

## Stellungnahme

# zum Impulspapier „Strom 2030 / Langfristige Trends – Aufgaben für die kommenden Jahre“ des BMWi (September 2016)

Berlin, 27. Oktober 2016

## Inhalt

Vorbemerkung	3
Trend 1: Die fluktuierende Stromerzeugung aus Wind und Sonne prägt das System – Aufgabe: Stromsystem weiter flexibilisieren	5
Trend 2: Der Einsatz fossiler Brennstoffe im Kraftwerkspark geht deutlich zurück – Aufgabe: CO <sub>2</sub> -Emissionen verlässlich verringern, Strukturwandel gestalten	8
Trend 3: Die Strommärkte werden europäischer – Aufgabe: Europäische Strommärkte weiter integrieren und flexibilisieren	10
Trend 4: Versorgungssicherheit wird im Rahmen des europäischen Strombinnenmarkts gewährleistet – Aufgabe: Versorgungssicherheit europäisch bewerten und gemeinsame Instrumente entwickeln	12
Trend 5: Strom wird deutlich effizienter genutzt – Aufgabe: Anreize für einen effizienten Einsatz von Strom stärken	15
Trend 6: Sektorkopplung: Heizungen, Autos und Industrie nutzen immer mehr erneuerbaren Strom statt fossiler Brennstoffe – Aufgabe: Wettbewerbsbedingungen für erneuerbaren Strom gegenüber Brennstoffen im Wärme- und Verkehrssektor verbessern	16
Trend 7: Moderne KWK-Anlagen produzieren den residualen Strom und tragen zur Wärmewende bei – Aufgabe: Anreize für moderne Strom-Wärme-Systeme setzen	19
Trend 8: Biomasse wird zunehmend für Verkehr und Industrie genutzt – Anreize so setzen, dass Biomasse zunehmend für Verkehr und Industrie genutzt wird	22
Trend 9: Gut ausgebaute Netze schaffen kostengünstig Flexibilität – Aufgabe: Netzausbau rechtzeitig, bedarfsgerecht und kosteneffizient realisieren	25
Trend 10: Die Systemstabilität bleibt bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien gewährleistet – Aufgabe: Maßnahmen und Prozesse zur Systemstabilisierung weiterentwickeln und koordinieren	27
Trend 11: Die Netzfinanzierung erfolgt fair und systemdienlich – Aufgabe: Netzentgeltregulierung weiterentwickeln	28
Trend 12: Die Energiewirtschaft nutzt die Chancen der Digitalisierung – Aufgabe: Intelligente Messsysteme einführen, Kommunikationsplattformen aufbauen, Systemsicherheit gewährleisten	30
Abschließende Bewertung	32
Ansprechpartner:	34

## Vorbemerkung

Am 16. September 2016 hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) das Impulspapier „Strom 2030 / Langfristige Trends – Aufgaben für die kommenden Jahre“ zur Konsultation gestellt. Mit dem Papier möchte das BMWi eine öffentliche Diskussion über die Rahmenbedingungen für die zukünftige Versorgung mit Strom eröffnen, welcher nach Ansicht des BMWi der wichtigste Energieträger im Gesamtsystem werden wird.

Hintergrund des Papiers ist die lange Nutzungsdauer von Investitionen im Energiesystem. So würden Investitionen in den 2020er und 2030er Jahren das Gesamtsystem bis ins Jahr 2050 und darüber hinaus prägen. Um die langfristigen Klimaschutzziele sicher und kostengünstig zu erreichen und gleichzeitig „stranded investments“ zu vermeiden, will das BMWi bereits frühzeitig die Weichen für Investitionen in Effizienztechnologien und Erneuerbare Energien stellen.

Unter den drei Leitlinien der dauerhaften Reduktion des Energiebedarfs in allen Sektoren („efficiency first“), der direkten Nutzung von Erneuerbaren Energien und der Sektorkopplung skizziert das BMWi zwölf langfristige Trends zur Erreichung der Klimaschutzziele bis zum Jahr 2050. Zu jedem dieser Trends leitet das BMWi eine spezifische Aufgabe für die kommenden Jahre mit dem Zeithorizont 2030 ab. Um den Diskussionsprozess zu strukturieren, hat das BMWi alle zwölf Aufgaben mit jeweils zwei oder drei Leitfragen verknüpft. Hinter allen Leitfragen sieht das BMWi zwei zentrale Fragestellungen:

- 1. Welche Investitionen führen vom Strommarkt 2.0 in den elektrifizierten Energiemarkt 2.0?*
- 2. Welche regulatorischen Rahmenbedingungen stellen sicher, dass der Markt Anreize aussendet, sodass diese Investitionen auch getätigt werden?*

Die den spezifischen Trends unterliegenden Leitfragen werden in der vorliegenden Stellungnahme aus Sicht des BDEW und seiner Mitgliedsunternehmen beantwortet.

Dabei bietet das Papier eine gute Gesprächsgrundlage für die notwendige Diskussion über weitere Maßnahmen, die für eine erfolgreiche Energiewende und für die Erreichung der Klimaziele im Stromsektor ab dem Jahr 2020 erforderlich sind. Erfreulich ist, dass seitens des BMWi erstmals die wichtige Rolle hocheffizienter KWK-Anlagen zur Erreichung der Klimaziele betont wird.

Die Forderung des Papiers, Stromeffizienz („efficiency first“) bei allen energiepolitischen Entscheidungen als mitentscheidendes Kriterium zu berücksichtigen, ist absolut sinnvoll. Energieeffizienz sollte dabei allerdings als Markt begriffen werden, auf dem Unternehmen im Wettbewerb um die besten Effizienz-Lösungen miteinander konkurrieren. Es darf nicht passieren, dass die Überlegungen zu einer ordnungsrechtlichen Überregulierung des Effizienzbereichs führen.

Wichtig wäre zudem, die Frage zu beantworten, wie ein Strommarkt 2.0 aussehen muss, in dem die Erneuerbaren Energien den Hauptteil des Stroms erzeugen. Dies wird allerdings kaum bis gar nicht erörtert. Zwar hat die letzte EEG-Reform hierfür erste Weichen gestellt, jedoch ist eine langfristige Weiterentwicklung des EEG notwendig.

Für Investitionen in Effizienztechnologien und Erneuerbare Energien sollte die Priorität sein, ein Level-Playing-Field herzustellen, damit die langfristigen Klimaschutzziele durch Marktmechanismen effizient erreicht werden können.

Der BDEW kritisiert, dass diverse Aussagen des Impulspapiers auf Studien und Gutachten basieren, die zum gegenwärtigen Zeitpunkt noch nicht veröffentlicht sind und somit nicht nachvollzogen bzw. bewertet werden können.

Grundsätzlich begrüßt der BDEW die Vorlage eines entsprechenden Impulspapiers und spricht sich der BDEW dafür aus, dieses Impulspapier als eine Grundlage für den von der Bundesregierung angekündigten „Klimaschutzplan 2050“ sowie für die Diskussionen über das „Winterpaket“ der Europäischen Kommission zu betrachten.

## **Trend 1: Die fluktuierende Stromerzeugung aus Wind und Sonne prägt das System – Aufgabe: Stromsystem weiter flexibilisieren**

### **1. Das Strommarktgesetz sieht vor, dass die Bundesnetzagentur (BNetzA) die Mindestenerzeugung 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?**

Die Mindestenerzeugung bzw. der sogenannte „Must-Run-Sockel“ ist sowohl wirtschaftlich (u. a. aufgrund von Anfahrkosten), elektrotechnisch-physikalisch als auch durch regulatorische Vorgaben bedingt. Hier bedarf es zunächst der Implementierung von Alternativen zur Erbringung von Blindleistung, Kurzschlussleistung etc. im Stromversorgungssystem, ehe eine sukzessive Ablösung von konventionellen, synchron rotierenden Stromerzeugungsanlagen möglich ist. Die BNetzA hat im Rahmen ihres Festlegungsverfahrens zur Regelleistung entsprechende Einflussmöglichkeiten auf den regulatorisch bedingten „Must-Run-Sockel“. Neue technische Entwicklungen können den „Must-Run-Sockel“ erst reduzieren, wenn sie preisgünstiger und in ihren technologischen Auswirkungen mindestens gleichwertig sind. Einen konkreten politischen Handlungsbedarf sieht der BDEW hier jedoch nicht. Vielmehr sollte eine sukzessive Reduzierung der konventionellen Mindestenerzeugung und damit einhergehend eine Ablösung dieser Kapazitäten bei der SDL-Erbringung durch Marktsignale erfolgen und getrieben werden. Die elektrotechnisch-physikalischen Randbedingungen sind im Kontext des Marktdesigns zu betrachten, was auch die Implementierung von Alternativen zur Erbringung von Blindleistung, Kurzschlussleistung etc. mit einschließt.

In diesem Zusammenhang ist auch darauf hinzuweisen, dass vorhandene Pumpspeicherkraftwerke verschiedene Systemdienstleistungen in großem Umfang bereitstellen und dadurch den „Must-Run-Sockel“ thermischer Kraftwerke reduzieren können. Dem steht nur die vom Gesetzgeber vorgenommene Gleichstellung von Stromspeichern im Ladebetrieb mit Letztverbrauchern bei der Netznutzung entgegen. Der BDEW plädiert an dieser Stelle erneut für eine Änderung der Gesetzeslage und für die Definition einer eigenen Marktrolle für Speicher.

Auch muss die Steuerbarkeit fluktuierender Einspeisung auf der Verteilernetzebene bei begrenzten Speichermöglichkeiten und Transportkapazitäten sowie den starken Begrenzungen bei der Interkonnektivität Vorrang haben, bis ausreichende Flexibilitäten (bspw. Speicherkapazitäten) oder Transportkapazitäten verfügbar sind. Das dynamische Lastmanagement auf der Verteilernetzebene sollte konsequent weiterentwickelt werden, um langfristig das Einspeisemanagement auf der Transportnetzebene abzulösen.

Darüber hinaus ist festzuhalten, dass sich gerade das deutsche Stromsystem durch eine hohe Flexibilität auszeichnet, die sich sowohl bei besonderen Ereignissen wie der teilweisen Sonnenfinsternis (2015) als auch bei besonderen Wetterlagen als sehr robust gezeigt hat. Die Pflicht, dass sich Marktteilnehmer (hier die sog. Bilanzkreisverantwortlichen) selbst ausgleichen müssen, hat den deutschen Intradaymarkt zum erfolgreichsten Instrument zur kurz-

fristigen Reaktion auf Veränderungen werden lassen. Zudem bietet der Intradaymarkt diese Lösungen auch sehr günstig an, oft fast auf dem Niveau des Day-Ahead Markts.

Auch wird in einem Stromversorgungssystem mit steigendem Anteil erneuerbarer Energieträger die Flexibilität von Gaskraftwerken zunehmend an Bedeutung gewinnen. Hier gilt es sicherzustellen, dass Strom- und Gasmärkte miteinander interagieren können und dass die Flexibilität von Gaskraftwerken nicht durch rein regulatorische Hürden zurückgehalten wird.

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

In einem zunehmend durch fluktuierend einspeisende Erneuerbare Energien geprägten Stromversorgungssystem spielt die Anpassungsfähigkeit von Angebot und Nachfrage eine wichtige Rolle. Dabei ist jedoch die begrenzte Übertragungsfähigkeit der Netze zu beachten, weshalb im Falle eines großen Stromangebotes die Zuschaltung von Lasten nicht immer an jeder beliebigen Stelle im Netz möglich ist.

Der BDEW unterstützt das Ziel, regulative und technische Hindernisse abzubauen, die einer weitergehenden Flexibilisierung entgegenstehen. Grundsätzlich kann hierzu – wie vom BMWi angedeutet – eine Re-Allokation im Bereich der Umlagen, Entgelte und Abgaben beitragen. Hierbei sind allerdings folgende Grundsätze zu beachten:

- Falls Änderungen vorgenommen werden, sollten diese nicht wettbewerbsverzerrend wirken, keine Fehlanreize setzen, eine verursachungsgerechte Verteilung der Systemkosten bei den Endkunden hervorrufen und den Anfall variabler und fixer Kosten sachgerecht abbilden.
- Häufig wird die Forderung nach Subventionen oder sonstigen Eingriffen zugunsten bestimmter Flexibilitätsoptionen erhoben. In einem Markt, in dem in ausreichendem Umfang Flexibilitätsoptionen vorhanden sind oder durch sich herausbildende Preisspitzen erschlossen werden, verdrängt die Förderung einer ausgewählten Flexibilitätsoption andere Flexibilitätsoptionen aus dem Markt, was höhere volkswirtschaftliche Kosten bewirkt. Aus diesem Grund sollten die Flexibilitätsoptionen technologie-neutral im Wettbewerb zueinander stehen.
- Die erneuerbaren Energieträger selbst können zeitweise Flexibilität anbieten. Aufgrund von hohen Opportunitätskosten der derzeitigen EE-Förderung liegt dieses Potenzial jedoch weitestgehend brach. Bevor neue und teurere Flexibilitätsoptionen angereizt werden, sollte zunächst versucht werden, das Potenzial der Erneuerbaren Energien nutzbar zu machen.

Der BDEW weist in diesem Zusammenhang darauf hin, dass negative Preise per se weder etwas Negatives noch etwas Positives sind, sondern Ausdruck des Marktes.

Um die zukünftig erforderliche Flexibilität bei Verbrauch und Erzeugung bei Letztverbrauchern anzureizen, bedarf es einer energie- und betriebswirtschaftlich sinnvollen Möglichkeit zur Flexibilisierung der Endverbraucherpreise. Ein hoher Anteil von Steuern und Umlagen am Gesamtpreis je kWh setzt einer innovativen Preisgestaltung des Lieferanten Grenzen. Ein Abbau oder die in der Diskussion befindliche Flexibilisierung von Preisbestandteilen könnte neue Handlungsspielräume eröffnen. Zur Vermeidung unerwarteter Nebenwirkungen bzw. künstlicher Verzerrungen sollte die gegenwärtig diskutierte Flexibilisierung der Preisbestandteile jedoch ex-ante eingehend geprüft werden.

Flexibilitäten des Netzes sind von den Flexibilitäten des Großhandels zu trennen: Netzentgelten muss eine Steuerungsfunktion für die effiziente Netznutzung zukommen und die Netzentgeltreduzierungen müssen sich an der Netzdienlichkeit orientieren oder dürfen zumindest nicht netzschädlich wirken. Eine Kopplung der Netzentgelte an den Börsenstrompreis ("dynamische Netzentgelte") ist abzulehnen, da dies zu einer Zweckentfremdung der Netzentgelte führt. Vielmehr sollte der Börsenstrompreis ungehindert wirken können, um die Flexibilisierung des Verbrauchs zu fördern. Dynamische Netzentgelte sind generell in absehbarer Zeit kein geeigneter Lösungsansatz, da sie einen unverhältnismäßig hohen Abwicklungsaufwand verursachen, nicht tauglich für das Massengeschäft sind und die Wirkung (auf die Netzauslastung) für die Netzbetreiber nicht ausreichend einschätzbar und verlässlich ist.

Durch den netzdienlichen Einsatz von Flexibilitäten kann der Netzausbaubedarf reduziert werden. Außerdem kann der flexible Einsatz von Lasten auch zur Erhöhung der Netz- und Systemsicherheit beitragen. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass die Entscheidung zur Nutzung der angebotenen Flexibilitäten durch den Netzbetreiber aufgrund einer wettbewerblichen Auswahl der kostengünstigsten Angebote zu erfolgen hat. Nicht alle Flexibilitätsangebote werden auch zwingend vom Netzbetreiber benötigt.

In diesem Zusammenhang ist auch zu berücksichtigen, dass technische Einheiten, die für die Flexibilisierung herangezogen werden und keinen eigenen bilanzierungsrelevanten Zählpunkt besitzen, mit Blick auf das Jahr 2030 über Messgeräte mit einheitlichen Funktionen und Standards verfügen und in Smart-Meter-Gateways eingebunden werden müssen. Nur dies ermöglicht eine Automatisierung von Prozessen.

Der BDEW stellt fest, dass schon heute Bilanzkreisverantwortliche erfolgreich dazu beitragen, in der Gemeinschaft das System auszugleichen. Viele unserer Mitgliedsunternehmen sehen sich bereits als Aggregatoren. Neue Funktionen durch eine neue Definition der Marktrolle Aggregator (Vertriebe und Drittpartei-Aggregatoren) tragen dazu bei, dass Flexibilität auf der Kundenseite auch dort gehoben werden kann, wo dies dem einzelnen Kunden nicht oder vorerst nicht möglich wäre. Der BDEW wirkt deshalb konstruktiv an einer entsprechenden Branchenlösung mit.

## **Trend 2: Der Einsatz fossiler Brennstoffe im Kraftwerkspark geht deutlich zurück – Aufgabe: CO<sub>2</sub>-Emissionen verlässlich verringern, Strukturwandel gestalten**

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

Ein heute festgelegter und auf die Zukunft ausgerichteter ordnungsrechtlicher Ansatz würde betriebswirtschaftliche, volkswirtschaftliche und auch gesellschaftliche Spielräume verschenken.

Für das Jahr 2030 ist im Energiekonzept vom 28.09.2010 ein nationales CO<sub>2</sub>-Minderungsziel von 55 Prozent gegenüber dem Basisjahr 1990 festgehalten. Dies entspricht 44 Prozent gegenüber 2005. Auf europäischer Ebene haben die Staatschefs im Oktober 2014 eine innereuropäisch zu erzielende Minderung von mindestens 40 Prozent gegenüber 1990 beschlossen. Dies entspricht für den europäischen Emissionshandelsbereich einer Minderung von 43 Prozent gegenüber 2005.

Für das Jahr 2050 ist ein nationales Minderungsziel von 80 bis 95 Prozent gegenüber dem Basisjahr 1990 im Energiekonzept vom 28.09.2010 und im Koalitionsvertrag 2013 beschlossen worden. Dies entspricht einer Minderung von 75 bis 94 Prozent gegenüber 2005. Das gesamteuropäische Minderungsziel beträgt ebenfalls 80 bis 95 Prozent gegenüber 1990 und ist im „Fahrplan für den Übergang zu einer wettbewerbsfähigen CO<sub>2</sub>-armen Wirtschaft bis 2050“ der Europäischen Kommission festgehalten, jedoch nicht vom Rat beschlossen worden. Eine Fortschreibung des linearen Reduktionsfaktors von 2,2 Prozent würde eine Minderung von 84 Prozent für den Emissionshandelsbereich bis 2050 gegenüber dem EHS-Basisjahr 2005 bedeuten.

Aufgrund der 2030 sehr ähnlichen und 2050 identischen europäischen und deutschen Emissionsminderungsziele besteht neben der Weiterentwicklung des EHS gegenwärtig kein zusätzlicher Handlungsbedarf, denn der Mechanismus des EHS mit einer EU-weit einheitlichen Emissionsobergrenze gewährleistet eine sichere Zielerreichung. Dennoch braucht es deutlich verlässlichere Rahmenbedingungen als bisher, u. a. durch einen Verzicht von ad-hoc Eingriffen während der laufenden Handelsperioden. Die neuen Rahmenbedingungen für die in 2021 beginnende vierte Handelsperiode sollten möglichst zügig verabschiedet werden. Aus Sicht der Energiewirtschaft sind insbesondere der lineare Reduktionsfaktor für die jährliche Absenkung der Emissionsobergrenze und die Rahmenbedingungen für die Wirkweise der Marktstabilitätsreserve möglichst bald festzulegen, da längere Unsicherheiten das Vertrauen in den Markt schwächen.

Sollte sich nach einer Analyse der Auswirkungen der Reform des EHS, der vollständigen Umsetzung des „Aktionsprogramms Klimaschutz 2020“ und des NAPE sowie weiteren europarechtlich gebotenen und national beschlossenen Maßnahmen in angemessenem Abstand vor den Zieljahren (z. B. im Projektionsbericht in den 2020er Jahren der Bundesregierung) mit Blick auf die Zukunft eine konkrete CO<sub>2</sub>-Minderungslücke zu den gesetzten CO<sub>2</sub>-



Reduktionszielen herausstellen, ist über eine Nachjustierung der bestehenden nationalen Instrumente bzw. Reduktionsziele offen zu diskutieren. Dabei darf eine ggf. auftretende Minderungslücke in den Sektoren außerhalb des EHS nicht durch Eingriffe in die Sektoren des EHS kompensiert werden. Eine ggf. erforderliche zusätzliche CO<sub>2</sub>-Reduktion müsste wettbewerbslich und technologieoffen erreicht werden.

Sollte die Bundesregierung die Einsetzung einer Kommission zu „Klimaschutz, Wachstum, Strukturwandel und Vollendung der Energiewende“ für notwendig erachten, ist es dringend erforderlich, einen differenzierten Arbeitsauftrag und eine ausgewogene Zusammensetzung festzulegen.

„Fehlinvestitionen in fossile Strukturen“ sind unter einem marktlichen Regime nicht zu erwarten, da die Rentabilität von langlebigen Erzeugungsanlagen zu unsicher erscheint.

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

Die zentrale Herausforderung ist, die für Versorgungssicherheit notwendigen Systemdienstleistungen und gesicherte Erzeugungsleistung vorzuhalten bei gleichzeitig abnehmender Stromerzeugung aus den dafür geeigneten technischen Einheiten. Hierfür müssen wettbewerbliche Anreize und Modelle geschaffen werden, die Investitionen in die technisch notwendigen Anlagen attraktiv machen.

Zudem ist die Schaffung eines Level-Playing-Field durch den Abbau bestehender regulatorischer Hemmnisse essentiell, damit Flexibilitätsoptionen dort errichtet und erprobt werden können, wo ein entsprechender Flexibilitätsbedarf bereits vorhanden oder zukünftig zu erwarten ist. Ohne ein entsprechendes Level-Playing-Field innerhalb Deutschlands besitzen ausländische z. T. lastferne Wettbewerber im europäischen Binnenmarkt einen entscheidenden Wettbewerbsvorteil gegenüber heimischen Flexibilitätsoptionen. Dies könnte zu einer Abhängigkeit der zukünftig notwendigen Flexibilitätsbereitstellung vom Ausland und unnötigen Kostenbelastungen führen. Das ist gegenwärtig bereits im Hinblick auf Pumpspeicherkraftwerke in Österreich und der Schweiz der Fall, da diese geringere bzw. keine Belastungen mit Letztverbraucherabgaben tragen müssen und dadurch einen Wettbewerbsvorteil gegenüber Anlagen in Deutschland haben.

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

Anreize für den Einsatz von regionalen netz-, system- und marktdienlichen Speicherlösungen sollten intensiv geprüft werden, um den Infrastrukturausbau oberhalb marginaler Netzkosten in Deutschland und Europa zu vermeiden. Hierdurch könnte gleichsam die regionale Wertschöpfung im Rahmen der Energiewende erhöht werden. Zeitgleich können regionale Impulse für die Elektrifizierung des Verkehrssektors auf Basis Erneuerbarer Energien den Strukturwandel in den Regionen unterstützen.

### **Trend 3: Die Strommärkte werden europäischer – Aufgabe: Europäische Strommärkte weiter integrieren und flexibilisieren**

#### **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 BDEW fordert bereits seit geraumer Zeit, die Europäisierung des Strommarktes hin zu einem Elektrizitätsbinnenmarkt voranzutreiben. So könnten beispielsweise europaweite Maßstäbe auf einer Reihe von Gebieten, die die Gewährleistung von Versorgungssicherheit betreffen, den Streit um nationale Kapazitätsmärkte obsolet machen. In einem ersten Schritt wären harmonisierte und transparente Verfahren zur Festlegung der für die Versorgungssicherheit erforderlichen Kapazitäten und von Versorgungszuverlässigkeitsstandards notwendig. Unabhängig davon ist in Deutschland weiterhin auch der Einsatz der Kapazitätsreserve ein Gradmesser für die Funktionsfähigkeit des Strommarktes 2.0 bzw. für die Notwendigkeit zur Einführung eines dezentralen Leistungsmarktes (vgl. hierzu auch Trend 4).

Richtigerweise stellt das Impulspapier in diesem Zusammenhang die Verknüpfung zu den für Ende 2016 im so genannten „Winterpaket“ angekündigten Vorschlägen für die Weiterentwicklung des Strombinnenmarktes her. Mit diesem Paket möchte die Europäische Kommission wesentliche Rahmenbedingungen für das europäische Stromversorgungssystem setzen.

Angesichts der Breite der diskutierten Thematik beschränkt sich der BDEW an dieser Stelle auf einzelne Beispiele wünschenswerter Veränderungen der Rahmenbedingungen:

- Etablierung einer klaren und wettbewerblich orientierten Rollenaufteilung mit gleichen Voraussetzungen für alle Markttrollen, Diskriminierungsfreiheit beim Marktzugang und bei der Bereitstellung von Daten sowie ein fairer Interessenausgleich aller beteiligten Akteure.
- Gewährleistung eines Level-Playing-Field für Flexibilitätsprodukte im Strommarkt. Das bedeutet auch, dass langfristige Leistungsprodukte so harmonisiert werden, dass Diskriminierungen im Arbeitsmarkt verhindert werden.
- Der Intradaymarkt ist das zentrale Instrument für die Bereitstellung von Flexibilität. Dieser Markt muss weiterentwickelt werden. Eine verpflichtende Einführung eines kurzfristigen Arbeitsmarkts muss verhindert werden, denn dadurch werden parallele Märkte erzeugt, die sich wahrscheinlich Liquidität entziehen.
- Die Handels- bzw. Bilanzierungsintervalle sollten europaweit auf nicht länger als 15 Minuten harmonisiert werden.
- Öffnung des Regelenergiemarkts für Erneuerbare Energien, soweit hierdurch weder die Systemstabilität noch das Level-Playing-Field für die verschiedenen Anbieter beeinträchtigt werden.
- Für das Jahr 2030 sollte die EU eine Interkonnektivität im Strombereich von 15 Prozent als Ziel anstreben.
- Ermöglichung eines Wettbewerbs der Ideen in einem Smart Market auf Basis eines diskriminierungsfreien Smart Grids und den notwendigen Standardisierungen.

Allerdings gibt es auch bedenkliche Entwicklungen. So hat ACER Anfang Oktober ange-mahnt, dass dem Handel häufig nur noch ein Drittel der maximalen thermischen Kapazitäten an den Grenzen zur Verfügung gestellt werden, an vielen Grenzen sogar noch weniger oder gar keine. Während der physische Austausch durch Engpassbewirtschaftung wie Market Coupling oder Maßnahmen für die Systemsicherheit weiter hoch bleibt, hat der grenzüberschreitende Handel mit Strom kaum noch eine Bedeutung. Hier muss Deutschland, als größter Im- und Exporteur von Strom in Europa, die Führung übernehmen und sich für eine Stärkung des Wettbewerbs einsetzen. Dies bedeutet auch, dass wir unsere Sicht auf Kapazitätsvergabe und Engpassmanagement überdenken müssen. Ein europäischer Binnenmarkt, der Stromflüsse durch regulierte Algorithmen oder nur noch aufgrund von Systemdienstleistungen lenkt, schließt unternehmerisches Potenzial aus.

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

Wie bereits erwähnt, ist ein Level-Playing-Field für den Einsatz von Flexibilitätsprodukten im Strommarkt essenziell. Allerdings bestehen gegenwärtig deutliche Unterschiede bei den von Flexibilitätsoptionen zu entrichtenden Entgelten und Umlagen in den einzelnen Mitgliedstaaten. So haben Technologien in Ländern mit deutlich geringeren Entgelten und Umlagen oder möglicherweise sogar vollständigen Befreiungen einen erheblichen Wettbewerbsvorteil. Ferner sollte der Binnenmarkt den Rahmen dafür bilden, dass Flexibilität über den Markt ange-reizt und vergütet wird. Eine Refinanzierung des Flexibilitätseinsatzes über den Markt sollte in jedem Fall vorrangig ermöglicht werden, da die ausschließliche Kostenwälzung über Netz-entgelte (ohne Refinanzierung am Markt) zu volkswirtschaftlichen Mehrkosten führen würde.

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

Der BDEW hat sich bereits frühzeitig dafür ausgesprochen, Versorgungssicherheit nicht nur auf die nationale Ebene zu beschränken, sondern grenzübergreifend zu bewerten. Hierdurch lassen sich die für größere geografische Einheiten charakteristischen Durchmischungs- und Synergieeffekte heben. So wären beispielsweise eine regionale Methodik für die Bestimmung der „generation adequacy“ sowie eine regionale Einbettung nationaler Kapazitätsmärkte zu begrüßen.

Voraussetzung für die Hebung von Durchmischungs- und Synergieeffekten ist eine leistungs-fähige grenzüberschreitende sowie nationale Netzinfrastruktur, die grenzüberschreitende Transporte und Transporte leisten kann. Die EU strebt daher passend für 2030 eine Interkon-nectivität von 15 Prozent als Ziel im Strombereich an. Fördersysteme für Erneuerbare Ener-gien sollten für regionale Kooperationen geöffnet werden (Parameter wie der Ausschrei-bungsgegenstand, die Länge der Förderung, die Häufigkeit der Ausschreibungen, ggf. auch das Ausschreibungsverfahren könnten anhand von „best practices“ angeglichen werden). Auch könnte ein gemeinsames europäisches „rule book“ zur Erleichterung der regionalen

Zusammenarbeit bei internationalen Ausschreibungen und zur Definition gemeinsamer technischer Standards (bspw. im Bereich von Offshore-Windenergie) zur Kosteneffizienz beitragen.

Wenn möglich, sollten regionale Kooperationen nicht jeweils bilateral zwischen den Staaten ausgehandelt werden, sondern immer für mehrere Länder einheitlich ausgestaltet sein (z.B. statt Ausschreibungen zwischen Dänemark und Deutschland, Ausschreibungen in CWE). Dies reduziert die Vielzahl der nationalen Vertragswerke und reduziert die immer komplizierter werdende Regulierungsdichte.

Mit Blick auf die Flexibilitätsoptionen sollten aus Sicht des BDEW einheitliche regulatorische Rahmenbedingungen geschaffen werden. Nur hierdurch ist ein freier Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen untereinander möglich. Als Auswirkungen der derzeitigen uneinheitlichen Rahmenbedingungen werden Flexibilitätsoptionen wie beispielsweise Speicher heute dort errichtet, wo die geringsten Abgaben anfallen und nicht dort, wo der Bedarf am höchsten ist (s. oben).

Neben dem Strommarkt ist eine weitergehende Integration auch für den Gas- und den Wärmemarkt wünschenswert. Hierzu zählt u. a. die Schaffung eines Level-Playing-Field für Flexibilitätsprodukte im Gasmarkt, sodass Speicherdienstleistungen, Importflexibilitäten oder Unterbrechbarkeiten auf der Nachfrageseite im Wettbewerb nicht benachteiligt werden. Darüber hinaus sollten auch die Rahmenbedingungen für Dienstleistungsmärkte (z. B. für Wärme-Contracting) unter der Prämisse der Technologieneutralität verbessert werden.

#### **Trend 4: Versorgungssicherheit wird im Rahmen des europäischen Strombinnenmarkts gewährleistet – Aufgabe: Versorgungssicherheit europäisch bewerten und gemeinsame Instrumente entwickeln**

**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?**

Der BDEW unterstützt gemeinsame regionale Anstrengungen auf der Basis EU-weiter Grundsätze, um Versorgungssicherheit auch künftig gewährleisten zu können. Hierzu sieht er die Verankerung folgender Punkte als erforderlich an:

- Regionale Methodik und Harmonisierung für die Bestimmung der „generation adequacy“
- Regionale, diskriminierungsfreie Einbettung nationaler Kapazitätsmärkte
- Berücksichtigung der Potenziale einer lokalen Versorgung auf der Basis von Sektorkopplung in den Verteilernetzen

- Einrichtung eines fortlaufenden gemeinsamen Monitorings für Versorgungssicherheit

Der BDEW hat weiterhin Zweifel an der Funktionsfähigkeit des Konzepts Strommarkt 2.0. Daher ist es aus Sicht des Verbandes unbedingt erforderlich, Entwicklung und Einsatz der mit der jüngsten EnWG-Novelle implementierten Kapazitätsreserve eng zu monitoren. Wird die Reserve zu häufig eingesetzt oder ist eine weitere Vergrößerung erforderlich, wird das Reservekonzept zunehmend ineffizient. In diesem Falle ist die Kapazitätsreserve zwingend durch einen diskriminierungsfreien dezentralen Leistungsmarkt abzulösen.

Von den gebräuchlichen probabilistischen Indikatoren<sup>1</sup> LOLE (Erwartungswert für nicht vollständige Lastdeckung), EENS (Erwartungswert der nicht gelieferten Energiemenge), relativer EENS pro Land und LOLP (Wahrscheinlichkeit, dass die Nachfrage die verfügbare Erzeugungskapazität übersteigt) erscheint aus systematischen Gründen nur der relative EENS brauchbar, um verschiedene Länder miteinander zu vergleichen. LOLE, EENS und LOLP geben keine Auskunft über die Höhe eines Kapazitätsdefizits. Eine nicht gedeckte Last von beispielsweise 1.000 MW in Dänemark lässt sich nicht gleichsetzen mit demselben Defizit in Deutschland. Für Vergleiche ist nur der relative Wert EENS/Stromverbrauch verschiedener Länder geeignet.

Nicht nur aus Kundensicht sind Schwellenwerte, die als Erwartung bestimmte Versorgungsdefizite angeben, problematisch. Wenn es in einem Jahr zu unfreiwilligen Lastabschaltungen kommt, ist davon nur ein (kleiner) Teil der Kunden betroffen, diese aber gravierend, während die übrigen nicht betroffen sind. Das wirft die Frage auf, nach welchen Kriterien die einkalkulierten unfreiwilligen Lastabschaltungen stattfinden. Falls in einer Reihe von Jahren keine Versorgungsdefizite aufgetreten sind – sich also die beobachtete Versorgungssicherheit als größer als die verlangte herausgestellt hat –, so könnte das Anlass geben, zur Kostensenkung die Versorgungssicherheit bewusst, z. B. durch verringerte Unterhaltung/Erneuerung oder Eingehen höherer betrieblicher Risiken, herabzusetzen.

Da die Kunden je nach Art und Umfang ihrer Stromanwendungen unterschiedliche Anforderungen an die Versorgungssicherheit stellen, sind Schwellenwerte, die bestimmte Versorgungsdefizite erwarten, erst unproblematisch, wenn die technischen Voraussetzungen bestehen, um Kunden selektiv abzuschalten, die sich damit einverstanden erklären. Das umgekehrte Vorgehen, Kunden, die nicht einverstanden sind und dafür auch zusätzlich bezahlen, nicht abzuschalten, ist technisch aufwendiger umzusetzen. Die bestehende Wechselwirkung zwischen Demand Response und Versorgungssicherheit wirkt auch zurück auf den „richtigen“ Schwellenwert.

---

<sup>1</sup> PLEF Adequacy Assessment (final report) vom März 2015, Kapitel 3.6.

**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 Einrichtung eines fortlaufenden gemeinsamen Monitorings für Versorgungssicherheit anhand geeigneter Kriterien ist zu begrüßen. Hierfür sieht der BDEW ein bilateral oder regional koordiniertes Vorgehen als am geeignetsten an (z. B. das Pentalaterale Energieforum).

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

Kapazitätsreserven und andere Strategische Reserven stehen außerhalb des Marktes und beruhen auf einer tatsächlichen physischen Lieferung im Knappheitsfall. Deshalb gewährleisten sie die erforderliche Verlässlichkeit direkt nur, wenn sie innerhalb der von der Knappheit betroffenen Preiszone beschafft werden bzw. nicht durch Netzrestriktionen in der physischen Lieferung aus anderen Preiszonen eingeschränkt sind. Über Zonengrenzen hinweg müssten u. U. zusätzliche Maßnahmen ergriffen werden, um die Wirkung sicherzustellen.

Aus Sicht des BDEW könnte eine Vorhaltung von Reserven für das Ausland oder im Ausland dazu führen, dass Interkonnektorenkapazität für diese Reserven vorgehalten werden müssten, was abzulehnen ist.

Des Weiteren sieht der BDEW folgende Punkte als erforderlich an:

- Explizite oder implizite Teilnahmemöglichkeit ausländischer Kapazitäten an nationalen Kapazitätsmärkten und der Vergütung, sofern dabei die Bedingung des Level-Playing-Field eingehalten wird.
- Der Umgang mit ggf. bestehenden Kapazitätsverträgen und das Verhalten von Übertragungsnetzbetreibern muss im Fall des Auftretens gleichzeitiger Knappheitssituationen in Europa gleichen Regeln folgen.
- Etablierung von Instrumenten zur Pönalisierung ausländischer Anbieter, die ihrer Kapazitätsverpflichtung nicht nachkommen, analog zu inländischen Anbietern.
- Schaffung eines einheitlichen Rahmens zur Vergütung von Interkonnektoren.

Sollte sich zeigen, dass die mit dem Strommarktgesetz eingeführte Kapazitätsreserve nicht dauerhaft effizient ist, empfiehlt sich, bei der Ablösung der Kapazitätsreserve durch einen dezentralen Leistungsmarkt ein koordiniertes Vorgehen unter Einbeziehung von Nachbarstaaten. Der BDEW hat hierzu gemeinsam mit seinem französischen Schwesterverband UFE Grundlagen und Vorzüge eines gemeinsamen Vorgehens untersucht und bewertet („*Energy transition and capacity mechanisms - A contribution to the European debate with a view to 2030 Executive Study*“).

## **Trend 5: Strom wird deutlich effizienter genutzt – Aufgabe: Anreize für einen effizienten Einsatz von Strom stärken**

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

Zukünftig werden in allen Sektoren über die bisher bekannten und eingesetzten Technologien zur Stromnutzung hinaus weitere Technologien und Strategien zur Stromnutzung benötigt, um die Anforderungen, die sich unter anderem aus der verstärkten Sektorkopplung (s. Trend 6) ergeben, erfüllen zu können und gleichzeitig den eingesetzten Strom, unabhängig von seiner Herkunft, effizient zu nutzen. Auch aus der Digitalisierung der Energiemärkte und -anwendungs-techniken werden sich neue Möglichkeiten zur Effizienzsteigerung des Gesamtsystems ergeben. Dazu ist es zwingend erforderlich, alle energiepolitischen Entscheidungen und Maßnahmen technologieoffen zu halten, um nicht frühzeitig Entwicklungspfade zu beschneiden. Dabei ist auch zu berücksichtigen, dass die Effizienzbetrachtung auf der Ebene einer einzelnen Anlage oder eines Gerätes nicht zwangsläufig die effizienteste Lösung für das Gesamtsystem findet.

Insgesamt sollte bei politischen Entscheidungen die Gesamtenergieeffizienz entscheidend sein. Zudem ist zu diskutieren, ob bei allen Energieträgern gleiche Effizienzmaßstäbe angesetzt werden, was sich über eine gleiche Preisbelastung realisieren lassen könnte. So könnte in diesem Zusammenhang darauf hin gearbeitet werden, dass die CO<sub>2</sub>-Emissionen aller Energieträger (Brennstoffe und Strom) mit denselben Kosten belastet werden. Für die direkte Nutzung von Strom sollten dann keine höheren Effizienzmaßstäbe angesetzt werden als bei der Brennstoffnutzung.

### ***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?***

Aus Sicht des BDEW sollten Flexibilität und Stromeffizienz nicht in Konkurrenz zueinander stehen. Ein Level-Playing-Field der beiden Instrumente in Form eines wettbewerblichen und technologieutralen Markts führt in der Regel zu den kostengünstigsten Ergebnissen für Letztverbraucher. Zudem ist davon auszugehen, dass alle aus dem Markt heraus erzielten Ergebnisse effizienter als Redispatch oder Einspeisemanagement sind.

## **Trend 6: Sektorkopplung: Heizungen, Autos und Industrie nutzen immer mehr erneuerbaren Strom statt fossiler Brennstoffe – Aufgabe: Wettbewerbsbedingungen für erneuerbaren Strom gegenüber Brennstoffen im Wärme- und Verkehrssektor verbessern**

Im vorliegenden Impulspapier wird ausgeführt, dass der Energiebedarf von Gebäuden, Verkehr und Industrie stark sinken und der verbleibende Energiebedarf durch Erneuerbare Energien gedeckt wird. In der Folge der zunehmenden Elektrifizierung wird der Stromverbrauch somit steigen. Dabei ist unklar, ob das BMWi hier einen Trend beschreibt oder neue Ziele verfolgt, die das Wirtschaftsministerium aus der Vision einer Dekarbonisierung bis 2050 ableitet. Aus Sicht des BDEW ist unstrittig, dass die Nutzung von Strom aus Erneuerbaren Energien ein geeignetes Instrument darstellt, um die CO<sub>2</sub>-Emissionen in den Sektoren Privathaushalte, GHD, Industrie und Verkehr zu reduzieren. Ebenso teilt der BDEW die Einschätzung, dass Strom aus erneuerbaren Quellen – auch gasbasierten – eine zentrale Rolle bei der Dekarbonisierung der Sektoren spielen wird.

Bisher lautet das Ziel der Energiewende (beschrieben im Energiekonzept der BReg aus dem Jahr 2010) – dem sich die Energiewirtschaft verpflichtet fühlt –, den Primärenergieverbrauch bis 2050 um 50 Prozent zu reduzieren (Stromverbrauch -25 Prozent bis 2050). Der Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch soll im Jahr 2050 mindestens 80 Prozent betragen. Sollte das BMWi mit seinen Ausführungen zum Trend 6 eine Zielverschiebung im Bereich Flexibilität und Sektorkopplung andeuten, wäre es aus Sicht des BDEW dringend notwendig, hierüber in einen Diskurs einzutreten, um frühzeitig Planungssicherheit für die Branche zu gewährleisten. Die neu angestrebten Ziele bedeuten einen drastischen Strukturwandel der Energiebranche. Ein solcher Strukturwandel ist mit erheblichen Verteilungswirkungen verbunden, welche in der Diskussion ihre Berücksichtigung finden müssen.

Dabei ist zu beachten, dass die im Zuge der Sektorkopplung erreichten Einsparungen im Rahmen des EHS durch den Strommarkt kompensiert werden. Insbesondere in der öffentlichen Diskussion sollte nicht der Eindruck erweckt werden, dass andere Sektoren „ihre Hausaufgaben gemacht“ hätten, der Stromsektor jedoch ggf. im direkten Vergleich weniger ambitioniert wirkt (sog. Quellprinzip).

Weiter führt das Impulspapier aus, dass vorrangig Technologien zum Einsatz kommen, die mit wenig Strom möglichst viele fossile Brennstoffe ersetzen. Dies gelte vor allem für Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge. Aus Sicht des BDEW dürfen, im Sinne der Technologieneutralität und Innovationsoffenheit, die sich in den Jahren 2030 und 2040 ergebenden künftigen Lösungsoptionen nicht allein mit dem Wissen von heute bewertet werden. Nötig ist ein Level-Playing-Field, welches einen Wettbewerb um die besten Lösungen ermöglicht. Die angestrebte CO<sub>2</sub>-Reduktion muss wettbewerbsfähig und technologieoffen erreicht werden. Das bedeutet auch, dass die Maßnahmen mit den geringsten CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten vorrangig umgesetzt werden sollten. Dies lässt sich erreichen, wenn CO<sub>2</sub>-Emissionen in allen Bereichen mit den gleichen Kosten belastet werden.

Bis zu dem langfristigen Ziel der rein erneuerbaren und klimaneutralen Energieversorgung nach 2050 ist der Zeithorizont bis 2030 differenziert zu betrachten. Insbesondere mit der vorliegenden Perspektive 2030 ist zu berücksichtigen, dass vor dem Hintergrund von



Bezahlbarkeit und schnellen CO<sub>2</sub>-Minderungserfolgen kurz- bis mittelfristig auch moderne gasbasierte Lösungen Teil des Dekarbonisierungspfades sein können. Dabei ist das Potenzial von Grüngasbeimischungen und der bestehenden Gasnetzinfrastrukturen ebenfalls angemessen zu berücksichtigen.

Der BDEW diskutiert aktuell das Thema Sektorkopplung mit seinen Mitgliedsunternehmen und wird in Q1 / 2017 eine erste Politikempfehlung hierzu unterbreiten.

**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 Verteilung der Kosten muss in einem transparenten Prozess diskutiert werden, in den sich der BDEW einbringen wird. Der Verband spricht sich grundsätzlich für fairen Wettbewerb in den unterschiedlichen Sektoren aus. Zudem könnte die Formulierung der Leitfrage dahingehend interpretiert werden, dass das BMWi durch gezielte Eingriffe in den Wettbewerb den Marktanteil des Stroms steigern möchte.

Aus Sicht des BDEW ist es wichtig, dass Sektorkopplung nicht allein als Instrument zur Dekarbonisierung der Sektoren Privathaushalte, GHD, Industrie und Verkehr mit Hilfe von Strom betrachtet wird. Vielmehr kann Sektorkopplung sowohl Flexibilität bereitstellen als auch zur Entlastung von Netzengpässen beitragen. Damit ermöglicht die Sektorkopplung, das derzeit hohe Niveau an Versorgungssicherheit bei Strom und Gas aufrecht zu erhalten.

Bei einer Sektorkopplung zur Flexibilisierung (z. B. Nutzen statt Abregeln) werden nur geringe Mengen von Strom in andere Sektoren übertragen. Diese Art von Sektorkopplung ist bereits heute aus Systemsicht sinnvoll. Sektorkopplung zur Dekarbonisierung wird erst mittel- bis langfristig eine wichtige Rolle spielen, da große Energiemengen vom Stromsektor für andere Sektoren bereitgestellt werden müssen. Für beide Formen der Sektorkopplung sind ggf. unterschiedliche Regulierungsrahmen notwendig.

Für beide Varianten gilt jedoch: Die heutige Struktur von Abgaben, Umlagen und Entgelten ist nicht geeignet, eine effiziente Sektorkopplung und flexible Stromanwendungen zu ermöglichen. Daher ist es eine Hauptaufgabe, die notwendige Finanzierung der Energiewende möglichst kosten- und verursachergerecht neu zu gestalten. Solange andere Zwecke, wie z. B. sparsames Verbraucherverhalten bei der Gestaltung von Abgaben, Umlagen und Entgelten gegenüber der Kosten- und Verursachergerechtigkeit im Vordergrund stehen, können sich effiziente, systemdienliche und zukunftsfähige Stromanwendungen kaum etablieren.

Die Dekarbonisierung im Wärmebereich muss innovativ, wettbewerbsfähig und technologieoffen gestaltet werden. Anreize für CO<sub>2</sub>-Reduktionen müssen auf Grundlage von CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten so gestaltet werden, dass Investoren zunehmend in CO<sub>2</sub>-neutrale Technologien investieren und die am stärksten emittierenden Technologien sukzessive aus dem Markt verschwinden.

Zudem geht das Impulspapier aus Sicht des BDEW zu einseitig von einer Elektrifizierung des Gebäudesektors und des Verkehrssektors auf Basis Erneuerbarer Energien aus. Dabei wird der substantielle Beitrag, den Erdgas, Bio-Erdgas (Biogas, das auf Erdgasqualität aufbereitet und über das Erdgasnetz verteilt wird) und Wasserstoff für CO<sub>2</sub>-Reduktionen im Wärmesektor und im Verkehrssektor leisten kann, verkannt. Gleiches gilt auch für die Rolle der Fernwärme vor allem bei der Wärmewende in städtischen Ballungsräumen. Der BDEW fordert deshalb eine Strategie, die Erdgas, Fernwärme, Bio-Erdgas und Wasserstoff einen substanziellen Beitrag zur schrittweisen Dekarbonisierung im Wärmesektor ermöglicht und ebenso die Rolle der Fernwärme entsprechend berücksichtigt. Dabei ist auch zu beachten, dass eine Wärmewende nur erfolgreich sein wird, wenn die vom Endverbraucher und von der Volkswirtschaft zu tragenden Kosten im Rahmen bleiben. Ein Level-Playing-Field der Energieträger hinsichtlich der Belastung mit Steuern und Abgaben muss dabei gewährleistet werden.

Die Technologien Power-to-Gas, Power-to-Heat und Power-to-Liquid können im Zeitpunkt konkreter Investitionsentscheidungen interessante Alternativen zum dezentralen Einsatz von Erneuerbaren Energien im Wärme- und Verkehrssektor darstellen. Gleiches gilt für Bio-Erdgas. Ob und in welchem Umfang dies der Fall ist, hängt von zahlreichen Faktoren, wie z.B. den Preisen ab, die heute für mittel- und langfristige Zeiträume nicht belastbar prognostizierbar sind. Wenn man sich zu früh auf bestimmte Technologien festlegt, kann es zu schwerwiegenden Lock-out-Effekten kommen. Diese können die Kosten der Energiewende erheblich steigern und die Zukunftsfähigkeit Deutschlands als Hochtechnologieland beeinträchtigen. Erst ein offener Ansatz ermöglicht es, das Potenzial der Sektorkopplung auszuschöpfen. Dies gilt auch für die Infrastruktur: Wenn Gas- oder auch Fernwärmenetzbetreibern die Perspektive für den künftigen Einsatz von Gas oder die leitungsgebundene Wärmeversorgung genommen wird, müssten sie bereits heute Investitionen in Erhalt und Ausbau der Gas- und Fernwärmeinfrastruktur einstellen.

Die in Deutschland vorhandene Infrastruktur an Erdgasnetzen kann von entscheidendem Vorteil bei der Bewältigung der gewaltigen Herausforderungen der Energiewende sein. Ferngasnetze und lokale Gasverteilernetze erlauben einen kostengünstigen Transport und Einsatz CO<sub>2</sub>-armer und CO<sub>2</sub>-neutraler Energieträger. Deutschland ist ein wichtiges Transitland. Hiervon profitieren auch unsere europäischen Nachbarn. Auf lange Sicht können temporäre Überschüsse aus der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien besser genutzt werden.

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

Aus Sicht des BDEW ist es wichtig, dass eine Lastzuschaltung aufgrund wettbewerblicher und marktlicher Signale erfolgt, jedoch mit Rücksicht auf die Netzbelastung. Mikromanagement wird an dieser Stelle nicht zu effizienten Ergebnissen führen. Ein Weg könnte sein, Marktsignalen wieder eine größere Wirkung zukommen zu lassen. Im Zusammenspiel mit der Digitalisierung kann es dadurch möglich werden, Lastzuschaltungen bei niedrigen Strompreisen zu erleichtern. Heute ist der Strompreis für jede kWh mit zahlreichen Abgaben und Umlagen belastet, sodass spürbare Markt- bzw. Netzsignale beim Verbraucher nicht ankommen. Zugleich muss der Verbraucher entsprechend über breit angelegte Informations-Kampagnen informiert und sensibilisiert werden.

## **Trend 7: Moderne KWK-Anlagen produzieren den residualen Strom und tragen zur Wärmewende bei – Aufgabe: Anreize für moderne Strom-Wärme-Systeme setzen**

Grundsätzlich ist die Aussage zu begrüßen, dass KWK-Anlagen bis 2030 weiter ausgebaut werden. Sie dürften auch danach noch von erheblicher Bedeutung sein. Dies gilt für Anlagen nicht nur in der öffentlichen Versorgung, sondern auch für dezentrale Anlagen in Industrie, Gewerbe etc.

### ***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?***

Aufgrund der Vielzahl und Komplexität der Fragen erfolgt eine spezifische Beantwortung der jeweiligen Punkte:

#### ***Welche Rolle spielen unterschiedliche Typen von KWK-Anlagen für einen effizienten Entwicklungspfad der KWK?***

Ein grundlegender Vorteil der KWK-Technologien liegt in ihrer Vielfalt, die für jeden Wärmekunden oder jede Wärmesenke das optimale Wärmeversorgungskonzept bieten kann. Anhand des jeweiligen Wärmebedarfs bemisst sich die Leistungsdimensionierung der KWK-Anlage. Dies grenzt auch die geeigneten KWK-Technologien ein. Grundsätzlich ist der Wirkungsgrad bei größeren Anlagen höher als bei Klein- oder Mikro-KWK-Anlagen. Große Anlagen sind spezifisch kostengünstiger. Bezüglich der Herausforderungen der Energie- und Wärmewende wird die Flexibilität von KWK-/Wärmenetzsystemen als Kriterium immer wichtiger. In Kombination mit Wärmespeichern und Power-to-Heat-Modulen werden KWK-Anlagen zu Komplementären der Erneuerbaren Energien und können in der „kalten Dunkelflaute“ einen Beitrag zur Versorgungssicherheit bei Strom und Wärme leisten.

Auch die Mikro-KWK kann zukünftig insbesondere in der dezentralen Versorgung von Gebäuden eine wichtige Rolle spielen. So stellen beispielsweise hocheffiziente Brennstoffzellen-Heizgeräte gerade für den Gebäudebereich eine innovative Technologie dar, um die CO<sub>2</sub>-Emissionen zu senken. Werden diese Geräte – oder auch jegliche andere KWK-Anlage – mit Bioerdgas oder synthetischem Erdgas, das aus erneuerbarem Strom hergestellt wurde, betrieben, steigt der Klimanutzen noch weiter an.

#### ***Welche Rolle spielen jeweils zentrale Anlagen in der öffentlichen Versorgung und dezentrale Anlagen?***

Im Allgemeinen werden größere KWK-Anlagen, die den gesamten Strom in das Netz der allgemeinen Versorgung einspeisen, als „Anlagen der öffentlichen Versorgung“ bezeichnet.

Allerdings speisen auch kleinere dezentrale KWK-Anlagen den produzierten Strom oft vollständig in das Stromnetz ein. Insofern stellt sich die Frage, auf welches Unterscheidungskriterium hier abgestellt wird bzw. werden soll. Grundsätzlich haben KWK-Anlagen jeglicher Größe und unabhängig davon, ob öffentliche oder nicht öffentliche Anlagen, ihre Berechtigung. Allerdings wirkt das Strompreissignal umso geringer, je größer der Eigenversorgungsanteil und der finanzielle Nutzen daraus sind.

### ***Wie entwickelt sich die Rolle der industriellen KWK-Anlagen bei der zunehmenden Dekarbonisierung des Industriesektors?***

Zur effizienten Nutzung des Brennstoffs sollten möglichst die gekoppelte Erzeugung und damit KWK-Anlagen zum Einsatz kommen. So werden gegenüber der ungekoppelten Erzeugung von Wärme und Strom Ressourcen geschont und CO<sub>2</sub>-Emissionen vermieden. Gleichzeitig darf es nicht zu einer Ausweitung der privilegierten Eigenversorgung kommen, unter anderem weil dies zu einer weiteren Steigerung der Belastung für nicht privilegierte Letztverbraucher führen würde.

### ***Welche Abwärmepotenziale können wie genutzt werden?***

Verschiedene Studien haben sich mit den Potenzialen der Nutzung von industrieller Abwärme beschäftigt. Grundsätzlich ist die Einbindung von Abwärme in bestehende oder künftige Wärmenetze eine Einzelfallentscheidung, da viele Faktoren zusammenpassen müssen. Darüber hinaus wird auf die bereits bestehenden Pflichten der KWK-Kosten-Nutzen-Vergleichsverordnung (KNV-V) hingewiesen. Im Allgemeinen prüfen Betreiber von Wärmenetzen vorhandene und erschließbare Abwärmepotenziale und erschließen diese, wenn eine wirtschaftliche Nutzung möglich ist. Investitionsanreize könnten hier für die Erschließung bislang wenig attraktiver Potenziale sorgen.

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

Der BDEW begrüßt, dass das BMWi der KWK einen essenziellen Beitrag in der zukünftigen Energieversorgung zuerkennt. Dies gilt insbesondere für flexible KWK auf Erdgasbasis in Verbindung mit Wärmenetzen, Power-to-Heat, Power-to-Gas und Wärmespeichern, die einen wichtigen Beitrag zur effizienten und CO<sub>2</sub>-armen Wärmeversorgung der Ballungsgebiete leisten kann. So kann der „Must-Run-Sockel“ der KWK reduziert und ein flexibleres System erreicht werden.

Laut BMWi soll die KWK bis 2030 sogar ausgebaut werden. Danach könne deren Anteil jedoch wieder sinken. Die Wärme-Netzinfrastruktur könne dann aber auch anderweitig (Strom-Wärme-Systeme, Wärmepumpen, Geothermie etc.) genutzt werden.

Zukunftsfähige KWK-/Wärmenetzsysteme zeichnen sich zunächst durch eine Wirtschaftlichkeit für deren Betreiber aus. Im Rahmen der Energiewende werden flexible Systeme immer wichtiger. Flexibilität kann durch die Installation von Wärmespeichern und Power-to-Heat-

Anlagen erreicht werden. Der Anteil an Wärme aus erneuerbaren Quellen, inklusive Strom aus Erneuerbaren Energien, sollte sukzessiv erhöht werden.

Zudem ermöglicht eine Wärmeinfrastruktur, bestehend aus Gas-KWK, Fern- und Nahwärmenetzen sowie Speichern, die Einbindung dezentraler regenerativer Wärme, die Einbindung industrieller Abwärme und insbesondere den Einsatz hocheffizienter Gas- und Dampfkraftwerke (GuD) mit KWK. KWK bildet hier das Fundament der Sektorenkopplung, die die bestehenden Infrastrukturen (Strom-, Gas-, Wärmenetze, Speicher) intelligent nutzt.

Auch nach 2030 sollte die KWK ein wichtiger Baustein im Gesamtsystem bleiben. Sollte die Bedeutung von KWK, wie vom BMWi prognostiziert, ab 2030 zurückgehen, sehen sich die möglichen zukünftigen Betreiber von KWK-Anlagen reduzierten Benutzungsstunden gegenüber. Dies kann das Geschäftsmodell für Investitionen in KWK untergraben.

**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?***

Der Einsatz von KWK-Anlagen der öffentlichen Versorgung richtet sich vor allem nach dem Strompreissignal. Da die an den Großhandelsmärkten erzielbaren Strompreise seit Jahren sehr niedrig sind, ist die Anzahl der Vollbenutzungsstunden der KWK-Anlagen deutlich gesunken. Zur Deckung des Wärmebedarfs kommen dann teilweise ungekoppelte Wärmeerzeuger zum Einsatz, um die Verluste aus der Stromvermarktung möglichst gering zu halten. Effiziente, emissionsarme und flexible KWK-Erzeugungsanlagen sind unter den derzeitigen gesetzlichen und sich daraus ergebenden marktlichen Rahmenbedingungen im Nachteil.

Bei einem steigenden CO<sub>2</sub>-Preis kann die Kraft-Wärme-Kopplung ihre Effizienzvorteile nur dann ausspielen, wenn die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Brennstoffe in der ungekoppelten Wärmeerzeugung in gleichem Maße mit einem CO<sub>2</sub>-Preis belastet werden.

Der Ausbau einer zukunftsfähigen Infrastruktur ist über das KWKG und weitere Instrumente, z. B. über die Förderung einer EE-Einbindung in KWK-Wärmenetzsystemen im Marktanreizprogramm (MAP), möglich.

**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?***

Die Berücksichtigung künftiger Entwicklungen im Wärmebedarf und steigende Anforderungen an die Wärmequalität (z. B. Erneuerbare-Energie-Anteil) sowie die gleichzeitige Systemdienlichkeit von KWK-Wärmenetzsystemen im Stromnetz spielen voraussichtlich eine wichtige Rolle. Generell werden Investoren genau prüfen, ob sich neue große KWK-Anlagen im Leistungsbereich von mehreren hundert Megawatt unter den derzeitigen und mittelfristigen

Rahmenbedingungen wirtschaftlich darstellen lassen. Anlagen mit kürzeren Abschreibungszeiträumen sind hier eher im Vorteil.

Auch könnte es sinnvoll sein, Wärmenetze mit niedrigeren Temperaturen zu fahren. In diesem Fall sollte es, im Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit und die Ausbaumöglichkeiten, dem Netzbetreiber selbst vorbehalten bleiben, darüber im Einzelfall zu entscheiden.

Welche KWK-Anlagen bis zu welcher Zeit gebaut werden können, hängt im Wesentlichen von den Anforderungen des Wärmekunden bzw. der zu bedienenden Wärmesenke und den Anforderungen des Stromsystems ab.

## **Trend 8: Biomasse wird zunehmend für Verkehr und Industrie genutzt – Anreize so setzen, dass Biomasse zunehmend für Verkehr und Industrie genutzt wird**

### ***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?***

Erneuerbare Gase, die aus der Vergärung von Biomasse (Bio-Erdgas, Biomethan) bzw. durch Elektrolyse mit Strom aus Erneuerbaren Energien (synthetischer Wasserstoff bzw. Methan aus Power-to-Gas, synthetische Kraftstoffe aus Power-to-Liquid) gewonnen werden, tragen zur gewünschten Diversifizierung und Treibhausgasminderung aller Sektoren – Haushalte, GHD, Verkehrssektor und Industrie – bei. Aufgrund des hohen Treibhausgasvermeidungspotenzials von Biomethan, Bio-Erdgas und synthetischem Wasserstoff bzw. Methan von bis zu 90 Prozent stellen diese Energieträger eine wichtige Option sowohl im Wärme- als auch zunehmend im Verkehrssektor dar.

Die Diversifizierung und Treibhausgasminderung aller Sektoren sollte innovativ, wettbewerbsfähig und technologieoffen gestaltet werden. Es sollten in dieser Betrachtung sämtliche Power-to-X-Technologien, die erneuerbare Gase unter Nutzung von erneuerbarem Strom erzeugen bzw. zielgerichteter nutzbar machen, betrachtet und berücksichtigt werden.

Der BDEW begrüßt grundsätzlich die in Trend 8 beschriebenen Ansätze, denn Bio-Erdgas kann in den genannten Sektoren sehr schnell relativ hohe THG-Reduktionen realisieren. Biomasse ist insgesamt universell einsetzbar und sollte gezielt und effizient genutzt werden. Insbesondere steht gerade mit Bio-Erdgas ein biogener Energieträger zur Verfügung, der flexibel und bedarfsgerecht in allen Sektoren eingesetzt werden kann. Durch die Nutzung der bestehenden Erdgasinfrastruktur ist Bio-Erdgas ohne zusätzlichen Investitionsbedarf über längere Zeiträume einfach und kostengünstig speicherbar.

Derzeit werden jährlich nur rund 9 TWh Bio-Erdgas in die Erdgasinfrastruktur bzw. in Speicher eingespeist und sind entsprechend für die genannten Nutzungssegmente einfach verfügbar und speicherbar. Eine quantitative Ausweitung der Anbaufläche von nachwachsenden Rohstoffen kann nur unter Nachhaltigkeitserwägungen und besonderer Berücksichtigung des Gewässer- und Grundwasserschutzes über den aktuellen Stand hinaus erfolgen mit Aus-

nahme der Gebiete, in denen bereits nachgewiesenermaßen der Richtwert von 25 mg/l Nitrat im Grundwasser überschritten ist. Eine Ausweitung der Flächen für den Anbau nachwachsender Rohstoffe benötigt - wie die Energiewende als solche - eine gesellschaftliche Akzeptanz. Daher sind die genannten Rahmenbedingungen genau festzulegen und die Bevölkerung umfassend und transparent zu informieren.

Ein weiteres, großes Potenzial zum Ausbau der Bereitstellung von Bio-Erdgas besteht im Bereich des Einsatzes von Abfällen und Reststoffen. Diese wurden aufgrund der bisherigen Fokussierung des EEG auf nachwachsende Rohstoffe in der Vergangenheit nur unzureichend für die Produktion von Bio-Erdgas erschlossen. Entsprechende Stoffströme werden heute häufig nicht energetisch genutzt (z.B. Kompostierung) oder mangels entsprechender Abfallkonzepte (z.B. braune/grüne Tonne) der üblichen Müllverbrennung zugeführt, was insbesondere für feuchte Bioabfälle nicht sinnvoll ist. Eine Steuerungswirkung kann hier insbesondere durch eine Anpassung und schnellere Umsetzung entsprechender Regelungen im Abfallrecht entfaltet werden.

Ein Import von Biomasse/Biogas sieht der BDEW als nicht zielführend an, wobei ein europäischer Verbund über die bestehende Gasinfrastruktur nicht ausgeschlossen sein darf.

Der Verkehrssektor ist (nach Strom- und Wärmeerzeugung mit je ca. 40 %) der drittgrößte CO<sub>2</sub>-Emittent in Deutschland. Um den Ausstoß des Treibhausgases zu reduzieren, sind alternative Antriebe und Treibstoffe unumgänglich. Um das Potenzial von Bio-Erdgas im Transportsektor zu heben, sind langfristige, sichere Rahmenbedingungen erforderlich, die sowohl im Bereich der Tankstelleninfrastruktur als auch im Bereich der Weiterentwicklung gasmotorischer Antriebe und Fahrzeugkonzepte (insbesondere für Nutzfahrzeuge) Investitionen ermöglichen. Eine Möglichkeit wäre, die regulatorischen Anforderungen im Rahmen der Nachhaltigkeitszertifizierung so zu gestalten, dass gasförmige Kraftstoffe uneingeschränkt am System der Biokraftstoffquote teilnehmen können (zum Beispiel durch eine eindeutige Übertragung der Massenbilanzsystematik des EEG auf gasförmige Biokraftstoffe).

Auch im Wärmesektor sieht der BDEW ein Potenzial für eine Steigerung des Einsatzes von Bio-Erdgas. Insbesondere in Einsatzfällen, in denen andere regenerative Wärmebereitstellungsoptionen nur mit großem Aufwand oder gar nicht realisiert werden können – speziell in stark verdichteten Siedlungsgebieten – steht Bio-Erdgas bedarfsgerecht über die vorhandene Gasinfrastruktur zur Verfügung. So bietet sich Bio-Erdgas an, unabhängig von einer – mit nicht unerheblichem Investitionsaufwand verbundenen – Dämmmaßnahme, den verbleibenden Wärmebedarf ohne zusätzliche Investitionen regenerativ zur Verfügung zu stellen und damit zeitnah eine THG-Minderung im Wärmesektor zu bewirken.

Um das Potenzial von Bio-Erdgas im Wärmebereich zu heben, ist eine verstärkte Anerkennung von Bio-Erdgas als Erfüllungsoption für die Bereitstellung regenerativer Wärme erforderlich.

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

Grundsätzlich bietet der Einsatz von Bio-Erdgas die Möglichkeit, auf die in Deutschland umfangreich vorhandene Gasinfrastruktur mit ihren Speichermöglichkeiten flexibel zurückzugreifen. Die Ausweitung des Einsatzes von Bio-Erdgas erfordert den weiteren Ausbau der entsprechenden Tankstelleninfrastruktur. Mit Investitionszyklen von ca. 10 bis 15 Jahren werden hierdurch keine Festlegungen getroffen, die spätere Transformationen der Energiebereitstellung für den Transportsektor erschweren.

Gleichartiges gilt für den Einsatz im Wärmemarkt mittels Brennwertkessel.

Wasserstoff und Methan aus Power-to-Gas stellen keine Konkurrenz zu anderen biogenen Biokraftstoffen dar und zeigen zudem ein geringes Risiko zur Landnutzungsänderung. Synthetisches Methan emittiert bei der Verbrennung kein zusätzliches Kohlendioxid, da das CO<sub>2</sub> zuvor im Methanisierungsprozess aus biogenen oder industriellen Kohlendioxidquellen gebunden wurde. Durch die Kombination von Power-to-Gas mit Bio-Erdgasanlagen können deren spezifische Energieausbeute bei der Herstellung von Bio-Erdgas verbessert und die Kohlendioxidemissionen gemindert werden.

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

Es bedarf keiner besonderen Regeln zum flexiblen Einsatz von Biomasse-KWK-Anlagen. KWK-Anlagen sollten diskriminierungsfrei Zugang zu den Flexibilitätsmärkten erhalten. Eine Integration in regionale Märkte z. B. für zuschaltbare Lasten sollte, wie für alternative Technologien, diskriminierungsfrei ermöglicht werden. Die Förderung des vergüteten Stroms sollte so erfolgen, dass keine hohen Opportunitätskosten für den Flexibilitätseinsatz entstehen, welche einem flexiblen Einsatz entgegenstehen. Ob sich Chancen aus der Flexibilität ergeben, lässt sich aus heutiger Sicht nicht mit Sicherheit sagen. Es ist möglich, dass langfristig, in einem Markt mit wenig verbleibenden konventionellen Kraftwerken, Biomasse-KWK von hohen Flexibilitätspreisen während Dunkelflauten profitieren können.



## **Trend 9: Gut ausgebaute Netze schaffen kostengünstig Flexibilität – Aufgabe: Netzausbau rechtzeitig, bedarfsgerecht und kosteneffizient realisieren**

### **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?***

Das ursprüngliche Ziel, mit dem Netzausbaubeschleunigungsgesetz, der Bundesfachplanung und der Bundesnetzagentur als länderübergreifende Behörde den Netzausbau zu beschleunigen, kann nur durch den Einsatz weiterer Beschleunigungsmaßnahmen erreicht werden. Allerdings lässt sich bei Netzoptimierungs- und Netzverstärkungsprojekten, die sich auf Bestandsleitungen beziehen (trassengleiche Erneuerungen, Seilaufgaben), durch die Bundesfachplanung noch keine echte Beschleunigung erkennen. So werden sich die bereits heute eingetretenen Verzögerungen infolge der stark ansteigenden Zahl von Genehmigungsprojekten ohne echte Beschleunigungs- und Optimierungsmaßnahmen in den Genehmigungsverfahren noch weiter aufstauen.

Grund hierfür ist vorrangig, dass der Rechtsrahmen des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG) nicht nach den unterschiedlichen Kategorien des NOVA-Prinzips (Netzoptimierung/Netzverstärkung/Ausbau auf neuer Trasse) unterscheidet und somit für alle Maßnahmen theoretisch ähnliche Anforderungen für die raumordnerischen Untersuchungen angewendet werden.

Bei Netzoptimierungs- und Netzverstärkungsprojekten aus der Bundesfachplanung sollten systematisch die gesetzlich zulässigen Vereinfachungsmöglichkeiten genutzt werden. Im Vergleich zu den früheren Raumordnungsverfahren ergibt sich in den Bundesfachplanungsanträgen zum Vorverfahren nach § 6 NABEG wie auch nach § 8 NABEG eine deutlich weitergehende Untersuchungstiefe. Diese führt dazu, dass sich die Bundesfachplanung (ohne Unterscheidung je nach NOVA-Fall) vom Arbeitsaufwand her kaum noch von den Planfeststellungsverfahren unterscheidet. Eine Anpassung des Rechts- und Verfahrensrahmens zur Reduzierung bzw. zur bewussten Reduzierung von Untersuchungsebenen in der Bundesfachplanung würde zu einer merklichen Beschleunigung führen. Des Weiteren würde sich hierdurch der Aufwand für die Antragserstellung, die Angreifbarkeit und die Antragsbearbeitung um ein Vielfaches reduzieren.

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

Das Verfahren zur Bestimmung des Netzausbaus sollte so transparent wie möglich gestaltet werden. Um eine größere Akzeptanz zu erreichen:

- sind längere Abstände zwischen der Berechnung neuer Netzentwicklungspläne notwendig (von 1-jährigen Turnus auf 2-3-jährigen Turnus umstellen). Dies ermöglicht die bessere

Einbeziehung der Bevölkerung und schafft außerdem ggf. größere Planungssicherheit für die Übertragungsnetzbetreiber.

- ist eine robuste Netzplanung notwendig, damit die Berechnungen zwischen Berichtszeitpunkten nicht zu stark schwanken. Dies bedeutet, dass no-regret Ausbaumaßnahmen identifiziert werden müssen, die für mehrere verschiedene Entwicklungen volkswirtschaftlich sinnvoll sind.

Zur temporären Entlastung des Ausbaus der Stromnetze sollte auch das Potenzial der Gasinfrastruktur berücksichtigt und genutzt werden. Unabhängig von der Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Verkehr (Sektorkopplung) ist ein besseres Zusammenspiel von Gas- und Stromnetzen unabdingbar. So kann mit Power-to-Gas Strom aus Erneuerbaren Energien auch mithilfe des Gasnetzes transportiert und gespeichert werden. Damit könnte ein signifikanter Beitrag zur Lösung eines der Hauptprobleme der Energiewende – Speicherung und Transport von EE-Strom – geleistet werden. Die Gasinfrastruktur sollte daher eine wichtige Rolle im Energiesystem der Zukunft spielen.

### ***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?***

Der BDEW ist davon überzeugt, dass der intelligente Ausbau von Elektrizitätsverteilernetzen, des nationalen Übertragungsnetzes und der Interkonnektoren (unter Einschluss von Seekabeln) eine eminent wichtige Bedeutung für ein Stromversorgungssystem mit immer höheren Anteilen von Erneuerbaren Energien hat.

Der BDEW kritisiert die Aussage, dass die vor Kurzem erfolgte Reform der Anreizregulierung die Verteilernetze „fit mache“ für eine innovative Bewältigung der Herausforderungen der Zukunft. Zwar wurden die Investitionsbedingungen für die Zukunft in der Tat verbessert, in der jüngsten Vergangenheit getätigte Investitionen werden jedoch entwertet – mit entsprechenden Auswirkungen auf die Investitionskraft der Unternehmen.

Die BMWi-Verteilernetzstudie hat aufgezeigt, wie durch Nutzung innovativer Planungskonzepte, Anwendung intelligenter Netztechnologien und Erzeugungsmanagement der konventionelle Ausbaubedarf in den Stromverteilernetzen erheblich reduziert werden kann. Für die Erschließung dieser Einsparpotenziale müssen zielgerichtete regulatorische Anreize gesetzt werden. Dieses Ziel wurde mit der kürzlich abgeschlossenen Novellierung der Anreizregulierungsverordnung noch nicht erreicht.

Intelligente Maßnahmen können langfristig die Gesamtkosten senken, sind aber zunächst mit höheren Kosten und mit einer Verschiebung von Kapital- zu Betriebskosten verbunden. So könnte beispielsweise eine intelligente Vernetzung verschiedener Verteilernetze von Stadt und Land sowie die Schaffung regionaler Verteilernetzcluster z. B. auf der 110-kV-Ebene ebenso Flexibilitätpotenziale für die Energiewende schaffen wie der Ausbau der bereits bestehenden Verknüpfung von Verteil- und Übertragungsnetzen. Allerdings fehlen im derzeiti-

gen Regulierungsmodell, aber auch im zukünftigen Kapitalkostenabgleich, gezielte Anreize für intelligente Lösungen (u. a. bspw. Einführung einer OPEX-Pauschale).

## **Trend 10: Die Systemstabilität bleibt bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien gewährleistet – Aufgabe: Maßnahmen und Prozesse zur Systemstabilisierung weiterentwickeln und koordinieren**

### **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?**

Wie das BMWi sieht auch der BDEW die Ermöglichung des vermehrten Erbringens von Systemdienstleistungen in den unteren Netzebenen als eine zentrale zukünftige Aufgabe der Verteilernetzbetreiber. Dies erfordert einen erhöhten Informationsaustausch zwischen allen Akteuren der Energiewirtschaft. Netzbetreiber spielen dabei eine zentrale Rolle. Sie benötigen sowohl Informationen von benachbarten oder unterlagerten Netzbetreibern, als auch von den an ihren jeweiligen Netzen angeschlossenen Anlagen. Hierfür bildet das Energieinformationsnetz ein wesentliches Fundament.

Im zukünftigen Energiemarkt 2.0 stellt Flexibilität ein zentrales Produkt dar. Hierfür gilt es jedoch die Anreize sowohl für Erzeuger als auch für Verbraucher mittels marktwirtschaftlicher Signale zu stärken, indem bestehende Hemmnisse abgebaut werden. Mit dem bereits eingeführten Instrument der abschaltbaren Lasten und den zuschaltbaren Lasten werden die ersten Schritte in Richtung eines Flexibilitätsmarktes vollzogen, wobei von einem echten Markt noch nicht die Rede sein kann. Bei diesem Instrument ist eine aktive Einbindung der Anschlussnetzbetreiber unbedingt erforderlich.

Mangels regionaler Komponente in der bestehenden Ausschreibung der abschaltbaren Lasten besteht allerdings die Gefahr, dass im Falle eines Netzengpasses die Lasten nicht in vollem Umfang oder womöglich gar nicht zielgerichtet eingesetzt werden können. In diesem Zusammenhang spricht sich der BDEW auch für die Gewährleistung regionaler Flexibilitätsoptionen aus. Hierzu bietet das vom BDEW erarbeitete Ampelkonzept einen wichtigen Ansatzpunkt. Dieses beschreibt, wie Marktteilnehmer und Verteilernetzbetreiber in Zukunft miteinander interagieren. In der Logik einer Ampel wird zwischen der grünen Marktphase, in der das Stromnetz ohne Einschränkungen für den Markt funktioniert, und der roten Netzphase, in der die Systemstabilität gefährdet ist, eine gelbe Übergangsphase beschrieben. In der gelben Phase rufen Verteilernetzbetreiber die von Marktteilnehmern angebotene Flexibilität in diesem Netzsegment ab, um die rote Phase zu verhindern.

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

Die Systemanalysen der ÜNB im Rahmen der Netzreserveverordnung prüfen die Aufrechterhaltung eines sicheren Systembetriebs auch für solche Szenarien, in denen Netzausbaumaßnahmen verzögert fertiggestellt werden.

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

Die kontinuierliche Weiterentwicklung oder Anpassung der Systemdienstleistungen an den Fortschritt des Transformationsprozesses der Energiewende wird vom BDEW grundsätzlich unterstützt. Allerdings steht der BDEW einer Schaffung vollständig neuer Systemdienstleistungen bzw. „Marktregeln“ kritisch gegenüber. Die markt- und netzbezogenen Eingriffsmöglichkeiten stehen einem freien Dispatch der Kraftwerke immer mehr entgegen. Daher sollte das Verhältnis von Markt und Markteingriff hier unbedingt geklärt werden.

Für die grundsätzliche Erbringung von Systemdienstleistungen in der Zukunft, wie beispielsweise Redispatch, gilt: Sie sind kostengemäß und adäquat zu vergüten, da sie andernfalls am Markt nicht beschaffbar sind und durch nicht kostendeckende Reserven vorgehalten werden müssen.

Die Bedeutung der Speicher zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen und Flexibilitätsoptionen zugleich wird in Zukunft weiter steigen. Daher ist aus Sicht des BDEW die Schaffung einer einheitlichen Speicherdefinition<sup>2</sup> in allen relevanten Gesetzen von entscheidender Bedeutung, um die Fragmentierung der für Speicher relevanten Gesetze zu beenden. Diese hat in der Vergangenheit dazu geführt, dass seitens des Gesetzgebers teilweise technologie-spezifische Privilegierungen geschaffen wurden, welche gleichzeitig der Errichtung oder dem Betrieb alternativer Speichertechnologien entgegenwirken. Die Schaffung eines Level-Playing-Field durch eine technologieoffene Speicherdefinition ist hier der notwendige Schritt, um einen Wettbewerb der Technologien untereinander zu ermöglichen.

**Trend 11: Die Netzfinanzierung erfolgt fair und systemdienlich – Aufgabe: Netzentgeltregulierung weiterentwickeln**

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

In der Niederspannungsebene sollte für Kunden mit Standardlastprofilen künftig ein signifikanter Erlös-Anteil über den Grundpreis (zu Lasten des Arbeitspreises) erzielt werden. Damit

---

<sup>2</sup> vgl. BDEW-Vorschlag zur „Definition des Begriffes ‚Energiespeicher‘“ vom 6.6.2014.

könnte im bestehenden Rechtsrahmen verursachungsgerecht die Bevorteilung von Anschlussnutzern mit Eigenerzeugung reduziert werden (Vermeidung von Entsolidarisierung).

Regionale Netzentgeltunterschiede haben vielfältige Ursachen wie z. B. Absatzstruktur, Investitionszyklen und die Netzintegration der Erneuerbaren Energien. Bei einer Vereinheitlichung der Netzentgelte handelt es sich auch um eine strukturpolitische Fragestellung, die regional unterschiedliche Auswirkungen haben könnte.

Vermiedene Netzentgelte sollten die Entlastung des vorgelagerten Netzes angemessen reflektieren und deshalb nur für solche Erzeugungseinheiten gewährt werden, die aus der Sicht des Netzbetreibers steuerbar einspeisen. Entsprechend müssen die vermiedenen Netzentgelte für volatile Wind- und Photovoltaikeinspeisungen entfallen. Sachrichtig und erforderlich sind die vermiedenen Netzentgelte hingegen weiterhin für umfassend steuerbare Erzeuger (KWK-Anlagen, Kraftwerke, Spitzenlasterzeuger, Laufwasserkraftwerke) und Speicher. Durch ihre gesicherte, dezentrale und netzdienliche (bedarfsgerechte) Stromeinspeisung in die unteren Netzebenen vermeiden sie den Strombezug aus vorgelagerten Netzebenen und somit deren Nutzung.

Stromspeicher im Stromversorgungssystem, sofern sie Strom beziehen und diesen wieder in das Netz einspeisen, sollten von Netzentgelten und Umlagen befreit werden.

## **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?**

Netzentgelte sollten Anreize für ein kosteneffizientes Gesamtsystem setzen, bzw. Netzentgelte dürfen die Erreichung eines kosteneffizienten Gesamtsystems nicht behindern.

Bei der Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik sind folgende Aspekte zu berücksichtigen:

- Verursachungsgerechtigkeit der Kostenallokation,
- Anreizwirkungen für die Netznutzer,
- Berücksichtigung neuer Anforderungen (Ermöglichung innovativer Vertriebsprodukte, Lastmanagement, Energieeffizienz, Elektromobilität etc.),
- Verteilungswirkungen (Kostenallokation, Diskriminierungsfreiheit, Akzeptanz),
- Umsetzbarkeit und Praktikabilität (Datenbedarf, Komplexität, Umsetzungsaufwand),
- Nachvollziehbarkeit und Transparenz.

Durch eine verstärkte Sektorkopplung würden sich die Anforderungen sowohl an die Stromnetzinfrastuktur als auch an die Gasnetzinfrastuktur ändern. Aufgrund der langen Nutzungsdauer (hoher Fixkostenanteil) und Investitionszyklen bei Strom- und Gasnetzen ist eine gesamthafte und langfristige Betrachtung erforderlich, um stranded investments zu vermeiden.

**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?***

Die BMWi-Verteilernetzstudie hat aufgezeigt, wie durch Nutzung innovativer Planungskonzepte, Anwendung intelligenter Netztechnologien und Erzeugungsmanagement der konventionelle Ausbaubedarf in den Stromverteilernetzen erheblich reduziert und damit der Anstieg der Netzentgelte begrenzt werden kann. Für die Erschließung dieser Einsparpotenziale müssen zielgerichtete regulatorische Anreize gesetzt werden. Durch den netzdienlichen Einsatz von Flexibilitäten kann der Netzausbaubedarf reduziert bzw. zeitlich gestreckt werden. Netzentgelten muss eine Steuerungsfunktion für die effiziente Netznutzung zukommen, Netzentgeltreduzierungen müssen sich an der Netzdienlichkeit orientieren. Außerdem kann der flexible Einsatz von Lasten auch zur Erhöhung der Netz- und Systemsicherheit beitragen.

**Trend 12: Die Energiewirtschaft nutzt die Chancen der Digitalisierung –  
Aufgabe: Intelligente Messsysteme einführen, Kommunikationsplattformen aufbauen, Systemsicherheit gewährleisten**

**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 hat den Grad der Komplexität in der Energiewirtschaft noch einmal deutlich erhöht und wirft zudem in der Praxis viele Fragen auf. Hier wird die Umsetzung (z. B. der Marktprozesse) durch den BDEW eng begleitet, um eventuelle Fehlentwicklungen rechtzeitig erkennen und ihnen entgegensteuern zu können.

Vor allem aber hat sich das Gesetz nicht konsequent auf den Weg zu Digitalisierung gemacht. Der Umgang mit Daten ist sehr restriktiv gehandhabt, sogar wenn es sich nicht um personenbezogene Daten handelt. Hier ist für die Zukunft noch Raum für Verbesserungen.

So sind beispielsweise die technischen Spezifikationen der Smart-Meter-Gateways nicht geeignet, um Geschäftsmodelle umzusetzen, die auf einem Feedback in Echtzeit aufbauen. Aktuelle Analysen haben ergeben, dass es selbst unter den bestmöglichen Bedingungen hinsichtlich Kommunikations- und Übertragungstechnik zu Verzögerungen von bis zu zehn Sekunden kommen kann. Geschäftsmodelle im Rahmen der Digitalisierung entstehen, wenn Daten in (nahezu) Echtzeit verfügbar sind und weiterverarbeitet werden können, was mit den aktuell gesetzlich geplanten Konfigurationen und Fähigkeiten der Smart-Meter-Gateways nicht möglich ist.

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

Um das Vertrauen von Endkunden in neue Anwendungen im Zuge der Digitalisierung zu gewährleisten und die Akzeptanz von neuen, digitalen Geschäftsmodellen sicherzustellen, ist ein hohes Datenschutzniveau im Umgang mit personenbezogenen Daten entscheidend. Gleichzeitig muss der regulatorische Rahmen jedoch auch Raum für die Entwicklung neuer Geschäftsmodelle lassen. Die Entscheidungen zum Umgang mit personenbezogenen Daten sollen dabei am Ende immer die Kunden treffen können.

Erste Ansätze, die dem Kunden Souveränität über seine Daten und deren Verwendung geben, sind Plattformen, über die der Kunde seinem Energieversorger oder einem dritten Akteur die Verarbeitung seiner Daten zur Entwicklung von Dienstleistungen oder Produkten erlauben kann. Ein erfolgreiches Beispiel hierfür ist die Green-Button-Initiative in den USA. Die Etablierung einer solchen Plattform für Deutschland oder für die EU wird seitens der Energiewirtschaft bereits diskutiert und sollte auch von den politischen und administrativen Akteuren weiter vorangetrieben werden.

Der rechtliche und ökonomische Ordnungsrahmen ist so anzupassen, dass er den in der Energiewirtschaft tätigen Unternehmen die gleichen Möglichkeiten einräumt wie branchenfremden Wettbewerbern (Level-Playing-Field) bzw. von den Branchenfremden die gleichen Pflichten einfordert. Die hohen Datenschutzstandards und der Umgang mit Datensicherheit in der Energiewirtschaft sollten hier als Grundlage dienen.

Es ist auch auszuloten, wie Experimentierklauseln sinnvoll implementiert werden können. Zeitlich befristete (und teilweise kleinskalige) Pilotprojekte können die Grundlage für neue bzw. größere Investitionsprojekten schaffen.

**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?**

Im Rahmen der Daseinsvorsorge sind zahlreiche Energieversorger fester Teil der öffentlichen Infrastruktur. Daneben wurden im Zuge des IT-Sicherheitsgesetzes sowie der Verordnung zur Bestimmung Kritischer Infrastrukturen zahlreiche Unternehmen der Energiewirtschaft als Betreiber Kritischer Infrastrukturen bestimmt, die für das Funktionieren des Gemeinwesens von herausragender Bedeutung sind.

Die digitale Transformation bewirkt eine hohe Dynamik, mit der sich Geschäftsmodelle optimieren, sich neu entwickeln oder teilweise verschwinden. Grundlage dieser Transformation ist häufig die Erfassung, Nutzbarmachung, Evaluation und Verarbeitung von Daten. In diesem Geschäftsfeld entstehen neue Marktakteure, die neue Lösungen für die Herausforderungen einer vernetzten Energiewirtschaft liefern wollen. Das hat zwangsläufig einen Strukturwandel in der Energiewirtschaft zur Folge, da die neuen Wettbewerber nicht asset-basiert sind, sondern datengetriebene Geschäftsmodelle im Zentrum ihres wirtschaftlichen Handelns haben.

Es ist entscheidend, die Ausprägungen und Wirkungsmechanismen der Digitalisierung ganzheitlich – und nicht auf einzelne Geschäftsmodelle reduziert – zu betrachten und daraus Rückschlüsse auf die Gesamtentwicklung zu ziehen. So bewirkt die Digitalisierung das Aufbrechen von Wertschöpfungsgrenzen und teilweise Branchengrenzen. Dadurch entstehen neue Wertschöpfungsnetzwerke mit neuen Kooperationspotenzialen und neuen sektorübergreifenden Akteuren. Auf diese Veränderungen gilt es als Gesetzgeber proaktiv zu reagieren und beispielsweise Reglementierungen zu wählen, die ein Level-Playing-Field zwischen alten und neuen Wettbewerbern sicherstellen.

## **Abschließende Bewertung**

Aus Sicht des BDEW fehlt im Impulspapier „Strom 2030 / Langfristige Trends - Aufgaben für die kommenden Jahre“ ein grundsätzlicher Leitgedanke zur Gestaltung des Strommarktes 2.0, in dem die Erneuerbaren Energien mehr als 60 Prozent des Stroms erzeugen. Ein Konzept zur langfristigen Weiterentwicklung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in Richtung marktwirtschaftlicher Instrumente ist unabdingbar. Der BDEW wird sich intensiv in die jetzt gestarteten Diskussionen im Rahmen der Energiewendeplattformen des BMWi einbringen.

Im Detail möchte der BDEW folgende Punkte hervorheben:

- Bei sämtlichen Maßnahmen, die zum Umbau des Strommarkts 2.0 hin zum Energiemarkt 2.0 ergriffen werden, dürfen die Kosten nicht aus dem Blick geraten. Es sollte keine einseitige Versteifung auf Emissionsminderung zu jedem Preis erfolgen, sondern ex-ante geprüft werden, ob effizientere Maßnahmen sinnvoller sind.
- Bei der Ableitung von Strategien und Maßnahmen sollte nicht nur das Dekarbonisierungsziel 2050 im Blick gehalten werden, sondern auch die gesamten Emissionen in der Transformationsphase Berücksichtigung finden. Gasbasierte Technologien (möglichst in gekoppelter Strom und Wärmeerzeugung) haben noch lange Zeit einen positiven Effekt auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen. Gleiches gilt für gasbasierte Erneuerbare Energien.
- Die Dekarbonisierung im Wärmebereich muss innovativ, wettbewerbsfähig und technologieoffen gestaltet werden. Anreize für CO<sub>2</sub>-Reduktionen müssen auf Grundlage von CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten so gestaltet werden, dass Investoren zunehmend in CO<sub>2</sub>-neutrale Technologien investieren und die am stärksten emittierenden Technologien sukzessive aus dem Markt verschwinden.



- Zu einem (nationalen) Kapazitätsmarkt – so wie der BDEW ihn mit seinem dezentralen Leistungsmarkt schon lange forderte – wird keine explizite Aussage getroffen. Das Papier betont den EOM 2.0 und strebt eine weitere Flexibilisierung des Strommarktes an. Damit sollen die Preis- oder Marktsignale auch neue – und politisch gewollte – Investitionen anreizen. Der BDEW bezweifelt weiterhin, dass dieser Ansatz funktionieren wird. Zu unterstützen ist der Ansatz, dass im Hinblick auf eine weitere Europäisierung der Versorgungssicherheit das BMWi nicht ausschließt, dass auf europäischer bzw. multinationaler Ebene Kapazitätsmechanismen entwickelt werden könnten.
- Insgesamt wird die Bedeutung der Speicher nicht ausreichend gewürdigt. So fehlt u. a. der Aspekt der Netzsicherung, insbesondere die Ermöglichung eines Netzwiederaufbaus durch Pumpspeicherkraftwerke (sog. Schwarzstartfähigkeit) vollständig. Zudem übernehmen Speicher deutlich mehr Aufgaben im Energiesystem, als nur eine „optimierte Nutzung der Netze“.
- Die Sektorkopplung bietet allgemein das Potenzial zur Erschließung von Flexibilitätsoptionen im Energiesystem. Sektorkopplung ermöglicht einen effizienten Einsatz des erneuerbar erzeugten Stroms durch gezielte Übertragung in die Sektoren Wärme, Verkehr und Industrie und leistet dort einen entscheidenden Beitrag zur Dekarbonisierung. Zudem können Möglichkeiten zur Speicherung des erneuerbar erzeugten Stroms durch Kopplung von Infrastrukturen (z.B. mittels Power-to-Gas, Power-to-Liquid bzw. allgemein Power-to-X) sinnvoll genutzt werden.
- Zur kosteneffizienten und damit auch gesellschaftlich akzeptablen Umsetzung des Energiemarktes 2.0 muss der Begriff der Sektorkopplung diskriminierungsfrei, technologieoffen und wettbewerblich gefasst werden. Nur dies ermöglicht eine wirtschaftliche und wettbewerbsfähige Weiterentwicklung strombasierter neuer Wärmelösungen. Einseitige Eingriffe durch Ordnungsrecht bergen die Gefahr, vorschnell die für die Transformationsphase wichtigen Technologien zu verdrängen.
- Um künftige Geschäftsmodelle der Aggregation nicht zu behindern und abwicklungstechnisch optimal zu gestalten, müssen alle bilanzierungsrelevanten steuerbaren Einheiten, die Flexibilität bereitstellen, in automatisierte Abläufe (bspw. das Smart-Meter-Gateway) eingebunden werden. Um dies zu gewährleisten, sollten auch technische Einheiten, die von Aggregatoren bereits unter Vertrag stehen, und für die bislang keine Verpflichtung besteht, die Maßgabe eines Zählpunktes (geeichte Zähler, Vorgaben des Messstellenbetriebsgesetzes) einzuhalten, eine entsprechende Verpflichtung gelten.

**Ansprechpartner:**

**Gesamtverantwortung:**

Dr. Maren Petersen  
Leitung des Geschäftsbereichs Erzeugung  
Telefon: 030 / 300 199 1300  
Email: maren.petersen@bdew.de

**Projektleitung und inhaltliche Fragen:**

Dr. Matthias Laux  
Fachgebietsleiter  
Geschäftsbereich Erzeugung  
Telefon: +49 30 300199-1313  
Email: matthias.laux@bdew.de