

Hinweis:

**GBK**

**Festlegungsentwürfe Methodenfestlegung Effizienzvergleich | Aktenzeichen: GBK-25-02-1#2 (Strom) und GBK-25-02-2#1 (Gas)**

Festlegung der Methoden zur Durchführung der Effizienzvergleiche für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber (Methodenfestlegung Effizienzvergleich Strom) und Festlegung der Methoden zur Durchführung der Effizienzvergleiche für Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (Methodenfestlegung Effizienzvergleich Gas)

**Formblatt für die Übermittlung von Stellungnahmen**

Unternehmen / Verband / Behörde / Sonstige: (Pflichtfeld)	infra fürth gmbh		
	Marktrolle:	VNB Strom und Gas	
Kontaktdaten*:			
Nachname:		Vorname:	
Kürzel:			
E-Mail:		Telefon:	

\* Kontaktdaten werden bei Veröffentlichung der Konsultationsbeiträge **nicht** mitveröffentlicht.  
Sie dienen ausschließlich eventueller Rückfragen durch die Große Beschlusskammer.

**Weiter auf dem nächsten Tabellenblatt >>**

Bitte dieses Formular im Originalformat (\*.xlsx) **speichern, umbenennen und übersenden**. Sofern nicht der komplette Text dargestellt werden kann, verwenden Sie bitte die nächste Zeile für Ihre Eingabe.

**Stellungnahme: Festlegungsentwürfe Methodenfestlegung Effizienzvergleich | Aktenzeichen: GBK-25-02-1#2 (Strom) und GBK-25-02-2#1 (Gas)**

Nr.	Tenorziffer (Pflichtfeld)	Bezug	!	Weitere Auswahl <sup>(6)</sup>	Thema (optional)	Stellungnahme
1	Durchführung des Effizienzvergleichs (Tz 2)	Nur Gas	-		Durchführung des Effizienzvergleichs Gas - Teil 1	<p>Dass die Durchführung eines Effizienzvergleichs für Gasverteilernetzbetreiber (wie bereits in Tenorziffer 10.1 des Festlegungsentwurfs RAMEN Gas (GBK-25-01-2#1)) in Tenorziffer 2.1 unter den Vorbehalt „soweit möglich“ gestellt wird, ist mit Blick auf die durch den Gasnetztransformationsprozess zu erwartende Heterogenität der Netz- und Kostenstrukturen der beteiligten Gasverteilernetzbetreiber konsequent. Nach den bisherigen Effizienzvergleichen erfolgte insoweit eine Output-orientierte Effizienzmessung, bei welcher von grundsätzlich fortwährend bestehenden Effizienzpotenzialen und einem Fortbestehen der Gasnetzinfrasturktur ausgegangen wurde. Dieser Grundgedanke der bisherigen Effizienzvergleiche ist durch die verbindlichen Vorgaben zur Dekarbonisierung zum Jahre 2045 und zur kommunalen Wärmeplanung überholt.</p> <p>Dies führt dazu, dass die bisherigen Mechanismen zur Abbildung von Heterogenität im Effizienzvergleich in einem künftigen Effizienzvergleich in vergleichbarer Form nicht fortgeführt werden können. Denn durch den Rück- bzw. Umbau der Gasverteilernetze und die hierbei bestehenden Unterschiede auf Grund der örtlichen Gegebenheiten und der jeweiligen kommunalen Wärmeplanung steigt das Maß der Heterogenität der Versorgungsaufgaben der betroffenen Netzbetreiber ganz erheblich. Dies mit Vergleichsparametern belastbar abzubilden, dürfte kaum möglich sein. Zu der (allerdings nur optional) vorgesehenen Möglichkeit einer standardisierten Bestimmung der TOTEX bei einheitlichem Ansatz der unteren Nutzungsdauern unter Verwendung der jährlichen Anschaffungs- und Herstellungskosten und Fortführung der linearen Abschreibung nach Tenorziffer 12.2 Satz 3 Nr. 2 siehe die Anmerkungen dort.</p> <p>Vor diesem Hintergrund ist die Frage der Notwendigkeit, aber insbesondere die Eignung eines Effizienzvergleichs Gas für die Zukunft grundsätzlich in Frage zu stellen. Die diesbezüglichen Ausführungen der BNetzA zu Tenorziffer 2 (Rn. 157 ff. Festlegungsentwurf EV Gas) weisen gleichwohl eher darauf hin, dass es ihr bei der darin vorgesehenen Prüfung der Durchführbarkeit vorrangig um das „Wie“ der künftigen Durchführung eines Effizienzvergleichs geht, ohne sich der angesichts der strukturellen Verwerfungen aufräugenden Frage des „Ob“ zu stellen.</p> <p>Die BNetzA führt in diesem Zusammenhang unter Rn. 159 f. des Festlegungsentwurfs Effizienzvergleich (EV) Gas aus, dass das von ihr eingesetzte Gutachterkonsortium hinsichtlich der künftigen Durchführbarkeit eines Effizienzvergleichs im Gasbereich ein Prüfschema mit entsprechenden Prüfkriterien entwickelt habe. Dabei handele es sich allerdings nur um eine beispielhafte Aufzählung von Prüfkriterien. Da zum heutigen Zeitpunkt noch nicht in vollem Maße absehbar sei, wie die Gasnetztransformation tatsächlich ablaufe, seien auch die Prüfkriterien zum Entscheidungszeitpunkt noch nicht konkret und abschließend benennbar, weshalb diese auch nicht verpflichtend festgelegt würden (Festlegungsentwurf EV Gas, Rn. 160).</p>
2	Durchführung des Effizienzvergleichs (Tz 2)	Nur Gas	-		Durchführung des Effizienzvergleichs Gas - Teil 2	<p>Dieser Ansatz ist insoweit nicht nachvollziehbar, als das Prüfschema und die dabei heranzuziehenden Prüfkriterien doch gerade dazu dienen sollen, den derzeit nicht absehbaren, bei den einzelnen Gasnetzbetreibern unterschiedlich und teils auch disruptiv verlaufenden Prozess der Gastransformation in seinen einzelnen Phasen vor einer Regulierungsperiode dahingehend analysieren zu können, ob er in der jeweiligen Phase noch die Durchführung eines Effizienzvergleichs zulässt. Die Prüfkriterien erst später an die zukünftigen Umstände der jeweiligen Transformationsphase anzupassen, erweist sich insoweit als für die betroffenen Netzbetreiber intransparent und angesichts ihrer fehlenden Verbindlichkeit willkürlich. Insoweit sollte der Anspruch an die Aufstellung eines solchen Prüfschemas und dessen Prüfkriterien doch sein, dass sie einen objektiven und transparenten Maßstab für die zu beantwortende Frage der weiteren Durchführbarkeit eines Effizienzvergleichs ermöglichen. Vor diesem Hintergrund ist zu fordern, dass die im Rahmen der Überprüfung der künftigen Durchführbarkeit eines Effizienzvergleichs anzulegenden Prüfkriterien bereits Eingang in die Methodenfestlegung selbst finden.</p>
3	Methoden (Tz 9.1 bis Tz 9.3)	Strom und Gas	-		Bestimmung des nach der SFA-Methode zu ermittelnden Effizienzwertes (Tenorziffer 9)	<p>Siehe hierzu die Ausführungen zu Tenorziffer 12.</p>
4	Abrechnungsmethode (Tz 12)	Strom und Gas	-		Abrechnungsmethode - Teil 1	<p>Die BNetzA beabsichtigt ausweislich Tenorziffer 12 des Festlegungsentwurfs EV Strom bzw. Tenorziffer 12 Satz 1 des Festlegungsentwurfs EV Gas, und wie bereits im Zusammenhang mit der Konsultation der Festlegungsentwürfe RAMEN Strom und Gas angekündigt, im Rahmen der künftigen Effizienzwertbestimmung das bisherige Modell der „Best-of-four“-Abrechnungsmethodik hin zu einem „Best-of Modell und Mean-of Kosten“-Modell zu modifizieren.</p> <p>In Tenorziffer 2 Satz 2 des Festlegungsentwurfs EV Strom bzw. Tenorziffer 2.1 Satz 2 des Festlegungsentwurfs EV Gas gibt die BNetzA gleichzeitig das Ziel aus, dass die Ausgestaltung des Effizienzvergleichs die Zumutbarkeit, Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der daraus resultierenden Effizienzvorgaben zu gewährleisten hat. Daraus folgt, dass für jeden Netzbetreiber die zumutbare Möglichkeit bestehen muss, die Effizienzvorgaben zu erreichen und zu übertreffen. Ziel der Grundsätze ist es, von Unternehmen nicht etwas zu verlangen, was diesen unmöglich ist und sie vor Vorgaben zu schützen, die sie insoweit überfordern. Diese bereits auf gesetzlicher Ebene in § 21a Abs. 1 S. 5 EnWG normierten Mindestvoraussetzungen an einen Effizienzvergleich können mit der nunmehr in Tenorziffer 12 bzw. 12 Satz 1 vorgesehenen Abrechnungsmethode nicht erfüllt werden.</p> <p>Hinsichtlich der Methodenausgestaltung lässt sich aus Art. 18 StrommarktVO ableiten, dass die „Tarifmethoden“ bereits in generell abstrakter Weise die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der hieraus hervorgehenden Effizienzvorgaben für die betroffenen Netzbetreiber sicherstellen müssen. Nicht mit diesen Vorgaben vereinbar wären etwa regulierungsbehördliche Methoden, aus welchen Effizienzvorgaben resultieren, die bereits denkbare Fälle fehlender Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit führen können.</p> <p>Aus Art. 18 StrommarktVO folgt insbesondere die Verpflichtung der Regulierungsbehörde, bei der Methodenwahl zur Bestimmung der Effizienzvorgaben sicherzustellen, dass die tatsächlichen Kosten vom Netzbetreiber insoweit erlöst werden können, als sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen.</p>

5	Abrechnungsmethode (Tz 12)	Strom und Gas	-	Abrechnungsmethode - Teil 2	<p>Dazu ist es erforderlich, dass in einem relativen Effizienzvergleich die effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreiber den Effizienzwert von 100 % in der jeweiligen Methode erhalten. Mit Vergabe von unterhalb von 100 % liegenden Effizienzwerten für effiziente Netzbetreiber käme es ansonsten zur Bildung eines Effizienzmaßstabs mit einem fiktiven Unternehmen, welches niedrigere Kosten als das eigentlich effiziente und strukturell vergleichbare Unternehmen aufweist. Die Erreichbarkeit (und Übertreffbarkeit) der Effizienzvorgaben wäre damit bereits auf der Ebene der Methodenbildung nicht gewährleistet. Eine solche Vorgehensweise würde daher einen klaren Verstoß gegen die europarechtlichen Vorgaben darstellen.</p> <p>Soweit die BNetzA künftig von einer Hochskalierung der nach der SFA-Methodik ermittelten Effizienzwerte, die methodenbedingt stets Werte unterhalb 100 % annehmen, abzusehen beabsichtigt (Festlegungsentwurfs EV Strom, Rn. 311 ff. bzw. Festlegungsentwurfs EV Gas, Rn. 341 ff.), ist aufgrund der neue Abrechnungsmethodik nicht mehr gewährleistet, dass auch nur ein Netzbetreiber einen Effizienzwert von 100 % erreicht. Dies wäre nach der neuen Methodik der Durchschnittsbildung nur dann der Fall, wenn ein Netzbetreiber sowohl nach der Methode DEA TOTEX als auch der DEA sTOTEX einen Effizienzwert in Höhe von 100 % erreicht; aus einer Durchschnittsbildung der sich aus der Anwendung der SFA-Methode ergebenden Effizienzwerte kann denkllogisch nur ein Wert unter 100 % resultieren. Eine Abrechnungsmethodik, die die oben dargestellte bundes- wie auch unionsrechtlich geforderte Mindestvoraussetzung nicht erfüllt, kann indes keine geeignete Methode zur Bestimmung individueller Effizienzwerte sein.</p> <p>Wenn die BNetzA als Grund für die Abkehr von der (durch die Entscheidungen des Bundesgerichtshofs vom 26.09.2023 erzwungene) Hochskalierung auf 100 % bei der SFA-Methode letztlich nur den absehbaren Wegfall der bisher in Nr. 2 Satz 2 der Anlage 3 zu § 12 ARegV enthaltene 100 %-Vorgabe für den nach den zur Anwendung gebrachten Effizienzmessungsmethoden DEA und SFA jeweils effizientesten Netzbetreiber anführt (Festlegungsentwurf EV Strom, Rn. 312 bzw. Festlegungsentwurf EV Gas, Rn. 342), übersieht sie die oben dargestellten, unionsrechtlichen Hintergründe dieser Vorgabe. Insoweit muss das effizienteste Unternehmen nach jeder eingesetzten Methodik für sich genommen einen Effizienzwert von 100 % erreichen können. Eine Hochskalierung der SFA-Effizienzwerte (auf 100%), welche auf Grund der Besonderheiten der statischen Methode selbst lediglich Werte unter 100 % annehmen, ist somit nach wie vor geboten.</p>
6	Abrechnungsmethode (Tz 12)	Strom und Gas	-	Abrechnungsmethode - Teil 3	<p>Aus der gesetzlichen Vorgabe der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit individueller Effizienzvorgaben folgt weiterhin, dass effiziente, strukturell vergleichbare Netzbetreiber einen Effizienzwert von 100 % nicht nur in einem ersten Zwischenschritt des Effizienzvergleichs, sondern ergebniswirksam, d.h. nach einer etwaigen Abrechnung der Ergebnisse mehrerer verwendeter Einzelmethoden, in der erlösurelevanten Effizienzvorgabe erhalten können müssen. Dies muss die Methodik, nach welcher die erlösurelevanten Effizienzvorgaben ermittelt werden, generell-abstrakt gewährleisten. Dies bedeutet, dass die gewählte Abrechnungsmethode ungeachtet der konkreten Datengrundlage und daher ggf. zufälliger Effizienzwertverteilungen, aus denen nur im Einzelfall ein doppelter 100 %-Wert bei der DEA resultiert, bereits methodisch sicherstellen muss, dass ein oder mehrere Unternehmen einen Effizienzwert von 100 % erreichen können. Andernfalls verstieße die betreffende Methode gegen das in Art. 18 StrommarktVO enthaltene Prinzip der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit. Soweit die BNetzA unter Rn. 291 des Festlegungsentwurfs EV Strom bzw. Rn. 317 des Festlegungsentwurfs EV Gas schlicht nur ausführt, dass die in der Festlegung enthaltenen sonstigen Sicherungsinstrumente die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben gewährleisten, ist dies vor dem Hintergrund der obigen Erläuterungen nicht nachvollziehbar.</p> <p>Die Methoden der DEA und der SFA weisen jeweils für sich methodische Stärken und Schwächen auf, weshalb die Bestimmung individueller Effizienzvorgaben allein aufgrund nur einer der beiden Methoden nicht dem Stand der Wissenschaft (vgl. § 21a Abs. 2 S. 1 EnWG) entsprechen würde. Ferner ist die nach derzeitiger Rechtslage komplementäre Verwendung beider Methoden der zwingenden gesetzlichen Vorgaben der Methodenrobustheit gemäß § 21a Abs. 1 Satz 7 EnWG geschuldet.</p> <p>Die Durchführung eines Effizienzvergleichs mit den Methoden der SFA und der DEA ist insoweit nicht nur auf Basis der geprüften TOTEX, sondern auch auf Basis der vergleichbar gerechneten TOTEX (mit standardisierten Kapitalkosten) im Sinne des Art. 18 Abs. 2 StrommarktVO unerlässlich. Denn ohne Durchführung von Effizienzvergleichen auf standardisiert gerechneten TOTEX kann die strukturelle Vergleichbarkeit der zu betrachtenden Netzbetreiber aufgrund des unterschiedlichen Alters des Anlagevermögens und der unterschiedlichen Abschreibungsmethoden nicht gewährleistet werden. Anders als die BNetzA in Rn. 280, 285 des Festlegungsentwurfs EV Strom bzw. Rn. 306, 311 des Festlegungsentwurfs EV Gas annimmt, führt die Mittelwertbildung nicht zur Beibehaltung der Vorteile der beiden Methoden, sondern stärkt vielmehr deren Schwächen mit dem Resultat schlechterer Effizienzvorgaben der Netzbetreiber.</p>
7	Abrechnungsmethode (Tz 12)	Strom und Gas	-	Abrechnungsmethode - Teil 4	<p>Insoweit muss es konsequenterweise auch weiterhin zur Anwendung von vier gleichwertigen Effizienzvergleichsmethoden kommen, aus welchen wiederum vier gleichwertige – in ihrer einzelnen Ausprägung den Anforderungen der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit und des § 21a Abs. 1 Satz 7, Abs. 2 Satz 1 EnWG entsprechende – Effizienzwerte resultieren.</p> <p>Wir sprechen uns daher nachdrücklich dafür aus, die bisher in § 12 Abs. 3, 4a ARegV vorgesehene Best-of-four-Abrechnung, beizubehalten. Nur so können die bekannten Schwächen der einzelnen Methoden (DEA TOTEX, DEA sTOTEX, SFA TOTEX, SFA sTOTEX) ausgeglichen und gleichzeitig die gesetzlichen Anforderungen an eine ergebniswirksame Zuweisung eines Effizienzwertes von 100 % an den effizientesten Netzbetreiber erfüllt werden.</p>
8	Abrechnungsmethode (Tz 12)	Nur Gas	-	Abrechnungsmethode Gas - Teil 1	<p>Nach Tenorziffer 12 Satz 2 kann die BNetzA von der grundsätzlichen, neuen Abrechnungsmethode nach Satz 1 abweichen, wenn den Herausforderungen infolge des Transformationsprozesses der Gasverteilernetze hierüber nicht hinreichend Rechnung getragen wird. Für diesen Fall sieht Satz 3 Nr. 1 letztlich die Möglichkeit der Anwendung der bisher geltenden Best-of-four Abrechnungsmethode und alternativ nach Nr. 2 ein von den Vorgaben der Tenorziffer 6 abweichende Bestimmung der TOTEX auf Grundlage der unteren Werte der Nutzungsdauern unter Verwendung der jährlichen Anschaffungs- und Herstellungskosten sowie Fortführung der linearen Abschreibung vor. Die genaue Wahl der Vorgehensweise soll nach Satz 4 einer gesonderten Festlegung vorbehalten bleiben.</p> <p>Wie bereits zu Tenorziffer 2.1 des Festlegungsentwurfs EV Gas (Durchführung des Effizienzvergleichs Gas) ausgeführt, ist die Frage der Notwendigkeit, insbesondere der Eignung eines Effizienzvergleichs Gas grundsätzlich in Frage zu stellen. Im Begründungsteil zum Festlegungsentwurf sind zahlreiche Hinweise enthalten (siehe unter anderem Rn. 105), die mit Blick auf die zwischen den Netzbetreibern sehr unterschiedlich verlaufenden Gasnetztransformationsprozesse und der hieraus resultierenden, nicht mehr vergleichbaren Struktur- und Kostendaten für einen Entfall des Effizienzvergleichs auch schon ab der 5. Regulierungsperiode sprechen.</p> <p>Soweit in Tenorziffer 2.1 S. 3 Nr. 1 nunmehr nur die Möglichkeit der Effizienzwertbestimmung nach der heute geltenden Best-of-four-Methode eröffnet wird, die Umsetzung einer späteren Festlegung vorbehalten bleibt, ist mit Blick auf die obigen Ausführungen zu Tenorziffer 12, wonach die neue „Best-of-Modell und Mean-of-Kosten“-Abrechnungsmethode mit den bundes- und unionsrechtlichen Vorgaben zur Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben nicht vereinbar ist, zu fordern, dass diese sowohl im Gas- wie auch im Strombereich beizubehalten ist.</p>
9	Abrechnungsmethode (Tz 12)	Nur Gas	-	Abrechnungsmethode Gas - Teil 2	<p>Die in Tenorziffer 12.1 Satz 3 Nr. 2 zusätzlich, vorgesehene Standardisierung der TOTEX ist mit Blick auf die vom überwiegenden Teil der Gasnetzbetreiber bereits mit Beginn des Basisjahres Gas 2025 nach Maßgabe der KANU 2.0-Festlegung angepassten Abschreibungsverläufen und Nutzungsdaueransätzen zwingend und nicht nur optional umzusetzen. Nur auf diese Weise kann die Beeinflussung der Ergebnisse durch die bundesweit sehr unterschiedliche Anwendung von KANU 2.0 ausgeglichen werden.</p> <p>Mit Blick auf die erheblichen statistischen Effekte und Auswirkungen der aus dem Transformationsprozess resultierenden, zunehmend nicht mehr vergleichbaren Struktur- und Kostendaten ist überdies für den Fall der zusätzlichen Bestimmung der TOTEX nach den Vorgaben von Tenorziffer 12.1 Satz 3 Nr. 2 eine Abrechnung aus den dann vorliegenden sechs Effizienzwertergebnissen im Sinne einer „Best-of-six“-Abrechnung vorzunehmen.</p>

10	Effizienzwert (Tz 15)	Strom und Gas	-	Bestimmung des nach der SFA-Methode zu ermittelnden Effizienzwertes (Tenorziffer 15 Satz 2)	Siehe hierzu die Ausführungen zu Tenorziffer 12.
11	Individuelle Effizienzvorgabe (Tz 18)	Strom und Gas	-	Individuelle Effizienzvorgabe - Teil 1	<p>Schließlich hat die BNetzA auch mit Blick auf die Verteilung der Ineffizienzen und die Vorgabe des Abbaupfades zwingend dessen Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit zu gewährleisten. Hierbei muss die BNetzA sicherstellen, dass langfristig angemessene Anreize zur Steigerung der Effizienz (Art. 18 Abs. 2 StrommarktVO) gesetzt werden. Die hierbei zu treffende Einschätzung muss dem Stand der Wissenschaft genügen (§ 21a Abs. 2 Satz 1 EnWG). Eine Verkürzung des Abbaupfades muss daher in wissenschaftlich belastbarer Weise begründet sein. Dabei muss in den Blick genommen werden, welche Anhaltspunkte unter den im Anwendungszeitraum zu erwartenden Rahmenbedingungen für Verteilernetze bestehen, damit bei der gewählten Länge des Abbaupfades die Effizienzvorgaben für die betroffenen Unternehmen auch tatsächlich erreichbar und übertreffbar sein können. Da es sich um Kosten eines Unternehmens handelt, muss dieses auch rein faktisch in der Lage sein, in der vorgegebenen Zeitdauer seine Kosten durch entsprechende Effizienzmaßnahmen zu reduzieren.</p> <p>Wie bereits der Verordnungsgeber im Zuge der ARegV-Novelle im Jahr 2016 angenommen hat, trifft den Normgeber dabei eine Darlegungslast dahingehend, dass bei einer Verkürzung des Abbaupfades die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben gewährleistet bleiben (Verordnungsentwurf der Bundesregierung v. 8.7.2016 zur Zweiten Verordnung zur Änderung der Anreizregulierungsverordnung (BR-Drucks. 296/16) (Beschluss), 8 [S. 5]).</p> <p>An diesen Maßstäben gemessen, lässt sich eine Verkürzung des Abbaupfades der Ineffizienzen von fünf auf drei Jahre nicht begründen.</p> <p>An dieser Stelle verweisen wir zunächst auf diejenigen Kritikpunkte, welche wir bereits in unserer Stellungnahme zu den Tenorierungsentwürfen sowie Festlegungsentwürfen RAMEN Strom und Gas adressiert haben. Die BNetzA begegnet insbesondere der darin enthaltenen Kritik an dem überbordenden und sowohl für Regulierungsbehörden wie auch Netzbetreiber absehbar nicht rechtzeitig vor einer Regulierungsperiode umsetzbaren Kostenprüfungsaufwand nur unzureichend und lässt diesen bei der von ihr zu treffenden Abwägungsentscheidung gänzlich außer Betracht.</p> <p>Auch aus der nunmehr vorliegenden Begründung der beabsichtigten Verkürzung des effizienzzeitigen Abbaupfades von fünf auf drei Jahre (Festlegungsentwurf EV Strom, Rn. 346 bzw. Festlegungsentwurf EV Gas, Rn. 376 wird nochmals deutlich, dass die BNetzA mit der Verkürzung der Regulierungsperiode und des Abbaupfades (bereits in der noch fünfjährigen 5. Regulierungsperiode) im Kern allein eine weitere Verschärfung der Effizienzvorgaben verfolgt – ohne sich jedoch gleichzeitig mit der Frage der Umsetzbarkeit zu befassen. Inwieweit die Netzbetreiber unter den erheblich verschärften Bedingungen zukünftig in der Lage sein sollen – dem Grundgedanken der Anreizregulierung folgend – ihre Kosten zeitnah abzusenken, um damit auch nur den vorgegebenen Erlöspfad zu unterschreiten, bleibt offen.</p>
12	Individuelle Effizienzvorgabe (Tz 18)	Strom und Gas	-	Individuelle Effizienzvorgabe - Teil 2	<p>Wenn die Zeit für die Umsetzung von Optimierungspotentialen fehlt, können Ineffizienzen schlicht nicht abgebaut werden. Damit einher geht der Verlust von Anreizen zur Effizienzsteigerung, da Netzbetreiber von Effizienzgewinnen bei längerer Regulierungsperiode stärker profitieren. Vereinfacht ausgedrückt: Die Anreizwirkung der Anreizregulierung geht verloren.</p> <p>Insbesondere lässt sich bei der beabsichtigten Verkürzung des Abbaupfades das gesetzliche Ziel der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der individuellen Effizienzvorgaben nicht mehr für alle Netzbetreiber gewährleisten.</p> <p>So bleiben den Netzbetreibern im Falle der Verkürzung der Regulierungsperiode auf drei Jahre lediglich zwei Jahre, um (1.) die erforderlichen Effizienzmaßnahmen zu identifizieren und diese (2.) so umzusetzen, dass ihre Kostenwirkung bereits in diesen Jahren greift. Eine derart kurzfristige Absenkung von Kosten ist offensichtlich tatsächlich unmöglich. Denn um die Erlösvorgaben im Sinne einer Anreizregulierung übertreffen zu können, müssten Optimierungsprozesse de facto sogar noch früher eingeleitet und abgeschlossen werden. Maßnahmen zur Optimierung benötigen selbstverständlich eine gewisse Vorlaufzeit, bevor sich die Ergebnisse daraus in niedrigen Kosten widerspiegeln. Dieses Problem wird sogar noch dadurch verschärft, dass die BNetzA – entgegen der hiergegen bereits geäußerten Kritik – weiterhin beabsichtigt, künftig das erste Jahr einer dreijährigen Regulierungsperiode als Basisjahr zu bestimmen. Den Netzbetreibern wird so jede Möglichkeit genommen, Optimierungspotenziale umzusetzen. Zwischen der Festlegung der Erlösbergrenzen für die Regulierungsperiode und den abzubauenen Ineffizienzen verbleibt schlicht zu wenig Zeit, um Strategien zum Abbau etwaiger Effizienzen zu entwickeln und unternehmensintern umzusetzen.</p> <p>Vor diesem Hintergrund ist die Beibehaltung des bisher geltenden fünfjährigen Abbaupfades auch in der 5. Regulierungsperiode und darüber hinaus zu fordern.</p>