



zur

Schriftlichen Anhörung eines Sondergutachtens zur Wettbewerbsentwicklung im Energiesektor gemäß § 62 EnWG

07.12.2018

I. Energiehandel

Antwort auf Frage 1:

Während im Stromsektor derzeit eine Debatte über die Aufteilung der Stromgebotszonen diskutiert wird, besteht im Gassektor eine Verpflichtung zur Zusammenlegung der beiden Marktgebiete.

Große, grenzüberschreitende Strompreiszonen sind unabdinglich für funktionierende, liquide Strommärkte. Deshalb spricht sich der VIK grundsätzlich für eine einheitliche Preiszone in Europa aus. Die Aufteilung von Handelszonen wird grundsätzlich negativ beurteilt, da dadurch die Marktliquidität sinkt und der Wettbewerb zwischen den Stromerzeugern, den Einspeisern und den Handelsgesellschaften eingeschränkt wird. So dürfen derzeit diskutierte Regelungen in der EU-Stromhandelsrichtlinie bzw. -verordnung nicht dazu führen, dass nationale Gebotszonen aufgesplittet werden. Auch Entso-E hat in seinem im April 2018 veröffentlichten ersten Bidding Zone Review¹ keine Anhaltspunkte dafür gefunden, dass kleine Strompreiszonen volkswirtschaftlich effizienter wären als größere. Ein liquider Handel und ein starkes Preissignal setzen Anreize für die Bereitstellung und den Einsatz von Flexibilitäten durch die Marktteilnehmer. Für die Weiterentwicklung des europäischen Binnenmarktes ist es von entscheidender Bedeutung, die grenzüberschreitende Zusammenarbeit beim Netzausbau und die Bewirtschaftung von Engpässen gemeinsam zu koordinieren. Volkswirtschaftlich und aus Sicht des Marktes spricht vieles dafür, langfristig größere Preiszonen in Europa anzustreben, was auch den Gedanken des europäischen Binnenmarktes widerspiegelt. Große Strompreiszonen sind am besten dazu geeignet, eine große Anzahl Marktteilnehmer und eine entsprechend hohe Liquidität bereitzustellen. Damit wird sichergestellt, dass Handelsteilnehmer jederzeit

¹ <https://www.entsoe.eu/news/2018/04/05/first-edition-of-the-bidding-zone-review-published/>

schnell und effektiv auf Veränderungen bei Produktion und Verbrauch reagieren und sich langfristig absichern können. Hierdurch könnte das langfristige Ziel eines integrierten europäischen Binnenmarktes für Strom erreicht werden. Eine einseitige Festlegung des Zuschnitts von Gebotszonen oder auch der Kriterien zur Bestimmung von Gebotszonen durch die EU-Kommission sollte vermieden werden.

Wir stehen der durch die GasNZV vorgesehenen Zusammenlegung der Gas-Marktgebiete positiv gegenüber, da damit eine Erhöhung der Liquidität zu erwarten ist und Prozesse vereinfacht werden können. Bei der konkreten Umsetzung des Projekts muss darauf geachtet werden, dass es zu möglichst unkomplizierten und effizienten Lösungen kommt. Insbesondere darf es nicht zu einer Einschränkung der verfügbaren Kapazitäten kommen. Solange sich die Gasflüsse nicht gravierend verändert, sollte dies der Fall sein. Mit andernfalls möglicherweise auftretenden Kapazitätsengpässen muss effizient umgegangen werden, d.h. es muss ein Optimum zwischen Netzausbau und Engpassbewirtschaftung mit marktbezogenen Instrumenten gefunden werden, das sicherstellt, dass es nicht zu ineffizienten Kostensteigerungen (Netzentgeltsteigerungen) kommt.

Angesichts der derzeit bestehenden Überkapazitäten auf Erzeugerseite in Deutschland hält der VIK die Einführung von Kapazitätsinstrumenten zum jetzigen Zeitpunkt für nicht erforderlich, allerdings muss die Kapazitätssituation sorgfältig und engmaschig beobachtet werden. Falls Kapazitätsmechanismen als notwendig erachtet werden sollten, müssen diese technologieneutral ausgestaltet werden. Grundsätzlich sind eigenständige regulierte Kapazitätsmärkte, in denen eine zentrale Instanz den Kapazitätsbedarf bestimmt, kritisch zu beurteilen und als weitere regulatorische Elemente zu sehen, die ins Marktgeschehen eingreifen. Kapazitätsinstrumente kommen allenfalls als Ultima Ratio in Betracht, wenn ein entsprechender Bedarf sicher nachgewiesen ist und marktnähere Mechanismen nicht zum Erfolg führen sollten. VIK unterstützt daher die EU-Kommission im Rahmen des Winterpakets in der Aussage, dass Mitgliedstaaten sorgfältiger prüfen müssen, ob Kapazitätsmechanismen tatsächlich erforderlich sind. Sollten Kapazitätsinstrumente tatsächlich benötigt werden, müssen diese so effizient und kostengünstig für die Stromverbraucher wie möglich ausgestaltet werden. Dabei sind dezentrale Lösungen anzustreben. Die konkreten Designprinzipien von Kapazitätsmechanismen in der neuen Strombinnenmarktverordnung würden eine effiziente Erbringung von Versorgungssicherheit allerdings nicht ermöglichen. Umweltkriterien für Kapazitätsmechanismen (Emissionswert < 550 Gramm CO₂/kWh) führen unbestritten dazu, dass kostengünstige Spitzenlastkraftwerke nicht abgerufen würden. In diesem Zusammenhang ist zu bedenken, dass der Emissionshandel als Leitinstrument für die Reduzierung von Emissionen dient. Ebenso sollten ältere Kraftwerke nicht von vornherein ausgeschlossen werden. Die Versorgungssicherheit würde dann nicht am effizientesten erbracht.

Antwort auf Frage 2:

Die Digitalisierung des Energiehandels kann zu einer zunehmende Kleinteiligkeit bei Angebot und Nachfrage führen, was eine höheren Marktliquidität zur Folge hätte und damit auch perspektivisch zu niedrigerer Volatilität führt. Dabei kann die Blockchain Technologie den Wettbewerb am Energiemarkt fördern und die Liquidität direkt oder indirekt über Marktkopplung weiter positiv beeinflussen. Allgemein ist von niedrigeren Hürden für neue

Marktteilnehmer auszugehen, was einen positiven Effekt für den gesamten Wettbewerb am Energiemarkt zur Folge hätte. Eine zunehmende Kleinteiligkeit könnte aber auch negative Auswirkungen auf z.B. Bilanzkreisabwicklung (Prognosen etc.) haben.

Antwort auf Frage 3:

Die Unternehmenskonzentration ist bislang noch nicht kritisch. Ausgleichend wirken die Strombörsen, solange dort genug Handelspartner aktiv sind. Der Markt scheint aktuell nicht zu groß und nicht zu klein zu sein. Wir nehmen derzeit jedoch einen Rückzug von Akteuren mit nicht deutschen Stammhäusern auf dem Stromgroßhandelsmarkt wahr. Darüber hinaus ziehen sich einige prominente Vertriebe aus dem Großkundengeschäft zurück wie etwa die EnBW, was auf niedrige Margen in diesem Segment schließen lässt.

Antwort auf Frage 5:

Aus unserer Sicht sind bisher keine Auswirkungen erkennbar (außer Mehraufwand bei Marktakteuren).

II. Regelenergiemärkte

Antwort auf Frage 6

Die Rahmenbedingungen haben sich in den letzten Jahren verbessert. Insbesondere die Reduzierung der Mindestangebotsgrößen und die Einführung kürzerer Erbringungszeiträume bei der Sekundärregelenergie, kann die Wettbewerbsintensität weiter erhöhen. Kontraproduktiv und nahezu wettbewerbsbehindernd wirkt hingegen der aktuell durch die BNetzA beschlossene geänderte Zuschlagsmechanismus für die Sekundärregelung und die Minutenreserve sowie die Einführung eines Mischpreisverfahrens (vgl. Frage 8). Darüber hinaus haben die Übertragungsnetzbetreiber den Bedarf an Regelenergie stark verknappt (800 MW), sodass kleine Pools nicht mehr zum Zuge kommen und nur größere Regelenergieanbieter abgerufen werden. Die aktuell geltenden Rahmenbedingungen führen daher tendenziell zu einer Konzentration, jedoch ist es noch offen wie sich dies letztendlich auf die Preise auswirkt.

Antwort auf Frage 7:

Der VIK erachtet die Einführung des zusätzlichen Produktes wie z.B. einen „Minutenreservearbeit“ als derzeit nicht erforderlich. Ein weiteres Produkt bedeutet eine höhere Komplexität und bietet gegenüber den bisherigen Produkten und Ausschreibungsregeln keinen ersichtlichen Mehrwert. Ein Minutenreservearbeitsmarkt kann aus Sicht des VIK kein zusätzliches Flexibilitätspotenzial mobilisieren, da auch diese Anlagen zuvor, wie für den Minutenreserveleistungsmarkt, präqualifiziert werden müssen. Auch eine weitere Kostenoptimierung seitens der Anbieter im Minutenreservearbeitsmarkt sollte sich in Grenzen halten, da auch diese Anbieter ihre Opportunitätskosten gegenüber einer Leistungsmarktteilnahme in ihre Arbeitspreisgebote unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten berücksichtigen werden. Ebenfalls kann derzeit kein Mehrwert für die Netzstabilität durch ein entsprechendes Produkt gesehen werden, da die benötigte Reserveleistung auch weiterhin seitens der ÜNB als PRL/SRL/MRL vollumfänglich ausgeschrieben wird. Bereits heute besteht die Möglichkeit der Angebotsabgabe zu reinen Minutenreservearbeitspreisen mit

Leistungspreisen von Null Euro. Der Vorlauf von einem Tag (D-1; 10:00 Uhr) bietet den ÜNB ausreichend Zeit, Minutenreserve zu beschaffen und ggf. bei Nichterreichen der Ausschreibungsmenge eine zweite Auktion am Nachmittag (D-1) durchzuführen. Eine Verkürzung der Angebotsabgabe von Minutenreservearbeit nahe dem Erbringungszeitraum wird bzgl. der Systemsicherheit kritisch gesehen. Ebenso wäre es denkbar, dass der Minutenreserveleistungsmarkt u.U. kannibalisiert werden könnte, wenn bspw. dort nicht mehr angeboten würde und stattdessen die Leistungskosten in die Arbeitspreisangebote des Minutenreservearbeitsmarktes eingepreist würden. Dieses könnte dann zu höheren Ausgleichsenergiepreisen mit den entsprechenden Risiken für die Bilanzkreisverantwortlichen führen.

Antwort auf Frage 8:

Vor dem Hintergrund der Änderung des Zuschlagsverfahrens ist anzumerken, dass es sich beim Ereignis am 17.10.2017 – das diese Änderung seitens der BNetzA begründet - um einen singulären Vorfall handelte. In absehbarer Zeit ist mit der Einführung von Regelarbeitsmärkten nach der Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission zu rechnen. Daher hätte nach Ansicht des VIK eine Änderung des langjährig etablierten Zuschlagsmechanismus mit Augenmaß erfolgen müssen. Erst wenn zukünftig weiterhin missbräuchlich überhöhte Arbeitspreisangebote für SRL und MRL beobachtet werden, hätte behördlich in den Markt eingegriffen werden sollen. Der VIK hält das von der BNetzA geänderte Zuschlagsverfahren zum jetzigen Zeitpunkt grundsätzlich als geeignet, wenn zunächst der Gewichtungsfaktor auf „Null“ gesetzt werden würde und bis auf weiteres das Zuschlagsverfahren durch die BNetzA in transparenter Weise monitort würde. Erst bei wiederholten und kritischen Fällen überhöhter und missbräuchliche hoher SRL- oder MRL- Arbeitspreisangebote hätte der Gewichtungsfaktor behördlich und somit durch die BNetzA - und nicht etwa wie nun beschlossen durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) - moderat angepasst und festgelegt werden. Bis heute findet sich keine Marktinformation in welcher Höhe der Gewichtungsfaktor festgelegt wurde.

In Verbindung mit der Änderung des Zuschlagsmechanismus hätte die am 02.01.2018 durch die BK6 mitgeteilte Harmonisierung des technisch zulässigen Arbeitspreises der Regelarbeitsmärkte mit dem Intraday-Markt i.H.v. 9.999 Euro/MWh aufgehoben werden müssen. Durch die Möglichkeit einer Anpassung des Gewichtungsfaktors gem. BNetzA-Vorschlag sollte durch eine weitere Einführung einer technischen Preisobergrenze der Markt nicht zusätzlich beeinflusst werden.

Industrielle Anbieter von Frequenzhaltungsreserven (FCR/PRL) und Frequenzwiederherstellungsreserven (FRR/SRL/MRL) müssen bei der Angebotsgestaltung immer auch Opportunitätskosten berücksichtigen. Diese werden sich bei Bereitstellung von positiver FCR oder FRR durch Produktionsreduzierung an den entsprechenden Ausfallkosten der Produktion orientieren. Im umgekehrten Fall einer FCR / FRR durch Lasterhöhung müssen ggf. Netzentgelterhöhungen aufgrund einer höheren Leistungsspitze einkalkuliert werden. Die Einführung von Preisobergrenzen kann dazu führen, dass Anbieter wirtschaftlich betrachtet nicht mehr anbieten werden und dem Markt verloren gehen. Andererseits können sehr hohe Gebote das finanzielle Risiko von hohen Ausgleichsenergiepreisen bei den Bilanzkreisverantwortlichen erhöhen. Grundsätzlich muss diesbezüglich mit Augenmaß verfahren werden. Aus diesem Grund empfiehlt der VIK keine Festlegung einer

Preisobergrenze, um dem Markt nötige Freiräume bei der Angebotsgestaltung zu überlassen. Um einen möglichen Marktmissbrauch – ggf. durch eine marktbeherrschende Stellung oder strategischem Bieterverhalten – zu vermeiden, sollten ein begleitendes Monitoring eingeführt werden. Hilfreich können hierzu bspw. die Möglichkeit sein bestimmte Angebote von der Vergabe auszuschließen. Ergänzend hierzu sollte einem möglichen Ausschluss der Angebote aber zunächst eine persönliche Ansprache an den Anbieter durch den ÜNB vorausgehen. Der Anbieter sollte dann sein Angebot begründen und mögliche Fehler bei der Angebotserstellung ausschließen können.

III. Erneuerbare Energien

Antwort auf Frage 9:

Der VIK hat sich in der Vergangenheit immer für wettbewerbliche, technologieoffene und grenzüberschreitende Ausschreibungsverfahren ausgesprochen, diese werden auch durch die neue europäische EE-Richtlinie gestützt. Die Höhe der Förderung muss sich hiernach in einer „offenen, transparenten, wettbewerbsfördernden, nichtdiskriminierenden und kosteneffizienten“ Art und Weise bestimmen (Art. 4 Abs. 3 EE-Richtlinie). Die Ausschreibungen für Erneuerbare Energien können einen funktionierenden Wettbewerb der Bieter untereinander fördern damit die Effizienz maximiert und die Förderkosten für die Erneuerbaren Energien so weit wie möglich reduziert werden. Dies haben auch die bisherigen Ergebnisse der Ausschreibungen weitgehend gezeigt. Bei den Ausschreibungen für Offshore-Windenergie gab es bereits sog. „Null-Cent-Gebote“. Bei den zweiten gemeinsamen Ausschreibungen von Wind und Solar haben die Solaranlagen alle Zuschläge erhalten. Allerdings haben die aktuellen Ergebnisse der dritten Ausschreibung für Windenergie an Land 2018 gezeigt, dass die Vergütungen für den Windstrom seit Jahresbeginn wieder deutlich angestiegen sind. So stieg der Zuschlagswert für EEG-Windstrom seit Jahresbeginn um ca. 30 Prozent an. Dieser Anstieg lässt auf eine niedrigere Wettbewerbsintensität schließen. Dies kann mehrere Gründe haben, wie etwa, dass die Ausschreibungsvolumina sowie die Gebotsobergrenze nicht adäquat festgelegt wurden. Außerdem ist zu konstatieren, dass bei der Offshore-Windenergie beispielsweise induziert durch Abstandsregelungen immer weniger Flächen zur Verfügung stehen und der weitere Ausbau zunehmend an Grenzen stoßen wird. Flächen und Grundstücke sind in Zukunft als knapper Rohstoff zu sehen, der den Wettbewerb einschränken kann.

Eine Erhöhung der Ausschreibungsvolumina durch die vorgesehenen Sonderausschreibungen dürfte in dieser Situation abnehmender Wettbewerbsintensität zu weiter steigenden Zuschlagswerten führen. Sollten die Sonderausschreibungsvolumina größer sein als die vorliegenden BlmschG-Genehmigungen für Windkraftanlagen, dürfte dies dazu führen, dass die Ausschreibungen tendenziell zu einem Anbietermarkt werden und sich die Zuschlagswerte in den Ausschreibungen zukünftig wieder nach oben entwickeln werden.

VIK spricht sich grundsätzlich dafür aus, dass Ausschreibungen technologieoffen und grenzüberschreitend entworfen werden. Auch sollten Größenklassen möglichst so gewählt werden, dass Sie keine Markteintrittsbarrieren darstellen um mehr Wettbewerb zuzulassen. Damit es bei einer sich einstellenden geringen Wettbewerbsintensität nicht zu Überförderungen und Kostensteigerungen kommt, sollten geeigneten Höchstpreise festgelegt werden. Als Preisbildungsmechanismus für die Ausschreibungen empfiehlt der VIK, auf einen

Pay-as-bid Mechanismus überzugehen. Die Verwendung eines Pay-as-bid-Mechanismus zur Markträumung erscheint aufgrund seiner einfachen Handhabbarkeit sinnvoll. Zudem können damit Überrenditen für Bieter mit niedrigen Gestehungskosten vermieden werden.

Antwort auf Frage 11:

Ein Power Purchase Agreement (PPA) ist ein langfristiger Stromliefervertrag, der direkt (bilateral) zwischen einem Käufer (Stromabnehmer) und einem Verkäufer (Anlagenbetreiber) abgeschlossen wird. Dieser Vertrag regelt die Lieferung einer Strommenge zu einem definierten Preis oder einem äquivalenten finanziellen Ausgleich. Das Angebot an PPAs dürfte zunehmen, da ab 2021 Jahr für Jahr alte EE-Anlagen aus dem EEG-Förderregime fallen. Allein 2021 könnten nach Abschätzungen etwa 3 GW Windenergieanlagen (sog. Ü-21-Anlagen) betroffen sein. Ein Wettbewerb um die Kontrahierung besonders attraktiver Ü-21-Anlagen entsteht bereits. Langfristige Verträge (PPA) können daher ein Instrument sein, um bestehende EE-Anlagen nach Auslaufen der gesetzlichen Förderung weiter im Markt zu halten und damit eine volkswirtschaftliche ineffiziente Stilllegung nach Ende der Förderung zu verhindern. Eine Weiterentwicklung des Marktprämienmodells ist in diesem Sinne nicht erforderlich.

Derzeit haben energieintensive Unternehmen, welche die Strompreiskompensation im Rahmen des ETS erhalten, keinen Anreiz, ein PPA abzuschließen, weil diese Unternehmen die Strompreiskompensation nicht bekommen, wenn sie Strom kaufen, der CO₂-frei ist, obwohl der vertragliche Strompreis sich am (durch CO beeinflussten) Großhandels-Strompreis orientiert. Dieses regulatorische Hemmnis in der nationalen Gesetzgebung sollte beihilferechtskonform, wie etwa in Finnland bereits geschehen, gelöst werden.

Durch PPAs könnte sich das Einspeiseverhalten von EE-Betreibern dem Energiemarkt anpassen. Zudem wächst so die Motivation für innovative Speicherkonzepte. Die Erlösmöglichkeiten von EE-Anlagen werden damit stärker den Preis-Signalen der Strombörse ausgesetzt, da mit dieser Option keine finanzielle Absicherung und „Auffüllung“ des Vergütungsanspruchs bis zu einer zuvor festgesetzten Höhe erfolgt. Insgesamt zeigt das Aufkommen von PPAs, dass die erneuerbaren-Energien weiter in den Markt integriert werden und zukünftig keine gesetzlichen Fördermodelle mehr notwendig sind.

IV. Stromnetze und Netzentgelte:

Antwort auf Frage 12:

Der generelle Zubau von Stromerzeugungsanlagen auf regenerativer Basis in Deutschland folgt den politischen Entscheidungen der vergangenen Jahre. Aus Sicht des VIK ist es wünschenswert, dass im Rahmen der Netzentgelte ein regionales Steuerungselement etabliert wird, das die Errichtung von Stromerzeugungsanlagen in Regionen mit eher geringen Folgekosten für Netzanschluss und -ausbau gegenüber solchen mit hohen Folgekosten incentiviert. Derzeit ist die Verfügbarkeit entsprechender Flächen und der Ertrag aufgrund des lokalen Dargebots aus Wind und Sonneneinstrahlung das einzige Entscheidungskriterium für die Errichtung entsprechender Anlagen, weil die daraus resultierenden Kosten für das Netz auf die Verbraucher umgelegt werden und insofern für den Anlagenbetreiber irrelevant sind.

Nur wenn die Folgekosten im Netz bei der Investitionsentscheidung mit Berücksichtigung finden, findet der Ausbau regenerativer Stromerzeugung zu geringstmöglichen Gesamtkosten statt. Eine Möglichkeit der Ausgestaltung dieses Steuerungselements besteht darin, dass selektiv in den Netzbereichen, wo der Zubau von Stromerzeugungsanlagen mit Einspeisung ins Netz der allgemeinen Versorgung nachweislich Netzausbau bzw. -ertüchtigung erfordert (typischerweise lastferne Regionen, sofern nicht ein Kapazitätsüberhang aus der Vergangenheit besteht), ein Baukostenzuschuss erhoben wird, der sich an der maximalen Einspeiseleistung der jeweiligen Erzeugungseinheit orientiert.

Antwort auf Frage 13:

Hierzu möchten wir auf unsere Ausführungen in unserer aktuellen Stellungnahme zum Gutachten des BMWi vom 30.08.2018 zu den Optionen zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik für eine sichere, umweltgerechte und kosteneffiziente Energiewende hinweisen. Die Stellungnahme ist online unter folgender Adresse abrufbar:

<https://www.vik.de/wp-content/uploads/2018/11/20181031-VIK-SN-Netzentgeltsystematik-final.pdf>

In diesem Zusammenhang möchte wir betonen, dass auch die heutige Netzentgeltsystematik - ausschließlich auf Höchstlastbeitragskalkulation basierende Netzentgeltsystematik- zu Unschärfen hinsichtlich der Verursachungsgerechtigkeit der resultierenden Netzentgelte führt. Eine Neuordnung der Netzentgeltsystematik - etwa nach Vorschlag von Consentec - führt zu erheblichen Umverteilungen und einer hohen regulatorischen Eingriffstiefe und birgt somit Akzeptanz- und Umsetzungsrisiken. Im Falle einer Anpassung des bestehenden Netzentgeltsystems, mit dem Ziel Hemmnisse für Marktreaktionen und die Erbringung systemdienlichen Verhaltens abzubauen, sind die vorgenannten Risiken aufgrund der geringeren regulatorischen Eingriffstiefe deutlich vermindert. Daher wäre zunächst eine sachgerechte Anpassung der bestehenden Netzentgeltsystematik, ohne Einführung von anschlussbezogenen Fixpreiskomponenten wie Grundpreis und Kapazitätspreis zu präferieren. Nach Beseitigung bestehender Flexibilitätshemmnisse kann mittelfristig eine Optimierung der Kostenreflexivität der Netzentgeltsystematik angestrebt werden.

V. Weitere Märkte und allgemeine Entwicklungen

Antwort auf Frage 18 und 19:

Sektorenkopplung ist mehr als nur zunehmenden Strom im Verkehrssektor zu nutzen. Insgesamt gilt es beim Vorantreiben von Sektorenkopplung über Power-to-Gas-Konzepte (so wichtig solche Technologien sind, und so sinnvoll es ist, diese in größerem Maßstab zu entwickeln) darauf zu achten, dass die Sektorkopplung nicht in einer Weise erfolgt, die den Grundsätzen der Entflechtung bzw. des Unbundlings widerspricht. Die Entwicklung dieser Technologien sollte im wettbewerblichen Bereich erfolgen und dem Markt überlassen bleiben. Sofern im Markt derzeit regulatorische Hemmnisse bestehen, sollten diese (ggf. temporär bzw. im Sinne von regulatorischen Testläufen oder Reallaboren) abgebaut werden, anstatt die Weiterentwicklung entsprechender Technologien in regulierte Bereiche zu überführen.

VIK sieht beispielsweise ein regulatorisches Hemmnis dafür, dass energieintensive Unternehmen in Power-to-X Technologien investieren, in der derzeitigen Ausgestaltung der Besonderen Ausgleichsregelung. Stichwort ist hier der friktionslose Eintritt in die Besondere Ausgleichsregelung. Dies zeigen beispielsweise praktische Erfahrungen bei konkreten Projekten von Industriegaseherstellern. Zwar bestehen mit § 64 Absatz 4 EEG bei Neugründungen Erleichterungen, diese sind aber nicht ausreichend. Auch § 61k EEG ist nicht hilfreich, weil hiermit nur die EEG-Umlage für die Ein- und Ausspeicherung von Strom aber nicht bei Power-to-X Anwendungen wegfällt. Unternehmen die heute in der Besonderen Ausgleichsregelung sind haben daher keinen Business-Case in solche Technologien zu investieren, weil Sie für die ersten zwei Jahre volle EEG-Umlage bezahlen müssten. Die Problematik taucht immer dann auf, wenn ein energieintensives Unternehmen in Deutschland in einen neuen Produktionsstandort investieren möchte. Das Unternehmen könnte zwar die Besondere Ausgleichsregelung für seine bestehenden Standorte in Anspruch nehmen. Für den neuen Standort wird die Besondere Ausgleichsregelung durch die Mechanik des Gesetzes jedoch erst im dritten Jahr nach Inbetriebnahme wirksam („Datenjahr“ – „Antragsjahr“ – „Begrenzungsjahr“), obwohl dieser Standort dank seiner Produktions- und Stromverbrauchscharakteristik die Vorgaben für den Erhalt der Besonderen Ausgleichsregelung mühelos von Beginn an erreicht. Gerade die ersten Jahre einer Neu-Investition haben größten Einfluss auf seine Rentabilität, weswegen bis zu zwei Jahre an voller EEG-Umlage für einen stromintensiven Standort für diese einen „Genickbruch“ der Investition zur Folge hätte. Es geht hier also nicht um die Neugründung eines Unternehmens, für die eine Verkürzung der nicht-begrenzten Zeit gemäß EEG §64 möglich ist. Sondern um die Neugründung eines Produktionsstandortes eines bestehenden Unternehmens, welches die BesAR bereits an anderen Standorten in Anspruch nehmen kann.

Insbesondere bei den Überlegungen, Wasserstoff in Zukunft nicht nur wie bisher aus Erdgas über Steamreforming-Anlagen zu produzieren, sondern über erneuerbaren Strom dezentral, netzdienlich per Wasser-Elektrolyse, stellt die oben beschriebene Regelungsmechanik ein Investitionshindernis dar. Noch ist der Einsatz von Strom gegenüber Erdgas deutlich teurer, jedoch entwickelt sich die Technologie weiter. Preissignale des Marktes – z.B. niedrige Strompreise bei hoher Wind- und Solarstromerzeugung – könnten den Einsatz von innovativen Power-to-X Technologien wirtschaftlich sinnvoll und gleichzeitig netzdienlich darstellbar werden lassen. Ohne Besondere Ausgleichsregelung ginge es jedoch auch hier nicht, weil die volle Beaufschlagung mit der EEG-Umlage die wirtschaftliche Umwandlung von Strom in Wasserstoff sofort unrentabel machen würde.

Eine Lösung für das Problem ist im EEG bereits bei der Besonderen Ausgleichsregelung für Schienenbahnen angelegt. Diese haben in § 65 EEG die Möglichkeit über Prognose-Daten die Besondere Ausgleichsregelung von Betriebsbeginn an zu erhalten, bei nachträglichem Nachweis. Dieses Prinzip sollte auf die Besondere Ausgleichsregelung für stromkostenintensive Unternehmen übertragen werden.