragen. Die Tabelle zeigt zum einen, um wie viel Mal das größte Unternehmen sich vom kleinsten in Bezug auf einzelne Variablen unterscheidet und wie sich der Mittelwert (arithmetischer Durchschnitt) sowie der Median (50% der Unternehmen liegen oberhalb und 50% der Unternehmen unterhalb dieses Wertes) präsentieren. Je weiter diese beiden letztgenannten Größen auseinander liegen, desto ungleicher sind die Unternehmen bezüglich ihrer Größenunterschiede verteilt. Dies gilt beispielsweise für die in *Tabelle 1* ausgewiesenen Indikatoren Netzlänge, Ausspeisepunkte und die Kostenbasis für das Benchmarking.

Die Unternehmen unterscheiden sich jedoch nicht nur bezüglich ihrer Größe. Bei Betrachtung verschiedener Strukturkennzahlen können teilweise ausgeprägte strukturelle Besonderheiten aufgedeckt werden (vgl. *Tabelle 2*). Insbesondere hinsichtlich der Versorgungsdichte lassen sich Unterschiede ausmachen. Betrachtet man die Ausspeisepunkte

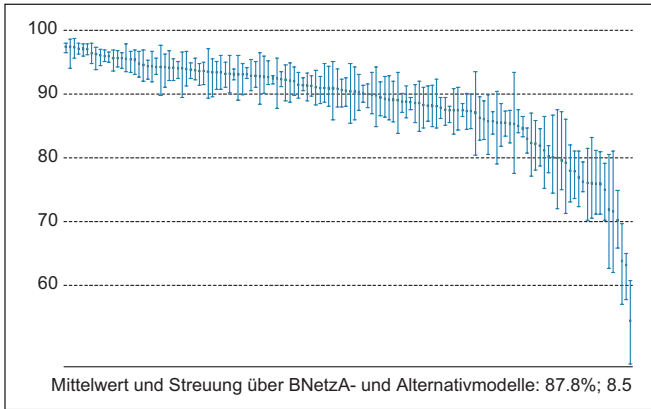


Bild 3. Betroffenheit der Unternehmen von der Modellwahl (SFA).

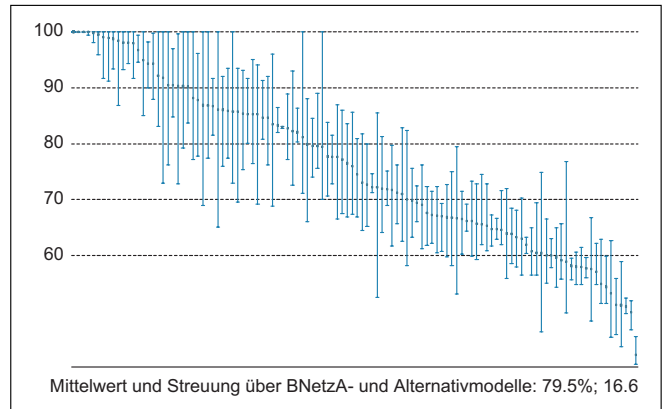


Bild 4. Betroffenheit der Unternehmen von der Modellwahl (DEA).

pro versorgte Fläche als Indikator für die Versorgungsdichte, so beträgt der Unterschied zwischen dem Unternehmen mit dem geringsten und dem höchsten Verhältnis das 136-fache. Auch beim Anteil der Leitungslänge des Niederdrucks an der Gesamtleitungslänge sind erhebliche Unterschiede zu erkennen. Dies erfordert eine entsprechend flexible Definition der Variable Leitungslänge im Benchmarking-Modell.

Schließlich sind auch Unterschiede bezüglich des Anschlussgrades auszumachen, wo der Faktor 4 zwischen dem Netzbetreiber mit dem niedrigsten und dem Netzbetreiber mit dem höchsten Anschlussgrad resultiert. Diese Größe fließt im Gasmodell zur Berechnung der potenziellen Ausspeisepunkte und der potenziellen Jahreshöchstlast ein.

4.2 Datenprobleme

Eine weitere Herausforderung für ein Benchmarking stellt die für die Berechnung notwendige Datenqualität dar. So hat das Projekt BMT 2008 gezeigt, dass neben individuellen Datenfehlern, indem beispielsweise Flächen- oder Bevölkerungsdaten nicht richtig eingetragen wurden, auch systematische Fehler in den Daten zu finden sind, die von der BNetzA für die Berechnung verwendet wurden. Zu nennen sind in diesem Zusammenhang beispielsweise die Angaben zu den Netzlängen nach Druckstufen, wo sich gewisse Unternehmen offensichtlich am Auslegungs- und andere am Betriebsdruck orientiert haben.

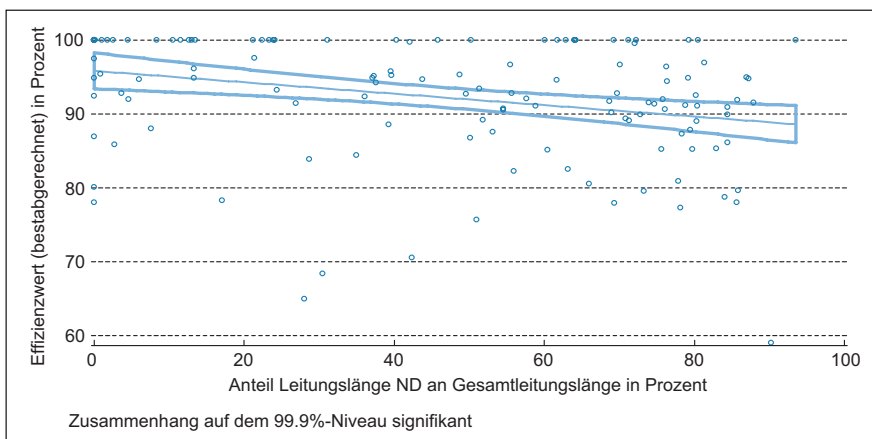


Bild 5. Anteil Leitungslänge ND an Gesamtleitungslänge.

Aufgrund all dieser Herausforderungen wird die Bestimmung eines für alle Netzbetreiber optimalen Modells erschwert. Insbesondere erweist es sich als schwierig, eine funktionale Form zu unterstellen, welche die Besonderheiten der Netzbetreiber adäquat berücksichtigt. Im Rahmen des Projekts BMT 2008 wurden verschiedenen Modellspezifikationen getestet und miteinander verglichen. So wurden insbesondere Variationen in der Leitungslänge vorgenommen.

Die Bilder 3 und 4 zeigen auf, wie stark die Effizienzwerte zwischen den Modellen für einzelne Unternehmen schwanken. In der DEA (Bild 4) ist die Streuung noch ausgeprägter als in der SFA. Auffällig ist bei der SFA (Bild 3), dass die Unternehmen mit eher hohen Effizienzwerten weniger sensitiv auf die Modellspezifikation reagieren als die Netzbetreiber am unteren Ende der Effizienzwertverteilung.

4.3 Effizienzverteilung und strukturelle Unterschiede

Die teilweise ausgeprägten Veränderungen der Effizienzwerte in Abhängigkeit der Modelldefinition zeigt bereits, wie schwierig es ist, ein Modell zu finden, welches für alle Gasnetzbetreiber ihre effektive strukturelle Situation abbildet. Um eine systematische Benachteiligung von Unternehmen mit spezifischen strukturellen Eigenschaften zu vermeiden, ist es deshalb notwendig, nach der Modelldefinition die ermittelten Effizienzwerte in Bezug auf strukturelle Verzerrungseffekte hin zu untersuchen. In Bild 5 und Bild 6 finden sich solche Analysen. Abgetragen sind dabei Effizienzwerte, welche mit Modellen berechnet wurden, die mit denjenigen vergleichbar sind, die auch die BNetzA angewandt hat.

Die Analysen in den beiden Bildern zeigen, dass ein statistisch signifikanter Zusammenhang zwischen den Effizienzwerten und dem Anteil der ND-Leitungen an den Gesamtleitungen respektive der Zahl an Messstellen pro Ausspeisepunkt besteht. Mit anderen Worten erhalten aufgrund der vorgenommenen Modellspezifikation Netz-

betreiber die anteilmäßig wenige ND-Leitungen besitzen oder die über relativ wenige Messstellen pro Ausspeisepunkt verfügen, systematisch einen tieferen Effizienzwert. Die Benchmarking-Berechnungen sind somit aufgrund struktureller Besonderheiten verzerrt und folglich – wie in der ARegV vorgesehen – zu korrigieren (§ 15 ARegV).

5. Schlussfolgerungen

Die Bestimmung der relativen Effizienz von Gasnetzbetreibern ist sehr schwierig. Insbesondere die gasspezifischen Besonderheiten wie kein klar definierter Versorgungsauftrag, der vorhandene Substitutionswettbewerb und die damit verbundene Mengenentwicklung sowie die strukturellen Unterschiede zwischen den Gasnetzbetreibern stellen hohe Anforderungen an die Benchmarking-Modelle. Wie die Analysen im Rahmen des Verbändeprojektes Benchmarking Transparenz 2008 gezeigt haben, unterscheiden sich die deutschen Gasnetztreiber sowohl hinsichtlich der Größe als auch bezüglich struktureller Charakteristika. Dazu kommt, dass die für das Benchmarking an die BNetzA gelieferten Daten sowohl individuelle als auch systematische Fehler enthalten. Die Schwierigkeit, im Bench-

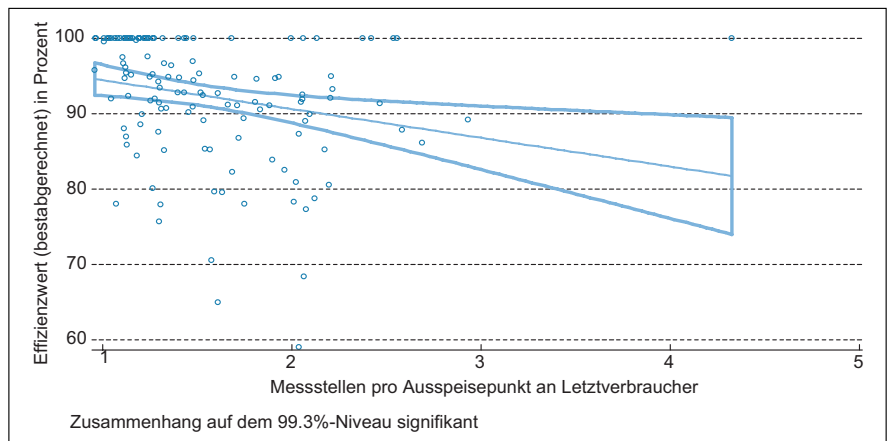


Bild 6. Messstellen pro Ausspeisepunkt.

marking mit diesen Herausforderungen umzugehen, zeigt sich in der starken Streuung der Effizienzwerte je Unternehmen, abhängig davon, wie das Benchmarking-Modell genau ausgestaltet wird. Überdies ist es sehr schwierig, ein Modell zu finden, welches allen strukturellen Besonderheiten gerecht wird. Neben der Bestabrechnung über verschiedene Benchmarking-Modelle ist es deshalb besonders wichtig, dass bei Vorliegen von systematischen Verzerrungen der Effizienzwerte aufgrund struktureller Merkmale die Effizienzwerte – wie in der ARegV vorgesehen – entsprechend angepasst werden (§ 15 ARegV).