

CAMPFIRE

Screening der rechtlichen, politischen und
ökonomischen Rahmenbedingungen

ERSTELLT VON

Ass. jur. Judith Schäfer
Ass. jur. Simon Schäfer-Stradowsky
Ass. jur. Verena Lerm
Dennis Nill
Philine Wedell

JUNI 2018

Inhaltsverzeichnis

Einleitung	3
Screening der politischen Rahmenbedingungen	6
1. Ziele staatlicher Energiepolitik	6
2. Energiepolitische Zuständigkeiten	8
3. Aktuelle Entwicklungen und Herausforderungen der Energiepolitik	10
4. Sektorenkopplung: Aktuelle politische Entwicklungen	14
4.1. Europa	14
4.2. Deutschland	15
4.3. Mecklenburg-Vorpommern	17
4.4. Nichtstaatliche Akteure	18
Screening der ökonomischen Rahmenbedingungen	20
1. Vorstellung der Technologien in CAMPFIRE	20
1.1. Stromerzeugung	20
1.2. Power-to-X (PtX)	21
2. Status quo	22
2.1. Stromerzeugung	23
2.2. Power-to-X (PtX)	26
3. Potenziale und Geschäftsmodelle durch die Nutzung von elektrokeramischen Dünnschichtmembranen	26
3.1. Positionierung und Marktentwicklung	27
3.2. Potenziale in der Stromerzeugung	27
3.3. Potenziale für Power-to-X	28

4. Chancen für die Region Nord-Ost-Deutschland	31
5. Aufbau eines Forschungsverbunds	32
6. Aufbau der Projektstruktur in TP2	33
Screening der rechtlichen Rahmenbedingungen	35
1. EE-Anlagen	35
1.1. Planungsrechtliche Genehmigungs- und Standortfragen	35
1.2. Förderung von EE-Anlagen, EEG 2017	41
1.3. Förderprogramme für EE-Anlagen	46
1.4. Rechtliche Entflechtung der Netzbetreiber	48
2. Systemdienstleistungen	49
2.1. Netzbezogen	49
2.2. Marktbezogen	50
2.3. Verhältnis der Systemdienstleistungen zueinander	52
3. Power-to-X (PtX)	53
3.1. Anlagenbezogene Betrachtung	54
3.2. Strombezug	55
3.3. Produktbezogene Betrachtung	59
3.4. Staatliche Fördermöglichkeiten	61
Fazit und Ausblick	63
Literaturverzeichnis	64

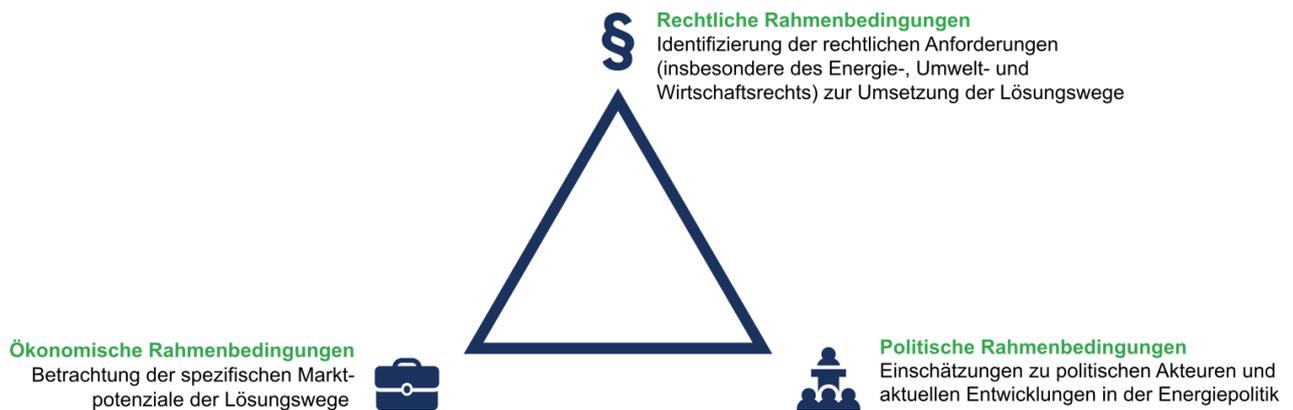
Einleitung

Im Zuge der Energiewende wird Deutschland sowohl den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) vorantreiben, aber auch neue Technologien wie Speichertechnologien werden zunehmend in den Fokus rücken. In der nächsten Phase der Energiewende wird insbesondere die Kopplung der Sektoren Strom, Gebäude und Verkehr an Bedeutung gewinnen. Aus Netzsicht überschüssiger Strom aus erneuerbaren Energien kann mit den richtigen technologischen Anwendungen umfassend und effizient genutzt werden, insbesondere in Gegenden, in denen die Erzeugung heute schon größer ist als der Verbrauch. Hierzu zählt auch die Region Nord-Ost, in welcher das Forschungsvorhaben CAMPFIRE der Region Nord-Ost neue Entwicklungspotenziale im Bereich von neuen elektrokeramischen Materialien für wirtschaftliche Verfahrenstechnologien zum Umbau des Energiesystems untersuchen und hervorbringen soll. Dabei handelt es sich um einen interdisziplinären Forschungsgegenstand, bei dem das IKEM die rechtlichen, politischen und ökonomischen Rahmenbedingungen für das Innovationsfeld untersuchen wird. Das Forschungsvorhaben befindet sich gegenwärtig in der Konzeptphase. Diese wird von den Bündnispartnern genutzt, um bis Ende Oktober 2018 den Vollertrag zu schreiben.

Im Dezember 2015 wurde auf der **UN-Klimakonferenz in Paris** (COP 21) ein Klimaschutzplan beschlossen, in dem sich die Staatengemeinschaft verpflichtet, den globalen Anstieg der Durchschnittstemperatur auf unter **zwei Grad Celsius** über dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen. Um dieses ehrgeizige Ziel zu erreichen, müssen die Treibhausgasemissionen weltweit **bis zum Jahr 2050 um mehr als 80 Prozent** gegenüber dem Referenzjahr 1990 reduziert werden. Den Vorgaben des Pariser Klimaschutzplans entsprechend hat sich die Bundesregierung zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen in Deutschland das Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2050 die Emissionen um 80 bis 95 **Prozent** zu senken.

Das in CAMPFIRE untersuchte Technologiefeld setzt hier an. Es ermöglicht zum einen die kostengünstige und effiziente Erzeugung von grünem Strom und zum anderen die Entwicklung neuer Sektorenkopplungstechnologien. Strom aus fluktuierenden Energiequellen (Wind und Sonne), der zum Erzeugungszeitpunkt nicht ausreichend nachgefragt wird, kann durch die neuen Energieumwandlungs- und Speichertechnologien mittels Sektorenkopplung für die Sektoren Verkehr und Gebäude nutzbar gemacht werden. Neue Nanomaterialien verfügen darüber hinaus über ein enormes Potenzial die Klimaverträglichkeit bereits etablierter Energietechnologien, z. B. des Verbrennungsmotors und der

Biogasverstromung, signifikant zu verbessern. So kann ein wichtiger Beitrag zur Dekarbonisierung und zur Erreichung der internationalen und nationalen Klimaziele geleistet werden.



Ziel der folgenden Darstellung ist es, die rechtlichen, politischen und ökonomischen Rahmenbedingungen für die CAMPFIRE-Technologien zu analysieren. Auf Basis des rechtlichen Status Quo sollen so für die Anwendungsfelder (z. B. EE- bzw. PtX-Anlagen), in denen die Nutzung der elektrokeramischen Dünnschichtmembranen denkbar ist, die Marktpotenziale der Membranen für die Umsetzungsphase ermittelt werden. Diese Vorabklassifizierung ermöglicht es den Bündnispartnern, bereits in einem sehr frühen Bearbeitungsstadium Forschungsschwerpunkte auf einzelne Anwendungsfelder zu legen und dementsprechend für die Umsetzungsphase die Voraussetzungen für eine erfolgreiche technologische, wirtschaftliche und rechtspolitische Verankerung der neuen Technologien zu schaffen.

Die vielseitigen Bereiche, in denen die in CAMPFIRE zu entwickelnden Technologien Anwendung finden, werden in Tabelle 1 dargestellt. Hierbei handelt es sich um Wertstoffsyntheseverfahren, Hochtemperaturbrennstoffzellen, Oxidationsprozesse und PV-Prozesse. Die Technologien werden zu Beginn des ökonomischen Screenings in Abschnitt 1 unter *Vorstellung der Technologien in CAMPFIRE* detaillierter vorgestellt. Unterschieden wird übergreifend nach Technologien zur Stromerzeugung und für Power-to-X-Anwendungen. Hieran angelehnt erfolgt auch das Screening der ökonomischen und rechtlichen Rahmenbedingungen. Das politische Screening untersucht ebenfalls Rahmenbedingungen im Stromsektor sowie im Bereich der Sektorenkopplung.

Tabelle 1: Anwendungsbereiche der in CAMPFIRE zu entwickelnden Technologien (Quelle: Eigene Darstellung)

Wertstoffsynthese		Hochtemperaturbrennstoffzelle		Oxidationsprozesse		Solar-energie	
Power-to-X-Anwendungen							
Stromerzeugungsanwendungen							
H ₂ - und CH _x - SOEC	Ammoniak	Antpower	Netz- ferne SOFC Systeme	Marine u. KWK SOFC 2.0	Stick- stofffreie POX	Methanschlupf	Perowskit- PV

Screening der politischen Rahmenbedingungen

1. Ziele staatlicher Energiepolitik

Aufgrund der enormen Bedeutung der Energieversorgung für Wirtschaft und Gesellschaft gehört die Energiepolitik zu den zentralen Politikbereichen von Industrienationen¹ und umfasst „die Gesamtheit der Maßnahmen des Staates zur sicheren, preisgünstigen und gerechten Versorgung der Wirtschaft und der Bevölkerung mit der erforderlichen Energie.“² In dieser Stellung muss sie einer Vielzahl von Anforderungen und Interessenslagen genügen. Gerade deshalb unterliegt sie einer umfassenden staatlichen Planung, die privat- und volkswirtschaftliche Interessen mit gesellschaftlichen Präferenzen verbindet.³ Für die deutsche⁴ und europäische⁵ Energiepolitik ergibt sich daraus eine Zieltrias aus Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit.

Versorgungssicherheit umfasst die Sicherstellung einer kontinuierlichen und stabilen Energieversorgung. Lieferengpässe oder Stromausfälle sollten weitgehend vermieden werden, damit Wirtschaftsbetrieb und Mobilität ohne Einschränkungen stattfinden können.

Die Zielsetzung Wirtschaftlichkeit betrifft insbesondere die Energiepreise, die im Interesse privater und gewerblicher Verbraucher möglichst gering gehalten werden sollen. Hohe Energiekosten können sich beispielsweise auf die Wettbewerbsfähigkeit auswirken und negative wirtschaftliche Folgen wie z.B. Standortverlagerungen nach sich ziehen.

Bei allen Energieerzeugungsarten entstehen in unterschiedlichen Formen bzw. Ausmaß Auswirkungen auf die Umwelt (z. B. Treibhausgas- und Schadstoffausstöße, Flächenverbrauch, Veränderungen im Landschaftsbild). Im Sinne des Klimaschutzes sowie aufgrund eines Interesses am Schutz von Menschen und Umwelt sollen diese Auswirkungen möglichst gering gehalten werden.

¹ Illing, 2016.

² Püttner, 1969.

³ Ebd.

⁴ vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2015.

⁵ vgl. Europäische Kommission, o.J.

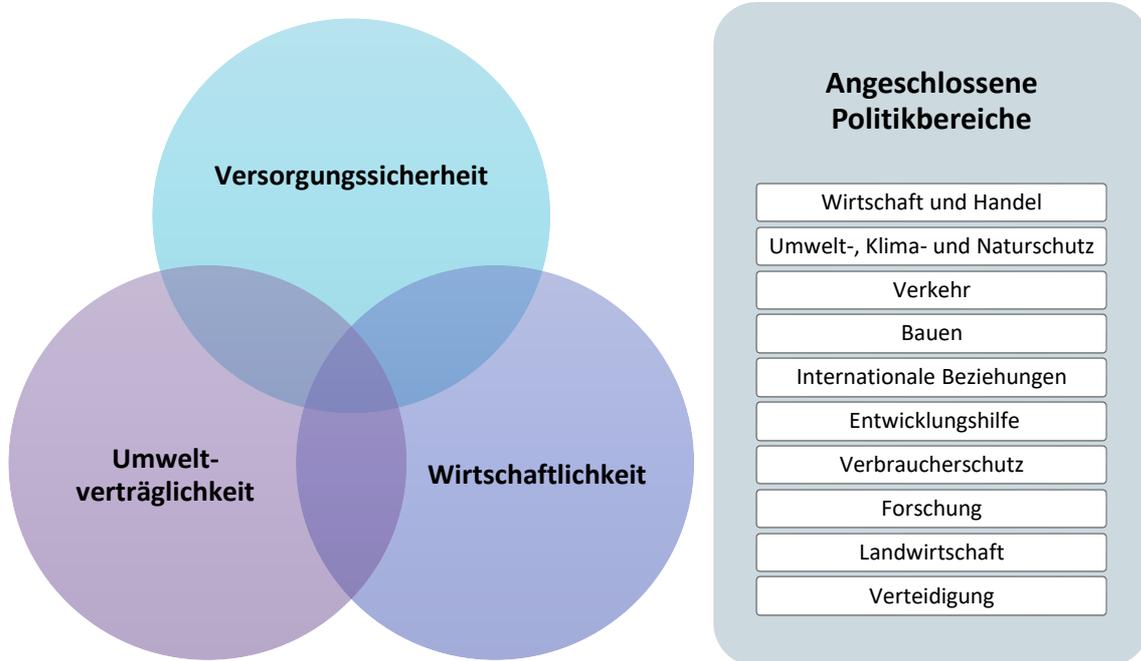


Abbildung 1: Zieltrias der Energiepolitik und angeschlossene Politikbereiche (Quelle: Eigene Darstellung).

Die Zieltrias stellt allerdings nur ein Idealbild dar, da sich die Zielsetzungen aus verschiedenen Gründen nur schwer im gleichen Maße verwirklichen lassen. Oftmals ergeben sich politische Konfliktlinien („cleavages“) zwischen den Zielsetzungen: Die Kosten für den Ausbau erneuerbarer Energien erfordern beispielsweise eine Abwägung zwischen den Zielen Wirtschaftlichkeit und Umweltschutz. Weitere Herausforderungen ergeben sich zum Beispiel aus Lock-In-Effekten sowie aus bestimmten konditionierenden Umständen („constraints“⁶). Hierzu zählen institutionelle Rahmenbedingungen, Sachzwänge (z.B. Verfügbarkeit einzelner Energieressourcen, Anforderungen anderer Politikbereiche) sowie die öffentliche Wahrnehmung bestimmter Politikoptionen („Akzeptanz“). Andererseits sind auch gleichgerichtete Interessenslagen denkbar: Eine Energiepolitik, die aus Umwelt- und Klimaschutzgründen die Abhängigkeit von fossilen Energieimporten verringert, handelt prinzipiell auch im Sinne der Versorgungssicherheit.

Wie bereits in der Zieltrias deutlich wird, ist Energiepolitik aufgrund von inhaltlichen Überschneidungen und Interdependenzen mit zahlreichen weiteren staatlichen Politikbereichen verbunden. Neben Wirtschaft und Umweltschutz zählen dazu z.B. Verkehr (Grundlage für Mobilität), Bauen (Fragen der

⁶ vgl. Ostrom, 1986.

Gebäudeenergieeffizienz) sowie Landwirtschaft (z.B. Biomasse). Zwischen diesen Bereichen treten ebenfalls widersprüchliche Interessenslagen auf, die zwischen den staatlichen Entscheidungsträgern ausgehandelt werden müssen.

Aus der Abwägung und Priorisierung der genannten Zielsetzungen ergibt sich letztlich eine staatliche Energiepolitik, die sich in der Ausgestaltung der rechtlichen Rahmensetzung niederschlägt. Diese bezieht die Interessen einer Vielzahl von direkt oder indirekt am politischen Prozess beteiligten nicht-staatlichen Akteuren ein (z.B. Parteien, Verbände, Unternehmen, Bürger).⁷ Die Einflussmöglichkeiten sowie energiepolitischen Interessen dieser Akteure hängen dabei wiederum von einer Fülle unterschiedlicher Faktoren ab. In Bezug auf bevorzugte Politikoptionen spielen jedoch oftmals wirtschaftlich-materielle und ideelle Überlegungen sowie Partikularinteressen eine Rolle.

Die Aushandlung der politischen Entscheidungen unter den beteiligten Akteuren findet in einem kontinuierlichen Prozess statt. Wie in vielen anderen Politikbereichen ist auch in der Energiepolitik das politische Veränderungspotenzial konditioniert. Auf Basis früherer politischer Entscheidungen und der regelmäßigen Interaktion zwischen den Akteuren ergeben sich Pfadabhängigkeiten und es bilden sich Strukturen und Regeln („Policy-Regime“), die Programmformulierung und -umsetzung beeinflussen.⁸ Während begrenzte Reformen relativ einfach umzusetzen sind (vgl. laufende Weiterentwicklung des EEG), erfordern grundlegende Umstellungen der Energiepolitik bzw. innovative Politikansätze aufgrund von politisch-institutionellen Beharrungskräften oftmals tiefgehende kontextuale bzw. politische Veränderungen (vgl. Atomausstieg nach Fukushima).

2. Energiepolitische Zuständigkeiten

Innerhalb der Europäischen Union werden in der Regel die vier Politikebenen europäisch, national, regional und kommunal unterschieden. Jede dieser Ebenen ist mit unterschiedlichen Zuständigkeiten ausgestattet, was sich wiederum auf die Handlungsmöglichkeiten der Akteure auf dieser Ebene auswirkt. Auch wenn die meisten Akteure ihr politisches Handeln vornehmlich auf eine Ebene beschränken, besteht die Möglichkeit direkt oder indirekt auf anderen Ebenen tätig zu werden. So können politische Konflikte sowohl innerhalb einer Ebene als auch zwischen den Ebenen ausgetragen werden.

Die europäische Politikebene widmet sich der Sicherstellung der gesamteuropäischen Versorgungssicherheit, dem Abbau von Hemmnissen für den Energiehandel zwischen den Mitgliedsstaaten sowie

⁷ vgl. Schneider / Janning, 2007.

⁸ Janning, 2008.

der Erfüllung der europäischen Klimaziele. Sie übernimmt in der Energiepolitik vorwiegend eine Koordinationsfunktion auch wenn die Europäische Union mit dem Vertrag von Lissabon 2009 erstmals einen expliziten energiepolitischen Gestaltungsauftrag erhielt. Allerdings liegt die Souveränität in der Energiepolitik weiterhin weitestgehend bei den Mitgliedsstaaten, die in ihren nationalen Strategien zum Teil sehr unterschiedliche Interessen verfolgen. Die europäischen Institutionen können zwar gemeinsame Ziele formulieren, sind aber auf die Kooperation der Mitglieder angewiesen, da diese über den Europäischen Rat ein umfassendes Mitspracherecht bei der europäischen Richtliniensetzung haben.

Beschlossene Richtlinien sind zudem nicht unmittelbar wirksam, sondern werden erst durch nationale Rechtsakte umgesetzt. Bei der Umsetzung der nationalen Gesetzgebung besitzen die Mitgliedsstaaten wiederum einen gewissen Handlungsspielraum. Die maßgeblichen energiepolitischen Entscheidungen und gesetzlichen Bestimmungen, insbesondere die ordnungspolitischen und fiskalischen Aspekte (in Deutschland z. B. im EnWG, EEG, EnEV) werden auf nationaler Ebene festgelegt. In Deutschland ist die Bundesregierung der wichtigste energiepolitische Akteur, der sich jedoch – ausgehend von der Richtlinienkompetenz und politischen Steuerung des Bundeskanzleramtes – in die thematisch zuständigen Ministerien mit jeweils unterschiedlichen Prioritäten und Interessenslagen aufgliedert. Die energiepolitische Federführung übernimmt in der Regel das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Weitere wichtige Akteure sind die Bundesministerien für Umwelt, Verkehr sowie Forschung. Den Ministerien sind zudem Behörden mit weitreichenden bundesweiten Regulierungs-, Kontroll- und Steuerungsfunktionen (z.B. Bundesnetzagentur, Umweltbundesamt) nachgeordnet.

Die Landesregierungen haben über den Bundesrat die Möglichkeit, die Energiepolitik des Bundes mitzugestalten. Ansonsten liegen die Steuerungsmöglichkeit der Bundesländer und Kommunen vorwiegend im Planungsrecht. Durch entsprechende Vorgaben können sie beispielsweise die Errichtung von Erzeugungsanlagen und Energieinfrastruktur fördern, verlangsamen oder gar verhindern. Eine weitere Handlungsmöglichkeit ergibt sich aus regionalen und kommunalen Klimaschutzplänen und Energiekonzepten. Sie dienen als Informations- und Beteiligungsinstrument für die Bevölkerung und steuern gleichzeitig das Handeln von Behörden sowie landeseigenen/kommunalen Unternehmen – insbesondere der Stadtwerke – z. B. in Bezug auf Investitionen in die jeweiligen Energiesysteme.⁹

⁹ vgl. Illing, 2016.

3. Aktuelle Entwicklungen und Herausforderungen der Energiepolitik

Die EU hat sich verpflichtet, ihre Treibhausgasemissionen bis 2050 um 80 bis 95 Prozent gegenüber dem Niveau von 1990 zu verringern. In Deutschland möchte die Bundesregierung die Treibhausgasemissionen bis 2030 um mindestens 55 Prozent senken und strebt eine weitgehende Treibhausgasneutralität bis 2050 an. Demnach soll die Stromerzeugung in Deutschland im Jahre 2050 zu 80 Prozent aus erneuerbaren Energien bestehen und Emissionen in den anderen Sektoren weitestgehend vermieden werden. Neben dem Ersatz fossiler Brennstoffe gegen erneuerbare Energiequellen werden Energieeffizienzmaßnahmen angestrebt.¹⁰

Aus diesem Grund zielt sowohl die europäische als auch die deutsche Energiepolitik auf einen umfangreichen Zubau von EE-Anlagen ab¹¹. Aufgrund hoher Erzeugungskapazitäten und verhältnismäßig niedrigen Technologiekosten wird es sich dabei größtenteils um Photovoltaik- und Windenergieanlagen handeln. 2017 stammten 67,2 Prozent des erneuerbar Erzeugten Stroms in Deutschland aus diesen Quellen¹². In den nächsten Jahren sollen an Land Windenergieanlagen mit einer Leistung von 2.800 MW (bis 2019) bzw. 2.900 MW (ab 2020) sowie Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von 2.500 MW jährlich zugebaut werden. Die installierte Leistung von Windenergieanlagen auf See soll 6.500 MW (2020) und 15.000 MW (2030) erreichen.¹³ Im Koalitionsvertrag der aktuellen Bundesregierung sind außerdem Sonderausschreibungen für je vier Gigawatt Windenergie an Land und Photovoltaik vorgesehen sowie ein zusätzlicher Beitrag der Windenergie auf See. Diese Beiträge sollen im Zeitraum 2019/2020 wirksam werden.¹⁴ Allerdings gibt es, insbesondere bei der Windenergie, aufgrund von Bürgerprotesten, verschärften Bau- und Naturschutzvorgaben, langen Planungs- und Genehmigungsprozessen sowie Problemen beim Netzausbau erhebliche Zweifel, ob diese Zubaupläne so umgesetzt werden können. Darüber hinaus sehen sich Betreiber der Anlagen ab Ende 2020 neuen Anforderungen ausgesetzt, wenn schrittweise die ersten EE-Anlagen aus dem 20-jährigen Vergütungszeitraum fallen. Da bei den derzeitigen Börsenstrompreisen nur geringe Anreize für einen Weiterbetrieb bestehen, droht ein umfangreicher Rückbau von EE-Anlagen.¹⁵

¹⁰ vgl. Bundesregierung, 2016.

¹¹ vgl. Bundesregierung, 2018.

¹² vgl. AGEE-Stat, 2017.

¹³ § 4 EEG 2017

¹⁴ vgl. Bundesregierung, 2018.

¹⁵ vgl. Deutsche Windguard, 2016.

Das aktuelle Energiesystem ist insgesamt nur unzureichend auf den Ausbau der erneuerbaren Energien und die Energiewende vorbereitet. Herausforderungen ergeben sich insbesondere aus der Integration des EE-Stroms. Da die EE-Energieerzeugungsarten jeweils mit saisonalen und wetterbedingten Schwankungen verbunden und dezentral verteilt sind, gestaltet sich die zeitliche und geografische Zusammenführung von Erzeugung und Verbrauch im Kontext der relativ hohen Zubaugeschwindigkeit zunehmend schwierig. Aufgrund von Netzengpässen müssen in einigen Gegenden Deutschlands regelmäßig Anlagen vom Netz genommen werden. Im Jahr 2016 betrug die Ausfallarbeit, d.h. der Verlust elektrischer Energie durch Abregelungen im Rahmen des Einspeisemanagements, noch 3.743 GWh¹⁶, stieg 2017 jedoch auf den bislang höchsten Wert von 5.518 GWh (vgl. Abschnitt 3.3, Screening ökonomischer Rahmenbedingungen). Die Gesamtkosten aller Netzstabilisierungsmaßnahmen (Redispatch, Einspeisemanagement, Reservekraftwerke) betrugen 1,4 Milliarden Euro.¹⁷ Kritiker sind der Auffassung, dass diese Kosten, die über die Netzentgelte auf die Verbraucher umgelegt werden, gegen einen weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien sprechen sollten. Andere Stimmen weisen darauf hin, dass auch die zu geringe Abregelung konventioneller Kraftwerke sowie zahlreiche weitere Faktoren ursächlich für die häufigen Netzengpässe seien.¹⁸

Besonders vom Einspeisemanagement betroffen sind Windenergieanlagen, da sich diese schnell und einfach steuern lassen und sie nicht in Wärme- oder industrielle Prozesse eingebunden sind. Da Windkraftanlagen nach dem EEG regelmäßig eine vorrangige und unbedingte Einspeisung ihrer erzeugten erneuerbaren Energie zugesagt wird, müssen für solche Leistungsreduktionen Entschädigungszahlungen nach § 15 EEG geleistet werden, die im Rahmen des Netzentgeltwälzungsmechanismus auf alle Netznutzer umgelegt werden. Die kostengünstige und umweltschonende Stromerzeugung aus Windenergie wird dem Gesamtenergiesystem somit durch Abregelung entzogen, wobei die Kosten dennoch übernommen werden müssen. Zusätzlich werden oftmals fossile Kraftwerke hinter dem Netzengpass hochgefahren (Redispatch), wodurch sich der CO₂-Ausstoß erhöht. Da der Ausbau bzw. die Optimierung der Stromnetze – auch aufgrund fehlender Akzeptanz für oberirdische Stromleitungen – nur schleppend vorankommt, wird die Netzsituation im Rahmen des weiteren Zubaus von EE-Anlagen auch in den nächsten Jahren angespannt bleiben.¹⁹

¹⁶ vgl. Bundesnetzagentur, 2017.

¹⁷ vgl. Bundesnetzagentur, 2018a.

¹⁸ vgl. Klimareporter.de, 2018.

¹⁹ Ebd.

Mit der dezentralen Energieerzeugung und den dargestellten Herausforderungen beim Stromtransport erhalten Energiespeicher und die Idee einer Dezentralisierung des Energiesystems zunehmende Aufmerksamkeit. Technisch ausgereift und für die großtechnische langfristige Stromspeicherung geeignet sind derzeit vor allem Pumpspeicherwerke, die jedoch ein begrenztes Ausbaupotenzial besitzen. Als Ergänzung, insbesondere für die Langzeitspeicherung wird derzeit an alternativen Speichertechnologien geforscht. Die Bundesregierung fördert dies seit 2010 mit der Förderinitiative "Energiespeicher".²⁰ Allerdings ist die Frage, welche Rolle Speicher im zukünftigen Energiesystem konkret übernehmen und welche Technologien eingesetzt werden sollen, derzeit noch offen. Die politische Debatte dreht sich in diesem Kontext auch um die grundsätzliche Notwendigkeit dieser Systemkomponente sowie die damit verbundenen Kosten.

Hier schließt sich auch das Thema Dezentralität an, da die Energiepolitik weiterhin von der klassischen energiewirtschaftlichen Denkweise, „wonach ein Stromsystem dann am effizientesten ist, wenn der Ausgleich von Stromangebot und -nachfrage möglichst weiträumig erfolgen kann“²¹, beeinflusst wird. Neben (auch finanziellen) Vorteilen in Bezug auf den Netzausbau könnten sich aus einem zentral(er) organisierten Energiesystem jedoch auch andere politische und soziale Werte (Akzeptanz, Teilhabe) ergeben. Die deutsche Energiepolitik hat bereits verschiedene Maßnahmen im Sinne größerer Dezentralität erlassen (insb. Ausnahmen bei den Netzentgelten), jedoch fehlt auch hier ein kohärenter Rechtsrahmen und eine langfristige Strategie für die Gestaltung des Energiesystems.²²

Als weitere Herausforderung für die Energiepolitik muss der Dekarbonisierungsbedarf in den Sektoren Wärme und Verkehr in den Blick genommen werden. Trotz ambitionierter Zielsetzungen stammt in diesen Sektoren bisher nur ein kleiner Teil der Energie aus erneuerbaren Quellen: Während im Stromsektor der Anteil zuletzt von 31,6 Prozent (2016) auf 36,2 Prozent (2017) stark anstieg, sank der Anteil am Wärmeverbrauch um 0,3 Prozentpunkte auf 12,9 Prozent (2017). Im Verkehrsbereich bleibt der Anteil mit 5,2 Prozent (2017) auf einem konstant niedrigen Niveau.

Die direkte Elektrifizierung dieser Sektoren, z. B. in Form von Elektromobilität und Wärmepumpen wäre grundsätzlich die effizienteste Methode zur Dekarbonisierung. Allerdings begrenzen hier Lock-In-Effekte (z. B. lange Investitionszyklen für Wärmeanlagen) oder technische Einschränkungen (z. B.

²⁰ Bundesregierung, o.J..

²¹ Agora Energiewende, 2017.

²² Ebd.

mit Batteriespeichern realisierbare Reichweiten im Verkehr) ebenso wie die unzureichenden Stromspeicher- und Transportmöglichkeiten das Potenzial zur Elektrifizierung.

Als Alternativen kommen neben Biomasse, deren Nutzung durch eingeschränkte Verfügbarkeit nachhaltiger Rohstoffe begrenzt wird, auch synthetische Brennstoffe (z. B. Wasserstoff, Methan) in Frage. Letztere lassen sich unter Einsatz von erneuerbarem Strom prinzipiell CO₂-neutral mittels Power-to-Gas- bzw. Power-to-Liquid-Verfahren herstellen. Verschiedene Studien haben darauf hingewiesen, dass die Integration erneuerbar erzeugter Brennstoffe ins Energiesystem ein wichtiger Baustein der Energiewende sein könnte.²³ In spezifischen Anwendungsfällen (z. B. im Schiffsverkehr) stellen solche Brennstoffe mitunter die einzige derzeit verfügbare technische Möglichkeit zur Dekarbonisierung dar. Durch die Weiternutzung bestehender Infrastrukturen für den Energietransport (insb. das Gasnetz) und der damit verbundenen Vermeidung von Netzausbaumaßnahmen können sich mitunter umfangreiche Kosteneinsparungen für das Energiesystem ergeben.²⁴

Die grundlegenden Technologien für die Verfahren zur Herstellung synthetischer Brennstoffe sind heute zwar vorhanden, jedoch handelt es sich bei den in Deutschland installierten Anlagen vorwiegend um Pilotprojekte bzw. um Einzelanlagen. Die Gründe hierfür liegen unter anderem im Marktde-sign und in den regulatorischen Rahmenbedingungen, die derzeit noch keinen wirtschaftlichen Betrieb solcher Anlagen ermöglichen. Außerdem ist noch nicht geregelt, welche Sektorenkopplungsfunktionen sie übernehmen und in welcher Form sie ins Energiesystem integriert werden sollen. Eine erfolgreiche Umsetzung der Sektorenkopplung erfordert deshalb ein Handeln seitens der Politik.

Abbildung 2 veranschaulicht die Bandbreite aktueller Herausforderungen in der Energiepolitik grafisch.

²³ vgl. bspw. AEE, 2018 und Bothe et. al, 2017.

²⁴ Ebd.

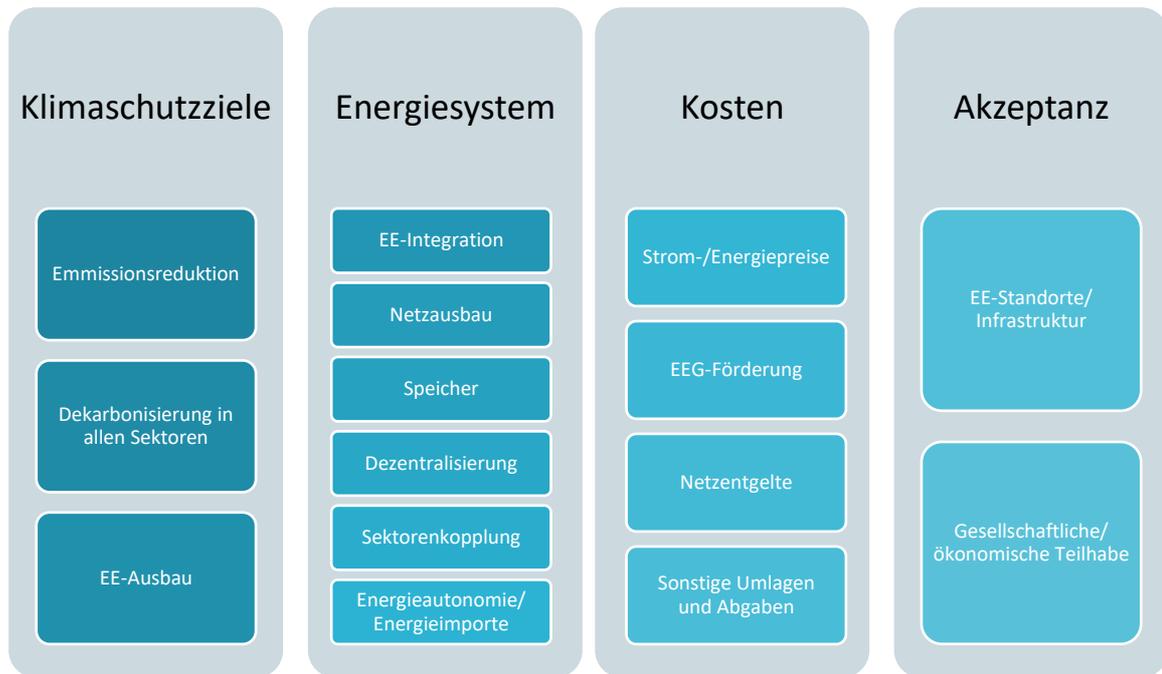


Abbildung 2: Aktuelle Herausforderungen in der Energiepolitik (Quelle: Eigene Darstellung).

4. Sektorenkopplung: Aktuelle politische Entwicklungen

4.1. Europa

Die Europäische Kommission verfolgt das Ziel, die nationalen Energie- und Verbundmärkte im Sinne eines Energiebinnenmarktes stärker miteinander zu vernetzen. Ziel der so genannten Energieunion ist die Sicherstellung von Versorgungssicherheit, Nachhaltigkeit und Wettbewerbsfähigkeit.²⁵ Zur Umsetzung der Energieunion hat die Kommission ein umfangreiches Legislativpaket („Winterpaket“) vorgelegt, dessen Bestandteile derzeit zwischen den Institutionen verhandelt werden. Ein Bestandteil des Pakets sind verschiedene Vorschläge unter dem Titel „Saubere Energie für alle Europäer“. Diese umfassen unter anderem Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz um 30 Prozent bis 2030 sowie den Ausbau erneuerbarer Energien bei gleichzeitig stärkerer Marktorientierung.²⁶

Gemäß der darin ebenfalls enthaltenen EE-Richtlinie soll darauf hingearbeitet werden, den Anteil erneuerbarer Energien in den Sektoren Wärme/Kälte und Verkehr zu erhöhen. Im Wärme-/

²⁵ vgl. Europäische Kommission, 2015.

²⁶ vgl. Europäische Kommission, 2016.

Kältesektor soll der Anteil erneuerbarer Energiequellen in den Zeiträumen 2021-2025 and 2026-2030 um durchschnittlich 1,3 Prozenpunkte pro Jahr und Mitgliedsstaat erhöht werden. Der EE-Anteil am Endenergieverbrauch im Verkehr soll 2030 EU-weit einen Wert von 14 Prozent erreichen. In Bezug auf Beimischungsquoten sieht der Richtlinienentwurf eine Priviligierung erneuerbarer Brennstoffe nichtbiologischer Herkunft vor. Sie sollen – unter der ab 2021 gültigen Voraussetzung einer 70-prozentigen Treibhausgaseinsparung – mit dem Vierfachen ihres eigentlichen Energiewert eingerechnet werden; für die Nutzung von Strom soll der anderhalbfache Wert angelegt werden.²⁷

Mit einer Governance-Verordnung sollen unter anderem die Beiträge der Mitgliedsstaaten zur Erreichung der EU-Klimaschutzziele gesteuert und kontrolliert werden. Es ist vorgesehen, dass die Mitgliedsstaaten nationale Energie- und Klimapläne vorlegen müssen, in denen sie ihre Ziele, Strategien und Maßnahmen zur Umsetzung der Energieunion sowie zur Treibhausgasminderungen darlegen. Dies umfasst auch Zielpfade für den sektoralen Anteil von erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch in den Sektoren Wärme- und Kälteerzeugung, Strom und Verkehr.

Die europäischen Gesetzespläne mit den darin festgelegten Zielen für die Fortschritte bei der Energieeffizienz und den sektorenspezifischen Anteilen erneuerbarer Energien sowie Mechanismen zur Kontrolle setzen einen wichtigen Rahmen für die Sektorenkopplung. In diesem Kontext kann ein europaweiter Bedarf nach entsprechenden Möglichkeiten zur Energieumwandlung und -speicherung entstehen aus denen sich Chancen für die CAMPFIRE-Technologien ergeben. Allerdings befinden sich die Vorschläge der Kommission derzeit noch im europäischen Gesetzgebungsverfahren. Nach Stellungnahmen und Beschlüssen seitens des Rates (Juni/Dezember 2017) wurden erste Teile des Legislativpakets erstmals im Januar 2018 im Europäischen Parlament beraten. Es folgenden nun die Trilog-Verhandlungen zwischen den drei beteiligten Institutionen.

4.2. Deutschland

Momentan existieren in Deutschland zwar Regelungen zur Sektorenkopplung, die jedoch oftmals an bestimmte Technologien anknüpfen.²⁸ So ergibt sich nicht nur eine komplizierte und nicht technologieoffene Rechtsanwendung, auch die Rolle der Sektorenkopplung im Gesamtenergiesystem wird nicht konkretisiert. Gesetzliche Regelungen für die Umsetzung von Klimaschutzzielen, die über

²⁷ vgl. Europäischer Rat, 2018.

²⁸ vgl. Wietschel et al., 2018.

einfache Klimaschutzpläne hinausgehen, wurden in der Vergangenheit zwar diskutiert aber nicht umgesetzt. Die Bundesregierung plant die Verabschiedung eines Klimaschutzgesetzes für die laufende Legislaturperiode.²⁹

Zuletzt hat sich die Bundesregierung mit dem „Klimaschutzplan 2050“ zu sektorspezifischen CO₂-Reduktionszielen und Förderungen bekannt. Die Bundesregierung stellt darin auch fest, dass die Sektorenkopplung ein wichtiges Instrument zur Dekarbonisierung sei: „Je weiter Deutschland in der Umsetzung [der Energiewende] vorankommt, umso größer wird die Interaktion zwischen den Sektoren Energiewirtschaft, Verkehr und Gebäuden sowie Industrie (Sektorkopplung). Dieses Zusammenspiel wird die Bundesregierung aktiv gestalten.“ Allerdings weist die Bundesregierung auch darauf hin, dass der Strombedarf durch Sektorenkopplung stark ansteigen wird. Aus diesem Grund verfolgt die Bundesregierung eine Sektorenkopplungs-Strategie die auf dem Grundsatz „Efficiency First“ beruht.³⁰ Auch wenn der Klimaschutzplan grundsätzlich technologieoffen formuliert ist, spricht dies zunächst für eine Energiepolitik, die eine weitgehende Elektrifizierung der Sektoren verfolgt. So wird darauf hingewiesen, dass für die Sektorenkopplung insbesondere die Wettbewerbsbedingungen für erneuerbaren Strom im Wärme- und Verkehrssektor verbessert werden müssten.³¹ Konkrete Maßnahmen hierfür nennt der Klimaschutzplan nicht.

Ausgehend vom Klimaschutzplan startete das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie einen Konsultationsprozess („Strom 2030“), der die Aufgaben zur Schaffung eines zukunftsfähigen Energiesystems identifizieren sollte. Das entsprechende Ergebnispapier betont im Hinblick auf Schwierigkeiten der Elektrifizierung bestimmter Anwendungsfelder (z. B. Schiff- und Luftfahrt): „Hier ist es wichtig, auch andere Pfade, wie zum Beispiel die Nutzung von Biokraftstoffen oder flüssigen und gasförmigen Kraftstoffen aus erneuerbarem Strom, offenzuhalten.“³² Auch hier wird auf die notwendige Verbesserung des Marktdesigns hingewiesen: Laut dem Papier sei eine allgemeine Reform von Umlagen, Entgelten und Steuern erforderlich.³³ Unklar bleibt, wie diese ausgestaltet werden soll.

²⁹ Bundesregierung, 2018.

³⁰ Bundesregierung, 2016.

³¹ Ebd.

³² Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2017.

³³ Ebd.

Einen Vorschlag liefert ein Sondergutachten der Monopolkommission vom Oktober 2017. Demnach verhinderten die aktuellen nationalen Steuerungsmechanismen, insbesondere die finanzielle Belastung von (erneuerbarer) elektrischer Energie durch EEG-Umlage und Stromsteuer, die Sektorenkopplung. Verbraucher könnten fossile Brennstoffe preisgünstig nutzen und hätten keinen Anreiz zur Umstellung auf den Verbrauch von Strom. Aus diesen Gründen empfiehlt die Monopolkommission, das System der Energie- und Stromsteuern zugunsten eines CO₂-Preissignals („CO₂-Steuer“) anzupassen und die Sektoren Verkehr und Wärmezeugung in den EU-Emissionshandel (EU-ETS) einzubeziehen.³⁴ Auch ein Gutachten des Sachverständigenrates für Umweltfragen empfiehlt der Bundesregierung „ein konsistentes Gesamtkonzept für das System der Steuern und Abgaben im Verkehrs-, Wärme- und Stromsektor zu erarbeiten.“ Dazu sollten insbesondere Inkonsistenzen der gegenwärtigen Energiesteuern und -abgaben sowie Privilegien für fossile Kraftstoffe abgebaut werden. Eine Einbeziehung des Verkehrssektors in das EU-ETS wird hingegen kritisch gesehen.³⁵

4.3. Mecklenburg-Vorpommern

Die Landesregierung von Mecklenburg-Vorpommern verfolgt neben den allgemeinen energiepolitischen Zielen die Strategie, die Stellung des Bundeslandes als bedeutender Windenergiestandort und Energieexporteur zu stärken. Mecklenburg-Vorpommern will deshalb seine EE-Stromerzeugungskapazitäten bis 2025 auf 24,3 TWh ausbauen. Dabei wird Wind an Land und auf See eine herausragende Rolle spielen. Neben Fragen der Akzeptanz für die Anlagen in der Bevölkerung ergeben sich aus dem Ausbaupfad wiederum die oben bereits beschriebenen Probleme bei Speicherung und Transport des erzeugten Stroms. In einem Strategiepapier verweist die Landesregierung deshalb auf die Chancen, die sich zukünftig aus Power-to-X in Kombination mit den Speicher- und Transportkapazitäten der Gasnetze ergeben kann. Die Landesregierung möchte nach eigener Aussage die entsprechenden Voraussetzungen schaffen.³⁶

In einer Antwort auf eine Kleine Anfrage³⁷ beschreibt die Landesregierung den Wunsch, die Diskussion auf Bundesebene zu Reformen gesetzlicher Regelungen in Bezug auf die Sektorenkopplung zu intensivieren. Sie sieht Optimierungsbedarf bei der Einordnung von Speichern als „Letztverbraucher“ und schlägt vor, die Abgaben und Umlagen für Strom, der ausschließlich zur Erzeugung von Wärme

³⁴ vgl. Monopolkommission, 2017.

³⁵ Sachverständigenrat für Umweltfragen, 2018.

³⁶ vgl. Landesregierung Mecklenburg-Vorpommern, 2015.

³⁷ vgl. Landtag Mecklenburg-Vorpommern, 2017.

oder für den Mobilitätsbereich genutzt, zu reduzieren. Speicher sollten demnach neben Erzeugung, Transport und Verbrauch als eigenständige „vierte Säule“ des Energiesystems definiert werden. Als reformbedürftig werden auch die Regelungen zum Eigenverbrauch erachtet: Der Eigenverbrauch von Strom sei für EEG-geförderte Anlagen nur in minimalem Umfang möglich, weshalb eine Vielzahl von dezentralen Energiespeicherkonzepten und Technologien der Sektorenkopplung faktisch ausgeschlossen seien.

Im Haushaltsjahr 2017 stellte die Landesregierung Mecklenburg-Vorpommern 5,5 Mio. Euro für Projekte von Kommunen und kommunalen Unternehmen im Bereich Sektorenkopplung und weitere 250.000 Euro für entsprechende Studien und Gutachten zur Verfügung.³⁸

4.4. Nichtstaatliche Akteure

Das Thema Sektorenkopplung wurde in den vergangenen Jahren von vielen Akteuren aufgegriffen und ist als Leitgedanke für die Weiterentwicklung des Energiesystems politisch weitgehend unumstritten. Verbände der Energiebranche sehen in der Sektorenkopplung die Chance, das Energiesystem flexibel und versorgungssicher zu gestalten, neue Vermarktungsmöglichkeiten für EE-Strom sowie andere Produkte und Dienstleistungen zu erschließen, eine Anschlussnutzung für fossile Energieinfrastrukturen (insb. Erdgasnetz) zu etablieren sowie Investitionskosten (z. B. in die Stromnetze) zu vermeiden. Umweltverbände betonen unter anderem die Bedeutung der Sektorenkopplung für die Erreichung von Klimaschutzzielen.

Jedoch unterscheiden sich die Positionen bei der Frage, wie die Sektorenkopplung umgesetzt werden soll und welche Voraussetzungen dafür geschaffen werden müssen. Gerade aufgrund von Unsicherheiten bezüglich der technologischen Entwicklung sowie der Höhe der zukünftigen Verfügbarkeit von EE-Strom dreht sich die Debatte um die Frage, welche Technologie bzw. welcher Technologiemix im zukünftigen Energiesystem als zentrales Element etabliert werden soll. Hier erhoffen sich insbesondere die wirtschaftlich betroffenen Akteure ein Signal seitens der Politik bzw. versuchen eine mögliche Richtungsentscheidung in Ihrem Sinne zu beeinflussen.

Insbesondere die Branchen der fossilen Energieträger (Gas-/Mineralöl) müssen sich neu positionieren, um ihre jeweiligen Geschäftsmodelle auch in einem Energiesystem mit weitgehend erneuerbarer

³⁸ vgl. Landtag Mecklenburg-Vorpommern, 2017.

Energieversorgung aufrecht zu erhalten. Sie setzen deshalb auf die Nutzung von PtX-Technologien und versuchen diese Position unter anderem mit Studien zu untermauern.³⁹ Im Hinblick auf die Ausgestaltung einer Policy-Regimes für die Sektorenkopplung gibt es darüber hinaus eine Vielzahl unterschiedlicher Interessenslagen, die in Tabelle 2 schematisch dargestellt sind. Es handelt sich dabei um eine idealtypische Darstellung ökonomischer Interessen ohne Betrachtung der technischen und politischen Umsetzbarkeit.

Tabelle 2: Überblicksdarstellung der Interessen ausgewählter Akteure in Bezug auf verschiedene Sektorenkopplungsmaßnahmen (Quelle: Eigene Darstellung)

Sektorenkopplungsmaßnahme	Erzeugung	Übertragung/ Transport	Speicherung	Verbrauch
Elektrifizierung (Verkehr)	EE-Stromerzeuger ●	Strom(übertragungs)-netzbetreiber ●	Batteriehersteller ●	Hersteller/Nutzer von Elektroantrieben ●
Elektrifizierung (Wärme)			Betreiber von Stromspeichern ●	
Power-to-Gas	EE-Stromerzeuger (weltweit) ● PtX-Produzenten (weltweit) ●	Gas(übertragungs)netzbetreiber ■ ◆	Hersteller/ Betreiber von Wärmespeichern ●	Hersteller/Nutzer von elektrischen Heizungen/ Heizungssystemen ● ■
Power-to-Liquid				Gaswirtschaft ◆ Hersteller/Nutzer von Gasheizungen/ -antrieben ■ Chemische Industrie ■ Hersteller/Nutzer von (Wasserstoff-)Brennstoffzellen ●
		Mineralölwirtschaft ◆		Schifffahrt ■ Luftfahrt ■ Schwerlastverkehr ■ Sonstige Nutzer von fossilen Antrieben ■

Ratio

- Ausweitung des bisherigen Geschäftsmodells
- Bewahrung von Investitionen, Minimierung von Anpassungen
- ◆ Langfristiger Fortbestand des bisherigen Geschäftsmodells

³⁹ z.B. Bothe et al., 2017; Hobohm et al., 2018.

Screening der ökonomischen Rahmenbedingungen

1. Vorstellung der Technologien in CAMPFIRE

Die CAMPFIRE betrachteten Technologien sollen die Energiewende durch neue Energieumwandlungs- und Energiespeichersysteme voranbringen. Das Anwendungspotenzial dieser Technologien ist dabei im Kontext der immer wichtiger werdenden Kopplung zwischen den Energiesektoren Strom, Gebäude (Wärme/Kälte) und Mobilität immens. Nachfolgend werden die Technologien und ihre genauen Anwendungsmöglichkeiten, unterteilt nach der Anwendung im Bereich Stromerzeugung und Power-to-X, vorgestellt.

1.1. Stromerzeugung

a) Solarenergie

In den letzten Jahren konnten für auf Perowskit-Basis hergestellte Solarzellen stetige Wirkungsgradverbesserungen erzielt werden. In Verbindung mit den günstigen Produktionskosten und den gänzlich in Deutschland auffindbaren Rohstoffen, sind Perowskit Solarzellen günstige und flexible, jedoch auch qualitativ hochwertige Zellen zur Gewinnung von Solarenergie. Durch ihre flexible und leichte Struktur sind sie besonders für die Integration in Stahl- und Glas-Konstruktionen eine hervorragende Option. Mit dem schnellsten ansteigenden Wirkungsgrad aller PV-Typen sind Perowskit-Zellen auch in Zukunft eine Alternative zu den herkömmlichen PV-Modularten aus Silicaten.

b) Hochtemperatur-Brennstoffzelle

Festoxid-Brennstoffzellen (SOFC) verfügen mit 60 Prozent den höchsten Wirkungsgrad unter den Brennstoffzellen und besitzen selbst in planaren Stacks eine hohe Lebensdauer von 100 Kh. SOFCs sind vielseitig einsetzbar, da sie sowohl als primäre Energiequelle in Gebäuden als auch in Form eines Zweitversorgungssystem bei maritimen Applikationen fungieren können. Mit ihrem hohen Wirkungsgrad können SOFC im Energie-Mix eine wichtige Rolle als sichere, dezentrale Kraft-Wärme-Erzeuger spielen.

c) Methanschlupf

Beim Oxidationsprozess werden Nanopartikel auf einer Dünnschichtmembran angebracht, an welchen dann Methan aktiviert und durch eine angelegte elektrische Spannung zu Kohlendioxid abgebaut wird. Dadurch kann eine effiziente Aktivsauerstoffversorgung hergestellt werden kann. Die Anwendungsbereiche der Oxidationspresse sind in allen methanintensiven Industriesektoren aufzufinden (Transport, Landwirtschaft, Energieversorgung etc.). Da Methan im Vergleich zu CO₂ ein 25 bis 100-faches Treibhausgaspotenzial besitzt, ist die Reduktion im Kampf gegen die Erderwärmung höchst wichtig. Insbesondere bei der Biosynthese zur ökologischen Aufwertung der Biogasproduktion kann der Methanschlupf von Nutzen sein.

1.2. Power-to-X (PtX)

a) H₂- und CH_x-SOEC

Die Elektrolyse von Wasser bzw. Kohlendioxid zu Wasserstoff und Kohlenwasserstoff kann effizient in elektrokeramischen Festoxid-Elektrolyseuren (solid oxide electrolyzer - SOE) durchgeführt werden, wobei diese Zellen in gleicher Weise aufgebaut sind wie Hochtemperatur-Brennstoffzellen. Dabei nimmt ihre zur Elektrolyse erforderliche Energie deutlich mit der Temperatur ab, was bedeutet, dass der Wirkungsgrad bei hoher Temperatur gesteigert und der Aufwand zur Wasserstoff- bzw. Kohlenwasserstoff-Erzeugung gesenkt wird. Die Technologie kann im Bereich der Power-to-Gas-Elektrolyseprozesse für die Gewinnung von eFuels (Wasserstoff, Methan, Kerosin und Diesel) aus überschüssiger Windenergie genutzt werden. Der Anwendungsbereich liegt aber auch in industriellen Prozessen, welche die Möglichkeit zur Verknüpfung mit der Dampferzeugung eröffnen. In der Stahlindustrie wird bspw. vorgesehen Wasserstoff als Reduktionsmittel einzusetzen, um eine kohlendioxidarme Stahlherstellung zu ermöglichen.

b) Ammoniaksynthese

Im Ammoniaksynthese-Verfahren (Haber-Bosch-Prozess) sind viele Etappen mit einem hohen Energieaufwand verbunden, dem durch den Einsatz von Dünnschichtmembranen und den Einsatz erneuerbarer Energien entgegengesteuert werden kann. Als einer der Grundbausteine der Chemie-Industrie und Herstellung von Dünger beansprucht die Ammoniaksynthese etwa 1,5 Prozent der global hergestellten Primärenergie, sodass eine Effizienzsteigerung im Herstellungsprozess mit direkten positiven Effekten auf den weltweiten Energieverbrauch verbunden ist.

c) Antpower

Im Zentrum der als Antpower-Technologie bezeichneten Synthese steht die (de)zentrale chemische Speicherung erneuerbarer Energie aus Wind und Sonne in flüssigen organischen Molekülen, z. B. Ameisensäure oder Methanol. Dafür wird die Realisierung einer Technologiekette bestehend aus Photovoltaik (PV) oder Windenergieanlage, Elektrolyseur, Wasserstoffspeicherung, bedarfsgerechter Freisetzung von Wasserstoff sowie dessen Einsatz als Energieträger angestrebt. Antpower kann daher zum einen im Bereich der Speicherung erneuerbarer Energien von Nutzen sein und zum anderen zur dezentralen Strom- und Wasserstoffbereitstellung beitragen.

d) Stickstofffreie POX

Der für tragbare Brennstoffzellensysteme benötigte Wasserstoff kann durch den vergleichsweise simplen und stabilen Prozess der partiellen Oxidation (POX) und mit Hilfe von regenerativ hergestellten Alkoholen gewonnen werden. Der einzige Nachteil dieser Methode ist, dass der gewonnene Wasserstoff mit Stickstoff verdünnt wird. Dieses Problem kann jedoch durch die Verwendung einer sauerstoffleitfähigen keramischen Membran aufgehoben werden. Durch diesen Prozess wird ein Brenngas höherer Qualität hergestellt, welches für den netzfernen Energieverbrauch ein solides System mit vielen Anwendungsbereichen darstellt.

Elektrokeramische Materialien stellen aus Sicht des Projektkonsortiums aufgrund der Vielseitigkeit ihrer Anwendungen einen Schlüsselwerkstoff dar, der eine effizientere Energieumwandlung und Energiespeicherung ermöglicht.

2. Status quo

Der Markt für erneuerbare Energien erfährt bereits seit Inkrafttreten des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2000 einen starken Aufschwung in Deutschland. Im Jahr 2017 konnten die erneuerbaren Energien so bereits einen Anteil von rund 36 Prozent am Stromverbrauch decken. Vorgehen und im EEG rechtlich geregelt ist ein Anteil von 40 bis 45 Prozent bis zum Jahr 2025, sodass hier von einem weiteren Wachstum ausgegangen werden kann. Neben der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nimmt perspektivisch auch der Markt für Sektorenkopplungstechnologien weiter an Fahrt auf.

Nachfolgend wird zunächst der Status quo im Bereich der Stromerzeugung aus Solar-, Wind und Bioenergie in Deutschland und Mecklenburg-Vorpommern (M-V) dargestellt. Anschließend werden aktuelle Entwicklungen von Power-to-X-Technologien abgebildet.

2.1. Stromerzeugung

Im Fokus der Betrachtung stehen hier die erneuerbaren Erzeugungstechnologien Wind-, Solar- und Bioenergie, deren Stellenwert in Deutschland und der Region Nord-Ost kurz dargestellt wird. Die Daten zum Gesamtanlagenbestand, den Stromgestehungskosten sowie der erzeugten Strommenge entstammen dem EEG-Erfahrungsbericht⁴⁰ von März 2018 und bilden den Stand Ende 2017 ab.

a) Solarenergie

- Rd. 42,5 GW Gesamtanlagenbestand
 - 1.667 MW in Mecklenburg-Vorpommern (M-V)⁴¹
- Rd. 1,7 GW Zubau in 2017
 - 149 MW neuinstallierte Leistung in M-V⁴²
- Ca. 38,4 TWh erzeugte Strommenge
 - Mittlere Stromgestehungskosten bei Inbetriebnahme bis Ende 2017 liegen zwischen:
 - 5 kW-Dachanlage: 13,4 ct/kWh
 - 750 KW-Freiflächenanlage: 8,5 ct/kWh

Im bundesweiten Vergleich hat die Photovoltaikstromerzeugung in Mecklenburg-Vorpommern mit fast neun Prozent an der Bruttostromerzeugung bereits einen überdurchschnittlich hohen Anteil. Deutschlandweit machte die Photovoltaik in 2016 knapp sechs Prozent der Bruttostromerzeugung aus.⁴³ Der Ausbau an Photovoltaikleistung hat sich seit 2013 aufgrund des bundesweiten Rückgangs im Bereich der Freiflächenanlagen sowie der Verringerung der Förderhöhen auch in Mecklenburg-Vorpommern verlangsamt.

⁴⁰ Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2018a und Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2018b

⁴¹ vgl. föderal erneuerbar, 2018a

⁴² Ebd.

⁴³ vgl. föderal erneuerbar, 2018b.

b) Windenergie an Land

- Rd. 50 GW Gesamtanlagenbestand:
 - 3.253 MW bzw. rd. 1.900 Anlagen in M-V⁴⁴
- Rd. 5,3 GW Zubau in 2017
 - davon 171 MW (rd. 60 Anlagen) in M-V⁴⁵
- Ca. 87,2 TWh erzeugte Strommenge
- Mittlere Stromgestehungskosten bei Inbetriebnahme im Übergangssystem bis Ende 2018: 100 %-Standort: 5,0 ct/kWh

Mecklenburg-Vorpommern ist als großes Flächenland mit zahlreichen guten Windstandorten bereits in der Lage mehr als 40 Prozent seiner Bruttostromerzeugung aus Windenergie bereitzustellen.⁴⁶ Im bundesweiten Vergleich der installierten Windenergieleistung liegt Mecklenburg-Vorpommern mit rund 3,2 GW zum Jahresende 2017 an siebter Stelle.⁴⁷

c) Windenergie auf See

- Rd. 5,4 GW Gesamtanlagenbestand in Deutschland:
 - 692 MW bzw. rd. 170 Anlagen in der Ostsee
- Rd. 1,2 GW Zubau in 2017
 - davon 354 MW (rd. 70 Anlagen) in der Ostsee⁴⁸

Für das Küstenland Mecklenburg-Vorpommern nimmt die Bedeutung der Windenergie auf See verstärkt zu, denn in den letzten Jahren ist es neben dem Ausbau der Offshore-Windenergie auf der Nordsee auch zu einem Ausbau in den Ostsee-Gewässern gekommen, sodass Ende des Jahres 2017 knapp 7 GW installierte Offshore-Wind-Leistung hier ins Netz einspeisten. Es ist zudem angedacht auf der Ostsee ein neues Offshore-Wind-Testfeld einzurichten, in dem neue Anlagentypen, Wartungsmethoden aber auch die Stromerzeugung in Verbindung mit Power-to-Gas getestet werden soll. Eine Klausel hierfür ist auf Wunsch Mecklenburg-Vorpommerns bereits im Koalitionsvertrag verankert worden.⁴⁹

⁴⁴ vgl. Bundesverband WindEnergie, 2018a.

⁴⁵ Ebd.

⁴⁶ 41,1 Prozent an der Bruttostromerzeugung in 2016, vgl. föderal erneuerbar, 2018c.

⁴⁷ vgl. Bundesverband WindEnergie, 2018a.

⁴⁸ vgl. Bundesverband WindEnergie, 2018b.

⁴⁹ vgl. Hanke, 2018

d) Biomasse

- *Rd. 7,6 GW_{el} Gesamtanlagenbestand zzgl. ca. 167 MW_{el} Grubengas*
 - *Rd. Biogas- und Biomethan-KWK-Anlagen bei 260 MW_{el}, davon*
 - *rd. 28 MW_{el} durch Neuanlagen*
 - *232 MW_{el} durch Leistungserweiterungen*
- *erzeugte Strommenge: Ca. 51,4 TWh_{el} zzgl. ca. 1 TWh_{el} aus Grubengas*
 - *rd. 2,5 TWh Stromerzeugung aus Biomasse und rd. 2 TWh aus Biogas in M-V in 2016⁵⁰*
- / *Mittlere Stromgestehungskosten*
 - *Neuanlagen (Inbetriebnahme bis Ende 2017):*
 - Biomasse:*
 - *26,32 ct/kWh_{el} für Kleingülle-Biogasanlagen*
 - *21,41 ct/kWh_{el} für NawaRo-Biogasanlagen*
 - *18,08 ct/kWh_{el} für Abfallbiogasanlagen*
 - Feste Biomasse:*
 - *19,4 ct/kWh_{el} für Biomassevergasung mit BHKW*
 - *15,17 ct/kWh_{el} für ein Biomasse-Heizkraftwerk*
 - *6,83 ct/kWh_{el} für ein Altholzheizkraftwerk*
 - *Bestandsanlagen:*
 - *17,53 ct/kWh_{el} für Kleingülle-Biogasanlagen*
 - *17,86 ct/kWh_{el} auf 600 kW_{el} flexibilisierte NawaRo-Anlage*
 - *22,58-23,35 ct/kWh_{el} für 300 kW_{el}*
 - *10,29 ct/kWh_{el} für die Abfall-Biogasanlage*

Die Stromerzeugung aus Biomasse hatte in Mecklenburg-Vorpommern einen Anteil von ca. 17 Prozent. In Mecklenburg-Vorpommern werden aktuell Biomasseheizkraftwerke bzw. -heizwerke mit 58 MW elektrischer und 260 MW thermischer Leistung betrieben.⁵¹

Insgesamt wurden in Mecklenburg-Vorpommern bereits im Jahr 2016 rund 9,8 TWh Strom aus erneuerbaren Energien produziert.⁵² Das nord-östliche Bundesland kann sich daher rechnerisch bereits heute vollständig aus erneuerbaren Energien versorgen. Im Bereich des Primärenergieverbrauchs

⁵⁰ vgl. föderal erneuerbar, 2018d

⁵¹ vgl. Landesregierung Mecklenburg-Vorpommern, 2018

⁵² vgl. föderal erneuerbar, 2018e

können durch erneuerbare Energien bereits an die 40 Prozent bereitgestellt werden, was mehr als drei Mal so viel wie der bundesdeutsche Durchschnitt ist.⁵³ Mecklenburg-Vorpommern ist daher prädestiniert für Sektorenkopplungsanwendungen wie Power-to-Gas sowie für Speichieranwendungen. Bestehende Anlagen und Ansätze werden im Folgenden kurz vorgestellt.

2.2. Power-to-X (PtX)

In Mecklenburg-Vorpommern existieren bereits erste Power-to-X-Projekte, in denen überschüssiger erneuerbarer Strom in andere Energieformen wie Wärme oder Gas umgewandelt bzw. gespeichert wird. Im *Landesprojektatlas Speicher*⁵⁴ sind mehrere über das Landesgebiet verteilte Anlagen genannt. So gibt es bspw.

- ein Batteriespeicherkraftwerk (Lithium-Ionen) bei Schwerin mit einer Leistung von 10 MW
- ein Wasserstoff-Demonstrations- und Innovationsvorhaben (RH2-WKA), der überschüssigen Windstrom in Wasserstoff speichert, um diesen bedarfsgerecht anbieten zu können (ca. 30.000 kWh Speicherkapazität)
- eine Power-to-Heat-Anlage in Kritzmow für eine Wärmebereitstellung eines Nahwärmeversorgungsnetzes aus dem Windstrom zweier 3 MW-Anlagen sowie zur Versorgungssicherheit (ca. 8.000 kWh_{th} Leistung, 300 kW_{el} Wärmespeicher)
- eine Power-to-Gas-Demonstrationsanlage in Rostock mit 21 kW_{el} Leistung.

3. Potenziale und Geschäftsmodelle durch die Nutzung von elektrokeramischen Dünnschichtmembranen

Die vielfältigen Anwendungsbereiche der in CAMPFIRE zu entwickelnden Technologien wurden im Ansatz bereits unter Abschnitt 1 (Screening ökonomischer Rahmenbedingungen) dargestellt. Im nachfolgenden Marktscreening werden die hierfür relevanten Stromerzeugungs- und Sektorenkopplungsmärkte in Mecklenburg-Vorpommern bezüglich künftiger Chancen und Potenziale untersucht. Es werden erste Ableitungen hinsichtlich einer strategischen Positionierung bei der Marktausrichtung getroffen und weiterer Untersuchungsbedarf zur Gestaltung künftiger Geschäftsmodelle aufgezeigt.

⁵³ vgl. Landesregierung Mecklenburg-Vorpommern, 2015 und föderal erneuerbar, 2018f

⁵⁴ vgl. Erneuerbare Energien, 2018

3.1. Positionierung und Marktentwicklung

Die Region Nord-Ost ist eine der neuen wichtigen Energieregionen für eine dekarbonisierte Energieversorgung in der Zukunft. Sie zeichnet sich durch eine große Windkapazität aus und bietet durch die direkte Anbindung an die Nord-Stream-Pipeline die Möglichkeit der Einspeisung und des Transports großer Energiemengen. Durch ihre geographische Lage im Herzen des Ostseeraums kann die Region außerdem eine Brücke zwischen Mitteleuropa und den Anrainern an der Ostsee, beispielsweise den Ländern des Baltikums, schlagen.

3.2. Potenziale in der Stromerzeugung

Bereits heute werden in Mecklenburg-Vorpommern große Mengen an erneuerbarem Strom erzeugt. Diese Stellung als Energieexportland möchte die Landesregierung weiter ausbauen. Die Landespolitik hat daher als ein wesentliches energiewirtschaftliches Ziel festgelegt, bis zum Jahr 2025, analog zum Flächenanteil des Bundeslandes, 6,5 Prozent der bundesdeutschen Stromerzeugung bereitzustellen, sodass es zu einem weiteren Zubau von erneuerbarer Kraftwerksleistung kommen dürfte.⁵⁵

Beim Ausbau der Photovoltaik können sinkende Herstellungskosten der Module auch in Mecklenburg-Vorpommern für ein weiteres Voranschreiten sowohl im Bereich der PV-Dachanlagen als auch bei Freiflächenanlagen sorgen. Die in CAMPFIRE weiterzuentwickelnden Perowskit-Solarzellen können zudem im Gebiet der Dünnschicht-PV zu neuen Geschäftsfeldern im Solarenergiebereich beitragen. In einer Metastudie des RLI ist von einem nutzbaren Ausbaupotenzial bis rund dem doppelten der heute installierten Leistung von PV (basierend auf verschiedenen Potenzialstudien mit einem Horizont von 2020 bzw. 2025) die Rede.⁵⁶

Besonders große Potenziale liegen in der bereits bestehenden großen Windenergiekapazität, aber auch im weiteren Ausbau von Windenergie an Land sowie auf See. Innerhalb der ersten drei Ausschreibungen im Jahr 2017 entfielen 357 MW-Leistung für Windenergie an Land auf Mecklenburg-Vorpommern.⁵⁷ Dieses Volumen dürfte mit geringen Abschlägen aufgrund von Nichtrealisierung in den nächsten drei Jahren umgesetzt werden. Weitere Projekte werden voraussichtlich in moderatem Umfang aus den folgenden Ausschreibungsrunden hinzukommen.

⁵⁵ vgl. Landesregierung Mecklenburg-Vorpommern 2015

⁵⁶ Nutzungskonflikte zur Erreichung bestehen jedoch mit Solarthermie, vgl. Reiner Lemoine Institut, 2016.

⁵⁷ Bei Bundesnetzagentur, 2018b bzw. BWE/VDMA, 2018

Die Landesregierung möchte insbesondere die Windenergie auf See weiter voranbringen. Zum einen können Offshore-Windparks eine gleichmäßigere Stromproduktion generieren, zum anderen ist die Umsetzung von Vorhaben von Windenergie an Land in den letzten Jahren zunehmend komplizierter geworden, da sich örtlich verstärkt Widerstände gegen die konkreten Projekte regen.

Das Potenzial im Bereich Offshore-Wind liegt laut dem Energiekonzept der Landesregierung von 2015 bei ca. fünf bis sechs GW in der Ostsee.⁵⁸ Der im Netz vorhandene Kapazitätsspielraum wird hierfür jedoch nicht ausreichen, sodass die Umwandlung von Strom auch in diesem Bereich interessanter werden wird. Mecklenburg-Vorpommern möchte außerdem innovative Ansätze von Offshore-Windenergie in Verbindung mit einer Umwandlung in Wasserstoff (Power-to-Gas) auf See erproben.⁵⁹

3.3. Potenziale für Power-to-X

In Mecklenburg-Vorpommern werden bei weiterhin ansteigender Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zunehmend effiziente Power-to-X-Technologien gebraucht, damit der erzeugte Strom auch in den Bereichen Verkehr und Gebäuden lokal genutzt werden kann. So kann überschussbedingten Engpässen im Stromnetz entgegengewirkt wird und ein unnötiger Ausbau im Bereich von Stromübertragungs- wie Verteilnetzen langfristig vermieden werden.

Wirtschaftliches Potential für Power-to-X ergibt sich auch aus einem weiteren Anstieg von Negativpreissituationen sowie langfristig bei einer Zunahme von Stunden, in denen der Strompreis sehr gering ist. Mittlerweile treten in Deutschland ganzjährig Negativpreissituationen an der Strombörse auf. Diese werden mit der Zunahme von fluktuierender erneuerbarer Erzeugung womöglich weiter zunehmen. Am deutschen Strommarkt sind die im negativen Bereich gehandelten Strommarktpreise in 2017 auf insgesamt 146 Stunden an 24 Tagen angestiegen (Day-Ahead-Markt).⁶⁰ Die Zunahme des Auftretens negativer Preise ist in Abbildung 3 dargestellt.

⁵⁸ vlg. Landesregierung Mecklenburg-Vorpommern, 2015

⁵⁹ vlg. Hanke, 2018

⁶⁰ vlg. Statista, 2018; und Epexspot, 2018.



Abbildung 3: Anzahl der Stunden mit negativen Strompreisen in Deutschland⁶¹

Zudem kommt es in Deutschland in den vergangenen Jahren zunehmend zu netzbedingten Abschaltungen von EE-Anlagen, sogenannten Einspeisemanagement (EinsMan)-Maßnahmen. In 2016 ist die von Redispatch- und EinsMan-Maßnahmen betroffene Erzeugungsmenge zwar gegenüber dem Jahr 2015 zurückgegangen, die Werte aus dem Jahr 2017 werden sich jedoch wieder auf dem Niveau von 2015 befinden.⁶² Die gesamte Ausfallarbeit in den ersten drei Quartalen von 2017, die EinsMan-Maßnahmen zuzuordnen ist, beläuft sich auf 3.209 GWh. Hierfür erhalten die Anlagenbetreiber geschätzte Entschädigungsansprüche in einer Höhe von rund 334 Mio. Euro.⁶³

Auf Mecklenburg-Vorpommern entfielen im Jahr 2017 im Quartal 2 rund 81,20 GWh (entspricht einem Anteil von 6,0 Prozent aller EinsMan-Maßnahmen in diesem Zeitraum), bzw. in Quartal 3 rund 16,66 GWh (entspricht 3,8 Prozent).⁶⁴ Eine Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Mobilität kann dabei helfen, die Abregelungen von erneuerbarer Erzeugung zu reduzieren, indem der Strom umgewandelt und in den anderen Sektoren genutzt wird. Gleichzeitig sollten auf Angebots- wie auch Nachfrageseite Flexibilitätsoptionen geschaffen werden. Damit dies gelingt, ist eine Ausweitung der Forschungen im Bereich von Power-to-X von hoher Bedeutung.

⁶¹ vlg. Statista, 2018.

⁶² vlg. Bundesnetzagentur, 2018d.

⁶³ Ebd.

⁶⁴ vlg. Bundesnetzagentur, 2018e

Die in CAMPFIRE betrachteten Technologien können auf dem Gebiet der Power-to-Gas-Anwendungen Effizienzverbesserungen und Kostensenkungen herbeiführen. Die Breite der durch Power-to-Gas möglichen Systemlösungen ermöglicht besonders in windreichen Gebieten eine sinnvolle Umwandlung von Überschussstrom in erneuerbare Energiegase. Wasserstoff bzw. Methan kann im Verkehr, aber auch in der Industrie eingesetzt werden. Zudem ist eine Speicherung sowie der Transport in Gasform möglich. Ist der Bedarf größer als die EE-Erzeugung, kann das Gas wieder verstromt werden, ohne dass hierbei Kohlenstoffdioxid oder andere Treibhausgase emittiert werden. Die Szenarien der Bundesnetzagentur (BNetzA) zur Stromnetzplanung, gehen von einer installierten Leistung an Power-to-Gas im Umfang von zwei Gigawatt bis 2030 aus, bis 2035 soll ein weiteres Gigawatt hinzukommen.⁶⁵

Anwendungsbereiche liegen in Mecklenburg-Vorpommern neben einer Nutzung von Power-to-Gas insbesondere im Bereich Power-to-Heat. Nicht nur auf Bundesebene gibt es die Bestrebungen, überschüssigen erneuerbaren Strom in Form von Wärme zu nutzen, auch in Mecklenburg-Vorpommern sollen erneuerbare Energien bis zum Jahr 2020 14 Prozent des Wärmebedarfs abdecken.⁶⁶ Um die Klimaschutzziele erreichen zu können ist jedoch ein wesentlich größerer Anteil notwendig. Das IKEM schätzt das Marktpotenzial für Power-to-Heat wesentlich höher ein. Davon profitieren nicht nur PtH-Anwendungen (dort, wo es Wärmeinfrastruktur gibt), sondern auch PtG-Anwendungen (dort wo Gas zur Wärmeerzeugung eingesetzt wird), sodass diese wesentliche Anwendungsfelder bei steigender erneuerbarer Stromerzeugung sein werden.

Für eine Verringerung der Emissionen im Wärmeenergiebereich können effiziente Nahwärmenetze auf der Basis von erneuerbaren Energien dienlich sein. Strom kann in Wärme umgewandelt, gespeichert und von den an ein Wärmenetz angeschlossenen Verbrauchern im Gebäudesektor genutzt werden. Vorhandene Fernwärmenetze können hierfür erschlossen und ausgebaut werden. Besonders vorteilhaft ist, dass Mecklenburg-Vorpommern teils über ein gut ausgebautes Fernwärmenetz verfügt.⁶⁷ Auch haben die erneuerbaren Energien schon heute einen vergleichsweise hohen Anteil an der Wärmebereitstellung in Mecklenburg-Vorpommern. Der Bau von Fernwärmenetzen lohnt sich

⁶⁵ Szenario B geht von 0,4 GW bei Power-to-Methan, bzw. 1,6 GW bei Power-to-Gas in 2030 und 0,6 GW bzw. 2,4 GW in 2035 aus, vgl. Bundesnetzagentur, 2018f

⁶⁶ Im Jahr 2015 würden etwa 8 Prozent durch EE gedeckt, die Datenlage ist jedoch nicht ganz eindeutig, vgl. Landesregierung Mecklenburg-Vorpommern, 2015.

⁶⁷ vgl. Landesregierung Mecklenburg-Vorpommern, 2016

aufgrund von auftretenden Skaleneffekten insbesondere in bevölkerungsreichen Gegenden wie Städten⁶⁸ Im Zuge des demographischen Wandels ist Mecklenburg-Vorpommern jedoch vielfach auch durch einen Bevölkerungsrückgang gekennzeichnet, sodass ein Neubau aus ökonomischer Sicht teilweise genau zu prüfen ist.

Des Weiteren sind Speichieranwendungen, wie sie bereits im Batteriespeicherkraftwerk der WEMAG bei Schwerin angewandt werden, ein potenzielles Anwendungsfeld für die Nutzung von überflüssigen EE-Strom. Speicher können Netzschwankungen ausgleichen, die durch die fluktuierende erneuerbare Stromproduktion entstehen. Zudem entstehen somit mittelfristig neue Geschäftsmodelle im Bereich der Vermarktung auf weiteren Märkten wie z. B. Regelleistungsmärkten für die Erzeugung von EE-Strom.

4. Chancen für die Region Nord-Ost-Deutschland

Aufgrund der zum Bundesdurchschnitt geringen Einwohnerdichte kann das flächenreiche Mecklenburg-Vorpommern auch weiterhin einen wichtigen Beitrag zur Energiewende leisten, denn ländliche Gebiete ermöglichen einen weiteren Ausbau von erneuerbarer Erzeugungskapazität. Gleichzeitig bestehen hierdurch große Chancen für die ländlichen Regionen von weiteren Innovationen, Unternehmensneugründungen sowie der Schaffung von Arbeitsplätzen zu profitieren.

Die Region Nord-Ost umfasst zudem die Küstenstädte Rostock, Stralsund und Greifswald sowie Neubrandenburg in der Mecklenburgischen Seenplatte als Standorte mit einer langjährigen Tradition in der Entwicklung und Anwendung von verschiedenen Wissenschafts-, Wirtschafts- und Gesellschaftsbereichen für die Energieerzeugung. Gerade durch den Ausbau der Photovoltaik und einer dezentralen verbrauchernahen Nutzung, z. B. durch Mieterstromkonzepte, wird die Energiewende auch zunehmend in den Städten stattfinden.

Risiken in Mecklenburg-Vorpommern sind insbesondere der Fachkräftemangel und hohe Arbeitskosten,⁶⁹ da Unternehmen teilweise ein höheres Lohnniveau bieten müssen, um Arbeitnehmer an ihren Standort zu halten. Innovative und zukunftsgerichtete Geschäftsmodelle können der Abwanderung

⁶⁸ vlg. Hamburg Institut, 2018

⁶⁹ vlg. IHK Mecklenburg-Vorpommern, 2018

von qualifizierten Arbeitskräften entgegenwirken und helfen strukturschwache Räume für Arbeitnehmer attraktiver zu machen.

Aktuell existieren bereits knapp 15.000 Jobs im Bereich der erneuerbaren Energien⁷⁰ in Mecklenburg-Vorpommern. Mehr als 1.100 Unternehmen, insbesondere in den Bereichen Wind- und Solarenergie, wurden im Jahr 2018 verzeichnet.⁷¹ Diese Zahl könnte sich in den nächsten Jahren weiter erhöhen, sollte Mecklenburg-Vorpommern seine Anstrengungen im Ausbau der erneuerbaren Energien weiter ausdehnen.

Mecklenburg-Vorpommern ist als Wirtschaftsstandort im Bereich neuer und umweltfreundlicher Energieerzeugungstechnologien bestens geeignet und kann sich durch den Einstieg in neue Anwendungsfelder und neue Energieverfahrenstechniken auf der Basis von keramischen Dünnschichtmembranen im Bereich der Energieumwandlung und -speicherung hier strategisch hervorragend positionieren.

5. Aufbau eines Forschungsverbunds

Die Region Nord-Ost kann auf eine etablierte Forschungslandschaft und Tradition auf dem Gebiet der innovativen Energieerzeugung zurückblicken. Die vier Institute der Max-Planck-Gesellschaft und der Leibniz-Gemeinschaft, die Universitäten Greifswald und Rostock sowie die Hochschule Stralsund sind in den Fachgebieten der Materialwissenschaft, der Nanotechnologie, der Katalyse und der Energieforschung mit internationaler Anerkennung wissenschaftlich bereits erfolgreich tätig. Im Innovationsfeld der keramischen Nanomembranen sind die Kompetenzen allerdings zum jetzigen Zeitpunkt noch zu zerstreut und voneinander isoliert, um eine stabile Entwicklung des Innovationsfeldes in Wissenschaft, Wirtschaft und Gesellschaft zu ermöglichen. Mit dem Bündnis des Förderprogramms *WIR!-Wandel durch Innovationen in der Region* des Bundesministeriums für Bildung und Forschung sollen diese Kompetenzen zusammengeführt und gleichzeitig die vorhandenen Profile in der Region ausgebaut werden.

CAMPFIRE verfügt sowohl über regionale sowie überregionale Partner, die in Abbildung 4 dargestellt sind.

⁷⁰ vlg. föderal erneuerbar, 2018g

⁷¹ vlg. föderal erneuerbar, 2018h

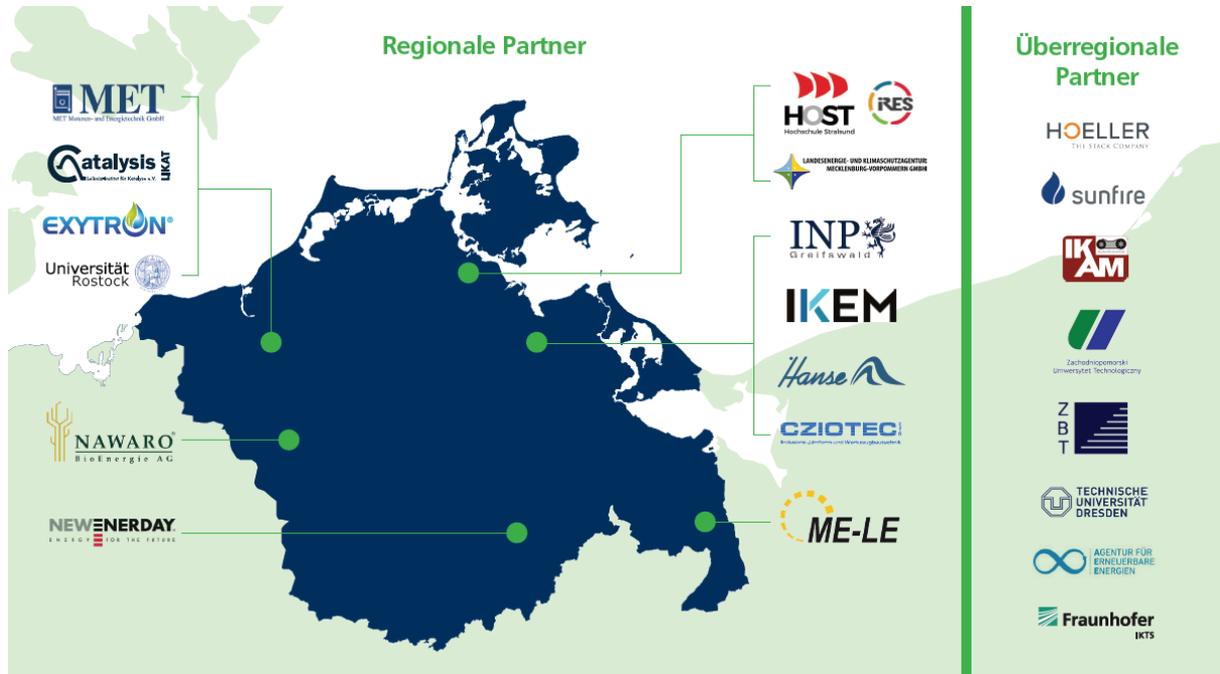


Abbildung 4: Darstellung regionaler und überregionaler Partner in CAMPFIRE

6. Aufbau der Projektstruktur in TP2

Für den Bereich Potenzial- und Marktstudien (TP2), den das IKEM im Projektkonsortium von CAMPFIRE steuert, wird das Institut sowohl mit eigener Expertise als auch der Expertise weiterer Projektpartner zu den folgenden Themen forschen:

- Rechtswissenschaftliche Kenntnisse zur Verringerung von Treibhausemissionen, insbesondere im Bereich der Energiewende
- Expertise im Bereich Recht und Regulierung, Legalität und Legitimität zum Umbau des Energiesystems und der Erzeugung von Strom und Wärme
 - Hierbei vor allem das internationale und europäische Wirtschafts- und Handelsrecht (z. B. Strafzölle PV), Planungsrecht für Fragen der Partizipation sowie eine integrierte Infrastrukturplanung (z. B. im Rahmen von Standortentscheidungen für Power-to-X-Anlagen)
- Integrative und interdisziplinäre wissenschaftliche Kenntnisse zu Politik, Governance und Ökonomie
- Thematischer Fokus auf den Klimaschutz in den Bereichen Energie, Mobilität, Umwelt und Energieeffizienz

- Begleitende Kommunikation zu den Teilprojekten, die eine möglichst große Öffentlichkeitswirksamkeit und Akzeptanz in der Bevölkerung zum Ziel hat.

Das IKEM skizziert hierfür eine Struktur von möglichen Projektpartnern, die Erfahrungen und Kenntnisse innerhalb der Analyse und Herleitung von Geschäftsmodellen, der Beratung zum nationalen sowie internationalen Rechtsrahmen und im Bereich der Kommunikation haben.

Das IKEM sieht sich neben seiner Koordinationsfunktion in einer zentralen Beratungsfunktion bezüglich rechtswissenschaftlicher Fragestellungen, die für eine Verankerungsstrategie der CAMPFIRE-Technologien von Bedeutung sind.



Abbildung 5: Untersuchungsfelder zur Entwicklung einer Verankerungsstrategie

Screening der rechtlichen Rahmenbedingungen

Typische Anwendungsfelder der elektrokeramischen Dünnschichtmembranen lassen sich sowohl auf der Energieerzeugungs- als auch Energieverbrauchsseite identifizieren. Auf Seiten der Stromerzeugung sind Solarenergie- und im weiteren Sinne auch Biomasseanlagen zu nennen. In den Biomasseanlagen kann durch den Einsatz der Membrantechnologie eine Verbesserung ihrer Klimaverträglichkeit erreicht werden, indem beispielsweise der Methanschlupf reduziert wird.

Die Membranen ermöglichen dagegen auf Abnehmerseite, beispielsweise in den Brennstoffzellen, eine effizientere und ressourcenschonendere Rückverstromung von grünen Energieträgern, die als Speichermedium für Strom aus erneuerbaren Energiequelle (EE-Strom) eingesetzt werden können. So kann der EE-Strom infolge der durch die Speicherung ermöglichte zeitliche Verschiebung umfassend, weil bedarfsgerecht, genutzt werden. Denn durch den Strombezug zur Energiespeicherung kann verhindert werden, dass die EE-Anlagen bei günstigen Wetterbedingungen zur Vermeidung einer Überbelastung des Stromnetzes abgeregelt werden müssen und das Ressourcenpotenzial verschwendet würde

1. EE-Anlagen

Für die Anwendungsfelder in der Stromerzeugung werden im Folgenden zunächst als wesentliche Aspekte die **planungsrechtlichen Genehmigungs- und Standortfragen der EE-Anlagen** und anschließend das **Förderregime des EEG 2017** überblicksartig dargestellt.

1.1. Planungsrechtliche Genehmigungs- und Standortfragen

Die planungsrechtlichen Genehmigungs- und Standortfragen spielen für die Betreiber von vielen EE-Anlagen eine zentrale Rolle. Im Folgenden werden daher die jeweiligen planungsrechtlichen Voraussetzungen für die **Errichtung von Solaranlagen** sowie von **Biomasseanlagen** und von **Windenergieanlagen an Land** überblicksartig dargestellt. Windenergieanlagen sind nach gegenwärtigem Kenntnisstand kein Anwendungsfall für Dünnschichtmembranen. Ihre Eigenschaft als günstiger Energieträger mit enormer Kapazität ist jedoch für Sektorenkopplungsanlagen, in denen der Einsatz von Dünnschichtmembranen denkbar ist, unentbehrlich, weshalb sich die Darstellung des Rechtsrahmens auch auf diesen Energieträger erstreckt.

a) Windenergie an Land

Für die Errichtung und den Betrieb einer oder mehrerer Windenergieanlagen an Land bedarf es grundsätzlich einer **bundesimmissionsschutzrechtlichen Genehmigung** gemäß § 4 BImSchG i. V. m Anhang 1 der 4. BImSchV. Die 4. BImSchV regelt, für welche Anlagentypen welches der beiden bundesimmissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahren durchzuführen ist. Es gibt das Genehmigungsverfahren nach § 10 BImSchG und das vereinfachte Verfahren ohne Öffentlichkeitsbeteiligung gemäß § 19 BImSchG. Für die Errichtung von Windenergieanlagen an Land kommt es für das durchzuführende Verfahren maßgeblich auf deren Anzahl und Größe an. Nach Nr. 1.6.1 der 4. BImSchV ist bei 20 oder mehr Windenergieanlagen mit einer Gesamthöhe von mehr als 50 m ein Genehmigungsverfahren gemäß § 10 BImSchG durchzuführen. Bei weniger als 20 Windenergieanlagen genügt nach Nr. 1.6.2 das vereinfachte Verfahren nach § 19 BImSchG. Für den Anlagenbetreiber hat das vereinfachte Verfahren den Vorteil, dass die langwierige Öffentlichkeitsbeteiligung nicht durchgeführt werden muss und sich dementsprechend das Genehmigungsverfahren erheblich verkürzt. Demgegenüber bietet das Genehmigungsverfahren nach § 10 BImSchG mehr Rechtssicherheit, da im Rahmen der Öffentlichkeitsbeteiligung innerhalb der Einwendungsfrist von den Betroffenen alle Einwendungen gegen das Vorhaben vorgetragen werden müssen. Bringen sie ihre Einwendungen nicht innerhalb dieser Frist vor, sind sie materiell präkludiert und können alle Einwendungen, die nicht auf privatrechtlichen Titeln beruhen, auch in einem späteren Gerichtsverfahren nicht mehr vortragen, vgl. § 10 Abs. 3 S. 5 BImSchG.

Die **Genehmigungsvoraussetzungen** für die bundesimmissionsschutzrechtliche Genehmigung normiert § 6 BImSchG als präventives Verbot mit Erlaubnisvorbehalt. Es handelt sich dabei um eine gebundene Entscheidung, sodass die Genehmigung bei Vorliegen der Voraussetzungen von der Genehmigungsbehörde zwingend zu erteilen ist. Die Beantragung einer gesonderten Baugenehmigung ist neben der bundesimmissionsschutzrechtlichen Genehmigung nicht erforderlich. Die bundesimmissionsschutzrechtliche Genehmigung schließt grundsätzlich alle die Anlage betreffenden behördlichen Entscheidungen, wie beispielsweise die Baugenehmigung aufgrund der formellen Konzentrationswirkung des § 13 BImSchG ein. Die Genehmigung wird folglich durch einen einheitlichen Verwaltungsakt erteilt. Trotz dieser Konzentrationswirkung sind die materiell rechtlichen Voraussetzungen der eingeschlossenen Entscheidungen einzuhalten, vgl. § 6 Abs. 1 Nr. 2 BImSchG. Für die Windenergieanlagen muss ferner abhängig von ihrer Anzahl und Größe seitens der Genehmigungsbehörde gemäß § 3 Abs. 1 S. 1 UVPG i.V.m. mit der Anlage 1 eine Umweltverträglichkeitsprüfung durchgeführt werden, vgl. Nr.1.6-1.6.3 der Anlage 1.

Geeignete Standorte für Windenergieanlagen können zum einen durch gezielte Festlegungen in den **Raumordnungsplänen der Bundesländer** und zum anderen durch die **regionale Bauleitplanung** bestimmt sein. In den Raumordnungsplänen sind gemäß § 7 Abs. 1 S 1 ROG für einen bestimmten Planungsraum und einen regelmäßig mittelfristigen Zeitraum Festlegungen als Ziele und Grundsätze der Raumordnung zur Entwicklung, Ordnung und Sicherung des Raums, insbesondere zu den Nutzungen und Funktionen des Raums zu treffen. Mithilfe der Raumordnungspläne soll eine nachhaltige Raumentwicklung im ganzen Bundesgebiet sichergestellt werden, § 1 Abs. 2 ROG. Gemäß § 7 Abs. 3 ROG können in den Raumordnungsplänen bestimmte Gebiete für raumbedeutsame Nutzungen und Funktionen in Form von sogenannten Vorrang-, Vorbehalts- und Eignungsgebieten festgelegt werden. Für Windenergieanlagen ist insbesondere die Festlegung von Vorrang- und Eignungsgebieten von Bedeutung, sodass sich die folgende Darstellung auf diese Gebiete beschränkt.

Unter einem **Vorranggebiet** versteht man ein Gebiet, in dem die dort vorgesehene raumbedeutsame Nutzung oder Funktion alle anderen Nutzungen und Funktionen ausschließt, die mit ihr nicht vereinbar sind, vgl. § 7 Abs. 3 S. 2 Nr. 3 ROG. Der Ausschluss der vorrangigen Nutzung hat jedoch nach dem Gesetzeswortlaut nur Wirkung innerhalb des Gebietes. Nutzungen außerhalb des Vorranggebietes können nicht ausgeschlossen werden.⁷² Dies ist nur möglich, wenn in den Raumordnungsplänen Vorranggebiete festgelegt werden, die zugleich die Wirkung eines Eignungsgebietes haben, § 7 Abs. 3 S. 3 ROG. Ein **Eignungsgebiet** hat gemäß § 7 Abs. 3 S. 2 Nr. 3 ROG die Wirkung, dass die in dem Eignungsgebiet festgelegte Maßnahme oder Nutzung an anderer Stelle im Planungsraum ausgeschlossen ist. Diese Gebietsfestlegungen stellen als Ziele der Raumordnung verbindliche Vorgaben dar, die vom Träger der Raumordnung abschließend abgewogen wurden, vgl. § 3 Abs. 1 Nr. 2 ROG. Die planaufstellende Gemeinde ist gemäß § 1 Abs. 4 BauGB verpflichtet, ihre Bauleitpläne (Flächennutzungs- und Bebauungsplan) diesen Zielen anzupassen.

Bei der Frage der **bauplanungsrechtlichen Zulässigkeit** der Windenergieanlagen im **Außenbereich** spielen die Darstellungen in den Flächennutzungsplänen und die Festlegung von Zielen der Raumordnung ebenfalls eine Rolle. Gemäß § 35 Abs. 1 Nr. 5 BauGB handelt es sich bei den Windenergieanlagen um privilegiert zulässige Vorhaben im Außenbereich. Diese privilegierten Vorhaben sind immer dann im Außenbereich zulässig, wenn öffentliche Belange nicht entgegenstehen und die Erschließung gesichert ist. Öffentliche Belange stehen nach § 35 Abs. 3 S. 3 BauGB einem privilegierten Vorhaben in der

⁷² Goppel in: Spannowsky/ Runkel/ Goppel, Raumordnungsgesetz, 1. Auflage 2010, § 7, Rn. 73.

Regel dann entgegen, soweit hierfür durch Darstellung im Flächennutzungsplan oder als Ziele der Raumordnung eine Ausweisung an anderer Stelle erfolgt ist. Durch diesen **Planvorbehalt** kann der Planungsträger die bauliche Entwicklung privilegierter Vorhaben i. S. d. § 35 Abs. 1 Nr. 1-6 BauGB planerisch steuern,⁷³ da er durch die Ausweisung von Konzentrationsflächen die Privilegierung der Vorhaben auf bestimmte Teile des Außenbereichs beschränken kann. Damit die gesetzgeberische Entscheidung über die Privilegierung bestimmter Vorhaben nicht gänzlich unterlaufen wird, müssen die Pläne konkrete standortbezogene Aussagen enthalten. Eine bloße Negativplanung genügt nicht.⁷⁴

Ist keine **spezielle Gebietsausweisung** für die Windenergieanlagen in den Raumordnungsplänen erfolgt, kann die Errichtung der Windenergieanlagen trotzdem aufgrund raumordnungsrechtlicher Vorgaben unzulässig sein. Dies ergibt sich aus § 35 Abs. 3 S. 2 HS. 1 BauGB, der die negative Wirkung der Ziele der Raumordnung regelt. Danach dürfen raumbedeutsame Vorhaben den Zielen der Raumordnung nicht widersprechen. Bei einem Widerspruch ist das Vorhaben zwingend unzulässig, da diese Ziele für die Genehmigungsbehörde bindend sind und auch durch Abwägung nicht überwunden werden können.⁷⁵ Das setzt allerdings voraus, dass die Ziele für die Beurteilung des Einzelvorhabens hinreichend konkret sind. Die bloße Wiedergabe von planungsrechtlichen Zielaussagen genügt nicht.⁷⁶

Den entgegengesetzten Fall regelt § 35 Abs. 3 S. 2 HS. 2 BauGB mit der positiven Wirkung der Ziele der Raumordnung. Nach dieser Norm stehen öffentliche Belange den privilegierten Vorhaben nach § 35 Abs. 1 BauGB nicht entgegen, soweit die Belange bei der Darstellung dieser Vorhaben als Ziele der Raumordnung abgewogen worden sind. Das privilegierte Vorhaben ist demnach trotz entgegenstehender öffentlicher Belange aus § 35 Abs. 3 BauGB zulässig, wenn im Rahmen des Raumordnungsverfahrens eine Abwägung der betreffenden Belange stattgefunden hat. So soll nach dem Willen des Gesetzgebers das im Zuge des Raumordnungsverfahrens ermittelte Abwägungsergebnis für die Zulässigkeitsfrage von privilegierten Vorhaben nutzbar gemacht werden.⁷⁷

Eine weitere Möglichkeit geeignete Standorte für Windenergieanlagen festzusetzen, ist eine gemeindliche Ausweisung eines **sonstigen Sondergebietes** gemäß § 11 Abs. 2 BauNVO für die Erforschung, Entwicklung oder Nutzung erneuerbarer Energien, wie Wind- und Sonnenenergie, im Bebauungsplan.

⁷³ BVerwG, Beschluss v. 21.12.2017, Az.: 4 BN 3/17.

⁷⁴ Söfker in: Ernst/Zinkahn/Bielenberger/Krautzberger, Baugesetzbuch, 128. EL Februar 2018, § 35, Rn. 123.

⁷⁵ Mitschang/Reidt in: Battis/Krautzberger/Löhr, Baugesetzbuch, 13. Auflage 2016, § 35, Rn. 106.

⁷⁶ Söfker in: Ernst/Zinkahn/Bielenberger/Krautzberger, a.a.O., § 35, Rn. 118.

⁷⁷ Söfker in: Ernst/Zinkahn/Bielenberger/Krautzberger, a.a.O., § 35, Rn. 121.

b) Solaranlagen

Zur Errichtung von Solaranlagen kann je nach Standort und Größe der Anlagen nach den Bauordnungen der Länder eine **Baugenehmigung** erforderlich sein. In vielen Landesbauordnungen ist die Errichtung von Solaranlagen in, an und auf Dach- und Außenflächen, ausgenommen bei Hochhäusern, verfahrensfrei.⁷⁸ Die **Verfahrensfreiheit** ist in diesen Fällen unabhängig von der Anlagengröße. Auch die vielfach damit verbundene Nutzungsänderung des Gebäudes, auf dem die Anlagen angebracht werden, ist in den meisten Landesbauordnungen ausdrücklich davon erfasst.⁷⁹ In den Bundesländern, in denen das nicht der Fall ist, ist die Nutzungsänderung des Gebäudes, die sich durch das Anbringen der Solaranlage in, an oder auf den Dach- und Außenflächen ergeben kann, genehmigungspflichtig.⁸⁰

Die gebäudeunabhängigen Solaranlagen sind in der Regel bis zu einer Höhe von 3 m und einer Länge von 9 m verfahrensfrei,⁸¹ größere Anlagen sind genehmigungspflichtig.

Sollen die Solaranlagen im **beplanten und unbeplanten Innenbereich** errichtet werden, sind sie bauplanungsrechtlich nach § 30 und § 34 BauGB zu beurteilen. Für den beplanten Innenbereich sind die Festsetzungen über die Art der baulichen Nutzung aus §§ 2 bis 14 BauNVO als Bestandteile des Bebauungsplans nach § 30 Abs. 1 BauGB i.V.m. § 1 Abs. 3 S. 1 BauNVO und für den unbeplanten Innenbereich über § 34 Abs. 2 BauGB zu beachten. Solaranlagen werden üblicherweise als gewerbliche Nutzung (nicht störender Gewerbebetrieb) angesehen, da sie in der Regel den erzeugten Strom in das öffentliche Versorgungsnetz einspeisen. Nach §§ 2 Abs. 2, 3 Abs. 2 und 4 Abs. 2 BauNVO sind Gewerbebetriebe jedoch in reinen und allgemeinen Wohngebieten sowie in Kleinsiedlungsgebieten nicht allgemein zulässig. Diese Lücke schließt § 14 Abs. 3 BauNVO, wonach Solaranlagen aufgrund einer Gesetzesfiktion als untergeordnete Nebenanlagen i.S.d. § 14 Abs. 1 BauNVO gelten und demnach bei Vorliegen der übrigen Voraussetzungen des Abs. 1 auch in den oben genannten Gebieten zulässig sind.⁸²

⁷⁸ vgl. bspw. § 61 Nr.3b) LBauO-MV und BauO Bln; Nr. 3a) des Anhangs zu § 50 Abs.1 LBO BW; § 61 Nr.3a) SächsBO; Nr.2a.1 der Anlage 2 zu § 60 Abs.1 HBauO; Art. 57 Abs. 1 Nr.3a) aa) BayBO.

⁷⁹ siehe oben genannte Normen: Verfahrensfrei ist, (...), die damit verbundene Änderung der Nutzung oder der äußeren Gestalt der Anlage.

⁸⁰ OVG Münster, Beschluss v. 20.09.2010, Az.: 7 B 985/10, juris; Nr.2.3 des Anhangs zu § 60 Abs.1 NBauO.

⁸¹ vgl. bspw. § 61 Nr.3a) LBauO-MV und BauO Bln; Nr. 3c) des Anhangs zu § 50 Abs.1 LBO BW; § 61 Nr.3b) SächsBO; Nr.2a.2 der Anlage 2 zu § 60 Abs.1 HBauO; Nr.2.3 des Anhangs zu § 60 Abs.1 NBauO; Art. 57 Abs. 1 Nr.3a) bb) BayBO.

⁸² Stock in: Ernst/Zinkahn/Bielenberger/Krautzberger, a.a.O., § 14, Rn. 105.

Diese Zulässigkeitsregelung dient der Umsetzung der klimapolitischen Ziele der Bundesregierung und soll den Ausbau der erneuerbaren Energien mit Nachdruck vorantreiben.⁸³

Im **Außenbereich** sind Solaranlagen gemäß § 35 Abs. 1 Nr. 8 BauGB privilegierte Vorhaben, wenn die Anlage der Nutzung solarer Strahlungsenergie in, an und auf Dach- und Außenwandflächen von zulässigerweise genutzten Gebäuden dient und sie dem Gebäude baulich untergeordnet ist. Handelt es sich hingegen um eine gebäudeunabhängige Solaranlage, ist sie bauplanungsrechtlich nach § 35 Abs. 2 BauGB als sonstiges Vorhaben zu beurteilen.

c) Biomasseanlagen

Die Anlagenbetreiber bedürfen für die Errichtung einer Biomasseanlage zur Erzeugung von Biogas einer **bundesimmissionsschutzrechtlichen Genehmigung** gemäß § 4 Abs. 1 S. 3 BImSchG i. V. m. Nr. 1.15 und Nr. 1.16 des Anhangs 1 der 4. BImSchV, wenn die Anlage eine Produktions- oder Verarbeitungskapazität von 1,2 Mio. Normkubikmeter je Jahr Rohgas oder mehr hat. Für diese Anlagen ist ein vereinfachtes Genehmigungsverfahren ohne Öffentlichkeitsbeteiligung nach § 19 BImSchG durchzuführen. Die Genehmigungspflicht der Biomasseanlagen kann ferner unabhängig von ihren Erzeugnissen auch an den Einsatz bestimmter Stoffe anknüpfen, vgl. Nr. 8.1 (Abfall) und Nr. 8.5 (Kompost).⁸⁴ Darüber hinaus kann eine Biomasseanlage auch als Nebeneinrichtung einer nach BImSchG genehmigungspflichtigen Anlage genehmigungsbedürftig sein, vgl. § 1 Abs. 2 Nr. 2 der 4. BImSchV.⁸⁵

Die **Genehmigungsvoraussetzungen** ergeben sich aus § 6 BImSchG.⁸⁶ Danach ist eine Biomasseanlage genehmigungsfähig, wenn zum einen sichergestellt ist, dass die sich aus § 5 BImSchG und einer aufgrund von § 7 BImSchG erlassenen Rechtsverordnung ergebenden Pflichten erfüllt werden (Nr. 1) und zum anderen andere öffentlich-rechtliche Vorschriften und Belange des Arbeitsschutzes der Errichtung und dem Betrieb der Anlage nicht entgegenstehen (Nr. 2). § 5 BImSchG normiert die Pflichten der Betreiber genehmigungsbedürftiger Anlagen. Für die Errichtung und den Betrieb der Anlagen ist insbesondere Abs.1 relevant, der verschiedene Grundsätze, wie beispielsweise den Schutz- (Nr.1) und den Vorsorgegrundsatz (Nr. 2) im Hinblick auf schädliche Umwelteinwirkungen i.S.d. § 3 Abs. 1 BImSchG normiert. Weitere Pflichten ergeben sich aus den aufgrund von § 7 BImSchG erlassenen Rechtsverordnungen, wie der Störfall- oder der GroßfeuerungsanlagenVO.

⁸³ Stock in: Ernst/Zinkahn/Bielenberger/Krautzberger, a.a.O., § 14, Rn. 94,

⁸⁴ Fehling in: Schneider/Theobald, Recht der Energiewirtschaft, 4.Auflage 2013, § 8, Rn. 82, Fn. 192.

⁸⁵ BVerwG, Beschluss v. 21.12.2010, Az.:7 B 4/10, juris.

⁸⁶ siehe Näheres zu § 6 in Kap. II. 1. a) bei Windenergieanlagen an Land.

Über § 6 Abs. 1 Nr. 2 BImSchG ist die Genehmigungsbehörde verpflichtet, die materiell rechtlichen Voraussetzungen anderer öffentlich-rechtlicher Vorschriften im Rahmen des Genehmigungsverfahrens zu prüfen. Besondere Bedeutung kommt bei dieser Prüfung dem **Baurecht** zu. Für Biomasseanlagen ist insbesondere § 35 BauGB relevant, da die Anlagen im Regelfall im Außenbereich gebaut werden. Gemäß § 35 Abs. 1 Nr. 6 BauGB handelt es bei Anlagen zur energetischen Nutzung von Biomasse um im Außenbereich privilegiert zulässige Vorhaben, wenn die in Nr. 6 a)-d) normierten Voraussetzungen vorliegen. Der Privilegierungstatbestand wurde so ausgestaltet, dass die Biomasseanlage in Verbindung mit den typischen im Außenbereich anzutreffenden land- und forstwirtschaftlichen Betrieben, Betrieben der gartenbaulichen Erzeugung und großen Tierhaltungsanlagen stehen muss, die ihrerseits nach § 35 Abs. 1 Nr. 1, Nr. 2 und Nr. 4 BauGB im Außenbereich privilegiert zulässig sind. Eine weitere Zulässigkeitsvoraussetzung normiert § 35 Abs. 5 S. 2 BauGB, der eine Rückbauverpflichtung bei einer dauerhaften Aufgabe der Anlage vorsieht.

Biomasseanlagen unterliegen genauso wie die Windenergieanlagen dem **Planvorbehalt** nach § 35 Abs. 3 S. 3 BauGB.⁸⁷ Sind die engen Voraussetzungen des § 35 Abs. 1 Nr. 6 BauGB nicht gegeben, beurteilt sich die Zulässigkeit der Anlage nach § 35 Abs. 2 BauGB.

Fazit:

Die Ausführungen zu den planungsrechtlichen Genehmigungs- und Standortfragen zeigen, dass der mit der Planung verbundene Aufwand für EE-Anlagen sich im Allgemeinen insbesondere je nach einzusetzendem Energieträger, Größe der Anlage und den zu erwartenden Emissionen stark unterscheiden. Es kommt daher auf den jeweiligen Einzelfall an. Inwiefern die Marktzugangsbedingungen für den Einsatz von Dünnschichtmembran davon beeinflusst werden, kann aus diesem Grund im Vorhinein und im Allgemeinen kaum bewertet werden.

1.2. Förderung von EE-Anlagen, EEG 2017

Durch den aktuell für unentbehrlich erachteten Strombezug zur Elektrifizierung der Sektoren Verkehr und Gebäude wird der Strombedarf bis zum Jahr 2050 stark ansteigen. Nach den in § 1 Abs. 2 EEG 2017 verankerten Zielen soll der Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch ebenfalls bis zum Jahr 2050 stetig ansteigen. Dieser EE-Anteil soll bis zum Jahr

⁸⁷ siehe Näheres zu § 35 Abs. 3 S. 3 BauGB in Kap. II. 1. a) bei Windenergieanlagen an Land.

2025 bei 40-45 Prozent, bis zum Jahr 2035 bei 55-60 Prozent und bis zum Jahr 2050 bei mindestens 80 Prozent liegen. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch ist bereits 2017 mit ca. 36 Prozent deutlich höher als am Endenergiebedarf im Gebäude- und Verkehrsbereich (ca. 13 Prozent bzw. 5 Prozent).⁸⁸ Die in § 1 Abs. 2 EEG 2017 genannten Ziele sollen durch den stetigen Zubau von Windenergieanlagen an Land und auf See sowie von Solar- und Biomasseanlagen erreicht werden, vgl. § 4 EEG 2017. Der **Schwerpunkt des Ausbaupfads** liegt dabei eindeutig bei **Windenergie- und Solaranlagen**. Der jährliche Bruttozubau von Solaranlagen soll nach § 4 Nr. 3 EEG 2017 bei einer installierten Leistung von 2.500 MW liegen. Bei Windenergieanlagen an Land sieht § 4 Nr. 1 EEG 2017 in den Jahren 2017 bis 2019 eine jährlich zu installierende Leistung von 2.800 MW brutto vor. Ab dem Jahr 2020 soll diese auf 2.900 MW pro Jahr steigen. Dem gegenüber liegt das jährliche Bruttozubauziel der Biomasseanlagen im Jahr 2018 bei einer installierten Leistung von nur 150 MW, vgl. § 4 Nr. 4 a) EEG 2017.

a) Fördermechanismen des EEG 2017

Das EEG 2017 enthält vier zentrale Grundsätze für die Förderung erneuerbarer Energien: den **Anschlussvorrang** der EE-Anlagen (§§ 8, 12 EEG 2017), den **Einspeisevorrang** (§ 11 EEG 2017), den **Erstattungsanspruch** des EE-Anlagenbetreibers gegen den Netzbetreiber (§ 15 EEG 2017) und den **Zahlungsanspruch** gegen den Netzbetreiber (§ 19 Abs. 1 EEG 2017).

Der **Anschlussvorrang der EE-Anlagen** enthält die Pflicht des Netzbetreibers die EE-Anlagen unverzüglich vorrangig an das allgemeine Versorgungsnetz anzuschließen, § 8 Abs. 1 EEG 2017. Der Netzanschluss muss an einem geeigneten Verknüpfungspunkt erfolgen, d. h. an der Stelle, die im Hinblick auf die Spannungsebene geeignet ist und die in der Luftlinie kürzeste Entfernung zum Standort der EE-Anlage aufweist. Eine Ausnahme von dieser Anschlusspflicht besteht nach Abs. 1 S. 1 EEG 2017, wenn dasselbe oder ein anderes Netz einen technisch und wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunkt aufweist. Die Anschlusspflicht aus § 8 EEG 2017 hängt eng mit der Pflicht zur Erweiterung der Netzkapazität aus § 12 EEG 2017 zusammen. Gemäß § 12 EEG 2017 müssen die Netzbetreiber auf Verlangen der Einspeisewilligen unverzüglich ihre Netze entsprechend dem Stand der Technik optimieren, verstärken und ausbauen, um die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms aus erneuerbaren Energien sicherzustellen. Mit dieser Verpflichtung soll sichergestellt werden, dass die Netzbetreiber ihrer Anschlusspflicht aus § 8 EEG 2017 nachkommen, vgl. auch § 8 Abs. 4 EEG 2017.

⁸⁸ vgl. Umweltbundesamt, Erneuerbare Energien in Zahlen, veröffentlicht: www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#textpart-1.

Die **Kosten** des Netzanschlusses hat grundsätzlich der Anlagenbetreiber zu bezahlen, § 16 EEG 2017. Die Kosten der Optimierung, Verstärkung oder des Ausbaus des Netzes trägt gemäß § 17 EEG 2017 der Netzbetreiber.

Der **Einspeisevorrang** der EE-Anlagen ist in § 11 EEG 2017 geregelt. Danach sind die Netzbetreiber verpflichtet, vorrangig den gesamten Strom aus erneuerbaren Energien, der in einer Veräußerungsform nach § 21b Abs. 1 EEG 2017 veräußert wird, physikalisch abzunehmen, zu übertragen und zu verteilen. In § 21b Abs. 1 EEG 2017 werden als Veräußerungsformen die Marktprämie nach § 20 EEG 2017 (Nr. 1), die Einspeisevergütung nach § 21 Abs. 1 und 2 EEG 2017 (Nr. 2), der Mieterstromzuschlag nach § 21 Abs. 3 EEG 2017 (Nr. 3) und die sonstige Direktvermarktung nach § 21a EEG 2017 (Nr. 4) genannt.

Den **Erstattungsanspruch** des EE-Anlagenbetreibers gegen den Netzbetreiber, an dessen Netz die EE-Anlage angeschlossen ist, normiert § 15 EEG 2017. Gemäß § 15 Abs. 1 S. 1 EEG 2017 ist der Netzbetreiber bei einer reduzierten Einspeisung des Stroms aus der EE-Anlage aufgrund eines Netzengpasses i. S. d. § 14 EEG 2017 verpflichtet, die betroffenen Anlagenbetreiber für 95 Prozent der entgangenen Einnahmen zuzüglich der zusätzlichen Aufwendungen und abzüglich der ersparten Aufwendungen zu entschädigen. Abs. 1 S. 1 gilt abweichend von § 13 Abs. 5 EnWG, der bei einer Netzanpassung zur Beseitigung einer Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Energieversorgungssystems ein Ruhen der jeweiligen Leistungspflichten der Netzbetreiber anordnet. Die konkrete Ausgestaltung des Erstattungsanspruchs ist in § 15 Abs. 1 S. 2 bis Abs. 3 EEG 2017 geregelt.

Zudem hat der EE-Anlagenbetreiber gegen den Netzbetreiber einen **Zahlungsanspruch**, für den in seiner EE-Anlage erzeugten und in das allgemeine Versorgungsnetz eingespeisten Strom, § 19 Abs. 1 EEG 2017. Eine Ausnahme vom Einspeiseerfordernis besteht beim Anspruch auf den Mieterstromzuschlag.

Die drei EEG-Zahlungsansprüche sind:

1. Einspeisevergütung

Die Einspeisevergütung kann nach § 21 Abs. 1 und 2 EEG 2017 nur noch in sehr engen Ausnahmefällen in Anspruch genommen werden. Im Regelfall ist der EE-Strom über die geförderte Direktvermarktung in Form der Marktprämie (siehe 2.) oder über die sonstige Direktvermarktung zu veräußern (siehe 4.). Die feste Einspeisevergütung kann für Inbetriebnahmen nach dem 1. Januar 2016 nach § 21 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017 nur noch von Anlagen mit einer Nennleistung bis 100 kW beansprucht werden. Das betrifft insbesondere aufgrund der Kapazitätsgrenze neu in Betrieb zu nehmende Solaranlagen.

2. Marktprämie

Die **Höhe der Marktprämie**, die der EE-Anlagenbetreiber von dem jeweiligen Netzbetreiber erhält, errechnet sich aus der Differenz zwischen anzulegendem Wert (avisierte Förderhöhe) und dem durchschnittlichen Monatsmarktwert. Der Anspruch des EE-Anlagenbetreibers auf die Marktprämie entsteht, wenn der EE-Strom unter bestimmten Voraussetzungen direktvermarktet wird (§ 20 EEG 2017). Mit dem EEG 2017 wurde für die Betreiber von EE-Neuanlagen (Wind an Land und auf See, Solar und Biomasse) die **Teilnahme an Ausschreibungen** als Anspruchsvoraussetzung auf die Marktprämie eingeführt. Für sie wird fortan der anzulegende Wert wettbewerblich ermittelt. Der anzulegende Wert entspricht mit Ausnahme von Wind an Land regelmäßig dem Gebotswert. Eine Ausnahme bilden im Interesse des Erhalts der Akteursvielfalt die **Kleinanlagen** mit einer installierten Leistung bis 750 kW und die Biomasseanlagen bis zu 150 kW, vgl. § 22 EEG 2017. Sie können nach dem System des EEG 2014 weiterhin einen Anspruch auf die Marktprämie haben, ohne zuvor im Ausschreibungssystem bezuschlagt worden zu sein. Der anzulegende Wert wird in diesem Fall weiterhin gesetzlich bestimmt. Ziel ist es, mit den Ausschreibungen den mengenmäßigen Ausbau der EE-Anlagen über das spartenspezifische Ausschreibungsvolumen (siehe § 28 EEG 2017) zu steuern und die Marktintegration der EE-Anlagen voranzutreiben.

Die **regulären Ausschreibungsbedingungen** werden spartenspezifisch konkretisiert und sind insoweit unterschiedlich ausgestaltet: für Windenergieanlagen an Land (§§ 36 ff. EEG 2017), Ausschreibungen für Solaranlagen (§§ 37 ff. EEG 2017) und Ausschreibungen für Biomasseanlagen (§§ 39 ff. EEG 2017). Windenergieanlagen auf See unterfallen dem EEG 2017 ergänzenden Regime des WindSeeG. Die regulären Ausschreibungen können zu einem

bestimmten Anteil des Ausschreibungsvolumens und unter bestimmten Voraussetzungen auch für EE-Strom aus Anlagen außerhalb Deutschlands geöffnet sein. Spezielle Ausschreibungsdesigns sind außerdem die „gemeinsamen Ausschreibungen“ für Wind an Land und Solar (Verordnung zu den gemeinsamen Ausschreibungen (GemAV), basierend auf § 39i i.V.m. § 88c EEG 2017) sowie die „Innovationsausschreibung“ (§ 39j i.V.m. § 88d EEG 2017⁸⁹). Die sonstigen EE-Anlagen, wie beispielsweise Wasserkraft oder Geothermie fallen nicht in das Ausschreibungssystem, da kein hinreichender Wettbewerb erwartet wurde. Ihr anzulegender Wert bestimmt sich generell konstitutiv.

Die Innovationsausschreibungen für erneuerbare Energien werden zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht ausgeschrieben, da die Bundesregierung von der Verordnungsermächtigung des § 39j i.V.m. § 88d EEG 2017 noch keinen Gebrauch gemacht hat. In der Rechtsverordnung sollen insbesondere das Ausschreibungsverfahren, der Inhalt der Ausschreibungen und die Teilnahmebedingungen geregelt werden. Mit den Innovationsausschreibungen könnte der Gesetzgeber andeuten, in welche Richtung eine künftige Förderung gehen könnte, die nicht mehr schlicht an die eingespeist kWh anknüpft. Die Ermächtigungsgrundlage in § 39j EEG 2017 sieht vor, dass besonders netz- und systemdienliche technische Lösungen gefördert werden. Damit soll zum einen die bestehende Infrastruktur besser genutzt werden und zum anderen eine effizientere Anlagennutzung angeregt werden, die geeignet ist, Abregelungen zu vermeiden. Darüber hinaus soll es bei den Innovationsausschreibungen auch möglich sein, Gebote für Kombinationen und Zusammenschlüsse verschiedener erneuerbarer Energien abzugeben, vgl. § 39j Abs. 1 S. 3 EEG 2017.

Daraus kann sich das folgende Ausschreibungsdesign ergeben: die Ausschreibungen finden einmal jährlich statt und der Zuschlag erfolgt anhand eines Gebotspreises (Basisvergütung). Die Angebotsgröße liegt zwischen 750 kW und 15 MW.

Die Verordnung wird in der zweiten Hälfte des Jahres 2018 erwartet, sodass die ersten Ausschreibungen frühestens Anfang 2019 erfolgen werden.

§ 21 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2017 sieht die vergleichsweise gering ausfallende **Ausfallvergütung** vor, die für gefördert direktvermarktete Anlagen beansprucht werden kann, wenn die Marktprämie z. B. aufgrund der Insolvenz des Direktvermarkters nicht realisiert werden kann. Anlagen

⁸⁹ der VO-Erlass steht noch aus.

über 100 kW können in diesen Fällen die Ausfallvergütung für höchstens drei Monate am Stück und insgesamt sechs Monate im Jahr beanspruchen. Der Anspruch dient der Absicherung günstiger Finanzierungskosten für EE-Anlagen.

3. Mieterstromzuschlag

Seit dem 25. Juli 2017 können **Solaranlagen** über den Mieterstromzuschlag **bezuschusst** werden. Dabei gilt, dass Anlagen mit maximal 100 kW auf, an oder in Wohngebäuden den Mieterstromzuschlag erhalten, wenn die Energie direkt an die Hausbewohner des Gebäudes geliefert wird.

4. Sonstige Direktvermarktung

Schließlich kann der EE-Strom noch sonstig direktvermarktet werden. Ein **EEG-Zahlungsanspruch** wird in dieser Veräußerungsform **nicht begründet**. Dafür können für die Strommengen Herkunftsnachweise nach § 79 EEG 2017 verwendet werden, die es dem Anlagenbetreiber ermöglichen sollen, am Markt Mehrerlöse für den eingespeisten EE-Strom zu erwirtschaften. Praktisch spielt diese Vermarktungsoption allerdings quasi keine Rolle.

Fazit:

Die meiste Kapazität der EE-Anlagen wird gefördert direktvermarktet. Sowohl Solar-, Biomasse- als auch Windenergieanlagen an Land nehmen ab einer Kapazität von 750 bzw. 150 kW an den Ausschreibungen teil. Das Marktpotenzial für den Einsatz von Dünnschichtmembranen wird ab 2017 bei großen Solar- und Biomasseanlagen wesentlich über das Ausschreibungssystem gesteuert. Das Ausschreibungsvolumen könnte eine Marktbegrenzung darstellen, kann aber andererseits für eine gewisse Planbarkeit sorgen. Der sich im Ausschreibungssystem abzeichnende Zubau von fluktuierender Windenergie an Land könnte ein verstärktes Bestreben nach dem Zubau von PtX-Anlagen verursachen.

1.3. Förderprogramme für EE-Anlagen

Im Folgenden werden die staatlichen Förderprogramme für die Energieerzeugung auf Bundes- und EU-Ebene überblicksartig dargestellt. Die Darstellung beschränkt sich dabei auf Programme, deren bzw. einer ihrer Schwerpunkte in der Förderung der Energieerzeugung mittels erneuerbarer

Energien liegt. Die Förderfähigkeit ist meist geprägt vom Verbot der Überförderung § 80 EEG 2017, weshalb man sich bei gleichem Fördergegenstand oft entscheiden muss: EEG oder Förderprogramm.

a) Energieforschungsprogramm – Forschung für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung

Mit diesem Förderprogramm des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) sollen Unternehmen und Forschungseinrichtungen dabei unterstützt werden, neue Technologien für die Energieversorgung zu erforschen und zu entwickeln. Gefördert werden Technologien entlang der gesamten Energiekette, von der Energiewandlung bis zur Energienutzung. Die Förderung erfolgt durch einen Zuschuss.⁹⁰

b) Forschung und Entwicklung zur kosten- und energieeffizienten Nutzung von Biomasse im Strom- und Wärmemarkt "Energetische Biomassenutzung"

Das BMWi unterstützt mit diesem Förderprogramm Vorhaben mit Pilot- und Demonstrationscharakter im Bereich der Biomasse. Ziel ist es, eine kostengünstigere und effizientere Nutzung von energetischer Biomasse im Strom- und Wärmebereich zu erreichen. Die Förderung erfolgt über einen Zuschuss, welcher bis zu drei Jahre gewährt werden kann.⁹¹

c) KfW-Programm Erneuerbare Energien – Standard

Mit diesem Förderprogramm unterstützt die KfW-Bankengruppe Vorhaben zur Nutzung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung und zur kombinierten Strom- und Wärmeerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen) sowie Maßnahmen zur Integration erneuerbarer Energien in das Energiesystem. Die Förderung erfolgt über ein zinsgünstiges Darlehen.⁹²

⁹⁰vgl. BMWi, Förderdatenbank, veröffentlicht: www.foerderdatenbank.de/Foerder-DB/Navigation/Foerderrecherche/suche.html?get=e134eff6f12a1dc9da3b28c837c7b46d;views;document&doc=75109.

⁹¹ vgl. BMWi, Förderdatenbank, veröffentlicht: www.foerderdatenbank.de/Foerder-DB/Navigation/Foerderrecherche/suche.html?get=69bd30d89e7925a0e4ca7371c8e7df86;views;document&doc=12601.

⁹² vgl. BMWi, Förderdatenbank, veröffentlicht: www.foerderdatenbank.de/Foerder-DB/Navigation/Foerderrecherche/suche.html?get=69bd30d89e7925a0e4ca7371c8e7df86;views;document&doc=11721.

d) Energie vom Land

Die Landwirtschaftliche Rentenbank fördert mit diesem Programm Investitionen in die Erzeugung, Speicherung und Verteilung erneuerbarer Energien. Gefördert werden beispielsweise Windenergie-, Photovoltaik- und Wasserkraftanlagen. Die Förderung erfolgt über ein zinsgünstiges Darlehen.⁹³

1.4. Rechtliche Entflechtung der Netzbetreiber

Um die natürlichen Monopole im Energiesektor aufzubrechen und künstlich ausreichenden Wettbewerb zu schaffen, hat der Gesetzgeber in Umsetzung der Vorgaben der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie (RL 2009/72/EG) und der Gasbinnenmarkttrichtlinie (RL 2009/73/RL) in §§ 6 ff. EnWG Entflechtungsvorschriften geschaffen. Durch die sogenannte Entflechtung (Unbundling) soll sichergestellt werden, dass der Netzbetrieb unabhängig von den Tätigkeitsbereichen der Energieversorgung (Erzeugung/Gewinnung und Energievertrieb) ist. Mit der Entflechtung soll eine größere Transparenz auf dem Energiemarkt entstehen, damit der Netzbetrieb diskriminierungsfrei ausgestaltet und abgewickelt wird und Quersubventionen ausgeschlossen werden.⁹⁴

Der Hintergrund ist, dass die Netzbetreiber durch den Netzbetrieb eine natürliche Monopolstellung innehaben, da andere Akteure diese Infrastruktur zur Erzeugung und Vermarktung ihres Stroms benötigen. Der Netzbetreiber ist daher in der Position, den Netzzugang für andere Akteure zu behindern und seine Position zum eigenen Gunsten auszunutzen.

Normadressaten der Entflechtungsvorschriften sind die sogenannten **vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen**. Es handelt sich dabei Unternehmen, die in der EU im Elektrizitäts- oder Gasbereich auf der Ebene des Netzbetriebs und zugleich im Bereich Erzeugung oder Vertrieb tätig sind oder verbundene Unternehmen, die zwei dieser Aufgaben wahrnehmen vgl. die Legaldefinition aus § 3 Nr. 38 EnWG.

Die Entflechtung dient der Entkopplung dieser Tätigkeiten auf den genannten Wertschöpfungsstufen der Energieversorgung. Adressiert werden dabei fünf Bereiche: **buchhalterische, informationelle, gesellschaftsrechtliche, organisatorische** und **eigentumsrechtliche Entflechtung**. Die Entflechtungsvorschriften gelten nur eingeschränkt für Energieversorgungsunternehmen, an deren Elektrizitätsverteilernetz weniger als 100.000 Kunden angeschlossen sind, sog. **De-minimis-Unternehmen**.

⁹³ vgl. BMWi, Förderdatenbank, veröffentlicht: www.foerderdatenbank.de/Foerder-DB/Navigation/Foerderrecherche/suche.html?get=69bd30d89e7925a0e4ca7371c8e7df86;views;document&doc=10278.

⁹⁴ Kühling/Rasbach/Busch, Energierecht, 4. Auflage 2018, Kap. 5, S. 140, Rn. 1 f.

In diesen Unternehmen ist nur eine **buchhalterische, informationelle und eigentumsrechtliche Entflechtung** vorgeschrieben, vgl. §§ 7 Abs. 2, 7a Abs. 7 EnWG.

Praktisch relevant wird die eigentumsrechtliche Entflechtung insbesondere, wenn die Netzbetreiber neben ihrem Netzbetrieb auch Stromspeicher betreiben wollen. Die Entflechtungsvorschriften stehen einem Speicherbetrieb nicht per se entgegen. Der Betrieb des Stromspeichers kann jedoch in den Fällen vom Netzbetrieb zu trennen sein, wenn ein Netzbetreiber durch den Speicherbetrieb zum Energieerzeuger werden würde. In den Fällen, in denen die Entflechtungsvorgaben dem Speicherbetrieb nicht entgegenstehen, weil der Speicher beispielsweise allein aus netzbetrieblichen Zwecken betrieben wird, stellen sich Refinanzierungsfragen aus Netzbetreibersicht. Eine Refinanzierung ist beispielsweise nicht ohne Weiteres aus den Netzentgelten refinanzierbar, da Speicherinstallationen etwa im Vergleich zum Netzausbau regelmäßig nicht kosteneffizienter sind, was aber entscheidend ist. Es macht daher aus wirtschaftlicher Sicht nur im Einzelfall für einen Netzbetreiber Sinn, einen Stromspeicher zu betreiben.

2. Systemdienstleistungen

2.1. Netzbezogen

Das **Einspeisemanagement** ist für EE-Anlagen spezialgesetzlich zu § 13 Abs. 1 Nr. 1 EnWG in § 14 EEG 2017 geregelt und meint, dass die Netzbetreiber die an ihr Netz angeschlossenen Anlagen zur Vermeidung eines Netzengpasses regeln dürfen. § 14 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EEG 2017 steht damit im Spannungsverhältnis zum Einspeisevorrang.⁹⁵ Das bedeutet, dass der Netzbetreiber zuerst die konventionellen Erzeugungsanlagen regeln muss und dann erst in einem zweiten Schritt eine Regelung der EE-Anlagen erfolgen darf (Abschaltkaskade). Liegen die Voraussetzung für eine Regelung vor, werden die betroffenen Anlagenbetreiber durch ein Netzreduktionssignal in der jeweiligen Netzregion zur Drosselung ihrer Einspeiseleistung aufgefordert.⁹⁶ Das Netzreduktionssignal erfolgt nach vorheriger Unterrichtung der Anlagenbetreiber über den zu erwartenden Zeitpunkt, den Umfang und die Dauer der Regelung, vgl. §§ 14 Abs. 2 und 3 EEG 2017. In § 14 Abs. 1 S. 2 und 3 EEG 2017 wird zudem eine Rangfolge für die Regelung der Anlagen festgelegt. So sind kleinere Solaranlagen i. S. d. § 9 Abs. 2 EEG 2017 erst nachrangig gegenüber den übrigen Anlagen zu regeln, § 14 Abs. 1 S. 2 EEG 2017. Im Übrigen

⁹⁵ siehe unter II.1.b) Förderung der EE-Anlagen.

⁹⁶ Schellberg in: BeckOK EEG, 6.Edition, Stand 01.07.2017, § 14, Rn. 14.

müssen die Netzbetreiber nach S. 3 sicherstellen, dass insgesamt die größtmögliche Strommenge aus EE-Anlagen abgenommen wird. Damit wird der in § 11 EEG 2017 normierte Vorrang von EE-Strom in § 14 Abs. 1 Nr. 2 und Abs. 1 S. 3 EEG 2017 vom Gesetzgeber bestätigt, sodass die Regelung von EE-Anlagen als ultima ratio anzusehen ist.⁹⁷

2.2. Marktbezogen

a) Regelenenergie

Die anlagenbezogenen Hemmnisse für den Marktzugang der PtX-Anlagen ergeben sich aus den **Marktzugangshürden auf dem Regelenenergiemarkt**. Bei dem Regelenenergiemarkt handelt es sich um einen von der regulären Strombörse separaten Energiemarkt, bei dem nur Regelenenergie gehandelt wird. Regelenenergie wird benötigt, um unvorhersehbare Leistungsungleichgewichte im Stromnetz auszugleichen (vgl. § 2 Nr. 9 StromNZV) und die Netzstabilität zu erhalten. Die Netzfrequenz muss dabei bei einem Sollwert von 50 Hz liegen, um einen stabilen Betrieb zu gewährleisten. Für den Einsatz von Regelenenergie sind jeweils die Übertragungsnetzbetreiber in den vier Regelzonen verantwortlich. Die Bereitstellung der Regelenenergie seitens der Anlagenbetreiber stellt eine Systemdienstleistung dar (vgl. § 8 StromNZV), die vergütet wird. Bisher haben in erster Linie konventionelle Erzeugungsanlagen Regelleistung erbracht, was sich in Zukunft angesichts der wachsenden Bedeutung von EE-Anlagen in der Energieversorgung ändern soll.⁹⁸ Nach Aussage der BNetzA kommen grundsätzlich auch „Energieverbraucher mit in der Leistung steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, Stromspeicher oder andere Erzeugungstechnologien/ Erneuerbare-Energie-Anlagen“ als mögliche Regelleistungserbringer in Betracht.⁹⁹

Generell wird zwischen drei verschiedenen Regelenenergiearten unterschieden: der **Primärregelleistung** (PRL), der **Sekundärregelleistung** (SRL) und der **Minutenreserve** (MRL). Bei der Sekundärregelleistung und der Minutenreserve wird weiter zwischen positiver und negativer Regelenenergie

⁹⁷ Schellberg in: BeckOK EEG, a.a.O., § 14, Rn. 16.

⁹⁸ BNetzA, Beschluss v. 13.06.2017 zu SRL, Az.: BK6-15-158, S. 12, veröffentlicht: www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2015/2015_0001bis0999/BK6-15-158/BK6-15-158_download_Beschluss_vom_13_06_2017.pdf?__blob=publicationFile&v=3.

⁹⁹ BNetzA, Beschluss vom 13.06.2017 zu SRL, a.a.O., S. 7; BNetzA, Beschluss v. 12.04.2011 zu PRL, Az.: BK6-10-097, S. 6, veröffentlicht: www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2010/2010_0001bis0999/2010_001bis099/BK6-10-097bis-099/BK6-10-097_Beschluss_2011_04_12.pdf?__blob=publicationFile&v=3.

differenziert. Bei der **positiven Regelennergie** wird eine plötzlich auftretende erhöhte Stromnachfrage und das damit verbundene Absinken der Netzfrequenz unter den Sollwert von 50 Hz durch eine zusätzliche Stromeinspeisung in das Netz oder eine Reduzierung des Strombezugs, ausgeglichen. Bei der **negativen Regelennergie** ist die Stromnachfrage geringer als ursprünglich prognostiziert, sodass die Netzfrequenz über den Sollwert von 50 Hz steigt. Die überschüssige Energie muss daher wieder aus dem Netz entnommen werden. Bei der Primärregelleistung erfolgt diese Differenzierung nicht, § 6 Abs. 3 StromNZV. Abhängig von der Frequenz reagiert die dezentrale Leistungsregelung der Anbieter ad hoc auf Veränderungen und regelt die Einspeisung oder Entnahme des Stroms. Dieser Markt eignet sich insbesondere für Anlagen, wie beispielsweise Stromspeicher, die direkt auf Frequenzänderungen reagieren können. Die hier betrachteten PtX-Anlagen, die in der Regel nicht auf eine Rückverstromung angelegt sind, sind für diesen Markt nicht geeignet. Für diese Anlagen bietet sich nur eine Teilnahme auf den übrigen Märkten durch eine Bereitstellung von negativer Regelennergie an.

Potenzielle Anbieter von Regelennergie müssen die **Präqualifikationsvoraussetzungen des Regelenenergiemarktes** erfüllen, um sicherzustellen, dass sie in der Lage sind im Bedarfsfall die notwendigen Reserven zur Verfügung zu stellen. Für die Teilnahme am Regelenenergiemarkt spielen insbesondere die Anforderungen an die Mindestangebotsgröße und die Möglichkeit einer zuverlässigen Prognose der tatsächlichen Einspeiseleistung im Ausschreibungszyklus eine große Rolle.

Die **Mindestangebotsgröße** für Sekundärregelleistung und Minutenreserve beträgt grundsätzlich 5 MW, jeweils für positive und negative Regelennergie. Für kleinere Anlagenbetreiber, die nur ein einziges Angebot je Produktscheibe in der betroffenen Regelzone anbieten, ist eine kleinere Angebotsgröße in Höhe von 1 MW, 2 MW, 3 MW oder 4 MW zulässig.¹⁰⁰ Pro Tag sind insgesamt sechs Produktscheiben für einen Zeitraum von jeweils vier Stunden vorgesehen. Eine wirtschaftliche Teilnahme auf dem Regelenenergiemarkt ist jedoch mit solch kleinen Angebotsgrößen dauerhaft nicht möglich, sodass die Ausnahmeregelung nur den Marktzugang von Betreibern kleinerer EE- Anlagen ermöglichen soll, bis diese in der Lage sind die reguläre Angebotsgröße anzubieten.¹⁰¹ Dasselbe gilt für die Möglichkeit einer Poolung verschiedener Anlagen bei der Angebotsstellung innerhalb derselben Regelzone.¹⁰²

Eine weitere Voraussetzung für die Teilnahme am Regelenenergiemarkt ist die Möglichkeit, eine mit hinreichender Sicherheit zutreffende **Prognose über die tatsächliche Einspeiseleistung** für den

¹⁰⁰ BNetzA, Beschluss v. 13.06.2017 zu SRL, a.a.O., S. 2 Nr. 5.

¹⁰¹ BNetzA, Beschluss v. 13.06.2017 zu SRL, a.a.O., S. 30 f.

¹⁰² BNetzA, Beschluss v. 13.06.2017 zu SRL, a.a.O., S. 2 Nr. 6.

Ausschreibungszyklus treffen zu können. Bisher betrug der Ausschreibungszyklus eine Woche, was für die dargebotsabhängigen EE-Anlagen zu lang war, da sie für diesen Zeitraum nicht so weit im Voraus prognostizieren können. Ab Juli 2018 gilt der neue Ausschreibungszyklus, wonach die Ausschreibungen für SRL und MRL kalendertäglich erfolgen.¹⁰³ Es wird sich zeigen, ob durch die neue Regelung die Beteiligung der EE-Anlagen und Stromspeicher am Regelenergiemarkt zunimmt.

b) Zu- und abschaltbare Lasten

Zuschaltbare Lasten werden aktuell noch nicht ausgeschrieben.

2.3. Verhältnis der Systemdienstleistungen zueinander

Das Verhältnis der Systemdienstleistungen zueinander ergibt sich aus der Systematik des § 13 Abs. 1 EnWG und Gesetzesbegründung.¹⁰⁴ Danach sind die Übertragungsnetzbetreiber berechtigt und verpflichtet Gefährdungen oder Störungen der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungsnetzes in der jeweiligen Regelzone durch netzbezogene Maßnahmen (Nr. 1), marktbezogene Maßnahmen (Nr. 2) oder zusätzliche Reserven (Nr. 3) zu beseitigen. Die Reihenfolge innerhalb des Gesetzes zeigt, dass zunächst netzbezogene Maßnahmen, wie beispielsweise das Einspeisemanagement zu ergreifen sind und erst im zweiten Schritt marktbezogene Maßnahmen, wie Regelenergie oder zu- und abschaltbare Lasten zum Zuge kommen. Diese Reihenfolge macht auch aus systematischer Sicht im Hinblick auf die Eingriffsintensität Sinn. Bei den netzbezogenen Maßnahmen werden Dritte nicht involviert, wohingegen marktbezogene Maßnahmen Außenwirkung haben.¹⁰⁵ Die Zuschaltung zusätzlicher Reserven erfolgt auf der dritten Stufe.

¹⁰³ BNetzA, Beschluss v. 13.06.2017 zu SRL, a.a.O., S. 2 Nr. 1, 13 ff; BNetzA, Beschluss v. 13.06.2017 zur MR, Az.: BK6-15-159, S. 2 Nr. 1, 11 ff, veröffentlicht: www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2015/2015_0001bis0999/BK6-15-159/BK6-15-159_download_Beschluss_vom_13_06_2017.pdf?__blob=publicationFile&v=2.

¹⁰⁴ BT-Drs. 15/3917, S. 57.

¹⁰⁵ Hartmann/Weise in: Danner/Theobald, Energierecht, 96. EL Januar 2018, § 13, Rn. 16.

Fazit:

Die Betreiber von EE-Anlagen und Speichern sollen unter den neu geregelten Präqualifikationsanforderungen künftig vermehrt Systemdienstleistungen anbieten können, sodass sich für diese Anlagen möglicherweise neue Erlösoptionen an diesen Märkten ergeben. Rechtfertigen die Erlöse Investitionen in eine Flexibilisierung von Anlagen, könnte sich daraus auch eine größere Nachfrage für Dünnschichtmembranen ergeben. Es bleibt abzuwarten, wie sich die ab Mitte 2018 wirksamen Zugangsregelungen auf den Einsatz von EE- bzw. Speichieranlagen auswirken.

3. Power-to-X (PtX)

PtX-Prozesse eröffnen neue Möglichkeiten Strom aus fluktuierenden Energiequellen, der zum Erzeugungszeitpunkt nicht ausreichend nachgefragt wird, für die Sektoren Verkehr und Gebäude nutzbar zu machen und die bestimmungsgemäßen Sektoren zu dekarbonisieren. Die elektrokeramischen Dünnschichtmembranen stellen dabei einen Schlüsselwerkstoff dar, der einen effizienteren und ressourcenschonenderen Betrieb der PtX-Anlagen ermöglicht. Der Ausgangspunkt aller PtX-Prozesse, wie beispielsweise Power-to-Gas (PtG) und Power-to-Chemicals (PtC) ist die Herstellung von Wasserstoff mittels Elektrolyse durch den Einsatz von Strom. Bei den PtG-Prozessen wird der gewonnene Wasserstoff in der Regel direkt als Energieträger weiterverwendet oder gespeichert. Bei den PtC-Prozessen wird der Wasserstoff in weiteren Prozessen durch die Zugabe anderer Gase, wie beispielsweise Stickstoff weiterverarbeitet. Innerhalb des Anwendungsfelds der Wertstoffsynthese sind die Ammoniaksynthese und die Gewinnung von Ameisensäure den PtC-Prozessen zuzuordnen, wohingegen die Festoxid-Elektrolyseure und die stickstofffreie partielle Oxidation für Brennstoffzellensysteme typische PtG-Prozesse darstellen. Aus Gründen der Übersichtlichkeit werden innerhalb der rechtlichen Betrachtung der Anwendungsfelder PtC und PtG-Prozesse einheitlich unter dem Oberbegriff PtX behandelt. Fragen der Wärmeerzeugung mittels Power-to-Heat (PtH) werden aufgrund ihrer untergeordneten Bedeutung für das Forschungsvorhaben nicht dargestellt.

Für die **Sektorenkopplung** existiert im Moment **kein spezifischer Rechtsrahmen** wie beispielsweise ein Sektorenkopplungsgesetz. Der heutige Rechtsrahmen greift die Sektorenkopplung nur partiell, zumeist an einzelnen Technologien anknüpfend, auf. Im Folgenden wird der allgemeine Rechtsrahmen, insbesondere die rechtlichen Hemmnisse des Marktzugangs von PtX-Anlagen überblicksartig dargestellt.

3.1. Anlagenbezogene Betrachtung

a) Genehmigungsvoraussetzungen

Die PtX-Anlagen bedürfen je nach konkreter Ausgestaltung, insbesondere der Größe der Anlage als bauliche Anlagen i.S.d. Bauordnungsrechts der Bundesländer einer Baugenehmigung. Darüber hinaus kann zur Errichtung der PtX-Anlage auch eine bundesimmissionsschutzrechtliche Genehmigung erforderlich sein, § 4 BImSchG i.V.m der 4. BImSchV.¹⁰⁶ Die Anlage kann beispielsweise nach § 2 Abs. 3 der 4. BImSchV als Versuchsanlage genehmigungsbedürftig sein. Eine Genehmigungsbedürftigkeit kann sich auch aus Nr. 4.1.12 des Anhangs 1 der 4. BImSchV ergeben, wonach Anlagen zur Herstellung von Gasen wie Ammoniak, Wasserstoff o. ä. durch chemische, biochemische oder biologische Umwandlung in industriellem Umfang einer Genehmigung nach § 10 BImSchG bedürfen.

b) Baukostenzuschüsse für den Netzanschluss

Ein weiteres Hemmnis für den Marktzugang von PtX-Anlagen stellt die Erhebung von Baukostenzuschüssen (BKZ) für Netzanschlüsse dar. Bei dem Baukostenzuschuss handelt es sich um eine **einmalige Zahlung**, die der Anschlussnehmer zusätzlich zu den Netzanschlusskosten, bei der Anschlusserrichtung für den Netzausbau bezahlen muss.¹⁰⁷ Gesetzlich geregelt wurde dies ausdrücklich in § 11 NAV für die Niederspannungsebene im Stromversorgungsnetz und in § 11 NDAV für die Niederdruckebene im Gasnetz. Die BKZ dürfen höchstens 50 Prozent der notwendigen Kosten für die Erstellung und Verstärkung der örtlichen Verteileranlagen, soweit diese Anlagen ganz oder teilweise dem Versorgungsbereich zuzuordnen sind, in dem der Anschluss liegt, betragen, vgl. § 11 Abs. 1 NAV und NDAV. Es kann sogar ein weiterer BKZ von den Anlagenbetreibern verlangt werden, wenn sich ihre Leistungsanforderungen erheblich über das der ursprünglichen Berechnung zugrundeliegende Maß erhöhen, vgl. § 11 Abs. 4 NAV und § 11 Abs. 3 NDAV. Im Strombereich kann der BKZ vom Netzbetreiber nur für den Teil der Leistungsanforderung erhoben werden, der eine Leistungsanforderung von 30 kW übersteigt, § 11 Abs. 3 NAV. Dadurch werden gewöhnliche Haushaltskunden von der Entrichtung des BKZ befreit. Für die Netzebenen oberhalb der Niederspannung gibt es keine ausdrückliche gesetzliche Regelung für die Erhebung des BKZ, jedoch sind die Netzbetreiber nach Ansicht der

¹⁰⁶ vgl. Kap. II. 1. a) zum Verhältnis von Bau- und bundesimmissionsschutzrechtlicher Genehmigung.

¹⁰⁷ vgl. BNetzA, Baukostenzuschüsse, veröffentlicht: www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/Elektrizitaetund-Gas/Unternehmen_Institutionen/Mess-undZaehlwesen/Netzanschluss/Baukostenzuschuesse/baukostenzuschuesse-node.html.

Bundesnetzagentur grundsätzlich berechtigt, auch für diese Netzebenen in Anlehnung an die NAV einen BKZ zu erheben.¹⁰⁸ Die Erhebungsgrundsätze ergeben sich aus § 17 EnWG, der allgemein die Errichtung und Erweiterung von Netzanschlüssen regelt.

3.2. Strombezug

Der Marktzugang von PTX-Anlagen wird durch **hohe Betriebskosten**, bei denen die Strombezugskosten einen nicht unerheblichen Teil darstellen, behindert. Die hohen Strombezugskosten ergeben sich aus den staatlich veranlassten Strompreisbestandteilen. PtX-Anlagen gelten energierechtlich hinsichtlich des Strombezugs als **Letztverbraucher** gemäß § 3 Nr. 25 EnWG/ § 3 Nr. 33 EEG 2017. Das bedeutet, dass Betreiber von PtX-Anlagen grundsätzlich alle daran anknüpfenden **Stromnebenkosten** entrichten müssen. Die Stromnebenkosten setzen sich zusammen aus Stromnetzentgelten, stromnetzentgeltgekoppelten Umlagen und Abgaben, der EEG-Umlage, der Strom- und Umsatzsteuer. Die stromnetzentgeltgekoppelten Umlagen setzen sich wiederum zusammen aus der Konzessionsabgabe i.S.v.§ 1 Abs. 2 KAV, der KWK-Umlage (vgl. § 26 Abs. 1 S. 1 KWKG), der § 19 StromNEV-Umlage, der Offshore-Haftungsumlage gemäß § 17f EnWG und der Abschaltbare-Lasten-Umlage gemäß § 18 AbLaV i.V.m. § 9 KWKG.

Die konkrete Höhe der Stromnebenkosten hängt stark von der jeweiligen Strombezugskonstellation ab. Es ist zu unterscheiden zwischen Netzstromstrombezug und Strombezug per Direktleitung. Im ersten Fall entstehen die Stromnebenkosten in vollem Umfang. Hier sind Privilegierungs- bzw. Befreiungstatbestände besonders relevant. Bei einem Strombezug per Direktleitung entsteht dagegen bereits keine Zahlungspflicht für Netzentgelte und daran gekoppelte Umlagen. Privilegierungen insbesondere bei der Stromsteuer kommen in Betracht. Dies ergibt sich daraus, dass der Strom ohne Netznutzung über eine Direktleitung aus einer EE-Anlage bezogen wird. Handelt es sich im Einzelfall um eine Eigenversorgungskonstellation kann die EEG-Umlage verringert, und im Ausnahmefall entfallen sein (vgl. dazu unten cc.).

¹⁰⁸ vgl. BNetzA, 6. Beschlusskammer, Positionspapier zur Erhebung von Baukostenzuschüssen (BKZ) für Netzanschlüsse im Bereich von Netzebenen oberhalb der Niederspannung, veröffentlicht: www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2006/2006_0001bis0999/2006_001bis099/BK6-06-003/BK6p-06-003_Positionspapier%20BKZ.pdf.

Bei Strombezug aus dem allgemeinen Netz der Versorgung sieht das Gesetz einige Privilegierungstatbestände vor, bei denen unter bestimmten Voraussetzungen Befreiungen oder Reduzierungen von den Stromnebenkosten möglich sind. Sie werden im Folgenden überblicksartig dargestellt.

a) **Netzentgelte**

Eine auf 20 Jahre befristete **Netzentgeltbefreiung** für Energiespeicher, die nach dem 31.12.2008 errichtet und binnen 15 Jahren ab dem 04.08.2011 in Betrieb genommen wurden, sehen §§ 118 Abs. 6 S. 1 EnWG vor. Die Netzentgeltbefreiung setzt gemäß § 118 Abs. 6 S. 3 EnWG voraus, dass nach der Speicherung des Stroms eine zeitlich verzögerte Rückverstromung in dasselbe Stromnetz erfolgt. Ein Verzicht auf diese Rückverstromungspflicht gilt nach § 118 Abs. 6 S. 7 EnWG für Anlagen, in denen durch Wasserelektrolyse Wasserstoff erzeugt oder in denen Gas oder Biogas durch wasserelektrolytisch erzeugten Wasserstoff und anschließende Methanisierung hergestellt wird.

Gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV können individuelle um bis zu 80 Prozent reduzierte Netzentgelte bei einer atypischen oder intensiven Netznutzung vereinbart werden. Dieses Privileg kommt im Regelfall nur den Industrieanlagen zugute, da § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV voraussetzt, dass der Höchstlastbeitrag eines Letztverbrauchers vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht. Darüber hinaus ist eine Privilegierung nach S. 2 auch dann möglich, wenn sowohl die Benutzungszahl pro Kalenderjahr mindestens 7000 Stunden im Jahr erreicht, als auch der Stromverbrauch an dieser Abnahmestelle pro Kalenderjahr 10 GWh übersteigt. Für PtX-Anlagen sind diese gesetzlichen Voraussetzungen aufgrund ihrer flexiblen Fahrweise zur Berücksichtigung einer bedarfsorientierten Einspeisung oftmals nicht umsetzbar. Gemäß § 19 Abs. 4 StromNEV können auch für Stromspeicher individuelle Netzentgelte vereinbart werden, sofern diese den aus dem Netz entnommenen Strom nach der Speicherung wieder in das öffentliche Versorgungsnetz einspeisen. Von diesem Privileg können PtX-Anlagen in der Regel nicht profitieren, da sie oftmals das gesetzliche Merkmal der Rückverstromung nicht erfüllen. Einen weiteren Privilegierungstatbestand normiert § 14a EnWG für steuerbare Verbrauchseinrichtungen in Niederspannung. Danach können die Netzbetreiber den Lieferanten und Letztverbraucher im Bereich der Niederspannung ein reduziertes Netzentgelt berechnen. § 14a S. 3 EnWG enthält zur näheren Konkretisierung der Netzentgeltbefreiung eine Verordnungsermächtigung, von der die Bundesregierung zum jetzigen Zeitpunkt jedoch noch keinen Gebrauch gemacht hat.

Eine weitere Privilegierung für an den **SINTEG-Projekten** teilnehmenden PtX-Anlagen sieht § 8 Nr. 1 SINTEG-V vor. Danach können die Netzentgelte für diese PtX-Anlagen erstattet werden. Es handelt sich dabei jedoch um einen projektspezifischen Sonderfall.

b) Netzentgeltgekoppelte Abgaben

Befreiungen und Privilegierungen von den netzentgeltgekoppelten Abgaben sind nur in **engen Ausnahmefällen** möglich. Es herrschte große Rechtsunsicherheit über die Frage, ob § 118 Abs. 6 EnWG neben einer Netzentgeltbefreiung für Energiespeicher auch eine Befreiung von den netzentgeltgekoppelten Abgaben ermöglicht. Der BGH hat diese Frage letztes Jahr entschieden (Beschluss v. 20.06.2017, Az.: EnVR 24/16) und einer Befreiung von netzentgeltgekoppelten Abgaben nach § 118 Abs. 6 EnWG eine Absage erteilt. Er stützt sich unter anderem auf den Gesetzeswortlaut, wonach die nach § 118 Abs. 6 EnWG von der Befreiung umfassten Entgelte für den Netzzugang ein Synonym zu dem Begriff der Netzentgelte darstelle. Das Netzentgelt wiederum ergebe sich nach § 17 Abs. 2 StromNEV allein aus dem Jahresleistungs- und Arbeitspreis pro Entnahmestelle. Auch die Gesetzssystematik spreche gegen eine Anwendung von § 118 Abs. 6 EnWG, da die einzelnen Umlagen und Befreiungstatbestände spezialgesetzlich geregelt seien und die Norm daher nur auf die Netzentgelte anwendbar ist.

Weitere Befreiungs- und Privilegierungstatbestände ergeben sich für die KWK-Umlage aus den §§ 27 ff. KWKG, für die § 19 StromNEV-Umlage aus § 19 Abs. 2 S. 15 StromNEV und für die Offshore-Haftungsumlage aus § 17 Abs. 5 EnWG.

Für PtX-Anlagen, die Strom nicht aus dem allgemeinen Netz der Versorgung beziehen, entstehen diese mit der Netznutzung verknüpften Kosten nicht.

c) Stromsteuer

Netzstrom: Eine Stromsteuerprivilegierung, die auf die Verwendung des Stroms - nicht die Art und Weise des Strombezugs abstellt - sieht § 9a StromStG für Unternehmen des produzierenden Gewerbes vor, die Strom zur Elektrolyse, Herstellung bestimmter Produkte oder für chemische Reduktionsverfahren (aus dem allgemeinen Netz der Versorgung, § 5 StromStG) entnommen haben. Auf Antrag kann in diesen Fällen für nachweislich versteuerten Strom die Stromsteuer erlassen, erstattet oder vergütet werden. Weitere Privilegierungstatbestände für das produzierende Gewerbe befinden sich in den §§ 9b bis 10 StromStG.

Direktbezug: Einen auf die Art und Weise des Strombezugs abstellenden Privilegierungstatbestand hinsichtlich der Stromsteuer enthält § 9 Abs. 1 StromStG. Nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG ist Strom aus erneuerbaren Energiequellen, wenn dieser ausschließlich aus grünen Netzen und Leitungen entnommen wird, von der Stromsteuer befreit. Die Befreiung von der Stromsteuer kommt auch für

Kleinanlagen in Betracht. Nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG i.V.m. § 12b StromVG für Kleinanlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu 2 MW.

d) EEG-Umlage

Im Regelfall hat der Anlagenbetreiber für seine PtX-Anlage die EEG-Umlage zu bezahlen. Nach § 60 Abs.1 EEG 2017 sind Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Strom an die Letztverbraucher liefern, an sich verpflichtet an die Übertragungsnetzbetreiber die EEG-Umlage zu bezahlen. Die Unternehmen geben diese Kosten jedoch in den Stromlieferverträgen an die Letztverbraucher weiter, so dass die EEG-Umlage Teil der Strombezugskosten ist.

Netzstrom und Direktbezug: § 61k EEG 2017 sieht jedoch eine Ausnahme für rückverstromende Energiespeicher von der Zahlungspflicht vor. Nach § 61k Abs. 1 EEG 2017, dem sog. **Speicherprivileg**, reduziert sich die EEG-Umlagezahlungspflicht für den zur Zwischenspeicherung in einem elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher eingespeicherten Strom um den Betrag, der auf die ausgespeicherte Strommenge zu zahlen ist. Ihre Rechtfertigung findet das Speicherprivileg in dem Umstand, dass die EEG-Umlage ansonsten beim Strombezug des Speichers und ein weiteres Mal nach der Ausspeicherung auf den Strombezug des Letztverbrauchers anfallen würde.

Ein Unterfall des Speicherprivilegs ergibt sich aus § 61k Abs. 2 EEG 2017 für den direkten Strombezug zur Erzeugung von Speichergasen. Danach wird der direkte Letztverbrauch von EE-Strom zur Erzeugung von Speichergas, das in das Erdgasnetz eingespeist, andernorts wieder rückverstromt wird von der EEG-Umlage insoweit befreit, wie sie auf den rückverstromten Strom anfällt.

Direktbezug: Die §§ 61a-61e i.V.m § 3 Nr. 19 EEG 2017 normieren sog. **Eigenversorgungsprivilegien**, wonach sich die EEG-Umlage im Falle einer Eigenversorgung verringert oder ganz entfällt. Unter einer Eigenversorgung versteht man gemäß § 3 Nr. 19 EEG 2017 den Verbrauch von Strom, den eine natürliche oder juristische Person im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit der Stromerzeugungsanlage selbst verbraucht, wenn der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird und diese Person die Stromerzeugungsanlage selbst betreibt. § 61b Nr.1 EEG 2017 sieht in solchen Fällen eine Verringerung der EEG-Umlage auf 40 Prozent vor. Die bereits verringerte Umlagepflicht für Eigenversorger entfällt gem § 61a EEG 2017 sogar vollständig, bei einem Kraftwerkseigenverbrauch (Nr.1), bei Inselanlagen (Nr.2), bei einer vollständigen Eigenversorgung mit EE-Strom ohne Inanspruchnahme einer finanziellen Förderung nach Teil 3 des EEG 2017 (Nr. 3) oder, auf 20 Jahre befristet, wenn sie Anlagen mit höchstens 10 kW Nennleistung und einem kalenderjährlichen Stromverbrauch von

höchstens 10 MWh betreiben (De-minimis-Regel, Nr. 4). Diese Privilegien greifen jedoch nur bei EE-Anlagen außerhalb des Ausschreibungssystems, § 27a EEG 2017.

Für die **Eigenerzeugung in Bestandsanlagen** i.S.d. § 61c EEG 2017 oder in sog. älteren Bestbestandsanlagen gem. § 61d EEG 2017 fällt die EEG-Umlage unter den gesetzlichen Voraussetzungen nur zu 20 Prozent bzw. gar nicht an. Diese Regelung dient dem Bestandsschutz für Anlagen, die nach früheren Fassungen des EEG bei vollständigem oder anteiligem Entfall der EEG-Umlage in Betrieb genommen wurden.

Eine weitere Privilegierung für an den **SINTEG-Projekten** teilnehmenden PtX-Anlagen sieht § 8 Nr.2 SINTEG-V vor. Danach können 60 Prozent der EEG-Umlagekosten für diese PtX-Anlagen erstattet werden. Es handelt sich dabei jedoch um einen projektspezifischen Sonderfall.

3.3. Produktbezogene Betrachtung

Der Marktzugang, der an das allgemeine Netz der Versorgung gekoppelten PtX-Anlagen, wird durch die **fehlende Möglichkeit** bilanziell aus erneuerbaren Energiequellen gewonnen Strom produktseitig zu berücksichtigen behindert. Das Energiewirtschaftsrecht berücksichtigt die dekarbonisierende Eigenschaft von EE-Strom nach dessen Umwandlung in anderen Energieträger und deren Nutzung in den anderen Sektoren Verkehr und Gebäude nur als „Strom aus erneuerbaren Energien“ bei direktem EE-Strombezug. Das hat zur Folge, dass nicht direkt und (meist) im räumlichen Zusammenhang der Anlage bezogener Strom energiewirtschaftsrechtlich als „grau“ behandelt wird. Für diese Bewertung ist es insbesondere unerheblich, ob ein Netzgrünstromprodukt, das mit Herkunftsnachweisen (§ 3 Nr. 29 EEG 2017) versehen wurde, eingekauft wird. Herkunftsnachweise dienen ausschließlich als Kundeninformation darüber, dass in den europäischen Mitgliedstaaten eine entsprechende Menge EE-Strom in einer bestimmten Anlage erzeugt wurde. Zudem sind die Herkunftsnachweise europaweit und unabhängig von der Strommenge, für die sie ursprünglich ausgestellt wurden, handelbar. Auch konventionell erzeugter Strom kann damit versehen werden. Es lässt sich daher mit ihrer Hilfe keine zuverlässige Aussage darüber treffen, ob letztendlich grüner Strom beim Letztverbraucher ankommt. Dasselbe gilt für privatautonome Kennzeichnungen, wie beispielsweise das Grünstromlabel. Dieser Nachweis wäre aber notwendig, um belegen zu können, dass durch den Netzstrombezug von PtX-Anlagen kein Anreiz für konventionelle Stromerzeugungsanlagen gesetzt wird. Regionalnachweise, die dagegen fest mit der zu kennzeichnenden Strommenge verknüpft sind, erlauben keine unmittelbare Aussage zur grünen Eigenschaft des Stroms. Sie kennzeichnen EEG-geförderten Strom ausschließlich als „regional“. Aus Sicht der PtX-Anlagenbetreiber ergibt sich kein Grund dafür, Grünstromprodukte gegenüber konventionellen (ggf. günstigeren) Stromprodukten zu bevorzugen.

Ein Beispiel für eine Lockerung des Ausschließlichkeitserfordernisses des direkten EE-Strombezugs ist **§ 19 Abs. 1 S. 3 GasNEV i. V. m § 3 Nr. 10c EnWG**. Danach sind für die Einspeisung von Biogas in das Fernleitungsnetz, wenn der zur Gaserzeugung eingesetzte Strom nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG stammt, keine Einspeiseentgelte zu entrichten. Weit überwiegend bedeutet dies nach der Gesetzesbegründung, dass 80 Prozent des eingesetzten Stroms aus erneuerbaren Energiequellen stammen muss.¹⁰⁹ Die übrigen 20 Prozent können aus dem Netz bezogen werden. In der Praxis bedeutet das, dass die Anlagenbetreiber trotz dieser Lockerung 80 Prozent EE-Strom per Direktleitung beziehen müssen.

In **§ 3 Abs. 2 S. 3 Nr. 2 37. BImSchV** hat sich der Gesetzgeber unter sehr engen Voraussetzungen vollständig vom Erfordernis des direkten EE-Strombezugs für die Anerkennung der dekarbonisierenden Eigenschaft gelöst. § 3 Abs. 2 S. 3 Nr. 2 37. BImSchV normiert, dass der synthetisch hergestellte Kraftstoff trotz Graustrombezugs zur Erfüllung der Kraftstoffquotenverpflichtungen genutzt werden darf. In diesem Beispiel werden demnach grauer und grüner Strom zur Erfüllung der Kraftstoffquotenverpflichtung gleichgestellt. Eine mögliche Anreizsetzung für konventionelle Stromerzeuger, die sich aus dieser Gleichstellung ergeben könnte, werde aus gesetzgeberischer Sicht durch die weiteren restriktiven Tatbestandsmerkmale zuverlässig vermieden.

Fazit:

Dem wirtschaftlichen Betrieb der PtX-Anlagen stehen im Moment noch hohe Strombezugskosten entgegen. Darüber hinaus wird das PtX-Produkt von den produktrelevanten Vorschriften bei Netzstrombezug im Regelfall nicht günstig berücksichtigt. Ein wirtschaftlicher Betrieb ist nur ausnahmsweise im Einzelfall denkbar. Das vom aktuellen Rechtsrahmen verhinderte Marktpotenzial für PtX-Anlagen hat entsprechende Rückwirkung auf die Nachfrage nach elektrokeramischen Dünnschichtmembranen in diesem Anwendungsfeld.

¹⁰⁹ Theobald in: Danner/Theobald, Energierecht, 96. EL Januar 2018, § 3 Nr. 10c, Rn. 66a.

3.4. Staatliche Fördermöglichkeiten

Im Folgenden werden die für PtX-Anlagen in Betracht kommenden staatlichen Förderprogramme auf Bundes- und EU-Ebene überblicksartig dargestellt.

a) Förderprogramm SINTEG „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“

Im Rahmen des Förderprogramms SINTEG des BMWi sollen in „Schaufensterregionen skalierbare Musterlösungen für eine sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung bei hohen Anteilen fluktuierender Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie entwickelt und demonstriert werden. Die gefundenen Lösungen sollen als Modell für eine breite Umsetzung dienen.“¹¹⁰ Im Zuge des SINTEG-Programms wurde die befristete SINTEG-Verordnung (SINTEG-V) erlassen. Sie soll den rechtlichen Rahmen dafür schaffen, dass den Teilnehmern des Förderprogramms keine wirtschaftlichen Nachteile durch ihre Projektaktivitäten entstehen. Die SINTEG-V sieht beispielsweise für PtX-Anlagen eine Erstattung der Netzentgelte, der Aufschläge auf die Netzentgelte sowie 60 Prozent der EEG-Umlage vor.¹¹¹ Das Programm startete bereits 2017 und es wurden bereits fünf Schaufensterregionen ausgewählt.¹¹²

b) 6. Energieforschungsprogramm – Forschung für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung

Mit diesem Förderprogramm des BMWi sollen Unternehmen und Forschungseinrichtungen dabei unterstützt werden, neue Technologien für die Energieversorgung zu erforschen und zu entwickeln. Gefördert werden Technologien entlang der gesamten Energiekette, von der Energiewandlung bis zur Energienutzung. Die Förderung erfolgt durch einen Zuschuss.¹¹³

¹¹⁰ BMWi, veröffentlicht: www.bmw.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/sinteg.html.

¹¹¹ siehe unter II. 3. aa. und cc.

¹¹² vgl. BMWi, veröffentlicht: a.a.O.

¹¹³vgl. BMWi, Förderdatenbank, veröffentlicht: www.foerderdatenbank.de/Foerder-DB/Navigation/Foerderrecherche/suche.html?get=e134eff6f12a1dc9da3b28c837c7b46d;views;document&doc=75109.

c) Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie Phase II (NIP) – Maßnahmen der Marktaktivierung – Schwerpunkt Nachhaltige Mobilität

Mit diesem Förderprogramm möchte das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) innovative Produkte im Bereich der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie unterstützen, um diese Technologien bis 2027 für den Mobilitätsmarkt wettbewerbsfähig zu machen. Gefördert werden unter anderem auch PtX-Anlagen wie beispielsweise Elektrolyseanlagen zur Vor-Ort-Erzeugung von Wasserstoff. Die Förderung erfolgt hier durch einen Zuschuss. Die Förderrichtlinie gilt bis zum 31. Dezember 2019.¹¹⁴

d) Förderprogramm „Energie vom Land“

Die Landwirtschaftliche Rentenbank fördert mit diesem Programm Investitionen in der Erzeugung, Speicherung und Verteilung erneuerbarer Energien. Es soll in erster Linie die energetische Verwertung von nachwachsenden Rohstoffen oder Wirtschaftsdüngern der Land- und Forstwirtschaft erfolgen. Es werden jedoch auch Investitionen in die Speicherung und Verteilung des grünen Stroms aus den EE-Anlagen gefördert, sodass auch PtX-Prozesse unter das Förderregime fallen. Die Förderung erfolgt über ein zinsgünstiges Darlehen und ggf. über einen zusätzlichen Förderzuschuss. Das Programm ist befristet bis zum 30. Juni 2021.¹¹⁵

e) Förderprogramm „Exportinitiative Energie“

Im Rahmen dieses Förderprogramms des BMWi werden kleine oder mittlere Unternehmen der Energiebranche bei der Erschließung von Auslandsmärkten unterstützt. Gefördert werden u. a auch Unternehmen die Stromspeicher, wie PtX-Anlagen anbieten. Die Förderung besteht im Schwerpunkt aus einer Vermittlung von Informationen über die ausländischen Märkte, der Organisation von Kontakt- und Geschäftsanbahnungen und dem Auslandsmarketing.¹¹⁶

¹¹⁴ vgl. BMWi, Förderdatenbank, veröffentlicht: www.foerderdatenbank.de/Foerder-DB/Navigation/Foerderrecherche/suche.html?get=d67e501379ae6ef18583b8dea81009fb;views;document&doc=13356&typ=KU.

¹¹⁵ vgl. BMWi, Förderdatenbank, veröffentlicht: www.foerderdatenbank.de/Foerder-DB/Navigation/Foerderrecherche/suche.html?get=e134eff6f12a1dc9da3b28c837c7b46d;views;document&doc=10278&typ=RL.

¹¹⁶ vgl. BMWi, Förderdatenbank, veröffentlicht: www.foerderdatenbank.de/Foerder-DB/Navigation/Foerderrecherche/suche.html?get=e134eff6f12a1dc9da3b28c837c7b46d;views;document&doc=9406.

Fazit und Ausblick

Die Region Nord-Ost bietet nicht nur große Potenziale für die Entwicklung neuer Technologien wie den keramischen Dünnschichtmembranen, es sind auch breite Anwendungsfelder in den Bereichen der Energieerzeugung und Power-to-X vorhanden. Die CAMPFIRE-Technologien können zur Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit Umweltverträglichkeit im Gesamtenergiesystem beitragen. Mit einem weiteren Voranschreiten der Energiewende und einer entsprechenden energiepolitischen Rahmensezung (z. B. Reform des Systems der Energie- und Stromsteuern, CO₂-Steuer, Ausweitung des EU-Emissionshandels (EU-ETS)) werden die Anwendungsbereiche der in CAMPFIRE entwickelten Technologien zudem an weiterer Bedeutung dazugewinnen.

Für das Gelingen einer zielgerichteten Markteinführung und -integration der neuen Technologien, muss neben den rechtlichen Rahmenbedingungen auch die ökonomische Machbarkeit der entwickelten Konzepte gegeben sein. Dabei spielen vor allem die künftige Marktentwicklung aus Wettbewerbsperspektive, Marktchancen und -potenziale sowie die Einordnung in die Wertschöpfungskette eine große Rolle. Darüber hinaus müssen Geschäftsmodelle entwickelt werden, die die relevanten rechtlichen und wirtschaftlichen Rahmenvorgaben wie energiewirtschaftliche Regularien, Abgaben und Umlagen berücksichtigen. Im Vordergrund steht dabei der Regionalbezug der Geschäftsmodelle, wobei auch die Marktintegration auf nationaler und internationaler Ebene untersucht wird, um die Exportpotenziale für die Region zu ermitteln.

Literaturverzeichnis

AEE (2018): Metaanalyse zur Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende. Abgerufen von:

<http://www.forschungsradar.de/metaanalysen/einzelansicht/news/metaanalyse-zur-rolle-erneuerbarer-gase-in-der-energiewende.html>.

AGEE-Stat (2017): Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2017. Abgerufen

von: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Entwicklung/entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland.html.

Agora Energiewende (2017): Energiewende und Dezentralität. Zu den Grundlagen einer politisierten Debatte.

Battis, Ulrich/ Krautzberger, Michael/ Löhr, Rolf-Peter, Baugesetzbuch, Kommentar, 13. Auflage 2016.

Bothe et. al (2017): Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland. Studie im Auftrag der Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB Gas e.V.). Abgerufen von:

https://www.fnb-gas.de/files/fnb_gas-wert_von_gasinfrastruktur-endbericht.pdf.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2015): Fünfter Monitoring-Bericht zur Energiewende. Die Energie der Zukunft. Abgerufen von: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/fuenfter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft.pdf?__blob=publicationFile&v=24.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2017): Ergebnispapier Strom 2030 - Langfristige Trends, Aufgaben für die kommenden Jahre. Abgerufen von: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/strom-2030-ergebnispapier.pdf?__blob=publicationFile&v=32.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2018a): Erfahrungsbericht nach § 97 EEG (EEG-Erfahrungsbericht). Abgerufen von: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/eeg-erfahrungsbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=3.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2018b): Untersuchung im Rahmen des Fachloses 1 zu Querschnittsfragen als wissenschaftlicher Gesamtbericht). Abgerufen von: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/bericht-eeg-1-querschnittsvorhaben.pdf?__blob=publicationFile&v=8.

Bundesnetzagentur (2017): Monitoringbericht 2017. Abgerufen von: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2017/Monitoringbericht_2017.pdf;jsessionid=94DB2A23263F37E8A735A8AD20845C4F?_blob=publicationFile&v=4.

Bundesnetzagentur (2018a): Bericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen - 4. Quartal und Gesamtjahr 2017. Abgerufen von: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2018/Quartalsbericht_Q4_Gesamt_2017.pdf?_blob=publicationFile&v=2.

Bundesnetzagentur.de. (2018b). Bundesnetzagentur - Veröffentlichung von EEG-Registerdaten. Abgerufen von: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/EEG_Registerdaten_node.html;jsessionid=F68354DE8042158224AE13C9BC04E00C.

Bundesnetzagentur.de. (2018c). Bundesnetzagentur - Veröffentlichung von EEG-Registerdaten. Abgerufen von: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/EEG_Registerdaten_node.html;jsessionid=F68354DE8042158224AE13C9BC04E00C.

Bundesnetzagentur (2018d). Bundesnetzagentur - Jahresbericht 2017. Abgerufen von: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2018/JB2017.pdf?_blob=publicationFile

Bundesnetzagentur (2018e). Bundesnetzagentur - Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen – Zweites bis Drittes Quartal 2017. Abgerufen von: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2017/Quartalsbericht_Q2_Q3_2017.pdf?_blob=publicationFile&v=3.

Bundesnetzagentur (2018f). Bundesnetzagentur – Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030. Abgerufen von: https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2030_V19/SR/Szenariorahmen_2019-2030_Genehmigung.pdf?_blob=publicationFile&utm_campaign=Background&utm_medium=Email&utm_source=Tagesspiegel_Newsletter.

Bundesregierung (o.J.): Energiewende – Fragen und Antworten. Strom speichern. Abgerufen von: https://www.bundesregierung.de/Webs/Breg/DE/Themen/Energiewende/Fragen-Antworten/2_Netzausbau/6_strom-speichern/_node.html;jsessionid=93E7642626384636B2A843E1D19A0B8C.s4t2.

- Bundesregierung (2016): Klimaschutzplan 2050 - Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Abgerufen von http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf.
- Bundesregierung (2018): Koalitionsvertrag. Abgerufen von: <https://www.bundesregierung.de/Content/DE/Anlagen/2018/03/2018-03-14-koalitionsvertrag.pdf?blob=publicationFile&v=5>.
- Bundesverband WindEnergie e.V. (2018a): Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland. Abgerufen von: <https://www.wind-energie.de/sites/default/files/attachments/page/statistiken/factsheet-status-windenergieausbau-land-2017-online.pdf>.
- Bundesverband WindEnergie e.V. (2018b): Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland. Abgerufen von <https://www.wind-energie.de/sites/default/files/attachments/page/statistiken/factsheet-status-offshore-windenergieausbau-2017.pdf>
- Danner, Wolfgang/ Theobald, Christian, Energierecht, 96. Ergänzungslieferung 2018.
- Deutsche Windguard (2016): Weiterbetrieb von Windenergieanlagen an Land nach 2020. Bericht im Auftrag der NATURSTROM AG.
- Epexspot (2018). Negative Preise. Abgerufen von https://www.epexspot.com/de/Unternehmen/grundlagen_des_stromhandels/negative_preise.
- Erneuerbare Energien (2018). Schwerin setzt auf Offshore-Ausbau-Schub - Windenergie - Erneuerbare Energien. Abgerufen von: <https://www.erneuerbareenergien.de/schwerin-setzt-auf-offshore-ausbau-schub/150/434/107698/>.
- Ernst, Werner/ Zinkahn, Willy/ Bielenberg, Walter/ Krautzberger, Michael, Baugesetzbuch, Band I, Kommentar, 128. Ergänzungslieferung Februar 2018
- Europäische Kommission (o.J.): Generaldirektion Energie. Abgerufen von: https://ec.europa.eu/info/departments/energy_en#responsibilities.
- Europäische Kommission (2015). Paket zur Energieunion. COM(2015) 80 final.
- Europäische Kommission (2016): The revised Renewable energy Directive. Abgerufen von: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/technical_memo_renewables.pdf.
- Europäischer Rat (2018). Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources - Analysis of the final compromise text with a view to agreement. Dokument 10308/18, 21.06.2018.

föderal erneuerbar (2018a). Installierte Leistung Photovoltaik - Solar - MV - Daten und Fakten zur Entwicklung Erneuerbarer Energien in einzelnen Bundesländern - Föderal Erneuerbar. Abgerufen von: https://www.foederal-erneuerbar.de/landesinfo/bundesland/MV/kategorie/solar/auswahl/183-installierte_leistung/#goto_183.

föderal erneuerbar (2018b). Anteil der Photovoltaikstromerzeugung an der Bruttostromerzeugung - Solar - Übersicht zur Entwicklung Erneuerbarer Energien in allen Bundesländern - Föderal Erneuerbar. Abgerufen von: https://www.foederal-erneuerbar.de/uebersicht/bundeslaender/BW|BY|B|BB|HB|HH|HE|MV|NI|NRW|RLP|SL|SN|ST|SH|TH|D/kategorie/solar/auswahl/513-anteil_der_photovoltaik/#goto_513.

föderal erneuerbar (2018c). Anteil der Windstromerzeugung an der Bruttostromerzeugung - Wind - MV - Daten und Fakten zur Entwicklung Erneuerbarer Energien in einzelnen Bundesländern - Föderal Erneuerbar. Abgerufen von: https://www.foederal-erneuerbar.de/landesinfo/bundesland/MV/kategorie/wind/auswahl/511-anteil_der_windstrom/#goto_511.

föderal erneuerbar (2018d). Stromerzeugung aus Biomasse - Bioenergie - MV - Daten und Fakten zur Entwicklung Erneuerbarer Energien in einzelnen Bundesländern - Föderal Erneuerbar. Abgerufen von: https://www.foederal-erneuerbar.de/landesinfo/bundesland/MV/kategorie/bioenergie/auswahl/179-stromerzeugung_aus_b/#goto_179.

föderal erneuerbar (2018e). Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien - Strom - MV - Daten und Fakten zur Entwicklung Erneuerbarer Energien in einzelnen Bundesländern - Föderal Erneuerbar. Abgerufen von: https://www.foederal-erneuerbar.de/landesinfo/bundesland/MV/kategorie/strom/auswahl/175-stromerzeugung_aus_e/#goto_175.

föderal erneuerbar (2018f). Anteil Erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch - Energiemix - MV - Daten und Fakten zur Entwicklung Erneuerbarer Energien in einzelnen Bundesländern - Föderal Erneuerbar. Abgerufen von: https://www.foederal-erneuerbar.de/landesinfo/bundesland/MV/kategorie/energiemix/auswahl/289-anteil_erneuerbarer_/#goto_289.

föderal erneuerbar (2018g). Bruttobeschäftigung Erneuerbare Energien (2016) - Föderal Erneuerbar. Abgerufen von: https://www.foederal-erneuerbar.de/landesinfo/bundesland/MV/kategorie/arbeitsplaetze/auswahl/563-bruttobeschaeftigung/#goto_563

föderal erneuerbar (2018h). Anzahl der Unternehmen der Erneuerbare-Energien-Branche (2018) - Föderal Erneuerbar. Abgerufen von: https://www.foederal-erneuerbar.de/landesinfo/bundesland/MV/kategorie/unternehmen/auswahl/218-anzahl_der_unternehm/#goto_218

Greb, Klaus/ Marius, Boewe, Beck'scher Onlinekommentar, EEG, 6. Edition, Stand: 01.07.2017.

Hamburg Institut (2018). Vorschläge zur Erstellung eines „Programms zur Entwicklung von Wärmenetzen in der Planungsregion Vorpommern“. Abgerufen von: <https://www.hamburg-institut.com/images/pdf/studien/180309-Waermenetze-Vorpommern.pdf>.

Hanke, S. (2018). Offshore-Testfeld for Power-to-Gas. Energate-messenger.de. Abgerufen von: <https://www.energate-messenger.de/news/183229/offshore-testfeld-fuer-power-to-gas>.

Hobohm et al. (2018): Status und Perspektiven flüssiger Energieträger in der Energiewende. Eine Studie der Prognos AG, des Fraunhofer-Instituts für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT und des Deutschen Biomasseforschungszentrums DBFZ im Auftrag des MWV, IWO, MEW, UNITI.

IHK Mecklenburg-Vorpommern (2018). IHK-Konjunkturumfrage Jahresbeginn 2018. Abgerufen von: https://www.rostock.ihk24.de/blob/hroiHK24/standortpolitik/downloads/3974820/fa27ecb2c7be2df6294e198b934bc1fd/Konjunktur_IHK_MV_2018-data.pdf.

Illing (2016): Energiepolitik in Deutschland. Springer.

Janning (2008): Regime in der regulativen Politik. Chancen und Probleme eines Theorietransfers. In: Janning / Toens (Hrsg.): Die Zukunft der Policy-Forschung. VS Verlag für Sozialwissenschaften.

Klimareporter.de (2018). Redispatch-Boom durch Frankreichs Atomkraftwerke. Abgerufen von: <https://www.klimareporter.de/strom/redispatch-boom-durch-frankreichs-atomkraftwerke>.

Kühling, Jürgen/Rasbach, Winfried/ Busch, Claudia, Energierecht, 4. Auflage 2018.

Landesregierung Mecklenburg-Vorpommern (2015): Energiepolitische Konzeption für Mecklenburg-Vorpommern.

Landesregierung Mecklenburg-Vorpommern (2016). Energie- und Co2 Bericht 2015 - 2016 mit Energiebilanz und Bilanz energiebedingter CO2-Emissionen 2013 und 2014. Abgerufen von: <https://www.regierung-mv.de/serviceassistent/download?id=1573024>.

Landesregierung Mecklenburg-Vorpommern (2018). Bioenergie - Regierungsportal M-V. Abgerufen von: <https://www.regierung-mv.de/Landesregierung/em/Energie/Biomasse/>.

Landtag Mecklenburg-Vorpommern (2017): Kleine Anfrage der Abgeordneten Dr. Mignon Schwenke, Fraktion DIE LINKE „Pilotprojekte zur Sektorenkopplung in Mecklenburg-Vorpommern“ und Antwort der Landesregierung. Drucksache 7/658 vom 26.06.2017.

- Monopolkommission (2017): Energie 2017: Gezielt vorgehen, Stückwerk vermeiden. Sondergutachten 77.
- Ostrom (1986): An Agenda for the Study of Institutions. In: Public Choice, 48, 1, S. 3-25.
- Püttner (1969): Die Rechtsfragen einer Energiepolitik, in: Arnulf Clauder (Hrsg.): Einführung in die Rechtsfragen der Europäischen Integration, Köln.
- Reiner Lemoine Institut (2016). Potenziale Erneuerbarer Energien in Ostdeutschland – Metastudie. Abgerufen von: https://www.enerpedia.info/enerthek_util/cache/1489177734_20170213_metastudie_rli_potenziale_ee_in_ostdeutschland.pdf
- Sachverständigenrat für Umweltfragen (2018): Sondergutachten: Umsteuern erforderlich: Klimaschutz im Verkehrssektor.
- Schneider, Jens-Peter/ Theobald, Christian, Recht der Energiewirtschaft, Praxishandbuch, 4. Auflage 2013.
- Schneider / Janning (2007): Politikfeldanalyse: Akteure, Diskurse und Netzwerke in der öffentlichen Politik. Springer.
- Spannowsky, Willy/ Runkel, Peter/ Goppel, Konrad, Raumordnungsgesetz, Kommentar, 1. Auflage 2010
- Statista (2018). Strom - Anzahl der Stunden mit negativen Preisen in Deutschland bis 2017. Abgerufen von: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/618751/umfrage/anzahl-der-stunden-mit-negativen-strompreisen-in-deutschland/>.
- Umweltbundesamt, Erneuerbare Energien in Zahlen, veröffentlicht: www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#textpart-1.
- Wietschel et al. (2018): Sektorkopplung – Definition, Chancen und Herausforderungen. Fraunhofer ISI Working Paper Sustainability and Innovation No. S 01/2018.

Ansprechpartner*In beim IKEM:

Judith Schäfer

E-Mail: judith.schaefer@ikem.de

Tel.: 030/40 818 70 24

Simon Schäfer-Stradowsky

E-Mail: simon.schaefer-stradowsky@ikem.de

Tel.: 030/40 818 70 21

IKEM – Institut für Klimaschutz,
Energie und Mobilität e.V.

Berlin • Greifswald • Stuttgart

www.ikem.de

Magazinstraße 15 – 16
10179 **Berlin**

T +49 (0)30 408 1870 10

F +49 (0)30 408 1870 29

info@ikem.de

Domstraße 20a
17489 **Greifswald**

T +49 (0)38 34 420 2100

F +49 (0)38 34 420 2002

Isrodi@uni-greifswald.de