

## **BEE-Stellungnahme**

zum Impulspapier „Strom 2030“ des Bundesministeriums  
für Wirtschaft und Energie (BMWi)

Berlin, 31. Oktober 2016



## Inhaltsverzeichnis

Das Wichtigste in Kürze .....	4
Vorbemerkung.....	8
Zu Trend 1: Die fluktuierende Stromerzeugung aus Wind und Sonne prägt das System .....	9
Grundsätzliches zu Trend 1 .....	9
Zur Leitfrage 1 .....	9
Zur Leitfrage 2 .....	12
Zu Trend 2: Der Einsatz fossiler Brennstoffe im Kraftwerkspark geht deutlich zurück.....	13
Grundsätzliches zu Trend 2 .....	13
Zur Leitfrage 1 .....	13
Zur Leitfrage 2 .....	14
Zur Leitfrage 3 .....	15
Zu Trend 3: Die Strommärkte werden europäischer .....	16
Grundsätzliches zu Trend 3 .....	16
Zur Aufgabe.....	16
Zur Leitfrage 1 .....	17
Zur Leitfrage 2 .....	18
Zur Leitfrage 3 .....	19
Zu Trend 4: Versorgungssicherheit wird im Rahmen des europäischen Strombinnenmarkts gewährleistet.....	21
Grundsätzliches zu Trend 4 .....	21
Zur Aufgabe.....	21
Zur Leitfrage 1 .....	21
Zur Leitfrage 2 .....	22
Zur Leitfrage 3 .....	23
Zu Trend 5: Strom wird deutlich effizienter genutzt.....	24
Grundsätzliches zu Trend 5 .....	24
Zur Leitfrage 1 .....	24
Zur Leitfrage 2 .....	24
Zu Trend 6: Sektorkopplung: Heizungen, Autos und Industrie nutzen immer mehr erneuerbaren Strom statt fossile Brennstoffe .....	26
Grundsätzliches zu Trend 6 .....	26
Zur Leitfrage 1 .....	26
Zur Leitfrage 2 .....	27

Zu Trend 7: Moderne KWK-Anlagen produzieren den residualen Strom und tragen zur Wärmewende bei .....	28
Grundsätzliches zu Trend 7 .....	28
Zur Leitfrage 1 .....	28
Zur Leitfrage 2 .....	30
Zu Leitfrage 3 .....	30
Zur Leitfrage 4 .....	33
Zu Trend 8: Biomasse wird zunehmend für Verkehr und Industrie genutzt .....	34
Grundsätzliches zu Trend 8 .....	34
Zur Leitfrage 1 .....	35
Zur Leitfrage 2 .....	36
Zur Leitfrage 3 .....	37
Zu Trend 9: Gut ausgebaute Netze schaffen kostengünstig Flexibilität .....	38
Grundsätzliches zu Trend 9 .....	38
Zur Leitfrage 1 .....	38
Zur Leitfrage 2 .....	38
Zur Leitfrage 3 .....	39
Zu Trend 10: Die Systemstabilität bleibt bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien gewahrt .....	40
Grundsätzliches zu Trend 10 .....	40
Zur Leitfrage 1 .....	40
Zur Leitfrage 2 .....	40
Zur Leitfrage 3 .....	41
Zu Trend 11: Die Netzfinanzierung erfolgt fair und systemdienlich .....	42
Grundsätzliches zu Trend 11 .....	42
Zur Leitfrage 1 .....	43
Zur Leitfrage 2 .....	43
Zur Leitfrage 3 .....	43
Zu Trend 12: Die Energiewirtschaft nutzt die Chance der Digitalisierung .....	45
Grundsätzliches zu Trend 12 .....	45
Zur Leitfrage 1 .....	45
Zur Leitfrage 2 .....	45
Zur Leitfrage 3 .....	46



## Das Wichtigste in Kürze

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

- Die bisherigen Maßnahmen der Bundesnetzagentur zur Weiterentwicklung der Märkte für Sekundärregelleistung und Minutenreserve gehen in die richtige Richtung. Es sollte allerdings auch zügig der Markt für Primärregelleistung überarbeitet und ein Level-Playing-Field hergestellt werden, insbesondere um die Diskriminierung von Speichertechnologien zu beenden.
- Es müssen technische Alternativen zur momentan für die Leistungs-Frequenz-Regelung noch immer vorgeschriebenen Punkt-zu-Punkt-Festnetzverbindung zugelassen werden.
- Die Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) sollte deutlich flexibilisiert werden; zudem sollten weitere Schritte Richtung Kohleausstieg unternommen und die verbleibenden Braunkohlekraftwerke ebenfalls flexibilisiert werden.
- Die Pflicht zur Volleinspeisung bei den EEG-Ausschreibungsverfahren verhindert die Etablierung einer systemdienlichen Ausrichtung der Eigenerzeugung.

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

- Da eine hinreichende Stärkung des Emissionshandels oder eine andere Form einer adäquaten CO<sub>2</sub>-Bepreisung auf europäischer Ebene nicht absehbar ist, sollten nationale Instrumente genutzt werden, um die externen Kosten von Treibhausgasemissionen einzupreisen.

### Zu Trend 3: Die Strommärkte werden europäischer

- Um eine gleichzeitig klimafreundliche und sichere Stromversorgung in und zwischen den Ländern zu gewährleisten, ist es wichtig, Marktverzerrungen zu entfernen und durch ambitionierte und progressive Gesetzgebung auf europäischer und nationaler Ebene Weichen für ein dezentrales und demokratisches System zu stellen.
- Im Rahmen der Energieunion sollten die für die Transformation des Stromsystems erforderlichen Maßnahmen umgesetzt werden. Dazu gehören insbesondere die weitere Integration und Flexibilisierung der nationalen Strommärkte, die Absage an Kapazitätsmärkte, die Beibehaltung des Einspeisevorrangs für Erneuerbare Energien sowie der nationale und grenzüberschreitende Netzausbau.

### Zu Trend 4: Versorgungssicherheit wird im Rahmen des europäischen Strombinnenmarkts gewährleistet

- Die fluktuierenden Erneuerbaren Energien werden gemeinsam mit den verschiedenen Flexibilitätsoptionen immer mehr Verantwortung übernehmen und damit auch einen wichtigen Beitrag für die Versorgungssicherheit leisten werden.
- Der BEE stimmt dem Ziel zu, den europäischen Strombinnenmarkt für eine hohe Versorgungssicherheit zu nutzen. Die oben genannten Maßnahmen zur Transformation des Stromsystems dienen diesem Ziel. Wichtig ist auch, dass die heimischen Erneuerbaren Energien als Lösung für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit verstanden werden.

- Bei funktionierenden Strommärkten sind Kapazitätsmärkte überflüssig. Die Anstrengungen der EU-Kommission sollten daher dahin gehen, die Leistungsfähigkeit der Strommärkte zu erhöhen. Auch eine gemeinsame Kapazitätsreserve trägt zur Versorgungssicherheit im europäischen Verbund bei.
- Darüber hinaus kann es hilfreich sein, auf Verteilnetzebene Bereiche mit entsprechenden Voraussetzungen (Wind/Solarenergie-Erzeugung zzgl. Blockheizkraftwerk/Gasturbine) in die Lage zu versetzen, im Notfall als autarke Insel betrieben zu werden. Durch eine entsprechende Anzahl/Verteilung dieser autarken Zellen, könnten die Auswirkungen eines Netzzusammenbruchs deutlich abgemildert und der Netzwiederaufbau erheblich beschleunigt werden.

#### Zu Trend 5: Strom wird deutlich effizienter genutzt

- Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz oder zur Reduzierung des Endenergiebedarfs sind ein sinnvoller Partner des Ausbaus der Erneuerbaren Energien. Ein zeitlicher oder strategischer Vorrang von Effizienzmaßnahmen vor dem Ausbau der Erneuerbaren Energien („Efficiency First“) nicht jedoch zielführend.
- Es wird bei einem sehr hohen Anteil fluktuierender Erneuerbarer Energien Zeiten mit sehr hohem Energiedargebot geben, in denen Effizienz nachrangiger sein wird, sowie Zeiten relativer Knappheit, in der Effizienz einen besonders hohen Wert haben wird. Es wird zu Zeiten einer längeren „Dunkelflaute“ nicht ausreichen, nur Lasten zu verlagern, gerade dann wird es sinnvoll sein, auch in relevanten Mengen Stromverbrauch einzusparen.
- Eine Internalisierung der externen Kosten fossiler Energieträger erhöht die Anreize, möglichst effiziente Technologien einzusetzen.

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

- Die sinnvollste Möglichkeit, die Wettbewerbsfähigkeit von Wärmestrom zu verbessern wäre eine wirksame Bepreisung des CO<sub>2</sub>-Gehalts fossiler Heizenergieträger.
- Für die Durchlässigkeit zwischen dem Strom-, Wärme und Mobilitäts- Sektor ist vor allem ein einheitliches Kostenniveau notwendig.
- Die wichtigste Maßnahme, um die Lastzuschaltung bei niedrigen Großhandelsstrompreisen anzureizen, ist die Dynamisierung der Preiskomponenten des Endkundenstrompreises, d.h. z.B. die Verringerung der Abgaben bei niedrigen Großhandelsstrompreisen. Auch die der Vorschlag des BEE, die Stromsteuer durch eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung zu ersetzen, erleichtert die Lastzuschaltung.

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

- Eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung der fossilen Stromerzeugung reizt einen hohen Nutzungsgrad und damit auch die Wärmeauskopplung aus fossilen Kraftwerken an.
- Die Flexibilisierung von KWK-Anlagen kann durch verschiedene Maßnahmen angereizt werden. Dazu gehört die Dynamisierung des KWK-Zuschlags, die Begrenzung der jährlich förderfähigen Volllaststunden sowie die Einführung einer Flexibilitätsprämie.

- Die Verbesserung der Treibhausgasbilanz und/oder der Einsatz von Erneuerbaren Energien kann z.B. angereizt werden durch die Einführung eines Klimaschutzfaktors bei der Ermittlung der KWK-Zuschläge, eine Pflicht und/oder Förderung für die Erstellung kommunaler Wärmepläne sowie eine Nutzungspflicht für klimafreundliche bzw. erneuerbare Wärme in Wärmenetzen.

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

- Der Ausbau der energetischen Nutzung von Biomasse gegenüber dem Status Quo wird begrüßt. Die einzelnen Zielvorstellungen oder Entwicklungspfade bedürfen einer weiteren Diskussion.
- Die Fokussierung auf einzelne Anwendungsfelder ist nicht immer zielführend. Für ein effizientes Energiesystem ist eine gleichzeitige Betrachtung von Strom, Wärme und Kraftstoff und die gleichzeitige Betrachtung von Energie-, Land- und Entsorgungswirtschaft sowie Strukturpolitik notwendig.
- Die Ausweitung des Einsatzes von Biomasse im Verkehrssektor wird begrüßt. Allerdings ist eine Fokussierung allein auf Flug- und Schiffsverkehr nicht zweckmäßig.
- Die Orientierung auf eine zunehmende Nutzung von Holz im Prozesswärmesektor wird begrüßt. Insbesondere in den Wintermonaten wird es einen erhöhten Bedarf an Flexibilitätsoptionen geben, die mehrtätige Residuallastschwankungen überbrücken können. Dazu gehören insbesondere auch biogene KWK-Anlagen.
- Im Gebäudebestand gibt es neben denkmalgeschützten Gebäuden weitere Gebäudetypen, in denen die Nutzung von Biomasse (in Einzelfeuerung oder in Wärmenetzen) sinnvoll ist. Dies gilt auch für einige Wärmeversorgungssysteme in Neubauten.

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

- Neben dem Übertragungsnetzausbau werden sich neue Möglichkeiten entwickeln, das Gesamtsystem volkswirtschaftlich zu optimieren. Als Alternative bietet sich z.B. auch eine höhere Auslastung der vorhandenen Netzinfrastruktur durch automatisierte intelligente Netzbetriebsführung und durch Ausnutzung der hohen Lastflexibilitäten, die durch eine Sektorenkopplung erschlossen werden können, an. Auch eine Berücksichtigung der Gasnetzinfrastruktur für Power-to-Gas im Rahmen der Netzentwicklungspläne stellt eine mögliche Option dar.
- Die Rolle der Verteilnetzbetreiber wird sich zukünftig nicht nur durch die Verlagerung der Erzeugung hin zu dezentralen Anlagen verändern, sondern auch durch die im Zuge der Sektorenkopplung entstehenden neuen Lasten.

#### Zu Trend 10: Die Systemstabilität bleibt bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien gewahrt

- Wenn Erzeuger und Lasten über eine minimale Eigenintelligenz verfügen, die es ermöglicht, zumindest systemkritische Zustände, die sich vor Ort aus Spannung und Frequenz ableiten lassen, zu erkennen und entsprechend zu reagieren, kann die Systemstabilität nicht nur gewahrt, sondern erhöht werden.
- Die Gefahren für die Systemsicherheit gingen bisher vom Ausfall von frequenzsensiblen Großkraftwerken aus. Zukünftig sind vor allem zentrale Steuerimpulse, wie sie durch die digitale Kommunikation ermöglicht werden, zu beobachten.

- Dass sich Erneuerbare Erzeuger praktisch ohne Zeitverzug steuern lassen, trägt gleichzeitig auch zur Erhöhung der Systemsicherheit bei.
- Das Handelsvolumen über die Netzengpässe hinweg muss auf ein beherrschbares Maß eingeschränkt werden. Konventionelle Kraftwerke in den dem Netzengpass vorgelagerten Gebieten müssen flexibler auf die Engpässe reagieren. Marktbezogene Maßnahmen müssen frühzeitiger (day ahead) eingesetzt werden. Die in § 13 Abs. 6a EnWG enthaltenden Maßnahmen sollten schnellst möglich auf alle Kraftwerke vor den Netzengpässen und weitere zusätzliche Lasten ausgeweitet werden.
- Die Kosten für die Erbringung von Systemdienstleistungen müssen auch für Erneuerbare-Energien-Anlagen angemessen vergütet werden. Gleichzeitig müssen sie in den Effizienzvergleich zum Netzausbau einbezogen und mit vergleichbaren Renditen ausgestattet werden.

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

- Der netz- und systemdienliche Gedanke sollte in die Ausgestaltung einer neuen Netzentgeltsystematik einfließen. Speicher sollten z.B. als Netzbetriebsmittel zugelassen werden und systemdienliches Verhalten von Anschlussnehmern sollte gefördert werden.
- Durch die Kopplung des Stromsektors mit dem Wärme- und Mobilitätssektor kann ein sehr großes Potenzial mittel- und hoch-flexibler Lasten erschlossen werden. Wird dieses Potenzial netzdienlich genutzt, könnte der Netzausbau deutlich reduziert und die Systemsicherheit wesentlich verbessert werden. Blieben Netzbelange bei der Sektor-kopplung unberücksichtigt, würde vor allem die Elektro-Mobilität einen massiven zusätzlichen Netzausbau erfordern.
- Preissignale und Netzengpässe sollten primär auf fossile Kraftwerke wirken. Dies ist heute nicht der Fall, da Netzentgelte, Abgaben und Förderungen Preissignale überdecken. Dem Einspeisevorrang von Erneuerbaren wirkt vor allem die Privilegierung von Kraftwerken, die Systemdienstleistungen erbringen entgegen. Grundsätzlich sollten in Netzengpassgebieten vor allem Erneuerbare-Energien-Anlagen und Speicher für die Erbringung von Systemdienstleistungen eingesetzt werden.
- Zur Hebung des Flexibilitätspotenzials von Verbrauchern und Speichern sollten Märkte geschaffen werden, in den Netzbetreiber Flexibilitäten kontrahieren können, um Netzausbau und Netzauslastung zu optimieren.

#### Zu Trend 12: Die Energiewirtschaft nutzt die Chance der Digitalisierung

- Für Teile des Energieversorgungssystems wird die Digitalisierung einen erheblichen Nutzen haben. Für große Teile der Bevölkerung wird die Digitalisierung jedoch nicht zu messbaren positiven Effekten führen.

## Vorbemerkung

Der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) begrüßt den mit dem Impulspapier „Strom 2030“ angestoßenen Diskussionsprozess über die nächsten, mittelfristigen Aufgaben bei der Transformation des Stromversorgungssystems. Der BEE hat bereits in einer Vielzahl von Positionspapieren und Studien die beschriebenen Herausforderungen diskutiert und entsprechende Maßnahmenvorschläge unterbreitet auf die jeweils verwiesen wird.

In diesem Zusammenhang möchte der BEE noch einmal betonen, dass auch die Transformation des Energiesystems in den Sektoren Wärme und Mobilität eines ebenso umfassenden Diskussionsprozesses bedürfen. Auch in diesen Sektoren stellen sich Fragen zur Organisation des Gesamtsystems, zur Rolle verschiedener Akteure und zum Verhältnis der unterschiedlichen Technologien zueinander, die weit über den Ausbau der Stromnutzung oder die Verlagerung der Biomassenutzung hinausgehen. Für einen entsprechenden Austausch steht der BEE gerne zur Verfügung.





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

### Grundsätzliches zu Trend 1

Der Trend wird vom BEE uneingeschränkt begrüßt.

### Zur Leitfrage 1

*Das Strommarktgesetz sieht vor, dass die Bundesnetzagentur (BNetzA) die Mindestenergieerzeugung 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?*

#### Zur Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen für Regelleistung

Aus Sicht des BEE weist das Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur (BNetzA) zur Weiterentwicklung der Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Sekundärregelung (BK6-15-158) und Minutenreserve (BK6-15-159) in die richtige Richtung. Die Umsetzung der Vorschläge der BNetzA würde bereits zu einer deutlichen Verbesserung der Rahmenbedingungen zur Erbringung von Sekundär und Minutenreserve durch Erneuerbare-Energien-Anlagen führen.

Der BEE hält es allerdings für dringend notwendig, auch die Rahmenbedingungen zur Erbringung von Primärregelleistung weiter zu entwickeln. Die Erbringung von Primärregelleistung müsste direkt über Erneuerbare-Energien-Anlagen, flexible Lasten und Batterien erfolgen. Deshalb sollten Neuanlagen sobald wie möglich mit entsprechenden technischen Komponenten ausgestattet werden, damit die Systemstabilität auch in Zeiten, in denen nur noch erneuerbare Erzeuger am Netz sind, gewährleistet werden kann.

Auf dem Primärregelleistungsmarkt sollte ein Level-Playing-Field gewährleistet sein; d.h. dass Kraftwerke und Speicher die gleichen Vorhaltungszeiten haben sollten. 15 Minuten werden seitens des BEE als ausreichend betrachtet. Es sollten kürzere Reaktionsfristen vorgegeben werden. Damit können künftig auch Kraftwerke flexibel gefahren werden, die bislang für die Momentanreserve genutzt werden.

Zudem besteht dringender Bedarf technische Alternativen zur momentan für die Leistungs-Frequenz-Regelung noch immer vorgeschriebenen Punkt-zu-Punkt-Festnetzverbindung zuzulassen. Die gegenwärtige Vorgabe, dass die informationstechnische Verbindung zur Einbindung des Anbieters in die Leistungs-Frequenz-Regelung in Gestalt einer Punkt-zu-Punkt-Festnetzverbindung oder durch eine übertragungsnetzbetreibereigene Fernwirkverbindung zu erfolgen hat, wird in der Praxis bereits nicht mehr gelebt. Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) haben inzwischen der Weiterentwicklung der IT-Technologie Rechnung getragen und lassen andere informationstechnische Verbindungstechnologien zu. Die Beschlusskammer sollte daher erwägen an der genannten Vorgabe künftig nicht mehr festzuhalten. Im Übrigen sollen die Regelungen der Tenorziffer 10 des Beschlusses BK6-10-098 erhalten bleiben.

Die ÜNB haben in ihren novellierten IT-Mindestanforderungen für die Erbringung von Regelleistung vom 28.04.2016 wieder die Punkt-zu-Punkt-Festnetzverbindung (SDH/PDH) ab einer vermarkteten Sekundärregelleistung von 50 Megawatt (MW) vorgeschrieben.

Anbieter, deren vermarktete Regelleistung innerhalb einer Regelzone 50 MW oder mehr beträgt, müssen die Verbindung zwischen dem ÜNB und dem Leitsystem des Anbieters weiterhin mit der bisherigen Punkt-zu-Punkt-Festnetzverbindung (SDH/PDH) anbinden. Diese Anforderung gilt auch für Anbieter, die in der Zukunft eine Vermarktung von 50 MW oder mehr anstreben.

SDH ist ein Multiplexstandard aus den 1980ern und kommt, wenn überhaupt, noch in großen Transportnetzen zum Einsatz. SDH bis zum Endkunden findet in der Praxis bei Neuanschlüssen praktisch keine Anwendung mehr, da auf der „letzten Meile“ die notwendigen Techniken nicht mehr flächendeckend vorhanden sind. Die Techniken mit STM-Kanälen/ATM-Anschlüssen werden von allen Providern derzeit abgebaut und durch IP-Technik ersetzt. Bestes Beispiel ist die IP-Umstellung im DSL- und Telefonie-Bereich der Deutschen Telekom. Hier wird bis 2018 vollständig auf die Verwendung von ATM/SDH umgestellt.

Als Alternative steht MPLS schon seit 15 Jahren zur Verfügung und hat sich als der de-facto-Standard für IP-basierte VPNs durchgesetzt. Verfügbarkeit, Performance und Sicherheit dieser Technologie sind gegeben. Die IT-Mindestanforderungen lassen diese Technologie ohnehin bis zu einer Sekundärregelleistung von bis zu 50 MW zu. Warum MPLS bei Leistungen über 50 MW nicht mehr geeignet sein soll, lässt sich technisch nicht begründen.

Die ÜNB selbst können beurteilen, ob Verfügbarkeit, Performance und Sicherheit der MPLS-Anbindungen den eigentlichen Anforderungen genügen, da viele kleinere bzw. neuere Anbieter auf diese Technologie setzen, um ihre Leitsysteme an die Leitsysteme der ÜNB anzubinden. Auf dem BNetzA-Workshop am 13.07.2016 zu diesem Thema wurde das Argument genannt, bei Wegfallen der Anforderung würden etablierte Anbieter auf die günstigere MPLS-Technik umsteigen, spricht jedoch nicht für die Verwendung von SDH, sondern für die Verwendung von MPLS, da technisch kein Nachteil entsteht, sondern die Erbringung von Regelleistung kostengünstiger wird.

SDH/STM (PDH ist vor 10 Jahren auch beim letzten Anbieter offline gegangen) ist ein aussterbender Standard und sollte nicht durch eigentlich zu erneuernde Spezifikationen am Leben erhalten werden. Es ist nicht sinnvoll, dass kritische Infrastruktur auf Grund einer Formulierung, die zu einem Zeitpunkt erstellt wurde, zu der es keine technischen Alternativen gab, auf Basis von Technologie der 1980er und 1990er betrieben wird.

Der BEE begrüßt im Grundsatz die weitergehende Definition von IT-Anforderungen in Form von Mindestanforderungen. Jedoch sollten diese Anforderungen auch auf neue gleichwertige Technologien eingehen, die allen potenziellen Marktteilnehmern uneingeschränkt zugänglich sind. Daher ist die Vorgabe der Punkt-zu-Punkt-Festnetzverbindung aus den IT-Mindestanforderungen zu streichen.

#### Zur Flexibilisierung von Erzeugungskapazitäten

Momentan führen die Eigenverbrauchsprivilegien fossiler Kraftwerke dazu, dass Marktsignale so stark überlagert werden, dass diese Kraftwerke selbst bei deutlich negativen Preisen am Netz bleiben, um Entgelte und Abgaben für den Strombezug zu vermeiden. So laufen Braunkohlekraftwerke in manchen Situationen selbst bei negativen Strompreisen, damit Tagebaue eigenverbrauchsprivilegierten Strom beziehen können.

Möchte man diese Kraftwerke flexibilisieren, um Eigenerzeugung und Markt miteinander zu verzahnen, müssen die fossilen Eigenverbrauchsprivilegien entweder grundsätzlich abgebaut oder zumindest dafür gesorgt werden, dass zu Zeiten negativer Strompreise die Eigenverbrauchsprivilegien ausgesetzt werden.

Im Sinne der Flexibilisierung sowie der Reduktion der starren Restlast sollte eine Konsultation durchgeführt werden, die die Frage klärt, wie Primärregelleistung und Momentanreserve zukünftig z.B. durch Wechselrichterzwischenkreise oder Batterien erbracht werden können und welche Produkte hierfür am Primärregelleistungsmarkt eingebracht werden könnten.

Auch wäre es zielführend, die Teilmärkte des Strommarkts noch näher aneinander rücken zu lassen. An der Nordpool Spot ist der Stromhandel z. B. regelzonenintern bis zu Beginn der Lieferung möglich. Damit verschmelzen dann Spot- und Regelleistungsmärkte. Und je besser der Handel die Realität abbildet, desto mehr Erneuerbare Energien können integriert werden.

Auch sollte über Ziele für Erneuerbare Energien und Speicher für die Erbringung von Regelleistung nachgedacht werden.

Die Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) sollte deutlich flexibilisiert werden und sich an Strompreissignalen ausrichten – siehe Stellungnahme zu „Trend 7“.

Eine große Inflexibilität im System stellen die vorhandenen Braunkohlekraftwerke dar, die einen erheblichen Teil der starren Restlast bilden. Diese Kraftwerke fahren zumeist selbst bei negativen Strompreisen weiter. Weitere Schritte in Richtung Kohleausstieg würden daher seitens des BEE sehr begrüßt. Braunkohlekraftwerke, die aber weiter an der Stromerzeugung teilnehmen, sollten flexibilisiert werden. Braunkohlekraftwerke könnten hierfür bevorzugt in das Redispatch einbezogen werden. Des Weiteren würden ökonomische Anreize wie eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung den ökonomischen Anreiz steigern, während Niedrigpreisphasen keinen Braunkohlestrom mehr zu erzeugen. Dies würde im Netz Platz für die Erneuerbaren Energien schaffen und den Redispatchbedarf reduzieren.

#### Zur Abstimmung von Eigenversorgung und Strommarkt

Für die systemdienliche Eigenversorgung hat der BEE im März 2015 eine umfassende Speicherstudie der FENES vorgelegt, die aufzeigt, wie Eigenverbrauchs-Speicher systemdienlich genutzt werden können (abrufbar unter <http://bit.ly/2eWDeGA>). Der BEE verweist an dieser Stelle zugleich auf eine Speicher-Studie der HTW-Berlin, ebenfalls aus dem Jahr 2015 (abrufbar unter <http://bit.ly/1RGGHFV>).

Der BEE weist darauf hin, dass es unter der Zielsetzung einer systemdienlichen Ausrichtung der Eigenerzeugung ein großer Fehler ist, Anlagen, die ihre Vergütungsberechtigung über ein Ausschreibungsverfahren erworben haben, zu einer (weitgehenden) Volleinspeisung zu verpflichten. Dies führt zu einer Aufteilung zwischen Einspeisungsanlagen auf der einen Seite und eigenverbrauchsoptimiertem Verhalten auf der anderen Seite führt. Dahingegen bietet EEG-Vergütung für Eigenverbrauchsanlagen die Möglichkeit, systemdienliche Signale zu setzen. Zur Systemdienlichkeit können auch gepoolte Erneuerbare-Energien-Eigenverbrauchsanlagen dienen, die Systemdienstleistungen (darunter Regelleistung oder Blindstrombereitstellung) erbringen. Diese Anlagen können künftig in erheblichem Umfang zur Verantwortungsübernahme seitens der Erneuerbaren-Energien beitragen.

Flexibilitätsoptionen, wie z.B. die Speicherung von selbsterzeugtem Strom in Batterien, sollten stärker angereizt werden, anstatt potentielle Investoren durch regulatorische Hemmnisse davon abzuhalten.

## Zur Leitfrage 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 erfolgt werden? Insbesondere, wie könnten einzelne Preisbestandteile sinnvoll weiterentwickelt werden?*

Unter den heutigen Rahmenbedingungen führen Lastspitzen zu einer Erhöhung des in diesem Jahr (Monat) zu entrichtenden Leistungspreises. Durch die Erhöhung des Leistungspreises entstehen also langfristig hohe Kosten die den Anreiz, die Last bei niedrigen Strompreisen zu aktivieren, häufig deutlich übersteigt.

Da die heutige Netzentgeltsystematik für ein auf Großkraftwerken aufbauendes Versorgungssystem entwickelt wurde, lassen sich ihre Preisbestandteile nicht sinnvoll an die zukünftigen Anforderungen des Energieversorgungssystems anpassen. Um dies zu erreichen, müssten die Preise ständig an die örtliche Netzauslastung und das aktuelle Stromdargebot angepasst werden. Die Preise wären dann jedoch nicht mehr zu überblicken.



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

### Grundsätzliches zu Trend 2

Der Trend wird vom BEE uneingeschränkt begrüßt.

### Zur Leitfrage 1

*Besteht – neben der Weiterentwicklung des ETS – Handlungsbedarf, um die bis 2030 und 2050 erforderlichen Reduktionen von CO<sub>2</sub>-Emissionen zu erzielen? Über welche Handlungsoptionen verfügen wir? Wie lassen sich Fehlinvestitionen in fossile Strukturen vermeiden?*

Der Europäische Emissionshandel (ETS) hat die eigentliche Aufgabe, die negativen Effekte des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes zu internalisieren und den Großemittenten Anreize zur Reduktion des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes zu setzen. Die Wirklichkeit aber sieht leider anders aus. Der Emissionshandel wird aufgrund der niedrigen Zertifikatspreise weder dem Anspruch der Internalisierung der negativen Effekte gerecht, noch wird eine effektive Anreizwirkung geschaffen. Zum Vergleich der aktuellen Preislage: Ein CO<sub>2</sub>-Zertifikat kostet 3 bis 4 Euro pro Tonne, während die wahren CO<sub>2</sub>-Kosten laut des Bundesumweltministeriums und des Umweltbundesamtes bei 80 Euro pro Tonne liegen. Nach Ansicht des BEE ist es eine Aufgabe der europäischen Klimapolitik und der Bundesregierung, die Klimaschutzwirkung des Emissionshandels durch höhere Zertifikatspreise möglich zu machen

Die ökonomischen Anreizwirkungen des Europäischen Emissionshandel (ETS) reichen offenbar nicht aus, um ausreichend Druck auf die fossilen Kraftwerke auszuüben, ihre Stromerzeugung zu reduzieren. In den letzten Jahren standen sogar diejenigen fossilen Kraftwerke in der Merit-Order der fossilen Kraftwerke vorn, die am CO<sub>2</sub>-Intensivsten sind, sprich Braunkohlekraftwerke.

Auch im Jahr 2016 ist es dem Europäischen Emissionshandel nicht gelungen, Preissignale zu setzen, die auch nur ansatzweise in die Nähe der externen Kosten der CO<sub>2</sub>-Emissionen kommen. Externe Kosten in Höhe von 80 €/t stehen CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise von um die 5 Euro gegenüber.

Der BEE hat sich immer wieder für eine Stärkung des Emissionshandels ausgesprochen. Ein funktionsfähiger Emissionshandel würde einerseits die wahren volkswirtschaftlichen Kosten abbilden und wäre andererseits so angelegt, dass die Pariser Klimaziele eingehalten werden müssten. Demzufolge müsste er einen vollständigen Dekarbonisierungspfad für den Stromsektor spätestens bis zum Jahr 2040 abbilden.

Da eine hinreichende Stärkung des Emissionshandels oder eine andere Form einer adäquaten CO<sub>2</sub>-Bepreisung auf europäischer Ebene nicht absehbar ist, setzt sich der BEE für alternative Instrumente auf nationaler Ebene ein, damit die externen Kosten von Treibhausgasemissionen internalisiert werden können. Der BEE hatte sich daher im Jahr 2015 auch nachdrücklich hinter den Vorschlag des Bundeswirtschaftsministers gestellt, einen Klimabeitrag einzuführen. Bereits im Jahr 2014 hatte der BEE in seinem Kohlestrategiepapier einen Mindestzertifikatspreis als Möglichkeit benannt, um wenigstens auf einem Basispreis basierend einen Teil der CO<sub>2</sub>-Kosten internalisieren zu können (abrufbar unter

<http://bit.ly/2dSywHA>). Weitere alternative Ansätze zur CO<sub>2</sub>-Bepreisung sind grundsätzlich denkbar wie z.B. eine CO<sub>2</sub>-Steuer.

Der BEE ist bezüglich des Bepreisungsinstruments noch nicht abschließend festgelegt und wird hierzu konkretere Vorschläge vorlegen.

Entscheidend ist, dass eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung im Stromsektor eine Lenkungswirkung auf den Einsatz CO<sub>2</sub>-haltiger Brennstoffe ausübt. Der BEE schlägt vor, im Gegenzug zur CO<sub>2</sub>-Bepreisung bei der Stromerzeugung die Stromsteuer zu streichen, da diese keine systemischen Anreize bietet und mitunter als Endenergiesteuer sogar hemmende Wirkungen auf die Flexibilisierung hat. Die CO<sub>2</sub>-Bepreisung soll in einem ersten Schritt das Aufkommen der Stromsteuer generieren und in den Bundeshaushalt einfließen, damit für den diesen keine Einnahmeausfälle verbucht werden müssen.

Je höher der CO<sub>2</sub>-Preis desto niedriger die Gefahr von Fehlinvestition in fossile Strukturen. Für den ordnungspolitisch kontraproduktiven Fall, dass diese ökonomischen Anreize nicht gesetzt werden, muss auch Ordnungsrecht in Betracht gezogen werden.

Daneben sollte bei Förderungen wie etwa bei der KWK auf Flexibilisierung und Dekarbonisierung abgestellt werden. Die vorgesehenen Innovationsausschreibungen weisen in die richtige Richtung.

## Zur Leitfrage 2

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

Der für die Dekarbonisierung der Energieversorgung erforderliche starke Ausbau der Erneuerbaren Energien bietet vielfältige Chancen für die Steigerung der Wertschöpfung in den Regionen und Unternehmen. Bislang beruht ein Großteil der Energieversorgung auf fossilen Energieimporten. Durch deren Verdrängung durch heimische Energieerzeugung aus Erneuerbaren Energien wandert die Wertschöpfung nach Deutschland bzw. andere europäische Länder, die ebenfalls die Dekarbonisierung vollziehen.

Große Chancen bieten auch diverse Sektorkopplungstechnologien im Power-to-X-Bereich. Dies könnte auch im Rahmen von strukturpolitischen Begleitmaßnahmen im Kontext des absehbaren Kohleausstiegs eine Rolle spielen. Zudem ist es denkbar, die vorhandene Netzinfrastruktur in diesen Regionen zu nutzen, um dort Erneuerbare Erzeugungskapazitäten zu adressieren. Auch dies bietet umfassende Chance für die jeweiligen Regionen.

Die vorhandenen Beschäftigungs- und Wirtschaftsstrukturen in den Braunkohlerevieren sollten in ihrem Wandel unterstützt werden. Diese Regionen müssen auf eine Zeit nach der Kohlewirtschaft vorbereitet werden. Neben dem Erhalt der „Energie-Regionen“ durch die vorrangige Ansiedlung von Erneuerbaren-Energien (inkl. Forschung und Entwicklung zur Speicherung von Energie) sollten auch Programme zur Umschulung und Weiterbildung der ansässigen Fachkräfte für den neuen Energiemarkt gefördert werden.

### Zur Leitfrage 3

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

Der BEE geht davon aus, dass grundsätzlich alle Maßnahmen, die den Ausbau der Erneuerbaren Energien sowie die Sektorenkopplung befördern, das Potenzial haben, den Strukturwandel positiv zu begleiten.

Der Bund kann dies zusätzlich über regionale Förderprogramme oder Testregionen begleiten. In den Testregionen könnten z.B. Experimentierklauseln Anwendung finden oder besondere Förderschwerpunkte in Forschungs- und Demonstrationsprogrammen gesetzt werden.

Der BEE möchte an dieser Stelle darauf hinweisen, dass die Rolle der Biomasse, die häufig in strukturschwachen Gebieten erzeugt und energetisch genutzt wird, auch unter dem Gesichtspunkt der Stärkung strukturschwacher Regionen betrachtet werden sollte, was nicht zuletzt in Bezug auf den Punkt Trend 8 von Relevanz ist.

## Zu Trend 3: Die Strommärkte werden europäischer

### Grundsätzliches zu Trend 3

Der BEE begrüßt die zahlreichen und progressiven Anmerkungen, die eine grundsätzliche Veränderung der heutigen Strommärkte in Europa einleiten sollen. Diese stellen eine gute Grundlage für deren Weiterentwicklung dar. Aktuell hat der Strombinnenmarkt in Europa jedoch keinerlei Ähnlichkeiten mit einem einheitlichen und enger zusammengewachsenen Marktsystem. Die Märkte für Großhandel und Systemdienstleistungen sind durch die mangelnde Internalisierung externer Kosten verzerrt. Dies führt zu hohen Kosten. Ein wahrer Markt braucht entsprechende Preissignale und Wettbewerbsgleichheit für alle Technologien. In einer Welt mit inflexiblen Überkapazitäten, Kapazitätsmärkten in einigen europäischen Ländern, regulierten Preisen und nicht ausreichenden Grenzkuppelstellen können Erneuerbare Energien nur schwierig integriert werden. Um eine gleichzeitig klimafreundliche und sichere Stromversorgung in und zwischen den Ländern zu gewährleisten, ist es wichtig, Marktverzerrungen zu entfernen und durch ambitionierte und progressive Gesetzgebung auf europäischer und nationaler Ebene Weichen für ein dezentrales und demokratisches System zu stellen.

### Zur Aufgabe

Damit die Energiewende in Deutschland und Europa erfolgreich umgesetzt werden kann, brauchen wir eine einheitliche und europäische Marktstruktur für Energie. Jedoch sind noch lange nicht alle Voraussetzungen erfüllt, die dem Ideal eines europäischen Energiebinnenmarktes standhalten könnten. Der BEE will deshalb folgende Eckpunkte hervorheben:

- Verbesserung des Preissignals im Großhandelsmarkt, u.a. durch die Reduktion der Überkapazitäten durch Abschaffung der Subventionen für fossil-atomare Stromerzeugung und die Stärkung des CO<sub>2</sub>-Preises (siehe obige Stellungnahme zu Trend 2);
- Umgestaltung der Regelenergiemärkte, um den vollen und ungehinderten Zugang der Erneuerbaren Energien (insbesondere auch der variablen) und von Flexibilitätsoptionen (auf der Nachfrage- und Angebotsseite) zu ermöglichen (siehe obige Stellungnahme zu Trend 1);
- Ausweitung des regionalen und gesamteuropäischen Stromhandels;
- Optimierung und Erweiterung des nationalen und europäischen Netzausbaus (siehe die Stellungnahmen zu Trend 9 und 10 unten);
- Erhalt von Stabilität und Verlässlichkeit politischer und regulatorischer Rahmenbedingungen für Investoren und Energieerzeuger durch weiterhin stabile nationale Vergütungsmechanismen und den Erhalt des Einspeisevorrangs;
- Erhalt der Akteursvielfalt durch Anpassung von Rahmenbedingungen für dezentrale und unabhängige Akteure.

Der BEE fordert das BMWi dazu auf, die Chancen zu nutzen und seine Argumente für nachhaltige europäische Strommärkte deutlich progressiver gegenüber der Europäischen Kommission darzulegen. Die Ende 2016 bevorstehende Veröffentlichung des sogenannten Winterpakets der Kommission, bestehend u.a. aus der Novellierung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie, einem Legislativvorschlag zum Governance-2030-System und einem



weiteren Legislativvorschlag für das Design des europäischen Strommarktes, muss die hier vorliegenden Überlegungen berücksichtigen, damit die richtigen Signale an Investoren gesendet werden können. So kann ein nachhaltiger, wettbewerbsfähiger und sicherer Energiemarkt in Europa verwirklicht werden.

## Zur Leitfrage 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?*

Der europäische Strommarkt durchläuft gerade eine fundamentale Veränderung. Das bestehende, zentralisierte und konventionelle Energiesystem muss grundsätzlich umgestaltet werden, um ein neues und modernes System zu schaffen, dessen Kern die fluktuierenden Erneuerbaren Energien bilden. Diese verhalten sich mit aufgrund ihrer Abhängigkeit von Witterungsverhältnissen sowie ihrer Grenzkosten nahe null anders als konventionelle Energien. In der Konsequenz muss das Marktdesign an den Charakter der fluktuierenden Erneuerbaren Energien angepasst werden. Europäische Rahmenbedingungen müssen geschaffen und von den Mitgliedstaaten umgesetzt werden.

Vor allem Wind- und Solarenergie werden mengenmäßig der Kern der künftigen Stromversorgung. Sie haben gegenüber konventionellen Energien Vorteile: Sie sind emissionsfrei und verursachen kaum laufende und externe Kosten. Mit den richtigen Flexibilitätsoptionen liefern sie Versorgungssicherheit und fördern Innovation und Nachhaltigkeit. Diese Ansätze sollten alle im Rahmen der Energieunion integriert werden. Deswegen ist es wichtig, die Entwicklungsstadien der Energieunion in den kommenden Monaten zu beobachten und dabei mitzuwirken, die notwendigen Elemente zu behalten und sie um neue, auf Flexibilität gerichtete Bestimmungen zu ergänzen. Um diese umfassenden Ziele erreichen zu können, muss sich das BMWi folgender Themen annehmen:

Die Ausgestaltung der Strommärkte muss auf einen fairen Wettbewerb zwischen allen relevanten Technologien, einschließlich variablen Erneuerbare Energien und neuen Flexibilitätstechnologien (wie z.B. der Speicherung und dem flexiblen Stromverbrauch) abgestimmt werden. Hindernisse, wie lange Ausschreibungszeiträume oder Mindestgebotsgrößen der Regenergiemärkte, müssen überprüft und angepasst werden, um eine Diskriminierung zwischen den Wettbewerbern zu verhindern. Gleichzeitig müssen Subventionen für die fossil-atomare Erzeugung abgeschafft werden und den CO<sub>2</sub>-Preis entsprechend erhöht werden. Die gleichzeitige Anpassung der Marktbedingungen und der Abbau der konventionellen Überkapazitäten können eine schnelle und kostengünstige Integration der Erneuerbaren Energien garantieren.

Ein wichtiger Punkt für den Wettbewerb ist der Erhalt des Einspeisevorrangs. Um zu einem flexiblen Stromsystem zu gelangen, das auf fluktuierende Erneuerbare basiert, müssen die sogenannten „Must-Run-Kapazitäten“ abgebaut werden, die aus BEE-Sicht eine starre Restlast darstellen, die schnell reduziert werden muss, damit der Systemumbau gelingen kann (siehe hierzu das BEE-Positionspapier „Starre fossile Restlast reduzieren“; abrufbar unter <http://bit.ly/2e3HXHm>). Die Aufrechterhaltung und konsequente Einhaltung des Einspeisevorrangs erneuerbarer Energien unterstützt den Rückbau der starren fossilen Restlast, bei gleichzeitiger Investitionssicherheit für Investoren in Erneuerbaren Energien und Flexibilitätsoptionen.

Die Kommission verfolgt außerdem die weitere Kopplung der nationalen Strommärkte. Es ist wichtig, dass dieser Prozess fortgesetzt wird, weil besser integrierte Strommärkte den Verbrauchern Vorteile bringen und eine angemessene Stromversorgung und langfristige Energieversorgung gewährleisten.

Die derzeitige Re-Nationalisierung der Energiepolitik durch Kapazitätsmechanismen ist überholtes Denken. Sie birgt auch das Risiko, statt das Energiesystem auf Erneuerbare Energien auszulagern und neue Marktakteure zuzulassen, ein zentralisiertes, auf konventionellen Energien basierendes System zu betonen. Kriterien für die Überprüfung einer angemessenen Stromerzeugung sollten europäisch verankert werden, dürfen aber nicht als Blaupause für die Einführung von Kapazitätsmärkten verstanden werden.

Schließlich sollte die Integration der Strommärkte im ganzheitlichen Kontext betrachtet werden. Dazu gehören auch die Vergütungsmechanismen für Erneuerbare Energien, deren Rolle die Schaffung der Wettbewerbsgleichheit in Anwesenheit von Marktverzerrungen ist. Die europäischen Rahmenbedingungen sollten dieser Rolle weiterhin Rechnung tragen, indem sie klare und unterstützende Aussagen zum Erhalt und Weitergestaltung der Vergütungsmechanismen beinhalten. Dies könnte z.B. durch gemeinsame Gestaltungsprinzipien erfolgen, die technologiespezifische Vergütung befürworten und die Teilnahme von unabhängigen, dezentralen Akteuren ermöglichen. Diese Prinzipien würden auch einer weiteren Systemintegration dienen, indem sie die Transformation der nationalen Märkte hin zu mehr Flexibilität und Erneuerbare anreizen würden.

## Zur Leitfrage 2

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

Gut durchdachte und effiziente Strommärkte sind ein kostengünstiger Weg, um europäische und nationale Klima- und Energieziele zu erreichen und gleichzeitig die Energieversorgungssicherheit zu stärken. Allerdings sind die meisten europäischen Märkte meistens von inflexiblen Überkapazitäten geplagt. In einem Versuch, den Status quo zu behalten, haben verschiedene Mitgliedsstaaten Kapazitätsmärkte eingeführt oder die bestehenden Kapazitätsmärkte erhalten. Diese Märkte führen zu einer Erhöhung der fossil-atomaren Last und bergen damit eine erhebliche Gefahr für die Flexibilisierung der Strommärkte und die Erreichung der ambitionierten Klimaschutzziele von 1,5 Grad. Der BEE begrüßt die aktuellen Überlegungen der Kommission, gemeinsame Kriterien für die Überprüfung einer angemessenen Stromversorgung zu entwickeln, warnt aber von ihrem möglichen Missbrauch. Um einem Wandel des Energiesystems zu dienen, dürfen die Kriterien nicht zu einer Rechtfertigung der Kapazitätsmärkte führen, sondern sollten die Flexibilisierung des Systems vorantreiben. Weiterhin sollten die europäischen Richtlinien, die Ende des Jahres veröffentlicht werden, einen besonderen Augenmerk auf die jetzige Flexibilität der nationalen Strommärkte legen, vor allem im Falle der Einführung von neuen Kapazitätsmärkten und bei der Ausarbeitung von nationalen Energie- und Klimaschutzplänen.

Erneuerbare Energien können schon jetzt zur Versorgungssicherheit beitragen. Dafür müssen aber Hemmnisse wie das Bestehen von Must-Run-Kapazitäten und die Barrieren bei der Teilnahme am Regelenergiemarkt abgeschafft werden. Leider gehen die noch nicht veröffentlichten Vorschläge der Kommission in die falsche Richtung. Statt durch den Erhalt des Einspeisevorrangs die Integration der Erneuerbaren voranzutreiben, schlägt die Europäische

Kommission dessen Abschaffung vor. Der BEE lehnt diesen Vorschlag konsequent ab. Die Aufrechterhaltung des Einspeisevorrangs spielt eine wichtige Rolle bei der Flexibilisierung des Systems und sollte weiterhin Teil der europäischen und nationalen Gesetzgebung sein.

In Bezug auf Optimierung der Regelenergiemärkte schlägt der BEE vor, die Teilnahme von Erneuerbaren Energien und Flexibilitätsoptionen am Regelenergiemarkt europäisch zu ermöglichen. Eine Umgestaltung dieser Märkte sollte daher von europäischen Rahmenbedingungen unterstützt werden, wobei die nationale Umsetzung weiterhin eine wichtige Rolle spielen sollte.

Zusätzlich sollte der weitere Ausbau der grenzüberschreitenden Stromnetze weiter unterstützt werden.

Für eine detailliertere Darstellung dieser und weiterer Maßnahmen zur Flexibilisierung der Strommärkte verweist der BEE auf seine Stellungnahme zum europäischen Marktdesign „Ein zukunftsorientiertes Marktdesign“ (abrufbar unter <http://bit.ly/2e3JKMK>) sowie auf die von Fraunhofer IWES und Energy Brainpool erstellte Studie „Strommarkt-Flexibilisierung“ (abrufbar unter <http://bit.ly/2dq4SO4>).

### Zur Leitfrage 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?*

Mit der Veröffentlichung des „Winterpakets“ möchte die Europäische Kommission einen weiteren Schritt in Richtung europäische Energieunion gehen, indem die Weichen für den Ausbau der Erneuerbaren Energien und die Neugestaltung der Märkte hin zu mehr variablen Energie und Flexibilität gestellt werden. Damit die langfristigen Klimaschutzziele und die Erneuerbaren-Energien-Ziele für 2020 und 2030 erreicht werden, müssen die Rahmenbedingungen, die jetzt geschaffen werden, den Wandel einläuten. Ein wichtiger Pfeiler einer erfolgreichen Energiepolitik sind und bleiben die Fördermechanismen für Erneuerbare Energien. Diese sollten weiterhin Kern der entsprechenden Richtlinie bleiben und durch gemeinsame Gestaltungsprinzipien den Mitgliedsstaaten den Spielraum geben, den Ausbau kostengünstig und effizient voranzutreiben. Wichtig dabei ist u.a. die Möglichkeit, weiterhin technologiespezifische Förderung zu gewähren sowie die Teilnahme von unabhängigen, dezentralen Akteuren.

Das Bedürfnis nach erhöhter Koordinierung von nationalen Energiepolitiken spiegelt sich auch in den anderen Vorhaben der Kommission wieder, u.a. im Bereich des Governance-2030-Systems und des Strommarktdesigns. Auch hier müssen Voraussetzungen geschaffen werden, um höheren Anteilen von Erneuerbarer Energie im System gerecht zu werden. Vor allem durch gut durchdachte Indikatoren für die Erstellung von nationalen Energie- und Klimaschutzplänen können Mitgliedsstaaten ihre zukünftigen Entwicklungen aufeinander abstimmen und angleichen.

Auch hinsichtlich des neuen Strommarktdesigns können europäische Vorgaben die richtigen Rahmenbedingungen schaffen. Mitgliedsstaaten sollten hin zur Integration höherer Erneuerbare-Energie-Anteilen gelenkt werden, u.a. durch Vorgaben die mehr Flexibilität anreizen und den Umbau der Großhandels- und Regelenergiemärkte vorantreiben.

Außerdem erfordert einen gut funktionierenden und vollendeten Strombinnenmarkt einen gewissen Grad an Interkonnektivität. Die Optimierung und den Ausbau der Netze, sowohl national als auch grenzüberschreitend, wird eine größere Zusammenarbeit der Mitgliedsstaaten verlangen. Für den Abbau der bestehenden Hemmnisse wird sich eine verstärkte regionale Kooperation als sinnvoll erweisen.

Regionale Foren, wie z.B. das Pentalaterale Forum, haben sich bereits als erfolgreiche Gremien für die Entwicklung von einem gemeinsamen Verständnis bestehender europäischer Vorgaben etabliert. Ähnliche erfolgreiche Kooperationen oder die Erweiterung bestehender Strukturen, könnten auch in der Zukunft sinnvoll sein. Im Vergleich zum gesamteuropäischen Prozess sind diese Gremien aber teilweise intransparent und ermöglichen nicht die Teilnahme eines breiten Stakeholderspektrums. Eine Erhöhung der Transparenz wäre daher wünschenswert.



## Zu Trend 4: Versorgungssicherheit wird im Rahmen des europäischen Strombinnenmarkts gewährleistet

### Grundsätzliches zu Trend 4

Ein moderner und gut funktionierender Energiebinnenmarkt ist eine wichtige Grundlage für wettbewerbsfähige Energiepreise und eine sichere Energieversorgung. Der BEE stimmt dem BMWi bei dem Ziel zu, einen EU-Binnenmarkt mit hoher Versorgungssicherheit zu erreichen. Hierfür spielen der nationale und grenzüberschreitende Netzausbau, die erhöhte Flexibilität der nationalen Strommärkte und eine vollendete Marktkopplung eine bedeutende Rolle. Wichtig ist auch, dass die heimischen Erneuerbaren Energien als Lösung für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit verstanden werden.

### Zur Aufgabe

Kernaufgabe für das BMWi sollte es sein, das Thema Versorgungssicherheit auf europäischer Ebene weg von der Einführung von nationalen Kapazitätsmärkten oder der Diversifizierung von Quellen für fossile Energieträger aus politisch instabilen Regionen zu lenken. Bei funktionierenden Strommärkten sind Kapazitätsmärkte völlig überflüssig. Die Anstrengungen der EU-Kommission sollten daher dahin gehen, die Leistungsfähigkeit der Strommärkte zu erhöhen.

Für den BEE liegt auf der Hand, dass die fluktuierenden Erneuerbaren Energien gemeinsam mit den verschiedenen Flexibilitätsoptionen immer mehr Verantwortung übernehmen werden und damit auch einen wichtigen Beitrag für die Versorgungssicherheit leisten werden. Das bedeutet, dass Rahmenbedingungen für den Strommarkt dazu beitragen, ihr volles Potenzial auszuschöpfen. In diesem Zusammenhang wäre z.B. die Flexibilisierung von Bioenergieanlagen eine umweltfreundliche und kostengünstige Variante, die als Vergütungsvoraussetzung und mit einer optionalen Flexibilitätsprämie unterstützt werden kann. Auch die variablen Energien sowie Speicher können zur Versorgungssicherheit beitragen, indem ihre Teilnahme an den Regelenergiemärkten voll und ungehindert ermöglicht wird. Auch das gemeinsame Verständnis des Themas Versorgungssicherheit, inkl. eines abgestimmten Monitorings und einer gemeinsamen Bewertungsmethode, spielt eine wichtige Rolle.

### Zur Leitfrage 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?*

Eine engere Kopplung der europäischen Energiemärkte führt zu einer effizienteren Auslastung der Reserven und trägt in dieser Hinsicht zur Erhöhung der Versorgungssicherheit bei. Gleichzeitig steigt aber auch die Vulnerabilität des Systems durch die zunehmende Komplexität. Soll dies verhindert werden, sollten auf Verteilnetzebene, Bereiche mit entsprechenden

Voraussetzungen (Wind/Solarenergie-Erzeugung zzgl. Blockheizkraftwerk/Gasturbine) in die Lage versetzt werden, im Notfall als autarke Insel betrieben zu werden. Durch eine entsprechende Anzahl/Verteilung dieser autarken Zellen, könnten die Auswirkungen eines Netzzusammenbruchs deutlich abgemildert und der Netzwiederaufbau erheblich beschleunigt werden.

Daher sollte die Resilienz des Systems, also seine Fähigkeit die Auswirkungen von Großstörungen zu begrenzen, mit als Indikator aufgenommen werden.

## Zur Leitfrage 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)?*

Die Re-Nationalisierung der Energiepolitik durch Kapazitätsmärkte stellt eine Gefahr für eine gemeinsame, europäische Strategie für Gewährleistung der Versorgungssicherheit dar. Sie birgt auch das Risiko, statt das Energiesystem auf Erneuerbare Energien auszulegen und neue Marktakteure zuzulassen, ein zentralisiertes, auf konventionellen Energien basierendes System zu betonieren.

Versorgungssicherheit sollte in erster Linie im europäischen Kontext stehen und nicht als nationale Frage betrachtet werden. Der BEE unterstützt daher die Anmerkungen des BMWi, dass das Monitoring und die Bewertung von Versorgungssicherheit gemeinsam erfolgen sollten. Wir begrüßen auch, dass die Europäische Kommission sich des Themas angenommen hat, und Kriterien für die Überprüfung einer angemessenen Stromerzeugung entwickeln möchte. Ein gut durchdachtes Set von Kriterien sollte die Einführung von Kapazitätsmärkten obsolet machen und die Flexibilität der Strommärkte erhöhen.

Regionale Koordinationsinitiativen wie das Pentalaterale Forum haben dazu beigetragen, dass Mitgliedsstaaten ein gemeinsames Verständnis bestehender europäischen Vorgaben entwickeln. Einen Dialog über gemeinsame Kriterien für das Monitoring und die Bewertung von Versorgungssicherheit im Rahmen solcher Initiativen erscheint daher sinnvoll. Auch ACER, als europäische Regulierungsbehörde, kann weiterhin eine bedeutende Rolle spielen. Dennoch möchte der BEE auf die Risiken eines Entscheidungsprozesses bei fehlender Partizipation eines breiten Stakeholderspektrums hinweisen. Wir empfehlen daher, dass der Entscheidungsprozess, wo auch immer verankert, eine multinationale Überprüfung und transparente Koordination erlaubt.

Generell spielt die europäische Interkonnektivität eine besondere Rolle bei der Gewährleistung von Versorgungssicherheit. Die Interkonnektivität muss gestärkt werden, u.a. durch die zügige Umsetzung der „Projects of Common Interest“. Diese können große Engpässe und Versorgungslücken beseitigen. So kann das Ziel eines mindestens zehnzehnten Stromverbundgrades (später 15 Prozent) erreicht werden.

## Zur Leitfrage 3

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

Die EU muss Möglichkeiten schaffen, die Herausforderungen bei der Energieversorgung ihrer Mitgliedstaaten zu bündeln. Bei Bedarf könnte es koordinierten und transparenten Zugriff auf gemeinsame strategische Reserven geben können. Eine solche Regelung könnte europaweit gelten.

Für eine langfristige Sicherung der Versorgungssicherheit hat sich Deutschland für eine sogenannte Kapazitätsreserve entschieden. Das Konzept dieser weiterentwickelten strategischen Reserve beinhaltet die zentrale Versteigerung einer vorgegebenen Erzeugungskapazität, die von einer Teilnahme am Stromhandel ausgeschlossen wird. Diese Kapazität ist zusätzlich zu den aktuellen Marktkapazitäten verfügbar und erhöht damit die Versorgungssicherheit. Sie wird nur verwendet, wenn der Markt Störungen aufweist und hat keine verzerrende Wirkung auf den Energiemarkt. Die Einführung einer Kapazitätsreserve sollte daher keine relevante Änderung des Marktes sein, sondern eine sinnvolle Ergänzung zum bestehenden Markt darstellen. Die Preisfindungsmechanismen und die Preissignale des Energiemarktes müssen unangetastet bleiben, so dass der Markt seine Signalfunktion für Investitionen in Erzeugung und Nachfrage behält. Die Kapazitätsreserve fungiert nur als zusätzliches Sicherheitsnetz für die Versorgungssicherheit.



## Zu Trend 5: Strom wird deutlich effizienter genutzt

### Grundsätzliches zu Trend 5

Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz oder zur Reduzierung des Endenergiebedarfs sind ein sinnvoller Partner des Ausbaus der Erneuerbaren Energien. Aus Sicht des BEE ist ein zeitlicher oder strategischer Vorrang von Effizienzmaßnahmen vor dem Ausbau der Erneuerbaren Energien („Efficiency First“) nicht zielführend. Zu „Efficiency First“ hat der BEE bereits in der BMWi-Plenumsitzung am 20. September kritisch Stellung bezogen und legt seine Skepsis auch in seiner parallelen Stellungnahme zum Grünbuch Energieeffizienz umfassend dar (in Kürze abrufbar unter [www.bee-ev.de](http://www.bee-ev.de)). Die Kritik gilt hierbei dem apodiktischen hierarchischen Ansatz. Der BEE ist der Auffassung, dass neben den Erneuerbaren Energien der Energieeffizienz eine sehr wichtige Rolle bei der Energiewende zukommt und die Energieeffizienz ebenfalls gestärkt werden sollte. Effizienz und Erneuerbare gegeneinander auszuspielen ist aus Sicht des BEE nicht zielführend.

### Zur Leitfrage 1

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

Hierzu sollten sich vor allem die für Strommärkte und Energieeffizienz zuständigen Abteilungen im BMWi eng abstimmen. Damit könnte erreicht werden, dass den Strommarktexperten die Effizienzstrategien geläufiger sind und den Effizienzexperten die Flexibilitätserfordernisse der künftigen Energiemärkte geläufiger werden.

Des Weiteren könnte es gemeinsame Arbeitsgruppensitzung geben, in denen Experten aus beiden Welten die Möglichkeiten haben, sich einzubringen und die jeweiligen Argumente kennenzulernen.

Eine kontinuierliche, institutionelle Verankerung des Themas Energieeffizienz im politischen Prozess hält der BEE für sinnvoll, analog zur bereits bestehenden Technikfolgenabschätzung oder der Einbindung des Normenkontrollrates zur Bürokratievermeidung. In diesem Sinne könnte eine Stelle im BMWi benannt werden, die künftige Legislativvorhaben auf ihre effizienzpolitische Bedeutung überprüft. So könnte das BMWi im Rahmen von Ressortabstimmungen die Berücksichtigung des Themas Stromeffizienz sicherstellen.

### Zur Leitfrage 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?*

Positive Wirkungen entstehen da, wo die Flexibilität direkt besonders effizienten Technologien wie, Speicher, der Wärmepumpe oder der Elektromobilität zu gute kommt, oder z.B. über Power-to-X-Technologien Strommengen genutzt werden können, die sonst z.B. aufgrund von Netzengpässen verloren gingen.



Eine negative Wechselwirkung ergibt sich dann, wenn z.B. im Kontext der Flexibilisierung Strom in vergleichsweise ineffizienten Nachstromspeicherheizungen Verwendung findet, der auch effizienter genutzt werden könnte. Dies ist vor allem dann der Fall, wenn die genannten Technologien einzige Wärmequelle im betreffenden Gebäude sind und auch zu Zeiten geringer erneuerbarer Einspeisung betrieben werden müssen. Hierbei handelt es sich dann um unnötige Energieverluste, die durch zusätzliche Energiebereitstellung wieder ausgeglichen werden müssen.

Neben dem Aspekt der Stromeffizienz kann die Flexibilitätsbereitstellung auch negative Auswirkungen auf andere Bereiche der Energiewende haben, z.B. indem Heizstäbe in fossilen Heizkesseln Flexibilität bereitstellen. Dadurch würden konventionelle Heiztechniken im Markt gehalten, die im Sinne der Wärmewende gegen erneuerbare Wärmeerzeuger ausgetauscht werden sollten.

Der BEE weist an dieser Stelle darauf hin, dass Energieeffizienz künftig zu unterschiedlichen Zeiten unterschiedliche Relevanz haben wird. Es wird bei einem sehr hohen Anteil fluktuierender Erneuerbaren Energien Zeiten mit sehr hohem Energiedargebot geben, in denen Effizienz nachrangiger sein wird, sowie Zeiten relativer Knappheit, in der Effizienz einen besonders hohen Wert haben wird. Es wird zu Zeiten einer längeren „Dunkelflaute“ nicht ausreichen, nur Lasten zu verlagern, sondern in relevanten Mengen auch Strom einzusparen. Dies bedeutet in Summe, dass auch Effizienz flexibilisiert werden sollte.

Hierzu gibt es offenbar im BMWi noch keine umfassenden Überlegungen, zumindest sind diese nicht im Grünbuch Energieeffizienz, im Weißbuch Strommarkt oder im Impulspapier Strom 2030 erkennbar.

Grundsätzlich lässt sich sagen, dass die Effizienzanreize umso größer sind, je höher der Marktwert des Stroms in den jeweiligen Sektoren ist. Dieser wiederum ist in großem Maße abhängig von den Opportunitätskosten und damit von den konkurrierenden Kosten der fossilen Energieträger in den jeweiligen Sektoren. Eine Internalisierung der externen Kosten fossiler Energieträger erhöht damit automatisch die Anreize, möglichst effiziente Technologien einzusetzen.

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

### Grundsätzliches zu Trend 6

Der BEE begrüßt den Ansatz, die energiewirtschaftliche Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr durch einen Ausbau der Stromnutzung im Wärme- und Verkehrssektor voranzutreiben. Mit einer ganzheitlichen Betrachtung der Volkswirtschaft im Allgemeinen und der Energieversorgung können bislang getrennte Sektoren auf eine intelligente Weise verknüpft werden, um Synergieeffekte zu generieren und volkswirtschaftliche Effizienzpotenziale zu heben (Sektorenkopplung).

Der BEE weist darauf hin, dass die Nutzung von Strom im Wärme- und Verkehrssektor nicht die einzige Möglichkeit ist, bislang getrennte Sektoren zu verknüpfen. Um Synergieeffekte zu generieren und volkswirtschaftliche Effizienzpotenziale zu nutzen, bieten sich ebenfalls folgende Formen der Sektorenkopplung an:

- Technologien zur Wärmeerzeugung zu nutzen, um die Residuallast im Stromsektor zu decken, z.B. durch am Strombedarf orientierte KWK-Anlagen.
- Die bestehenden biogenen KWK-Anlagen sowie die bestehende Biomasse-Infrastruktur zu bewahren und weiter auszubauen, um – je nach Bedarf – den Ausbau der Erneuerbaren Energien neben dem Stromsektor auch im Wärme- und Verkehrssektor voranzutreiben.
- Abwärme aus der industriellen Produktion als Nutzwärme oder zur Stromerzeugung zu nutzen, z.B. durch Organic-Rankine-Cycle-Verfahren.
- Erneuerbar hergestellte chemische Grundstoffe in der chemischen Industrie zu nutzen.

Der BEE begrüßt, dass auch ein Teil dieser Formen der Sektorenkopplung im Impulspapier thematisiert werden.

### Zur Leitfrage 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?*

Die Wettbewerbsbedingungen für erneuerbaren Strom im Wärmebereich ergeben sich vor allem aus dem Verhältnis zu den Preisen für konkurrierende fossile Energieträger. Dieses hat sich jüngst durch den Preisverfall auf den weltweiten Rohstoffmärkten drastisch zugunsten fossiler Brennstoffe entwickelt. Die sinnvollste Möglichkeit, die Wettbewerbsfähigkeit von Wärmestrom zu verbessern, wäre eine wirksame Bepreisung des CO<sub>2</sub>-Gehalts fossiler Heizenergieträger. Eine solche Maßnahme hätte den Vorteil, dass nicht nur elektrische Wärmeanwendungen, sondern auch andere erneuerbare Heiztechnologien (Solarthermie, Biomasse) sowie Energieeinsparmaßnahmen gestärkt würden. Eine solche Maßnahme sollte

von weiteren fiskal- bzw. sozialpolitischen Maßnahmen flankiert werden, um eine Nettomehrbelastung der Verbraucher zu vermeiden.

Für die Durchlässigkeit zwischen dem Strom-, Wärme und Mobilitäts- Sektor ist vor allem ein einheitliches Kostenniveau notwendig. Angeglichene Preise für Primärenergie bilden zudem die Grundlage um den effizienten Umgang mit Energie zu fördern und Effizienzgewinne in den verschiedenen Bereichen vergleichbar zu machen

Darüber hinaus empfiehlt der BEE, die in manchen Netzgebieten bestehenden Netzentgeltrabatte für effiziente elektrische Wärmeanwendungen, vor allem Wärmepumpen, rechtlich abzusichern und allgemein vorzuschreiben.

## Zur Leitfrage 2

### *Wie erleichtern wir Lastzuschaltung bei niedrigen Strompreisen?*

Niedrige Strompreise existieren bisher lediglich an der Strombörse. Die wichtigste Maßnahme ist die Dynamisierung der Strompreiskomponenten bei niedrigen Strompreisen. Der BEE verweist hier auf die seitens BMWi beauftragte Studie von Frontier Economics und BET sowie auf die oben erwähnte Studie „Strommarkt-Flexibilisierung“. In letzterer wird ausführlich aufgezeigt, wie EEG-Umlage, KWK-Zuschlag sowie Netzentgelte so flexibilisiert werden können, dass Strom von zusätzlichen Lasten aufgenommen werden kann.

Hinzu kommt der aktuelle Vorschlag des BEE die Stromsteuer durch eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung zu ersetzen (siehe dazu auch das „BEE-Positionspapier zur Senkung der EEG-Umlage“; abrufbar unter <http://bit.ly/2eCoXQU>). Die Stromsteuer als Endenergiesteuer, die unabhängig von der Höhe der Strompreise oben drauf zu zahlen ist, ist ein Hemmschuh für die Flexibilisierung im Allgemeinen und die Nutzung von Strom im Wärme- und Mobilitätssektor im Besonderen. Ihr Ersatz durch eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung brächte damit einen spürbaren ökonomischen Anreiz für zuschaltbare Lasten zur Nutzung von nicht-fossilem Strom.

Die Nutzung flexibler Lasten hat über die Netzauslastung zwangsläufig einen lokalen Bezug. Eine der aktuell wichtigsten Aufgaben ist es deshalb, diese Schnittstelle zwischen Markt und Physik eindeutig zu definieren. Das bisher diskutierte Ampelkonzept scheint alleine wenig geeignet diese Definitionslücke zu füllen. Die Preissignale müssen sich auf lokaler Ebene bilden.

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

### Grundsätzliches zu Trend 7

Der BEE teilt die Ansicht, dass die zukünftige Rolle von KWK-Anlagen darin bestehen muss, die Zeiten mit niedriger Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie zu überbrücken sowie durch den Einsatz Erneuerbarer Brennstoffe oder die Kombination mit Wärmeerzeugern auf Basis Erneuerbarer Energien in „KWK-Systeme“ die Wärmewende voran zu treiben. Aus diesem Grunde kann der BEE den drei als „Trend 7“ zusammengefassten Aspekten zur zukünftigen Rolle der KWK praktisch uneingeschränkt zustimmen.

Der BEE gibt jedoch zu bedenken, dass sowohl die als auch die Verbesserung der Emissionsbilanz Flexibilisierung bestehender und neuer KWK-Anlagen keine reine Zukunftsaufgabe ist, sondern sobald wie möglich angegangen werden muss. In der jüngsten Studie von Consentec wird geschätzt, dass unflexible wärmegeführte KWK-Anlagen ca. 8 bis 10 Prozent zur konventionellen Mindestenergieerzeugung im deutschen Stromnetz beitragen.<sup>1</sup> Damit leisten sie einen nicht unerheblichen Beitrag zur unnötigen Auslastung von Stromnetzen, zur Bildung negativer Strompreise und damit auch zu unnötigen Kosten für die Energiewende und den deutschen Stromkunden. Darüber hinaus ist für Erprobung und die Investition in KWK-Systeme ein zeitlicher Vorlauf notwendig.

Der BEE erkennt an, dass bereits das KWKG 2016 erste – allerdings unzureichende – Anreize für eine Modernisierung der KWK enthält. Weiterhin begrüßt der BEE, dass das BMWi mit der laufenden Reform des KWKG weitere Anreize für eine zukunftstaugliche KWK setzt. Allerdings gehen diese Maßnahmen aus Sicht des BEE noch nicht weit genug. Eine Nachbesserung sollte deshalb zügig angestrebt werden. Angesichts der Bedeutung dieser weitreichenden Thematik ist eine größere Reform des KWKG oder eine Reform der Vorgaben für leitungsgebundene Wärmeversorgung generell anzustreben.

Der BEE begrüßt, dass das Impulspapier explizit nicht nur Fern-, sondern auch Nahwärmenetze thematisiert. Nahwärmenetze eignen sich allerdings nicht nur für urbane Anwendungen in Quartierslösungen oder in Industriearealen. Vielmehr können Nahwärmelösungen auch in kleinstädtischen und ländlichen Gegenden sinnvoll sein, insofern die Leistung der Wärmeerzeuger zur Größe und Art der Wärmesenke passt bzw. sich eine entsprechende Wärmequelle vor Ort befindet.

### Zur Leitfrage 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?*

---

<sup>1</sup> Consentec, Konventionelle Mindestenergieerzeugung – Einordnung, Stand und perspektivische Behandlung, Januar 2016.

Ohne Frage kommt Wärmenetzen eine wichtige Funktion im zukünftigen Energiesystem zu, sei es als Transportmittel für die Wärme aus großen zentralen oder kleineren dezentralen Wärmeerzeugern oder auch als Energiespeicher. Die leitungsgebundene KWK ist eine von mehreren möglichen Wärmetechnologien, mit denen diese Netze gespeist werden können. Selbstverständlich ist auch, dass weiterhin ein hoher Bedarf an industrieller Prozesswärme bestehen wird.

In welchem Umfang dezentral oder zentral gespeiste Wärmenetze errichtet werden sollten, in welchem Umfang die in die eingespeiste Netze bzw. für die Industrieprozesse erzeugte Wärme in KWK oder ungekoppelt erzeugt werden sollte und welcher Brennstoff in welchem Umfang eingesetzt werden sollte, hängt von einer Vielzahl von Parametern ab, z.B.:

- Welche demographische Entwicklung ist zu erwarten?
- In welchem Umfang können welche Gebäudetypen energetisch saniert werden?
- In welchem Umfang können Wärmenetze an den jeweiligen Standorten aus anderen emissionsarmen Wärmequellen gespeist werden?
- In welchem Umfang stehen Erneuerbare Energieträger als Brennstoff für KWK-Anlagen zur Verfügung? Hier bestehen Wechselwirkungen mit Trend 8.
- In welchem Umfang steht Strom für die Wärmeerzeugung zur Verfügung? Hier bestehen Wechselwirkungen mit Trend 6.
- In welchem Umfang kann der Betrieb von leitungsgebundenen KWK-Anlagen Synergieeffekte mit anderen Sektoren erzeugen? Inwiefern ist beispielsweise die Vorhaltung gesicherter elektrischer Leistung notwendig, die dann aus Effizienzgründen in KWK betrieben wird?

Die Beantwortung dieser Fragen wiederum hängt an einer Vielzahl weiterer Parameter wie technologischen Entwicklungen, politischen Anreizen für die Gebäudesanierung, politischen Anreizen für bestimmte Nutzungspfade von Biomasse und Strom oder der Verfügbarkeit anderer Flexibilitätsoptionen ab. Aus diesem Grunde ist keine pauschale Aussage über einen effizienten Entwicklungspfad für die KWK möglich.

Aufgrund der Chancen, die der Einsatz von KWK für die Strom- und Wärmewende bietet, gibt es jedoch eine Reihe von „No-Regret“-Maßnahmen, mit denen man auf Sicht fahren und die KWK in die Transformation des Energiesystems einbetten kann. In der unten stehenden Antwort auf Leitfrage 3 werden erste Maßnahmenvorschläge des BEE unterbreitet, die als Ausgangspunkt für eine Umgestaltung der Rahmenbedingungen für die KWK und die leitungsgebundene Wärmeversorgung generell dienen können, um neuen und bestehenden Anlagen Anreize zur Flexibilisierung und einer möglichst guten Treibhausbilanz zu geben. Diese und weitere Maßnahmen werden derzeit im BEE diskutiert und ausgearbeitet. Für einen weiteren Austausch steht der BEE gerne zur Verfügung. Des Weiteren sei auf die im Auftrag des BEE erstellte Studie „Flexibilitätsreserven auf dem Wärmemarkt“ (abrufbar unter <http://bit.ly/2fdtsTY>) und die oben genannten Studie „Strommarkt-Flexibilisierung“ verwiesen.

## Zur Leitfrage 2

### *Wie sieht eine zukunftsfähige Infrastruktur aus?*

In ihrer Studie zu den Potenzialen der KWK kommen Prognos et al zu dem Schluss, dass es in Deutschland ein signifikantes Potenzial für die leitungsgebundene Wärmeversorgung gibt, sowohl im großstädtischen als auch im kleinstädtischen und ländlichen Raum.<sup>2</sup> Inwiefern sich in einem konkret Wohn- oder Gewerbegebiet eine dezentrale Wärmeversorgung, die Errichtung eines Wärmenetzes mit einem zentralen Wärmeerzeuger oder die Errichtung eines Wärmenetzes mit mehreren dezentralen Wärmeerzeugern anbietet, hängt überwiegend von den Gegebenheiten vor Ort ab. Dazu gehören unter anderem der Umfang, die Dichte und die Verbrauchszeiten von aktuellen und zukünftigen Wärmeverbrauchern, die Möglichkeiten zur Gebäudesanierung, die Möglichkeiten zur Errichtung neuer Wärmeerzeuger, bereits vorhandene Infrastruktur sowie ggf. ohnehin vorhandene Wärmequellen. Um eine zukunftsfähige Infrastruktur zu errichten und zu erhalten, ist es deshalb unerlässlich, die konkreten Gegebenheiten vor Ort zu untersuchen. Der BEE plädiert aus diesem Grund dafür, verstärkt den Kommunen die Aufgabe einer lokalen Planung der Wärmewende zu übergeben (siehe unten).

## Zu Leitfrage 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?*

#### Investitionsanreize für KWK-Anlagen

Investitionsanreize für KWK-Anlagen können zum einen dadurch gesetzt werden, dass Rahmenbedingungen geschaffen werden, die die Erlösmöglichkeiten einer besonders effizienten Form der Stromerzeugung gegenüber einer weniger effizienten Form der Stromerzeugung stärken. Aus Sicht des BEE sollte eine zusätzliche CO<sub>2</sub>-Bepreisung der fossilen Stromerzeugung eingeführt werden. Dadurch würden die Kostenvorteile eines hohen Nutzungsgrads gegenüber einem niedrigen Nutzungsgrad (beim Einsatz fossiler Brennstoffe) gestärkt. Zugleich könnte im Gegenzug die Stromsteuer gestrichen und die dadurch entfallenden Einnahmen im Bundeshaushalt durch die Einnahmen aus der CO<sub>2</sub>-Bepreisung ersetzt werden. So wäre die CO<sub>2</sub>-Bepreisung sowohl für den Endkunden als auch für den Bundeshaushalt kostenneutral (siehe dazu auch das oben genannte BEE-Positionspapier zur Senkung der EEG-Umlage).

#### Anreize für die Flexibilisierung von KWK-Anlagen

##### 1. Dynamisierung des KWK-Zuschlags für neue, modernisierte und nachgerüstete Anlagen (im KWKG)

Der BEE plädiert dafür, die Auszahlung der KWK-Zuschläge für neue, modernisierte und nachgerüstete Anlagen in Abhängigkeit der Strommarktpreise zu „dynamisieren“: Die KWK-Zuschläge für Strom, der in Zeiten hoher Strommarktpreise eingespeist wird, sollten erhöht

<sup>2</sup> Prognos et al, Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014, Oktober 2014.

werden. Dementsprechend sollten die KWK-Zuschläge für Strom, der in Zeiten niedriger Strommarktpreise eingespeist wird, verringert werden. So entsteht ein sehr starker Anreiz zu einer am Strompreis orientierten Fahrweise. Weitere Details dieses Vorschlages finden sich in der oben genannten Studie „Strommarkt-Flexibilisierung“.

## 2. Begrenzung der förderfähigen jährlichen Volllaststunden für neue, modernisierte und nachgerüstete Anlagen (im KWKG)

Nach dem Vorbild der Vergütungsbedingungen für Bioenergieanlagen im EEG 2017 sollten die vergütungsfähigen Volllaststunden für neue, modernisierte und nachgerüstete Anlagen, die den KWK-Zuschlag erhalten möchten, begrenzt werden. Eine sinnvolle Größenordnung wären 4.380 Stunden pro Jahr (h/a). So sinken die Anreize für die bei industriellen Anlagen typische Grundlastfahrweise (ca. 8.000 h/a) bzw. die bei Fernwärme-Anlagen typische (saisonale) Mittellastfahrweise (ca. 6.000 h/a). Um ggf. darüber hinaus benötigte Wärme dennoch bereitstellen zu können, sollten Anlagen mit einer entsprechend höheren installierte elektrische Leistung (so genannte „Überbauung“) und Wärmespeichern und/oder zusätzlichen Wärmeerzeugern (z.B. Elektroheizkessel) ausgestattet werden.

## 3. Einführung einer Flexibilitätsprämie für Bestandsanlagen mit und ohne KWK-Zuschlagszahlungen (im KWKG)

Um den Investitions- und Vertrauensschutz bestehender KWK-Anlagen nicht zu gefährden, sollten die beiden oben beschriebenen Anreize zur Flexibilisierung nicht für Bestandsanlagen (mit und ohne KWK-Zuschlagszahlungen) gelten. Um dennoch diesen, bis auf absehbare Zeit weitaus größeren Teil des Anlagenparks zu adressieren, könnte nach dem Vorbild der optionalen Flexibilitätsprämie für bestehende Biogasanlagen im EEG 2017 eine optionale, zeitlich befristete Flexibilitätsprämie für bestehende KWK-Anlagen (die keine EEG-Vergütung erhalten) eingeführt werden – sowohl für Anlagen, die noch KWK-Zuschlagszahlungen erhalten als auch solche, die dies nicht mehr tun. Dem Betreiber einer bestehenden KWK-Anlagen könnte jährliche eine Prämie gezahlt werden, wenn er ihre installierte Leistung erhöht, ohne ihre Stromerzeugung zu erhöhen (Flexibilisierung „nach oben“, die eine Verschiebung der Stromerzeugung in Hochpreiszeiten ermöglicht), oder wenn er ihre Stromerzeugung gegenüber der bisherigen Stromerzeugung verringert (Flexibilisierung „nach unten“, die eine Reduzierung der Stromerzeugung in Tiefpreiszeiten ermöglicht). Wie im EEG 2017 für Biogasanlagen würde die Flexibilitätsprämie für KWK-Anlagen für die Differenz zwischen der Bemessungsleistung (durchschnittliche Stromerzeugung pro Jahr) und der installierten Leistung gezahlt, wobei die bisher typischen Volllaststunden der verschiedenen Anlagentypen zu berücksichtigen sind (analog zur Differenzierung zwischen Vor-Ort-Verstromungsanlagen und Biomethan-BHKW im EEG 2017).

## 4. Reduzierung des Mindestanteils für KWK-Wärme bei der KWKG-Wärmenetzförderung (im KWKG)

Ein Abschalten von KWK-Anlagen, um die benötigte Wärme in bestimmten Stunden durch Einsatz von Strom aus Wind- oder Solarenergie, der von anderen Stromverbrauchern nicht abgenommen wird, zu erzeugen, verringert den KWK-Anteil in den jeweiligen Wärmenetzen. Dies kann unter Umständen dazu führen, dass der für die Wärmenetzförderung festgelegte Mindestanteil von 60 Prozent an Wärme aus KWK-Anlagen (§ 18 Abs. 1 Nr. 2 KWKG 2015) nicht erreicht wird. Um dem vorzubeugen, sollte dieser Mindestanteil abgesenkt werden.

## Verbesserung der Treibhausgasbilanz von KWK-Anlagen/ Einsatz Erneuerbarer Energien

Die folgenden Maßnahmen zielen auf eine Verbesserung der Treibhausgasbilanz von KWK-Anlagen ab, insbesondere durch den Einsatz EE in den KWK-Anlagen oder den Anschluss EE in von KWK-Anlagen gespeisten Wärmenetzen. Für weitere Maßnahmen wird auf das BEE-Positionspapier „Effizienz Erneuerbar: Was jetzt zum Gelingen einer Erneuerbaren Wärmewende getan werden muss“ verwiesen, das der BEE zeitnah veröffentlichen wird (dann abrufbar unter [www.bee-ev.de](http://www.bee-ev.de)).

### 1. Einführung eines Klimaschutzfaktors bei der Ermittlung der KWK-Zuschläge (im KWKG)

Es könnte im Rahmen des Ausschreibungsverfahrens für die KWKG-Förderung ein Klimaschutzfaktor bei der Ermittlung der Höhe der KWK-Zuschläge eingeführt werden: Die KWK-Zuschläge für Anlagen, deren Treibhausgasbilanz oberhalb eines bestimmten Referenzwertes liegt, würden entsprechend erhöht, die KWK-Zuschläge für Anlagen, deren Treibhausgasbilanz unterhalb eines Referenzwertes liegt, entsprechend abgesenkt werden. Nach diesem Muster wären auch mehrere Stufen denkbar. Mit solchen Klimaschutzfaktoren könnten Mehrkosten einer klimafreundlichen Strom- und Wärmezeugung für alternative Brennstoffe oder Technologien ausgeglichen werden, so dass diese Anlagen Aussichten erhalten, sich gegenüber mit fossilen Brennstoffen betriebenen KWK-Anlagen im Ausschreibungsverfahren durchzusetzen.

Um auch Anreize für die Verbesserung der Treibhausgasbilanz von Bestandsanlagen zu setzen, könnte Betreibern von Bestandsanlagen ebenfalls eine Erhöhung der KWK-Zuschläge mittels des Klimaschutzfaktors in Aussicht gestellt werden, wenn sie ihre Treibhausgasbilanz gegenüber ihrer bisherigen verbessern.

### 2. Einführung einer Pflicht zu und/oder Förderung von kommunaler Wärmeplanung

Die Kommunen sollten verpflichtet werden, analog zu Entsorgungs- oder Flächennutzungsplänen auf Stadt-/Gemeindeebene, eine Wärmeplanung vorzunehmen (z.B. im Baugesetzbuch, im Erneuerbare-Wärme-Gesetz, in den Landesklimaschutzgesetzen oder den Landesbauordnungen). Damit sollen ortsscharf aktuelle Wärmebedarfe ermittelt und ein Konzept zur Entwicklung einer klimaneutralen Deckung dieser Wärmebedarfe formuliert, die erforderlichen Schritte zur Umsetzung identifiziert und eine Strategie zur schrittweisen Umsetzung beschlossen werden. Diese neue Pflichtaufgabe muss mit einer entsprechenden Stärkung der Kommunalfinanzen einhergehen.

### 3. Einführung einer Nutzungspflicht für klimafreundliche / erneuerbare Wärme in Wärmenetzen

Zur Steigerung des Anteils klimafreundlicher bzw. erneuerbarer Wärme in (Fern-) Wärmenetzen kann die Einführung einer entsprechenden Pflicht für Betreiber von neuen und bestehenden Fernwärmenetzen (mit und ohne KWK) der öffentlichen Versorgung sinnvoll bzw. sogar erforderlich sein. Denkbar wäre neben einer aufwachsenden Quote für klimafreundliche bzw. erneuerbare Wärme auch eine bilanzielle Treibhausminderungspflicht. Bei letzterer Variante müsste der durchschnittliche spezifische Treibhausgasausstoß der abgesetzten Wärme unter einem festgelegten Referenzwert liegen. Bei physisch nicht miteinander verbundenen Netzen sollte ein rein bilanzieller Tausch von Wärmemengen zur Erfüllung dieser Minderungspflicht möglich sein (entsprechend einem Zertifikatehandel). Dies würde im Gesamtmarkt die Investition in Wärmetechnologien anreizen, deren spezifischer Treibhausgasausstoß unter-



halb des Referenzwertes liegt – mithin im Regelfall erneuerbar ist, einschließlich mit Erneuerbaren Energien betriebene KWK-Anlagen. Eine Treibhausgasreduktion würde ferner dort durchgeführt, wo es am kosteneffizientesten ist und Wärmenetze mit positiver Treibhausgasbilanz würden zusätzlich finanziell gestärkt.

## Zur Leitfrage 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?*

Bei auch langfristig sinnvollen Investitionsentscheidungen in Energieerzeugungseinheiten sind die jeweiligen Marktakteure die sinnvollsten Akteure. Die Politik ist kann sie darin unterstützen, diesen Akteuren auch langfristig planbare Rahmenbedingungen zu schaffen. Im Strommarkt ist die frühzeitige Festlegung der Bundesregierung auf einen Strommarkt 2.0 gepaart mit den verschiedenen Absichtserklärungen, Großhandelspreisspitzen zuzulassen, und der Einrichtung entsprechender Informationsplattformen wie dem Marktstammdatenregister eine sinnvolle Grundsatzentscheidung, die langfristig Investitionssicherheit für Investitionen in flexible Stromerzeugungseinheiten schaffen kann.

Eine Notwendigkeit besteht jedoch weiterhin, langfristige Anreize und Investitionssicherheit für die emissionsarme Strom- und Wärmeerzeugung zu schaffen.

Um sicherzustellen, dass Investitionen in Wärmenetze auch langfristig sinnvoll sind, bietet sich die Durchführung der oben bereits beschriebenen kommunalen Wärmeplanung an, die ebenfalls Simulationen der langfristigen Entwicklung der Wärmebedarfe beinhalten kann.

Bei der zukünftigen Ausgestaltung von Wärmenetzen ist neben der Dimensionierung jeweils darauf zu achten, dass sie technisch für die Einbindung erneuerbarer Wärmeerzeuger geeignet sind. Dies gilt insbesondere für die Vor- und Rücklauftemperaturen, da bestimmte Erneuerbare Technologien (Wärmepumpe, Solarthermie) nicht das heute verbreitete Niveau erreichen können.

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

Für eine umfassende Auseinandersetzung mit den „Trend 8“ gemachten Aussagen und gestellten Fragestellungen verweist der BEE auf die gemeinsame Stellungnahme der des Bundesverband Bioenergie e.V. (BBE), des Fachverband Biogas e.V. (FvB), des Fachverband Holzenergie (FVH), der Biokraftstoffverbände sowie des Deutschen Bauernverbands e.V. (DBV).

### Grundsätzliches zu Trend 8

Grundsätzlich begrüßt der BEE die Absicht des BMWi, die energetische Nutzung von Biomasse gegenüber dem Status Quo weiter auszubauen. Da das Impulspapier die energetische Nutzung von Biomasse im Jahr 2050 bzw. die Entwicklung dorthin nicht quantifiziert, können diese Ziele bzw. Pfade jedoch nicht beurteilt werden. Die einzelnen, im Impulspapier beschriebenen Zielvorstellungen oder Entwicklungspfade bedürfen einer weiteren Diskussion.

Der Kern der unter „Trend 8“ zusammengefassten Aussagen zeichnet ein bestimmtes Bild von der energetischen Nutzung von Biomasse. Sie beschreiben Biomasse als „knapp“, weshalb sie dort einzusetzen sei, „wo sie für das Energiesystem den größten Nutzen bringt“. Speziell seien dies Bereiche, in denen der Einsatz von Wind- und Solarstrom entweder technisch nicht möglich oder wirtschaftlich nicht vertretbar sei.

Die BEE hält dieses Bild grundsätzlich für richtig, gibt jedoch zu bedenken, dass eine strikte Fokussierung auf einzelne Anwendungsfelder nicht immer zielführend ist. Dies würde der Entwicklung des Energieeinsatzes ein zu strenges Korsett verschaffen. Gerade die Biomasse zeichnet sich im Besonderen durch Synergien in mehreren miteinander verbundenen Sektoren aus. Stoffströme und energetische Nutzung ergänzen einander und sind in diversen Bereichen untrennbar miteinander verbunden.

Für ein effizientes Energiesystem in einer klimaneutralen Volkswirtschaft ist es entscheidend, einen ganzheitlichen Ansatz zu wählen. Dieser muss insbesondere die gleichzeitige Betrachtung von Strom, Wärme und Kraftstoff und die gleichzeitige Betrachtung von Energie-, Land- und Entsorgungswirtschaft sowie Strukturpolitik beinhalten. Zu einer nachhaltigen und effizienten Bioenergieerzeugung gehört vor allem der gezielte Aufbau neuer Koppelproduktionen und Nutzungskaskaden bei Biomasse. Damit lassen sich die Ziele Ernährungssicherung und Ausbau der Bioenergie bzw. der stofflichen Nutzung bestmöglich verbinden. Darüber hinaus gilt es, zusätzliche Wertschöpfungskreisläufe in den ländlichen Räumen aufzubauen und die dezentrale Energieversorgung weiter zu stärken. Denn gerade dezentrale Energieversorgungskonzepte gewährleisten, dass die Wertschöpfung vor Ort stattfindet. Sie entfalten somit positive Effekte, die bei einer reinen Fokussierung auf die Kosteneffizienz, ungenutzt bleiben.

Es ist zwar zu begrüßen, dass die im Impulspapier genannte Studie „Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr“ von Fraunhofer IWES et al, die augenscheinlich den Aussagen in Trend 8 zugrunde liegt, die Sektoren Strom, Wärme und Kraftstoff zusammendenkt. Nicht mitgedacht werden jedoch die Sektoren Landwirtschaft, Entsorgungswirtschaft und Strukturpolitik. Aus diesem Grunde sind die Schlussfolgerungen zum sinnvollsten Einsatz von Biomasse, die in der Studie gezogen werden, auch nur als begrenzt belastbar anzusehen.

Zur Frage des „nachhaltig nutzbaren“ Biomassepotenzials ist festzustellen, dass „Potenzial“ keine rein statische Größe ist. Die Aufteilung auf energetische und nicht-energetische Nutzung wird sich aufgrund von demographischen Gegebenheiten sowie abhängig von Marktentwicklung und technischen Entwicklungen immer dynamisch verändern.

## Zur Leitfrage 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?*

Wie oben ausgeführt sind strikte Festlegungen, in welchen Energiesektor Biomasse am sinnvollsten eingesetzt werden kann, nicht immer zielführend, und sie sind auch nicht immer möglich. In welchem Sektor Biomasse primär einzusetzen ist, hängt von einer Reihe von Faktoren ab, die neben der Verfügbarkeit alternativer Technologie in der Energieerzeugung auch land- und entsorgungswirtschaftliche sowie strukturpolitische Aspekte einschließen. Darüber hinaus erscheint eine fixe Festlegung nicht zweckmäßig, da sich in allen Sektoren und Bereichen dauerhaft sinnvolle Anwendungsmöglichkeiten bieten, und die energiewirtschaftlichen Akteure flexibel auf konkrete Anforderungen reagieren können sollten.

Nichtsdestotrotz ist zu den einzelnen Sektoren Folgendes zu sagen:

### Verkehrssektor

Grundsätzlich begrüßt der BEE das Ziel, den Einsatz von Biomasse im Verkehrssektor auszuweiten. Ein Einsatz von Biokraftstoffen in der Schiff- und Luftfahrt ist technisch realisierbar. Bereits im Jahr 2009 fand ein erster Testflug mit Biokerosin statt. Nach der Auswertung von Testflügen ist ein Einsatz von Biokerosin nach dem Stand der Technik mindestens gleichwertig mit herkömmlichem Kerosin möglich.

Allerdings ist eine Fokussierung allein auf Flug- und Schiffsverkehr nicht zweckmäßig, da es auch Verkehrssektoren an Land gibt, die nach heutigem Wissensstand nur schwer zu elektrifizieren sind. Dazu gehören beispielsweise Bahn-Nebenstrecken, der Schwerlastverkehr und die Landwirtschaft.

### Industrielle Prozesswärme

Die Orientierung auf eine zunehmende Nutzung von Holz im Prozesswärmesektor wird begrüßt. Allerdings fehlen hier bisher die politischen Maßnahmen, um diese Entwicklung voranzubringen.

### Kraft-Wärme-Kopplung

Im Impulspapier wird die Aussage gemacht, der Ausbau der Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie eröffne Spielräume, weniger Biomasse für die Stromerzeugung einzusetzen. Diese Analyse kann der BEE in dieser Absolutheit nicht teilen. Der Ausbau der Wind- und Solarenergie im Stromsektor führt zu einem erhöhten Bedarf an Flexibilitätsoptionen, zu denen insbesondere auch biogene KWK-Anlagen gehören. Spielraum für die Reduzierung der Stromerzeugung aus Biomasse entsteht deshalb nur durch die technische Entwicklung und den Ausbau vergleichbarer (nicht-fossiler) Flexibilitätsoptionen.

Insbesondere für den Ausgleich von Schwankungen, die typisch für die Wintermonate in Deutschland sind, sind KWK-Anlagen auf Basis erneuerbarer Brennstoffe notwendig – und

das sind bis auf weiteres biogene KWK-Anlagen. In einem Stromsystem, dessen Kern fluktuierende Erneuerbaren Energien darstellen, und das auch in den Sektoren Wärme und Verkehr auf den Einsatz von Strom setzt, müssen im Winter abwechselnd mehrtätige Phasen mit sehr hoher Residuallast und mehrtätige Phasen mit Stromüberschüssen ausgeglichen werden. In diesen Situationen erbringen biogene KWK-Anlagen ihren höchsten Nutzen. Sie können über mehrere Tage oder Wochen hinweg ihre Stromerzeugung herauf- bzw. herunterfahren. Die Brennstoffe werden dabei entweder vor Ort gelagert (Festbrennstoffanlagen, Biogasanlagen mit Fütterungsmanagement) oder im Gasnetz zwischengespeichert (Biomechan-BHKW). Ein typischerweise in den Wintermonaten notwendiger Anlagenbetrieb, mit dem Zeiten sehr hoher bzw. sehr niedriger Residuallast überbrückt werden können, die mehrere Tage oder Wochen andauern, bringt den zusätzlichen Systemnutzen, dass in gerade diesem Zeitraum die höchste residuale Wärmelast herrscht.

Flexible KWK-Anlagen erfüllen bei der Verwertung von Überschussstrom eine wichtige Systemfunktion, indem der Strom zur Wärmeerzeugung für die angeschlossene Wärmenutzung verwendet wird. Bei der Nutzung von Überschussstrom zur Gaserzeugung bietet die Biogasnutzung zudem die Möglichkeit einer besonders effizienten Form Power-to-Gas-Anwendung. So kann eine Biogaserzeugungs- und -aufbereitungsanlage mit einem Elektrolyseur kombiniert werden. Das bei der Aufbereitung abgetrennte CO<sub>2</sub> wird mit dem elektrolytisch erzeugten Wasserstoff zu Methan zusammengeführt.

### Raumwärme und Warmwasser

Der BEE teilt die Ansicht, dass es im Gebäudebestand langfristig einen Bedarf für einen Biomasseeinsatz zur Wärmegewinnung geben wird, sei es in Form von Festbrennstoff-Zentralheizungen oder Einzelraumfeuerungsanlagen für einzelne Gebäude oder in Form von Biomasse gespeisten Wärmenetzen. Im Gebäudebestand gibt es neben denkmalgeschützten Gebäuden jedoch auch viele weitere Gebäudetypen und Siedlungsräume, in den nur begrenzt mit intensiver Dämmung energetisch modernisiert werden kann bzw. in denen mittel- und langfristig aus verschiedenen Gründen nur begrenzt mit einer optimalen energetischen Modernisierung zu rechnen ist. Die sozioökonomischen Bedingungen z.B. in vielen alternden und vom Bevölkerungsrückgang geprägten Siedlungsräumen werden eine umfangreiche Sanierung des Gebäudebestands realistischer Weise auf sehr lange Sicht erschweren. Insofern wird der Anteil an Bestandsgebäuden, in denen feste Biomasse Sicht eine unverzichtbare erneuerbare Wärmequelle darstellen wird, noch auf längere größer sein, als im Impulspapier unterstellt.

Und auch im Neubau kann – sowohl bei individueller wie auch gemeinschaftlicher Wärmeversorgung – eine ergänzende Biomassefeuerung – z.B. in Zeiten sehr hohen Wärmebedarfs – eine sinnvolle, notwendige und gefragte Ergänzung anderer Wärmeversorgungssysteme sein.

## Zur Leitfrage 2

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

Aktuelle Anreize zur Steigerung des Einsatzes von Biomasse zur Bereitstellung industrieller Prozesswärme oder im Luft- und Schiffsverkehr bestehen praktisch nicht. Generell befürwortet der BEE eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung in allen Sektoren.

Diese reizt auf eine marktwirtschaftliche und volkswirtschaftlich effiziente Weise die Dekarbonisierung der Energieversorgung an. Dazu gehört auch der Einsatz von Biomasse in den Sektoren Prozesswärme, Luft- und Schiffsverkehr.

Des Weiteren sei auf die Stellungnahme der Bioenergie-Verbände und des DBV verwiesen.

### Zur Leitfrage 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?*

Der BEE teilt die Auffassung, dass die Stromerzeugung aus Bioenergie bedarfsgerecht und in KWK mit möglichst hoher Wärmenutzung erfolgen sollte. Dafür sind die passenden Rahmenbedingungen zu schaffen.

Der BEE begrüßt explizit die Schaffung eines Strommarkts 2.0 und die Ablehnung von Kapazitätsmärkten. Strompreisspitzen sind das einfachste Instrument, um den Aufbau und den Einsatz von Flexibilitätsoptionen anzureizen – so auch die flexible Fahrweise von Bioenergieanlagen. Aus systemischer Sicht ist der Abbau atomarer und fossiler Kraftwerksüberkapazitäten die wichtigste Voraussetzung, damit diese Preisspitzen entstehen. Damit im Zusammenhang steht auch der Abbau der fossilen Mindesteinspeisung (siehe auch das oben erwähnte BEE-Positionspapier „Starre fossile Restlast reduzieren“). Für weitere Maßnahmen zur Flexibilisierung sei auf die Stellungnahme der Bioenergie-Verbände verwiesen.

Für die biogene KWK bietet ein Strommarkt 2.0, der eine flexible Fahrweise wirtschaftlich honoriert, die Chance, den EEG-Vergütungsbedarf zu reduzieren. Jeder Cent pro Kilowattstunde, der durch eine Anlage durch eine flexible Fahrweise zusätzlich an den Strommärkten erzielen kann, kann im Ausschreibungsverfahren bei der Gebotsabgabe eingepreist werden.

Für Vorschläge zur Verbesserung der Rahmenbedingungen der Wärmeauskopplung bei KWK-Anlagen wird auf die obige Stellungnahme zu „Trend 7“ verwiesen.

Des Weiteren wird auf die Stellungnahme der Bioenergie-Verbände und des DBV verwiesen.

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

### Grundsätzliches zu Trend 9

#### Übertragungsnetzausbau

Netzausbau ist das wichtigste klassische Mittel um Erzeugung und Verbrauch zu synchronisieren und zur Beseitigung von Netzengpässen. Im zukünftigen Energiesystem wird es jedoch transeuropäische Regionen geben, in denen Erzeugungsspitzen mit hoher Gleichzeitigkeit auftreten. Gleichzeitig ergeben sich neue Möglichkeiten, den Verbrauch zeitlich an die fluktuierende Erzeugung anzupassen und damit regionale Erzeugungsspitzen zu glätten. So entstehen Alternativen zum klassischen Netzausbau und es bieten sich neue Möglichkeiten das Gesamtsystem volkswirtschaftlich zu optimieren. Werden diese Maßnahmen vorgezogen würde Druck zur zeitnahen Umsetzung der im Bundesbedarfsplan beschlossenen Netzausbaumaßnahmen nachlassen. Beide Maßnahmen werden aus heutiger Sicht ohnehin gebraucht, so dass beide Maßnahmen parallel ergriffen werden können, ohne dass es zu deutlichen Nachteilen käme.

#### Verteilnetzausbau

Durch die Verlagerung der Erzeugung hin zu dezentralen Anlagen verändert sich die Rolle der Verteilnetzbetreiber (VNB) zunehmend. Dieser Wandel wird zukünftig aber nicht mehr allein durch dezentrale Anlagen getrieben, sondern im Zuge der Sektorenkopplung auch durch neue Lasten forciert werden. Zudem steht in vielen Verteilnetzen in den nächsten Jahren eine turnusbedingte Erneuerung großer Teile der Betriebsmittel an. Ob sich hier Synergien mit der Sektorenkopplung nutzen lassen, sollte unbedingt geprüft werden. Angesichts dieser Herausforderungen müssen die heutigen regulatorischen Rahmenbedingungen als ungenügend angesehen werden, da sie eher auf den Netzerhalt als auf innovative Erneuerung ausgelegt sind.

### Zur Leitfrage 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?*

Um den Netzausbau zu beschleunigen, bedarf es politischer Flankierung vor Ort. Landes- und Lokalpolitiker sollten eine Motivation haben, den Netzausbau vor Ort voran zu treiben.

### Zur Leitfrage 2

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

Um weitere umfangreiche Netzausbauvorhaben zu realisieren, müsste ein breiter politischer und gesellschaftlicher Konsens über die Notwendigkeit dieser Vorhaben erzielt werden. Dazu müssen die Vor- und Nachteile der Alternativen transparent dargelegt werden.

Als Alternative bietet sich eine höhere Auslastung der vorhandenen Netzinfrastruktur durch automatisierte intelligente Netzbetriebsführung und durch Ausnutzung der hohen Lastflexibilitäten, die durch eine Sektorenkopplung erschlossen werden können, an. In Zukunft wird auch in der Hoch- und Mittelspannung Gleichstromübertragung möglich werden. Dann wird es möglich sein Verteilnetze zu vermaschen, wodurch die Transportnetze entlastet würden. Auch grenzüberschreitende Hoch- und Mittelspannungsverbindungen könnten realisiert werden, wodurch die Bedeutung von nationalen Grenzen im Europäischen Strommarkt abnehmen würde. Ein solches System könnte nicht nur den Ausbaubedarf in der Höchstspannung reduzieren sondern auch die Resilienz des Energieversorgungssystems deutlich erhöhen und sollte geprüft werden. Zu den Alternativen zählt auch die Berücksichtigung der Nutzung der Gasnetzinfrastruktur für Power-to-Gas im Rahmen der Netzentwicklungspläne. D.h. dass der Netzentwicklungsplan (NEP) Strom und der NEP Gas zusammengedacht werden sollten, um Synergien zu heben, wie z.B. Netzausbau zu reduzieren oder Einspeisemanagement-Maßnahmen (EinsMan) zu vermeiden.

### Zur Leitfrage 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?*

Da Verteilernetze sehr unterschiedlichen Randbedingungen genügen müssen (städtisch/ländlich, viel/ wenig Erneuerbare Energien-Anlagen etc.), sollten die Rahmenbedingungen möglichst offen und einfach gehalten werden und verschiedene Optimierungsansätze zulassen.

Eine der wichtigsten Voraussetzungen ist es, Betriebs- und Investitionskosten vergleichbar zu machen und gleichermaßen anzureizen. Um innovative (betriebskostenlastige) Maßnahmen mit klassischen Investitionen in Betriebsmittel vergleichen zu können, reicht es nicht, die Abschreibungsdauer und Kapitalkosten mit den im Vergleichszeitraum anfallenden Betriebskosten zu vergleichen. Vielmehr müssten auch die Rückwirkungen auf das Gesamtsystem untersucht werden.

Für den Netzbetrieb sollten Rahmenbedingungen etabliert werden, die es ermöglichen die neuen Flexibilitäten zu nutzen, um die Auslastung der Netzinfrastruktur zu erhöhen. Der Effizienzanreiz sollte dabei so gewählt werden, dass eine Konkurrenz zwischen Netzausbau und Lastmanagement entsteht.

## Zu Trend 10: Die Systemstabilität bleibt bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien gewahrt

### Grundsätzliches zu Trend 10

Werden die technischen Möglichkeiten dezentraler Erzeuger und flexibler Lasten entsprechend genutzt, kann die Systemstabilität nicht nur gewahrt, sondern erhöht werden. Voraussetzung wäre, dass Erzeuger und Lasten über eine minimale Eigenintelligenz verfügen, die es ermöglicht, zumindest systemkritische Zustände, die sich vor Ort aus Spannung und Frequenz ableiten lassen, zu erkennen und entsprechend zu reagieren. Wichtig wird es sein frühzeitig Elemente zur Streuung der Reaktionszeiten einzuführen, um unbeherrschbare Gleichzeitigkeitsfaktoren zu verhindern und ein Aufschwingen zwischen Markt- und Netzsteuerung zu verhindern. Theoretisch wird es möglich, die Frequenzhaltung durch entsprechend eingebundene Lasten und Erzeuger vollständig zu automatisieren. Der heutige Regelleistungsmarkt wäre damit überflüssig. Allerdings ist auch hier die Beherrschung von Aufschwingvorgängen von entscheidender Bedeutung.

### Zur Leitfrage 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?*

Die Anforderungen an die Systemsicherheit verändern sich. Gingen die Gefahren bisher vom Ausfall von frequenzsensiblen Großkraftwerken aus, werden zukünftig vor allem zentrale Steuerimpulse, wie sie durch die digitale Kommunikation ermöglicht werden, im Zentrum der Aufmerksamkeit stehen müssen.

Dass sich Erneuerbare Erzeuger praktisch ohne Zeitverzug steuern lassen, trägt daher zur Erhöhung der Systemsicherheit bei. Bei Ausfall einer Übertragungsleitung könnten Erneuerbare-Energien-Anlagen z.B. so schnell gedrosselt werden, dass die thermische Überlastung der verbleibenden Netzbetriebsmittel innerhalb der maximal zulässigen Grenzen bleibt.

Die größte Gefahr geht heute von der fehlenden Synchronisation zwischen Markt und Physik (Stromnetze) aus, wie sich aus dem Winterbericht 2014/15 der ÜNB erkennen lässt. Zukünftig werden die Gefahren auch vom digitalen Stromhandel ausgehen. Es ist zu erwarten, dass die Geschwindigkeiten im Stromhandel enorm steigen, da sich durch höhere Prozessorleistung Markt Vorteile erzielen lassen (Optimierung innerhalb der 15 Minuten Handelsscheibe). Daher sollte damit gerechnet werden, dass Effekte wie sie im Finanzmarkt aufgetreten sind, auch im Stromhandel auftreten können.

### Zur Leitfrage 2

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

Das Handelsvolumen über die Netzengpässe hinweg muss auf ein beherrschbares Maß eingeschränkt werden. Konventionelle Kraftwerke in den dem Netzengpass vorgelagerten



Gebieten müssen flexibler auf die Engpässe reagieren. Marktbezogene Maßnahmen müssen frühzeitiger (day ahead) eingesetzt werden. Die in § 13 Abs. 6a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) enthaltenden Maßnahmen sollten schnellst möglich auf alle Kraftwerke vor den Netzengpässen und weitere zusätzliche Lasten ausgeweitet werden.

### Zur Leitfrage 3

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

Die Kosten für die Erbringung von Systemdienstleistungen müssen auch für Erneuerbare-Energien-Anlagen angemessen vergütet werden. Gleichzeitig müssen sie in den Effizienzvergleich zum Netzausbau einbezogen und mit vergleichbaren Renditen ausgestattet werden.

Die effiziente Nutzung des Wind- und Solarenergieangebots wird zukünftig zur systemdominierenden Aufgabe, die von hoch- und mittelflexiblen Lasten übernommen werden wird. Aus diesem Grund empfiehlt es sich Anreize zu schaffen, die es ermöglichen, diese Lasten in die Erbringung von Systemdienstleistungen einzubeziehen. So könnten beispielsweise Batterien oder lineare Verbraucher bei entsprechender Anbindung Flicker glätten und Momentreserve bereitstellen.

Der regulatorische Rahmen für die Erbringungen von Systemdienstleistungen wurde auf ein Stromversorgungssystem auf Basis konventioneller Großkraftwerke zugeschnitten. Die Produkte am Regelleistungsmarkt sind an die technischen Möglichkeiten konventioneller Kraftwerke angepasst. Die vorzuhaltende Regelenergieleistung bemisst sich nach dem Ausfall von Großkraftwerken. Und die Notfallpläne für einen Schwarzstart basieren auf der Aktivierung von Großkraftwerken. Diese Regelungen müssen weiterentwickelt und an die neuen Akteure und Herausforderungen im Stromsystem angepasst werden.



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

### Grundsätzliches zu Trend 11

Steigende Netzentgelte sind eine Herausforderung. Es gilt, die Kosten für den Bau und Betrieb der Stromnetze gerecht zu verteilen. Das betrifft sowohl die regionale Verteilung als auch die Erzeuger- und Verbrauchsgruppen. Im Rahmen einer Umgestaltung der Netzfinanzierung müssen jedoch noch weitere Aspekte berücksichtigt werden: Soll der Leistungs- und Arbeitspreisanteil an den Netzentgelten verändert werden? Wie können sowohl Eigenverbraucher an der Finanzierung der Infrastruktur, die sie als Backup nutzen, beteiligt werden und wie kann gleichzeitig ein Anreiz zum Stromsparen gesetzt werden? Welche Möglichkeiten gibt es, Lasten zu verschieben und wie müssen die Netzentgelte dies reflektieren? Die Netzentgeltsystematik muss also an die Herausforderungen der Energiewende angepasst werden. Dabei ist zu überlegen, ob es reicht, nur die Netzentgeltsystematik umzugestalten, oder ob gleich der gesamte Aufbau der Strompreise mit geändert werden muss, damit es nicht zu gegenläufigen Anreizen kommt.

Momentan weisen die Netzentgelte, sowohl regional als auch abhängig von der Art des Anschlussnehmers, sehr große Unterschiede auf. Da die Anschlüsse anhand ihrer Jahreshöchstlast ausgelegt werden, sollte es einerseits das Ziel sein, die maximalen Lasten zu reduzieren. Hierzu eignen sich unter anderem Speicher, mit denen Lastspitzen massiv gesenkt werden können (wie das PV-Speicherförderprogramm zeigt, sind Reduktionen von Einspeisespitzen auf 50 Prozent realisierbar). Im gleichen Maße können im Verteilnetz eingesetzte Speichersysteme, die an wenigen Stunden im Jahr auftretenden Lastspitzen, deutlich glätten. Auf der anderen Seite sollte es zukünftig attraktiv sein, temporär bei überschüssigem erneuerbarem Strom den Verbrauch zu erhöhen. Lokale Erneuerbare-Energien-Anlagen können durch die Bereitstellung von Blindleistung die Aufnahmefähigkeit des lokalen Netzabschnitts erhöhen. Dezentrale Einspeiser reduzieren auch die Transportverluste der entsprechenden Netze.

Der netz- und systemdienliche Gedanke sollte in die Ausgestaltung einer neuen Netzentgeltsystematik einfließen. Speicher sollten z.B. als Netzbetriebsmittel zugelassen werden und systemdienliches Verhalten von Anschlussnehmern sollte gefördert werden.

Die bestehende Netzentgeltsystematik wurde für ein Versorgungssystem entwickelt, in dem die Führungsgröße die Last war. In diesem System konnten Großkraftwerke Grundlast besonders günstig zur Verfügung stellen. Da auch aus Netzsicht ein möglichst gleichmäßiger Verbrauch vorteilhaft war, wurde ein gleichmäßiger Verbrauch durch die Netzentgelte besonders begünstigt.

Heute erkennen wir, dass die Versuche, die bisherige Versuche, die Netzentgeltsystematik weiter zu entwickeln, bislang nicht zu befriedigenden Ergebnissen geführt hat. Führen wir uns vor Augen, dass im zukünftigen Versorgungssystem die fluktuierende Erzeugung zur Leitgröße wird, auf die die Lasten reagieren müssen, wird deutlich, dass die bisherigen Grundannahmen und die sich daraus ergebende Logik der Netzentgelte nicht mehr greifen. Versuche, im neuen System die Kosten verursachergerecht auf die Verbraucher zu wälzen, führen zu einer höchst komplexen Entgeltsystematik, da neben der verbrauchten Leistung auch eine zeitliche und örtliche Komponente betrachtet werden muss. So kann die gleiche Last je nach

geografischer Lage und je nach Einspeisesituation stark netzbe- oder entlastend wirken. Der preisbewusste Verbraucher müsste also ständig prüfen mit welchen Netzentgelten er gerade zu rechnen hat und zusätzlich die aktuellen Strompreise mit einrechnen.

Für gewisse Verbrauchergruppen wird es sicherlich möglich werden, diese Optimierung zu automatisieren. Von einer fairen Kostenverteilung könnte dann allerdings nicht mehr die Rede sein.

## Zur Leitfrage 1

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

Es sollte geprüft werden, ob es nicht sinnvoll sein könnte, die Kosten für den Aufbau einer Netzinfrastruktur, die eine klimaneutrale Primärenergieversorgung ermöglicht, als Allgemenkosten zu betrachten und über eine Infrastrukturabgabe zu refinanzieren. Dies könnte die Komplexität der Finanzierung reduzieren. Darüber hinaus könnten Anreize aus dem Strommarkt dann unverfälscht wirken und gegebenenfalls durch Abschläge für Flexibilität, Systemdienstleistungen oder für die Senkung der Residuallast ergänzt werden.

## Zur Leitfrage 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?*

Durch die Kopplung des Stromsektors mit dem Wärme- und Mobilitätssektor kann ein sehr großes Potenzial mittel- und hoch-flexibler Lasten erschlossen werden. Wird dieses Potential netzdienlich genutzt, könnte der Netzausbau deutlich reduziert und die Systemsicherheit wesentlich verbessert werden. Blieben Netzbelange bei der Sektorkopplung unberücksichtigt, würde vor allem die Elektro-Mobilität einen massiven zusätzlichen Netzausbau erfordern.

## Zur Leitfrage 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?*

Das Flexibilitätspotenzial konventioneller Erzeuger beinhaltet auch ein Speicherpotenzial. Bei fossilen Brennstoffen handelt es sich um seit Jahrtausenden gespeicherte Energie, diese sind damit die günstigsten Langzeitspeicher für Energie der zur Verfügung steht. Allerdings führt ihre Freisetzung zu extrem hohen Folgekosten. Fossile Energie sollte also nur dann konvertiert werden, wenn die benötigte Energie nicht auf andere Weise bereitgestellt werden kann. Preissignale und Netzengpässe sollten daher primär auf fossile Kraftwerke wirken. Dies ist heute nicht der Fall. Wie bereits in der Stellungnahme zu Trend 1 beschrieben führen die Eigenverbrauchsprivilegien fossiler Kraftwerke momentan dazu, dass Marktsignale so stark

überlagert werden, dass zum Beispiel Braunkohlekraftwerke selbst bei deutlich negativen Preisen am Netz bleiben, um Entgelte und Abgaben für den Strombezug der Tagebaue zu vermeiden. Möchte man diese Kraftwerke flexibilisieren um Eigenerzeugung und Markt miteinander zu verzahnen, müssen die fossilen Eigenverbrauchsprivilegien entweder grundsätzlich abgebaut oder zumindest dafür gesorgt werden, dass zu Zeiten negativer Strompreise die Eigenverbrauchsprivilegien ausgesetzt werden.

Dem Einspeisevorrang von Erneuerbaren wirkt vor allem die Privilegierung von fossilen Kraftwerken, die Systemdienstleistungen erbringen, entgegen. Es sollte verhindert werden, dass Kraftwerke Regelenenergieleistung zu einem Leistungspreis von Null anbieten, um einer möglichen Abregelung zu entgehen, vor allem wenn nur ein kleiner Teil der technisch möglichen Leistung geboten wird. Auch bei Kraftwerke, die für die Besicherungsleistung vorgesehen sind, sollte geprüft werden, ob die Systemdienlichkeit verbessert werden kann. Grundsätzlich sollten in Netzengpassgebieten vor allem Erneuerbare-Energien-Anlagen für die Erbringung von Systemdienstleistungen eingesetzt werden.

Zur Hebung des Flexibilitätspotenzials von Verbrauchern und Speichern sollten Märkte geschaffen werden, in den Netzbetreiber Flexibilitäten kontrahieren können, um Netzausbau und Netzauslastung zu optimieren. Dazu müsste die Schlechterstellung der OPEX gegenüber der CAPEX in der Anreizregulierung aufgelöst werden. Da sich Lasten und Speicher im Verteilnetz befinden, sollten die ÜNB ihren Flexibilitätsbedarf am jeweiligen Umspannwerk von den unterlagerten VNB beziehen.

Wird die Flexibilisierung unter systemdienlichen Gesichtspunkten eingesetzt, kann sie dazu beitragen, den Netzausbau zu reduzieren, die Systemsicherheit zu erhöhen, die Höchstlast und damit den Bedarf an Reservekraftwerken zu reduzieren sowie Treibhausgasemissionen einzusparen. Wird die Flexibilität hingegen nicht systemdienlich eingesetzt, kann sie sich auf alle genannten Bereiche negativ auswirken.

## Zu Trend 12: Die Energiewirtschaft nutzt die Chance der Digitalisierung

### Grundsätzliches zu Trend 12

Für Teile des Energieversorgungssystems wird die Digitalisierung einen erheblichen Nutzen haben. Dies gilt vor allem dort, wo sich Prozesse, wie die Rechnungsstellung, weiter automatisieren lassen. Auch für den Netzbetrieb und Anlagenbetrieb ist die Datenerfassung und Auswertung ein nicht mehr wegzudenkendes Hilfsmittel. Für große Teile der Bevölkerung wird die Digitalisierung jedoch nicht zu messbaren positiven Effekten führen.

### Zur Leitfrage 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?*

Das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende macht eine Vielzahl von regulatorischen Anpassungen notwendig. Vordringlich müssen Aspekte der Systemsicherheit behandelt werden. So gilt es, die Wechselwirkungen zwischen markt- und netzbezogenen Maßnahmen so einzugrenzen, dass ein Aufschwingen des Systems ausgeschlossen werden kann. Ein weiteres Problem ergibt sich aus der hohen Geschwindigkeit, mit der Optimierungsroutinen z.B. von Stromhandelscomputern Schalthandlungen durchführen können. Wird hier keine Begrenzung vorgegeben, sind Effekte wie sie auf dem Finanzmarkt aufgetreten sind, zu erwarten.

Vordringlich wird auch sein, in welcher Reihenfolge Datenzugangsberechtigte auf das Gateway zugreifen dürfen und welche Haftungsansprüche hierdurch entstehen. Neben den vielen weiteren Fragestellungen aus dem technischen Bereich werden aber auch gesellschaftliche Fragen zu klären sein, die sich aus der Erhebung persönlicher Daten ergeben.

### Zur Leitfrage 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?*

### Zur Leitfrage 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?*

Die beiden Fragen werden aufgrund ihrer inhaltlichen Nähe gemeinsam beantwortet.

Die Chancen der Digitalisierung sind zwischen den Verbrauchsgruppen sehr unterschiedlich verteilt. Durchschnittsverbraucher praktisch keine Möglichkeiten Kosten einzusparen. Kleinverbraucher können durch Verbrauchsverhalten, der Anschaffung energieeffizienter Haushaltsgeräte und moderner Leuchtmittel Kosten sparen. Hierzu bedarf es vor allem der Sensibilisierung. Ob digitale Zähler geeignet sind, dies zu erreichen, ist nach bisherigen Untersuchungen eher fraglich. Zudem verringert sich der potenzielle Nutzen digitaler Messeinrichtungen bei abnehmendem Stromverbrauch. Auch ist es fraglich, ob es in dieser Gruppe einen erhöhten Bedarf an sogenannten Mehrwertdiensten gibt. Damit muss die Frage gestellt werden, ob bei einem System, das nur für einen kleinen Teil der Bevölkerung von Nutzen ist, von öffentlicher Infrastruktur gesprochen werden sollte.

VNB werden sich zusammenschließen müssen, um die notwendigen Kompetenzen gemeinschaftlich aufzubauen. Es ist denkbar, dass Kunden auf die Dienste von Stromhändlern verzichten und sich Ihren Strom selber beschaffen. Damit könnte auch der Börsenhandel an Bedeutung verlieren.

Da sich das Datenaufkommen erheblich vergrößern wird, wird die Zahl der Rechenzentren, die in der Lage sind, diese Datenströme zu verarbeiten, abnehmen. Gleichzeitig sinkt der Marktwert pro Datenvolumen. Zum einen sind die Daten verschiedenen Akteuren zugänglich und dementsprechend weniger exklusiv. Zum anderen nimmt der Mehrwert pro Datenvolumen ab, da viele Informationen sind bereits vorhanden. Darüber hinaus wird die Verarbeitung durch die großen Datenmengen aufwändiger.

**Kontakt:**

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE)  
Invalidenstraße 91  
10115 Berlin

Dr. Hermann Falk  
Geschäftsführer  
030 275 81 70-10  
[hermann.falk@bee-ev.de](mailto:hermann.falk@bee-ev.de)

Carsten Pfeiffer  
Leiter Strategie und Politik  
030 275 81 70-21  
[carsten.pfeiffer@bee-ev.de](mailto:carsten.pfeiffer@bee-ev.de)