

Stellungnahme

Abschlussbericht zum BMWi-Branchendialog zur Weiterentwicklung der An- reizregulierung

Berlin, 10. Juli 2020

Inhaltsverzeichnis

1. Vorbemerkung	3
2. Allgemeine Anmerkungen	3
3. Anmerkungen im Einzelnen	4
3.1. Kosten des Engpassmanagements	4
3.1.1. Anreizinstrument ÜNB	6
3.1.2. Anreizinstrument VNB	7
3.2. Kapitalkostenabgleich für ÜNB und FNB	8
3.3. Übergangssockel	9
3.4. Eigenkapitalverzinsung	11

1. Vorbemerkung

Der BDEW hat bereits in mehreren Stellungnahmen seine Kritik an verschiedenen Vorschlägen und den diskutierten Modellen geäußert und verweist insoweit auf deren nach wie vor gültigen Inhalte. Auch mit dem vorgelegten Abschlussbericht ist leider noch immer nicht vollständig nachvollziehbar, welche Rückschlüsse das BMWi aus den Kommentierungen und Vorschlägen des BDEW gezogen hat.

Vielen der bislang vorgestellten Ansätze ist gemein, dass sie zu unkonkret sind, um die Umsetzbarkeit, die Anreizwirkungen und die Ergebniswirkungen abschließend bewerten zu können. Aufgrund der nur stichpunktartigen Beschreibung bleiben viele für die Bewertung relevante Aspekte unklar. Bei einzelnen Ansätzen bestehen grundsätzlich Zweifel, ob eine sachgerechte Parametrierung und eine rechtskonforme Umsetzung überhaupt möglich sind.

Der Branchendialog wird seitens der Branche als wichtiges Instrument zur Vertiefung der einzelnen Themen angesehen. Jedoch zeigt er im Ergebnis, dass es nach über einem Jahr intensiver Gespräche noch keine einfache, sachgerechte und überzeugende Lösung gibt, die die durch das BMWi adressierten Probleme insbesondere im Zusammenhang mit dem erforderlichen Netzausbau lösen kann.

Im Hinblick auf einen weiterhin hohen Investitionsbedarf in den Strom- und Gasnetzen wäre zudem eine Gesamtperspektive auf einen nachhaltigen Regulierungsrahmen für Netzinvestitionen wünschenswert. Themen wie eine angemessene Eigenkapitalverzinsung und die geforderte Verlängerung der Übergangsregelung zu Sockeleffekten wurden nur am Rande oder nur sehr kurz erörtert. Dabei zeigt sich eine Entwicklung, die Investitionen der Vergangenheit nachträglich entwertet. Das starke Absinken der Eigenkapitalverzinsung etwa führt dazu, dass die Wirtschaftlichkeit der für das Netz üblichen langlebigen Investitionen nachträglich in Frage gestellt wird. Der Regulierungsrahmen wird der Notwendigkeit umfangreicher Netzinvestitionen in den kommenden Jahren somit immer weniger gerecht.

2. Allgemeine Anmerkungen

An den Anfang des Branchendialogs hatte das BMWi die aus seiner Sicht vordringlichen Herausforderungen an die Stromnetze gestellt, insbesondere die Beschleunigung des Netzausbaus und die Optimierung des Engpassmanagements (Redispatch).

Im Branchendialog sollte dann gemeinsam überprüft werden, ob die ARegV diese Herausforderungen in ausreichendem Maße adressiert, die aktuellen Regelungen noch zeitgemäß sind oder ob es punktueller Anpassungen der ARegV bedarf. Ziel war es, zu analysieren, ob und in welchem Maße mutmaßliche Fehlanreize bestehen und welchen Beitrag die diskutierten Alternativen zu den o.g. Herausforderungen leisten.

Eine einfache Lösung für die o.g. Herausforderungen konnte jedoch nicht gefunden werden. Vielmehr belegt die Offenheit des vorgelegten Abschlussdokuments des BMWi, dass eine einfache Anpassung der ARegV nicht das geeignete Mittel ist. Allein das Setzen neuer Anreize, von denen bislang weder das BMWi noch die Netzbetreiber mit Sicherheit einschätzen

können, wie diese wirken und ob diese überhaupt richtig gesetzt bzw. erreichbar sind, erscheint wenig zielführend.

Vor diesem Hintergrund sind folgende Punkte anzumerken:

- Zur effizienten Umsetzung von Engpassmanagement werden bereits der Systemwechsel zum „Redispatch 2.0“ und die hierzu mit der BNetzA abgestimmten und von der Regulierungsbehörde in naher Zukunft festgelegten Regelungen und Prozesse einen essenziellen Beitrag leisten. Hierzu bedarf es einer fairen Kostenregelung mit einem angemessenen Chance-Risiko-Profil.
- Mit Blick vor allem auf die notwendige und wichtige Zusammenarbeit der Netzbetreiber ist es sinnvoll, den Netzbetreibern zunächst die Möglichkeit einzuräumen, die Prozesse zu erlernen und die darin angelegten Mechanismen einzuspielen.
- Die Einstufung von Engpassmanagement-Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten hat nicht „verhindert“, dass die Gesamtkosten für Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen das zweite Jahr in Folge gesunken sind: von 1,5 Mrd. € in 2017 auf 1,2 Mrd. € in 2019.
- Ein Kapitalkostenabgleich bei ÜNB und FNB liefert, gutachterlich belegt, keinen Beitrag zur Beschleunigung des Netzausbaus.
- Mit Blick auf einen weiterhin hohen Investitionsbedarf in den Strom- und Gasnetzen muss die Investitionsfähigkeit der Netzbetreiber erhalten bleiben. Ein verlässlicher und auskömmlicher Regulierungsrahmen ist hierfür entscheidend. Eine nachträgliche Entwertung von bereits getätigten Investitionen könnte die Investitionsfähigkeit und -tätigkeit gefährden. Eine angemessene Eigenkapitalverzinsung sowie die Verlängerung der Übergangssockel über die dritte Regulierungsperiode hinaus sind daher unverzichtbar. Da der Netzausbau notwendig ist für die Reduzierung von Engpässen, würden ohne auskömmliche Investitionsbedingungen auch die Bemühungen um die Verringerung von Redispatch ins Leere laufen.

3. Anmerkungen im Einzelnen

3.1. Kosten des Engpassmanagements

Im Zuge des NABEG 2.0 wurden die bislang unterschiedlichen Regime, nach denen die Netzbetreiber im Falle von Netzengpässen auf Erneuerbare-Energien- und KWK-Anlagen einerseits (sog. Einspeisemanagement) und konventionelle Kraftwerke andererseits (sog. Redispatch) zugreifen, zu einem einheitlichen Regime zusammengeführt. Damit sollen die Netzführung optimiert und die Kosten für die Behebung von Netzengpässen gesenkt werden.

Offen gelassen hat der Gesetzgeber ausdrücklich eine Regelung zur **Anerkennung der Redispatch-Kosten in der Anreizregulierung**. In der Gesetzesbegründung zum NABEG 2.0 heißt es hierzu, dass *„angesichts der hohen Komplexität [...] Zeit benötigt [werde], um eine fachlich sinnvolle Lösung hinsichtlich aller Kosten des Engpassmanagements zu erarbeiten und mit den betroffenen Verbänden zu diskutieren“*.

Die Engpassmanagementkosten (EPM-Kosten) sind sehr volatil und dabei in hohem Maße verursacht durch exogene Faktoren. Dies betrifft die Ursachen, die Mengen- und die Preiskomponenten. Zur exakten Ermittlung, Abgrenzung und Eliminierung exogener Einflüsse aus den Engpassmanagementkosten liegen bis heute keine praktikablen Ansätze vor.

Im BMWi-Branchendialog wurden unterschiedliche Anreizmodelle für EPM-Kosten, zunächst einheitlich für alle Netzbetreiber, im Verlaufe sodann getrennt für ÜNB und VNB diskutiert. Eine separate **Betrachtung verschiedener Modelle für die ÜNB einerseits und die VNB andererseits** ist fachlich auch nachvollziehbar.

Mit Blick vor allem auf die notwendige und wichtige Zusammenarbeit der Netzbetreiber ist jedoch streng darauf zu achten, dass keine Fehlanreize durch etwaige – regulatorisch veranlasste - unternehmensindividuelle Kostenoptimierungen gesetzt werden und es nicht zu ungewollten Rückwirkungen auf die anstehenden neuen Prozesse zu Lasten anderer Netzbetreiber, zu Lasten der Anlagenbetreiber oder zu Lasten der Systemsicherheit kommt. Vor diesem Hintergrund erscheint es sinnvoll, den Netzbetreibern zunächst die **Möglichkeit einzuräumen**, die in der 204-seitigen Branchenlösung „Redispatch 2.0“ beschriebenen **Prozesse zu erlernen** und die darin **angelegten Mechanismen einzuspielen**. Neu sind hierbei vor allem die vorgesehenen Datenaustauschprozesse, die planwertbasierte Regelung auch von Erneuerbare-Energien- und KWK-Anlagen auf Basis einer vorausschauenden Netzzustandsanalyse sowie die Bewirtschaftung eines Redispatch-Bilanzkreises durch die Netzbetreiber.

Das BMWi sieht es als vordringlich an, stärkere Anreize für ein effizientes Engpassmanagement zu setzen. Effizienzziele müssen jedoch so gestaltet und über die Regulierungsperiode verteilt sein, dass der betroffene Netzbetreiber die Vorgaben unter Nutzung der ihm möglichen Maßnahmen erreichen und übertreffen kann (§ 21a Abs. 5 Satz 4 EnWG). Hierzu zählt auch ein ausgewogenes Verhältnis von **Chancen und Risiken**. Würden Effizienzvorgaben eingeführt, die für die Netzbetreiber nicht erreichbar und nicht übertreffbar wären, läge darin ein klarer Verstoß gegen die gesetzlichen Regelungen des EnWG. Festzuhalten ist aber, dass anreizregulatorische Maßnahmen keine Beschleunigung des Netzausbaus bewirken. Maßgeblich sind hierfür andere Faktoren wie z.B. Genehmigungsdauern, ein komplexer materiellrechtlicher Ordnungsrahmen und Akzeptanzfragen.

Ein weiterer Aspekt in der Debatte um eine regulatorische Kostenregelung ist, dass eine **Kosteneinsparung** – jenseits etwaiger ökonomischer Anreize – **bereits durch die neuen gesetzlichen Vorgaben zum Redispatch im EnWG und durch die in der Branche erarbeiteten und die BNetzA festzulegenden Prozesse** erwartet werden kann. Dies legt auch das dem **NABEG 2.0 zugrundeliegende Gutachten** zur "Entwicklung von Maßnahmen zur effizienten Gewährleistung der Systemsicherheit im deutschen Stromnetz" von Consentec, BBH und Ecofys nahe. Die darin durchgeführten Analysen zeigen, dass der erforderliche Umfang an Maßnahmen und die **Kosten des Netzengpassmanagements** infolge der – mittlerweile gesetzlich umgesetzten – Relativierung des nachrangigen Einsatzes von EE- und KWK-Anlagen sowie der Netzreserve **spürbar verringert** werden können. Eine entsprechende Erwartungshaltung enthält auch der Aktionsplan Stromnetz des BMWi, der in Hinblick auf die Kosten für das Engpassmanagement Einsparpotenziale insbesondere in der Einbeziehung aller

Erzeugungsanlagen, auch der erneuerbaren Energien und der KWK, in ein optimiertes Gesamtkonzept zum Engpassmanagement und in einer besseren Zusammenarbeit der ÜNB und VNB zur Nutzung günstiger Potenziale auch in den Verteilernetzen sieht.

Die Netzbetreiber befinden sich derzeit in der Umsetzung völlig neuartiger Redispatch-Prozesse, die eine neue Art der Zusammenarbeit der Netzbetreiber und Einsatzverantwortlichen bedeuten wird und deren Feinausgestaltung aktuell erst noch festgelegt wird. Darüber hinaus sind relevante Mengen und Kosten für die Redispatch-Prozesse heute sehr schwer abschätzbar und aufgrund der beschriebenen Exogenität kaum beeinflussbar.

Daher empfiehlt es sich, zunächst eine an die heute geltenden Vorschriften angelehnte Regelung mindestens für die Übergangszeit der dritten Regulierungsperiode vorzusehen. Auch für die vierte Regulierungsperiode sollten die Kosten zunächst als dauerhaft nicht beeinflussbar behandelt werden. Im Rahmen der nächsten Evaluierung der Anreizregulierung (31. Dezember 2023) könnte sodann eine neuerliche und auf Basis einer wesentlich robusteren Datengrundlage Diskussion geführt werden.

3.1.1. Anreizinstrument ÜNB

Für die Engpassmanagementkosten bei den ÜNB wird ein "Referenzpfad mit Sliding-Scale-Mechanismus" präferiert. Hierbei würden aus historischen EPM-Kosten Referenzwerte ermittelt, Abweichungen hiervon über einen Beteiligungsfaktor anteilig in die Erlösbergrenzen eingerechnet sowie Chancen und Risiken durch Kappungsgrenzen limitiert werden. Um die Kooperation zwischen den ÜNB nicht zu behindern, soll es über einen gemeinsamen Referenzwert und einen Verteilungsschlüssel eine kollektive Anreizsetzung für die ÜNB geben.

Der von der BNetzA präferierte Ansatz, den Referenzwert auf Grundlage eines 5-Jahres-Trends zu bestimmen, ist besonders anfällig für Verfälschungen durch Ausreißer, kann zu Referenzwerten unter null führen und ambitionierte Maßnahmen bestrafen. Hinzu kommt, dass bei plausiblen Kostenverläufen für den Anwendungszeitraum des Instruments eine echte Bonus-Chance erst nach mehreren Jahren des nahezu sicheren Malus und damit eine Wette auf die Zukunft entsteht. Ein symmetrischer Anreiz ist dies nicht. Der Vorschlag der ÜNB, einen gleitenden Durchschnitt mit separater Abbildung abgrenzbarer exogener Faktoren heranzuziehen, zeigt diese Verfälschungen nicht.

Darüber hinaus lässt sich feststellen, dass obwohl das Modell bereits seit dem Sommer 2019 diskutiert wird, wesentliche Fragen und Ausgestaltungen bisher immer noch nicht geklärt werden konnten. Dazu gehören neben der Ermittlung verlässlicher Referenzwerte die Höhe des Beteiligungsfaktors, der Kappungsgrenze und des Verteilungsschlüssels. Diese Elemente sind jedoch unverzichtbar für die Analyse der Wirkungen und eine abschließende Bewertung.

Fazit:

Bezüglich der Ausgestaltung eines sachgerechten Anreizsystems zu den Engpassmanagementkosten der ÜNB bestehen immer noch grundlegende Bedenken. Es ist offen, wie Referenzwerte belastbar bestimmt, Fehlanreize vermieden und Verzerrungen durch exogene Einflüsse und Volatilitäten auf ein angemessenes Maß reduziert werden können.

3.1.2. Anreizinstrument VNB

Aus Sicht der VNB ist es zielführend, durch eine Prozessregulierung des Netzausbaus auf der Hochspannungsebene („Modell 1“) die Ursachen für Engpassmanagement gezielt bei den betroffenen Unternehmen zu adressieren¹. Damit würden die Einflussmöglichkeiten der VNB auf den Netzausbauprozess transparent erkennbar und überprüfbar. Anreize zur Reduzierung der EPM-Kosten könnten daran gemessen treffsicherer gesetzt werden. Eine Korrektur der Outputparameter (Modell 2) könnte pragmatisch Engpassmanagement im Effizienzvergleich berücksichtigen unter Vermeidung der Probleme einer kostenseitigen Abbildung.

Die Einbeziehung der EPM-Kosten in den Effizienzvergleich („Modell 3“) stößt hingegen auf folgende Schwierigkeiten:

- Infolge des großen Zeitversatzes zwischen dem Zubau von erneuerbaren Erzeugungsanlagen (teilweise innerhalb eines Jahres) und dem damit zusammenhängenden Netzausbau (ca. 10 Jahre auf der Hochspannungsebene) sind die Engpassmanagementkosten für die VNB über weite Zeiträume hinweg nicht beeinflussbar.
- Trotz massiven Zubaus von Erneuerbaren-Energien-Anlagen konnten mehr als 97 % der erneuerbaren Erzeugung von den Netzen aufgenommen und genutzt werden (vgl. BNetzA-Bericht Netz- und Systemsicherheit 2019). Dies verdeutlicht, dass die betroffenen Netzbetreiber über die letzte Dekade hinweg ihre Netzausbauverpflichtungen erfüllt haben.
- Dass die Netzbetreiber ihren Verpflichtungen nachkommen, zeigen auch die Investitionszahlen des Monitoringberichts 2019: Von 2008 bis 2018 sind die Verteilnetzinvestitionen von ca. 2,4 Mrd. Euro auf 3,9 Mrd. Euro gestiegen. Auf die 20 investitionsstärksten VNB entfallen ca. 64 % dieser Summe. Die von der Energiewende besonders geforderten VNB haben in den letzten Jahren deutlich mehr Mittel investiert, als ihnen über Abschreibungen zugeflossen sind - das Netz ist somit stetig und signifikant gewachsen. Dadurch wurden EPM-Kosten so gering gehalten wie möglich.
- Unter fast 900 VNB sind derzeit nicht einmal 20 Unternehmen von Engpassmanagementkosten betroffen. Werden EPM-Kosten in den Effizienzvergleich einbezogen, sind betroffene VNB in diesem Kostenvergleich dreifach durch die Auswirkungen der Energiewende belastet: 1. Hohe Netzinvestitionen, 2. steigende Betriebskosten für ein wachsendes Netz (Personal, Wartung, etc.), 3. EPM-Kosten.
- Den Gesamtnetzkosten der VNB von ca. 19 Mrd. EUR jährlich stehen EPM-Kosten von ca. 100 Mio. EUR gegenüber, also rund 0,5 Prozent. Das Potenzial für Kostensenkungen ist äußerst überschaubar, bei gleichzeitig hohen Risiken für die betroffenen Unternehmen.

¹ Der Vorschlag der VNB zur Verfahrensregulierung bezieht sich auf das Setzen von Anreizen zur Beschleunigung des Netzausbaus auf der Hochspannungsebene und fokussiert sich damit auf das Kernziel - die Reduzierung des Engpassmanagements. Insoweit ist die Aussage auf Seite 4 des Abschlussberichts, die Verfahrensregulierung solle „für den finanziellen und bilanziellen Ausgleich (Ausgleichsenergie) der jeweiligen Maßnahme gelten“ nicht richtig.

Fazit:

Anreizsetzungen sollten nicht pauschal, sondern nur individuell adressiert werden. Dies spricht für eine Umsetzung des „Modell 1“ (Prozessregulierung Netzausbau auf der Hochspannungsebene).

Die Einbeziehung der Kosten für Engpassmanagement in den Effizienzvergleich („Modell 3“) ist mit hohen Unsicherheiten belastet. In jedem Falle müssten dabei adäquate Korrekturansätze erfolgen, die eine angemessene Bereinigung von exogenen Einflüssen gewährleisten. Dies betrifft vor allem auch den strukturellen Zeitversatz zwischen EE-Ausbau und erforderlichem Netzausbau, der wiederum häufig durch Verzögerungen in den Genehmigungsverfahren noch deutlich verlängert wird. Korrekturen bedarf es auch in Hinblick auf die starken Schwankungen bei der Einspeisung (Volatilität) und hinsichtlich der unterschiedlichen Betroffenheit der VNB (Heterogenität). Zwischen Branche, BNetzA, BMWi und deren Beratern sind allerdings in über einem Jahr andauernden ausführlichen Branchendialog keine konsensfähigen Korrekturansätze gefunden worden.

3.2. Kapitalkostenabgleich für ÜNB und FNB

Das BMWi prüft, den Kapitalkostenabgleich (KKA) auch bei ÜNB und FNB einzuführen und das Instrument der Investitionsmaßnahmen (IMA) auslaufen zu lassen. Bei einem Systemwechsel wären Belange aktueller und zukünftiger Investoren durch angemessene Übergangsregelungen zu berücksichtigen.

Im Rahmen des Branchendialogs konnte nicht belegt werden, dass das Instrument der Investitionsmaßnahmen die Ursache oder ein wirksamer Anreiz für Verzögerungen ist. Die BNetzA hat auf Nachfrage keine konkreten Fälle nennen können. Die BMWi-Gutachter haben festgestellt, dass die beiden Instrumente zu vergleichbaren Gesamteffekten (interner Zinsfuß) führen und auch das Instrument des Kapitalkostenabgleichs nicht investitionszeitpunktneutral ist. Die BMWi-Gutachter haben bestätigt, dass ein Wechsel nachteilig für Investoren und Netzbetreiber wäre und das Vertrauen in bereits getätigte und künftig zu finanzierende Vorhaben schwächen würde.

Für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende und die Gewährleistung der Versorgungssicherheit benötigen alle Akteure Planungs- und Rechtssicherheit sowie eine Stabilität und Vorhersehbarkeit des regulatorischen Rahmens. Im Vertrauen auf den bestehenden Rechtsrahmen haben die Transportnetzbetreiber sowohl ihre Investitionsplanungen als auch die Realisierung dieser Investitionen vorangetrieben. Ein Modellwechsel könnte kontraproduktiv sein und zusätzliche Investitionshemmnisse auslösen.

Mit dem Instrument der Investitionsmaßnahme ist eine projektbezogene und sachgerechte Abbildung der tatsächlichen Kosten bedeutender Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen der Transportnetzbetreiber möglich. Ein wesentlicher Unterschied zu dem Kapitalkostenaufschlag ist die projektspezifische Abbildung der realen Finanzierungskosten mit Eigen- und Fremdkapital. Ohne eine Möglichkeit, die tatsächlichen Finanzierungskonditionen abbilden zu können, würden die für die Energiewende wichtigen Großprojekte gefährdet. Sollte

daher ein Systemwechsel – trotz gewichtiger Gegenargumente – vom Verordnungsgeber angestrebt werden, sind die realen Fremdfinanzierungskonditionen, analog zum Instrument der Investitionsmaßnahme, auch beim Kapitalkostenabgleich anzusetzen.

Darüber hinaus wären auch bei den Transportnetzbetreibern, ebenso wie bei der Einführung des Kapitalkostenabgleichs für die VNB, der sogenannte Übergangssockel zu gewähren. Sockeleffekte sind grundsätzlich dauerhaft notwendig, um die Refinanzierungslücken zu kompensieren, die durch den initialen Zeitverzug von bis zu sieben Jahren bis zur erstmaligen Kostenberücksichtigung entstanden sind. Im bisherigen System wären diese weitestgehend ausgeglichen worden. Durch den ersatzlosen Wegfall der Sockeleffekte bei einer Systemumstellung würde dieser Ausgleich vollständig entfallen.

Ebenso müssten bei einer Umstellung die bereits gezahlten Abzugsbeträge für Investitionsmaßnahmen vollständig zurückerstattet werden, da auch diese zur Verringerung der Mittelrückflüsse führen, die im bisherigen Regime erst über die vollständige Nutzungsdauer ausgeglichen werden können.

Im Gegensatz zum Instrument der Investitionsmaßnahme fehlt beim Kapitalkostenabgleich ein Element zur Berücksichtigung des Betriebskostenaufwuchses im Zuge der Netzausbauvorhaben zwischen den Basisjahren. Auch diesbezüglich wäre bei einem Systemwechsel eine Anpassung des Kapitalkostenabgleichs geboten.

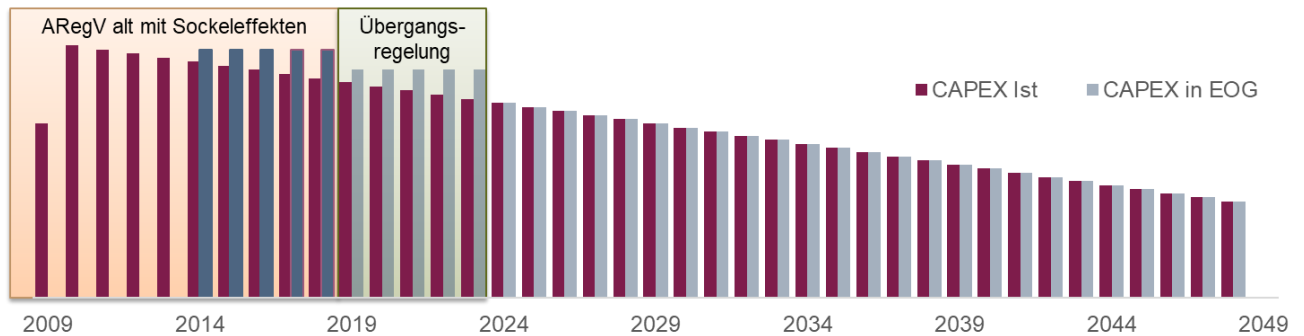
Fazit:

Die Ursachen für Verzögerungen beim Aus- und Umbau der Transportnetze liegen nicht im Instrument der Investitionsmaßnahmen. Der Kapitalkostenabgleich würde keine besseren Anreize für eine zügige Umsetzung und Inbetriebnahme setzen, stattdessen zusätzliche Investitionshemmnisse auslösen. Sollte dennoch der Kapitalkostenabgleich für Transportnetzbetreiber eingeführt werden, dann müsste er deren besondere Situation berücksichtigen sowie angemessene Übergangsregelungen enthalten, um eine Benachteiligung der Investoren durch den Systemwechsel zu vermeiden.

3.3. Übergangssockel

Mit dem Kapitalkostenabzug werden bei VNB ab der 3. Regulierungsperiode die Kapitalkosten (CAPEX) für Bestandsanlagen nicht mehr auf den Wert im Basisjahr fixiert, sondern der Rückgang aufgrund abschmelzender Restbuchwerte einkalkuliert. Die aus der bisherigen Fixierung auf das Basisjahr resultierenden späteren Vorteile („positive Sockeleffekte“) entfallen, auch wenn die Anlagen noch unter dem vorherigen Regulierungsregime errichtet wurden, in dem durch den Zeitverzug zwischen Investition und regulatorischer Berücksichtigung erhebliche Anfangsverluste („negative Sockeleffekte“) aufgelaufen sind. Bei Bestandsanlagen führt dies neben einer geringeren Verzinsung auch zu einem Verlust von Abschreibungsscheiben für mehrere Jahre und macht diese Investitionen nachträglich unwirtschaftlicher.

Für Investitionen aus dem Zeitraum 2007 bis 2016 wird gemäß der Übergangsregelung § 34 Absatz 5 ARegV der positive Sockeleffekt noch in der dritten Regulierungsperiode gewährt.



Der Bundesrat hat bereits mit der ARegV-Novelle 2016 die Bundesregierung aufgefordert zu prüfen, ob die Übergangsregelung auf die vierte Regulierungsperiode auszudehnen ist, um eine vollständige Refinanzierung effizienter Investitionen zu gewährleisten. Die Ergebnisse dieser Prüfung sollten so rechtzeitig vor dem Ende der dritten Regulierungsperiode vorgelegt werden, dass die Entscheidung über eine Verlängerung vor Beginn der vierten Regulierungsperiode möglich bleibt. Diese Prüfung ist bisher nicht erfolgt. Da die vierte Regulierungsperiode Gas 2023 beginnt und im nächsten Jahr hierzu die Kostenprüfung startet, muss die Prüfung umgehend umgesetzt und das Thema eingehend mit der Branche erörtert werden.

Durch den Wegfall der Sockeleffekte für die Investitionen der Jahre 2007 bis 2016 würde Anlagevermögen der Netzbetreiber substanziell entwertet und damit Eigenkapital vernichtet. Investierende Netzbetreiber und Netzübernahmen würden rückwirkend bestraft, das Vertrauen in die Verlässlichkeit der Regulierung würde bei Netzbetreibern, Gesellschaftern und Kapitalgebern nachhaltig beschädigt.

Die bisherige Übergangsregelung für Investitionen aus dem Zeitraum 2007 bis 2016 kann den Schaden bei weitem nicht kompensieren. Für die getätigten Investitionen müssen die Sockeleffekte über die dritte Regulierungsperiode hinaus gewährt werden, um eine angemessene, wettbewerbsfähige und risikoadäquate Verzinsung sowie Regulierungskontinuität zu gewährleisten und die Eigenkapitalbasis der Unternehmen im Hinblick auf notwendige Investitionen zu stärken. Die bisherige Übergangsregelung ist sowohl aus ökonomischer als auch aus juristischer Perspektive nicht ausreichend (vgl. Analysen von Prof. Pedell und Prof. Büdenbender). Mehrere Studien belegen die Notwendigkeit einer mindestens bis zur 5. Regulierungsperiode verlängerten Übergangsregelung (vgl. PwC-Analyse für VKU).

Fazit:

Die Übergangsregelung für Sockeleffekte sollte bis mindestens zum Ende der 5. Regulierungsperiode verlängert werden. Nur so kann die Entwertung des Anlagevermögens begrenzt, Vertrauen in die Verlässlichkeit der Regulierung für die Finanzierung zukünftiger Investitionen gesichert und die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit der investierenden Netzbetreiber erhalten werden.

Sollte ein Kapitalkostenabgleich auch für ÜNB und FNB eingeführt werden, ist hier noch eine entsprechende Übergangsregelung zum Sockeleffekt vorzusehen.

3.4. Eigenkapitalverzinsung

Angemessene Eigenkapitalzinssätze sind für Transportnetzbetreiber und Verteilnetzbetreiber ein wesentliches regulatorisches Element. Der Erfolg und die Geschwindigkeit der Energiewende hängt entscheidend davon ab, dass die Netzbetreiber auf eine angemessene und wettbewerbsfähige Verzinsung ihres eingesetzten Kapitals vertrauen können.

Im Branchendialog wurde von der Branche aufgezeigt, dass die regulatorischen Eigenkapitalzinssätze – bei unveränderter Regulierungspraxis – in der folgenden Regulierungsperiode erodieren werden. Beim Eigenkapitalzinssatz bis zu einer Eigenkapitalquote von 40 Prozent (EK I) fände nahezu eine Halbierung seit Beginn der Anreizregulierung statt. Eine solch gravierende Reduktion der Erträge ist einzigartig im Vergleich zu internationalen Regulierungsentscheidungen und deckt sich in keiner Weise mit der Erwartungshaltung heutiger und potenzieller Investoren, ganz unabhängig davon, ob es sich um kommunale Anteilseigner oder Akteure des Finanzmarktes handelt. Für Eigenkapital, welches die 40 % Quote übersteigt (EK II), droht ein Strafzins, der aufgrund einer unausgewogenen Berücksichtigung risikoloser Eingangsgößen dann nur noch nahezu ein Viertel des Startwerts der Anreizregulierung ausmacht.

Umso erstaunlicher ist, dass das vorliegende Abschlussdokument dieses für alle Netzbetreiber zentrale Thema ausklammert. Investitionen in die Netzinfrastruktur sind langfristig und erfordern einen stabilen, planbaren und nachhaltigen Regulierungsrahmen. Nur so kann das Vertrauen der Investoren gewonnen werden. Der BDEW sieht hier dringenden Handlungsbedarf. Die deutschen Netzbetreiber sind bereit, für die Energiewende ein verlässliches und klimafreundliches Strom- und Gasnetz zu bauen und zu betreiben. Hierzu bedarf es aber deutlich geänderter verlässlicher Rahmenbedingungen, die den Netzbetreibern die Investitionen für die Zukunft ermöglichen.