

Novelle der ARegV 2016

Endlich Klarheit in Sicht

Lange hat die Energiebranche zusehen müssen, wie die zuständigen Ministerien des Bundes und der Länder hinter verschlossenen Türen über die dringend erforderliche ARegV-Novelle diskutierten. Änderungsvorschläge wurden eingebracht, die aber keinerlei erkennbare Resonanz erfuhren. Auch die BET hat Vorschläge zur Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens entwickelt. Anfang März 2016 geriet nun ein Entwurf der ARegV-Novelle aus dem BMWi – wohl gezielt – an die Öffentlichkeit. Damit ist endlich Klarheit in Sicht: Netzbetreiber können sich nun neu ausrichten.

Die BET begrüßt, dass in dem Entwurf der ARegV-Novelle die Vorschläge der BET zum Teil aufgegriffen werden und es damit zu einer Verbesserung im Regulierungssystem kommt. Gleichwohl gibt es an einigen Stellen noch deutlichen Optimierungbedarf.

Einschätzungen im Einzelnen

Die hauptsächliche Kritik der BET betraf die vorliegenden Investitionshemmnisse. Diese wurden durch die Einführung des Kapitalkostenabgleichs und der zeitnahen Kostennachführung durch die Verkürzung der Regulierungsperiode weitgehend beseitigt. Damit gehört auch die kostentreibende Fokussierung der Investitionen auf das Fotojahr der Vergangenheit an. Auch wenn dies im Ergebnis viele positive Effekte mit sich bringt, ergeben sich für Netzbetreiber deutliche – positive wie auch negative – Änderungen für die bisherige Regulierungs- und Investitionsstrategie. Dies betrifft vor allem Netzbetreiber, die bisher vom Sockeleffekt profitiert haben – oft Gasnetzbetreiber. Hier ist eine kritische Überprüfung der geplanten Investitionsvolumen nötig. Letztlich hat sich das BMWi für eine Mischung aus dem IKD-Modell (Investitionskostendifferenz) und dem Schäfer-Modell entschieden, unseres Erachtens zu stark in Richtung Schäfer-Modell. Hier sollte nachgebessert werden, da sonst die notwendigen Spielräume für Kosteneinsparungen nicht ausreichen. Durch diese Anpassungen kann aber auch der hohen Heterogenität der Netzbetreiber Rechnung getragen werden. Dies wäre zum Beispiel durch die zunächst geplante Anpassung des Erweiterungsfaktors nicht möglich gewesen.

Zur Begrenzung des Verwaltungsaufwands hat sich die BET dafür ausgesprochen, die Zahl der Parameter in der Regulierungsformel zu begrenzen. Dies wurde

mit dem Wegfall des Erweiterungsfaktors und der Investitionsmaßnahmen teilweise umgesetzt. Aber auch die Vereinfachungen im Regulierungskonto sind ein guter und wichtiger Schritt.

Die Verkürzung der Regulierungsperiode und damit eine zeitnähere Nachführung auch der Opex an die tatsächlichen Kosten sind Schritte in die richtige Richtung. Hierdurch passt sich das deutsche Regulierungssystem insgesamt den internationalen Vorreitern an. Nicht nachvollziehbar ist allerdings, warum vollständig auf den Ansatz pauschaler Betriebskosten im Kapitalkostenabgleich verzichtet wird.

Zusätzlich hat BET vorgeschlagen, die Kosten für die Abregelung von EE-Einspeisern (Redispatch) auch auf Verteilungsnetzebene stärker zu berücksichtigen, um Capexlastige Maßnahmen nicht zu bevorzugen. Damit würden intelligente Lösungen passgenau angereizt und dem Netzbetreiber technologieneutral die Möglichkeit zur optimalen Maßnahmenauswahl überlassen.

Die Beibehaltung des Best-of-four-Ansatzes beim Effizienzbenchmark ist ebenfalls zu begrüßen. Die etwas durch die Hintertür eingeführten konstanten Skalenerträge in der DEA-Methode (Data Envelopment Analysis) dürften dennoch zu geringeren Effizienzwerten vor allem bei kleineren Netzbetreibern führen. Die Supereffizienzanalyse hingegen soll den besten Netzbetreibern einen Zuschlag von maximal zusätzlichen fünf Prozentpunkten auf die Erlösbergrenze (EOG) ermöglichen.

Positiv ist auch die Beibehaltung der Schwellenwerte für das vereinfachte Verfahren. Kritisch ist allerdings die Notwendigkeit zum Abbau der (vermeintlichen) Ineffizienzen innerhalb von drei Jahren. Die Verordnung ist vermutlich so zu verstehen, dass damit im vierten Jahr der Regulierungsperiode der Absen-

kungspfad ausschließlich durch den Verbraucherpreisgesamtindex (VPI) und den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor (GSP) determiniert wird. Abhängig vom Effizienzwert drohen hier nicht unerhebliche Auswirkungen auf die Erlössituation des Netzbetreibers. Für die weitere Unternehmensplanung wird es für die Strom- und Gasnetzbetreiber unerlässlich, den eigenen Absenkungspfad abzubilden.

Auch die im Zuge der bisherigen Diskussion angekündigte Verbesserung der Transparenz wurde im Entwurf nun umgesetzt. BET sieht an dieser Stelle allerdings die Notwendigkeit eher kritisch. Streit zum Beispiel um den Datenschutz ist bei dieser Position der Änderung zu erwarten.

Die vorgeschlagenen Änderungen zur EOG-Übertragung sind ebenfalls im Grundsatz zu begrüßen. Nach § 26 Abs. 3 Satz 1 im ARegV-Entwurf soll eine einvernehmliche Verständigung der beteiligten Netzbetreiber bis zu einem Zeitpunkt von sechs Monaten nach Netzübergang möglich bleiben. Einigen sich die Parteien nicht und es wird bis dahin kein übereinstimmender Antrag vorgelegt, so muss die Regulierungsbehörde eine Festlegung vornehmen. In der Vergangenheit sind allein aufgrund strittiger EOG-Übertragungen die Verhandlungen ins Stocken geraten. Dies dürfte sich in Zukunft so nicht mehr ergeben.

Schlussfolgerung

Die Entwicklung des deutschen Regulierungssystems entwickelt sich mit diesem ARegV-Entwurf in die richtige Richtung, auch wenn nicht für alle Netzbetreiber Verbesserungen erzielt werden. Trotzdem besteht noch erheblicher Anpassungsbedarf. Netzbetreiber können nun jedoch auf Basis weitgehend gesicherter Informationen ihre Strategie für die kommenden Regulierungsperioden entwickeln. BET wird dafür praxistaugliche Handlungsempfehlungen vorstellen.



Micha Ries,
BET Büro für Energie-
wirtschaft und technische
Planung GmbH, Aachen

>> micha.ries@bet-aachen.de

>> www.bet-aachen.de