

Wind-to-Gas: Maßnahmen für den Marktanlauf

Positionspapier des Bundesverband WindEnergie e.V.



November
2019



Bundesverband WindEnergie

Impressum

Bundesverband WindEnergie e.V.
Neustädtische Kirchstraße 6
10117 Berlin
030 21234121 0
info@wind-energie.de
www.wind-energie.de
V.i.S.d.P. Wolfram Axthelm

Foto

Istockphoto/Jörg Steber

Haftungsausschluss

Die in diesem Papier enthaltenen Angaben und Informationen sind nach bestem Wissen erhoben, geprüft und zusammengestellt. Eine Haftung für unvollständige oder unrichtige Angaben, Informationen und Empfehlungen ist ausgeschlossen, sofern diese nicht grob fahrlässig oder vorsätzlich verbreitet wurden.

Ansprechpartner

Birte Kempe-Samsami
Abteilung Politik
T +49 030 212 341-245
b.kempe-samsami@wind-energie.de
politik@wind-energie.de

Datum

November 2019

Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung.....	4
2.	Hemmnisse überwinden – Marktanlauf starten	5
2.1.	Existierende Maßnahmen rechtssicher und praxistauglich überarbeiten.....	5
2.1.1.	Befreiungen bei Strombezug über das öffentliche Netz	5
2.1.2.	Direktlieferungs- und Eigenverbrauchskonzepte.....	6
2.1.3.	Existierende Förderprogramme.....	8
2.2.	Effektive Instrumente für den Marktanlauf implementieren	9
2.2.1.	Netzdienliche Befreiung von Steuern, Abgaben und Umlagen im Rahmen von Innovationsausschreibungen.....	9
2.2.2.	Strommarkt-orientiertes Marktanreizprogramm	10
2.3.	Nachfrage grüner Gase stärken	11
2.4.	Genehmigungsverfahren erleichtern, technische Normen anpassen	12
3.	Zusammenfassung der Maßnahmen	14

1. Einleitung

Ziel des BWE ist ein auf 100 Prozent Erneuerbare Energien basierendes Energiesystem. Dafür müssen die Sektoren miteinander gekoppelt werden, um mit Strom aus Wind- und Solarenergie die noch überwiegend auf konventionellen Energien basierenden Sektoren Wärme, Mobilität sowie die Industrie zu dekarbonisieren.

Power-to-Gas (PtG) ist eine der Schlüsseltechnologien, die sich eignet, um Windstrom in größerem Maßstab in anderen Sektoren zu nutzen. Das mit Hilfe von Elektrolyseuren hergestellte „grüne Gas“ (Wasserstoff oder weiterverarbeitet zu synthetischem Methan) lässt sich problemlos und effizient längerfristig und in großen Mengen speichern und auch über lange Strecken transportieren. Grüne Gase können dabei insbesondere in den Anwendungen zum Einsatz kommen, in denen die direkte Stromverwendung technisch schwierig, weniger effizient und volkswirtschaftlich teurer ist, also z. B. beim Schwerlast-, Schiffs- und Flugverkehr. Auch die Industrie wird in großem Maßstab auf den Einsatz erneuerbarer Gase angewiesen sein. Die Technik für die PtG-Prozesse steht zur Verfügung, Transport- und Speicherkapazitäten sind vorhanden und die Industrieunternehmen wollen investieren. Viele Akteure auch aus der Windenergiebranche sind bereit und willens, Investitionen zu tätigen, um den nächsten Schritt einer integrierten Energiewende zu gehen. Insbesondere für von Abregelungen betroffene Anlagen oder Anlagen ohne EEG-Vergütung kann die Technologie eine interessante und systemdienliche Erlösoption darstellen. Dabei hat die PtG-Technologie den entscheidenden Vorteil, dass die Produktion genau in den Regionen stattfinden kann, in denen heute Strom aus Windenergie aufgrund von Netzengpässen ungenutzt bleibt. Die Speicherung und der Verbrauch hingegen erfolgen an den Orten und zu den Zeitpunkten, wo diese sinnvoll sind. Hierfür können oft bestehende Infrastrukturen und Anlagen (Gasnetz, Gasspeicher, Gasverbraucher) genutzt werden.

Der Aufbau der PtG-Strukturen, insbesondere von Anlagen zur Produktion von erneuerbaren Gasen, muss heute beginnen, um den Bedarf in Zukunft decken zu können. Ein starker Heimatmarkt, der diese Technologien selbst nachfragt, ist außerdem eine wichtige Voraussetzung für den Erfolg deutscher Hersteller von PtG-Technologie, die heute zur Weltspitze gehören. Exportchancen können genutzt und Wertschöpfung vor Ort generiert werden. Auch wenn davon auszugehen ist, dass ein großer Teil des zukünftigen Bedarfs an grünen Gasen aus dem Ausland stammt, wächst durch die heimische PtG-Produktion die Unabhängigkeit Deutschlands von Energieimporten. Die Bereitstellung eines geeigneten Marktrahmens für die Entwicklung der PtG-Technologie ist also auch industriepolitisch von Bedeutung.

Es bestehen jedoch noch erhebliche Hemmnisse für den Marktanlauf, die sich aus einem Mix von zu hohen Strombezugskosten, untauglichen Begünstigungen, schwacher Nachfrage, überalterten Normen und unklarer Genehmigungslage zusammensetzen. Der aktuelle Förderrahmen bestehend aus einer Reihe von Einzelmaßnahmen und zögerlichen Begünstigungen entspricht vielmehr einem Flickenteppich als einer klaren Markteinführungsstrategie.

Ziel muss ein energierechtlicher Rahmen sein, in dem PtX-Anlagen entsprechend ihrer zentralen Rolle in der Energiewende so behandelt werden, dass sie ihre netz- und systemdienliche Funktion voll entfalten können. Dazu gehören neben einer einheitlichen energierechtlichen Definition von Energiespeichern, eine grundlegende Reform des Steuern- und Umlagesystems und die wirksame Bepreisung von klimaschädlichem CO₂. Kurzfristig braucht es zudem eines Förderrahmens, der den Marktanlauf der PtG-Technologie beschleunigt. Im Rahmen eines geeigneten Förderprogramms ließen sich durch Skalierungseffekte die Wirkungsgrade der Elektrolyseure weiter verbessern, Produktionskosten zu senken und die Technologie für

den Ausbau im GW-Maßstab fit gemacht werden, der nach 2025 einsetzen muss. All dies wird aber nur funktionieren, wenn dem zusätzlichen EE-Strombedarf durch Sektorenkopplungstechnologien Rechnung getragen wird und der Ausbau der Windenergie massiv beschleunigt wird. Mit dem Nationalen Innovationsprogramm für Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien der Nationalen Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien (NOW) besteht ein möglicher Rahmen für die Umsetzung weiterer effizienter Maßnahmen für den Marktanlauf von P2X-Technologien. Diesen gilt es zu nutzen und/oder zu erweitern.

Im Folgenden werden die Haupthemmnisse für Power-to-Gas-Projekte im gegenwärtigen Energiesystem dargestellt und Maßnahmen vorgeschlagen, die den Marktanlauf beschleunigen können. Diese Maßnahmen sind ein Baustein auf dem Weg zu einem neuen, flexibilisierten Energiemarktdesign, in dessen Mittelpunkt die Erzeugung und sektorenübergreifende Nutzung von Strom aus Erneuerbaren Energien steht.

2. Hemmnisse überwinden – Marktanlauf starten

2.1. Existierende Maßnahmen rechtssicher und praxistauglich überarbeiten

Die Umwandlung von Strom in einen anderen Energieträger gilt energierechtlich als Letztverbrauch. Somit unterliegt der Bezugsstrom für Power-to-Gas-Anlagen bisher prinzipiell sämtlichen Regelungen zu Steuern, Abgaben und Umlagen mit den entsprechend einhergehenden hohen finanziellen Belastungen. In Abhängigkeit der Betriebsweise und der gewählten Elektrolysetechnologie machen die Strombezugskosten bei voller Abgabenlast etwa 65 Prozent der gesamten Produktionskosten¹ aus. Die Höhe der Strombezugskosten ist daher die entscheidende Einflussgröße, wenn es um die Wirtschaftlichkeit eines Projekts und Wettbewerbsfähigkeit des Endprodukts geht. Änderungen bei den Strompreisbestandteilen wirken sich also unmittelbar auf die Wirtschaftlichkeit von PtG-Anlagen aus.

Existierende Sonderregelungen sollen die Abgabenlast senken, sind in der Praxis aber häufig untauglich, da man in allen Fällen auf rechtliche Unklarheiten bzw. Überregulierungen stößt. Sie ermöglichen die Umsetzung einzelner Projekte, reichen aber nicht aus, um grüne Gase in die Wettbewerbsfähigkeit zu führen und den gewünschten Marktanlauf auszulösen. Damit sie ihre (begrenzte) Wirkung entfalten können, sind sie zu überarbeiten.

2.2. Befreiungen bei Strombezug über das öffentliche Netz

Prinzipiell gilt, dass der Bezugsstrom von PtG-Anlagen nach überwiegender Auffassung von den reinen Netznutzungsentgelten befreit (§ 118 Abs. 6 EnWG) sein muss. Erst kürzlich wurde eine gesetzliche Regelung rückgängig gemacht, die diese Rechtsauslegung beenden sollte. Die genaue Reichweite der aktuellen Regelung und die im Einzelnen geltenden Voraussetzungen für diese Befreiung bleiben damit allerdings

¹ Energy Brainpool GmbH & Co. KG (2018), AUF DEM WEG IN DIE WETTBEWERBSFÄHIGKEIT: ELEKTROLYSEGASE ERNEUERBAREN URSPRUNGS, Berlin

unklar bzw. umstritten. Insbesondere gilt dies bei Projekten, in denen das erzeugte Gas – wie in den meisten Projekten – nicht rückverstromt, sondern in der Industrie, zur Wärmeerzeugung oder im Verkehrssektor genutzt wird. Die EEG-Umlage entfällt zudem, wenn das Gas aus PtG-Anlagen ins Gasnetz eingespeist wird, nach der Entnahme wieder verstromt und für diesen Strom am Ende der Nutzungskette die EEG-Umlage gezahlt wird (§ 61l Abs. 2 EEG 2017). Dies macht auch Effizienz- und Wirtschaftlichkeitsgründen heute in der Regel aber wenig Sinn. Gegebenenfalls kommt in Großprojekten, die immer energiewendendienlich angelegt sein sollten, auch die Anwendung der besonderen Ausgleichsregelung für stromkostenintensive Unternehmen (Herstellung von Industriegasen) mit den einhergehenden Entlastungen bei der EEG-Umlage in Betracht. Die Stromsteuer wiederum entfällt für den zur Elektrolyse eingesetzten Strom in Unternehmen des produzierenden Gewerbes (§ 9a StromStG).

2.2.1. Direktlieferungs- und Eigenverbrauchskonzepte

In dezentralen, verbrauchsnahe Konzepten mit eigenen Stromleitungen können unter bestimmten Umständen mangels Netznutzung die netzgekoppelten Strompreisbestandteile entfallen, also die Netzentgelte und die mit ihnen erhobenen gesetzlichen Abgaben und Umlagen. Bei kleineren Windenergieanlagen (bis zu 2 MW) kann dann außerdem eine Stromsteuerbefreiung in Betracht kommen, wobei heute keine Neuanlagen dieser Leistungsklasse mehr errichtet werden. Verbleibender und nicht in der PtG-Anlage genutzter Windstrom kann ins Netz eingespeist und über das EEG vermarktet werden. Voraussetzung für das Vorliegen einer Direktlieferung sind die Stromlieferung über eine Direktleitung sowie der Verbrauch in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Windenergieanlage.

In Eigenversorgungskonzepten mit Windenergieanlagen, die nicht unter das Ausschreibungsregime fallen, kann zusätzlich zu den Netzentgelten (inkl. den mit ihnen erhobenen Abgaben und Umlagen) 60 Prozent der EEG-Umlage entfallen, in manchen – in der Praxis kaum vorkommenden – Fällen auch die gesamte EEG-Umlage. Außerdem gilt eine Stromsteuerbefreiung - seit dem Inkrafttreten der Stromsteuernovelle am 1.7.2019 nicht nur, wie schon zuvor, für kleinere Windenergieanlagen, sondern auch für Anlagen mit mehr als zwei MW Leistung. Auch bei Eigenverbrauchskonzepten kann verbleibender nicht in der PtG-Anlage genutzter Windstrom ins Netz eingespeist und über das EEG vermarktet werden. Voraussetzung für das Vorliegen einer Eigenversorgung: Der unmittelbare räumliche Zusammenhang muss ebenfalls darstellbar und eine Personenidentität der Anlagenbetreiber gegeben sein.

Problem A: unmittelbare räumliche Nähe bzw. Zusammenhang

Es handelt sich hierbei um einen unbestimmten Rechtsbegriff mit unterschiedlicher Auslegung, der insbesondere für die Windenergie bislang kaum sinnvoll und rechtssicher definiert ist. Das Erfordernis der unmittelbaren räumlichen Nähe bzw. des unmittelbaren räumlichen Zusammenhangs ist im Energierecht in verschiedenen Kontexten und Bezugsgrößen formuliert. Während im Stromsteuerrecht ein räumlicher Zusammenhang in einem Umkreis von 4,5 km definiert ist, fehlt eine entsprechend klare Grenze im EEG.

Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass der Rechtsbegriff eine geringe räumliche Entfernung oder unmittelbare Umgebung einschließt, nicht aber räumliche Distanzen und Hindernisse zwischen Anlage und Verbrauch. Im Zweifelsfall sei aber eine Einzelfallbetrachtung notwendig. In der Praxis können so z.B. bereits angrenzende und zu querende Verkehrswege den räumlichen Zusammenhang auf ein praxisuntaugliches

Minimum reduzieren. Dies passt ganz offensichtlich nicht zur Eigenschaft eines Windparks, der sich häufig zwangsläufig „in der Fläche erstreckt“. Es besteht keinerlei sachlicher Anlass, wieso nicht auch innerhalb eines Windparks bei hinreichend räumlich-funktionalem Zusammenhang eine Eigenversorgung möglich sein sollte. Dies würde auch nicht zur aktuellen branchenweiten Handhabung passen, nach der windparkinterne Verbräuche desselben Betreibers selbstverständlich als Eigenversorgung behandelt werden.

→ **Maßnahme:** Durch eine Streichung oder zumindest großräumige Neu-Definition des Begriffs der unmittelbaren räumlichen Nähe bzw. des unmittelbaren räumlichen Zusammenhangs im Energie- und Stromsteuerrecht ließen sich Direktleitungen auch über größere Distanzen rechtssicher betreiben und PtG-Projekte unter Inanspruchnahme der damit verbundenen Begünstigungen besser planen und umsetzen.

Problem B: Messen und Abrechnen

Eine „saubere“ Abgrenzung von Eigenversorgungs- und gelieferten Strommengen sowie der einzelnen Lieferbeziehungen untereinander ist messtechnisch häufig schwierig. Diese sogenannten Mischmodelle, die vor Ort produzierte Erneuerbare Energien mit über den Strommarkt bezogenen EE-Strom kombinieren oder bei denen der vor Ort produzierte Strom teilweise ins Netz gespeist wird, sind problembelastet, da einzelne Strommengen getrennt voneinander zu erfassen und abzurechnen sind. Dies erfordert ein hochkomplexes Mess- und Abrechnungskonzept, das auf den jeweiligen Einzelfall angepasst werden muss.

Seit Ende 2018 existiert eine gesetzliche Ausnahme von der Messpflicht bei der Abgrenzung von EEG-umlagepflichtigen und EEG-umlageprivilegierten Strommengen, die jedoch nicht bei der Abrechnung gemischt genutzter Speicher greift: Eine schätzweise Abgrenzung verschiedener Strommengen ist nur unter bestimmten technischen und wirtschaftlichen Voraussetzungen möglich. Aber auch hier ergeben sich durch eine Reihe unbestimmter Rechtsbegriffe und die noch unklare Auslegung dieser Neuregelungen Unsicherheiten.

→ **Maßnahme:** Es braucht eines pragmatischen, aber rechtssicheren Abrechnungs- und Messkonzepts bzw. Schätzkonzepts für Eigenversorgungs- und Direktlieferungsmodelle. Im Rahmen des aktuell in Arbeit befindlichen Hinweises der Bundesnetzagentur zum Messen und Schätzen bei EEG-Umlagepflichtigen sollten dringend praxistaugliche Regeln vorgesehen werden.

Problem C: Eigenversorgungsverbot

Das Eigenversorgungsverbot für neue Anlagen, deren anzulegender Wert in Ausschreibungen ermittelt wurde, macht den Betrieb einer PtG-Anlage durch den Betreiber dieser Anlagen unmöglich. Ein Verstoß gegen das Eigenversorgungsverbot zieht – außerhalb eng gesteckter Grenzen – den Verlust des EEG-Marktprämienanspruchs für den in das Stromnetz eingespeisten Strom über das gesamte Kalenderjahr nach sich. Innovative Eigenversorgungskonzepte mit Neuanlagen, mit denen auch die Abregelung von Anlagen vermindert werden könnte, werden so erschwert.

→ **Maßnahme:** Das Eigenversorgungsverbot sollte aufgehoben werden, da so Sektorenkopplung mit ausgeschriebenen EE-Anlagen blockiert wird. *Alternativ* wäre eine explizite Ausnahme für PtG-Anwendungen denkbar.

Problem D: Personenidentität

Eine vollumfängliche Eigenversorgung mit entsprechenden Privilegien bei der EEG-Umlage liegt nur vor, wenn PtG-Anlage und Windenergieanlage von demselben Anlagenbetreiber betrieben werden. Die tatsächliche Sachherrschaft, die Bestimmung der Arbeitsweise sowie das wirtschaftliche Risiko müssen bei dieser einer Person liegen. Diese erforderliche Personenidentität ist häufig nicht sinnvoll darstellbar und erschwert ebenfalls innovative Projekte. Zudem verhindert die heute vorgegebene Personenidentität die Entwicklung von auf Sektorenkopplungsanlagen spezialisierten Akteuren.

➔ **Maßnahme:** Die Personenidentität, die heute beim Betrieb von innovativen Eigenversorgungskonzepten an einem gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt i.d.R. als Vorgabe gilt, ist weder praxisgerecht noch zielführend. Es gilt daher, sie aufzuheben.

2.2.2. Existierende Förderprogramme

Sowohl das Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) als auch das Bundesverkehrsministerium (BMVI), das Bundesumweltministerium (BMU) und das Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) haben Förderprogramme aufgelegt, die die PtG-Technologie in unterschiedlicher Weise adressieren.

Das Bundesverkehrsministerium hat bereits im Jahr 2007 damit begonnen, im Nationalen Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP) die PtG-Technologie im Mobilitätsbereich zu fördern. Bis 2016 standen Maßnahmen zur Technologieförderung und Demonstrationsprojekte im Vordergrund. Das Anschlussprogramm NIP II (2016-2026) setzt dies fort und hat sich zum Ziel gesetzt, die Wasserstoffmobilität zur Marktreife zu bringen. Neben Forschungs- und Entwicklungsvorhaben sollen zukünftig also auch Maßnahmen zur Marktaktivierung Unterstützung und Fördergelder erhalten. Die NOW GmbH (Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie) koordiniert und steuert das NIP.

Die zeitlich befristete Verordnung über eine Experimentierklausel im Zuge des Ende 2016 gestarteten Förderprogramms Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende (SINTEG) sieht Entlastungen bei Abgaben und Umlagen vor. SINTEG soll einen rechtlichen Probierrahmen für PtX-Projekte bieten. Fünf Schaufenster-Projekte mit zusammen über 300 Projektpartnern können noch bis Ende 2020 außerhalb des normalen Umlagesystems agieren - sprich sie profitieren (in engen Grenzen) von der Erlassung der Netzentgelte (inkl. Aufschläge) sowie 60 Prozent der EEG-Umlage, sofern sie von Akteuren innerhalb eines SINTEG-Projekts betrieben werden. Konkret bedeutet das, dass Unternehmen für diese Projekte zunächst alle regulär auftretenden Umlagen und Entgelte bezahlen müssen. Auf Antrag können sie sich aber solche Beträge erstatten lassen, die aufgrund ihrer Tätigkeit im SINTEG-Programm zu Zeiten von Netzmaßnahmen der Netzbetreiber oder negativen Strompreisen am Spotmarkt zusätzlich angefallen sind. Dabei findet allerdings eine Anrechnung etwaiger Erlöse statt. Das SINTEG-Programm steht unter der Federführung des BMWi.

Außerdem will das BMWi zwischen 2019 und 2022 bundesweit 20 Reallabore fördern. Sie wurden im 7. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung als neue Fördersäule etabliert, um den Technologie- und Innovationstransfer von der Forschung in die Praxis zu beschleunigen. Zentrales Thema ist CO₂-armer Wasserstoff. Es sollen deutlich mehr als die ursprünglich eingeplanten 100 Mio. Euro pro Jahr bereitgestellt werden – u.a. zusätzliche 200 Mio. Euro für Reallabore in den Kohlerevieren. Außerdem hat das BMWi eine neue Förderrichtlinie erarbeitet, die die EU-Kommission aber noch genehmigen muss. Mit der Richtlinie soll die Möglichkeit geschaffen werden, bis zu 50 Prozent der laufenden Betriebskosten eines Projektes zu

fördern und zwar über einen Zeitraum von zehn Jahren. Bisher wurden Forschungsprojekte durch Zuschüsse zu ihren Investitionskosten gefördert, in der Regel über lediglich fünf Jahre. Die Reallabore sollen aufzeigen, wo und wie regulatorische Hemmnisse überwunden werden können, um die Marktetablierung von Energieinnovationen zu beschleunigen.

Problem A: Überregulierung

SINTEG-Projekte sehen sich einer deutlichen Überregulierung ausgesetzt, die ihre Bewegungsfreiheit und den Spielraum für Innovationen einschränkt. Zum einen sind die Zeiträume, in denen der Ausgleich wirtschaftlicher Nachteile in Anspruch genommen werden kann, eng begrenzt, womit die Projekte nach Ablauf der Förderdauer häufig unwirtschaftlich werden. Zum anderen müssen Einnahmen, die mit den im Rahmen der Projektstätigkeit erzeugten Produkten entstehen, der Förderung gegengerechnet werden.

→ **Maßnahme:** Entscheidend für den Erfolg der Reallabore ist, nicht-praxisgerechte Überregulierungen zu vermeiden. Eine Förderung über die Betriebskosten ist zu begrüßen, ebenso die deutliche Erhöhung der Fördermittel, um Betriebsmodelle und Technologien in größerem Umfang zu erproben und Skaleneffekte zu ermöglichen.

2.3. Effektive Instrumente für den Marktanlauf implementieren

Die oben beschriebenen Ausnahmen und Begünstigungsformen reichen allein nicht aus, um den PtG-Markt in Schwung zu bringen. Vielmehr braucht es ein effektives Instrument zur Beschleunigung des Marktanlaufs, das in Volumen und Laufzeit begrenzt einen klaren Rahmen für Investitionen in innovative PtG-Projekte schafft. Entsprechende Maßnahmen sollten sich zunächst auf netz- und systemdienliche, kleinere Anlagen fokussieren, deren Bezugsstrom aus Erneuerbaren Energien stammt. Dies ist sinnvoll, um Fehlsteuerungen und Ineffizienzen zu vermeiden und die technologische Lernkurve in Gang zu setzen, bevor in einem nächsten Schritt auch Großanlagen in den Blick genommen werden.

Um den Betrieb von PtG-Anlagen marktgetrieben und wirtschaftlich darstellen zu können, müssen im Rahmen eines solchen Programmes preistreibende und preisverzerrende Steuern, Abgaben und Umlagen angemessen reduziert werden und somit die Strombezugskosten sinken. Regelungen zur Reduzierung der Abgabenlast müssen klar definiert, praktisch umsetzbar und möglichst weitreichend sein.

Der BWE schlägt daher folgende **Maßnahmen** vor:

2.3.1. Netzdienliche Befreiung von Steuern, Abgaben und Umlagen im Rahmen von Innovationsausschreibungen

Wenn Strom aus Windenergieanlagen vor dem Netzeinspeisepunkt in PtG-Anlagen umgewandelt wird, werden Steuern, Abgaben und Umlagen vollständig erlassen. Voraussetzung dafür: Die vom Netzbetreiber vorzuhaltende Netzanschlusskapazität für die Gesamtanlage (Windpark + Elektrolyseur) entspricht der Summe der Nennleistung aller Windenergieanlagen minus der Summe der Nennleistung aller PtG-Anlagen. Das heißt, die Netzanschlusskapazität des Windparks wird um die Leistung des Elektrolyseurs reduziert. Damit wird netzdienliches Verhalten, d. h. die Umwandlung des Stroms und Kappung der Einspeisespitzen, in Zeiten mit hoher EE-Erzeugung sichergestellt, der Netzausbaubedarf verringert sich und gleichzeitig können die Elektrolyseure betriebswirtschaftlich optimal betrieben werden. Zudem reizt dies den Zubau von

PtG-Anlagen insbesondere in windreichen Regionen mit stark ausgelasteten Netzen an. Das setzt selbstverständlich eine sorgfältige Standortanalyse und das Vorhandensein von Anwendungsfeldern für grünes Gas in näherer Umgebung zum Windpark voraus.

Umsetzen ließe sich dies für Neu- und Ü20-Bestandsanlagen im Rahmen der geplanten Innovationsausschreibungen. Teilnehmer mit Anlagenkombinationen aus Windenergieanlagen und PtG-Anlagen würden mit reduzierter Leistung (z.B. 20 MW WEA + 2 MW Elektrolyseur = 18 MW) auf den anzulegenden Wert bieten können. Die Marktprämie würde in diesem Fall bei Zuschlagserteilung also nur bis zu einer Einspeisung mit maximaler Leistung von 18 MW ausgezahlt werden. Die restlichen zwei MW des Windparks dürften bei Ausfall des Elektrolyseurs zwar einspeisen, sofern die Betriebsmittel dazu fähig sind und kein Netzengpass besteht, damit kein werthaltiger EE-Strom verloren geht. Für sie bestünde jedoch kein Anspruch auf Auszahlung der Marktprämie und auch kein Anspruch auf Entschädigung bei Einspeisemanagement. Der Strom müsste zu Marktpreisen veräußert werden.

Der Bezugsstrom für die PtG-Anlage würde mit Zuschlagserteilung über einen Zeitraum von zehn Jahren von allen Abgaben, Umlagen und Steuern befreit, sofern der Strom aus dem angeschlossenen Windpark stammt. Für neue Windenergieanlagen bedarf es dafür einer Ausnahme vom Eigenversorgungsverbot (§27a EEG 2017). Für sie ergibt sich wie bisher ein Zahlungsanspruch der Marktprämie über 20 Jahre, für Bestandsanlagen über zehn Jahre.

Dieses Modell überlässt dem Betreiber die betriebswirtschaftliche Entscheidung, wann er den Windstrom der PtG-Anlage zuführt und wann er in das öffentliche Netz einspeist. Er wird auf Strompreissignale reagieren, indem er immer dann das öffentliche Netz bedient, wenn die Strompreise am Spotmarkt hoch sind. Andersherum wird bei hohem EE-Dargebot und entsprechend niedrigen Strompreisen der Elektrolyseur den Strom beziehen.

Eine generelle Abgaben- und Umlagebefreiung von Strom, der ansonsten abgeregelt worden wäre, erscheint nicht zielführend. Da sich Netzengpässe mit fortschreitendem Netzausbau verändern oder auflösen können, lässt sich darauf kein nachhaltiges Geschäftsmodell aufbauen.

2.3.2. Strommarkt-orientiertes Marktanreizprogramm

Um neben windparknahen Elektrolyseuren mit dem damit einhergehenden begrenzten Anwendungsbereich auch solche zu ermöglichen, die Windstrom über das öffentliche Netz beziehen, unterstützt der BWE zusätzlich die Idee eines strommarkt-orientierten Marktanreizprogramms.

Im Rahmen dieses Programms könnten zwischen 2020 und 2025 Elektrolyseure mit einer jährlichen Gesamtleistung von 250 Megawatt von sämtlichen Steuern, Abgaben und Umlagen befreit werden. Diese Befreiung wird für jeweils zehn Jahre gewährt. Es gilt das „Windhundprinzip“.

Die Teilnahme an dem Programm ist an folgende Bedingungen geknüpft:

- Der Elektrolyseur hat eine maximale Größe von 10 MW.
- Der Elektrolyseur befindet sich an einem netzdienlichen Standort.
- Die Befreiung von Steuern, Abgaben und Umlagen wird nur für die 3.000 günstigsten Strompreis-Stunden im Jahr gewährt, ansonsten gilt die volle Umlagepflicht.
- Die grüne Eigenschaft des Bezugsstroms muss belegt sein.

Der Strompreis gibt auch hier grundsätzlich das Signal für den Einsatz des Elektrolyseurs. Die Nachfrage nach PtG-Bezugsstrom ist also immer dann hoch, wenn auch das Angebot Erneuerbarer Energien groß ist und die Strompreise entsprechend niedrig sind. Die Abgaben- und Umlagebefreiung belohnt die flexible Fahrweise des Elektrolyseurs und damit die Integration von fluktuierendem EE-Strom. Das wiederum erhöht den Marktwert von Windstrom, was in der Folge die Marktprämienzahlungen aus dem EEG an direktvermarktete Windenergieanlagen (Neu- und Bestandsanlagen) reduziert. 3.000 Betriebsstunden gewährleisten eine praxisgerechte Auslastung des Elektrolyseurs und sind Bedingung dafür, dass dieser wirtschaftlich betrieben werden kann. Energy Brainpool hat für Greenpeace Energy einen sogenannten „[Triggerpreis](#)“ entwickelt. Dieser wird monatlich anhand einer Formel, die ausschließlich öffentlich zugängliche Daten heranzieht, ermittelt und stellt die Strompreishöhe dar, unterhalb derer der Bezugsstrom von Steuern, Abgaben und Umlagen befreit ist.

Das zeitlich und im Volumen gesteuerte Marktanreizprogramm ist ein passendes Instrument, um die Wirkung einer flexibel reduzierten Abgabenlast auf Strom aus dem öffentlichen Netz zu erproben. Verbesserungen von Produktionsverfahren und Wirkungsgraden können auf diesem Weg zu überschaubaren Kosten angereizt werden. Ist erst einmal der Marktanlauf gelungen, werden Skaleneffekte ausgelöst und die Preise für Elektrolyseure sinken. Neue Geschäftsmodelle entstehen und der Markt kann sich entwickeln.

2.4. Nachfrage grüner Gase stärken

Grundvoraussetzung für den Erfolg der PtG-Technologie ist neben der Reduzierung der Kosten eine wachsende Nachfrage grüner Gase auf dem Gasmarkt. Dafür müssen zum einen die Kosten für fossiles Erdgas signifikant erhöht werden und zum anderen der Marktwert grüner Gase steigen. Ziel muss sein, dass diejenigen Technologien im Energiemarkt über Wettbewerbsvorteile verfügen, die CO₂-frei und flexibel im Sinne der Energiewende produzieren.

Die Verwertung von Windstrom in industriellen Prozessen sowie in Mobilitäts- und Wärmeanwendungen wird heute dadurch gehemmt, dass eine Weitergabe der grünen Eigenschaft von EE-Strom über das öffentliche Netz nur im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung und mithilfe von Herkunftsnachweisen möglich ist. Herkunftsnachweise erfüllen jedoch lediglich einen informatorischen Zweck für den Endkunden und beziehen sich auf elektrische Energie. Sie belegen, dass eine bestimmte EE-Strommenge produziert wurde. Es ist jedoch nicht möglich, in PtG-Anlagen produzierten Wasserstoff oder Methan über Marketingzwecke hinaus als grün zu deklarieren. Daher können diese grünen Gase zwar in Gasprodukten genutzt werden, etwa, um den Hinweis auf „grünen“ Wasserstoff bei Gasnetzeinspeisung und -ausspeisung zu geben und an Kunden zu geben – nicht aber zum Erreichen verbindlicher Quoten (EE-Ausbauziele der EU), zur Einhaltung anderer gesetzlicher Verpflichtungen (EEWärmeG, EnEV), oder schlicht zum rechtssicheren Nachweis, dass „grüner“ Wasserstoff vermarktet wurde. Das verhindert die Nutzung grüner Gase in industriellem Maßstab. Die Nachfrage nach grünem Wasserstoff basiert daher heute vielmehr auf bilateralem Vertrauen, Innovationsfreudigkeit von Unternehmen und der individuellen Zahlungsbereitschaft.

→ Maßnahmen:

- Eine wirksame CO₂-Bepreisung in allen Sektoren kann die Kosten der fossilen Energieerzeugung verursachergerecht abbilden und helfen, grüne Gase wirtschaftlich konkurrenzfähig zu machen. Um Verbraucher nicht zusätzlich zu belasten, kann dies u.a. durch die Abschaffung der Stromsteuer flankiert werden. **Der Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE) hat dazu ein Konzept vorgelegt.**

- Die Bereitstellung von Flexibilitäten muss stärker honoriert werden. Im Rahmen einer Reform des Systems der Steuern, Abgaben und Umlagen muss geprüft werden, inwiefern eine Flexibilisierung der Entgelte und Umlagen dazu beitragen kann, dass sich Erzeugung und Verbrauch stärker synchronisieren. Netzentgelte und/oder EEG-Umlage würden durch einen Multiplikator an den Großhandelspreis der Strombörse EPEX Spot gekoppelt. Sie würden also bei hohem EE-Angebot sinken und bei niedrigem EE-Angebot steigen. Es würde im Ergebnis dann mehr nachgefragt werden, wenn günstiger grüner Strom verfügbar ist, und die Netze würden entlastet. Dadurch stiege der Marktwert von grünem Strom gerade dann, wenn er produziert wird, und somit auch die Erlöse für die Bestandsanlagenbetreiber.
- Eine Weiterentwicklung der Herkunftsnachweise ist dringend erforderlich. Ein einheitliches, im besten Falle europäisches, Nachweissystem muss die Anrechnung von grünen, strombasierten Gasen auf verbindliche Quoten und Ziele ermöglichen. Die grüne Eigenschaft des Windstroms muss auch bei Strombezug über das öffentliche Netz vom Erzeuger bis zum Letztverbraucher nachgewiesen werden können.

2.5. Genehmigungsverfahren erleichtern, technische Normen anpassen

Eine unklare Genehmigungslage und überalterte Normen erschweren die Projektentwicklung und den Betrieb von windparknahen oder mit Windparks betriebstechnisch verbundenen Elektrolyseuren zusätzlich.

Elektrolyseure sind bisher nicht als eigene Anlagenkategorie im Genehmigungsrecht definiert. Das bringt eine Reihe von Rechtsunsicherheiten und Verzögerungen von Genehmigungsverfahren mit sich.

Als erstes stellt sich die baurechtliche Frage, ob Elektrolyseure im Außenbereich und damit windparknah zulässig sind. Dienen sie der öffentlichen Versorgung oder sind sie als einem Windpark dienend einzuordnen, sind sie als im Außenbereich privilegiertes Vorhaben (§ 35 Abs. 1 Nr. 3 oder Nr. 5 BauGB) einzuordnen. Die Behördenpraxis erkennt jedoch häufig diese Privilegierung nicht an. In Schleswig-Holstein bspw. erfolgt eine Außenbereichsprivilegierung von Elektrolyseuren nur in Einzelfällen. In allen anderen Fällen wird die Durchführung einer gemeindlichen Bauleitplanung (Aufstellung eines Bebauungsplans) erforderlich, mit den entsprechenden zeitlichen und wirtschaftlichen Implikationen.

Als zweites stellt sich die Frage, ob es sich um ein immissionsschutzrechtlich genehmigungsbedürftiges Vorhaben handelt. Laut Beschluss des LAI sollen Elektrolyseure unter den Genehmigungstatbestand Nr. 4.1.12 des Anhangs 1 der 4. BImSchV fallen, wonach sie immissionsschutzrechtlich genehmigungsbedürftig wären, und zwar im „Vollgenehmigungsverfahren“ mit zwingender Öffentlichkeitsbeteiligung. Daneben führt die Einordnung unter diesen Genehmigungstatbestand dazu, dass Elektrolyseure automatisch als sog. „Industrieemissionsanlagen“ qualifiziert werden, für die das Immissionsschutzrecht weitere verschärfte Vorgaben vorsieht. Die Widersinnigkeit dieses Umstandes ergibt sich bereits daraus, dass Industrieemissionsanlagen nach der entsprechenden europäischen Richtlinie besonders umweltbelastende Anlagen sind. Für Elektrolyseure gilt allerdings gerade das Gegenteil, sie stellen in umweltschonender Weise Wasserstoff als umweltfreundlichen Energieträger her. Für diesen Beschluss liegt zwar keine Begründung vor, sie hat sich aber in der Behördenpraxis festgesetzt. Sie führt dazu, dass Elektrolyseure, egal welcher Größe, als Industrieanlagen behandelt werden – mit allen einhergehenden Pflichten. Dies ist insbesondere für kleinere, in räumlicher Nähe zu Windparks befindliche Elektrolyseure überzogen, nicht sachgerecht und auch rechtlich unzutreffend. Alternativ und ohne Anpassung der 4. BImSchV ließen sich Elektrolyseure genehmigungsrechtlich ggf. unter Nr. 1.15 des Anhangs 1 der 4. BImSchV als Anlagen zur Erzeugung von Biogas einordnen, vorausgesetzt man zöge die Biogasdefinition aus dem Energiewirtschaftsrecht heran, die

auch Wasserstoff aus Wasserelektrolyse und synthetisch erzeugtes Methan umfasst. Diese Einordnung zöge ein vereinfachtes Genehmigungsverfahren nach sich, wird aber von den Behörden in der Regel nicht angewandt.

Im Projekt „PortalGreen“ wird unter Beteiligung des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches (DVGW) aktuell ein Genehmigungsleitfaden erstellt und über 36 Monate vom BMWi gefördert. Die Erstellung des Genehmigungsleitfadens wird prinzipiell begrüßt, ist aber nicht hinreichend, da er den Status Quo der zweifelhaften Genehmigungspraxis nicht hinterfragt.

Hinzu kommen überalterte Normen, die zu Restriktionen bei der Einspeisung von Wasserstoff führen. Prinzipiell liegt der zulässige Anteil von Wasserstoff im deutschen Erdgasnetz heute bei knapp zehn Prozent, sofern keine Einschränkungen durch spezifische Anwendungen vorliegen. Die Einspeisung in der Nähe von Gastankstellen ist etwa dadurch begrenzt, dass Erdgas im Verkehrssektor derzeit keinen höheren Wasserstoffanteil als zwei Prozent enthalten darf. Eine Beimischungsquote von 20 Prozent ist laut des DVGW jedoch durchaus technisch machbar. Der DVGW hat deshalb damit begonnen, das bestehende Regelwerk für Erzeugung, Einspeisung, Beimischung, Transport, Verteilung und Speicherung von Wasserstoff in der Erdgas-Infrastruktur zu überarbeiten.

➔ **Maßnahmen:**

- Elektrolyseure müssen im Genehmigungsrecht (BauGB, BImSchG) als eigene Anlagenkategorie definiert werden und somit einen eigenen Genehmigungstatbestand erhalten. Im Außenbereich sind sie als privilegierte Vorhaben zu behandeln.
- Eine kurzfristige Lösung wäre, bis zu einer definierten Anlagengröße grundsätzlich ein vereinfachtes immissionsschutzrechtliches Genehmigungsverfahren zuzulassen.
- Die betreffenden Normen zur Einspeisung von Wasserstoff müssen praxistauglich überarbeitet werden. Der eingeleitete DVGW-Prozess zur Überarbeitung des Regelwerkes für eine schrittweise Erhöhung des Wasserstoffanteils im Erdgasnetz wird ausdrücklich begrüßt.

3. Zusammenfassung der Maßnahmen

Existierende Maßnahmen rechtssicher und praxistauglich überarbeiten

1. Durch eine Streichung oder zumindest großräumige Neu-Definition des Begriffs der unmittelbaren räumlichen Nähe bzw. des unmittelbaren räumlichen Zusammenhangs im Energie- und Stromsteuerrecht ließen sich Direktleitungen auch über größere Distanzen rechtssicher betreiben und PtG-Projekte unter Inanspruchnahme der damit verbundenen Begünstigungen besser planen und umsetzen.
2. Es braucht eines pragmatischen, aber rechtssicheren Abrechnungs- und Messkonzepts bzw. Schätzkonzepts für Eigenversorgungs- und Direktlieferungsmodelle. Im Rahmen des aktuell in Arbeit befindlichen Hinweises der Bundesnetzagentur zum Messen und Schätzen bei EEG-Umlagepflichten sollten dringend praxistaugliche Regeln vorgesehen werden.
3. Das Eigenversungsverbot sollte aufgehoben werden, da so Sektorenkopplung mit ausgeschriebenen EE-Anlagen blockiert wird. Alternativ wäre eine explizite Ausnahme für PtG-Anwendungen denkbar.
4. Die Personenidentität, die heute beim Betrieb von innovativen Eigenversorgungskonzepten an einem gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt i.d.R. als Vorgabe gilt, ist weder praxisgerecht noch zielführend. Es gilt daher, sie aufzuheben.
5. Entscheidend für den Erfolg der Reallabore ist, nicht-praxisgerechte Überregulierungen zu vermeiden. Eine Förderung über die Betriebskosten ist zu begrüßen, ebenso die deutliche Erhöhung der Fördermittel, um Betriebsmodelle und Technologien in größerem Umfang zu erproben und Skaleneffekte zu ermöglichen.

Effektive Instrumente für den Marktanlauf implementieren

6. Eine netzdienliche Befreiung des Bezugsstroms von Steuern, Abgaben und Umlagen im Rahmen von Innovationsausschreibungen ermöglicht den wirtschaftlichen Betrieb von windparknahen Elektrolyseuren und verringert den Netzausbaubedarf.
7. **Ein Strommarkt-orientiertes Marktanreizprogramm belohnt die flexible Fahrweise von Elektrolyseuren und erhöht den Marktwert von Windstrom.** Die Wirkung einer flexibel reduzierten Abgabenlast auf Strom aus dem öffentlichen Netz kann erprobt und Verbesserungen von Produktionsverfahren und Wirkungsgraden zu überschaubaren Kosten angereizt werden.

Nachfrage grüner Gase stärken

8. Eine wirksame CO₂-Bepreisung in allen Sektoren kann die Kosten der fossilen Energieerzeugung verursachergerecht abbilden und helfen, grüne Gase wirtschaftlich konkurrenzfähig zu machen.
9. Die Bereitstellung von Flexibilitäten muss stärker honoriert werden. Im Rahmen einer Reform des Systems der Steuern, Abgaben und Umlagen muss geprüft werden, inwiefern eine Flexibilisierung der Entgelte und Umlagen dazu beitragen kann, dass sich Erzeugung und Verbrauch stärker synchronisieren.

10. Eine Weiterentwicklung der Herkunftsnachweise ist dringend erforderlich. Ein einheitliches, im besten Falle europäisches, Nachweissystem muss die Anrechnung von grünen, strombasierten Gasen auf verbindliche Quoten und Ziele ermöglichen. Die grüne Eigenschaft des Windstroms muss auch bei Strombezug über das öffentliche Netz vom Erzeuger bis zum Letztverbraucher nachgewiesen werden können.

Genehmigungsverfahren erleichtern, technische Normen anpassen

11. Elektrolyseure müssen im Genehmigungsrecht (BauGB, BImSchG) als eigene Anlagenkategorie definiert werden und somit einen eigenen Genehmigungstatbestand erhalten. Im Außenbereich sind sie als privilegierte Vorhaben zu behandeln. Eine kurzfristige Lösung wäre, bis zu einer definierten Anlagengröße grundsätzlich ein vereinfachtes immissionsschutzrechtliches Genehmigungsverfahren zuzulassen.
 12. Die betreffenden Normen zur Einspeisung von Wasserstoff müssen praxistauglich überarbeitet werden. Der eingeleitete DVGW-Prozess zur Überarbeitung des Regelwerkes für eine schrittweise Erhöhung des Wasserstoffanteils im Erdgasnetz wird ausdrücklich begrüßt.
-

