

## Diskussionspapier

# Marktregeln für eine erfolgreiche Sektorkopplung

Berlin, 28. Mai 2019

## Inhalt

<b>Zusammenfassung .....</b>	<b>3</b>
<b>1. Einleitung .....</b>	<b>5</b>
<b>2. Grundlagen und Zielsetzung .....</b>	<b>6</b>
<b>3. Bedeutung und Rolle der Sektorkopplung .....</b>	<b>10</b>
3.1. Tragende Säule zur CO <sub>2</sub> -Reduktion .....	10
3.2. Integration der Erneuerbaren Energien .....	10
3.3. Energiewirtschaftlich effiziente Umsetzung der Energiewende .....	11
3.4. Beitrag zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit und Systemstabilität .....	11
<b>4. Marktregeln zum Ausbau der Sektorkopplung .....</b>	<b>12</b>
4.1. Zwei Phasen der Sektorkopplung .....	13
4.2. Zielmodell .....	14
4.3. Regelungen in einer Marktaufbauphase .....	18
4.4. Kurzfristige Erste Schritte / No-regret-Maßnahmen .....	22
<b>5. Fazit .....</b>	<b>26</b>
<b>Anhang 1 – Übersicht Studien und Gutachten .....</b>	<b>I</b>
<b>Anhang 2 – Einsatzbereiche der Sektorkopplung .....</b>	<b>I</b>
Power-to-Gas .....	I
Eco-Mobilität .....	II
Industrielle Prozesse .....	II
Kraft-Wärme-Kopplung .....	III
Power-to-Heat .....	IV
Infrastrukturelle Sektorkopplung .....	V

## Zusammenfassung

Zentrales Element der Energiewende ist die Verpflichtung, den Treibhausgasausstoß bis zum Jahr 2050 um 80 bis 95 % zu reduzieren. Obwohl dieses ambitionierte Ziel die gesamte Energieversorgung einschließt, wird die Energiewende leider noch immer im Rahmen eines rein sektoralen Ansatzes verstanden und insbesondere als „Stromwende“ organisiert. Ein Gelingen der Energiewende benötigt jedoch einen integrierten Ansatz, der energetische Potenziale des einen Sektors in einem anderen nutzbar macht.

Die Sektorkopplung, also die Verknüpfung der Sektoren Strom- und Wärmeversorgung, Mobilität und industrielle Prozesse sowie deren Infrastrukturen, ist der Schlüssel für eine erfolgreiche Energiewende:

- Mit der Sektorkopplung kann der Anteil der Erneuerbaren Energien in allen genannten Sektoren deutlich erhöht werden (z. B. Elektromobilität).
- Die Sektorkopplung unterstützt die Integration der Erneuerbaren im Stromsektor (z. B. „Nutzen statt Abregeln“)
- Der Einsatz der Sektorkopplung ermöglicht die Nutzung bestehender Infrastrukturen (Strom-, Gas- und Wärmenetze) für eine umfassende Dekarbonisierung.
- Ein Ausbau von Sektorkopplungstechnologien trägt zur Versorgungssicherheit und zur Systemstabilität bei. Insbesondere werden über Sektorkopplung und bestehende Infrastrukturen deutliche Energiespeicherungspotenziale erschlossen, welche im Stromsektor nicht vorhanden sind.

Trotz dieser relevanten Funktionen und obwohl die Regierungsparteien in ihrem Koalitionsvertrag die Rolle der Sektorkopplung betont und sich verpflichtet haben, diese voranzubringen, findet ein Ausbau der Sektorkopplung heute praktisch nicht statt.

Ursache dafür sind Rahmenbedingungen, die zu Wettbewerbsnachteilen für Sektorkopplungstechnologien führen. Es muss ein Level-Playing-Field geschaffen werden, um den Ausbau sowie einen wirtschaftlichen Betrieb von Sektorkopplungstechnologien zu ermöglichen. Bei der Erstellung von Marktregeln zum Ausbau der Sektorkopplung sollte der Fokus auf einer Umsetzung von marktlichen Instrumenten liegen.

Um effiziente Regeln für einen solchen marktlichen Ausbau der Sektorkopplung zu schaffen, werden im vorliegenden Diskussionspapier des BDEW zwei Phasen identifiziert. In einer als „Zielmodell“ bezeichneten Phase wird ein Level-Playing-Field für Sektorkopplungstechnologien oder allgemein Flexibilitäten durch geeignete Marktregeln garantiert. Die Handlungsfelder für diese Phase sind entsprechend grundlegender und umfassender Natur. Dabei ist insbesondere eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung in allen Sektoren zur Ermöglichung eines technolo-

gieoffenen Wettbewerbs um die beste CO<sub>2</sub>-Vermeidungstechnologie entscheidend. Bis zur Realisierung des „Zielmodells“ muss es in einer „Marktaufbauphase“ für die Sektorkopplung darum gehen, bestehende Hemmnisse und Verzerrungen abzubauen.

Diese Marktaufbauphase ist u.a. durch eine noch unzureichende Kopplung der Sektoren und durch noch bestehende maßgebliche Engpässe im Stromnetz charakterisiert. Dementsprechend wirkt die sukzessive Beseitigung von Hemmnissen und Fehlanreizen in dieser Phase bereits neben der Dekarbonisierung der weiteren Sektoren vor allem auf die Flexibilisierung des Stromsektors positiv. In dieser Phase ist auch ein zunehmender Erkenntnisgewinn über Netzengpässe erforderlich, um für ihre Behebung marktliche Instrumente nutzen und Sektorkopplungstechnologien auch dafür einsetzen zu können. Parallel dazu sind ein Markthochlauf und die notwendige Skalierung der Sektorkopplungstechnologien vorzubereiten.

Ergänzt werden die Handlungsfelder um „erste Schritte“, die im Sinne von „No-regret-Maßnahmen“ kurzfristig realisiert werden sollten. Diese Maßnahmen – wie beispielsweise die Absenkung der Stromsteuer auf das EU-rechtlich zulässige Mindestmaß, die Absenkung der EEG-Umlage durch Steuerfinanzierung der besonderen Ausgleichsregelung, die Erweiterung der Regelungen zu zuschaltbaren Lasten im EnWG oder Verbesserungen bei Anrechnungsmöglichkeiten von grünem Gas im Sinne des Klimaschutzes – sind klar umrissen und – bei entsprechendem politischen Willen – relativ einfach und unkompliziert umsetzbar.

Aufbauend auf den Erkenntnissen dieses Diskussionspapiers wird sich der BDEW aktiv an der konkreten Ausgestaltung der in den genannten Handlungsfeldern adressierten Gesetz- und Verordnungsgebungsprozesse beteiligen. Die bereits bestehenden Positionierungen und Vorschläge zum Beispiel zu einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung und zu einer Reform der Netzentgeltsystematik sollen zusammen mit den Mitgliedsunternehmen und ggf. wissenschaftlicher Unterstützung weiterentwickelt und der Politik vorgestellt werden.

Zum Thema Power-to-Gas als einer der Schlüsseltechnologien der Sektorkopplung wird sich der BDEW mit einer separaten Veröffentlichung positionieren. In dieser werden Besonderheiten von Power-to-Gas im Detail dokumentiert und entsprechende Empfehlungen zur Markteinführung dieser Technologie entwickelt.

Der BDEW betrachtet die Sektorkopplung als einen herausragenden Baustein einer umfassenden Energiewende und wird sich gemeinsam mit seinen Mitgliedsunternehmen für Rahmenbedingungen einsetzen, die einen erfolgreichen Ausbau der Sektorkopplung in einem entsprechend angepassten marktlichen Rahmen möglich machen.

## 1. Einleitung

Das Hauptanliegen der Energiewende ist eine weitestgehende Reduzierung der Treibhausgasemissionen (THG). Dies korrespondiert mit dem Ziel des Pariser Klimaabkommens, die Erderwärmung möglichst auf 1,5 Grad zu begrenzen. Die Nutzung von Energie in den Sektoren Strom, Wärme und Mobilität verursacht mit rund 85 Prozent den bei weitem größten Anteil der klimarelevanten Emissionen in Deutschland.<sup>1</sup> Diese resultieren aus der Nutzung fossiler Energieträger, so dass die Energiewende an der Reduzierung des Energieverbrauchs selbst ebenso ansetzt wie am sukzessiven Ersatz CO<sub>2</sub>-intensiver Energieträger durch CO<sub>2</sub>-arme sowie klimaneutrale, namentlich erneuerbare.<sup>2</sup>

Im Bereich der Stromerzeugung ist der Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) deutlich vorangeschritten. Ihr Anteil am Bruttostromverbrauch beträgt heute etwa 38 Prozent (BDEW, Dezember 2018). Allerdings konnten Infrastruktur und Regulierung dieser Entwicklung nicht folgen. Dies wird sichtbar in den zunehmenden Netzengpässen oder auch in der bis heute ungelösten Frage, wie gesicherte Leistung erhalten bleiben kann, wenn das hierfür etablierte grenzkostenbasierte Marktdesign immer häufiger niedrigste Preise zeigt. So ist die Stromerzeugung Bestandteil des Emissionshandelssystems. Strompreise beinhalten ferner die Entwicklungskosten der EE-Technologien und viele andere Elemente, die nicht direkt dem Klimaschutz dienen. Im Verkehrssektor stellt sich eine vollkommen andere Situation dar. Anreize zum Umstieg auf klimaneutrale Brennstoffe bestehen praktisch nicht. Die Kraftfahrzeugsteuer bemisst sich allenfalls höchst indirekt an Treibhausgasen, während die Energiesteuer (bis 2006 Mineralölsteuer) inkl. des Finanzierungsbeitrags zum Straßenbau primär fiskalischen Zwecken dient. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen des Verkehrssektors bewegen sich seit Jahren auf einem etwa konstanten Niveau. Im Wärmemarkt wurde ausgehend von dem Niveau von 1990 bereits eine CO<sub>2</sub>-Reduktion um 38 Prozent erreicht (Ziel: minus 67 % bis 2030 ggü. 1990), wobei hier ganz besonders auffällt, dass ausgerechnet Gas – obwohl der fossile Energieträger mit den geringsten spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen – bezogen auf die Emissionen am stärksten belastet wird.

In Summe lässt sich festhalten, dass den spezifischen Energieträgern der einzelnen Sektoren neben ganz unterschiedlichen Regulierungsansätzen insbesondere höchst unterschiedliche und weitestgehend nicht emissionsorientierte Steuern und Abgaben zugeordnet sind. Die Barrieren zwischen den einzelnen Sektoren sind also nicht primär in den einzelnen (Umwandlungs-)Technologien begründet. Vielmehr verhindern derzeit noch die diesen Technologien histo-

---

<sup>1</sup> Umweltbundesamt: Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen (15. Januar 2018).

<sup>2</sup> CCS und CCU werden hier als Optionen nicht betrachtet, da sie in Deutschland zumindest mittelfristig auf keinerlei Akzeptanz stoßen dürften.

risch zugewachsenen, an den „alten“ Erzeugungstechnologien orientierten Bedingungen eine sektorübergreifende Integration der verschiedenen Energieträger und Dekarbonisierungsstrategien.

Dabei wäre die barrierefreie Kopplung zwischen einzelnen Sektoren aus zwei Gründen sehr hilfreich:

Zum einen, weil bei Engpässen in der Infrastruktur des einen Sektors - nach entsprechender Wandlung der Energie – die Infrastruktur eines anderen Sektors genutzt werden kann – sei es als Transportstrategie (Umwandlung von Strom in Gas und Nutzung des Gasnetzes), zur Speicherung (über Power-to-X) oder in Form direkter Nutzung (Power-to-Heat).

Zum anderen, weil in längerer Perspektive ohnehin *alle* genannten Sektoren ihren Beitrag zur Dekarbonisierung leisten müssen und zwischen Energieformen keine prinzipiellen, sondern nur nutzungsspezifische Unterschiede bestehen sollten (zum Beispiel erfordert Mobilität hohe Energiedichten, weil der Energieträger mittransportiert wird).

Neben der Weiterentwicklung der einzelnen Energietechnologien für einen im Sinne der Energiewende integrierten Ansatz geht es also vor allem um die Beseitigung von Fehlanreizen und Hemmnissen.

Diese Fehlanreize und Hemmnisse hat die Projektgruppe „Sektorkopplung“ des BDEW in den vergangenen Monaten analysiert. Auf der Basis dieser Analyse wurden Handlungsfelder identifiziert und Lösungsvorschläge im Hinblick auf Marktregeln erarbeitet, die dazu beitragen, dass sich Sektorkopplungstechnologien bevorzugt „im Markt“ entwickeln können.

## 2. Grundlagen und Zielsetzung

Die Energiewende in Deutschland ist kein Selbstzweck. Sie ist vielmehr Ausdruck eines klaren Bekenntnisses unseres Landes zu den internationalen Klimaschutzzielen. Zentrales Element ist die politische Selbstverpflichtung, den Treibhausgasausstoß bis zum Jahr 2050 um 80 bis 95 Prozent gegenüber 1990 zu reduzieren und darüber hinaus – entsprechend dem Paris-Abkommen – den weltweiten Temperaturanstieg möglichst auf 1,5 Grad Celsius zu begrenzen. Die deutsche Energiewirtschaft hat hierzu in den vergangenen Jahren große Anstrengungen unternommen und leistet bereits einen signifikanten Beitrag auf dem Weg zur Zielerreichung. Darüber hinaus ist die Energiewende auch zunehmend Innovations- und Wachstumsmotor und dient der Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit für Deutschland und Europa.

Energiewende braucht einen integrierten Lösungsansatz, der das Gesamtsystem betrachtet

Leider wird die Energiewende noch immer im Rahmen eines rein sektoralen Ansatzes verstanden und insbesondere als „Stromwende“ organisiert. Steuern, Abgaben, Umlagen wie auch Entgelte für die Nutzung der Infrastruktur werden innerhalb der einzelnen Sektoren erhoben.

Zum weiteren Gelingen der Energiewende über alle Sektoren hinweg bedarf es eines integrierten Ansatzes, der das Gesamtsystem betrachtet und der die Grenzen dieser Sektoren überwindet. Eine solche ganzheitliche Sichtweise eröffnet einen Lösungsraum, der bei einer isoliert sektoralen Betrachtung verschlossen bleibt. So können energetische Potentiale des einen Sektors in einem anderen nutzbar gemacht werden.

In ihrem Koalitionsvertrag betonen die Regierungsparteien die Rolle der Sektorkopplung für die Energiewende und verpflichten sich, „die Kopplung der Sektoren Wärme, Mobilität und Elektrizität in Verbindung mit Speichertechnologien voran[zu]bringen“<sup>3</sup>. Während die Erneuerbaren Energien heute bereits einen Anteil von ca. 38 % am Stromverbrauch decken, weisen die anderen Sektoren mit 13,9 % (Wärme) und 5,2 % (Verkehr) deutlich geringere Anteile auf (Zahlen 2017 mit Stand von Dez. 2018).<sup>4</sup> Durch die Sektorkopplung kann ein Beitrag zur Steigerung der Anteile Erneuerbarer Energien in allen Sektoren geleistet werden. Allerdings wird deutlich, dass viele Sektorkopplungstechnologien aufgrund von Marktthemnissen und einer Regulatorik, die einer Umsetzung der Energiewende und einem effizienten Klimaschutz in allen Sektoren nicht gerecht werden kann, derzeit nicht wirtschaftlich sind. Hierzu wollen die Regierungsparteien unter anderem „die unterschiedliche Belastung von gespeicherter Energie prüfen und vereinheitlichen“.<sup>5</sup>

Neue Bundesregierung betont wichtige Rolle der Sektorkopplung

Die derzeitige Ausgestaltung der Abgaben- und Umlagensystematik bildet die Erfordernisse eines modernen Energieversorgungssystems, welches flexible Übergänge zwischen verschiedenen Energieanwendungsbereichen ermöglichen sollte, nicht adäquat ab. Ein solches System bedarf einer gesteigerten Durchlässigkeit, um möglichst viel Erneuerbare Energien einer effizienten Nutzung zuzuführen, anstatt sie beispielsweise ungenutzt abzuregeln. Dadurch kann eine vermehrte Nutzung Erneuerbarer Energien in den Sektoren Transport, Wärme und Industrie erreicht werden.

Reform der Abgaben und Umlagen zwingend erforderlich

Das vorliegende Papier will Hinweise geben, wie auf der Basis von energie-wirtschaftlichen Grundprinzipien Hemmnisse für einen systemischen Ansatz in der Umsetzung der Energiewende identifiziert und in Folge die bestehende Marktordnung weiterentwickelt werden können. Es stellt nicht darauf ab, Potenziale für die Sektorkopplung zu identifizieren, hierzu liegt eine große Studienvielfalt vor.

<sup>3</sup> Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD (Stand 7.2.2018) S. 73

<sup>4</sup> Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Dezember 2018, „Erneuerbare Energien in Zahlen“

<sup>5</sup> Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD (Stand 7.2.2018) S. 73

Dabei ist der Begriff Sektorkopplung weder in der wissenschaftlichen noch in der politischen Diskussion derzeit eindeutig definiert. Der BDEW hat im Jahr 2017 in seinem Positionspapier „10 Thesen zur Sektorkopplung“ folgende Definition vorgeschlagen:<sup>6</sup>

*„Der BDEW versteht unter Sektorkopplung die energietechnische und energiewirtschaftliche Verknüpfung von Strom, Wärme, Mobilität und industriellen Prozessen sowie deren Infrastrukturen mit dem Ziel einer Dekarbonisierung bei gleichzeitiger Flexibilisierung der Energienutzung in Industrie, Haushalt, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen und Verkehr unter den Prämissen Wirtschaftlichkeit, Nachhaltigkeit und Versorgungssicherheit.“*

Verknüpfung von Strom, Wärme, Mobilität und industriellen Prozessen sowie deren Infrastrukturen mit dem Ziel einer Dekarbonisierung bei gleichzeitiger Flexibilisierung

Die genannte Definition beruht auf drei Basiselementen:

- **Ziel:** Dekarbonisierung und Flexibilisierung der Energienutzung, insbesondere durch effiziente und effektive Integration der Erneuerbaren Energien,
- **Maßnahme:** Energietechnische und energiewirtschaftliche Verknüpfung von Strom-, Wärme-, Mobilitätssektor und industriellen Prozessen sowie deren Infrastrukturen,
- **Bedingungen:** Wirtschaftlichkeit, Nachhaltigkeit und Versorgungssicherheit

Sektorkopplung ist als Instrument der Energiewende also kein Selbstzweck. Sie ist zum einen den Klimaschutzzielen und zum anderen den Anforderungen des Energieversorgungssystems verpflichtet.

Mit Blick auf das energiewirtschaftliche Gesamtsystem muss betont werden, dass Sektorkopplung der zentrale Baustein unter vielen weiteren Möglichkeiten zur Flexibilisierung der Energieversorgung ist. Der Einsatz von Sektorkopplungstechnologien ergänzt beispielsweise räumliches Flexibilitätspotenzial (durch Ausbau von Übertragungs- und Verteilernetzen). Daher wird der volkswirtschaftlich sinnvolle Ausbau der Übertragungs- und Verteilernetze durch Sektorkopplungstechnologien nicht in Frage gestellt. Voraussetzung ist, dass ein integriertes systemdienliches Verhalten forciert wird und keine Belastungen des Systems, nicht zuletzt Belastungen der Netze infolge von z. B. auftretenden Gleichzeitigkeitseffekten, entstehen, sondern – im Gegenteil – diesen gezielt entgegengewirkt wird.

Sektorkopplung ergänzt den Netzausbau

Die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien basiert in Deutschland weitgehend auf Windkraft, Biomasse und Sonnenenergie. Anders als im traditionellen System (Kohle, Öl, Erdgas) sind in diesem Bereich lediglich Biomasse und Biogas speicherfähige Energieträger. Eine Speicherung von Strom ist nur begrenzt und kurzzeitig möglich, beispielsweise als Lageenergie in Pumpspeicherkraftwerken oder elektrochemisch in Batteriespeichern. Sektorkopplung

Energie wird in verschiedenen Anwendungssektoren vielfältig einsetzbar

<sup>6</sup> BDEW-Positionspapier (2017) „10 Thesen zur Sektorkopplung“



erweitert das Spektrum möglicher Speicherformen durch Umwandlungen und durch die Einbeziehung weiterer Sektoren. Die Wandlung kann zum Beispiel mittels Elektrolyseur, Ladesäule, Kältemaschine oder Wassererhitzer bzw. Wärmepumpe erfolgen. Die Energie wird dabei entsprechend direkt in Akkumulatoren, Kältespeichern oder Wärmespeichern gespeichert oder in energiehaltige Gase wie z. B. Wasserstoff oder synthetisches Methan (Synthetic Natural Gas, „SNG“) konvertiert und kann anschließend in Gasspeichern gespeichert werden. Die Speicherdauer variiert von wenigen Stunden im Heizkreislauf eines Gebäudes oder im Akkumulator eines Fahrzeuges bis hin zur (über-) saisonalen Speicherung von Wasserstoff, Wasserstoffprodukten oder SNG zur Überbrückung von jahreszeitlichen Schwankungen. So gelingt es, die im System vorhandene Flexibilität, welche auf den speicherbaren Energieträgern Kohle, Öl und fossile Erdgas beruht, zunehmend durch die flexible Nutzung Erneuerbarer Energien zu ersetzen.

Als Ansatzpunkt für eine stärkere Nutzung der Sektorkopplung wird vielfach das Stromversorgungssystem gewählt. Der steigende Anteil volatil einspeisender Erneuerbare-Energien („EE“)-Anlagen stellt neue Ansprüche an das Energieversorgungssystem, die es zu erfüllen gilt.

Integration Erneuerbarer Energien erfordert schnelle und flexible Kapazitäten im Energieversorgungssystem

In Zeiten der Unterdeckung, also in Phasen, in denen der Strombedarf die zeitgleiche Erzeugung übersteigt, bedarf es flexibler Einspeisekapazitäten, die schnell zugeschaltet werden können, um die Lücke zu füllen. Dies können schnelle Energiespeicher beispielsweise ebenso sein wie flexible Gaskraftwerke, KWK-Anlagen oder Brennstoffzellen. Alternativ können im Fall der Unterdeckung auch abschaltbare Lasten zum Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch genutzt werden. Im entgegengesetzten Überdeckungsfall, also in Zeiten, in denen die eingespeiste Erzeugungsleistung den zeitgleichen Verbrauch übersteigt, müssen ebenfalls Maßnahmen ergriffen werden. Der erforderliche bilanzielle Ausgleich erfolgt heute sowohl im Fall der Über- als auch im Fall der Unterdeckung auf Systemebene bisher nur über Regelenergie. Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sind verpflichtet, Regelenergie in einem diskriminierungsfreien und transparenten Ausschreibungsverfahren zu beschaffen.

Des Weiteren werden direktive Maßnahmen (Redispatch, Einspeisemanagement) genutzt, um eine regionale oder überregionale Überlastung des Stromnetzes zu verhindern. Einspeisemanagement, also das Herunterfahren von EE-Anlagen als eine Möglichkeit, auf Überlastungen des Stromnetzes zu reagieren, kann durch den intelligenten Einsatz von Sektorkopplungstechnologien teilweise oder sogar ganz vermieden werden.

Angesichts dieser Bedeutung der Sektorkopplung hat der BDEW eine Auswertung von 20 aktuellen Studien und Gutachten vorgenommen, die sich mit dem Thema Sektorkopplung befassen.

Auch wenn in einigen Gutachten systemische und marktorientierte Maßnahmen zur Umsetzung der Sektorkopplung vorgeschlagen werden, fehlt bisher

ein Vorschlag für ein umfassendes Marktdesign, das sowohl ein Zielmodell definiert als auch Instrumente für eine Marktaufbauphase bis zur Erreichung dieses Zieles vorschlägt. Dieser Aufgabe widmet sich das vorliegende Papier.

### 3. Bedeutung und Rolle der Sektorkopplung

Die Sektorkopplung ist kein Selbstzweck, sondern bringt der Volkswirtschaft handfeste Vorteile, die in diesem Kapitel beschrieben sind. Zielsetzung sollte sein, diese Vorteile mit möglichst geringen Kosten zu realisieren, um in Summe volkswirtschaftlichen Mehrwert zu schaffen.

#### 3.1. Tragende Säule zur CO<sub>2</sub>-Reduktion

Im Stromsektor schreitet die Durchdringung mit Erneuerbaren Energien zügig voran – dies ist in anderen Sektoren nicht der Fall. Dabei lässt sich mithilfe der Sektorkopplung die CO<sub>2</sub>-Reduktion auch in Wärmenetzen und im Verkehr voranbringen. Sektorkopplung kann einen wichtigen Beitrag zur notwendigen Wärme- und Verkehrswende leisten.

Sektorkopplung ist entscheidender Schritt zur Dekarbonisierung der Sektoren Wärme, Verkehr und Industrie

Die Dekarbonisierung dieser Sektoren sowie der Industrie ist eine zentrale Aufgabe der Sektorkopplung. Der Anhang 2 stellt verschiedene Sektorkopplungstechnologien und unterschiedliche Anwendungsfelder vor, die konkreter verdeutlichen, wie durch Sektorkopplung die Dekarbonisierung über alle Sektoren hinweg beschleunigt werden kann.

#### 3.2. Integration der Erneuerbaren Energien

Neben dem Verfügbarmachen von Erneuerbaren Energien aus dem Stromsektor in weiteren Sektoren hat die Kopplung der Sektoren auch einen positiven Effekt auf den Stromsektor selbst.

Sektorkopplung ermöglicht, Strom auch bei Engpässen im Stromnetz zu nutzen, statt ihn abzuregeln

So erhöht der zunehmende Anteil volatil einspeisender EE-Erzeugungsleistung potentiell die Häufigkeit von Situationen, in denen diese aufgrund von Engpässen im Stromsektor nicht genutzt werden kann. Das können räumliche Engpässe aufgrund von nicht ausreichenden Leitungskapazitäten, aber auch zeitliche Engpässe aufgrund eines absoluten Überangebotes von Strom sein. Die Sektorkopplung ermöglicht es, gerade in solchen Zeiten die Energie außerhalb des Stromsektors zu nutzen anstatt diese ungenutzt abzuregeln, wie es heute noch häufig der Fall ist.

Grundsätzlich macht die Sektorkopplung unterschiedliche Energieträger und Infrastrukturen anschlussfähig und erlaubt hiermit eine Integration größerer

Mengen Erneuerbarer Energien in die Energieversorgung und eine entsprechend stärkere Durchdringung verschiedener Sektoren. Zudem kann Sektorkopplung die Akzeptanz des politischen identifizierten Ausbaubedarfs im Bereich Erneuerbarer Energien erhöhen.

### **3.3. Energiewirtschaftlich effiziente Umsetzung der Energiewende**

Die Energiewende braucht stabile und gut ausgebaute Netze, um die Erneuerbaren Energien zu den Verbrauchern zu bringen. Sie braucht aber ebenso intelligente Lösungen, um temporäre Engpässe möglichst effizient bewirtschaften zu können und eine volkswirtschaftlich optimale Dekarbonisierung des Gesamtsystems zu realisieren.

Sektorkopplungstechnologien können solche Lösungen anbieten. So lassen sich durch Sektorkopplung die Nutzung aller bestehenden Infrastrukturen – einschließlich der Gas- und Wärmenetze – verbessern und die Kosten für das gesamte Energieversorgungssystem optimieren (vgl. Abschnitt zur „Infrastrukturellen Sektorkopplung in Anhang 2). Aus der Vermarktung in andere Sektoren lassen sich Geschäftsmodelle zur Refinanzierung von EE-Anlagen entwickeln. Voraussetzung hierfür ist jedoch, dass Kosten, Umlagen und Abgaben verursachungsgerecht verteilt werden und keine einseitigen Belastungen hervorgerufen.

Die Nutzung aller bestehenden Infrastrukturen optimiert die Kosten für das gesamte Energiesystem

### **3.4. Beitrag zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit und Systemstabilität**

Der Portfolioeffekt, der sich verstärkt, je mehr unabhängige Energieträger und -infrastrukturen das Energieversorgungssystem nutzen, sichert dieses System gegenüber systematischen Störungen wie beispielsweise saisonalen Erzeugungs- und Verbrauchsschwankungen ab. Darüber hinaus erhöht er auch die Widerstandsfähigkeit („Resilienz“) gegenüber ungeplanten Störungen wie etwa dem Ausfall von Erzeugungsleistung oder von Transportkapazität. Und je flexibler ein System ist, desto besser und schneller kann es sich an Veränderungen anpassen.

Die Kopplung der unterschiedlichen Sektoren macht das Gesamtsystem widerstandsfähiger und erhöht die Versorgungssicherheit

Durch die Nutzung von Sektorkopplung lässt sich eben diese Systemflexibilität signifikant erhöhen. Sektorkopplungstechnologien wie z.B. Power-to-Gas- und Power-to-Heat-Anlagen nehmen bereits heute am Regelenergiemarkt teil und tragen so direkt zur Stabilisierung des Stromnetzes bei. Steuerbare Wärmepumpen und Ladestationen für Elektrofahrzeuge stellen weitere Flexibilitätsoptionen dar, die potenziell erschlossen werden können. Die Nutzung hybrider Heizsysteme, die sowohl strombasiert als auch mit grünem Gas betrieben werden, erhöht ebenso die Versorgungssicherheit, da keine Abhängigkeit von einem einzigen Energieträger besteht. Power-to-Gas ermöglicht darüber hinaus

auch die Konvertierung in ein speicherbares Medium, das in der bestehenden Gasinfrastruktur die langfristige, saisonale Speicherung Erneuerbarer Energien gewährleistet und damit die Versorgungssicherheit in einem Energiesystem auf Basis Erneuerbarer Energien unterstützt.

All diese Anwendungen zeigen, dass durch den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien nicht nur das Stromnetz, sondern das gesamte Energieversorgungssystem robuster und dadurch die Versorgungssicherheit erhöht wird.

#### **4. Marktregeln zum Ausbau der Sektorkopplung**

Die Zielstellung einer durch Marktmechanismen gesteuerten und gleichzeitig volks- und energiewirtschaftlich effizienten Kombination von Erzeugung und Verbrauch basiert vom Grundsatz her auf den Investitionskosten in die Technologien und die Infrastruktur und den variablen Erzeugungskosten (abhängig von der Technologie), den Logistikkosten (inkl. der Speicherung) sowie den Kosten für die Emissionen bzw. für Zertifikate von CO<sub>2</sub>. Aktuell unterliegen diese vier zentralen Preisbestandteile jedoch einer Vielzahl von Verzerrungen:

Der direkte Vergleich der Fixkosten und der variablen Kosten „reifer Technologien“ zur Energiegewinnung (von der Erdgasförderung bis zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern) mit denen neuer Technologien ist in der Regel wenig aussagekräftig, und auch im Hinblick auf neue Technologien existieren teilweise Wettbewerbsverzerrungen, die beispielsweise durch unterschiedliche Förderinstrumente begründet sind.

In Bezug auf die Logistikkosten bestehen wesentliche Verzerrungen, weil diese meist an den Sektorengrenzen abgerechnet werden (zum Beispiel bei Energiespeichern). Dies führt dazu, dass sektorübergreifende Flexibilität einseitig belastet wird, obwohl letztlich die Energie (von Umwandlungsverlusten abgesehen) die Gleiche ist.

In Bezug auf die CO<sub>2</sub>-Kosten bestehen Verzerrungen, weil in der Regel die Steuern und Abgaben auf Energie gar nicht bei den CO<sub>2</sub>-Emissionen einer bestimmten Technologie ansetzen. Dies führt zu eklatanten Belastungsunterschieden, so dass CO<sub>2</sub>-lastige Technologien teilweise geringer durch Abgaben belastet sind als CO<sub>2</sub>-ärmere.

Dass Sektorkopplungstechnologien nicht nur einen erheblichen Beitrag zur Energiewende leisten können, sondern mittel- oder langfristig ein notwendiger Baustein für eine erfolgreiche Energiewende sind, steht außer Zweifel. Dennoch findet derzeit kein signifikanter Zubau statt, da – wie die vorstehenden Ausführungen zeigen – die aktuellen Rahmenbedingungen einen wirtschaftli-

chen Betrieb von Sektorkopplungstechnologien nicht zulassen. Mit dem vorliegenden Papier sollen Handlungsfelder identifiziert werden, um diese Rahmenbedingungen zu optimieren.

#### 4.1. Zwei Phasen der Sektorkopplung

Die Rahmenbedingungen zum Ausbau der Sektorkopplung sollen für zwei Phasen betrachtet werden:

Ausbau der Sektorkopplung  
erfolgt in zwei Phasen

1. Im **Zielmodell** besteht ein Level-Playing-Field auf der Basis geeigneter Marktregeln. Deren Technologieoffenheit garantiert, dass sich die beste CO<sub>2</sub>-Vermeidungstechnologie durchsetzt. Sektorkopplungstechnologien tragen maßgeblich zur Integration Erneuerbarer Energien in alle Sektoren bei. Mögliche Netzengpässe werden im Zielmodell bereits im Vorhinein reduziert, weil logistische Knappheit wettbewerblich bepreist wird und die betreffende Energiemenge dann ggf. einen anderen Weg in einen anderen Sektor nimmt. Das Zielmodell beschreibt damit langfristig und grundlegend gültige Marktregeln.
2. Bis dahin muss es in einer **Marktaufbauphase** darum gehen, dass der Stromertrag aus Erneuerbaren Energien zunehmend in anderen Sektoren zur Dekarbonisierung nutzbar gemacht wird. Dabei können auch heute auftretende Ertragsminderungen durch Netz- (allgemein: logistische) Engpässe reduziert werden. Um aber diesen Strom aus Erneuerbaren Energien sektorübergreifend zu nutzen, müssen die aktuell noch bestehenden Hemmnisse und Verzerrungen sukzessive abgebaut und möglichst zügig die oben beschriebene wechselseitige Anschlussfähigkeit von Erzeugung, Logistik und Verbrauchssektor erreicht werden. Dabei ist es bereits heute sinnvoll, ein sektorenübergreifendes Modell nach marktwirtschaftlichen Regeln zu implementieren.

Sektorkopplung hilft in dieser Phase, das Gesamtsystem zu flexibilisieren, was umso nötiger ist, als der verzögerte Netzausbau heute zu einem hohen Maß an Redispatch und Einspeisemanagement führt. Volkswirtschaftlich effizienter wäre es in der aktuellen Situation (mit bestehenden Netzengpässen), wenn der ansonsten abgeregelte EE-Strom zu geringeren Kosten durch andere Verbraucher genutzt oder in andere Sektoren integriert werden kann als für Einspeisemanagement und Redispatch anfallen. Die zügige Umsetzung der in Kapitel 4.4 genannten Kurzfrist-Maßnahmen kann der Sektorkopplung helfen, die Marktaufbauphase schneller zu durchschreiten.

Grundsätzlich geht es aber darum, Sektorkopplungstechnologien im Markt voranzubringen, damit über den dadurch ermöglichten verstärkten Einsatz von Erneuerbaren Energien die Dekarbonisierung in allen Sektoren realisierbar ist.

Für die beiden o.g. Phasen müssen geeignete Marktregeln definiert werden, um mittel-/langfristig einen marktgetriebenen Ausbau der Sektorkopplung möglich zu machen. Abbildung 1 verdeutlicht die hierfür notwendigen Schritte grafisch.

Geeignete Marktregeln ermöglichen marktgetriebenen Ausbau der Sektorkopplung

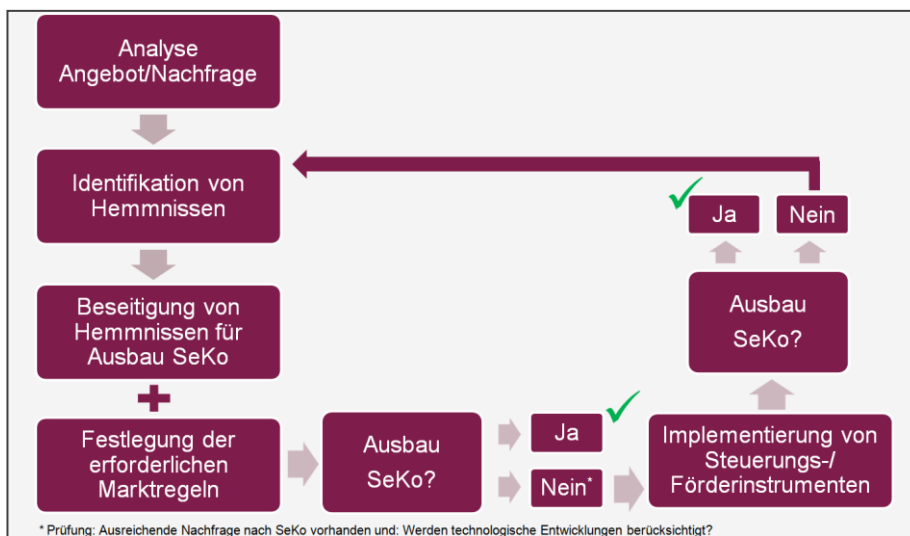


Abbildung 1: Umsetzungsschritte zum Ausbau der Sektorkopplung

Die Erstellung der Marktregeln zum Ausbau der Sektorkopplung baut dabei auf den folgenden Leitgedanken auf:

1. Die Umsetzung der Energiewende muss auf Basis von marktlichen Instrumenten erfolgen.
2. Das Commitment zu den Regelungen des Unbundling muss fortgelten.
3. Sektorkopplungstechnologien müssen sich im Markt etablieren und durchsetzen. Das gilt grundsätzlich auch für Power-to-Gas-Anlagen, wobei hier – in einer parallelen Hochlauf- und Experimentierphase – Abweichungen nur in enger Begrenzung ermöglicht werden sollten.<sup>7</sup>

#### 4.2. Zielmodell

Um eine volkswirtschaftlich effiziente Sektorkopplung zu erreichen, sind aus Sicht des BDEW technologieoffene und marktliche Rahmenbedingungen unerlässlich. Hierfür ist insbesondere ein Level-Playing-Field im Bereich der Abgaben und Umlagen auf Energieträger sowie der CO<sub>2</sub>-Bepreisung erforderlich,

Level Playing Field im Bereich der Abgaben und Umlagen sowie der CO<sub>2</sub>-Bepreisung erforderlich

<sup>7</sup> Dies gilt auch für Projekte von Netzbetreibern aller Ebenen, die bis Mai 2019 einen Antrag eingereicht oder eine Zusage im Rahmen der Reallabore erhalten haben. Nach Ablauf der Reallabor- und Erprobungsphase ist der Übergang in den Markt über einen noch zu definierenden Markttest sicherzustellen (s. Positionspapier „Power-to-Gas – Eine Schlüsseltechnologie der Sektorkopplung“).

um einen fairen Wettbewerb um die besten Lösungen zur CO<sub>2</sub>-Reduktion zu ermöglichen. In einem solchen Level-Playing-Field mit sachgerechter Verteilung der Systemkosten werden die notwendigen Anreize und Maßgaben für Investitionen in effiziente, CO<sub>2</sub>-reduzierende Technologien gesetzt. Im Folgenden werden einzelne Marktregeln vorgestellt, die das Zielmodell charakterisieren.

#### a) CO<sub>2</sub>-Bepreisung in allen Sektoren

Zentrales Element zur Erreichung der Treibhausgasminderungsziele bei gleichzeitiger Gewährleistung von technologieoffenen Rahmenbedingungen ist eine Bepreisung von CO<sub>2</sub> in allen Sektoren. Diese führt dazu, dass sich die günstigsten Technologien zur CO<sub>2</sub>-Vermeidung durchsetzen und existierende Technologien mit hohem CO<sub>2</sub>-Ausstoß verdrängt werden.

Die Sektoren Energiewirtschaft und Industrie sind vom Europäischen Emissionshandelssystem (Emission Trading System, ETS) erfasst. In diesen Sektoren werden CO<sub>2</sub>-Emissionen bereits bepreist. Der Gebäude- und der Verkehrssektor sind größtenteils<sup>8</sup> nicht vom Emissionshandel erfasst. In beiden Bereichen erfolgt noch nahezu keine Bepreisung von CO<sub>2</sub>-Emissionen.<sup>9</sup> Die dadurch entstehenden Verzerrungen bei der Belastung von Energieträgern (Strom, Erdgas, Heizöl, Benzin, Diesel) verhindern einen fairen Wettbewerb der Technologien und erschweren die Erreichung der Klimaziele.

Der BDEW schlägt daher vor, eine zusätzliche CO<sub>2</sub>-Bepreisung im Non-ETS-Bereich einzuführen, die einen kostenseitigen Gleichlauf mit dem ETS-Bereich herstellt<sup>10</sup>. Nur so wird der großen technischen Bandbreite bestehender und zukünftiger innovativer Lösungen der notwendige, offene Entwicklungsrahmen über Sektorengrenzen hinweg gegeben.

Neben die wirtschaftlichen und klimapolitischen Aspekte treten sowohl im Wärme- als auch im Verkehrssektor sozialpolitische Fragestellungen. Das Heizen des eigenen Wohnraums und private Mobilität sind Güter, bei denen im besonderen Maße die persönliche Situation der Endverbraucher im Blick behalten werden muss. Daher sollte zur Stärkung der Akzeptanz insgesamt der Verteuerung von CO<sub>2</sub>-intensiven Energieträgern auf der einen Seite eine Kostenreduktion von CO<sub>2</sub>-armen bzw. CO<sub>2</sub>-freien Energieträgern auf der anderen Seite gegenüberstehen.

---

<sup>8</sup> Der Flugverkehr innerhalb des Europäischen Wirtschaftsraumes sowie größere KWK- & Fernwärme-Anlagen sind zur Teilnahme am ETS verpflichtet.

<sup>9</sup> Die bestehende CO<sub>2</sub>-Komponente in der Kfz-Steuer, die die jährliche Steuerbelastung zu einem geringen Teil von den Emissionen des genutzten Fahrzeugs abhängig macht, ist zu niedrig, um eine Lenkungswirkung zu entfalten.

<sup>10</sup> Positionspapier „CO<sub>2</sub>-Bepreisung“ des BDEW, 31.01.2018, <https://www.bdew.de/energie/positionspapier-co2-bepreisung/>



Der BDEW hat mit einem Vorschlag für eine mögliche CO<sub>2</sub>-Bepreisung im Non-ETS-Bereich die Möglichkeit einer solchen Regelung aufgezeigt (s. Fußnote 9) und beteiligt sich aktiv an der Diskussion um eine entsprechende Umsetzung.

b) Ausrichtung der Abgaben- und Umlagensystematik auf sektorübergreifende Betrachtung

Ein wesentliches Hemmnis für Sektorkopplungstechnologien ist die bestehende Struktur von Abgaben, Umlagen, Steuern und Entgelten (im Folgenden zusammenfassend als „Abgaben“ bezeichnet), die auf den Bezug von Energie zu entrichten sind. Maßgeblicher Grund dafür ist die grundsätzliche Einstufung von Sektorkopplungstechnologien als „Letztverbraucher“ im Stromsektor und das Anfallen aller damit verbundenen Abgaben. Die heute teilweise bestehenden Abgabenbefreiungen sind häufig kompliziert, befristet oder beziehen sich nur auf einzelne spezifische Technologien. Nicht zuletzt vor diesem Hintergrund wäre „auf der grünen Wiese“ eine Synchronisierung aller Steuern, Abgaben und Umlagen sinnvoll, damit diese eine volkswirtschaftlich effiziente Lenkungswirkung im Sinne des Klimaschutzes entfalten können.

Aber auch bei den denkbaren Anpassungen der hier bestehenden Regelungen geht es nicht um eine pauschale Befreiung von Abgaben, sondern um eine korrekte Allokation von Kosten und Nutzen der Energien. Aktuell wird jede Entnahme von elektrischer Energie aus dem Stromnetz als Letztverbrauch eingestuft, was offensichtlich nicht korrekt ist. Die Einstufung als Letztverbraucher von Energie sollte sich nicht an Sektorengrenzen, sondern an der Nutzung der Energie orientieren. Sachgerecht wäre es daher, die Abgaben, soweit sie im Zielmodell noch bestehen, dort zu erheben, wo der finale Wandlungsschritt von Endenergie zu Nutzenergie – also beim tatsächlichen „Letztverbraucher“ – stattfindet. Sobald erneuerbarer Strom umgewandelt, in der Fernwärme- oder Gasversorgung genutzt und von dem entsprechenden Letztverbraucher bezahlt wird, muss der erneuerbare Anteil auch dem Fernwärme- bzw. dem Gasverbraucher zugeordnet werden. Kosten und Nutzen der Erneuerbaren Energien sind in jedem Fall untrennbar miteinander verbunden.

Der BDEW fordert seit längerem eine gesetzliche Definition von Energiespeichern in Abgrenzung zu Letztverbrauchern.<sup>11</sup> Die durch die Europäische Union im Januar 2019 im Trilogverfahren verabschiedete neue Strombinnenmarkt-Richtlinie sieht eine Definition für Energiespeicher vor, die dann auch in nationales Recht zu übernehmen ist. Hier bietet sich für Deutschland die Chance, endlich eine Unterscheidung zwischen Letztverbrauchern und Energiespeichern umzusetzen.

Abgaben dort erheben, wo ein finaler Wandlungsschritt von Endenergie zu Nutzenergie stattfindet

Energiespeicherdefinition der europäischen Union weist in die richtige Richtung

---

<sup>11</sup> vgl. Positionspapier „Definition des Begriffs „Energiespeicher““ des BDEW vom 6. Juni 2014



c) Anpassung der Umlagensystematik

Die EEG-Umlage beträgt derzeit 6,405 €-Cent/kWh. Hinzu kommen weitere Belastungen der elektrischen Arbeit durch ebenfalls kWh-bezogene Preisbestandteile wie Stromsteuer, Netzentgelte, KWK-Umlage sowie weitere Umlagen. Insgesamt hat elektrische Arbeit durch diese pauschalen Belastungen gegenüber anderen Energieträgern einen erheblichen Wettbewerbsnachteil – durch Bezugnahme auf den Energiegehalt relativiert sich dieser ein wenig. Eine effiziente Integration von EE-Strom in Zeiten starken Wind- oder Sonnenscheinaufkommens sowie die optimale Nutzung von Elektrizität in zusätzlichen Anwendungen (bspw. in der Wärmeversorgung oder im Verkehr) werden dadurch unmöglich. Angesichts der weiteren Ausbaupläne für Wind- und Solarstrom wird die EEG-Umlage (im Verbund mit anderen Belastungen des Preises für elektrische Arbeit) somit zunehmend zu einem Hemmnis für eine effiziente und effektive Bewältigung der aus dem EE-Ausbau resultierenden Integrationsherausforderung. Dies gilt in besonderem Maße auch für die dynamische Lenkung der Innovationstätigkeit der Wirtschaftssubjekte.<sup>12</sup>

d) Verursachungsgerechte Netzentgeltstruktur

Aktuell sind die Entgelte für die Nutzung des öffentlichen Stromnetzes sowohl räumlich als auch zeitlich inflexibel. Das heißt, dass die Netzentgelte eines Netznutzers zum einen nicht davon abhängig sind, wie stark das Stromnetz in dem jeweiligen Moment und an dem jeweiligen Ort belastet ist, und zum anderen auch nicht davon, ob sich der Netznutzer netzdienlich verhält oder nicht.

Die bestehenden Regelungen des § 19 Abs. 2 der Stromnetzentgeltverordnung, die netzdienliches Verhalten belohnen sollen, werden den aufgrund einer fluktuierenden Einspeisung geänderten Erfordernissen möglicherweise nicht mehr vollständig gerecht und könnten durch die Begünstigung von gleichmäßigem Strombezug aus dem Netz (unabhängig von der Belastung des Netzes) teilweise sogar kontraproduktiv wirken.

Zeitlich differenzierte Netzentgelte, die die aktuelle Belastung des Stromnetzes (im jeweiligen Gebiet) abbilden, könnten ggf. ein netzdienliches Verhalten nicht nur von Sektorkopplungsanlagen, sondern auch bei Großverbrauchern und zuschaltbaren Lasten anreizen. Dem steht jedoch ein hoher Abwicklungs- und Abrechnungsaufwand gegenüber. Zudem bestehen Bedenken, ob die gewünschte Wirkung (auf die Netzauslastung) ausreichend sein wird und zudem für die Netzbetreiber ausreichend verlässlich ist.

Vor dem Hintergrund der vielfältigen Einbindung der Netzentgelte in den energiewirtschaftlichen Ordnungsrahmen wird jede Änderung der Netzentgeltsysteme

---

<sup>12</sup> Dena 2017, Alternativen zur Finanzierung des EEG

matik komplexe Anpassungen in weiteren Bereichen erfordern. Vor allem müssen Fragen der Entsolidarisierung und der gerechten Kostenverteilung diskutiert und geklärt werden. Ebenso müssen auch die Umsetzbarkeit für die Netzbetreiber und die Nachvollziehbarkeit der Stromrechnungen für die Letztverbraucher und für die Anbieter von Flexibilitäten sichergestellt werden. Nichtsdestotrotz sollte die Netzentgeltstruktur schrittweise an die neue Wirklichkeit der Energiewende (einschließlich Sektorkopplung) angepasst werden. Der BDEW begleitet die Initiativen in diesem Bereich und setzt sich für eine behutsame Überarbeitung der Netzentgeltsystematik ein.<sup>13</sup>

### **4.3. Regelungen in einer Marktaufbauphase**

Wie unter 4.1 beschrieben, ist die Marktaufbauphase dadurch charakterisiert, dass im Hinblick auf ein Level-Playing-Field noch Hemmnisse und Verzerrungen bestehen, die abgebaut werden müssen.

Jedoch kann durch Sektorkopplung bereits heute die Dekarbonisierung anderer Sektoren vorangetrieben werden. Zudem kann sie zur Behebung bestehender Probleme im Systemmanagement beitragen, insbesondere für regionale und zeitliche Engpasssituationen im Stromsektor.

In dieser Phase sollte Sektorkopplungstechnologien die Möglichkeit gegeben werden, eine Hochskalierung zu großtechnischen Anlagen zu erreichen, möglichst ohne neue Subventionstatbestände zu schaffen (vgl. Abbildung 1).

Ein weiteres Ziel in dieser Phase ist es, durch Sektorkopplung auch die Integration der wachsenden Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien zu unterstützen und damit Redispatch- und Einspeisemanagement-Maßnahmen zu reduzieren.

Dies setzt voraus, dass seitens der Betreiber der Netzinfrasturuktur aggregiert Auskunft gegeben wird über die in dieser Infrastruktur vorhandenen Engpässe und zwar nach zu definierenden Kriterien (also Ort, Zeit, Dauer und Volumen). Durch eine Aggregation wird zudem verhindert, dass einzelne Engpassbehebungsstrategien untereinander in Konflikt geraten.

Dem kann eine entsprechende Bandbreite von Sektorkopplungstechnologien gegenüberstehen, die über das momentan bestehende Angebot - insbesondere aus Stromerzeugungsanlagen - hinaus weitere Flexibilitäten anbieten und damit die für die marktliche Ausgestaltung des Engpassmanagements notwendige Liquidität schaffen.

---

<sup>13</sup> Stellungnahme des BDEW zur Studie von Consentec und Fraunhofer ISI im Auftrag des BMWi zu Anpassungsoptionen zur Netzentgeltsystematik Strom vom 31.10.2018

Es geht also darum, eine Schnittstelle zu definieren und auszugestalten, an der ein marktliches Angebot (gleich ob direkt oder vermittels Aggregatoren oder vertrieblicher Spezialisten) und eine entsprechende Nachfrage nach Flexibilität aufeinandertreffen.

a) Schaffung von Transparenz hinsichtlich der Netzengepässe

Durch bestehende Verzögerungen beim Netzausbau kommt es zu Engpässen, die unter anderem den Transport von „Windstrom“ aus dem Norden Deutschlands in den durch Erzeugungsknappheit geprägten Süden behindern. Diese Situation schlägt sich in den zunehmenden Redispatch- und Einspeisemanagementvolumina nieder.

Die Teilnahme an Redispatch und am Einspeisemanagement folgt aus einem gesetzlichen Schuldverhältnis. Die Anlagenbetreiber erhalten eine angemessene Vergütung mit dem Ziel, sie wirtschaftlich so zu stellen, als wenn die jeweilige Maßnahme nicht stattgefunden hätte.

Gerade in der sogenannten „gelben Phase“ der „BDEW-Netzampel“<sup>14</sup>, d. h. in der Übergangsphase zwischen dem unkritischen „grünen“ Netzzustand und dem „roten“, in welchem eine drohende Gefährdung der Netzsystemsicherheit abgewehrt werden muss, können Sektorkopplungsanlagen kurzfristig für Entlastung sorgen. Damit eine marktbasierende Bewirtschaftung von Netzengepässen – unter anderem durch Sektorkopplungsanlagen – in dieser gelben Phase gelingt, müssen die regionalen Flexibilitätsbedarfe der Netze im Voraus regional und möglichst genau sichtbar gemacht werden. Durch eine dann mögliche marktliche Beschaffung von regionaler Flexibilität können das Volumen und die Kosten für Redispatch und Einspeisemanagement gesenkt und gleichzeitig der Markteintritt von Sektorkopplungstechnologien unterstützt werden.

Netzzustände transparent machen  
und allen Dienstleistungen einen  
Preis geben

b) Nutzung marktlicher Instrumente zur Entlastung bei Netzengepässen

Sektorkopplungstechnologien können flexibel auf unterschiedliche Zustände im Stromnetz reagieren, indem beispielsweise vor dem Netzengepass Strom in andere Sektoren überführt wird. Auf diese Weise können sie zukünftig einen Beitrag leisten, um das Stromnetz bei Netzengepässen zu entlasten. Damit Sektorkopplungstechnologien ihre Flexibilität netzdienlich einsetzen, müssen jedoch entsprechende Anreize geschaffen werden. Eine technologieoffene, marktliche Organisation der Nachfrage nach Flexibilität kann sicherstellen, dass sich die kostengünstigste Flexibilitätsoption durchsetzt. Allerdings ist aus

„Smarte Märkte“ auf dezentraler  
Ebene etablieren

---

<sup>14</sup> Diskussionspapier des BDEW, 2017, „Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilungsnetz“

Sicht des BDEW jeweils zu prüfen, inwiefern im Rahmen des regionalen/lokalen Netzengpassmanagements die Voraussetzungen für eine wettbewerbliche Marktstruktur vorliegen.

Bereits heute wird Flexibilität durch die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen von Ausschreibungen unter anderem von Regelleistung und abschaltbaren Lasten beschafft. Diese marktliche Beschaffung von Flexibilität hat sich bewährt und zeigt – gerade in den letzten Jahren – dass Wettbewerb zu einem volkswirtschaftlich optimalen Ergebnis führt.

Die bestehenden Ideen, regionale Engpässe auch durch regionale marktliche Instrumente – z.B. Flexibilitätsmärkte – zu beheben, sollten weiterentwickelt und vor allem erprobt werden. Hier leisten die SINTEG-Projekte (s. Abschnitt 4.3. d), unter anderem durch die in diesen Projekten umgesetzten Flexibilitätsplattformen, entscheidende Vorarbeit und testen, inwiefern eine marktliche Beschaffung von Flexibilität als Ergänzung zum Netzausbau zur Behebung von Netzengpässen möglich ist.

#### c) Marktanreizprogramme

Perspektivisch werden Sektorkopplungstechnologien im Megawatt- bis Gigawatt-Maßstab benötigt, um eine nahezu vollständige Dekarbonisierung aller Sektoren zu erreichen. Gleichzeitig existiert für diese Technologien, wie z.B. für Power-to-Gas, heute noch keine Serienfertigung im industriellen Maßstab, so dass Skaleneffekte noch nicht greifen.

Um solche gezielt zu erreichen, sind große Produktionszahlen notwendig. Hier kann es langfristig sinnvoll sein, ergänzend zu den bereits genannten grundsätzlich notwendigen Marktregeln zeitlich befristete Anreize für einen Markthochlauf und für den Aufbau von Produktionskapazitäten zum Beispiel für Elektrolyseure zu schaffen.

#### d) „Reallabore“ und „Regulatorisches Lernen“

Mit der SINTEG-Verordnung ist durch eine sogenannte Experimentierklausel die Umsetzung von „Reallaboren“ ermöglicht worden, in denen sachlich, zeitlich und räumlich begrenzte Ausnahmeregelungen gelten, die beispielsweise einen wirtschaftlichen Nachteilsausgleich im Hinblick auf die EEG-Umlage und die Netzentgelte bei der Erprobung unter anderem von Sektorkopplungstechnologien gewähren.

Im Rahmen dieser Reallabore werden unter anderem die Bereitstellung von flexibler Erzeugung und flexiblem Verbrauch sowohl für die Reaktion auf Netzengpass-Situationen als auch im Hinblick auf die Verfügbarkeit der fluktuierenden Energiequellen Wind und Sonne erprobt. Bereits jetzt lassen sich erste Erkenntnisse aus den SINTEG-Projekten und daraus resultierende notwendige

Erkenntnisse aus Reallaboren für zukünftigen regulatorischen Rahmen nutzen

Änderungen am Rechtsrahmen ableiten. So zeigen zum Beispiel die ersten Erfahrungen mit der Flexibilitätsplattform „enکو“ im SINTEG-Projekt NEW 4.0, dass eine technische und organisatorische Umsetzung regionaler Flexibilitätsmärkte möglich ist, allerdings ein entsprechender regulatorischer Rahmen geschaffen werden muss, der allen Beteiligten Anreize zur Teilnahme an diesen Märkten bietet. Weitere relevante Erkenntnisse sind aus dem enera-Flexibilitätsmarkt sowie aus den weiteren SINTEG-Projekten C/sells, DESIGNETZ und WindNODE ersichtlich.

Die Bundesregierung hat die Chancen von Reallaboren erkannt und will diese im Rahmen des 7. Energieforschungsprogramms „als neue Säule der Forschungsförderung etablieren“. Reallabore sollen explizit für einen Prozess des „regulatorischen Lernen[s]“ genutzt werden und „systemische Optimierungspotentiale“ aufzeigen. Der Ansatz des regulatorischen Lernens in Reallaboren bietet eine große Chance für die Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen zur Umsetzung der Energiewende. Voraussetzung dafür ist aber, dass entsprechende Chancen tatsächlich genutzt werden, indem positive Erkenntnisse aus SINTEG-Projekten oder Reallaboren kurzfristig in Änderungen des gesetzlichen oder des ordnungsrechtlichen Rahmens münden.

e) Bewirtschaftung von Netzengpässen durch regionale Flexibilitätsmärkte

In einem System mit gekoppelten Sektoren ohne verzerrende sektorspezifische Abgaben ist zu erwarten, dass der Bedarf an einer Abregelung von EE-Anlagen deutlich sinken würde. Denn auftretenden Netzengpässen kann durch zwei alternative Maßnahmen begegnet werden: Zum einen können Erzeugungsanlagen abgeregelt werden. Zum anderen können Verbraucher vor dem Netzengpass zugeschaltet werden, um diesen zu entlasten.

Die gegenwärtigen Regelungen zum Einspeisemanagement, zur Entschädigung und zum Eigenverbrauch verhindern eine effiziente Bewirtschaftung von Netzengpässen. Aus Sicht des BDEW sollte daher umgehend mit der Erarbeitung und Erprobung von Konzepten für regionale Flexibilitätsmärkte begonnen werden. Studien zur marktlichen Bewirtschaftung von Engpässen deuten darauf hin, dass solche Konzepte zu effizienten Ergebnissen führen können. Allerdings ist aus Sicht des BDEW vor Einführung von Flexibilitätsmärkten intensiv zu prüfen, ob eine hinreichende Wettbewerbsintensität gewährleistet und Mitnahmeeffekte vermieden werden können. Dabei ist von entscheidender Bedeutung, dass die Flexibilitätsprodukte nicht auf technologiespezifischen Ausnahmeregelungen und Privilegien fußen, sondern technologieneutral und ohne Wettbewerbsverzerrungen ausgestaltet werden.

#### 4.4. Kurzfristige Erste Schritte / No-regret-Maßnahmen

Die vollständige Analyse und Umsetzung der vorgenannten Handlungsfelder erfordert eine intensive Verständigung über den zukünftigen Rahmen des Energieversorgungssystems in Deutschland. Mit Blick auf eine unmittelbare Unterstützung der Sektorkopplung gibt es darüber hinaus Maßnahmen, die mit vergleichsweise geringem Aufwand und kurzfristig umsetzbar sind. Dazu zählen insbesondere:

a) Reduzierung der Stromsteuer auf den EU-rechtlich zulässigen Mindestwert

Das mit der Einführung der Stromsteuer u. a. verbundene Ziel, durch eine höhere Besteuerung von Strom einen sparsameren Stromverbrauch anzuzureichen<sup>15</sup>, hat sich durch den überproportional starken Ausbau der Erneuerbaren Energien in gewisser Weise überholt. Energieeffizienz und -Sparsamkeit sind zwar grundsätzlich zu begrüßen, allerdings ist eine übermäßige steuerliche Belastung von Strom im Vergleich zu anderen Energieträgern nicht mehr zeitgemäß.

Stromsteuer sollte stärkeren Ausbau Erneuerbarer Energien fördern

Die für gespeicherten Strom bestehenden Befreiungen von der Stromsteuer gelten nur für Pumpspeicherkraftwerke und Batteriespeicher. Die Stromsteuerbefreiung bei Strom für die Elektrolyse adressiert allein Anlagen im produzierenden Gewerbe. Die Stromsteuerbefreiung für Strom aus Erneuerbaren Energien gilt aktuell (bis 01.07.2019) nur, „wenn dieser aus einem ausschließlich mit Strom aus erneuerbaren Energieträgern gespeisten Netz“<sup>16</sup> entnommen wird, und damit derzeit nicht für Sektorkopplungsanlagen, die an das öffentliche Netz angeschlossen sind.

Auch mit den bisher bekannten Änderungen in § 9 Abs. 1 des StromStG<sup>17</sup> hemmt die Stromsteuer eine stärkere Integration von Strom aus Erneuerbaren Energien in anderen Sektoren. Der BDEW setzt sich daher dafür ein, die Stromsteuer über eine Anpassung des Stromsteuergesetzes grundsätzlich auf den in der EU-Energiesteuerrichtlinie definierten zulässigen Mindestwert von 0,1 Ct/kWh (nicht gewerblich) bzw. 0,05 Ct/kWh (gewerblich) abzusenken.

Stromsteuer auf das Minimum absenken, um EE-Integration in andere Sektoren zu ermöglichen

---

<sup>15</sup> Entwurf eines Gesetzes zum Einstieg in die ökologische Steuerreform, 17.11.1998, Drucksache 14/40 des Bundestages

<sup>16</sup> Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung der Besteuerung von Energieerzeugnissen und zur Änderung des Stromsteuergesetzes

<sup>17</sup> In einem aktuellen Regierungsentwurf zur Novelle des Stromsteuergesetzes (StromStG) vom 19.12.2018 ist folgende Regelung bzgl. einer Stromsteuerbefreiung geplant: „... Strom, der in Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von mehr als zwei Megawatt aus erneuerbaren Energieträgern erzeugt und vom Betreiber der Anlage am Ort der Erzeugung zum Selbstverbrauch entnommen wird“.

b) Absenkung der EEG-Umlage durch Steuerfinanzierung der besonderen Ausgleichsregelung

Durch die Erhöhung des Arbeitspreises von Elektrizität löst die EEG-Umlage ungewollte Anreizwirkungen aus. Da diese Umlage pauschal auf jede Kilowattstunde verbrauchten Stroms erhoben wird, wird der Preis für elektrische Arbeit verzerrt.

Dies hemmt insbesondere die Entwicklung von Innovationen für die sektorübergreifende Energiewende. Für einen Ausbau der Sektorkopplung unter Marktbedingungen muss der Energieträger Strom von wettbewerbsverzerrenden Preisbestandteilen entlastet werden.

Neben einer Diskussion der bereits vorliegenden Vorschläge für eine umfassende Refinanzierung der EEG-Umlage (vgl. Abschnitt 4.2 c), setzt sich der BDEW seit längerem für eine Absenkung der staatlichen Bestandteile des Strompreises durch eine Herausnahme der Kosten für die besondere Ausgleichsregelung (BesAr) aus der EEG-Umlage ein. Diese Kosten sollten – da es sich um ein rein industriepolitisches Instrument handelt – aus dem Bundeshaushalt und damit durch Steuern finanziert werden. So würde die EEG-Umlage für nicht-privilegierte Letztverbraucher um etwa 1,5 ct/kWh entlastet.

c) Erweiterung der Regelungen zu zuschaltbaren Lasten im EnWG

§13, Absatz 6a des EnWG ermöglicht es, KWK-Anlagen mit Power-to-Heat-Modulen auszustatten und diese Flexibilität dem ÜNB zur Verfügung zu stellen. Diese Regelung ist sinnvoll und schafft dringend benötigte Flexibilität durch Sektorkopplung – hier in Form von Power-to-Heat-Anlagen. Die entsprechenden Regelungen im EnWG sollten technologieoffen ausgestaltet und dahingehend erweitert werden, dass sie zum einen auch durch Verteilnetzbetreiber und zum anderen auch außerhalb des Netzausbaugesbietes in Regionen, die ein ähnlich hohes negatives Redispatch-Aufkommen aufweisen, genutzt werden können.

d) Anpassung der Privilegierung nach §19 (2) StromNEV von gleichmäßigem auf flexiblen Strombezug

Die aktuellen Regelungen des §19, Absatz 2 der StromNEV belohnen einen möglichst gleichmäßigen Strombezug von Großverbrauchern. Dies ist in Zeiten von fluktuierender Einspeisung aus Erneuerbaren Energien, die insbesondere neue Anforderungen an die Flexibilität in allen Wertschöpfungsstufen der Stromversorgung stellen, nicht mehr sinnvoll. Vor diesem Hintergrund sollten die aktuellen Regelungen in eine flexibilitätsbasierte Privilegierung überführt werden. Um für die betroffenen Industrien eine ausreichende Planbarkeit zu



gewährleisten, muss dies auf Basis eines vorab klar kommunizierten Zeitplans erfolgen.

e) Abstimmung der Strom- und Gasnetzplanung

Für ein optimiertes Energieversorgungssystem sollten Strom- und Gasnetze abgestimmt aufeinander geplant werden („Quer-Netzentwicklungsplan“). Im Hinblick auf die Szenarien für eine solche gemeinsame Planung sind Power-to-Gas- und andere Sektorkopplungstechnologien zu berücksichtigen. Den Netzbetreibern sollte in diesem Zusammenhang auch im Sinne einer infrastrukturellen Sektorkopplung ein Anreiz für die Nutzung von kostengünstigen Alternativen zum Stromnetzausbau (intelligente Technologien, neue Planungsgrundsätze, Sektorkopplung) gegeben werden.

f) Einführung von Herkunftsnachweisen für grünes Gas

Für die Anrechenbarkeit und eine Handelbarkeit der mit der Verwendung von grünem Gas verbundenen positiven Effekte, ist ein europäisch-einheitliches und unbürokratisches Nachweissystem sinnvoll. National bestehen für grünes Gas (z. B. Biomethan) bereits mindestens zwei Nachweisregister, das „Biogasregister Deutschland“ und „Nabisy“ (Nachhaltige-Biomasse-Systeme). Die Deutsche Energieagentur (dena) betreibt das Biogasregister und stellt damit ein System zur Verfügung, mit dem Biomethan (und auch Wasserstoff) von der Produktion bis zum Verbrauch zertifiziert und nachverfolgt werden kann, wenn der Transport über das Gasnetz erfolgt. Die Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) betreibt die staatliche Web-Anwendung Nabisy. Über diese wird beispielsweise der Nachweis der Nachhaltigkeit bei flüssiger und gasförmiger Biomasse nach der EU-Richtlinie 2009/28/EG erbracht.

Auch für Strom gibt es auf nationaler Ebene mit dem Herkunftsnachweisregister für Strom bereits umfassende Erfahrungen, und die neue europäische Erneuerbare-Energien-Richtlinie ermöglicht nochmals explizit eine Einführung von Herkunftsnachweisen für Gase. Bei einer entsprechenden Umsetzung ist das Doppelvermarktungsverbot der grünen Eigenschaft zu berücksichtigen.

g) Festschreibung der Anrechenbarkeit von grünem Gas & grüner Wärme

Um die Nutzung von Erneuerbaren Energien im Wärmesektor anzureizen, müssen die entsprechenden positiven Effekte für den Verbraucher anrechenbar sein. In einem ersten Schritt sollten die Anerkennung von erneuerbaren Gasen auch im Einsatz in effizienten Brennwertkesseln und nicht nur in KWK-Anlagen ermöglicht und gleichzeitig ein adäquater Primärenergiefaktor für erneuerbares Gas festgelegt werden. Entsprechende Anpassungen sollten im



Rahmen des Gesetzgebungsprozesses zum Gebäudeenergiegesetz (GEG) vorgenommen werden.

h) Erhöhung der Einspeisegrenze von Wasserstoff in Erdgasnetze

Ein Wasserstoffgehalt im einstelligen Prozentbereich wird derzeit gemäß aktuellem technischen Regelwerk als unkritisch bewertet. Allerdings kann dies durch die Gasbeschaffenheit oder technische Restriktionen der Anwendung im Einzelfall, z.B. bei CNG-Tankstellen, eingeschränkt sein.

In zahlreichen Untersuchungen konnte inzwischen nachgewiesen werden, dass höhere Beimischungsanteile von Wasserstoff technisch möglich sind. Unabhängig davon sind die Regelungen der Gasnetzzugangsverordnung einzuhalten. Vor diesem Hintergrund sollten die bestehenden Regelungen überprüft und dem Stand der Technik angepasst werden. Gleichzeitig sollte untersucht werden, wie die Beimischungsanteile weiter erhöht werden können.

Dabei müssen die Gasnetzbetreiber weiterhin in der Lage sein, die Bedürfnisse der Kunden zu erfüllen. Dafür nötige Erweiterungen der Infrastruktur sind kostenseitig durch die Regulierung anzuerkennen.

i) Zügige Umsetzung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU in nationales Recht

Die Neufassung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (Renewable Energy Directive II, „RED II“) ist Teil des so genannten „EU-Winterpakets“ und durch die Organe der EU final verabschiedet worden. Die RED II enthält Grundlagen für zahlreiche in diesem Papier vorgeschlagene Regelungen, die die Rahmenbedingungen für die Sektorkopplung verbessern können. Dazu gehören unter anderem die Einführung von Herkunftsnachweisen für grünes Gas, Vorschriften für die Gleichbehandlung von Speichern und Regelungen für die Anrechenbarkeit von erneuerbaren Gasen auf die Treibhausgasemissionen in der Industrie. Die RED II muss als EU-Richtlinie bis spätestens zum 30. Juni 2021 in nationales Recht umgesetzt werden.

Deutschland sollte die Neufassung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie zügig aufgreifen und diese mit bestmöglicher Nutzung der hier bestehenden Optionen zur Verbesserung der Rahmenbedingungen für die Sektorkopplung in deutsches Recht umsetzen.

## 5. Fazit

Sektorkopplung, als energietechnische und energiewirtschaftliche Verknüpfung von Strom- und Wärmeversorgung, Mobilität und industriellen Prozessen sowie deren Infrastrukturen, ist ein zentraler Baustein für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende in Deutschland.

Sie hat – wie beschrieben – systemische Vorteile, denn das Portfolio der vorhandenen Infrastrukturen (Strom-, Gas- und Wärmenetze) kann bei Einsatz der Sektorkopplung optimal genutzt werden. Die Erschließung dieser Potenziale setzt jedoch die entschiedene und wirksame Beseitigung der intersektoralen Barrieren voraus. Regulatorisch, indem in der Energiewende nicht mehr Infrastrukturentscheidungen innerhalb einzelner Sektoren optimiert, und ökonomisch, indem Steuern, Abgaben und Umlagen entsprechend der spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen der Technologien/Energieträger bemessen werden.

Dementsprechend führt die Beseitigung von Barrieren zu erheblichen energiewirtschaftlichen sowie ökonomischen Veränderungen. Ein solcher Weg setzt große politische Anstrengungen voraus, denn für die einzelsektoralen Regeln gab es stets gute Gründe. Dennoch ist dieser Weg vorteilhaft, wenn es darum gehen soll, die Energiewende zum Erfolg zu führen.

Allerdings gibt es bereits heute eine Reihe von Maßnahmen, die mit vergleichsweise wenig politischem Aufwand angegangen werden können (vgl. Abschnitt 4.4). Langfristiges Ziel müssen die skizzierte einheitliche Ausrichtung der Abgaben- und Umlagensystematik und eine verursachungsgerechte Netzentgeltsystematik sein (vgl. Abschnitt 4.2). Denn nur in einem Level-Playing-Field können sich die ökologisch und energiewirtschaftlich sinnvollen Technologien erfolgreich im Markt durchsetzen.

Dies bedeutet nicht, dass aussichtsreiche Technologien keine Förderung mehr erhalten sollen; schließlich gilt es, diese zu technologischer Reife zu führen. Dies auf dem Weg der Kostenklarheit und -transparenz zu tun, ist ein Kriterium, an dem der BDEW und seine Mitgliedsunternehmen sich orientieren.

## Anhang 1 – Übersicht Studien und Gutachten

Das Thema Sektorkopplung wurde in verschiedenen wissenschaftlichen Arbeiten beleuchtet. Der BDEW hat eine Auswertung von 20 aktuellen Studien und Gutachten (s. nachfolgende Liste) durchgeführt.

Thematisch lassen diese sich in die folgenden drei Cluster aufteilen:

1. Marktdesign für ein künftiges Energieversorgungssystem mit den Schwerpunkten
  - Abgaben und Umlagen
  - Flexibilitätsbedarf
  - Förderkulisse
2. Technologien
  - Power-to-Gas
  - Power-to-Heat
  - Power-to-X
3. Infrastrukturen (Strom-, Gas- und Wärmenetze).

Eine Vielzahl der betrachteten Studien hebt hervor, dass die Sektorkopplung zum Erreichen der Energiewendeziele zwingend notwendig ist (vgl. Anhang 1 u.a. [15], [18], [24], [25]). Die zunehmende Einspeisung fluktuierender Erzeugungsleistung aus Erneuerbaren Energien erfordere künftig mehr Flexibilität im Energieversorgungssystem. Die vorgeschlagene Dimensionierung variiert dabei sehr stark [2]. Ebenso vielfältig gestalten sich die Vorschläge, wie dieser wachsende Flexibilitätsbedarf gedeckt werden kann. Hierbei spielt der Einsatz der Power-to-Gas-Technologie („PtG“) [vgl. u.a. [4], [6], [8], [10], [11], [25)] und die intelligente Verbindung verschiedener Infrastrukturen (vgl. [7], [12], [19], [22]) eine wichtige Rolle. Durch Steigerung der Energieeffizienz müssten Fehlanreize vermieden werden, betonen u.a. [3], [23]. Ein Marktdesign im engeren Sinne ist nur selten Gegenstand der betrachteten Studien. Konkreter wird [14] mit dem Vorschlag eines regionalen Flexibilitätsmarktes.

Die Gutachten unterscheiden sich deutlich hinsichtlich des Grades der Elektrifizierung, den sie für das künftige Energieversorgungssystem vorschlagen. Während z.B. [5] ein „all-electric“-Szenario empfiehlt, weisen [4], [8] und [25] darauf hin, dass sich durch den Einsatz von PtG die Kosten der Energiewende deutlich reduzieren ließen. [15] modelliert einen Mittelweg, der bei einer zwar ebenfalls starken Durchdringung der verschiedenen Sektoren mit elektrischer Energie auch Flexibilitätsoptionen berücksichtigt und auf die Wichtigkeit von Wärmenetzen und -speichern hinweist.

Mit Blick auf bestehende regulatorische Hemmnisse fordern u.a. [6], [14] und [18] deren Beseitigung, da unter den gegebenen Rahmenbedingungen ein wirtschaftlicher Betrieb oftmals nicht darstellbar sei. Die Förderung von PtG

fordert daher [11] in Form eines „Marktentwicklungsprogramms“, während sich [24] gegen eine Einzeltechnologieförderung und für marktliche Instrumente ausspricht. Eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung wird von vielen Gutachtern als maßgebliches Instrument angesehen ([12], [18], [20], [23], [25]). Diese ermögliche, die Weiterentwicklung des Energieversorgungssystems technologieoffen zu gestalten.

<b>Nr.</b>	<b>Name der Studie / des Gutachtens</b>
1	Sektorkopplung durch die Energiewende. Quaschnig (2016)
2	Metaanalyse zur Flexibilität durch Sektorkopplung. Prognos i.A. der Agentur für Erneuerbare Energien (2016)
3	Efficiency First: Wie sieht ein effizientes Energie-system in Zeiten der Sektorkopplung aus? Agora Energiewende (2017)
4	Klimaschutz durch Sektorenkopplung: Optionen, Szenarien, Kosten. Enervis (2017)
5	Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr. Fraunhofer IWES / Fraunhofer IBP / IFEU / SUER (2015)
6	Potenzialatlas Power to Gas. dena (2016) Roadmap Power to Gas. dena (2017)
7	Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland. Frontier economics et al. i.A. von FNB Gas (2017)
8	PtG-Potenziale im ONTRAS-Netzgebiet. Nymoen i.A. von Ontras Gastransport (2017)
10	Metastudie zur Untersuchung der Potenziale von Wasserstoff für die Integration von Verkehrs - und Energiewirtschaft. DBI et al. i.A. des DVGW (2015)
11	Energiewirtschaftliches / Volkswirtschaftliches / Rechtliches Gutachten / Eckpunktepapier zum Marktanreizprogramm Power-to-X-Technologien. Power-to-X-Allianz (2017)
12	BDEW / DVGW-Gutachten zur infrastrukturellen Sektorkopplung
14	Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen. Ecofys und Fraunhofer IWES (2017) i.A. von Agora Energiewende
15	Energiesystem Deutschland 2050. Fraunhofer ISE (2013)
18	Klimaschutzszenario 2050. Öko-Institut und Fraunhofer ISI i.A. des BMUB (2015)
19	Energiemarkt 2030 und 2050 – Der Beitrag von Gas- und Wärmeinfrastruktur zu einer effizienten CO <sub>2</sub> -Minderung. ewi (2017)
20	Alternativen zur Finanzierung des EEG. dena et al (2017)

21	Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung. dena (2017)
22	Strom 2030, Langfristige Trends - Aufgaben für die kommenden Jahre / Ergebnisbericht zum Trend 7: KWK. BMWi (2017)
23	Grünbuch Energieeffizienz - Auswertung und nächste Schritte. BMWi (2017)
24	Sektorkopplung - eine integrierte Betrachtung. Frontier Economics (2017)
25	Dena-Leitstudie Integrierte Energiewende. dena (2018)
26	Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks: A Review of Key Issues. NREL (U.S. Department of Energy) 2013
27	Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur inklusive aller assoziierten Anlagen. DVGW 2014
28	Praxiserfahrungen mit der Wasserstoffeinspeisung in ein Erdgasverteilnetz. E.ON Technologies 2015

## Anhang 2 – Einsatzbereiche der Sektorkopplung

### Power-to-Gas

Durch die Umwandlung elektrischer Energie in gasförmige Energieträger kann diese – unter Nutzung bestehender Infrastrukturen und Anwendungen – in anderen Sektoren (z.B. Wärme- oder Verkehrssektor) nutzbar gemacht werden. Technologisch wird hier unter Nutzung von EE-Strom im Elektrolyseprozess Wasser in seine Elemente Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt. Der Wasserstoff steht anschließend direkt für die energetische oder stoffliche Nutzung („Power-to-Chemicals“) zur Verfügung oder wird unter Zugabe von Kohlenstoffdioxid methanisiert. Wasserstoff kann unter Berücksichtigung relevanter Konzentrationsobergrenzen in das Gasnetz eingespeist werden, Methan mit unbegrenztem Anteil. Durch die Nutzung des Gasnetzes und bestehende Gasspeicher lassen sich so längere Distanzen und auch saisonale Zeiträume überbrücken. Power-to-Gas (PtG) in Kombination mit der Gasinfrastruktur ist somit eine zentrale Technologie für die (über-)saisonale Speicherung Erneuerbarer Energien und eine Schlüsseltechnologie für die Sektorkopplung. Zahlreiche wissenschaftliche Studien sehen einen erheblichen Bedarf an Power-to-Gas-Anlagen in der Zukunft, um eine wirtschaftlich sinnvolle und energiewirtschaftlich vorteilhafte Energiewende zu erreichen.<sup>18</sup>

Elektrische Energie für andere Sektoren, z.B. Wärme, nutzbar machen und Langfristspeicherungspotentiale erschließen

Power-to-Gas steht als Lösung für unterschiedliche Problemstellungen des Energieversorgungssystems zur Verfügung und hat das Potential, einen wichtigen Beitrag zur Energiewende zu leisten. Die Energiewirtschaft hat diese Möglichkeiten in den vergangenen Jahren in verschiedenen Forschungs- und Testvorhaben ausgiebig untersucht. Allerdings wird – wie dieses Diskussionspapier ausführt – die Wirtschaftlichkeit vieler Projekte durch eine Vielzahl von politischen und regulatorischen Rahmenbedingungen eingeschränkt oder unterbunden.

Ähnlich wie im Falle von PtG bietet auch die Nutzung von Biogas eine Vielzahl von Vorteilen für die Kopplung verschiedener Sektoren - nicht zuletzt in Bezug auf seine Speicherfunktion und die Möglichkeit des Transportes über die Gasinfrastruktur.

Bei Biogasanlagen handelt es sich um eine bereits seit vielen Jahren etablierte und in Betrieb befindliche Technologie. Insgesamt waren im Jahr 2018 ca. 213 Aufbereitungs- und Einspeiseanlagen in Deutschland in Betrieb. Dies zeigt, dass auch die Biomethan-Aufbereitung technisch ausgereift und kommerziell verfügbar ist.

Doch auch hier bestehen - über die generellen Hemmnisse im Hinblick auf die Belastung mit Umlagen und Abgaben hinaus - Einschränkungen. Nur bei

---

<sup>18</sup> Potenzialatlas Power-t-Gas, dena 2016; Roadmap Power-to-Gas, dena 2017; Leitstudie Integrierte Energiewende, dena 2018; Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland, frontier economics 2017; Delphi-Kurzstudie: Praxis und Potenzial von Power-to-Gas, nyomen Strategieberatung 2017.

Überwindung dieser Einschränkungen kann Biogas sektorenübergreifend und somit energiewirtschaftlich vorteilhaft eingesetzt werden.

## Eco-Mobilität

Der Personen- und Güterverkehr auf Basis alternativer Antriebe und Energieträger kann einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung der gesellschaftlichen Klima- und Umweltziele leisten. Dies betrifft insbesondere den Antrieb mit Elektrizität und Gas (z.B. mit grünem Wasserstoff oder SNG).

Alternative Antriebe essentiell zur Dekarbonisierung des Verkehrssektors

Die Nutzung Erneuerbarer Energien im Mobilitätssektor kann unmittelbar elektrisch erfolgen, z. B. in batteriebetriebenen Elektrofahrzeugen oder mittelbar durch die Nutzung von z. B. elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff in Brennstoffzellenfahrzeugen oder erneuerbarem Methan in CNG-Fahrzeugen. Daneben existieren technologische Verfahren zur Umwandlung elektrischer Energie in flüssige Kraftstoffe, wie beispielsweise die Fischer-Tropsch- oder Methanolsynthese, bei denen aus Synthesegas (Wasserstoff und Kohlenmonoxid) Methanol oder andere flüssige Energieträger entstehen. Insbesondere für Teilbereiche einzelner Sektoren, deren Elektrifizierung schwierig ist, kann Power-to-Liquid (PtL) eine Option sein, z. B. im Luft- oder Seeverkehr.

Neben der positiven Klimawirkung der durch die Sektorkopplung ermöglichten Nutzung Erneuerbarer Energien im Mobilitätssektor, werden auch neue Flexibilitätspotentiale erschlossen. Elektro- und Brennstoffzellenfahrzeuge, die als mobile Speicher dienen, sowie Ladesäulen, die zeitlich gesteuert laden, können einen Beitrag zur Netzstabilität, zur Flexibilisierung und zur Versorgungssicherheit im Energiesektor leisten. Darüber hinaus können z.B. durch Power-to-Gas-Anlagen, in denen im industriellen Maßstab erneuerbarer Strom in grünen Wasserstoff für erneuerbare Kraftstoffe umgewandelt wird, Fluktuationen im Strommarkt und im Stromnetz gemindert und dadurch ggf. der Netzausbau bedarf reduziert werden, sofern in Deutschland hierfür ausreichende Anreize geschaffen werden.

## Industrielle Prozesse

Wasserstoff ist ein wichtiger Grundstoff in der Industrie, der u. a. im Raffinerieprozess oder zur Herstellung von Ammoniak oder Methanol eingesetzt wird – hier können Wasserstoff aus PtG-Verfahren und grünes Methan zur CO<sub>2</sub>-Minderung genutzt werden. Auch bei der Stahlherstellung kann grüner Wasserstoff zur Reduktion von Eisenerz eingesetzt und der Stahl somit CO<sub>2</sub>-frei produziert werden. Die jährliche Wasserstoffproduktion für den Bedarf der

Wasserstoff aus PtG-Verfahren und grünes Gas zum Einsatz in der Industrie

deutschen Industrie liegt in einer Größenordnung von etwa 1,6 Mio. t (das entspricht ca. 60 TWh)<sup>19</sup>. Der überwiegende Teil stammt derzeit aus der Reformierung von konventionellem Erdgas (Steam Methane Reforming, SMR). Alternativen könnten hier in der Nutzung des im PtG-Verfahren erzeugten Wasserstoffs, dem Einsatz von grünem Gas, d.h. Wasserstoff und SNG, sowie durch Dampfreformierung (in Verbindung mit CO<sub>2</sub>-Speicherung) erzeugtem Wasserstoff liegen.

In Pilotverfahren wird heute bereits regenerativ erzeugter Wasserstoff unter anderem zur Teilsubstitution von konventionell erzeugtem Wasserstoff (aus SMR) zum Einsatz bei der Dieselelenschwefelung genutzt. Im reinen Kostenvergleich des Produkts Wasserstoff ist „grüner H<sub>2</sub>“ bei Gestehungskosten von ca. 4-5 €/kg (Strompreisannahme: 35-55 €/MWh) gegenüber „grauem H<sub>2</sub>“ mit Kosten von ca. 2-3 €/kg nicht wettbewerbsfähig. Kommt es jedoch im THG-Reduktionsprozess zum Einsatz, ist das Vergleichsprodukt ein Biokraftstoff, der zugemischt werden muss, was deutlich teurer ist als „grüner Wasserstoff“.

Nach der bisherigen Rechtslage ist eine entsprechende Anrechnung nicht möglich, der Koalitionsvertrag der Bundesregierung unterstützt eine solche jedoch. Auf europäischer Ebene wurde im Rahmen der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) und der im September 2018 gestarteten EU-Wasserstoff-Initiative das Potenzial von grünem Wasserstoff im Energiesektor herausgestellt. So sieht die RED II beispielsweise vor, die Einführung von Herkunftsnachweisen auf Gase aus erneuerbaren Quellen wie Wasserstoff zu erweitern und dadurch den länderübergreifenden Handel mit diesen Produkten zu erleichtern.

## Kraft-Wärme-Kopplung

Die Kraft-Wärme-Kopplung beschreibt die hocheffiziente gemeinsame Erzeugung von Strom und Wärme und entsprechend die Kopplung dieser beiden Sektoren. Durch eine intelligente Steuerung und Fahrweise der KWK-Anlage und durch Kombination mit einem Strom- und/oder Wärmespeicher können KWK-Anlagen flexibel Über- und Unterdeckungen im Stromversorgungssystem kompensieren.

Intelligente KWK-Anlagen können flexibel Über- und Unterdeckungen im Stromsystem kompensieren

Im Jahr 2017 lag die gesamte CO<sub>2</sub>-Einsparung durch KWK-Anlagen – im Vergleich zur ungekoppelten Strom- und Wärmeversorgung – bei rund 57 Mio. Tonnen. Durch die vollständige Umstellung der Kohle- auf Erdgas-KWK (fuel switch) können bis 2030 nochmals ca. 12 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>/a zusätzlich eingespart werden. Ein Ausbau der KWK-Stromerzeugung von derzeit rund 115 TWh pro Jahr (2017) auf das ursprüngliche Ziel des KWKG 2012 in Höhe von

---

<sup>19</sup> Nyomen, „Ein Markteinführungsprogramm für Power-to-X-Technologien aus volkswirtschaftlicher Perspektive“, 2017



150 TWh ließe die CO<sub>2</sub>-Emissionen um weitere 16 Mio. Tonnen jährlich sinken.

### Power-to-Heat

Power-to-Heat (PtH) beschreibt die Nutzbarmachung elektrischer Energie im Wärmebereich. Durch die dadurch mögliche Integration von erneuerbarem Strom in den Wärmesektor stellen PtH-Anlagen einen wichtigen Baustein zur Dekarbonisierung des Wärmesektors dar. Hierfür stehen verschiedene Technologien zur Verfügung, wie beispielsweise Durchlauferhitzer, Elektrodenkessel oder Wärmepumpen. Sowohl Kessel als auch Wärmepumpen können dabei in Größenordnungen von wenigen kW bis zu mehreren MW eingesetzt werden. Zur Überbrückung eines räumlichen Auseinanderfallens von Wärmequelle (z. B. im PtH-Kessel) und Wärmesenke (z. B. im Privathaushalt oder im Gewerbebetrieb) spielen Wärmenetze eine zentrale Rolle.

Viele dieser Wärmenetzsysteme sind bereits heute mit Hilfe von großen Wärmespeichern und Power-to-Heat-Modulen hochflexibel und reagieren auf die jeweilige Situation im Stromnetz. Bei hoher EE-Stromeinspeisung wird die Stromerzeugung der KWK-Anlage in der entsprechenden Region reduziert bzw. ganz eingestellt. Mittels Power-to-Heat kann sogar eine zusätzliche Nachfrage nach Strom zur Erzeugung von Wärme generiert werden, um das Stromnetz in Regionen mit hoher EE-Stromeinspeisung zu entlasten und beispielsweise die Abschaltung von Windkraftanlagen hinauszuzögern bzw. gänzlich zu vermeiden. Umgekehrt produzieren KWK-Anlagen in der „kalten Dunkelflaute“ zuverlässig Strom und Wärme. Somit ergänzen flexible KWK-/Wärmenetzsysteme die schwankende Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien sehr gut und tragen erheblich zur gesicherten Stromerzeugung bei.

Größere PtH-Systeme werden von den Betreibern derzeit überwiegend im Regelleistungsmarkt eingesetzt. Da die Preise für negative Sekundärregelleistung in den vergangenen drei Jahren stark gesunken sind, lässt sich selbst die vergleichsweise günstige Sektorkopplungstechnologie PtH heute nicht mehr wirtschaftlich darstellen. Potenziale zur Entlastung der Stromnetze werden damit nicht mehr gehoben. Derzeit (Stand Juli 2018) sind in Deutschland 36 größere PtH-Module mit einer elektrischen Leistung zwischen 0,5 und 60 Megawatt (MW) – überwiegend bei Stadtwerken – installiert. Die Gesamtleistung beläuft sich auf ca. 550 MW.

Power-to-Heat-Anlagen als entscheidender Baustein zur Dekarbonisierung des Wärmesektors

Power-to-Heat-Anlagen können bei Engpässen das Stromnetz entlasten

## Infrastrukturelle Sektorkopplung

Neben den Sektorkopplungstechnologien sollte auch das Potenzial der bestehenden Energieinfrastrukturen für die Sektorkopplung beachtet werden.<sup>20</sup> Zur Unterstützung der Dekarbonisierung und zur Flexibilisierung ist die Netzinfrastruktur entscheidend, denn über eine Kopplung der Strom-, Gas- und Wärmenetze entsteht ein Energiefluss über Sektorgrenzen hinweg.

Die in Deutschland bestehende Gasinfrastruktur (Netze und Speicher) nimmt dabei eine wichtige Rolle ein. Mit flexibel einsetzbaren Gaskraftwerken und Power-to-Gas-Anlagen können grüne Gase, die über das Gasnetz transportiert werden, zur Dekarbonisierung der Sektoren Wärme, Mobilität und Industrie beitragen. Viele Studien gehen überdies davon aus, dass eine Kopplung von bestehenden Energieinfrastrukturen volkswirtschaftlich kostengünstiger ist, als eine Vollelektrifizierung aller Energieanwendungsbereiche.

Die Gasinfrastruktur kann durch ihre enorme Speicherfähigkeit darüber hinaus insbesondere zu dem Aspekt der notwendigen Resilienz für die Stromversorgung bei Höchstbelastung beitragen und ist ein wesentliches Element für ein auch künftig hohes Niveau der Versorgungssicherheit in Deutschland.

In dem Maße, in dem ein Interagieren von Wärme-, Strom-, Mobilitäts- und Industriesektor realisiert wird, muss mit der integrierten Betrachtung von Strom- und Gasversorgungsnetzen eine infrastrukturelle Sektorkopplung entwickelt werden. Diese hilft, Synergien bei der Nutzung und beim Ausbau von Strom- und Gasnetzen zu heben (s. auch Kapitel 3.4, Abschnitt j).

Im Rahmen der zukünftigen Nutzung der Gasinfrastruktur ist zu überprüfen, wie in Power-to-Gas-Anlagen umgewandelte Gase optimal transportiert werden können. Denkbar sind in diesem Zusammenhang die Direkteinspeisung von Wasserstoff oder synthetischem Methan in das bestehende Erdgasnetz, die streckenweise Umwidmung bestehender Gasleitungen oder der Zubau von Infrastrukturen speziell für den Transport von Wasserstoff.

Die Direkteinspeisung von Wasserstoff in bestehende Erdgasleitungen ist auf einen niedrigen einstelligen Volumenanteil beschränkt (DIN und ECE-Regelungen) Diese Begrenzung stellt – insbesondere bei geringen Volumenströmen in den Sommermonaten – eine starke Einschränkung für den Betrieb von Power-to-Gas-Anlagen dar, aus denen Wasserstoff direkt in das Erdgasnetz eingespeist werden soll. In der Literatur werden häufig höhere Wasserstoffanteile für möglich erachtet. So hat das National Renewable Energy Laboratory des U.S. Department of Energy bereits 2013 eine Studie veröffentlicht, die Beimischungsanteile von bis zu 15% ohne größere Umstellungen für möglich erachtet. Zu einem ähnlichen Ergebnis kommt auch eine Untersuchung des DVGW aus dem Jahr 2014. Dies konnte in einem Praxisversuch der E.ON

Kopplung von Strom- und Gasnetz erhöht Resilienz des Energieversorgungssystems

Einspeisung von erneuerbar erzeugtem Gas in das Gasnetz kann auf unterschiedlichen Wegen erfolgen

---

<sup>20</sup> siehe: Positionspapier zur Infrastrukturellen Sektorkopplung, BDEW und DVGW, 2018

Technologies aus dem Jahr 2015 nachgewiesen werden, bei dem in einem Feldversuch 10 vol% Wasserstoff in einem realen Erdgasverteilnetz beigemischt wurden. Es sollten weitere Anstrengungen unternommen werden, um höhere Wasserstoffanteile sowohl technisch als auch regulatorisch zu ermöglichen.

**Ansprechpartner:**

Dr. Maren Petersen  
Telefon: +49 30 300199-1300  
maren.petersen@bdew.de

Bastian Olzem  
Telefon: +49 30 300199-1311  
bastian.olzem@bdew.de