

Berlin, den 28. Oktober 2016

Stellungnahme von EFET-Deutschland zum Impulspapier „Strom 2030“ des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

EFET begrüßt, dass mit dem Impulspapier „Strom 2030“ zu den Aufgaben für die kommenden Jahre eine Diskussionsbasis geschaffen wurde, die vor Augen führt, wie groß die Herausforderungen sind. Auch der Gedanke wird begrüßt, dass ein Energiemarkt 2.0 geschaffen werden muss, in dem die unterschiedlichen Energieträger im Wettbewerb stehen; dabei wird der Strommarkt 2.0 einen wichtigen Baustein darstellen. Zudem verdeutlicht das Papier, dass eine Reihe der entscheidenden Grundfragen weiterhin noch offen sind und gelöst werden müssen. So muss aus EFET-Sicht insbesondere die Integration der Erneuerbaren Energien in ein Gesamtsystem angegangen werden. Grundlage sollte hier ein gut kalibriertes ETS-System sein, dass dann auch starke Anreize für die Erneuerbaren Energien setzt. Zeitgleich stellt EFET fest, dass der EE-Kapazitätszubau einschließlich der damit verbundenen Volatilität als gegeben angesehen wird. Dies führt zu Herausforderungen für den Markt und wird auch weitere tiefgreifende Maßnahmen von Seiten des Netzes erfordern.

Wir möchten klar betonen, dass Marktmechanismen grundsätzlich immer die effizienteste Option darstellen; sie schaffen Wettbewerb und damit auch die richtigen Investitionssignale.

Die aufgeführten Trends sind zum Teil eher Ausdruck von Hoffnungen oder politischen Zielen, die wir jedoch nicht alle als Selbstzweck teilen können. Deshalb sieht EFET das Impulspapier als Start für eine energiewirtschaftliche Diskussion auf der Grundlage von physikalisch-technischen Fakten auf der Erzeugungs- und Verbrauchsseite, die darauf abzielt, Verbraucher wettbewerblich mit Energie zu versorgen. Und zwar mit einem steigenden Anteil Erneuerbarer Energien und unter Berücksichtigung der Anforderungen, die aus dem weiteren Zusammenwachsen der EU-Märkte resultieren. Auch vor dem Hintergrund des gewählten EE-Förderregime sollten die Risiken eines stärkeren staatlichen Einflusses im Energiemarkt in den Mittelpunkt der Analyse gestellt werden.

Zu Trend 1: "Die fluktuierende Stromerzeugung aus Wind und Sonne prägt das System"

1. Das Strommarktgesetz sieht vor, dass die Bundesnetzagentur (BNetzA) die Mindesterzeugung in einem Bericht evaluiert. Zudem hat die BNetzA im Jahr 2015 ein Festlegungsverfahren zu den Ausschreibungsbedingungen für die Regelleistung eröffnet. Welche Ansätze zur Flexibilisierung der Erzeugung sollten darüber hinaus verfolgt werden? Welche Möglichkeiten bestehen, um Eigenerzeugung und Strommarkt besser aufeinander abzustimmen?

- a) Wir unterstützen die in der Einleitung des Impulspapiers getroffene Feststellung, dass die verschiedenen Flexibilitätsoptionen (sowohl Erzeugungs- als auch Nachfrageseite) in einen fairen Wettbewerb stehen müssen. In einem Level Playing Field kommen dann die effizientesten Flexibilitätsquellen zum Zuge. Eine Förderung bestimmter Flexibilitätsquellen ist zu vermeiden. Dies wird nur erreicht, wenn Preissignale unverzerrt an allen Marktparteien weitergeleitet werden. Eine Stärkung der Preissignale soll nicht dazu führen, dass z.B. Eigenerzeuger andere Preissignale empfangen als „normale Erzeuger“, oder dass Verbraucher andere Preissignale als Erzeuger empfangen. Die Idee einer dynamischen EEG-Umlage ist daher abzulehnen. Eine dynamische Umlage stärkt zwar künstlich das Signal für Verbraucher damit sie in Flexibilisierung investieren. Allerdings werden gleichzeitig dadurch aber effizientere Flexibilitätsoptionen verdrängt. Im Ergebnis führt dies letztlich zu einer Kostensteigerung ohne dabei das Flexibilitätspotential zu erhöhen; dies ist volkswirtschaftlich nicht sinnvoll.
- b) Zwischen den Sektoren bestehen ebenfalls noch erhebliche Barrieren, die ein sektorübergreifendes Optimum verhindern. So ist z.B. die Schnittstelle zwischen Strom- und Gasmarkt nicht konsistent. Da Kapazitäten im Gasfernleitungsnetz für Gaskraftwerke nicht untertäglich vermarktet werden, geht dieses Flexibilitätspotential zu einem großen Anteil bereits am Vortag 18 Uhr verloren und steht dem Strommarkt dann nicht mehr zur Verfügung. Die Situation wird dadurch verschärft, dass selbst diese Kapazitäten dann erst den Zeitraum ab 6 Uhr abdecken. Diese Situation sollte durch die Einführung von untertägigen Kapazitätsprodukten seitens der Gasfernleitungsnetze für Gaskraftwerke korrigiert werden.
- c) Die Mindesterzeugung ist ein Ergebnis aus wirtschaftlichen Überlegungen, technischen Rahmenparametern und Anforderungen zur Erbringung kontrahierter Systemdienstleistungen und Fernwärme. Die Anlagenbetreiber haben von sich aus ein wirtschaftliches Interesse, die Mindesterzeugung in den jeweiligen Anlagen möglichst gering zu halten. Für die Erbringung von Regelleistung ist jedoch eine gewisse Mindesterzeugung erforderlich, um kurzfristig die für die Systemstabilität notwendige Flexibilität gewährleisten zu können. Auch die Bereitstellung von Fernwärme kann eine Mindesterzeugung erfordern. Investitionen in Reduktion der Mindesterzeugung werden dann getätigt werden, wenn Unternehmen einschätzen, dass sich diese Investitionen am Strommarkt lohnen werden.

2. Das Weißbuch zum Strommarktdesign sieht vor, besondere Netzentgelte für mehr Lastflexibilität zu öffnen. Zudem hat die BNetzA im März 2016 eine Diskussion zu einheitlichen und fairen Regeln für Aggregatoren bei der Erbringung von Regelleistung initiiert. Welche Ansätze zur Flexibilisierung der Nachfrage sollten dabei und darüber hinaus verfolgt werden? Insbesondere, wie könnten einzelne Preisbestandteile sinnvoll weiterentwickelt werden?

- a) Die Diskussion zur Bestimmung von „einheitlichen und fairen Regeln für Aggregatoren“ ist noch nicht abgeschlossen. EFET ist überzeugt, dass die kommerziellen Bedingungen und Vergütungen immer in freien Verhandlungen zwischen Verbrauchern, Lieferanten und Aggregatoren bestimmt werden sollten.
- b) Lastflexibilität bei Großkunden, die direkt auf dem Großhandelsmarkt aktiv sind, ist aus EFET-Sicht unproblematisch, da sich diese bereits am Preissignal orientieren. Lastflexibilität bei kleineren Kunden wird entwickelt werden, sobald Smart Meters eingeführt sind und Lieferanten die Möglichkeit haben Versorgung auf Basis von flexiblen (am Großhandelsmarkt orientierten) Tarifen anzubieten. Die Netzentgelte sollen grundsätzlich der Refinanzierung von kapitalintensiven Netzen und der erforderlichen Bereitstellung von Systemdienstleistungen dienen. Sie sollten deshalb nicht mit einem Steuerungsmechanismus verwechselt werden.
- c) Zunächst sollte also die gesamte Finanzierung des Netzes diskutiert werden. Die Netzentgelte sollten so gestaltet werden, dass Verbraucher stärker oder vollständig ihr Verbrauchsverhalten am Marktpreis orientieren. Die Netzentgelte sollten folglich diesem Verhalten nicht entgegenstehen oder dämpfen. Nichtsdestotrotz dürfen sie auch keine Anreize zur Lastverschiebung setzen, denn diese führen wiederum zu ungewollten Verzerrungen. Im besten Fall wirkt sich ein marktgetriebenes Verbrauchsverhalten nicht auf die Netzentgelte aus (spezifisch).
- d) Die Nachfrage (Lastflexibilität) soll in der Lage sein (direkt oder indirekt) Systemdienstleistungsprodukte an Netzbetreiber anzubieten. Auch hierdurch kann ein Anreiz entstehen, zum "richtigen" Zeitpunkt eine Anlage flexibel zu fahren (richtungsunabhängig) und dafür Investitionen vorzunehmen.
- e) Aus unserer Sicht ist es wenig effizient, einzelne Preisbestandteile zu diskutieren; vielmehr muss ein ganzheitlicher Ansatz evaluiert werden.

Zu Trend 2: "Der Einsatz fossiler Brennstoffe im Kraftwerkspark geht deutlich zurück."

1. Besteht – neben der Weiterentwicklung des ETS – Handlungsbedarf, um die bis 2030 und 2050 erforderlichen Reduktionen von CO₂-Emissionen zu erzielen? Über welche Handlungsoptionen verfügen wir? Wie lassen sich Fehlinvestitionen in fossile Strukturen vermeiden?

- a) Grundsätzlich besteht aus EFET-Sicht kein Bedarf, über das ETS hinaus weitere Maßnahmen zur Reduktion der CO₂-Emissionen durchzuführen, wenn die Ziele der Bundesregierung mit den europäischen Zielen harmonisiert sind. Dabei ist auch zu beachten, dass bei einer fortgesetzten Förderung von EE diese auf die CO₂-Zielwerte angerechnet werden sollte. Bei einer bewussten Abweichung der Zielsysteme bestehen jedoch auch keine sinnvollen Handlungsoptionen, die schlussendlich nicht zum „Export“ von Emissionen und „Re-Import“ z.B. in Form von Strom führen.
- b) Fehlinvestitionen in fossile Strukturen lassen sich nur dann vermeiden, wenn der LRF europaweit und kontinuierlich verfolgt wird, die Eingriffe in den Energiemarkt minimiert werden und so über das ETS stabile Rahmenbedingungen geschaffen werden, die auch den periodenübergreifenden Handel von CO₂-Zertifikaten zulassen.

2. In welchen Bereichen können neue Investitionen und Wertschöpfung in den Regionen und Unternehmen entwickelt werden?

In Unternehmen und Regionen können nur dann neue Investitionen und Wertschöpfung entwickelt werden, wenn die Energiewende technologieoffen und wettbewerbsorientiert gestaltet wird. Deshalb sollten aus EFET-Sicht immer stabile Marktmechanismen und daraus entstehende Preissignale im Fokus stehen; planwirtschaftliche Ansätze sind nicht zu unterstützen.

3. Welche Maßnahmen auf regionaler, bundesweiter und europäischer Ebene können den Strukturwandel in den Regionen begleiten?

Die Verfolgung von einfacheren, offeneren Regelungsrahmen, die dann mit gezielten, befristeten Maßnahmen helfen, Strukturbrüche abzufedern ist essentiell, darf aber die Mobilität der Arbeitnehmer nicht behindern.

Zu Trend 3: "Die Strommärkte werden europäischer"

1. In welchen Bereichen sollte die Integration der Strommärkte voranschreiten, um die Potenziale des Binnenmarktes für die Energiewende zu heben? Welche politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen sind dazu erforderlich?

Um Marktverzerrungen zu vermeiden und ein grenzüberschreitendes Level Playing Field herzustellen, fordern wir grundsätzlich einen europäischen Ansatz zur Energiepolitik.

- a) Ziel sollte es vor allem sein, zunächst den Binnenmarkt für Energie zu erreichen und dafür alle bestehenden Barrieren zu reduzieren. Der Binnenmarkt braucht eine starke Infrastruktur sowohl innerhalb der Mitgliedsstaaten als auch grenzüberschreitend.
- b) Für einen Binnenmarkt ist es zentral, dass gleiche wettbewerbliche Basisregeln gelten. Nationale Alleingänge sind zu vermeiden (z.B. Fördersysteme für Kohle in PL; Fördersystem für Kernkraft in UK (Hinkley Point C); unterschiedliche Fördersystem für Erneuerbare; unkoordinierte Einführung von Kapazitätsmärkten).
- c) Es ist also ein gemeinsames Zielsystem notwendig, das auf die gemeinsame Versorgung und im Sinne des Lissabon-Vertrages darauf ausgerichtet ist, keine Maßnahmen zu verfolgen, die die energiewirtschaftliche Aktivität der EU-Nachbarn beeinträchtigt; dabei muss natürlich der Grundsatz der Reziprozität gelten.

2. Welche konkreten Hemmnisse zur Flexibilisierung der europäischen Strommärkte bestehen? Wie können diese abgebaut werden?

Flexibilisierung soll von freier Preisbildung an den Strommärkten getrieben werden. Mögliche Hemmnisse:

- Es fehlt eine Marktregel, die die Ausgleichsenergiepreise bestimmt in Zeiten von physikalischer Knappheit (Brown-outs) sowohl in Deutschland als auch in den anderen Mitgliedstaaten.
- Nicht netz- und bedarfsgerechter Ausbau von Erzeugungsanlagen, der die Flexibilisierung beeinträchtigt. Siehe auch Trend 1.
- Fehlende Transparenz: dies betrifft insbesondere auch Verfügbarkeiten von grenzüberschreitenden Kapazitäten.

3. In welchen Bereichen sollen auf europäischer Ebene die Rahmenbedingungen weiter vertieft und angeglichen werden, wo sind regionale Ansätze vielversprechender? Wie können solche regionalen Ansätze zur Zusammenarbeit aussehen?

Das Ziel sollte sein, kurzfristig die Viertelstunde durchgehend handeln zu können und dann die Regelleistungsmärkte weiter systemdienlich zu synchronisieren. Ohne Netzausbau, auch innerhalb Deutschlands, ist es allerdings nicht möglich, die Strommärkte, in denen Flexibilität bewertet werden soll, europäisch und effizient weiterzuentwickeln. Zur Reduzierung der CO₂-Emissionen besteht mit dem EU ETS zwar bereits ein europäischer Ansatz, jedoch

sollten hier überlappende Instrumente der Politik abgeschafft werden, die derzeit zu Marktverzerrungen führen.

Zu Trend 4: "Versorgungssicherheit wird im Rahmen des Strombinnenmarktes gewährleistet"

Grundsätzlich sollte die Versorgungssicherheit nicht innerhalb von politischen Grenzen, sondern zumindest regional betrachtet werden. Ein gemeinsamer EU-weit harmonisierter Ansatz der Bedarfsanalyse ist erforderlich. In einem weiteren Schritt ist die enge Abstimmung der nationalen Politiken mit dem EU-Ansatz anzustreben (nationale Politiken vereinbaren/abstimmen); es sollte immer die Optimierung des Gesamtsystems im Vordergrund stehen.

1. In den letzten Jahren wurden neue Berechnungsverfahren entwickelt, die bei der Bewertung von Versorgungssicherheit insbesondere die Effekte des grenzüberschreitenden Stromaustauschs berücksichtigen (u. a. Consentec, r2b [2015]), regionaler Versorgungssicherheitsbericht 2015 im Auftrag des Pentalateralen Energieforums). An welchen Stellen sollten diese Berechnungsverfahren ergänzt bzw. weiterentwickelt werden? Insbesondere: Welche Indikatoren und Schwellenwerte für Versorgungssicherheit sind sinnvoll?

- a) Wie die oben zitierten Studien gezeigt haben, kann in einem EOM das Versorgungssicherheitsniveau nicht gesteuert werden. Um zu erreichen, dass in einem „Energy Only Market“ Modell ausreichend Kapazitäten zur Verfügung stehen, um die Nachfrage decken zu können, müssen Knappheitspreise entstehen können. Dies erfordert insbesondere die Abschaffung von (de-facto) Preisobergrenzen. Ebenso sind Marktregeln für die Bestimmung der Ausgleichsenergiepreise in Zeiten von physikalischer Knappheit (Brown-outs) sowohl in Deutschland als auch in Europa zu entwickeln.
- b) Es ist nicht ausreichend, neue Berechnungsmethoden zu finden. Vielmehr ist eine europäische Sichtweise auf die Versorgungssicherheit erforderlich. Dabei ist eine gemeinsame Strategie für die Erreichung von Versorgungssicherheit notwendig.
- c) Essentiell ist eine technologieoffene Ausgestaltung des Binnenmarktes.

2. Wie könnten mögliche Hemmnisse für ein gemeinsames, europäisches Monitoring der Versorgungssicherheit abgebaut werden? Wo sollte ein solches Monitoring institutionell verankert werden (beispielsweise ENTSO-E, ACER oder regionale Kooperationen wie das Pentalaterale Energieforum)?

Gemeinsame Definitionen von Versorgungsrisiken sind erforderlich. Das europäische Monitoring sollte in der Verantwortung der GD Energie liegen, die diese Aufgabe z.B. an ACER oder ENTSO-E auslagern kann.

3. Könnten Reserven gemeinsam mit Nachbarstaaten entwickelt werden? Welche Chancen, zum Beispiel welche Kostensenkungspotenziale, und welche Risiken würden bei einer gemeinsamen Reserve bestehen?

EFET spricht sich gegen eine Reservierung von grenzüberschreitenden Netzkapazitäten für Bereitstellung von Reserven aus, da die Bewirtschaftung am Markt am effizientesten ist und damit der Wohlfahrtsgewinn am größten ist.

Gemeinsame Reserven können nur berücksichtigt werden, wenn kein Engpass zwischen den Preiszonen besteht bzw. die zur Verfügung stehende Kuppelkapazität keine Restriktion darstellt. Dessen ungeachtet besteht die Gefahr einer Segmentierung des Marktes durch Reserven die außerhalb des Marktes sind, was letztlich zu einer indirekten Unterdrückung von Marktpreissignalen führen könnte. Gleiches gilt für die zu frühzeitige Aktivierung von Reserven, bevor nicht alle Marktoptionen ausgeschöpft worden sind. Daher sollten gemeinsame Reserven nur sehr vorsichtig dimensioniert und eingesetzt werden.

Zu Trend 5: "Strom wird deutlich effizienter genutzt"

1. Wie kann sichergestellt werden, dass Stromeffizienz bei energiepolitischen Entscheidungen berücksichtigt wird?

Grundsätzlich sollten das Ausmaß sowie die Mittel der Anstrengungen für Energieeffizienz von Marktmechanismen bestimmt werden.

Stromeffizienz kann nur dann bei energiepolitischen Entscheidungen berücksichtigt werden, wenn nicht zwischen „gutem“ und „schlechtem“ Strom unterschieden wird. D.h. die effiziente Einsparung von Strom muss unabhängig von der Quelle erfolgen - und das Energiesystem insgesamt als Hybrid betrachtet und so effizient wie möglich erneuerbarer werden. Dies verlangt, dass jeder Energieträger (z.B. Stromeffizienz im Vergleich zu Wärmeeffizienz) unter gleichen Bedingungen am Energiemarkt 2.0 teilnehmen kann.

2. Wo ergeben sich positive und negative Wechselwirkungen zwischen Flexibilität und Stromeffizienz? Wie können die Rahmenbedingungen für den Einsatz von Strom so gestaltet werden, dass eine kosteneffiziente Balance zwischen Energieeffizienzsteigerungen und der Bereitstellung von Flexibilität erreicht wird?

Flexibilität kostet auf der Primärenergieseite immer Effizienz, d.h. es braucht einen Preis für Flexibilität, um das Optimum anzustreben. Ist die Preisbildung für Flexibilität und Effizienz/Strom weitestgehend frei von nicht-marktlichen Einflüssen, führt das zu einer Vergleichbarkeit dieser beiden, nur scheinbar im Widerspruch stehenden Größen über den Preis. Nur so kann das Optimum erreicht und gemessen werden. Auf diese Weise erfolgt die Vorhaltung von erforderlicher Kapazität am effizientesten.

Zu Trend 6: "Sektorkopplung: Heizungen, Autos und Industrie nutzen immer mehr erneuerbaren Strom statt fossiler Brennstoffe"

1. Wie können wir die Wettbewerbsbedingungen für erneuerbaren Strom in Wärme und Verkehr verbessern und Strom eine faire Chance gegenüber Brennstoffen in Verkehr und Wärme geben? Wie kann eine sinnvolle Kostenanlastung für erneuerbaren Strom in den anderen Sektoren erreicht werden?

Strom wird überall dort z.B. im Verkehr und in der Wärme eingesetzt, wo es praktikabel bzw. wirtschaftlich ist. Wenn die Erwartung ist, dass Erneuerbare günstiger sind, gilt es dafür zu sorgen, dass die bedarfsgerechte Bereitstellung effizient und „all in“ kostengünstig erfolgt. Darüber hinaus sollten Hemmnisse für Stromanwendungen analysiert werden. Ebenso ist die Einbeziehung weiterer Sektoren in den Emissionshandel zu bedenken.

2. Wie erleichtern wir Lastzuschaltung bei niedrigen Strompreisen?

- a) Der Markt soll entscheiden, ob Lastzuschaltung oder Reduktion von Erzeugung effizienter ist.
- b) Lastzuschaltung bei Kleinkunden wird möglich sein, sobald Smart Meters installiert sind und Versorger die Möglichkeit haben, Versorgung auf Basis dynamische Tarife anzubieten.
- c) Lastzuschaltung muss marktlich erfolgen, d.h. entsprechend den Preissignalen, die sich am Markt ergeben.

Über die Netzentgelte wird Lastzuschaltung nur dann effizient erleichtert, wenn die Systemdienlichkeit auch gefördert wird.

Zu Trend 7: "Moderne KWK Anlagen produzieren den residualen Strom und tragen zur Wärmewende bei"

1. Welche Rolle spielen unterschiedliche Typen von KWK-Anlagen für einen effizienten Entwicklungspfad der KWK? Welche Rolle spielen jeweils zentrale Anlagen in der öffentlichen Versorgung und dezentrale Anlagen? Wie entwickelt sich die Rolle der industriellen KWK-Anlagen bei der zunehmenden Dekarbonisierung des Industriesektors? Welche Abwärmepotenziale können wie genutzt werden?

- a) Der Markt soll auf Basis von Preissignalen für Strom und Wärme entscheiden, welche Rolle KWK spielen wird. Ein technologieoffener Ansatz spricht gegen separate KWK Förderinstrumente.
- b) Die Energieversorgung entwickelt sich bei integrierten Systemen in Richtung einer hybriden Technologie, in die insgesamt mehr Strom integriert wird. Verschiedene Typen von KWK-Anlagen decken unterschiedliche Bedarfe für Strom und Wärme.
- c) KWK-Anlagen können daher die Basis für eine funktionierende Infrastruktur sein; sowohl in der öffentlichen als auch der industriellen Versorgung.

2. Wie sieht eine zukunftsfähige Infrastruktur aus?

Zukunftsfähig ist eine zuverlässige Infrastruktur, die zu vertretbaren Kosten eine bedarfsgerechte Versorgung sicherstellt. Zukunftsfähigkeit bemisst sich dadurch, dass sie offen ist für verschiedene Technologien. Zukunftsfähigkeit bemisst sich nicht auf der Basis von heutigen Vorstellungen über eine Zukunft, die wir de facto nicht kennen.

3. Bereits heute unterliegen KWK-Anlagen dem ETS. Wie können wir darüber hinaus Investitionsanreize für eine flexible, emissionsarme und energieeffiziente KWK erhalten? Wie können wir sicherstellen, dass diese Anlagen auch effizient eingesetzt werden? Wie können wir den Ausbau einer zukunftsfähigen Infrastruktur sicherstellen?

Die richtigen Anreize werden dann gesetzt, wenn der Wärmebereich vollständig in den Emissionshandel einbezogen wird. Dann kann KWK bei einer richtigen Auslegung und bei kontinuierlichem Einsatz u.a. auch im Wärme-Kälte-Einsatz, wirtschaftlich sinnvoll eingesetzt werden.

4. Wie können wir sicherstellen, dass die heutigen Investitionen zur langfristigen Entwicklung passen? Welche KWK-Anlagen mit welchen Lebensdauern können wir bis wann bauen? Welche Eigenschaften müssen Wärmenetze langfristig haben?

Das kann man nur durch eine technologieoffene Ausrichtung fördern.

Zu Trend 8: "Biomasse wird zunehmend für Verkehr und Industrie genutzt"

1. In welchen Bereichen und Sektoren sollte Biomasse in begrenztem Umfang langfristig zur energetischen Verwendung eingesetzt werden, damit sie eine kostenoptimale Erreichung der Energie- und Klimaziele unterstützt?

In dem Bereich, in dem sich dafür ein Markt bildet.

2. Wie können Lock-in-Effekte hinsichtlich einer langfristig kostenoptimalen Biomassenutzung vermieden werden und wie kann ein stärkerer, effizienter Einsatz von Biomasse in Industrie, Luft- und Schiffsverkehr angereizt werden?

Diese können nur durch Marktorientierung begrenzt werden.

3. Wie kann sichergestellt werden, dass bei einem Einsatz von Biomasse in der Kraft-Wärme-Kopplung die Anlagen flexibel betrieben werden? Welche Chancen ergeben sich zukünftig im Strommarkt 2.0 für Flexibilität, die durch Biomasse bereitgestellt wird?

Wenn KWK gefördert werden, muss der marktgerechte Einsatz von KWK durch eine auf Marktintegration ausgerichtete Förderung sichergestellt werden, gleich ob für fossile oder erneuerbare KWK-Anlagen oder Mischformen. Neben dem bereits im KWK-G 2016 vorgesehenen Ausschluss von Förderung bei negativen Marktpreisen sowie einer fixen Marktprämie, beinhaltet das auch die Förderung nur einer begrenzten Zahl von Jahresstunden (z.B. 3.000 Vollbenutzungsstunden p.a.). Damit wird nicht Maximaleinspeisung gefördert, sondern markt- und systemdienliches Verhalten angereizt.

Zu Trend 9: "Gut ausgebaute Netze schaffen kostengünstig Flexibilität"

1. Wie können wir erreichen, dass der beschlossene und energiewirtschaftlich notwendige Netzausbau tatsächlich und auch schneller verwirklicht wird als in der Vergangenheit? Welche Veränderungen oder zusätzlichen Ressourcen braucht es insoweit beim Bund, bei den Ländern oder den Vorhabenträgern?

- a) Die Rolle der Netze ist nicht Flexibilität zu schaffen; sie erlauben eine kostengünstigere Lösung der Flexibilitätsherausforderungen.
- b) Dazu gehört der Netzausbau (sowohl national als auch grenzüberschreitend), der zwingend ist - auch um über die gesamte deutsch-österreichische Gebotszone hinweg Flexibilität bereitzustellen bzw. zu beschaffen.

2. Inwieweit kann über die beschlossenen Netzausbauvorhaben hinaus umfangreicher weiterer Netzausbau gesellschaftlich akzeptiert und realisiert werden? Was wären Alternativen hierzu?

Durch die Erhöhung des Wertes von EE-Strom durch Bedarfsgerechtigkeit und durch mögliche Anpassungen in der Netzentgeltssystematik. Es wird keine Akzeptanz für Stromleitungen geben, die als ungerechtfertigt empfunden werden.

3. Im Zuge der Energiewende werden die Verteilernetze künftig noch stärker Strom aus dezentralen Anlagen aufnehmen, auch werden Verbraucher bzw. Kunden zunehmend flexibler. Welche Rahmenbedingungen gewährleisten einen effizienten Netzausbau auch auf Verteilernetzebene?

Die VNBs sind für einen effizienten Ausbau der Verteilernetze verantwortlich. VNBs sollen in der Lage sein (und dafür nicht durch die Netzentgeltregulierung pönalisiert werden) „Flexibilität“ sich marktlich zu beschaffen. EFET ist der Auffassung, dass eine strikte Trennung zwischen Netzbetrieb und der Bereitstellung von Flexibilität (in Form von Speicher oder Erzeugung) zwingend beibehalten werden sollte. Die Verbraucher und Erzeuger werden dann flexibler, wenn es sich lohnt.

Zu Trend 10: "Die Systemstabilität bleibt bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien gewährleistet"

1. Ein System mit einem immer höheren Anteil erneuerbarer Energien stellt erhebliche Anforderungen an die Gewährleistung der Systemstabilität. Welche Maßnahmen sind erforderlich, um die Systemsicherheit weiterhin sicherzustellen?

- a) Der EOM kann nur Versorgungssicherheit liefern, wenn Knappheitspreise entstehen können und nicht gedrosselt werden. Der Markt wird dann reagieren mit Investitionen in z.B. Speicher und Nachfrageflexibilität.
- b) Versorgungssicherheit wird auch in der Zukunft teilweise sichergestellt werden durch die Übertragungsnetzbetreiber. Es könnte notwendig sein, dass in der Zukunft neue Systemdienstleistungsprodukte definiert werden müssen, z.B. Produkte die sicherstellen, dass ausreichend Massenträgheit zur Verfügung steht. Wichtig ist aber, dass solche Produkte immer von den Netzbetreibern auf dem Markt beschafft werden. Auf Basis der DENA Systemdienstleistungs-Studie aus 2013 sollte zuerst diskutiert werden, welche Eigenschaften gebraucht werden und was Erneuerbare davon heute nicht liefern, um eine Differenzanalyse entwickeln zu können, was heute als quasi öffentliches Gut von Konventionellen bereitgestellt wird und in welchem Umfang.
- c) Dann sollte der Markt für Systemdienstleistungen weiterentwickelt werden, so dass es klare Regelungen dafür gibt, was das Netz und was der Wettbewerb bereitstellen kann. Zumindest in einer Übergangszeit stellen konventionelle Kraftwerke Systemdienstleistungen für das Netz bereit, die zumindest nicht vollständig von den EE übernommen werden kann. Heute wird eine Vielzahl von bereitgestellten Systemdienstleistungen von konventionellen Kraftwerken gar nicht oder nur unzureichend vergütet. Dies beinhaltet z.B. Redispatch-Maßnahmen, Reservebetrieb, Blindleistungserzeugung und Schwarzstartfähigkeit zum Netzaufbau. Diese Dienstleistungen sollten so weit wie möglich marktlich vom ÜNB beschafft werden und mit Marktpreisen vergütet werden.
- d) Anschließend braucht es Forschung und Kapital, falls Systemsicherheit immer weniger wettbewerblich bereitgestellt werden kann. Wesentlich ist, dass der Verbraucher dieses auch verursachungsgerecht zahlt.

2. Wie kann Systemstabilität gewährleistet bleiben, wenn die als notwendig identifizierten und auch gesetzlich beschlossenen Netzausbauvorhaben nicht zeitgerecht realisiert werden?

Nur durch den Erhalt von bestehenden Anlagen oder durch Notmaßnahmen.

3. Welche konkreten Anpassungen des regulatorischen Rahmens sind notwendig, um die gewünschte Entwicklung der Systemdienstleistungen bis 2030 rechtzeitig zu initiieren?

Siehe Trend 1.

Zu Trend 11: "Die Netzfinanzierung erfolgt fair und systemdienlich"

1. Wie kann die Netzentgeltsystematik weiterentwickelt werden, um die Kosten für Bau und Betrieb der Netze fair und transparent unter den Netznutzern zu verteilen?

Fairness muss heißen: Verursachungsgerechtigkeit.

2. Welche Rolle spielt die Kosteneffizienz des gesamten Energiesystems bei der Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik? Welche Wechselwirkungen bestehen zwischen der Finanzierung der Netze und der Sektorkopplung?

- a) Kosteneffizienz, die nicht zu Lasten einzelner geht, ist beim Netz entscheidend.
- b) Sektorkopplung kann nur dann sinnvoll beitragen, wenn Netze effizient ausgerichtet sind.
- c) Sektorkopplung im Sinne von Strommehrverbrauch in weiteren Verbrauchssektoren (Elektrifizierung weiterer Verbrauchsbereiche) darf nicht durch weitere Subventionen angereizt werden. Fehlanreize wie eine isolierte Ermäßigung oder Befreiung von Abgaben und Umlagen für bestimmte neue Stromanwendungen gilt es daher auszuschließen, um ein Level Playing Field für Flexibilitätsoptionen gewährleisten zu können

3. Wie können energiewirtschaftlich sinnvolle Flexibilitätspotenziale von Erzeugern, Speichern und Verbrauchern optimal gehoben werden? Was bedeutet das für die weitere Entwicklung der Netzentgelte? Wie können Anreize für einen stabilen Betrieb der Stromnetze gesetzt werden und anhand welcher Kriterien sind Maßnahmen zur Flexibilisierung von Last und Erzeugung aus Netzsicht sinnvoll zu bewerten?

Diese Potenziale müssen außerhalb des Netzes und zwar im Markt gehoben werden. D.h. die Netzentgelte müssen arm an Verzerrungen sein, damit der Preismechanismus die gewollten Signale senden kann.

Zu Trend 12: "Die Energiewirtschaft nutzt die Chancen der Digitalisierung"

1. Das im Bundestag beschlossene „Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende“ ist ein wichtiger Schritt zur Gestaltung der Rahmenbedingungen für die Digitalisierung im Stromsektor. Welche weiteren regulatorischen Weichenstellungen sind notwendig?

- a) Digitalisierung ist kein Selbstzweck, sondern muss auf der Grundlage einer sinnvollen Rollenverteilung entwickelt werden. Diese ist aber erforderlich.
- b) Die weiteren essentiellen Bereiche sind in einer klugen Netzregulierung zu suchen, die für viele Verbraucher und Einspeiser passt, und einer marktgerechten Vergütung von Erzeugungsanlagen.

Ohne Anreize für eine sinnvolle Versorgung wird Digitalisierung nur zwischen Marketing und Zusatzkosten stattfinden. Mit Standardlastprofilen helfen Smartmeter energiewirtschaftlich nicht weiter

2. Die Digitalisierung ist eine große Chance für die Energiewende. Zugleich ist die Entwicklung – gerade aufgrund der hohen Dynamik – schwer vorhersehbar, da sie in hohem Maße durch neue Anwendungen bei den Endkunden getrieben und durch Technologiesprünge geprägt ist. Wie kann der Rahmen gestaltet werden, dass einerseits durch verlässliche Standards Planbarkeit geschaffen wird, andererseits die Digitalisierung die notwendigen Freiräume erhält, um die Kernziele der Energiewende zu erreichen?

Um die sich ergebenden Chancen nutzen zu können, bedarf es einer zukunftsfähigen Rollenverteilung. Dabei ist darauf zu achten, dass möglichst wenige regulatorische Vorgaben gemacht werden bzw man sich dabei auf die erforderlichen Rahmenbedingungen /Standards beschränkt.

3. Die Digitalisierung im Energiebereich ist mit erheblichen Investitionen verbunden. Inwieweit ist die Digitalisierung der Energiewirtschaft (Erzeugung, Übertragung, Verbrauch) Teil der öffentlichen Infrastruktur und welche Rolle haben die Marktakteure in diesem Prozess? Mit der Digitalisierung werden in zunehmendem Maße Akteure auf den Plan treten, die sich vorrangig mit der Erfassung und Verarbeitung von Daten befassen. Zeichnen sich neue Geschäftsmodelle ab und was bedeutet das für die Struktur der Energiewirtschaft?

- a) Digitalisierung erfordert eine sinnvolle Infrastruktur.
- b) Wesentlich ist, dass der Eigentümer einer Anlage - ob Verbraucher oder Erzeuger - auch Eigentümer seiner Daten bleibt und darüber verfügen kann. Genau wie einem Verteilnetzbetreiber auch die summarischen Daten seines Netzes gehören.
- c) Damit Digitalisierung energiewirtschaftlich und Effizienzsteigernd wirken kann und sinnvolle Geschäftsmodelle entstehen, ist es wichtig, dass Innovationen im Blick sind, die weltweit genutzt werden können. Die Rahmenbedingungen sollten also nicht national fokussiert sein, sondern mindestens die europäische Perspektive einbeziehen.

Für Rückfragen und Diskussion steht Ihnen Jérôme Le Page, Interim Geschäftsführer von EFET Deutschland, jederzeit gerne zur Verfügung.

EFET Deutschland
Tel.: +49 (0) 30 2655 7824
j.lepage@efet.org