

**Stellungnahme von RWE
zum 1. Referenzbericht Anreizregulierung der Bundesnetzagentur
"Price-Caps, Revenue-Caps und hybride Ansätze"**

In dieser Stellungnahme wird lediglich auf diejenigen Abschnitte des 1. Referenzberichts "Price-Caps, Revenue-Caps und hybride Ansätze" (im Weiteren 1. Referenzbericht) eingegangen, die sich mit den Problemen der alternativen Wahl einer Price-Cap-Regulierung oder einer Revenue-Cap-Regulierung bzw. der Einführung hybrider Ansätze beschäftigen. Einige der darüber hinaus gehenden Aussagen des Berichtes werden am Ende dieser Stellungnahme erörtert. Zu Anderen behalten wir uns spätere Kommentierungen vor.

Entgegen der Empfehlung des WIK spricht sich die BNetzA für die Ausgestaltung der Anreizregulierung als Erlösregulierung (**Revenue-Cap**) aus, da deren praktische Vorteile des geringeren Informationsbedarfs, der größeren unternehmerischen Freiheit und besseren Übereinstimmung mit den Vorgaben aus EnWG und Netz-Verordnungen die theoretischen Vorteile der Preisobergrenzenregulierung (Price-Cap) im Energienetzgeschäft und insbesondere innerhalb des deutschen Rechtsrahmens überwiegen. Aufgrund der geringen Preis-Nachfrage-Elastizität und des geringen variablen Kostenanteils wird insbesondere die theoretisch begründete Gefahr, durch die Implementierung einer Erlösregulierung Anreize zur Outputverringering und einer damit verbundenen Gewinnsteigerung zu setzen, als für die Energiemärkte wenig relevant eingestuft. Weiterhin beschränke die in den §§ 17 ff. EnWG verankerte Anschlusspflicht die Anreize einer Mengenverringerung. Diese Einschätzung wird von RWE im Wesentlichen geteilt. Eine endgültige Beurteilung wird allerdings erst in der Gesamtsicht aller Regulierungsaspekte möglich sein. Einzelne Aspekte sollen jedoch hier schon diskutiert werden.

Mit dem Vorschlag einer Erlösregulierung folgt die BNetzA richtigerweise dem Grundsatz, "nicht mehr Regulierung als nötig" zu implementieren. Eine Preisobergrenzenregulierung würde weitaus tiefergehende Kontrollen der betroffenen Unternehmen und weiterreichende Vorgaben bedingen, als es bei einer Erlösregulierung der Fall ist.

Die BNetzA spricht sich im Übrigen dafür aus, die Erlösregulierung um **hybride Erweiterungen** zur Berücksichtigung von Mengeneffekten zu ergänzen. Die Feststellung, dass die Gewichtung der dabei kostentreibenden Elemente weitergehender empirischer Analysen bedarf, ist zu unterstützen, jedoch sollte zusätzlich auch der Effekt unterschiedlicher zeitlicher Wirkung von Mengenzu- und -abgängen beachtet werden (vgl. Abschnitte 44 f. des 1. Referenzberichtes).

In diesem Zusammenhang ist eine Unterscheidung von Mengenschwankungen mit zeitlich symmetrischer und asymmetrischer Kostenwirkung bei unterschiedlichen Schwankungsrichtungen zu berücksichtigen. Während Mengenschwankungen aus z.B. Wetterauswirkungen sich unmittelbar und unabhängig von der Schwankungsrichtung, also symmetrisch, auf die Kosten des Unternehmens auswirken, sind andere Schwankungen, wie z.B. Anschlusszahlenvariationen, asymmetrisch in ihrer zeitlichen Kostenwirkung: Mengenzugänge wirken sich unmittelbar, Mengenabgänge jedoch erst mit Verzögerung auf die Kostensituation des Unternehmens aus.

Dies ist damit zu begründen, dass bei Zugängen die vorzuhaltende Kapazität zwingend unmittelbar anzupassen ist, um sowohl die einfache Versorgung zu gewährleisten als auch die Versorgungssicherheit und nötige Qualitätsstandards nicht zu gefährden. Bei Abgängen hingegen bleibt ein Teil der installierten Kapazität ungenutzt. Da mit einem sofortigen Rückbau der überschüssigen Kapazität lediglich zusätzliche Kosten und somit volkswirtschaftliche Ineffizienz verbunden wären, erfolgt dieser erst durch Minderinvestitionen und Netzstrukturanpassungen im Verlauf des Investitionszyklus. Bei dieser Art von Mengenabgängen sind die Möglichkeiten zur Verbesserung der Kosteneffizienz folglich als mittel- bis langfristig einzustufen (40-60 Jahre) und können nicht zu sofortigen Kostenersparnissen führen. Vergleichbar ist die Argumentation bei konstanten Anschlusszahlen und sinkenden Absätzen: Die wenigen skalierbaren Kosten (wie z.B. die Transformatoren) und der dominante Fixkostencharakter des Netzes führen dazu, dass kurzfristig ein sinkender Verlauf der Kosten bei sinkenden Absätzen nicht möglich ist. Ein zusätzliches Kosteneffizienzpotential kann folglich ebenfalls nur mittel- bis langfristig durch eine Neuausrichtung der Netzstruktur gehoben werden.

Im Ergebnis wirken sich Mengenzugänge somit immer unmittelbar auf die Kosten des Unternehmens aus. Mengenabgänge müssen jedoch danach unterschieden werden, ob sie ihre Wirkung auf die Kostensituation des Unternehmens kurzfristig oder langfristig entfalten. Dies ist bei der Festlegung der Erlöse bzw. der Effizienzvorgaben für die Netzbetreiber entsprechend zu berücksichtigen.

Bei Mengenschwankungen in stark durch Wärmeabsatz geprägten Netzen, insbesondere den Gasnetzen, sollte eine Glättung über mehrere Jahre erwogen werden, um die Kontinuität des Preisverlaufes zu gewährleisten (vgl. Abschnitte 75 ff.).

Der Ausgleich von Mehr- und Mindererlösen über ein **Regulierungskonto** dürfte tatsächlich geeignet sein, den Dirigismus zu vermindern und den Unternehmen ihre Gestaltungsfreiheit zu erhalten.

Der Regulierer darf in diesem Zusammenhang jedoch unter keinen Umständen der fälschlichen Annahme folgen, eventuell erzielte Mehr- oder Mindererlöse seien bei gleicher Zeitdauer der unterliegenden Erlösänderung auch jeweils über den vollen Zeitraum mit dem entsprechenden Eigen- oder Fremdkapitalzins aufzudiskontieren (vgl. Abschnitt 81). Die Verzinsung der Abweichungen muss den tatsächlichen Zinseffekten entsprechen. An dieser Stelle wird eine asymmetrische Behandlung von Mehr- und Mindererlösen notwendig, da die dem Unternehmen tatsächlich zur Verfügung stehenden internen und externen Möglichkeiten zur Verwendung bzw. den Erhalt von Kapital berücksichtigt werden müssen. Verzögerungen beim Einsatz von Mehrerlösen und beim Ausgleich von Mindererlösen sind geeignet zu berücksichtigen.

Insbesondere können im Fall von Mehrerlösen nicht in vollem Umfang Zinsen in Höhe der Eigenkapitalzinsen angesetzt werden, da dem regulierten Unternehmen die Reinvestitionsmöglichkeit in einen Ersatz oder eine Erweiterung des eigenen Anlagenbestandes fehlen. Das Unternehmen kann zwar über die Mehrerlöse frei verfügen, allerdings nur bis zur jeweils nächsten Erlösobergrenzenanpassung. Die Investitionszyklen sind typischerweise jedoch um ein Vielfaches länger. Es können somit nur solche Investitionsalternativen in Betracht gezogen und eine entsprechende Verzinsung angesetzt werden, die dem Unternehmen tatsächlich kurzfristig möglich sind. Eine Gleichbehandlung von Kapital aus Mehrerlösen und dem Eigenkapital des Unternehmens wird somit ausgeschlossen, da Eigenkapital dem Unternehmen in der Regel über einen wesentlich längeren Zeitraum zur Verfügung steht. Dies impliziert, dass über den Zeitraum, über den der Mehrerlös anfällt, sukzessive alternative Investitionsmöglichkeiten für Erlöse aus Mengenzunahmen entfallen und durch diese nur geringere Zinserträge erwirtschaftet werden können. Der sich ergebende degressive Verlauf der Verzinsung von Mehrerlösen ist daher geeignet zu berücksichtigen.

Mindererlöse hingegen verursachen direkt mit ihrem Eintreten hohe Zinskosten. Es ist zu berücksichtigen, dass diese Kosten in der Regel bis zur Generierung ausreichender Mehrerlöse in dieser Höhe erhalten bleiben. Aufgrund der Unsicherheit über die Länge der Zeitspanne, über die der jeweilige Mindererlös vorliegt, ist nur sehr eingeschränkt die Möglichkeit einer Umwandlung von relativ teuren in günstigere Verbindlichkeiten gegeben. Die relativ hohen Kosten der Verbindlichkeiten sind bei der Berechnung der Verzinsung zu beachten.

Den Überlegungen der BNetzA bezüglich der Einführung eines **Anpassungsfaktors** für positive Mengenschwankungen wird grundsätzlich zugestimmt (Abschnitte 76 f.). Erlösentwicklungen, die aus dem Anschluss neuer Kunden oder der Ausweitung der Produktion resultieren, müssen dabei grundsätzlich beim Netzbetreiber verbleiben, da sich diese auch auf die Netzstruktur und damit die Kosten auswirken. Grundlage für das Erarbeiten belastbarer Aussagen bezüglich der kostentreibenden Mengeneffekte sind, wie auch von der BNetzA festgestellt, eingehende empirische Untersuchungen. Beispielhaft kann in diesem Zusammenhang das Vorgehen des Regulierers in Norwegen angeführt werden.

Der in den Abschnitten 57 und 108 angeführte theoretische Vorteil einer Price-Cap-Regulierung im Hinblick auf mögliche höhere Anreize zu Absatzmengensteigerungen kann somit auch durch die Einführung eines korrekt ausgestalteten Mengenanpassungsfaktors im Rahmen einer Revenue-Cap-Regulierung erreicht werden. Darüber hinaus ist der BNetzA zuzustimmen, dass eine direkte maßgebliche Einflussnahme durch die Netzbetreiber auf die Nachfragemenge nur sehr begrenzt möglich ist.

Unter Berücksichtigung der bisher getroffenen Aussagen wird auch einer jährlichen Anpassung der kostentreibenden Elemente zugestimmt (vgl. Abschnitt 113).

Im 1. Referenzbericht ist der Effekt von **Strukturveränderungen** wie der Abgang von Netzen oder die Herauslösung von Netzen aus bestehenden Netzen völlig vernachlässigt worden. Dieser Effekt ist zwar in der internationalen Diskussion eher unwichtig, in Deutschland hingegen durch die spezielle Eigentumsstruktur von Bedeutung. Wenn beispielsweise im Rahmen von Konzessionsverkäufen gut strukturierte Netze ge- oder verkauft werden, kann dies zu Preiserhöhungen bzw. –senkungen führen. Dieser Effekt kann in einem für die Berücksichtigung neuer Anschlüsse einzuführenden Faktor abgebildet werden.

Die im Referenzbericht auch für die Erlösregulierung vorgeschlagene **Beschränkung von Preisen einzelner Produkte** widerspricht marktwirtschaftlichem Denken. Die Handlungsmöglichkeiten des Unternehmens werden beschnitten, wodurch sich ein Abweichen von allokativ effizientem und kosteneffizientem Verhalten ergeben muss. Die durch die Anreizregulierung erhofften Effizienzpotentiale können nicht in größtmöglichem Maße gehoben werden. Die Einführung von Preisobergrenzen kann keine sinnvolle Maxime regulatorischen Handelns sein.

Die ebenfalls aus Gründen der "öffentlichen Akzeptanz" vorgeschlagene Ex post-**Renditeregulierung** ist sowohl als dem Wesen der Ex ante-Anreizregulierung widersprechend als auch als nicht sachgerecht abzulehnen (vgl. Abschnitte 69 ff.). Die mit der Einführung einer zusätzlichen Renditeregulierung vorliegende Doppelsteuerung würde

zwangsläufig zur Verunsicherung der betroffenen Unternehmen führen. Weiterhin bedarf der Begriff der Rendite, sobald er verwendet wird, der Definition einer geeigneten Bezugsgröße. Die Rendite kann sich sinnvoll nur auf eine noch auszugestaltende Regulatorische Anlagenbasis (RAB) beziehen. Die steuerliche Bilanz ist jedoch aufgrund ihrer inhaltlich völlig unterschiedlichen Zielsetzung zur Bestimmung der RAB nicht geeignet.

Auch bei erfolgreicher Einigung über eine geeignete RAB ist die Einführung einer Renditebegrenzung aufgrund der negativen Anreizwirkung auf kosteneffizientes Verhalten abzulehnen. Ebenfalls steht zu befürchten, dass durch die zusätzliche Einführung einer Ex post-Renditebegrenzung auch die in Verbindung mit der einfachen Renditeregulierung auftretenden allokativen Anreizverzerrungen riskiert werden. Im Gegensatz dazu ist eine Renditegarantie als überwiegend positiv einzustufen, da die Einführung einer solchen Renditeuntergrenze einen Beitrag zur Verringerung des regulatorischen Risikos leisten kann. Ein Abschrecken von Kapitalgebern aufgrund von durch den Regulierer verursachten – und eventuell in seiner Wirkung unbeabsichtigten – zusätzlichen Risiken ist vom Unternehmen selbst nicht zu beeinflussen. Es darf folglich auch keine Verantwortung für dieses Risiko auf das Unternehmen überwälzt werden. Dieses Risiko kann durch die Garantie einer Mindestrendite begrenzt werden.

Im Zusammenhang mit möglichen Überlegungen bezüglich einer Implementierung von beispielsweise Renditekorridoren, "Profit-Sharing"- oder "Sliding-Scale"-Regulierungsmechanismen sind die angeführten Probleme von Preis- und Renditeobergrenzen und der Vorteil einer Renditegarantie zu berücksichtigen.

Alternativ zu einer Renditegarantie könnte zur Berücksichtigung der durch die Anreizregulierung verursachten zusätzlichen Regulierungsrisiken auch der bisherige Wagniszuschlag erhöht werden. Die dem Unternehmen entstehenden zusätzlichen Kapitalkosten sind im bisherigen Wagniszuschlag noch nicht enthalten.

Ungeachtet der für den Referenzbericht zentralen Rolle der Anreizregulierung soll noch auf eine möglicherweise sinnvolle Anwendung einer **partiellen Kostenzuschlagsregulierung** eingegangen werden. Im Bereich der Anschaffung von Neuanlagen – und lediglich dort – ist eine Kostenzuschlagsregulierung erwägenswert, da der Erfolg der Genehmigung durch den Regulierer überwacht werden kann und die Anreizregulierung ergänzen könnte. Sowohl Qualitätsaspekte als auch politische und im öffentlichen Interesse gemachte Vorgaben könnten bereits bei der Vergabe der Budgets berücksichtigt werden. Dies ist ein nicht zu unterschätzender Vorteil, da bis heute kein akzeptables System der nachhaltigen Qualitätsregulierung bekannt ist.

Im vorliegenden Referenzbericht werden Aussagen zu einigen Inhalten getroffen, die explizit noch durch spätere Referenzberichte thematisiert werden. Sowohl inhaltlich passend als auch in angemessenem Umfang wird dazu im Rahmen der Kommentierung des jeweiligen Referenzberichts eine entsprechende Stellungnahme durch RWE erfolgen. Beispielhaft sind die Punkte Ausgangserlösniveau, Versorgungsqualität und X-Faktor zu nennen. An dieser Stelle wollen wir uns hierzu nur auf Grundsätzliches beziehen.

- Zum Ausgangserlösniveau (Abschnitt 32 f.) ist anzumerken, dass nach § 21a (2)-(4) EnWG die aktualisierten beeinflussbaren und nicht beeinflussbaren tatsächlichen Kosten das Anfangsniveau für die den Netzbetreibern vorzugebenden Kostenpfade darstellen. Effizienzvorgaben dürfen sich nur auf den beeinflussbaren Kostenanteil beziehen. Dem Prinzip der Pfadabhängigkeit folgend, sind deshalb in der Ausgangsbasis auch aus den bisherigen Regulierungsvorschriften resultierende Stranded investments zu berücksichtigen. Ebenso ist das jeweilige Ausgangsniveau aus den Kosten des jeweiligen Netzbetreibers herzuleiten. Die jeweiligen Zielkosten am Regulierungsperiodenende und der dazugehörige Anpassungspfad sollten aus dem Benchmarkingergebnis hergeleitet werden, wobei eine direkte Übernahme der Benchmarkingergebnisse zu vermeiden ist: Die individuellen Möglichkeiten des Netzbetreibers, seine Kosten zu senken und bis dahin nicht berücksichtigte Kostentreiber sollten an dieser Stelle in die Vorgaben des Regulierers einfließen. Darüber hinaus sollte berücksichtigt werden, dass durchschnittlich effiziente Unternehmen in der Lage sein müssen, eine durchschnittliche Rendite erzielen zu können.
- Die im Zusammenhang mit der Versorgungsqualität (Abschnitt 47) einseitige Fokussierung der BNetzA auf die Höhe der Investitionen in Infrastruktur als maßgebliches Kriterium ist als kritisch einzuschätzen, da das so propagierte Außerachtlassen des Erhaltungsaufwandes nachhaltigen Betrieb benachteiligen würde und wesentliche Fehlallokationen zur Folge haben könnte. Die gegenseitige Substitution von Investitionen und Betriebsaufwand wird deutlich bei der Betrachtung der Versorgungszuverlässigkeit: Die Ausfallhäufigkeit ist abhängig vom Anlagenzustand, der sowohl von deren Alter als auch von der Pflegeintensität abhängt, die Ausfalldauer ist ebenso sowohl von der Menge der bereitgestellten Infrastruktur (Schalteinrichtungen, Fernwirktechnik) als auch vom Personaleinsatz (Zeit bis zum Eintreffen am Fehlerort, Leistungsfähigkeit) abhängig. Zur Versorgungsqualität, ebenso wie zum X-Faktor, wird im Rahmen der Kommentierung des entsprechenden Referenzberichts tiefer gehend Stellung genommen.