

21.04.2017

## **EFET Deutschland Stellungnahme zur Anhörung der Monopolkommission zur Bereitung des Sondergutachtens zur Wettbewerbsentwicklung im Energiesektor gemäß § 62 EnWG**

### **I. Netzregulierung und Konzessionsvergabe**

**1. Wie beurteilen Sie den durch die Novelle der Anreizregulierung für Verteilernetzbetreiber eingeführten jährlichen Kapitalkostenabgleich mit Blick auf Investitions-, Effizienz- und Innovationsanreize? Was sind aus Ihrer Sicht kritische Punkte des neuen Regulierungsmodells und wo sehen Sie Verbesserungspotenzial?**

**2. Wie beurteilen Sie die vorübergehende Beibehaltung des positiven Sockelbetrags für die dritte Regulierungsperiode? Unter welchen Umständen können aus Ihrer Sicht Härtefälle auftreten, welche die Gewährung von Sockelbeträgen rechtfertigen? Sehen Sie ein Erfordernis, Sockelbeträge auch über die dritte Regulierungsperiode hinaus zu gewähren?**

**3. Sehen Sie durch das neue Regulierungsmodell die Investitionsfähigkeit der Netzbetreiber insgesamt gegeben? War ein solch umfassender Systemwechsel notwendig, um ausreichende Investitionen in die Verteilernetze sicherzustellen? Wie beurteilen Sie in diesem Zusammenhang die Absenkung der Eigenkapitalzinssätze für die dritte Regulierungsperiode?**

**4. Wie bewerten Sie die mit der Novelle eingeführten zusätzlichen Veröffentlichungspflichten? Sehen Sie weiteren Regelungsbedarf zur Erhöhung der Transparenz?**

Die zusätzlichen Veröffentlichungspflichten werden grundsätzlich als positiv erachtet. Die für die FNB verbindlichen Transparenzpflichten (NC TAR) sollten grundsätzlich auf den Bereich der FNB beschränkt bleiben. Eine perspektivische Ausweitung auch auf die VNB darf nur mit Augenmaß erfolgen.

**5. Die Neuregelung der Konzessionsvergabe gemäß §§ 46 ff. EnWG vor kurzem in Kraft treten. Wie beurteilen Sie die Neuregelung, insbesondere § 46 Abs. 4 EnWG? Wird das Gesetzesziel erreicht, mehr Rechtssicherheit bei der Konzessionsvergabe zu gewährleisten?**

**6. Im Hinblick auf die Ziele des § 1 Abs. 1 EnWG existieren oft bereits weitreichende gesetzliche Vorgaben, die von jedem Netzbetreiber einzuhalten sind, hinzu tritt die**

**jeweilige Leistungsbeschreibung für den Konzessionsvertrag, die potenzielle Anbieter berücksichtigen müssen. Auch das Bundeskartellamt hat festgestellt, dass die Unterschiede in den Angeboten der Bieter in Bezug auf die sachlichen Kriterien des § 1 EnWG i.d.R. nicht sehr groß sind (BKartA, Beschluss vom 28. Januar 2015, BS-175/11-Stadt Titisee-Neustadt, Rn. 85). Welche anderen Wettbewerbsparameter könnten Ihrer Ansicht nach bei der Auswahl des neuen Konzessionärs sinnvoller Weise herangezogen werden?**

**7. Wie beurteilen Sie die Verlängerung des Konvertierungsentgelts von H-Gas nach L-Gas durch den jüngsten Beschluss der Bundesnetzagentur zur Änderung der Konni Gas?**

Auf Grund der unterschiedlich ausgestalteten Portfolien der Mitgliedsunternehmen konnte auch nach fortgesetzter Erörterung verschiedener Lösungsansätze zur Anbindung des L-Gas-Marktes an einen liquiden Handelsmarkt keine einheitliche Position von EFET Deutschland bezüglich der Frage, ob und wie lange die Beibehaltung eines Konvertierungsentgelts sinnvoll und geboten ist, gefunden werden.

## **II. Großhandelsmärkte**

**8. Wie sollte der europäische Energiebinnenmarkt aus Ihrer Sicht strukturiert sein? Inwieweit sollte es zu einer Zusammenlegung oder Trennung von Gebotszonen kommen? Welche Konsequenzen hätte das Vorhaben einer Aufteilung der deutsch-österreichischen Strompreiszone aus Ihrer Sicht?**

Grundsätzlich haben große und stabile Gebotszonen Vorteile insbesondere hinsichtlich Marktliquidität und Wettbewerbsintensität.

Die Trennung von Gebotszonen stellt ein relativ großes Risiko für den Markt dar, da diese in der Vergangenheit getätigte Investitionen oder Handelsabschlüsse im Terminmarkt untergraben und somit die Liquidität negativ beeinflussen können. Daher sollten Gebotszonenänderungen nur als letztes Mittel eingesetzt werden. Vorrang sollte der Netzausbau haben. Es ist zu vermuten, dass die Einführung einer Engpassbewirtschaftung an der deutsch-österreichischen Grenze geringere Auswirkungen auf den Markt hätte als eine innerdeutsche Marktsplaltung.

**9. Welche Erwartungen haben Sie an den Leitfaden des Bundeskartellamts zur Anwendung der Missbrauchsaufsicht im Stromgroßhandel? Bei welchen Aspekten besteht aus Ihrer Sicht das größte Potenzial zur Klärung durch den Leitfaden?**

Grundsätzlich sind wir an einer zügigen Veröffentlichung des Leitfadens interessiert, zu dessen Entwurf wir im Mai 2016 ausgiebig Stellung genommen haben. Die Stellungnahme finden Sie unter folgendem Link:

[http://www.efet-d.org/Cms\\_Data/Contents/EFETDeutschlandDatabase/Folders/Documents/Positionspapiere/Strom/~contents/MT3JKSA7H7N6VZ9N/160531-SN-EFET-D-BKartella-Leitfaden.pdf](http://www.efet-d.org/Cms_Data/Contents/EFETDeutschlandDatabase/Folders/Documents/Positionspapiere/Strom/~contents/MT3JKSA7H7N6VZ9N/160531-SN-EFET-D-BKartella-Leitfaden.pdf)

Zentrale Frage ist, ob das Kartellamt weiterhin am sogenannten Mark-Up-Verbot und damit auch am de-facto Mark-Up-Verbot festhält. Es gibt ein klares politisches Bekenntnis im Strommarktgesetz für einen Energy Only Markt, verbunden mit einer Stärkung des Marktes und insbesondere der Notwendigkeit einer freien Preisbildung, wo Preisspitzen als notwendiges Signal für Knappheit erforderlich sind. Dementsprechend stellt aus unserer Sicht das aus dem Wettbewerbsrecht resultierende faktische Mark-Up-Verbot ein signifikantes Risiko für die erfolgreiche Ausgestaltung dieses Energy Only Marktes dar.

Es ist nach wie vor nicht klar, wann Mark-Ups aus Sicht des Kartellamtes gerechtfertigt sind. Das Bundeskartellamt hat 2011 Mark-Ups prinzipiell untersagt, außer ein Unternehmen ist nicht-

marktbeherrschend oder deckt seine Durchschnittskosten nicht. Für beide Sachverhalte besteht Klärungsbedarf: Wer ist aus Sicht des Kartellamtes überhaupt noch marktbeherrschend? Ebenso sind die Anforderungen an einen Beleg näher zu beschreiben, dass der Betrieb eines Kraftwerks bzw. eines Kraftwerksparks nicht mehr wirtschaftlich ist, d.h. die „Durchschnittskosten“ nicht mehr deckt. Selbst ein marktbeherrschender Erzeuger ist nicht gezwungen, dauerhaft Verluste hinzunehmen. Durch die zwischenzeitlich eingetretene Marktlage sind die 2011 vom Bundeskartellamt eingetretenen Anforderungen an eine fehlende Vollkostendeckung mittlerweile bei den Marktteilnehmern gegeben.

Im Leitfaden sollte das Bundeskartellamt näher präzisieren, nach welchen Maßstäben die Frage der fehlenden Durchschnittskostendeckung zu prüfen ist. Dabei sind über entscheidungsrelevante Kosten hinaus sämtliche Fixkosten heranzuziehen, z.B. Personalkosten, Material- und Verwaltungskosten sowie Kapitalkosten. Je nach Energieträger können auch die Vollkosten, die bei der Bereitstellung des Brennstoffs entstehen, herangezogen werden. Die Vollkostenanalyse muss für das Kraftwerksporfolio im relevanten Markt, d.h. im Stromgroßhandelsmarkt durchgeführt werden.

Auch erwarten wir Präzisierungen bei der Definition von Grenzkosten. Es ist wichtig, dass im Leitfaden klargestellt wird, dass neben Startkosten und Instandhaltungskosten insbesondere auch Opportunitätskosten und Risikoausfallkosten ebenfalls als Teil des Grenzkostenkalküls anerkannt werden. Marktteilnehmer mit flexibler Kapazität (entweder Erzeuger, Speicherbetreiber oder Verbraucher mit nachfrageseitiger Flexibilität), die Kapazität in einer Day-Ahead-Auktion anbieten, haben Opportunitätskosten, wenn sie erwarten, dass Intraday-Preise oder Ausgleichenergiepreise steigen können. Diese Opportunitätskosten müssen im Day-Ahead-Markt (aber auch an Terminmärkten) berücksichtigt werden. Vor allem bei erwarteter physikalischer Knappheit können diese Opportunitätskosten sehr hoch sein. Ebenso tragen Marktteilnehmer, die Kapazität am Day-Ahead-Markt verkaufen, ein Ausfallrisiko (hohe Intraday-Preise oder Ausgleichenergiepreise nach einem Kraftwerksausfall). Diese Risiken können beträchtlich sein, auch weil Knappheit in den kurzfristigen Märkten plötzlich entstehen kann. Diese Risiken sind mit Kosten verbunden, die berücksichtigt werden müssen.

Weiterhin sind aus unserer Sicht die Interdependenzen zwischen den Märkten zu berücksichtigen. Das Bundeskartellamt fokussiert dagegen bislang nur auf den Day-Ahead-Markt. Diese Fokussierung lässt keinen Raum für die notwendige umfassende Betrachtung. Der Großhandelsmarkt für Strom besteht aus Terminmärkten (mit z. B. Jahres- und Monatsprodukten), dem Day-Ahead-Markt, dem Intraday-Markt und dem Regelenergie- und Ausgleichenergiemarkt. Auf jedem dieser Märkte findet jeweils Preisbildung statt. Und in jedem Schritt von Terminmarkt bis zum Regelenergiemarkt werden Produkte mit kleinerer Granularität gehandelt. Die Märkte sind interdependent und können sinnvoll nur in ihrer Gesamtheit betrachtet werden.

**10. Was sollte das Bundeskartellamt in seinem Vorgehen bei der Missbrauchsaufsicht vor allem beachten, um einer zu geringen Kontrollintensität vorzubeugen? Wie schätzen Sie die zukünftige Wettbewerbsintensität im Stromgroßhandel ein?**

EFET Deutschland schätzt die Wettbewerbsintensität auf dem Großhandelsmarkt als sehr intensiv ein. Zeichen für Marktmachtprobleme sollten nicht Preisspitzen in einzelnen Stunden sein, denn diese sind zur Fixkostendeckung unabdingbar, sondern ein Preisniveau, das dauerhaft über den Kosten der billigsten Neubautechnik liegt. Nur wenn das Preisniveau dauerhaft oberhalb der Kosten der billigsten Neubautechnik liegt und nicht ausreichend investiert wird, ergeben sich aus unserer Sicht ernstzunehmende Hinweise auf Wettbewerbsprobleme.

**11. Was sollte das Bundeskartellamt beachten, um einer zu hohen Kontrollintensität vorzubeugen? Welche Entwicklungen zeichnen sich aus Ihrer Sicht in Bezug auf Investitionen in Erzeugungskapazitäten ab?**

Wir stimmen dem Bundeskartellamt zu, dass es in keiner Weise Ziel des Missbrauchsverbots sein kann, einzelne im Stromgroßhandel auftretende Preisspitzen am Day-Ahead-Markt zu verringern bzw. zu verhindern. Deshalb ist es auch richtig, dass es nicht sachgerecht ist, einzelne Gebote von Kraftwerksbetreibern direkt zu prüfen.

Die Aufgabe des Bundeskartellamts wäre wesentlich vereinfacht, wenn es beobachten würde, ob die Preise am Terminmarkt eine Vollkostendeckung für das marktbeherrschende Unternehmen (inklusive notwendiger Renditen zur Deckung des Marktrisikos des Investors) für notwendige Kraftwerke erlauben. Erst wenn das Bundeskartellamt feststellt, dass die Terminmarktpreise Überrenditen erlauben, wäre zu prüfen, ob und inwieweit dies auf unangemessenen Preisaufschlägen durch marktbeherrschende Unternehmen beruht. Dabei sollte das Bundeskartellamt dieses Preismonitoring kontinuierlich und für längere Zeiträume durchführen. Das Auftreten von Aufschlägen (Preisen oberhalb der langfristigen Grenzkosten von Erzeugung) ist zum Beispiel nicht per se unangemessen, wenn es davor Perioden mit Preisen unterhalb der langfristigen Grenzkosten gab.

In diesem Zusammenhang weisen wir darauf hin, dass wir der Auffassung des Bundeskartellamts nicht zustimmen, dass das kartellrechtliche Missbrauchsverbot nicht wie eine Preisobergrenze auf dem Stromer Absatzmarkt wirkt und das kartellrechtliche Missbrauchsverbot sehr wohl Knappheitspreise unerwünscht einschränken kann. So führt insbesondere das sogenannte „de-facto Mark-Up-Verbot“ in Konsequenz zu unerwünschten Einschränkungen in der freien Preisbildung.

Des Weiteren bleiben Unsicherheiten bei der Anwendung des Kartellrechts bestehen. So ist weiterhin für Unternehmen immer nur ex-post feststellbar, ob sie nach den Kriterien des Bundeskartellamts als marktbeherrschend eingestuft sind; ihre Marktgebote müssen sie aber quasi im Tagesgeschäft ex-ante abgeben.

## **12. Wie hat sich die Liquidität der europäischen Gasmärkte aus Ihrer Sicht entwickelt und welche aktuellen Entwicklungen sehen Sie? Wie schätzen Sie die Wettbewerbssituation bei der Versorgung mit L-Gas ein?**

Für den Begriff Liquidität gibt es unserer Einschätzung nach keine einheitliche Definition. Wenn man unter Liquidität die Höhe der gehandelten Volumina (via Börse und auch OTC [also bilateral bzw. via Broker]) versteht, dann kann man zum heutigen Stand die folgenden Aussagen treffen (Ranking vom liquidesten Hub absteigend):

- TTF: wächst weiter
- NBP: stagniert auf hohem Niveau
- NCG-H: moderate Zuwächse
- GPL-H: moderate Zuwächse
- ZBH: stagniert auf niedrigem Niveau
- PEG-Nord, AUT-VP, CZ-VP: stagnieren auf sehr niedrigem Niveau; Zuwächse lediglich im Prompt (z.B. day ahead)

Die Liquidität der deutschen Spotmärkte bei NCG und Gaspool hat sich überaus positiv entwickelt, was auf eine hohe Wettbewerbsintensität hindeutet und stabile Preissignale generiert.

Im Terminmarkt ist die Liquidität an den deutschen Handelspunkten deutlich niedriger. Der Grund liegt in der Tatsache, dass sich Marktteilnehmer auf dem benachbarten TTF absichern können. Hinsichtlich der niedrigen Liquidität auf dem deutschen Terminmarkt sind einige Mitglieder der Meinung, dass ein Hedging über den TTF eine ausreichende Möglichkeit darstellt und es bei genügend verfügbarer Transportkapazität keines liquiden deutschen Terminmarktes bedarf. Andere Mitgliedsunternehmen sind dagegen der Meinung, dass das Hedging auf dem TTF eine Markteintrittsbarriere für kleinere und mittlere Marktteilnehmer darstellt, die mit zusätzlichen Transaktionskosten und –risiken verbunden sind.

Bezüglich der Liquidität im L-Gasmarkt, der nicht liquide ist, sind die Einschätzungen der Mitgliedsunternehmen ebenfalls geteilt. Einige Mitgliedsunternehmen sehen den Zugang zum L-Gasmarkt über die bilanzielle Konvertierung oder den physischen Import als ausreichend an, andere sehen die Gefahr einer Marktraumabschottung bei zunehmender Marktraumumstellung.

Die EFET Stellungnahme zum Marktdialog der BNetzA führt dies näher aus und ist hier verfügbar: [http://www.efet-d.org/Cms\\_Data/Contents/EFETDeutschlandDatabase/Folders/Documents/Positionspapiere/Gas/~contents/TH52KUERUVEZS9F6/160613-SN-Konkurrierende-Kapazitzuweisung.pdf](http://www.efet-d.org/Cms_Data/Contents/EFETDeutschlandDatabase/Folders/Documents/Positionspapiere/Gas/~contents/TH52KUERUVEZS9F6/160613-SN-Konkurrierende-Kapazitzuweisung.pdf)

**13. Welcher operative Aufwand ist mit den neuen Pflichten verbunden, die sich aufgrund der Arbeit der europäischen Energiemarktaufsicht (ACER) und der deutschen Markttransparenzstelle für Strom und Gas (MTS Strom/Gas) ergeben? Wie beurteilen Sie die Arbeit dieser Institutionen?**

Grundsätzlich ist zu sagen, dass der operative Aufwand bei Handelsunternehmen (egal welcher Größe) zu Umsetzung der o.g. neuen Pflichten auf alle Fälle als signifikant zu bewerten ist. Sowohl Einmalkosten zur Implementierung neuer Prozesse, IT und Personal fallen an sowie laufend anfallende Kosten für den Betrieb sowie Anpassungen. Der Aufwand betrifft dabei eine Vielzahl von internen Abteilungen. Hinzu kommt, dass zusätzlich zu den oben genannten Vorgaben zahlreiche weitere Anforderungen zur Verbesserung von Transparenz und Integrität an die Unternehmen gestellt werden. Auch hier fallen entsprechende Aufwände an. Eine Doppelregulierung ist deshalb unbedingt zu vermeiden.

Grundsätzlich sehen wir die Arbeit von ACER positiv. Aus unserer Sicht hat ACER frühzeitig erkannt, dass die enge Einbeziehung der Marktteilnehmer positiv ist und hat dies in zahlreichen Foren umgesetzt: Regelmäßige Konsultationen, Informationsveranstaltungen und Workshops sowie Arbeitsgruppen in Kooperation mit den relevanten Industrieverbänden sind hier zu nennen.

Möglicherweise wäre auch die Einrichtung eines Forums bei der Markttransparenzstelle zum Erfahrungsaustausch mit den Marktteilnehmern eine überlegenswerte Initiative.

**III. Koordination von Netzausbau und Investitionen in Erzeugungskapazitäten**

**14. Wie könnte aus Ihrer Sicht ein netzdienlicher Zubau von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien gesteuert werden? Sehen Sie Alternativen zum Netzausbaugebiet bzw. Referenzertragsmodell?**

**15. Welches Potenzial sehen Sie in dem von der Monopolkommission in ihrem letzten Sondergutachten (Tz., 310 ff.) vorgeschlagenen Instrument einer EE-Regionalkomponente zur Integration verbrauchsnaher Zubauanreize?**

**16. Welchen Erfolg hätte aus Ihrer Sicht ein Herabsetzen der Vergütung erneuerbarer Energien bei Abschaltung aufgrund von Netzüberlastung in Bezug auf verbrauchsnahe Zubauanreize?**

**17. Wie beurteilen Sie den Einsatz von Systemdienstleistungen durch die ÜNB: Sehen Sie hier Potenzial für eine wettbewerblichere Bereitstellung? Gibt es aus Ihrer Sicht beispielsweise Alternativen zu Errichtung und Betrieb von Erzeugungsanlagen nach § 13k EnWG?**

Prinzipiell sieht EFET Deutschland sowohl die Kapazitäts- als auch die Netzreserve als nicht optimal an. Die Netzreserve ist eine schlechtere Lösung als der Netzausbau. Als mögliche Interimslösung sind beide Reserven zu rechtfertigen, nicht aber als dauerhafte Lösung.

Netzstabilitätsanlagen nach §13k EnWG sind mit einem liberalisierten Strommarkt nicht vereinbar. Indem die Übertragungsnetzbetreiber ermächtigt werden, Anlagen bis zum 2 GW als besonderes netztechnisches Betriebsmittel zu errichten und zu betreiben, wird dieser Teil der Stromerzeugung, in den regulierten Bereich überführt.

Wenn zusätzliche Erzeugungsanlagen als netztechnisches Betriebsmittel notwendig sind, sollte dieser Bedarf durch eine technologieoffene Ausschreibung am Markt stattfinden, wenn möglich auch unter Berücksichtigung von Demand Response.

**18. Liegen aus Ihrer Sicht Informationsprobleme bei der Beurteilung der netzkostenwirksamen Entscheidungen der Netzbetreiber, etwa beim Einsatz von Systemdienstleistungen, vor? Welche Vor- oder Nachteile hätte es, wenn bei der Bundesnetzagentur für den Bereich der Übertragungsnetze zur Beurteilung ein unabhängiges Netzreferenzmodell eingerichtet würde?**

Die Entscheidungen der Netzbetreiber sind derzeit nicht transparent – weder im Hinblick auf die Wirkungen hinsichtlich der Netzkosten noch auf die Maßnahmen als solche.

**19. Welche Vor- oder Nachteile hat aus Ihrer Sicht eine Angleichung der Übertragungsnetzentgelte? Wie beurteilen Sie eine Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte?**

Die Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte für regelbare Anlagen lehnen wir ab. Regelbare Kraftwerke können zu netzentlastenden Zeitpunkten einspeisen und haben damit eine netzentlastende Wirkung. Das System der vermiedenen Netzentgelte ist eine angemessene Vergütung für netzdienstliches Verhalten. Den Vorschlag, vermiedene Netzentgelte für nicht regelbare Anlagen abzuschaffen, können wir nachvollziehen, da diese keinen Netzausbau im vorgelagerten Netz ersetzen. Die rückwirkende Wirkung der Abschaffung vermiedener Netzentgelte ist nicht akzeptabel, da sie gegen den Vertrauensschutz und grundsätzliche rechtstaatliche Prinzipien verstößt.

#### **IV. Minderung von CO<sub>2</sub>-Emissionen und Förderung Erneuerbarer Energien**

**20. Mithilfe welcher Instrumente sollte die Dekarbonisierung in Deutschland aus Ihrer Sicht vorangetrieben werden? Wie beurteilen Sie Überlegungen zur Einführung eines Mindestpreises für CO<sub>2</sub> bzw. einer CO<sub>2</sub>- Steuer?**

Aus unserer Sicht gibt es für die Dekarbonisierung Europas und Deutschlands ein kostengünstiges und zentrales Instrument: den europäischen Emissionshandel. Zu zusätzlichen nationalen Maßnahmen bestehen im Kreis der EFET-Mitglieder unterschiedliche Meinungen.

**21. Welche Maßnahmen sind aus Ihrer Sicht geeignet, um die Sektoren Wärme und Verkehr bei der Erreichung von CO<sub>2</sub>-Reduktionszielen einzubinden?**

Die Sektoren Wärme und Verkehr, aber auch Landwirtschaft sollten in das bestehende europäische CO<sub>2</sub>-Regime einbezogen werden. Notwendig wäre es zudem, die Wechselwirkungen zwischen Emissionshandel und anderen Instrumenten zu überprüfen. Nationale Förderpolitiken überlappen sich häufig mit den Zielen, die mit dem Emissionshandel verfolgt werden sollten.

**22. Welche Entwicklungen zeichnen sich auf dem Markt für erneuerbare Energien aufgrund der Einführung von Ausschreibungen ab? Sehen Sie in Bezug auf die Wettbewerbsintensität Veränderungen?**

Ausschreibungen sollten zu effizienteren Investitionen und einen effizienteren Betrieb von Erneuerbare-Energien-Anlagen in Deutschland führen. Zwar erweitern Ausschreibungen das Risikospektrum von Investitionen in erneuerbare Anlagen. Sie verlängern die Phase während der Projektentwicklung, in der das Projekt sich im Wettbewerb behaupten muss. Projektierer, Investoren und Finanzierer sind jedoch dabei, darauf die passenden Konzepte zu entwickeln. EFET Deutschland unterstützt eine Fortentwicklung des Systems hin zu technologieutralen Ausschreibungen.

**23. Von welchen Realisationsraten gehen Sie bei im Ausschreibungsverfahren erfolgreichen Projekten aus? Wie könnte die Realisationsrate aus Ihrer Sicht erhöht werden?**

**24. Gibt es aus Ihrer Sicht Anpassungsbedarf an den Ausschreibungsverfahren für erneuerbare Energien? Was spricht für oder gegen eine Ausweitung technologieutraler Ausschreibungen?**

Technologie neutrale Ausschreibungen ermöglichen es, durch den Wettbewerb zwischen verschiedenen Technologien den gewünschten EE-Zubau zu den geringstmöglichen Kosten herbeizuführen und stellen daher eine Möglichkeit dar, die Effizienz des EE-Fördersystems zu steigern.

**25. Wie beurteilen Sie das bestehende System der Direktvermarktung erneuerbarer Energien? Welche Änderungen sind aus Ihrer Sicht ggf. erforderlich? Wie beurteilen Sie Forderungen nach einer Abschaffung des Einspeisevorrangs?**

Die Direktvermarktung mit dem Marktprämienmodell hat sich zum zentralen Vermarktungsmodell für erneuerbare Energien entwickelt. Hierdurch wurde in kürzester Zeit ein massiver Innovationsschub in der Anlagentechnik ausgelöst, sowie die Prognose, der Handel und die Steuerung der Erneuerbaren in den letzten Jahren deutlich verbessert. Gleichzeitig hat der Wettbewerb unter den Direktvermarktern zugenommen. Die Margen sind erheblich gesunken und haben die Direktvermarkter zur Optimierung ihrer Portfolien veranlasst.

**26. Gibt es aus Ihrer Sicht institutionelle Hemmnisse für Investitionen in Speichertechnologien (Power-to-Gas, Batterien,...)? Welche Rahmenbedingungen müssten angepasst werden um Investition in Speichertechnologien sicher zu stellen?**

Für Speichertechnologien, die sich am Markt optimieren, muss eine freie Preisbildung gewährleistet sein. Speicher (egal ob marktlich oder netzdienlich eingesetzt) sollten durch Marktteilnehmer und nicht durch regulierte Netzbetreiber gebaut und betrieben werden; das Unbundling muss auf jeden Fall gewährleistet werden.

Notwendig ist ein Level-Playing-Field für alle Flexibilitätsanbieter (z. B. Speicher oder Nachfrageflexibilität). Jeder Anbieter (Erzeuger, Speicher oder Nachfrage) muss den gleichen Preissignalen ausgesetzt werden. Eine Einschränkung bzw. Bevorzugung einer Speichertechnologie gegenüber einer anderen muss vermieden werden. Sämtliche Flexibilitätsquellen sollten mit den gleichen Umlagen und Netzentgeltstrukturen belastet bzw. entlastet werden.

Für Rückfragen und Anmerkungen steht Ihnen gerne Barbara Lempp, Geschäftsführerin von EFET Deutschland, entweder per E-Mail ([b.lempp@efet.org](mailto:b.lempp@efet.org)) oder telefonisch unter 030 2655 7824 zur Verfügung.