

Rödl & Partner

KURSBUCH STADTWERKE

Ausgabe:
DEZEM-
BER
2020

Informationen für Entscheider von
Energieversorgungsunternehmen

→ Energierecht

- Klima-, Solarpionier- und Pandemierettung in letzter Sekunde durch Gesetzgebung im Sprint? 4

→ Quartierskonzepte

- Truppenabzüge stellen Kommunen vor neue Herausforderungen – und bieten ungeahnte Chancen 9
- Klimaschutz im Quartier 12

→ Wasserstoff

- Wie können Wasserstoffnetze reguliert werden? 13
- Stadtwerke und Wasserstoff – Hintergrund, Projekte, Fördermittel 19

→ Telekommunikation

- Graue-Flecken-Förderung – Fördermittelinstrument für den flächendeckenden Glasfaserausbau 24

→ Wärme

- Das novellierte KWK schafft wirtschaftliche Basis für Erneuerbare Wärme 28

→ Rödl & Partner intern

- Veranstaltungshinweise 31

Liebe Leserin, lieber Leser

2020 – (k)ein Jahr zum vergessen?

Es gab wohl in der jüngeren Vergangenheit kaum ein Jahr wie 2020, das alle Menschen weltweit mit einem Ereignis in Verbindung bringen: Corona. Der Virus, der die Welt weiter in Atem hält und unser aller Leben in vielen Bereichen auf den Kopf gestellt hat. Auch wenn man der Pandemie eigentlich nichts Positives abgewinnen kann, haben die Zeiten des Lock-down im Frühjahr und im Herbst zumindest der Digitalisierung in unserem privaten und beruflichen Alltag einen gewaltigen Schub versetzt. Vieles, was vorher persönlich und analog erledigt wurde, hat sich wie selbstverständlich in kurzer Zeit digitalisiert. Ob dieser Trend so anhält, wird die – hoffentlich wieder andere – Zukunft zeigen. Auswirkungen hat diese Entwicklung selbstverständlich auch auf Energieversorger, digitale und moderne Geschäftsmodelle gewinnen an Bedeutung und müssen forciert werden, um im Markt bestehen zu können. Voraussetzung für solche digitalen Angebote ist allerdings eine optimale Versorgung mit Breitbandangeboten. Die besten Angebote nutzen nichts, wenn sie beim Kunden nicht umsetzbar sind. Auch hier eröffnen sich für Energieversorger durch neu aufgelegte Fördermittel umfangreiche Möglichkeiten für die Erschließung auch von Grauen Flecken. Aber auch in anderen Bereichen stehen große Umwälzungen bevor, die es zu beobachten und zu nutzen gilt. Das EEG 2021 soll die Zukunft derjenigen Anlagen regeln, die aus der staatlichen Förderung herausfallen, die Strom-Klimaneutralität 2050 ermöglichen und die EEG-Belastungen verringern. Und ein Megatrend erscheint langsam aber sicher am Horizont: Wasserstoff. Ein Thema, das technisch aber auch rechtlich und regulatorisch in die bestehenden Rahmenbedingungen integriert werden muss: eine komplexe und anspruchsvolle Aufgabe. Lassen Sie sich durch die neue Ausgabe unseres Kursbuchs zu all diesen Themen auf den neusten Stand bringen!

In der Hoffnung, uns bald auch wieder persönlich begegnen und austauschen zu können, wünschen wir Ihnen eine angenehme Lektüre und: bleiben Sie gesund!



MARTIN WAMBACH
Geschäftsführender Partner



ANTON BERGER
Partner

→ Energierecht

Klima-, Solarpionier- und Pandemierettung in letzter Sekunde durch Gesetzgebung im Sprint?

von Joachim Held und Christian Leiding

Mit der Gesetzesnovelle für das EEG 2021 verbindet der Gesetzgeber so vielfältige, aber auch widerstrebende Ziele wie die Verschärfung des Klimaschutzpfades, eine Fortführungsperspektive für EEG-Anlagen nach Auslaufen der Einspeisevergütungsförderung, die Digitalisierung der Energiewirtschaft oder die EEG-Umlagenentlastung wirtschaftskrisenbelasteter Unternehmen. Dies alles unter der knappen zeitlichen Zielvorgabe 1.1.2021 eröffnet sowohl neue Chancen als auch erhebliche Risiken für die Erneuerbaren-Energie-Akteure. EEG-Anlagenbetreiber, Stadtwerke, Netzbetreiber, Stromvertriebe und stromkostenintensive Unternehmen müssen die noch im Entstehen befindlichen Vorgaben deshalb bereits jetzt analysieren, um mit Inkrafttreten des EEGs 2021 ihre Geschäftsmodelle schnell an die neuen Vorgaben anpassen zu können.

AUF DEM WEG ZUM EEG 2021: NEUER ZEIT-REKORD FÜR DEN GESETZGEBER?

Nachdem bereits im September 2020 erste Referententwürfe zur Novellierung des Erneuerbaren Energien Gesetzes (EEG) bekannt wurden, ist das formelle Gesetzgebungsverfahren mit dem Regierungsentwurf vom 23.9.2020 (BR-DrS. 569/20) (nachfolgend „EEG-RegE“) eröffnet worden. Der Bundesrat hat hierzu umfassende Änderungsempfehlungen vorgeschlagen, die erhebliche Anreize zu einem gesteigerten Ausbau der Erneuerbaren Energien gesetzt hätten (BR-DrS 569/1/20 vom 28.10.2020). Den Regierungsentwurf hat der Bundestag am 30.10.2020 erstmals erörtert und zur weiteren Beratung an den federführenden Wirtschaftsausschuss überwiesen. Bevor die sogenannte EEG-Novelle 2020 wie geplant schon im Januar 2021 in Kraft treten kann, muss der Bundestag zu den Änderungsvorschlägen des Bundesrats und der Bundestagsausschüsse beschließen und der Bundesrat (ggfs. erst nach Durchführung eines Vermittlungsausschussverfahrens) abschließend beteiligt werden. Als Einspruchsgesetz hat der Bundesrat aber nur eine schwache Stellung, da der Bundestag letztendlich auch gegen den Bundesrat das EEG 2021 verabschieden kann. Angesichts des Zeitdrucks aus dem Regelungsbedarf für die am 31.12.2020 erstmalig auslaufende Förder-

dauer der ersten Anlagengeneration bleibt es spannend, ob dem Gesetzgeber dieser Gesetzgebungssprint von nicht einmal einem halben Jahr gelingt.

ÜBERBLICK: VON DER GLOBALEN PERSPEKTIVE DER KLIMANEUTRALITÄT 2050 BIS ZUM EEG-MIKROKOSMOS DER „AUSGEFÖRDERTEN“ KLEINANLAGEN

Der Gesetzgeber hat die EEG-Novelle 2020 unter 6 politischen Zielen strukturiert:

1. Strom-Klimaneutralität 2050
2. Erneuerbare-Energien-Ausbaupfad 2030
3. Senkung der EEG-Kostenbelastungen
4. Akzeptanz des EE-Ausbaus
5. Netz- und Marktintegration
6. Post-EEG-Anlagen-Förderung

Dabei ist das Gesamtvorhaben mit allein 180 Seiten Umfang des ersten Gesetzentwurfs und zahlreichen grundlegenden Neuregelungen durchaus ambitioniert. Das Neuregelungsspektrum reicht von den grundsätzlichen Fragen der Gesetzesziele und des Zielsteuerungsmechanismus bis zu Detailfragen der Kleinanlagen-Anschlussförderung. Insofern ist einerseits fraglich, ob das politische Streitpotenzial und die fachliche Komplexität unter dem Zeitdruck der Regelung für ausgeforderte EEG-Anlagen zu lösen ist, zeitkritische und unproblematische Regelungsbereiche wie die Post-EEG-Anlagen-Anschlussförderung bis zum Jahresende entkoppelt werden oder der Gesetzgeber das Ziel 1.1.2021 verfehlen wird.

SCHÖNE NEUE WELT: STROM-KLIMAZIELE 2050 UND ERNEUERBARE-ENERGIEN-AUSBAUPFAD 2030

Der Regierungsentwurf sieht eine Verkürzung der gesetzlichen Zielvorgaben für den Anteil von regenerativ erzeugtem Strom von bisher 80 auf 100 Prozent vor, das heißt Treibhausgasneutralität für Strom im Jahr 2050 (§ 1 Abs. 3 EEG-RegE). Hierzu wurden leistungs- (§ 4 EEG-RegE) und mengenmäßige (§ 4a EEG-RegE) Ausbaupfadziele bis zum Jahr 2030 bestimmt.

Konkretisierung des Zielerreichungspfades – Erzeugungsmengen

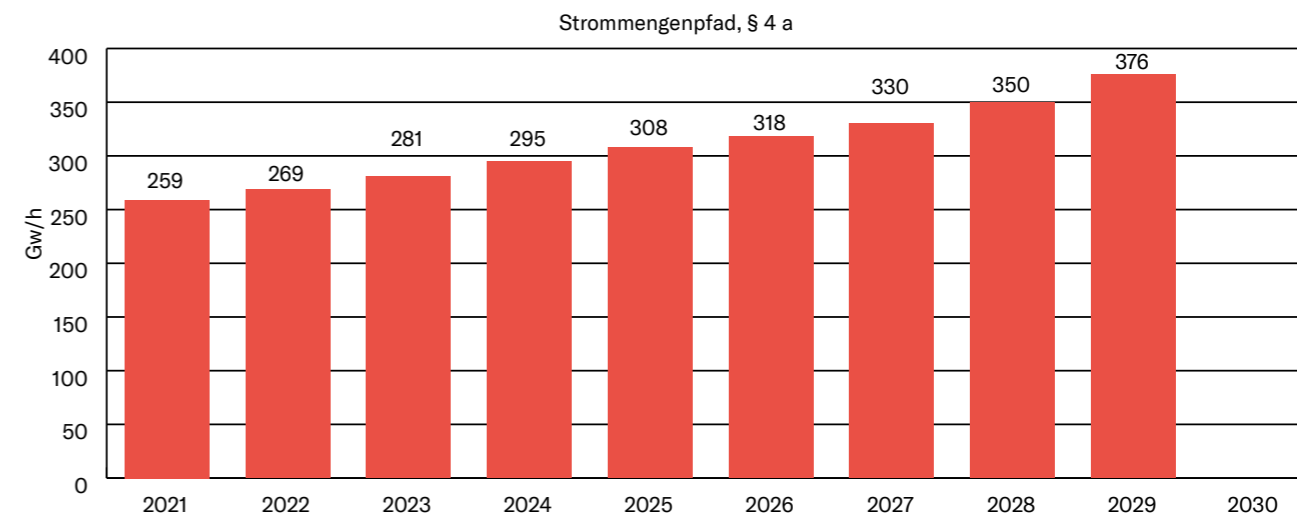


Abbildung 2: Ergebnis Onshore-Ausschreibungen

SENKUNG DER EEG-KOSTENBELASTUNGEN: SCHATTEN ÜBER DER SOLARBRANCHE UND RÜCKENWIND FÜR STROMKOSTENINTENSIVE BRANCHEN

Seit der populistischen „Strompreisbremsen“-Kampagne des damaligen Umweltministers Altmaier besteht ein ungelöster Interessengegensatz zwischen klimapolitisch erforderlichem Ausbau der Erneuerbaren Energien durch Förderanreize und wirtschaftspolitisch erstrebten Kostensenkungen. Die Bundesregierung stellt nach wie vor das Ziel der Kostensenkungen in den Vordergrund und hat hierzu eine Senkung der Höchstwerte in Ausschreibungsverfahren für Windanlagen an Land und Solaranlagen des – neu geschaffenen – ersten Segments für v.a. Freiflächenanlagen (§ 36b, § 37b Abs. 1 EEG-RegE) vorgenommen. Ebenso verfolgt sie die Strategie einer Steigerung der Fördereffizienz durch eine Ausdehnung des Ausschreibungsförderregimes auf Gebäudesolaranlagen (§ 28a EEG-RegE). Dabei werden neue Ausschreibungskategorien der sog. „Solaranlagen-Segmente“ (§ 3 Nummer 4a und 4b EEG-RegE) eingeführt und die besonderen Ausschreibungsregelungen für Solaranlagen entsprechend angepasst (vgl. §§ 38c EEG-RegE ff.). In der Solarbranche bestehen danach Befürchtungen, dass ähnlich wie in der Biomasse- und Windbranche der Wechsel zu einem Ausschreibungsregime nicht zu Fördereffizienzgewinnen, sondern vor allem zu einem Ausbaurückgang führen wird. Eine derartige Folge stünde jedoch im Widerspruch zu den verschärften EE-Ausbauzielen.

Unter dem Eindruck einer drohenden Wirtschaftskrise in Folge der Corona-Pandemie hat die Bundesregierung eine Senkung der Schwellenwerte der besonderen Ausgleichsregelung vorgenommen (§ 64 Abs. 1 EEG-RegE). Auf Initiative des Bundesrats wurde darüber hinaus zur Förderung der Elektromobilität im öffentlichen Personennahverkehr eine Erweiterung der Entlastungsregelungen für Verkehrsunternehmen mit elektrisch betriebenen Bussen (vgl. § 65 EEG-BRatE) vorgeschlagen.

AKZEPTANZ DES EE-AUSBAUS: DER ERNEUERBAREN-CENT FÜR KOMMUNEN UND VERBESSERTE MIETER-STROMFÖRDERUNG

Die seit Langem diskutierte finanzielle Beteiligung von Kommunen an den Erträgen regenerativer Anlagen (§ 36k EEG-RegE) wurde dagegen durch eine freiwillige Zahlungsoption mit Refinanzierung über die EEG-Förderung weitgehend entwertet. Immerhin sind jetzt mögliche strafrechtliche Risiken aus einem Zusammenhang zwischen der bereits in der Vergangenheit praktizierten Beteiligung über Pachtverträge und der Bereitschaft zur Genehmigung von EEG-Anlagen (§ 331 StGB) entschärft und Wettbewerbsnachteile für kommunalfreundliche EEG-Anlagenbetreiber beseitigt. Kommunen sollten sich deshalb bereits jetzt durch die Ausweisung von EE-Flächen und kommunalfreundlichen (Muster-)Pachtverträgen auf die neuen Finanzierungsmöglichkeiten vorbereiten.



Stärkere Nutzung und Ausbau Erneuerbarer Energien sind ...

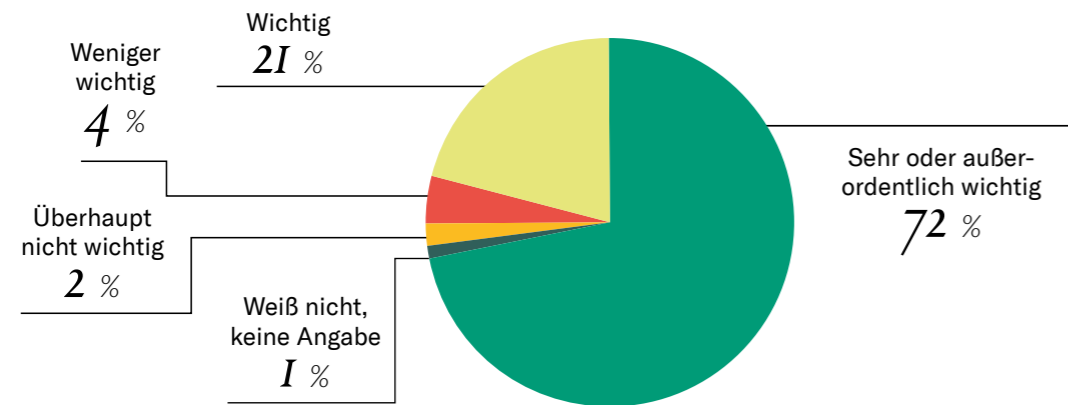


Abbildung 3: 93 Prozent der Bevölkerung in Deutschland unterstützen den verstärkten Ausbau Erneuerbarer Energien (Quelle: Umfrage von Kantar Emnid im Auftrag der Agentur für Erneuerbare Energien. 1021 Befragte, Stand: 9/2018)

Nach dem bisherigen Scheitern der Mieterstromförderung hat die Bundesregierung jetzt endlich mit der Erhöhung des Mieterstromzuschlags (§ 48a EEG-RegE) und zahlreichen Detailkorrekturen (vgl. z. B. §§ 21 Abs. 3, 24 Abs. 1 EEG-RegE) nachgesteuert. Ob die vielfältigen technischen, räumlichen und bürokratischen Hürden, vor allem aber die wirtschaftlichen Benachteiligungen gegenüber der Eigenstromversorgung hierdurch bereits kompensiert werden können, ist noch offen.

NETZ- UND MARKTINTEGRATION: SÜDLICH, FLEXIBEL UND DIGITAL – ABER UNWIRTSCHAFTLICH?

Der ungleichen Verteilung des Erneuerbare-Energien-Zubaus mit einem Nord-Süd-Gefälle, verschärft durch die geplante Stilllegung atomarer und fossiler Erzeugungskapazitäten und fehlender Transportkapazitäten, soll nun mit einer gezielten Steuerung des Erneuerbaren-Ausbaus in Süddeutschland durch Biomethan-, Biogas- und Wind-Ausschreibungskapazitäten für die sog. „Südregion“ (§ 3 Nr. 43c i.V.m. Anlage 5, § 36d, § 39d, §§ 39j ff. EEG-RegE) begegnet werden. Dem gleichen Ziel dienen die Aufhebung der Kapazitätsbegrenzung und die Erhöhung der Förderung für flexible Biogasanlagen (Nummer I.5 der Anlage 3; § 50a EEG-RegE). Bisher leidet die Flexibilitätsförderung daran, dass nur die Fähigkeit zum bedarfsgerechten Betrieb gefördert wird, ohne dass eine tatsächliche flexible Betriebsweise überprüft wird. „Für eine echte Flexibilisierung“ (BT-DrS. 19/23482, S. 140) wird jetzt eine Mindestbetriebsdauer von 4.000 Vollbenutzungsstunden/a mit mindestens 85 Prozent der Gesamtkapazität eingeführt.

Der Betrieb regenerativer Erzeugungsanlagen in Zeiten negativer Preise aufgrund eines Stromüberangebots ist einer der eklatantesten Fehlanreize der EEG-Abnahme- und Einspeisevergütungsgarantie. Mit dem Entfall der

Vergütung in Zeiten negativer Preise hat der Gesetzgeber deshalb bereits mit dem EEG 2014 gegengesteuert. Die fehlende Prognostizierbarkeit der hiermit verbundenen Erlösausfälle ist seitdem ein neue betriebswirtschaftliche Herausforderung für die Wirtschaftlichkeit von EEG-Anlagen. Mit einer Verschärfung der Vergütungsreduzierung in Zeiten negativer Preise (§ 51 EEG-RegE) durch eine Verkürzung der maßgeblichen Zeitdauer von 6 h auf 1 h negativer Preise, die Ausdehnung der maßgeblichen Energiepreisbörsen und vor allem des Anwendungsbereichs auf alle Ausschreibungsanlagen, nehmen die Risiken für den EEG-Anlagenbetrieb zukünftig erheblich zu.

Das sog. „Einspeisemanagement“, das heißt die Abregelung der Einspeisung durch den Netzbetreiber zur Vermeidung von Stromausfällen in Zeiten einer unge-



planten Überproduktion, setzt entsprechende fernauslesbare Mess- und Steuereinrichtungen voraus. Entsprechend wurde in den vergangenen EEG-Novellen die Kapazitätsschwelle für die teilnahmepflichtigen Anlagen immer weiter auf zuletzt 100 kW gesenkt. Das EEG 2021 setzt diese Tendenz durch eine Einbaupflicht für intelligente Messsysteme (smart-meter-gateways) für EEG-Anlagen bis zur Minimalschwelle von nunmehr 1 kW fort (§§ 9 f. EEG-RegE). Allerdings ist die Einführung intelligenter Messsysteme zurzeit noch von der Freigabe entsprechender Systeme durch das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik abhängig. Entsprechend gilt die Pflicht erst für Anlagen, die nach der entsprechenden Bekanntgabe in Betrieb genommen werden (§ 9 Abs. 1 EEG-RegE). Für Bestandsanlagen mit mehr als 15 kW Leistung gilt dagegen eine 5-jährige Umstellungsfrist (§ 9 Abs. 1a EEG-RegE). Bei kleineren Bestandsanlagen (1 kW bis 15 kW) beschränkt sich die Pflicht zur Umrüstung auf intelligente Messsysteme dagegen auf die Erfassung der Ist-Einspeisung. Diese Pflicht für Kleinanlagen ab 1 kW stößt aufgrund der entstehenden Kosten auf erheblichen Widerstand. Auch die mit der EEG-Novelle befassten Ausschüsse des Bundesrates empfehlen hier mit Blick auf die Verhältnismäßigkeit eine Anpassung im weiteren Gesetzgebungsverfahren.

Bei einer Direktvermarktung soll der Direktvermarkter durch eine Steuerung der EEG-Anlage auf Preisentwicklungen reagieren. Deshalb schreibt das EEG die Fernsteuerbarkeit durch den Direktvermarkter als Voraussetzung für die Marktprämienförderung vor. § 10 Abs. 2 EEG-RegE verschärft die Anforderungen an die Fernsteuerbarkeit für EEG-Anlagen mit mehr als 100 kW Leistung jetzt – ebenfalls mit einer 5-jährigen Übergangsfrist für Bestandsanlagen – auf intelligente Messsysteme.

Zwar ist unstrittig, dass der Selbstverbrauch von Strom aus EEG-Anlagen sowohl positive als auch negative Auswirkungen auf die Netzsicherheit und Marktintegration hat. Die inzwischen ausufernde Regulierung des EEG-Eigenstroms dient aber bisher nicht der Verbesserung der Netzsicherheit und Marktintegration von Selbstverbrauchskonzepten, sondern nur der Beschränkung des EEG-Eigenstromverbrauchs zur Senkung mittelbarer Förderwirkungen durch die EEG-Umlagenentlastung. Die anders motivierten Vorgaben der Europäischen Union aus der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (RED II) [Link: <https://www.roedl.de/themen/stadtwerke-kompass/34-2018/neue-chance-f%C3%BCr-eigenversorgung-und-buergerenergie>] führen jetzt dazu, dass der deutsche Gesetzgeber einen weiteren Befreiungstatbestand für EEG-Eigenstrom aus EEG-Anlagen mit einer Leistung von bis zu 20 kW einführt (§ 61b Abs. 2 EEG-RegE). Dabei konterkariert der Gesetzgeber aber die europäischen Vorgaben durch die Beibehaltung der bisher schon für fossile 10 kW-Anlagen geltenden Mengenbeschränkung von 10 MWh/Kalenderjahr, sodass sich der Eigenstrombetrieb für die neue Leistungsschwelle mit einer Vollbenutzungsdauer von 500 Vbh auf einen unrealistisch niedrigen Wert reduziert. Insofern kann eine Gleichbehandlung ungleicher Sachverhalte diskriminierend und damit europarechtswidrig sein.

Weiterhin setzt der Gesetzgeber seinen Schlingerkurs [Link: <https://www.roedl.de/themen/stadtwerke-kompass/18-2019/aufhebung-kwk-eigenstrombelastung-als-pruefstein-des-europa-und-verfassungsrechts>] zum EEG-Eigenstromprivileg mit der Neuauflage der Begrenzung der Eigenstromförderung für neuere KWK-Anlagen (§ 61c EEG-RegE) fort. Da die Wirtschaftlichkeit neuerer KWK-Anlagen aber auf der Grundlage der gesetzlich garantierten EEG-Eigenstromprivilegierung kalkuliert wurde, dürfte die Regelung kaum mit europa- und verfassungsrechtlichen Vertrauensschutzgrundsätzen [Link: <https://www.roedl.de/themen/kursbuch-stadtwerke/juni-2018/europa-totengraeber-eeg-vertrauensschutz>] vereinbar sein.

POST-EEG-ANLAGEN-FÖRDERUNG: KLAPPT ES NOCH ODER SOWIESO SCHON ZU SPÄT?

Eine weitere energiepolitische Hochleistung der Schaffung eines investitions- und innovationsfreundlichen Rechtsrahmens sind schließlich die Regelungen zur Anschlussförderung von EEG-Anlagen nach Ablauf der 20-jährigen Erstförderdauer. Diese sehen eine weitere Förderung sog. „ausgeförderter Anlagen“ (§ 3 Nr. 3a EEG-RegE) durch eine auf den Jahresmarktwert (§ 23b i.V.m. § 3 Nr. 34 b) EEG-RegE) abgesenkte Einspeisevergütung (vgl. § 21 Abs. 1 Nr. 3 EEG-RegE) bis zum 31.12.2027 für Anlagen bis 100 kW bzw. bis zum

31.12.2021 für Großanlagen (§ 25 Abs. 2 EEG-RegE), eine automatische Zuordnung zu der neuen Vermarktungsform (§ 21c Abs. 1 Satz 2 EEG RegE) und eine Befreiung vom Erfordernis leistungsregistrierender Messung (§ 10b Abs. 2 Nr. 3 EEG-RegE) vor. Damit hat der Gesetzgeber zwar eine praktikable Lösung zu den hinreichend analysierten wirtschaftlichen, technischen und rechtlichen Hürden der Betriebsfortsetzung von EEG-Bestandsanlagen nach Auslaufen der Förderdauer vorgeschlagen, nach über 2 Jahren öffentlicher Debatte kommt er damit aber keine 3 Monate vor Ablauf der Direktvermarktungseindeckungs- und Meldefrist am 31.11.2020 viel zu spät.

Darauf zu vertrauen, dass der Gesetzgeber voraussichtlich erst nach Ablauf dieser Frist – notfalls rückwirkend – ein Gesetz erlässt, das einen rechtswidrigen Betrieb legalisiert und eine betriebswirtschaftliche Grundlage schafft, ist kaum mit kaufmännischer Sorgfalt zu vereinbaren. Vor allem grätscht der Gesetzgeber aber damit allen Stromvertrieben, die innovative Direktvermarktungskoppelprodukte für Post-EEG-Anlagenbetreiber entwickelt haben, unschön in die Produktentwicklung und bestraft sorgfältige EEG-Anlagenbetreiber, die sich – im Vergleich zur gesetzlichen Anschlussförderung evtl. nachteilig – vertraglich gebunden haben. Immerhin bleibt das Thema der sonstigen Direktvermarktung für Post-EEG-Anlagen über 100 kW durch die nur bis zum 31.12.2021 befristete Anschlussförderung aktuell, sodass die „early birds“ hier ihren Entwicklungsvorsprung im kommenden Jahr noch nutzen können. Entsprechende Mustervertragsklauseln und Musterverträge für die vertragsrechtliche Lösung der auch noch nach Auslaufen der Anschlussförderung bestehenden Probleme bleiben deshalb für Netzbetreiber, Direktvermarktungsvertriebe und EEG-Anlagenbetreiber aktuell.

Die Uhr tickt für Post-EEG-Anlagen im EEG 2017



Mustervertrag EEG-Einspeisevertrag/Musterklausel Post-EEG-Anlagen
Mustervertrag Direktvermarktung für Post-EEG-Anlagen
Musterschreiben Information Post-EEG-Anlagenbetreiber

Kontakt für weitere Informationen



Joachim Held
Rechtsanwalt
T +49 911 9193 3515
E joachim.held@roedl.com



Christian Leiding
Rechtsanwalt
T +49 911 9193 3743
E christian.leiding@roedl.com



→ Quartierskonzepte

Truppenabzüge stellen Kommunen vor neue Herausforderungen – und bieten ungeahnte Chancen

von Victoria von Minnigerode und Julian Britz

Nach Informationen des Nachrichtensenders CNN ist der von US-Präsident Donald Trump angekündigte Teilabzug der US-Streitkräfte aus Deutschland inzwischen offiziell bestätigt worden.¹

Was zunächst wie ein launischer Schnellschuss des US-Präsidenten auf Twitter angemutet haben mag, wird sich nun aller Voraussicht nach bewahrheiten.

Künftig sollen etwa 9.500 der gegenwärtig rund 34.500 in Deutschland stationierten US-Streitkräfte abgezogen werden, wobei einige der Truppen zur Verstärkung bereits bestehender Einheiten in Polen eingesetzt werden sollen.²

BEDEUTUNG DER TRUPPENABZÜGE FÜR DIE BETAFFENEN REGIONEN

Von den geplanten Truppenabzügen sind neben den Stützpunkten in Vilseck und Grafenwöhr in Bayern, dem US-Luftwaffenstützpunkt in Spangdahlem in Rheinland-Pfalz und Wildflecken in Unterfranken auch die sogenannten Patch Barracks in Stuttgart-Vaihingen betroffen. Von dem Stuttgarter US-Truppenstützpunkt werden momentan noch US-Einsätze in Europa und Afrika zentral gesteuert. Die Steuerung der Truppeneinsätze in Europa soll nun nach Mons in Belgien verlegt werden.³

Alein in Vilseck und Grafenwöhr sind aktuell rund 10.000 US-Soldaten stationiert. Den Stützpunkt in Vilseck sollen nun etwa 4500 Streitkräfte verlassen.⁴

¹ <https://edition.cnn.com/2020/06/30/politics/pentagon-trump-troops-germany/index.html>.

² <https://www.handelsblatt.com/politik/international/us-streitkraefte-us-verteidigungsministerium-truppenabzug-aus-deutschland-beschlossen/25964696.html?ticket=ST-13883033-OHBTkhMQVc7ReV7J3x1K-ap1>.

³ <https://www.tagesspiegel.de/politik/us-truppenabzug-aus-deutschland-die-wichtigsten-fragen-und-antworten/26048564.html>.

⁴ <https://www.tagesspiegel.de/politik/us-truppenabzug-aus-deutschland-die-wichtigsten-fragen-und-antworten/26048564.html>.

Dass der geplante Truppenabzug gravierende wirtschaftliche Folgen für die betroffenen Regionen mit sich bringen wird, liegt angesichts der Truppenstärke auf der Hand. Die Stützpunkte sind längst zu einem wichtigen Wirtschaftsfaktor vor Ort geworden.

STRUKTURWANDEL ALS CHANCE BEGREIFEN

Angesichts der erheblichen Auswirkungen der Truppenreduzierungen für die Wirtschaftsstruktur der betroffenen Regionen wird es umso entscheidender darauf ankommen, wie die Kommunen den bevorstehenden Strukturwandel ausgleichen und für ihre eigene Stadtentwicklung nutzen werden.

Insbesondere in Zeiten steigender Bevölkerungsdichte in den Ballungsräumen und der damit einhergehenden wachsenden Wohnungsknappheit kann der Truppenabzug, der für viele momentan wie ein Schreckensszenario anmuten mag, enormes Potenzial für die Entwicklung attraktiver Stadtquartiere bieten.

NACHHALTIGE UMNUTZUNG VON KONVERSIONSFLÄCHEN IST GEFRAGT

Truppenstützpunkte sind sogenannte Konversionsflächen. Vormalig militärisch genutzte Liegenschaften müssen im Zuge der Militärflächenkonversion durch Sanierung, Umstrukturierung und geeignete Umgestaltung wieder einer zivilen Nutzung zugeführt werden.

Ein nachhaltiges Konversionsflächenmanagement kann für die vielerorts dringend erforderliche Entspannung auf dem Wohnungsmarkt sorgen und neue Räume für gesellschaftliches Miteinander, Kultur und Wirtschaft schaffen.

Häufig sind militärische Stützpunkte als Teil des Stadtbildes bereits in die kommunale Infrastruktur eingebunden. Moderne und innovative Mobilitätskonzepte können hier nicht nur Arbeitsplätze schaffen, sondern auch die Erschließung neuer Quartiere nachhaltig sichern.

Gleichwohl stellt Konversion nicht zuletzt aufgrund der vielfältigen städtebaulichen Anforderungen zahlreiche Kommunen vor neue Herausforderungen, denen in der Regel nur mit einer möglichst frühzeitigen, umfassenden und professionellen Vorbereitung begegnet werden kann.

Auch mögliche Interessenkonflikte zwischen den betroffenen Kommunen und der BImA (Bundesanstalt für Immobilienaufgaben), die für die wirtschaftliche Verwaltung und Verwertung bundeseigener Immobilien und Grundstücke zuständig ist, gilt es möglichst frühzeitig zu erkennen und gemeinsame Lösungen zu finden.

Eine rasche Veräußerung der Flächen an den Meistbietenden wird in aller Regel nicht im Sinne einer nachhal-

tigen und den Interessen der Bevölkerung gerecht werdenden Stadtentwicklung sein.

DER FRÜHE VOGEL FÄNGT DEN WURM ...

Grundsätzlich obliegt es den betroffenen Kommunen als Träger der Planungshoheit, die Weichen für eine nachhaltige Stadt- und Quartiersentwicklung zu stellen. Ihnen steht zu diesem Zwecke ein vielfältiges städtebauliches Instrumentarium zur Verfügung, das es richtig zu nutzen und einzusetzen gilt.

Angesichts der Komplexität städtebaulicher Konversionsvorhaben empfiehlt es sich, die rechtlichen Rahmenbedingungen für die gewünschte Nutzung auf Grundlage der kommunalen Zielvorstellungen bereits möglichst frühzeitig zu schaffen. Ein Flächennutzungsplan etwa kann bereits bei Bekanntwerden künftiger Truppenabzüge aufgestellt werden. Auch mit der Vorbereitung eines Bebauungsplans und der Sicherung der Fläche vor anderweitiger Nutzung mit den Mitteln des einfachen und des besonderen Städtebaurechts sollten sich die Kommunen nicht zu lange Zeit lassen.

Nicht zuletzt wollen die wirtschaftlichen Herausforderungen eines Konversionsprozesses rechtzeitig bedacht und einkalkuliert sein. Neben den regelmäßig zu erwartenden Investitionen und den Möglichkeiten einer Refinanzierung durch Veräußerung, Fördermittel oder Kommunalabgaben, dürfen auch zusätzliche Folgekosten etwa für eine erforderliche Bodensanierung nicht unberücksichtigt bleiben.

Zur Sicherung einer einheitlichen Ansiedlungspolitik sollten Gebietskörperschaften einen Zwischenerwerb der Flächen in Betracht ziehen.

Im Hinblick auf den kommunalen Flächenerwerb können Kommunen und Unternehmen, an denen eine Kommune mehrheitlich beteiligt ist, unabhängig von einem gemeindlichen Vorkaufsrecht über die Erstzugriffsoption Liegenschaften zum gutachterlich ermittelten Verkehrswert erwerben, ohne dass es eines Bieterverfahrens bedarf.

Ein solcher bevorzugter Direkterwerb bedingt jedoch, dass innerhalb von 6 Monaten ab Bekanntgabe der Veräußerung durch die BImA eine Zweckerklärung auf Grundlage einer entsprechend ausgearbeiteten Planung durch die Kommune vorgelegt werden kann. Darüber hinaus können durch eine nachhaltige und soziale Planung der künftigen Nutzung nicht nur die Voraussetzungen für die Bewilligung von Fördermitteln, sondern auch für eine Verbilligung des Kaufpreises auf Grundlage der Verbilligungsrichtlinie (VerbR 2018) geschaffen werden. Vor diesem Hintergrund empfiehlt es sich, bereits bei Bekanntwerden möglicher Truppenabzüge mit der Planung zu beginnen.

Im Hinblick auf das für Oktober 2020 geplante neue Gebäudeenergiegesetz, das eine befristete Innovationsklausel zur verstärkten Förderung innovativer Quartierskonzepte etwa bei der Wärmeversorgung enthalten soll, sehen wir weitere erhebliche Potenziale für die Entwicklung quartiersbezogener Konzepte.

Den Stadtwerken kommt nicht zuletzt aufgrund ihrer Bedeutung für die energetische Versorgung neuer Quartiere eine exponierte Stellung zu. Sie können als Projektsteuerer gemeinsam mit der Kommune die Planung wesentlich mitgestalten.

Rödl & Partner berät Sie gerne zu allen Fragen rund um die frühzeitige und nachhaltige Quartiersplanung von der Bauleitplanung über die Erschließung bis hin zu Energieversorgungs- und Mobilitätskonzepten.

Rödl & Partner unterstützt Sie gerne bei der Entwicklung eines Kommunikationskonzepts oder der strategischen Auseinandersetzung mit dem Thema Corporate Social Responsibility. Wir stehen Ihnen mit kompetenter Beratung zur Verfügung – sprechen Sie uns einfach mit Ihrem Anliegen an!

Kontakt für weitere Informationen



Victoria von Minnigerode
Rechtsanwältin
T +49 911 9193 3533
E victoria.vonminnigerode@roedl.com



Julian Britz
M.Sc. Energietechnik &
Energiemanagement
T +49 911 9193 3726
E julian.britz@roedl.com

→ Quartierskonzepte

Klimaschutz im Quartier

von Christian Marthol und Victoria von Minnigerode

Das Europaparlament hat Anfang Oktober die EU-Klimaziele auf dem Weg zur Klimaneutralität 2050 bis zum Jahr 2030 deutlich verschärft. Die Abgeordneten stimmten mehrheitlich dafür, den Ausstoß von Treibhausgasen im Vergleich zu 1990 um 60 Prozent zu senken (Quelle: <https://www.europarl.europa.eu/news/de/press-room/20201002IPR88431/eu-klimagesetz-parlament-will-emissionen-bis-2030-um-60-reduzieren>).

Die Europäische Kommission hatte zuvor vorgeschlagen, die Treibhausgasemissionen der EU bis 2030 um mindestens 55 Prozent zu senken (Quelle: https://ec.europa.eu/germany/news/20200917-neues-klimaziel_de). Bis Juni 2021 sollen nun Legislativvorschläge zur Umsetzung der Ziele erarbeitet werden. Kommt es zu der angekündigten Korrektur der Ziele auf EU-Ebene, so könnte auch die Bundesrepublik ihre bisherigen Ziele anpassen.

Der Klimawandel stellt auch Kommunen und Stadtwerke vor die Herausforderung, zukunftsfähige Energiekonzepte und Klimaschutzmaßnahmen in die Stadtplanung zu integrieren.

Grundsätzlich obliegt es den Kommunen als Träger der Planungshoheit, die Weichen für eine nachhaltige Stadt- und Quartiersentwicklung zu stellen. Ihnen steht zu diesem Zweck ein vielfältiges städtebauliches Instrumentarium zur Verfügung, das es richtig zu nutzen und einzusetzen gilt.

Der Energiebedarf im Quartier kann durch eine klimaschonende Planung im Bauwesen wie auch innovative Mobilitäts- und Versorgungskonzepte wesentlich beeinflusst werden. Neben einer kompakten Bauweise rücken der Einsatz effizienter Energiesysteme sowie die Stärkung des öffentlichen Nahverkehrs und der Elektromobilität in den Fokus. Darüber hinaus bestehen Möglichkeiten, in der Raumordnungsplanung Standorte für die Erzeugung, Nutzung oder Speicherung von Strom, Wärme oder Kälte aus Erneuerbaren Energien vorzusehen. Gleiches gilt für Anlagen zur Verarbeitung nachwachsender Rohstoffe.

Während die Kommunen mithilfe der Bauleitplanung und durch den Abschluss städtebaulicher Verträge Klimaziele in die Planung und Entwicklung neuer Quartiere integrieren können, empfiehlt es sich, auch die örtlichen Stadtwerke bereits frühzeitig in die Quartiersplanung einzubeziehen.

Quartierslösungen erfordern Koordination und Kooperation aller beteiligten Akteure. Die Stadtwerke können bei der Entwicklung innovativer Energie- und Mobilitätskonzepte als erfahrene Experten und zuverlässige Partner der Kommune entscheidende Impulse geben.

Rödl & Partner berät zu allen rechtlichen und betriebswirtschaftlichen Fragen rund um die nachhaltige Quartiersplanung von der Bauleitplanung über die Erschließung bis hin zu Energieversorgungs- und Mobilitätskonzepten.

Kontakt für weitere Informationen



Victoria von Minnigerode
Rechtsanwältin
T +49 911 9193 3533
E victoria.vonminnigerode@roedl.com



Nadine Juch
Rechtsanwältin,
Fachanwältin für Verwaltungsrecht
T +49 911 9193 3559
E nadine.juch@roedl.com



→ Wasserstoff

Wie können Wasserstoffnetze reguliert werden?

von Jürgen Dobler und Dr. Thomas Wolf LL.M.

Am 10.6.2020 hat die Bundesregierung die Nationale Wasserstoffstrategie (NWS) beschlossen. Die Bundesregierung verfolgt mit der NWS das Ziel, Wasserstofftechnologien als Kernelemente der Energiewende zu etablieren, deutsche Unternehmen und ihre Wettbewerbsfähigkeit zu stärken und die zukünftige nationale Versorgung mit CO₂-freiem Wasserstoff und dessen Folgeprodukten zu sichern und zu gestalten sowie die regulatorischen Voraussetzungen für den Markthochlauf der Wasserstofftechnologien zu schaffen. Mit dem letzten Ziel, der Schaffung eines regulatorischen Rahmens für die Ausweitung des Wasserstoffmarktes hat sich die Bundesnetzagentur (BNetzA) in ihrem Papier „Regulierung von Wasserstoffnetzen – Bestandsaufnahme“¹ beschäftigt. Die wesentlichen rechtlichen und regulatorischen Inhalte und Auswirkungen dieses Papiers auf die Energiewirtschaft sollen im Folgenden dargestellt werden.

DERZEIT KEINE (ÖFFENTLICHEN) WASSERSTOFFNETZE

Der weit überwiegende Teil des aktuell in Deutschland verbrauchten Wasserstoffs wird direkt am Verwendungsort erzeugt und verbraucht. Eine flächendeckende Infrastruktur für Wasserstoffnetze besteht nicht. Lediglich in den Regionen Unterelbe/Weser/Ems, Mitteldeutschland/Berlin/Brandenburg und Ruhrgebiet bestehen sogenannte Cluster wegen der dortigen chemischen Industrie. Etwaige bestehende Leitungen zwischen Produzent und Kunde oder zwischen Produktionsstandorten stehen regelmäßig im Eigentum der jeweiligen Unternehmen, Netze der öffentlichen Versorgung existieren nicht.²

¹ Bundesnetzagentur, Regulierung von Wasserstoffnetzen – Bestandsaufnahme, Stand Juli 2020.

² Siehe zu alledem, Bundesnetzagentur aaO., S. 15f.

WASSERSTOFF UND REGULIERUNG NACH DEM ENWG – GAS IST NICHT GLEICH GAS

Wasserstoff kann rechtlich sowohl als Gas (§ 3 Nr. 19a EnWG) als auch als Biogas (§ 3 Nr. 10c EnWG) eingeordnet werden. Die rechtlichen Voraussetzungen sind jeweils unterschiedlich wie auch die regulatorische Behandlung.

WASSERSTOFF ALS GAS IM SINNE DES ENWG

Ausweislich § 1 Abs. 1 EnWG ist Zweck des Energiewirtschaftsgesetzes eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas, die zunehmend auf den Erneuerbaren Energien beruht. Eine eigene Definition für den Begriff „Wasserstoff“ enthält das EnWG nicht, verweist jedoch in mehreren Vorschriften auf diesen Begriff. So definiert das EnWG Gas als Erdgas, Biogas, Flüssiggas im Rahmen der §§ 4 und 49 sowie, wenn sie in ein Gasversorgungsnetz eingespeist werden, Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, und synthetisch erzeugtes Methan, das durch wasserelektrolytisch erzeugten Wasserstoff und anschließende Methanisierung hergestellt worden ist.

Wasserstoff ist damit als „Gas“ im Sinne des EnWG anzusehen, wenn es zum einen durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist und zum anderen in ein Gasversorgungsnetz eingespeist wird. Fraglich ist nunmehr, was unter Einspeisung in ein Gasversorgungsnetz zu verstehen ist. Gasversorgungsnetze sind insbesondere Fernleitungsnetze und Gasverteilernetze.

Welche Art von Strom für die Wasserelektrolyse, mithin die Zerlegung von Wasser in Sauerstoff und Wasserstoff mittels elektrischem Strom, Verwendung finden muss, lässt das Gesetz offen. Aus der Definition des EnWGs für Biogas lässt sich indes im Umkehrschluss schließen, dass jedenfalls nicht der weit überwiegende Teil und damit nicht mehr als 80 Prozent des verwendeten Stroms aus Erneuerbaren Energien stammen dürfen, da andernfalls Biogas im Sinne des EnWGs vorliegt, für das abweichende regulatorische Regelungen gelten.

EINSPEISUNG IN EIN GASVERSORGUNGSNETZ

Fernleitungen dienen dem Transport von Erdgas durch ein Hochdruckfernleitungsnetz, mit Ausnahme von vorgelagerten Rohrleitungsnetzen, um die Versorgung von Kunden zu ermöglichen, jedoch nicht die Versorgung der Kunden selbst. Nachdem es sich bei Erdgas (im Gegensatz zu Gas) nicht um Wasserstoff handelt, unterfällt der Betrieb von (ausschließlichen) Wasserstofffernleitungen nach Auffassung der BNetzA damit nicht den Regulierungsvorgaben des EnWGs.³

Eine Definition des Gasverteilernetzes enthält das EnWG nicht. Verteilung wird allerdings in § 3 Nr. 37 EnWG definiert als der Transport von Gas über örtliche oder regionale Leitungsnetze, um die Versorgung von Kunden zu ermöglichen, jedoch nicht die Belieferung der Kunden selbst. Die Verteilung wird damit nicht – wie bei Fernleitungen – auf Erdgas beschränkt, sondern umfasst Gas des EnWGs.

Was ist nun unter Einspeisung zu verstehen? Die BNetzA geht von einer engen Auslegung des Begriffs der Einspeisung aus. Danach soll eine Einspeisung nur dann vorliegen, wenn Wasserstoff dem in der Leitung bereits vorhandenen Erdgas beigemischt wird.⁴ Begründet wird dies insbesondere mit der Begründung des Gesetzgebers zur Änderung des § 3 Nr. 19a EnWG im Jahr 2011, die inhaltlich eine 1:1-Umsetzung der Richtlinie 2009/73/EG (Erdgasbinnenmarktrichtlinie) in deutsches Recht sein sollte. Nach Auffassung der BNetzA ging auch die Erdgasbinnenmarktrichtlinie davon aus, dass „andere Gasarten“ dem im Erdgasnetz befindlichen Erdgas beigemischt werden.

KEINE REGULIERUNG NACH ENWG BEI AUSSCHLIESSLICHEN WASSERSTOFFNETZEN

Im Ergebnis unterfällt Wasserstoff, der zu weniger als 80 Prozent mittels Strom aus Erneuerbaren Energien erzeugt wurde, nur dann der Regulierung des EnWGs, wenn er in ein Gasversorgungsnetz eingespeist wird und damit dem in einem Gasversorgungsnetz bereits vorhandenen Erdgas beigemischt wird. Im Umkehrschluss finden damit bei ausschließlichen Wasserstoffnetzen die Regulierungsvorgaben des EnWGs keine Anwendung.⁵

WASSERSTOFF ALS BIOGAS IM SINNE DES ENWG

Im Gegensatz zum Begriff „Gas“, sieht § 3 Nr. 10c EnWG vor, dass Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse mittels Strom, der weit überwiegend⁶ aus Erneuerbaren Energien stammt, als „Biogas“ anzusehen ist, auch wenn dieser Wasserstoff nicht in ein Gasversorgungsnetz eingespeist wird. Damit unterfallen auch Gasversorgungsnetze, die ausschließlich Wasserstoff als Biogas transportieren/verteilen, dem nicht Erdgas beigemischt wurde, unter die Regulierungsvorgaben des EnWGs.

ENTFLECHTUNG VON WASSERSTOFFNETZBETREIBERN

Neben der Anwendbarkeit der Vorgaben des EnWGs zur Regulierung von Energieversorgungsnetzen spielen bei der regulatorischen Bewertung von Wasserstoffnetzen auch die Entflechtungsvorgaben eine gewichtige Rolle.

So sind vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen und rechtlich selbstständige Betreiber von Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetzen, die mit einem vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen verbunden sind, zur Gewährleistung von Transparenz sowie diskriminierungsfreier Ausgestaltung und Abwicklung des Netzbetriebs verpflichtet. Um dieses Ziel zu erreichen, müssen diese Unternehmen die Unabhängigkeit der Netzbetreiber von anderen Tätigkeitsbereichen der Energieversorgung sicherstellen.

Eine Vielzahl von Fragen hinsichtlich der Notwendigkeit einer Entflechtung stellen sich insbesondere beim Betrieb von Power-to-Gas-Anlagen (Wasserstoff als Energiespeicher mit dem Ziel der Rückverstromung) und beim Betrieb von Wasserstoffbrennzellen (Wasserstoff als Energieträger zur Erzeugung von Strom). Beim Betrieb eines ausschließlichen Wasserstoffnetzes (neben dem Betrieb eines Gasversorgungsnetzes) dürften sich Fragen der Entflechtung indes nicht stellen. Wird hingegen Wasserstoff im Sinne des EnWGs mittels Wasserelektrolyse erzeugt und in ein Gasversorgungsnetz eingespeist, stellt sich durchaus die Frage der Notwendigkeit einer Entflechtung, da in diesem Fall sowohl die Funktion Verteilung als auch Gewinnung vorliegen dürfte. Für die meisten Energieversorgungsunternehmen (mit weniger als 100.000 angeschlossenen Kunden) dürften sich die Verpflichtungen indes auf die buchhalterische und informatorische Entflechtung beschränken.

ZUGANGS- UND ENTGELTREGULIERUNG

Die BNetzA beleuchtet in Kapitel VI ihres Papiers die Kriterien für eine mögliche Regulierung von Wasserstoffnetzen. Diese wird erforderlich, sofern ein natürliches Monopol gegeben ist, wodurch ein Marktmissbrauch zulasten von Verbraucherinteressen möglich wäre.

Die Prüfung, ob ein natürliches Monopol vorliegt, ist aktuell lediglich „qualitativ“ darstellbar, da eine Erhebung „der Zahlen zur Kosten- und Erlösstruktur ... nicht möglich (ist).“ Insofern sind die „resultierende(n) Schlussfolgerungen mit Vorbehalt zu sehen.“⁷

Ob nun ein natürliches Monopol gegeben ist, wird durch die Kriterien sachliche und räumliche Marktangrenzungen bestimmt. Hier zeigt sich, dass neben bestehenden industriellen Nachfrage-Clustern aktuell nahezu keine weiteren Daten über Nachfrage- und Bezugsstrukturen auswertbar sind.

Da die Entwicklung am Wasserstoffmarkt erst am Anfang steht, werden für die weitere Untersuchung verschiedene Szenarien unterstellt. Die BNetzA nimmt an, dass in einem Umstellungszeitraum von 10 bis 20 Jahren

„parallele Infrastrukturen“ zum Transport von Gas und Wasserstoff bestehen.⁸ Das jeweilige Szenario wird dahingehend beleuchtet, ob eine Zugangsregulierung- bzw. Entgeltregulierung notwendig erscheint, um etwaige Wettbewerbsnachteile zu vermeiden. Die Abbildung führt die Szenarien auf und stellt die Vorgehensweise dar:

SCENARIO ⁹	ZUGANGS-REGULIERUNG/NOTWENDIGKEIT	ENTGELTREGULIERUNG / NOTWENDIGKEIT
I Lokale Inselnetze – Lokal-konzentrierter industrieller Verbrauch – Bedarfsdeckung „vor Ort“	ja / nein	ja / nein
II Lokale Inselnetze, einzelne lange Versorgungsleitungen – Transportleitungen zwischen Erzeugungs- und Verbrauchs-orten – Grenzüberschreitende Exportleitungen	ja / nein	ja / nein
III Engmaschige Verteilernetze, einzelne lange Versorgungsleitungen – Verkehrs- und Wärmesektor bedingen eine flächendeckende Zunahme des Wasserstoffverbrauchs – Anforderungen entsprechend Gasverteilernetz	ja / nein	ja / nein

Abbildung 1: Vorgehensweise der Untersuchung / Szenariobeschreibung

Um einen Marktmissbrauch bzw. eine Diskriminierung zu vermeiden, verfolgt die Zugangs- bzw. die Entgeltregulierung folgende Zielsetzungen:

- „Eine Zugangsregulierung wäre notwendig, wenn die Gefahr, dass es z. B. zur Verweigerung von Durchleitungen oder zur Verweigerung der Abnahme von Wasserstoff Dritter kommt, wahrscheinlich oder zumindest nicht zu vernachlässigen ist.“
- Eine Entgeltregulierung wäre notwendig, wenn z.B. eine ineffiziente Freisetzung für den Wasserstofftransport zu befürchten ist und die Netzbetreiber Monopolrenditen abschöpfen können.“¹⁰

Die Ergebnisse der Untersuchung sind in Abbildung 2 zusammengefasst.¹¹

³ Bundesnetzagentur aaO., S. 25.

⁴ Bundesnetzagentur aaO., S. 25.

⁵ Bundesnetzagentur aaO., S. 26.

⁶ Mindestens 80 Prozent.

⁷ Bundesnetzagentur aaO., S. 62.

⁸ Bundesnetzagentur aaO., S. 59.

⁹ Bundesnetzagentur aaO., S. 59 ff.

¹⁰ Bundesnetzagentur aaO., S. 62.

¹¹ Bundesnetzagentur aaO., S. 65-67.

SZENARIO	Zugangsregulierung/ Notwendigkeit	Entgeltregulierung/ Notwendigkeit
I LOKALE INSELNETZE	<p>Beschreibung:</p> <ul style="list-style-type: none"> - derzeitige Betreiber sind sowohl Erzeuger als auch Netzbetreiber - Eigenbedarf kann gedeckt werden: kein Anreiz vorhanden - Nachfrage > Angebot: Netzzugang wird ermöglicht, um die bestehende Infrastruktur auszulasten - bei neuen Nachfragen für einen Netzanschluss könnte es zu Zugangsverweigerungen kommen <p>Ergebnis:</p> <p>Ja, bei zunehmender Anzahl an Einspeisern (Angebotsmarkt) / Verzicht bei schnellen Nachfragewachstum vorstellbar</p>	<p>Beschreibung:</p> <p>derzeit kein Marktmissbrauch erkennbar</p> <p>Ergebnis:</p> <p>Nein, momentan nicht erforderlich</p>
II LOKALE INSELNETZE, EINZELNE LANGE VER- SORGUNGSLEITUNGEN	<p>Beschreibung:</p> <ul style="list-style-type: none"> - grundsätzlich wie Szenario I - um ggf. unterschiedliche Interessenlagen bei umgewidmeten Gastransportleitungen zu vermeiden, sollten Übergangsvorschriften vorgesehen werden <p>Ergebnis:</p> <p>Ja, bei zunehmender Anzahl von Einspeisern / Einschränkung: Verzicht möglich, bei schnellem Nachfragewachstum</p>	<p>Beschreibung:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Möglichkeit 1: lange Transportleitungen, die wenige Erzeugungsstandorte mit Verbrauchszentralen verbinden - Möglichkeit 2: Verbindungsleitungen bestehen <ul style="list-style-type: none"> - Marktmissbrauch ist abhängig von den gekoppelten Märkten - Markt ist räumlich nicht mehr abgrenzbar <p>Ergebnis:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Nein, bei Möglichkeit 1 - Vorstellbar, bei Möglichkeit 2
III ENGMASCHIGE VER- TEILERNETZE, EINZELNE LANGE VERSORGUNGS- LEITUNGEN	<p>Beschreibung:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Argumentation entsprechend Szenario I und II <p>Ergebnis:</p> <p>Ja, bei zunehmender Anzahl an Einspeisern (Angebotsmarkt) / Einschränkung: Verzicht möglich, bei schnellem Nachfragewachstum</p>	<p>Beschreibung:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Netzstruktur vergleichbar mit Strom- und Gasverteilernetzen - Zwar keine angeschlossenen Haushaltskunden, aber mittelbare Auswirkung auf Endkunden über belieferte Tankstellen <p>Ergebnis:</p> <p>Ja</p>



Die beschriebenen Szenarien zeigen vor allem dann (was sicherlich nicht überraschend ist) eine Regulierungsnotwendigkeit, sobald ein Vergleich mit der bestehenden Gas- und Stromverteilernetzstruktur hergestellt werden kann. Der Vergleich mit anderen unregulierten Infrastrukturen (Fernwärmenetze und Mineralölleitungen), die ebenfalls einen Monopolcharakter aufweisen, ist nur eingeschränkt möglich. Bei Fernwärmenetzen zeigen sich erhebliche technische Unterschiede; Mineralölleitungen haben eine andere Nachfrager- und Erzeugerstruktur.¹²

ZUGANGSREGULIERUNG

Mit Blick auf das Zugangsregime im Bereich Biogas zeigt sich, dass der in der GasNZV verankerte privilegierte Einspeisevorrang seinen „Zweck erfüllt“ hat. Die Zugangsregulierung bei Fernwärmenetzen regelt § 19 Abs. 2 Nr. 4 GWG. Danach haben Fernwärmenetzbetreiber anderen grundsätzlich einen Netzzugang zu gewähren, sofern dies betriebsbedingt möglich und zumutbar ist. Nach Ansicht der Verbraucherzentrale Hamburg scheitert die Umsetzung in der Praxis häufig an den technischen Vorgaben der Netzbetreiber. Daher wird festgestellt, dass für Fernwärmenetze „keine wettbewerbsfördernde Wirkung erzielt“ wurde.¹³

Somit stellt sich die Frage, ob eine Orientierung am Zugangsregime Biogas zielführend erscheint. Da durch die Beimischung von Wasserstoff im Rahmen einer Biogaseinspeisung wohl sehr häufig keine Trennschärfe möglich ist, sollte jedoch eine eigenständige Zugangsregulierung für Wasserstoff gefunden werden, die die Vorgaben für Gasverteilernetz zugrunde legt.¹⁴

ENTGELTREGULIERUNG

Im Anschluss an die Frage des Netzzugangs ist zu klären, wie hoch das Entgelt für die Nutzung des Wasserstoffnetzes sein darf bzw. sein soll. Für die nachfolgende Be-

trachtung wird daher unterstellt, dass die Wasserstoffnetze für den Zugang geöffnet sind; weiter wird von einem spürbaren Marktgeschehen (Verbreitung) des Wasserstofftransports ausgegangen.

Zur Refinanzierung der Kosten für Wasserstoffinfrastruktur werden 3 Modelle genannt:¹⁵

MODELL	BESCHREIBUNG
A Analog Gasverteilernetze	<ul style="list-style-type: none"> - Ermittlung von Kapital- und operativen Kosten, um das Ausgangsniveau (Kostenbasis) zu bestimmen - Effizienzvergleich - Lediglich punktuelle Anpassungen - Getrennte oder gemeinsame Erlösobergrenze: <ul style="list-style-type: none"> - Folge: gemeinsames versus getrenntes Entgelt - Getrennte Erlösobergrenze: <ul style="list-style-type: none"> - Netzkosten sind transparent zu erfassen - Einzelne Tätigkeitsabschlüsse notwendig
B Vereinfachte Form	<ul style="list-style-type: none"> - Analoge Anwendung ist zu komplex - Verzicht auf Effizienzvergleich, um Aufwand zu reduzieren - Nachteil: Netzbetreiber spüren keinen „Kostendruck“ - Getrennte oder gemeinsame Erlösobergrenze: <ul style="list-style-type: none"> - Siehe Modell A
C Andere Form	<ul style="list-style-type: none"> - Cost-Plus-Regulierung: Separate Kosten für Wasserstoffnetze werden beantragt und mit Gewinnzuschlag genehmigt - Yard-Stick-Regulierung: Benchmarking zu Simulation von Wettbewerb

Abbildung 3: Regulierungsmodelle

¹² Bundesnetzagentur aaO., S. 67 ff.

¹³ Bundesnetzagentur aaO., S. 70 ff.

¹⁴ Bundesnetzagentur aaO., S. 72.

¹⁵ Bundesnetzagentur aaO., S. 76 ff.

¹⁶ Bundesnetzagentur aaO., S. 79 ff.

¹⁷ Bundesnetzagentur aaO., S. 78.

Es wird festgehalten, dass eine Übertragung des derzeitigen Regulierungsregimes für Wasserstoffnetze „geeignet“ erscheint. Bei einer Abbildung von gemeinsamen bzw. getrennten Erlösbergrenzen ist zu klären, ob für den Fall einer gemeinsamen Erlösbergrenze eine Quersubventionierung zwischen den Tätigkeiten erfolgen soll.¹⁶

Unabhängig vom gewählten Modell (A – C) ist für die Preisbildung, also die Verteilung der Kosten (bzw. Erlöse) auf einen Kostenträger, eine detaillierte Untersuchung notwendig. Zur Diskussion stehen das Briefmarkenmodell (unabhängig von der Transportdistanz; analoge Anwendung Stromverteilernetz) bzw. das Netzpartizipationsmodell (analoge Anwendung Gasverteilernetz).¹⁷

FAZIT

An vielen Stellen wird deutlich, dass die Zukunft der Wasserstoffversorgung lediglich skizziert werden kann. Daher gilt es, die mit regulatorischen Fragestellungen verbundene Zielsetzung – ein Marktversagen zu verhindern – soweit möglich zu antizipieren. So können Investitionshemmnisse beim „Markthochlauf“ vermieden werden, da im Vorfeld Rechtssicherheit geschaffen werden kann. Die frühzeitige Auseinandersetzung mit möglichen Markt- und Regulierungsszenarien ist daher zu begrüßen. Energieversorger sollten das Thema aber auch auf der Agenda haben. Wir beraten Sie hierzu gerne.



Kontakt für weitere Informationen



Jürgen Döbler
Diplom-Betriebswirt (FH)
Steuerberater
T +49 911 9193 3617
E juergen.dobler@roedl.com



Dr. Thomas Wolf LL.M. oec.
Rechtsanwalt,
cert. Compliance Officer
T +49 911 9193 3518
E thomas.wolf@roedl.com



→ Wasserstoff

Stadtwerke und Wasserstoff

Hintergrund, Projekte, Fördermittel

von Kai Imolauer und Maria Ueltzen

Mit der Verabschiedung der „nationalen Wasserstoffstrategie“ im Juni 2020 setzt sich die Bundesregierung ehrgeizige Ziele, die Deutschland an die Spitze des Wasserstoff-Weltmarkts setzen sollen. Auch Europa soll führend in grüner Wasserstofftechnologie werden. Was bedeutet das für Stadtwerke und Versorgungsunternehmen und welche Fördermittel können genutzt werden?

Zurzeit handelt es sich aber bei über 90 Prozent¹ des weltweit verbrauchten Wasserstoffs um sogenannten „grauen“ Wasserstoff, der durch die emissionsintensive Dampfreformierung gewonnen wird. Dabei wird Erdgas unter großen Temperaturen in Wasserstoff und Kohlendioxid umgewandelt.

Wird das entstehende Kohlendioxid abgeschieden und durch Carbon-Capture-Technologien gespeichert, bezeichnet man ihn als emissionsneutralen, „blauen“ Wasserstoff.

Darüber hinaus gibt es noch „türkisen“ Wasserstoff, der durch die thermische Spaltung von Methan erzeugt wird. Wird der entstehende, feste Kohlenstoff dauerhaft gebunden, ist die Technologie CO₂-neutral.²

WASSERSTOFF-FARBLEHRE

„Grüner“ Wasserstoff wird durch das Elektrolyseverfahren gewonnen. Wasser wird in Wasserstoff und Sauerstoff gespalten und beide Produkte können separat aufgefangen und vermarktet werden. Stammt der benötigte Strom aus regenerativen Energiequellen, entstehen keine klimaschädlichen Emissionen.



¹ Grüne Energie war gestern – jetzt wird's bunt. <https://www.zeit.de/wissen/umwelt/2020-06/wasserstoff-bundesregierung-eu-foerderung-energie> (zuletzt aufgerufen am 8.10.2020).

² Eine kleine Wasserstoff-Farblehre. <https://www.bmbf.de/de/eine-kleine-wasserstoff-farblehre-10879.html> (zuletzt aufgerufen am 8.10.2020).

STRATEGISCHE ZUKUNFTSMÄRKTE

Grüner Wasserstoff ist nicht nur klimaschonend, sondern auch vielfältig einsetzbar und kann die Energiewende vor allem in den Sektoren voranbringen, die schwer zu elektrifizieren sind.

Um das im Klimaschutzprogramm festgelegte Ziel, eine Reduktion der CO₂-Emissionen bis 2030 im Vergleich zu 1990 um 55 Prozent, zu erreichen, setzt die Bundesregierung in der Wasserstoffstrategie vor allem auf die Bereiche Industrie und Verkehr.³

Ein wichtiger Punkt in der deutschen Strategie ist die Substituierung von grauem Wasserstoff durch klimaneutralen, grünen Wasserstoff in der stofflichen Anwendung in der Chemieindustrie.

Ein weiterer Punkt ist der Einsatz in der Stahlindustrie, die zu den CO₂-intensivsten Branchen des Landes gehört. Im Produktionsprozess weist die Hochofen-Route besonders hohe Emissionen auf, da große Mengen Koks benötigt werden. Nach Angaben des Umweltbundesamts ist die Stahlindustrie alleine für ca. 6,5 Prozent⁴ der deutschlandweiten CO₂-Emissionen verantwortlich. Eine Alternative zu den Hochöfen ist die Direktreduktion des Eisenerzes und eine anschließende Verarbeitung zu Stahl im Elektrolichtbogen. Durch die neue Methode können fast alle prozessbedingten CO₂-Emissionen direkt vermieden werden. Führende Hersteller wie ThyssenKrupp, ArcelorMittal und Salzgitter planen bereits eine vollständige Umstellung der Produktionsstätten bis 2050.⁵

Wasserstoff soll auch in Form von umweltfreundlichen, synthetischen Kraftstoffen im Straßen-, Schienen-, Luft- und Seeverkehr zum Einsatz kommen. Außerdem ist Wasserstoff direkt in Brennstoffzellen-Fahrzeugen einsetzbar, die im öffentlichen Nahverkehr genutzt werden sollen. Dafür ist der Ausbau einer Tank-Infrastruktur essenziell.

Den erwarteten Bedarf von 90 bis 110 TWh bis 2030 sollen zum Teil neu zugebaute Elektrolyseure mit 5 GW Gesamtleistung decken. Zusätzlich sollen Windparks auf See und an Land für die benötigte Energieerzeugung ausgebaut werden.⁶

Nicht nur Deutschland soll sich an der Spitze etablieren, ganz Europa soll marktführend in der Wasserstofftechnologie werden. Schließlich ist die Technologie eine

gute Möglichkeit, das auch vom „European Green Deal“ festgelegte 55 Prozent-CO₂-Minderungsziel zu erreichen und trotzdem wettbewerbsfähig zu bleiben.

EU-WASSERSTOFFZIELE

Im Rahmen des European Green Deal wurde im Juli 2020 die europäische Wasserstoffstrategie vorgestellt, die aus 3 Phasen besteht. Ab 2020 bis 2024 sollen mindestens 6 GW Elektrolyseurleistung installiert werden, vor allem in der Nähe von Stahl- und Chemieindustrie sowie Raffinerien, um die Dekarbonisierung der Industrie zu unterstützen. Außerdem sollen bereits bestehende, konventionelle Wasserstoffherstellungsanlagen durch CC-Technologien klimaneutral gestaltet werden. In der zweiten Phase bis 2030 wird angenommen, dass die Produktion von grünem Wasserstoff wettbewerbsfähig im Vergleich zu anderen Erzeugungsarten sein wird. Bis 2030 soll ein freier Wasserstoffmarkt entstehen mit grenzüberschreitendem Handel. Insgesamt sollen 40 GW Leistung innerhalb der EU und weitere 40 GW in Nicht-EU-Ländern zugebaut werden. Weitere Maßnahmen wie der Ausbau der Speichertechnologien, der Infrastruktur und CC-Technologien sollen gefördert werden.

Die erforderlichen Investitionsmaßnahmen werden bis Ende 2030 mit 430 Milliarden Euro durch die „European Clean Hydrogen Alliance“ unterstützt.

In der 3. Phase ab 2030 soll die Technologie voll wirtschaftlich und technisch ausgereift sein und in allen Sektoren, die bis dato schwer zu dekarbonisieren waren, eingesetzt werden. Insgesamt sollen ein Viertel des gesamten Stroms aus EE-Anlagen für die Produktion von Wasserstoff genutzt und die Erneuerbaren Energien stark ausgebaut werden.⁷

In der ersten Oktoberwoche lud Deutschland im Rahmen der EU-Ratspräsidentschaft zu einer internationalen – corona-bedingt virtuellen – Konferenz aus Berlin ein. Peter Altmaier betonte, dass bei Projekten für den raschen Hochlauf der europäischen Wasserstofftechnologie die öffentliche Förderung von zentraler Rolle sei. Großprojekte sollen als IPCEIs – Projekte mit besonderem Interesse – eingestuft werden, bei denen eine höhere staatliche Förderung erlaubt sei. Altmaier nannte die Umstellung eines Hochofens als Beispiel. Als weitere mögliche Förderungsmaßnahmen wurden CO₂-Differenzverträge mit Unternehmen, eine CO₂-Grenzsteuer oder Ausgleichsregelungen genannt.⁸

³ Die Nationale Wasserstoffstrategie der Bundesregierung. <https://www.bmbf.de/files/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf>. (zuletzt aufgerufen am 8.10.2020).

⁴ Emissionen aus Betrieben der Metallindustrie. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/umwelt-wirtschaft/industrie/emissionen-aus-betrieben-der-metallindustrie#emissionen-aus-der-roheisen-und-stahlerzeugung>. (zuletzt aufgerufen am 8.10.2020).

⁵ Fraunhofer Institut: Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland, S. 19. https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/2019-10_Fraunhofer_Wasserstoff-Roadmap_fuer_Deutschland.pdf (zuletzt aufgerufen am 8.10.2020).

⁶ Die Nationale Wasserstoffstrategie der Bundesregierung.

⁷ A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe. https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf. (zuletzt aufgerufen am 8.10.2020).

MARKTENTWICKLUNG DURCH „BUNTEN“ WASSERSTOFF

Mit der Nutzung von CCS-Technologien setzt Europa zumindest übergangsweise auf einen „farbenfrohen“ Wasserstoffansatz. Vertreter der Wirtschaft forderten zuletzt, dass man sich nicht an der „perfekten Farblehre“ aufhängen solle. Eine „bunte“ Herangehensweise unterstütze den Markthochlauf und die Marktentwicklung. Man dürfe sich nicht in jahrelangen Diskussionen verlieren.^{9,10} Viele Wissenschaftler hingegen fordern eine vollkommen grüne Strategie mit dem Fokus auf dem verstärkten Ausbau der Erneuerbaren Energien und fordern das Ende der Subventionierungen für fossile Energieträger.¹¹

ENTWICKLUNG DER WASSERSTOFFINFRASTRUKTUR

Aktuell gibt es keine Wasserstoffnetze der öffentlichen Versorgung. Reine Wasserstoffnetzstrukturen gibt es zurzeit nur für die private Belieferung von industriellen Abnehmern, ohne Zugriff für Dritte.

Das erste öffentliche Netz mit einer Länge von 130 km wird zurzeit in Zusammenarbeit von BP, Evonik, Nowega, OGE und RWE Generation entwickelt und soll ab Ende 2022 Abnehmer in Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen mit grünem Wasserstoff aus einem 100-MW-Elektrolyseur in Lingen versorgen können.¹²

Zur Errichtung eines reinen Wasserstoffnetzes können entweder neue Wasserstoffleitungen gebaut oder einzelne Stränge der existierenden Gasinfrastruktur genutzt werden. Die Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas (FNP Gas) möchte eine deutschlandweite Wasserstoffinfrastruktur errichten mit einer Gesamtlänge von 5.900 km. Dabei handelt es sich zu 90 Prozent um bestehende Erdgasleitungen.¹³

Außerdem besteht die Möglichkeit, den grünen Wasserstoff einfach dem Erdgasnetz beizumischen. Aktuell liegt die Beimischungsgrenze laut des Regelwerks des Vereins des Gas- und Wasserfaches bei 10 Vol.- Prozent, praktisch ist der Wert viel niedriger. Gasturbinenhersteller setzen die Grenze für Wasserstoff bei maximal 5 Vol.-

%, teils sogar bei 1 Vol.- Prozent. Hersteller von Erdgasautos lassen maximal 2 Vol.-Prozent zu.

Der Energieversorger Avacon forscht aktuell an einer Beimischung von 20 Vol.- Prozent, um mit den gewonnenen Erkenntnissen die Beimischungsgrenze des Regelwerks zu erweitern. Ab Ende 2020 soll die erhöhte Beimischung in Sachsen-Anhalt praktisch geprüft werden. Zuvor werden Netzbestandteile, Gasanwendungstechnik und bei Kunden verbaute Endgeräte sorgfältig auf die Wasserstoffverträglichkeit überprüft.¹⁴

Laut Bundesnetzagentur ist die Beimischung von Wasserstoff ins Gasnetz im großem Stil weniger wahrscheinlich. Auf der einen Seite seien Verbraucher bzw. Endgeräte sensibel gegenüber Veränderungen in der Beimischungsquote, auf der anderen Seite gäbe es auch in Zukunft Nachfrage nach reinem Wasserstoff und reinem Erdgas. Die BNetzA geht daher von einem Ausbau von 2 parallelen Infrastrukturen aus.¹⁵

EINE CHANCE FÜR STADTWERKE

Grüner Wasserstoff kann für Stadtwerke in allen Geschäftsbereichen von großem Interesse sein. Erste Versorgungsbetriebe setzen vor allem im Bereich ÖPNV auf die neue Technologie. Für Versorger besteht auch die Möglichkeit, sich H₂-Projekte umfangreich fördern zu lassen.

Zum Beispiel wird laut der nationalen Wasserstoffstrategie die Anschaffung von Bussen mit alternativen Antrieben mit 600 Millionen Euro gefördert.¹⁶

Neben dieser einen Möglichkeit stehen aufgrund des hohen Forschungs- und Entwicklungsbedarfs viele Fördermaßnahmen zur Verfügung (siehe unten für eine nicht abschließende Liste aktueller Förderungen).

Die Stadtwerke Bielefeld bestellten mithilfe Fördergeldern des Landes NRW 4 Wasserstoffbusse und die benötigte Tankstelleninfrastruktur. Ohne Fördergelder wäre die Anschaffung nicht rentabel gewesen, jedoch in Bezug auf die Schafstoffbelastung in der Innenstadt nötig gewesen. Die geplante H₂-Tankstelle wird zu 90 Pro-

⁸ Mühlevoller Aufbruch in die Wasserstoffwirtschaft. <https://www.energate-messenger.de/news/206092/muehevoller-aufbruch-in-die-wasserstoffwirtschaft>. (zuletzt aufgerufen am 8.10.2020).

⁹ Energate vom 29.9.2020: Gasausstieg in der Debatte.

¹⁰ Uniper warnt vor perfekter Farblehre bei Wasserstoff. <https://www.energate-messenger.de/news/205102/uniper-warnt-vor-perfekter-farblehre-bei-wasserstoff> (zuletzt aufgerufen am 8.10.2020).

¹¹ Wissenschaftler fordern Dekarbonisierung ohne fossilen Wasserstoff. <https://www.energate-messenger.de/news/205902/wissenschaftler-fordern-dekarbonisierung-ohne-fossilen-wasserstoff> (zuletzt aufgerufen am 8.10.2020).

¹² GET H2 Nukleus. <https://www.get-h2.de/projekt-nukleus/> (Zuletzt aufgerufen am 26.10.2020).

¹³ Fernleitungsnetzbetreiber veröffentlichen Karten für visionäres Wasserstoffnetz (H2-Netz). <https://www.fnb-gas.de/fnb-gas/veroeffentlichungen/pressemittelungen/fernleitungsnetzbetreiber-veroeffentlichen-karte-fuer-visionaeres-wasserstoffnetz-h2-netz/> (Zuletzt aufgerufen am 26.10.2020).

¹⁴ Avacon bereitet Wasserstoff-Beimischung vor. <https://www.energate-messenger.de/news/205240/avacon-bereitet-wasserstoff-beimischung-vor> (Zuletzt aufgerufen am 26.10.2020).

¹⁵ Regulierung von Wasserstoffnetzen. Bestandsaufnahme. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Wasserstoff/Wasserstoffpapier.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (zuletzt aufgerufen am 26.10.2020).

¹⁶ Die Nationale Wasserstoffstrategie der Bundesregierung.



zent gefördert, die Busse zu 60 Prozent. Zur Jahreswende 2021/22 soll der Betrieb starten.^{17, 18}

Auch in Wuppertal besteht großes Interesse an Wasserstoff, seit Sommer dieses Jahres sind dort 10 Brennstoffzellen-Busse in Betrieb. Im nächsten Jahr sollen 10 weitere folgen. Bei der benötigten Energieversorgung gehen die Stadtwerke Wuppertal in Kooperation mit der Abfallwirtschaftsgesellschaft Wuppertal (AWG) einen innovativen Weg der Kreislaufwirtschaft: Der Strom für den Elektrolyseur stammt direkt aus dem Heizkraftwerk der örtlichen Müllverbrennungsanlage. Für das Konzept wurden die Stadtwerke und die AWG mit dem Stadtwerke-Award 2019 ausgezeichnet.^{19, 20}

Die Stadtwerke Esslingen haben einen Weg gefunden, Wasserstoff in die wichtigsten Geschäftsfelder zu integrieren. Sie konzipieren aktuell ein Quartier im Zentrum der Stadt, das hinsichtlich Wärme- und Stromversorgung sowie Verkehr klimaneutral gestaltet werden soll. Dabei spielt Wasserstoff eine Schlüsselrolle. Überschüssiger Strom aus PV-Anlagen soll grünen Wasserstoff produzieren, die entstehende Abwärme soll zum Heizen genutzt werden. Der Wasserstoff kann anschließend in einem BHKW eingesetzt werden. Außerdem soll zum Teil ins Erdgasnetz eingespeist werden. Perspektivisch wird das Quartier um eine H₂-Tankstelle ergänzt. Die Bundesregierung fördert die Hälfte der Investitionskosten des Projekt, die 12 Millionen Euro betragen.²¹

FAZIT

In Deutschland werden weniger als 2 Prozent der gesamten Primärenergie durch Wasserstoff gedeckt, davon wiederum nur 7 Prozent durch das Elektrolyseverfahren.²²

Auch andere Länder sehen großes Potenzial in der Technologie und möchten Marktführer werden. Obwohl Deutschland 20 Prozent²³ der weltweiten Elektrolysekapazität besitzt, ist Japan marktführend und hat bereits 2017 eine Wasserstoffstrategie entwickelt. Auch Südkorea und Australien haben sich vor Deutschland und Europa auf den Wasserstoffkurs begeben, China und Russland bereiten den Einstieg vor.²⁴ Es liegt also daran, durch konkrete und effektive Maßnahmen die Wasserstoffstrategien bald umzusetzen.

Für Stadtwerke und Versorgungsbetriebe bedeutet das vor allen Dingen, das Zukunftsfeld Wasserstoff nicht aus den Augen zu verlieren. Es bieten sich zahlreiche interessante und zukunftsorientierte Möglichkeiten. Sollte man für Projekte in entsprechende Fördertöpfe (siehe Tabelle) greifen können, um so vor allen Dingen die noch zu hohen Investitionskosten für Elektrolyseure in den Griff zu bekommen, können interessante Projekte entstehen. Gerade im öffentlichen Raum – Stichwort öffentlicher Nahverkehr, Busse – besteht erheblicher Druck mit Wasserstoffbussen ein Zeichen für die Verkehrswende zu setzen. In solchen dezentralen Projekten wächst dann mit Energie- und Verkehrswende etwas was zusammen, was auch immer zusammen gedacht gehört.

¹⁷ Bielefeld steigt in die Wasserstoffmobilität ein. <https://www.energate-messenger.de/news/206333/bielefeld-steigt-in-die-wasserstoffmobilitaet-ein> (zuletzt aufgerufen am 26.10.2020).

¹⁸ Bielefeld: Vier H₂-Busse und eine H₂-Tankstelle. <https://www.electrive.net/2020/10/13/bielefeld-vier-h2-busse-und-eine-h2-tankstelle/> (zuletzt aufgerufen am 26.10.2020).

¹⁹ Wuppertal nimmt zehn Brennstoffzellen-Busse in Flotte auf. <https://www.electrive.net/2020/06/22/wuppertal-nimmt-zehn-brennstoffzellen-busse-in-flotte-auf/> (zuletzt aufgerufen am 22.06.2020).

²⁰ WSW und AWG erhalten Stadtwerke-Preis für Wasserstoff-Projekt. <https://www.wsw-online.de/unternehmen/presse-medien/presseinformationen/pressemeldung/meldung/wsw-und-awg-erhalten-stadtwerke-preis-fuer-wasserstoff-projekt/> (zuletzt aufgerufen am 26.10.2020)

²¹ Energieversorgung mit Wasserstoff. <https://www.swe.de/de/Energie-Wasser/Waerme/Energieversorgung-mit-Wasserstoff/> (zuletzt aufgerufen am 26.10.2020).

²² Die Nationale Wasserstoffstrategie der Bundesregierung.

²³ Mühevoller Aufbruch in die Wasserstoffwirtschaft. <https://www.energate-messenger.de/news/206092/muehevoller-aufbruch-in-die-wasserstoffwirtschaft> (zuletzt aufgerufen am 8.10.2020).

²⁴ Weltweiter Wettlauf um Wasserstoff: Deutschland droht den Anschluss zu verlieren. <https://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/klimaneutralitaet-weltweiter-wettlauf-um-wasserstoff-deutschland-droht-den-anchluss-zu-verlieren/26205108.html?ticket=ST-2756096-4Uv4Prla3V-16kizeGwFD-ap6> (zuletzt aufgerufen am 8.10.2020).

KFW-UMWELTPROGRAMM	
Fördergegenstand:	Investitionen in Umweltschutz und Nachhaltigkeit, damit auch: – Anschaffung von Elektro-, Hybrid- und Brennstoffzellenfahrzeugen sowie umweltfreundlichen Schienen- und Wasserfahrzeugen – Errichtung von Ladestationen für Elektrofahrzeuge oder Betankungsanlagen für Wasserstoff
Förderberechtigt:	– Unternehmen der gewerblichen Wirtschaft, die mehrheitlich im Privatbesitz sind und ihren Sitz mehrheitlich in Deutschland haben – Einzelunternehmer und Freiberufler – Unternehmen, die im Rahmen einer Contracting-Vereinbarung Dienstleistungen für einen Dritten erbringen
Förderhöhe:	– Kreditbetrag – Max. 25 Millionen Euro pro Vorhaben (es werden bis zu 100 Prozent der förderfähigen Kosten finanziert) – MwSt kann mitfinanziert werden, sofern keine Vorsteuerabzugsberechtigung vorliegt – Mit Zustimmung des BMU kann Kreditobergrenze überschritten werden – Laufzeiten zwischen 5 und 20 Jahren möglich
BUNDESFÖRDERUNG WASSERSTOFF- UND BRENNSTOFFZELLENTechnologie DES BMVI	
Laufzeit des Förderprogramms:	2016 – 2026 (Phase 2)
Fördergegenstand:	– Entwicklung, Marktvorbereitung und Beschaffung von Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie für den Einsatz im Verkehr – insb. in PKW, Bussen, Nutzfahrzeugen, Schienenfahrzeugen und als Bordstromversorgung für Schiffe und Flugzeuge – Maßnahmen zur Wasserstoffproduktion aus EE – Integration von Wasserstoff in das Kraftstoffportfolio
Förderhöhe:	Insgesamt 23,5 Millionen Euro – Projektförderung als nicht rückzahlbarer Zuschuss in Form einer Teilfinanzierung – Zuschuss von bis zu 50 Prozent bei industrieller Forschung und bis zu 25 Prozent bei experimenteller Entwicklung
ENERGIEFORSCHUNGSPROGRAMM – FORSCHUNG UND ENTWICKLUNG IM GRUNDLAGENBEREICH	
Fördergegenstand:	Bezuschussung Projekte im Bereich Forschung & Innovation von Hochschulen, Forschungseinrichtungen, Unternehmen, Öffentliche Einrichtungen, Kommunen, Verbände/Vereinigungen, sofern diese zum Gelingen der Energiewende beitragen – Förderung u. a. in den Bereichen: – Forschung zur Transformation im Sektor Wärme – Forschung für eine klimaschonende Mobilität – Großskalige Produktion von Wasserstoff aus EE – Branchen- und sektorspezifische Fördervorhaben zum Strukturwandel in der Industrie
Förderhöhe:	Insgesamt 300 Millionen Euro bis 2023 – Höhe der Förderung beträgt – für Unternehmen der gewerblichen Wirtschaft – je nach Anwendungsnähe des Vorhabens – bis zu 50 Prozent der förderfähigen Kosten – für Hochschulen und außeruniversitäre Forschungseinrichtungen bis zu 100 Prozent der zuwendungsfähigen Ausgaben – KMU können einen Bonus erhalten
ENERGIEFORSCHUNGSPROGRAMM – ANGEWANDTE NICHTNUKLEARE FORSCHUNGSFÖRDERUNG	
Fördergegenstand:	– Förderung von Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsvorhaben von öffentlichen Einrichtungen, Kommunen, Hochschulen, Forschungseinrichtungen und Unternehmen in Form von Zuschüssen – Es werden u. a. folgende Projekte gefördert: – Energieerzeugung durch Brennstoffzellen – Systemintegration von Sektorenkopplung und Wasserstofftechnologien – Reallabore der Energiewende – Speichertechnologien
Förderhöhe:	– Höhe der Zuschüsse beträgt: – für Unternehmen der gewerblichen Wirtschaft – je nach Anwendungsnähe des Vorhabens – bis zu 50 Prozent der förderfähigen Kosten – für Hochschulen und außeruniversitäre Forschungseinrichtungen bis zu 100 Prozent der zuwendungsfähigen Ausgaben – KMU können unter bestimmten Voraussetzungen einen Bonus erhalten
Antragstellung:	Antragsverfahren besteht aus Projektskizze und anschließendem Förderantrag
Gemeinsame Technologieinitiative für Brennstoffzellen und Wasserstoff – Unternehmen FCH2	
Förderprogramm:	– Initiative ist öffentlich-private Partnerschaft zwischen der EU, den teilnehmenden Mitgliedsstaaten, Unternehmen der gewerblichen Wirtschaft und Forschungseinrichtungen in den teilnehmenden Staaten – Ziel: Aufbau einer starken, nachhaltigen und weltweit wettbewerbsfähigen Brennstoffzellen- und Wasserstoffbranche in der EU durch Steigerung der Effizienz bei der Finanzierung von Projekten
Fördergegenstand:	– Senkung der Produktionskosten – Erhöhung des elektrischen Wirkungsgrads und der Lebensdauer von Brennstoffzellen – Steigerung der Energieeffizienz – Erbringung eines Nachweises, dass Wasserstoff bei der Integration der EE großflächig genutzt werden kann – Verringerung des Einsatzes von „kritischen Rohstoffen“
Förderhöhe:	– Offene und wettbewerbsorientierte Vorschläge zu F&E-Tätigkeiten können eingereicht werden – Projekte werden unabhängig bewertet und ausgewählte Projekte in Form von Zuschüssen finanziert – Höhe wird in einzelnen Bekanntmachungen konkretisiert

Kontakt für weitere Informationen



Kai Imolauer
Diplom-Wirtschaftsingenieur (FH)
T +49 911 9193 3606
E kai.imolauer@roedl.com



Maria Ueltzen
Europäische Diplom-
Verwaltungsmanagerin (FH)
T +49 911 9193 3614
E maria.uelzten@roedl.com

→ Telekommunikation

Graue-Flecken-Förderung

Fördermittelinstrument für den flächendeckenden Glasfaserausbau

von Benedikt Rohlmann

Das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) und die EU-Kommission haben sich darauf geeinigt, dass zukünftig eine angehobene Aufgreifschwelle von 100 Mbit/s (statt bisher 30 Mbit/s) bei der Breitbandförderung gelten soll. Damit kann der Bund auch die sog. grauen Flecken im Rahmen der Breitbandförderung berücksichtigen.

Um eine flächendeckende Versorgung mit schnellem Internet in Deutschland voranzutreiben, wurde bereits 2015 das „Bundesförderprogramm für den Breitbandausbau“ ins Leben gerufen. Ziel war es, bis zum Jahr 2018 eine flächendeckende Versorgung mit Internetanschlüssen, die Internetgeschwindigkeiten von mindestens 50 Mbit/s vorweisen, zu erreichen. Obschon dieses Ziel bis heute noch nicht ganz erreicht ist, rief die Bundesregierung 2018 bereits ein neues Ziel aus: flächendeckender Ausbau mit Gigabit-Netzen bis 2025; Internetgeschwindigkeiten von 1 Gbit/s waren nun die neue Zielmarke. Gleichzeitig erfolgte 2018 ein „Relaunch“ des Förderprogramms: Die Fördersummen wurden erhöht und das Verfahren wurde vereinfacht. Keine Veränderung erfolgte hingegen in Bezug auf die förderfähigen Gebiete. Wie zu Beginn des Breitbandförderungsprogramms beschränkte sich die Förderung allein auf sog. „weiße Flecken“. Dies sind Gebiete, die keine Versorgung mit Internetgeschwindigkeiten von 30 Mbit/s aufweisen. Förderfähig sind in Zukunft solche Gebiete, in denen zwar Internetgeschwindigkeiten von über 30 Mbit/s, aber noch unter 1 Gbit/s bestehen, sie waren bislang nicht förderungsfähig.

Ende 2022 soll die Aufgreifschwelle dann (automatisch) gänzlich entfallen. Bereits ab Herbst 2020 sollen die neuen Regelungen im Zuge der Neufassung der NGA-Rahmenregelung gelten.

Die geplanten Anpassungen der Breitbandförderung werden zur Folge haben, dass sich die Anzahl der förderungsfähigen Gebiete vervielfachen wird. Demnach sind alle Adressen förderfähig, die bislang mit Bandbreiten von weniger als 100 Mbit/s im Download versorgt werden und bei denen in den nächsten 3 Jahren keine konkreten Absichten zum privatwirtschaftlichen Ausbau bestehen. Dem Entwurf zur Rahmenregelung zum Aufbau von Gigabitnetzen in grauen Flecken vom 22.5.2019 ist zu entnehmen, dass diesbezüglich weiterhin ein Markterkundungsverfahren erforderlich ist. Ab Ende 2022 dürfen dann sämtliche Adressen gefördert werden, die bislang nicht mit reiner Glasfaser oder HFC versorgt werden und bei denen in den nächsten 3 Jahren kein privatwirtschaftlicher Ausbau geplant ist. Etwaige von der Privatwirtschaft angekündigte Ausbauprojekte werden voraussichtlich außerdem einer Plausibilitätsprüfung zu unterziehen sein, um „Blockademeldungen“ zu unterbinden.

Viele Städte und Gemeinden, die – mangels weißer Flecken – zwischenzeitlich nicht mehr von der Breitbandförderung profitieren konnten, dürften zukünftig als potenzielle Förderempfänger in Betracht kommen. Denn während zwar laut Bericht des BMVI zur Breitbandverfügbarkeit in Deutschland (Stand Ende 2019) mittlerweile bereits 93,6 Prozent der Haushalte in ganz Deutschland mit Internetgeschwindigkeiten von über 30 Mbit/s ausgestattet sind, beträgt der Anteil der Gigabit-Haushalte gerade einmal 43,2 Prozent.

Aus diesen Zahlen wird ersichtlich, dass viele Städte und Kommunen im bedeutsamen Ausmaß von Bundes- und Landesfördermitteln profitieren können. Städtische Regionen, bei denen nur wenige unterversorgte weiße Flecken identifiziert werden konnten, erlangen nun erstmalig für weitreichende Gebiete den Status „förderfähig“.

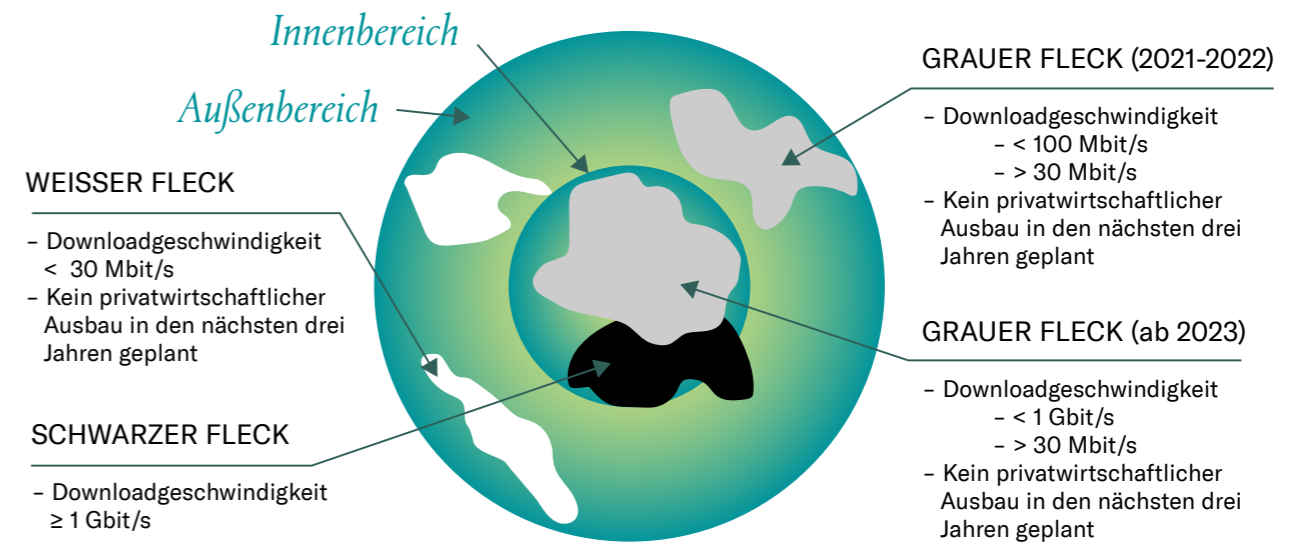


Abbildung 1 – Definition weißer, grauer und schwarzer Flecken

Aber auch in ländlichen Regionen bietet die Graue-Flecken-Förderung zusätzliche Potenziale zum flächendeckenden Breitbandausbau. In diesen Kommunen und Landkreisen ist oftmals ein sog. Flickenteppich zu beobachten, wobei der Kernbereich mit VDSL oder Vectoring erschlossen wurde und die Außengebiete aufgrund der weißen Flecken gefördert mit Glasfaser ausgebaut wurden. Durch den Ausbau mit VDSL oder Vectoring lagen im Innenstadtbereich somit Downloadgeschwindigkeiten zwischen 50 und 100 Mbit/s vor, die eine Förderung in der Vergangenheit ausgeschlossen haben. Durch die Neufassung der Rahmenregelung ist hier somit zukünftig die Tür zum geförderten, flächendeckenden Glasfaserausbau geöffnet.

In Abbildung 1 werden die Unterschiede zwischen den einzelnen Flecken im Förderregime noch einmal visualisiert.

Dem Entwurf der Neufassung der Rahmenregelung ist zu entnehmen, dass die bisherigen Förderbedingungen zu den weißen Flecken auch weitestgehend für die Förderung der grauen Flecken gelten sollen.

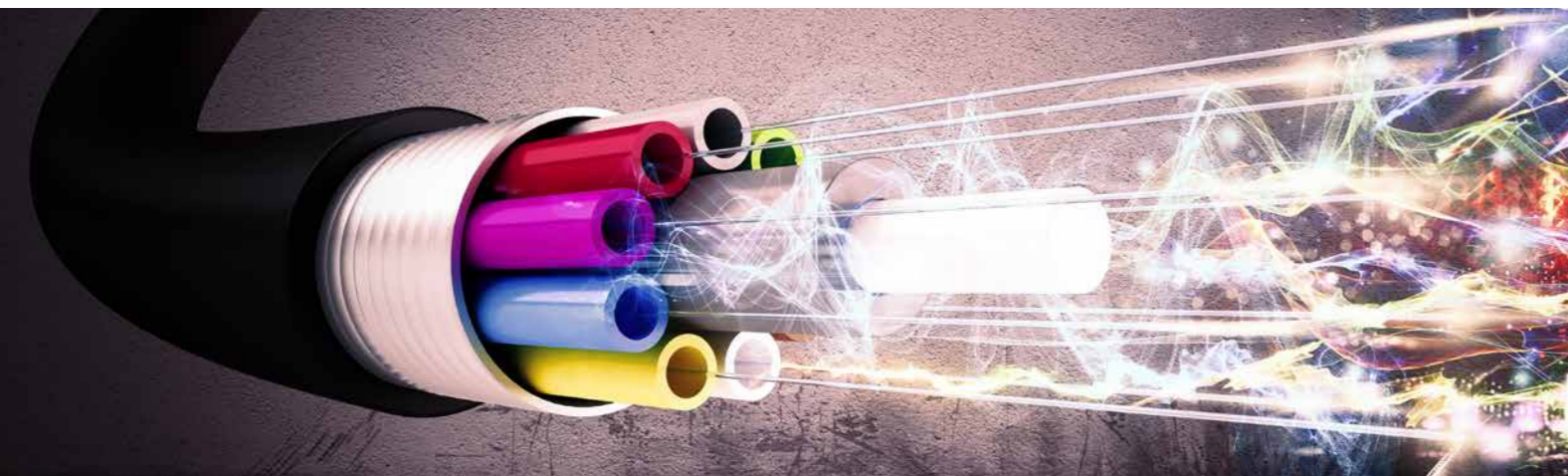
Demnach ist weiterhin ein Markterkundungsverfahren erforderlich, bei dem das potenzielle Fördergebiet abgegrenzt wird. Im Rahmen des Markterkundungsverfahrens können Telekommunikationsunternehmen ihre bereits versorgten Adressen mit den jeweiligen Bandbreiten melden sowie eine verbindliche Ausbauplanung zukünftig

zu erschließender Adressen einreichen. Diese Adressen werden dann vom geförderten Breitbandausbau ausgeschlossen und dem eigenwirtschaftlichen Ausbau vorbehalten.

Des Weiteren ist davon auszugehen, dass die Umsetzung im Rahmen des Wirtschaftlichkeitslückenmodells oder im Betreibermodell beibehalten wird. Bei der Umsetzung im Wirtschaftlichkeitslückenmodell beauftragt der Zuwendungsempfänger (Kommune, Landkreis) ein Telekommunikationsunternehmen mit dem Bau und Betrieb eines eigenen Netzes, wofür eine Zuwendung in Höhe der Deckungslücke gewährt wird. Beim Betreibermodell errichtet die Gebietskörperschaft ein passives Glasfasernetz und verpachtet dieses anschließend an ein Telekommunikationsunternehmen.

Die Vergabe der Planung, des Baus und des Betriebs der geförderten Glasfaserinfrastruktur wird zukünftig voraussichtlich weiterhin als EU-weite Ausschreibung bei Überschreiten der einschlägigen Wertgrenzen erfolgen müssen.

In Bezug auf die Förderquote ist ebenfalls nicht von einer Umstellung auszugehen. So liegt die Förderquote des Bundes bei 50 Prozent der kalkulierten Deckungslücke. Die Länder werden sich ggf. erneut im Rahmen einer Kofinanzierung mit bis zu 40 Prozent, an der Deckungslücke beteiligen.



Der Höchstbetrag liegt derzeit für die Bundesmittel bei 30 Millionen Euro je Förderbescheid. Durch die gezielte Beantragung einzelner Förderbescheide für unterschiedliche Ausbacluster kann die absolute Förderhöchstgrenze insbesondere bei landkreisweiten Projekten umgangen werden.

Eine wesentliche Änderung zur Förderung der weißen Flecken ist neben der Anhebung der Aufgreifschwelle jedoch die sog. Investitionsschutzklausel. Es handelt sich hierbei um einen Investitionsschutz für Gebiete, in denen in den letzten 3 Jahren ein NGA-Netz eigenwirtschaftlich oder gefördert in Betrieb genommen wurde. Der Investitionsschutz gilt nicht für solche NGA-Netze, die lediglich zur Erhöhung der Leistungsfähigkeit ausgebaut wurden (bspw. Nachrüstung von VDSL-Gebieten mit Vectoring). Der Investitionsschutz gilt 3 Jahre ab der Inbetriebnahme, höchstens jedoch bis zum 31.12.2022. Spätestens 2023 dürften letztendlich alle noch nicht mit Gigabit-Anschlüssen versorgten Adressen förderfähig sein.

Gebietskörperschaften stehen nun vor der Herausforderung, wie mit den neuen Rahmenbedingungen umzugehen ist. Vor diesem Hintergrund gilt es eine individuelle Breitbandstrategie zu entwickeln. Im Rahmen dessen sollte evaluiert werden, ob der Förderantrag vor Ende 2022 gestellt wird oder ob der entsprechende Förderantrag in Bezug auf die Aufgreifschwelle erst ab 2023 eingereicht wird. Des Weiteren ist die Frage bzgl. des zu beantragenden Umsetzungsmodells zu klären. Soll im Rahmen des Förderantrags das Wirtschaftlichkeitslücken- oder das Betreibermodell beantragt werden? Ebenfalls sollte eine Strategie hinsichtlich der Anzahl an Förderanträgen erstellt werden. Hierbei ist zu klären, ob es sinnvoll ist, die Förderanträge zu splitten. Dies geschieht vor dem Hintergrund der Anhebung der Aufgreifschwelle ab dem Jahr 2023. Ebenfalls könnte auch eine Markterkundung für das gesamte Gebiet erfolgen. Abschließend ist vor dem Hintergrund eines etwaigen Eigenanteils an der Deckungslücke herauszuarbeiten, ob ein flächendeckend geförderter Ausbau erfolgen soll oder einzelne graue Flecken gezielt ausgebaut werden sollen (Cherry-Picking).

Auch Versorgungsunternehmen sollten sich frühzeitig mit der Thematik befassen. So können Stadtwerke, die bislang nur in geringem Bezug zur Telekommunikation stehen, die Chance nutzen und den Einstieg in ein neues Geschäftsfeld wagen.

Durch die erfolgreiche Teilnahme an einer Ausschreibung im Wirtschaftlichkeitslückenmodell bietet sich die Chance, in den Besitz einer umfangreichen und zukunftssträchtigen Infrastruktur zu kommen. Da das Auswahlkriterium mit der höchsten Gewichtung jedoch meist die Höhe der Deckungslücke ist, kann es für Versorgungsunternehmen ohne nennenswerte Erfahrungen im TK-Bereich eine große Herausforderung darstellen, ein attraktives, wirtschaftliches Angebot gegenüber den etablierten TK-Unternehmen einzureichen. In diesen Fällen bietet sich die Umsetzung im Rahmen des Betreibermodells an, bei der das kommunale Unternehmen unter Zuhilfenahme von Kooperationspartnern im Rahmen eines Pachtmodells den Netzbetrieb und den Endkundenvertrieb durchführt.

Bei bestehenden kommunalen Telekommunikationsunternehmen könnte eine Niederlage bzw. eine Nicht-Teilnahme an Ausschreibungen im Rahmen der Förderung der grauen Flecken zu einem Verlust der Infrastrukturherrschaft in ihrem Hoheitsgebiet führen. Dies führt im Umkehrschluss zu mehr Wettbewerb im eigenen Gebiet, der immense Auswirkungen auf das Bestandsgeschäft haben kann. Vor diesem Hintergrund sollten Telekommunikationsunternehmen wettbewerbsfähige Angebote im Rahmen der bevorstehenden Ausschreibungen erarbeiten und sich diesbezüglich möglichst frühzeitig und vorausschauend aufstellen.

Die Förderung der grauen Flecken, an deren Ende der Ausbau zukunftsfähiger Glasfasernetze einen erheblichen Schritt vorangegangen sein dürfte, stellt den bisher größten Schritt bei der Neugestaltung der Telekommunikationsinfrastruktur in Deutschland dar. Dabei gilt es, die Zeit bis zum Inkrafttreten der neuen Förderrichtlinie optimal zu nutzen, um nicht später von den Entwicklungen des Marktes getrieben zu werden.

Gerne stehen wir all unseren Mandanten mit Rat und Unterstützung bei den kommenden Umbrüchen zur Seite.

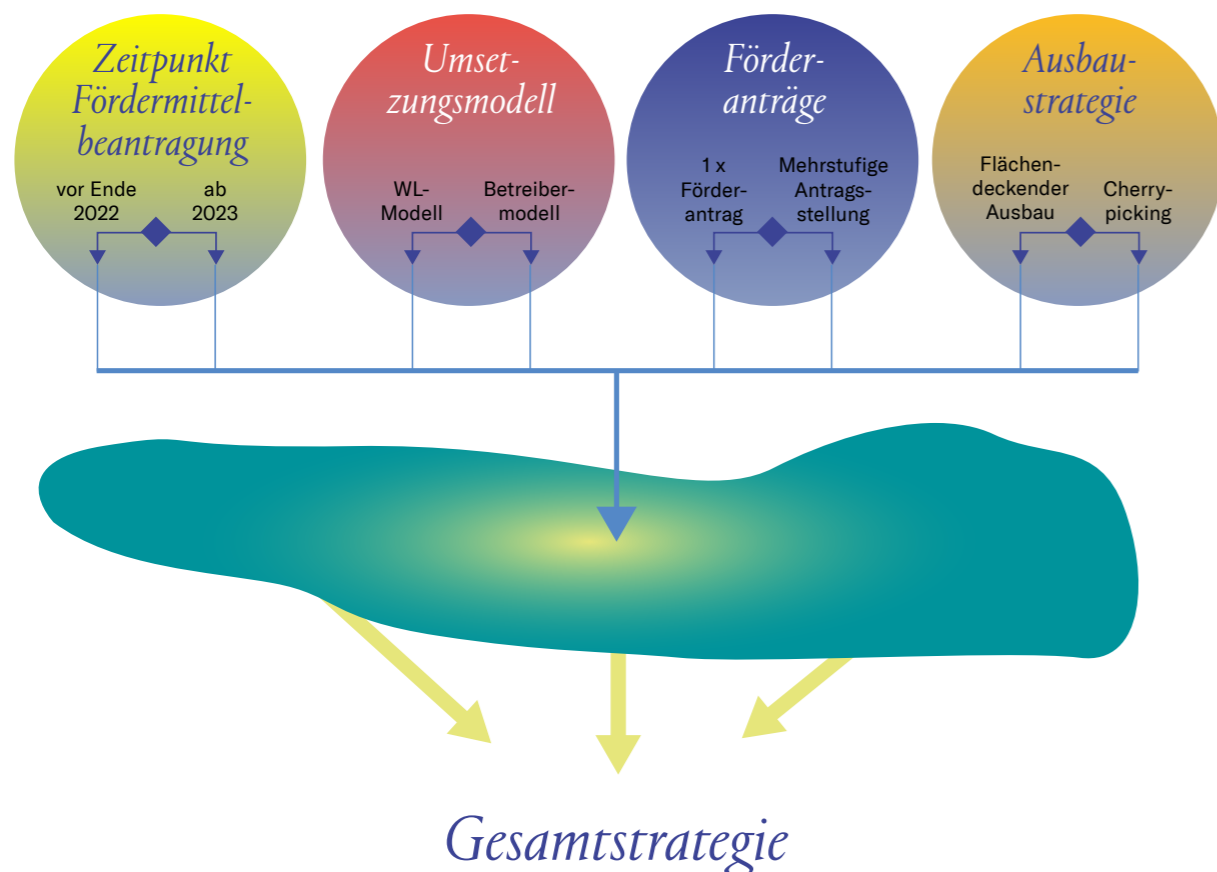


Abbildung 2 - Entwicklung Gesamtstrategie

Kontakt für weitere Informationen



Benedikt Rohlmann
M.Sc. Nachhaltige Energieversorgung
T +49 221 949 909 223
E benedikt.rohlmann@roedl.com

Mehr News über aktuelle Entwicklungen zum Thema Telekommunikation erhalten Sie in unserem

**KOMPASS
TELEKOMMUNIKATION**

Jetzt kostenlos abonnieren unter

<https://www.roedl.de/medien/publikationen/newsletter/kompass-telekommunikation/>



→ Wärme

Das novellierte KWKG schafft wirtschaftliche Basis für Erneuerbare Wärme

von Benjamin Richter

Das KWKG wurde im Rahmen des Kohleausstiegsgesetzes novelliert (www.roedl.de/themen/kursbuch-stadtwerke/september-2020/kohleausstiegsgesetz-kwk-gesetz-2020-chancen-fuer-die-fernwaerme). Ein wichtiger Schwerpunkt war dabei die Steigerung der Attraktivität Erneuerbarer Wärmequellen. Aus wirtschaftlicher Sicht wurde dieses Ziel durchaus erreicht. Wir zeigen anhand von Beispielprojekten, welcher finanzielle Anreiz besteht und diskutieren die Möglichkeiten für die Versorgungswirtschaft. Die neu gestalteten Vergütungssätze schaffen die Grundlage für Neuinvestitionen in die Erzeugung im Millionenbereich.

Die Bundesregierung hat im Rahmen des Kohleausstiegsgesetzes auch das KWKG umfassend novelliert. Dabei wurde eine Vielzahl von Regelungen und Verbesserungen zur Steigerung der Attraktivität der KWKG beschlossen. Im Rahmen dieses Artikels wird der Fokus allerdings nur auf ein Ziel, nämlich die Steigerung der Wärmemenge aus Erneuerbaren Energien in den Wärmenetzen in Deutschland, gelegt. Bislang wurden nur Wärmenetzsysteme mit innovativen KWKG-Systemen mit einer elektrischen Leistung zwischen 1 und 10 MW_{el} gefördert. Dies wurde nun mit einem neuen Bonus für Erneuerbare Wärme ergänzt.

Für die Errichtung eines iKWKG-Systems in neuen oder bestehenden Wärmeversorgungskonzepten konnten bislang im Rahmen der iKWKG-Ausschreibung Vergütungssätze von bis zu 12 ct/kWh_{el} erzielt werden (Mittelwert der letzten Ausschreibung im Juni 2020: 10,3 ct/kWh_{el}). Voraussetzung hierfür ist neben der KWKG-Anlage (1 MW_{el} - 10 MW_{el}) ein „innovativer Wärmeerzeuger“ sowie ein elektrischer Wärmeerzeuger (Elektrokessel, Power-2-Heat). Letzterer muss dabei 30 Prozent der Wärmeleistung der KWKG-Anla-

ge aufweisen und der innovative Wärmeerzeuger über 30 Prozent der Referenzwärme des KWKG-Systems beitragen.

Durch den neuen iKWKG-Bonus nach §7a KWKG können nun alle KWKG-Anlagen über 1 MW_{el} in den Genuss einer zusätzlichen Förderung für Wärme aus Erneuerbaren Energien kommen. So können nun auch Anlagen über 10 MW_{el} durch die Einbindung von „innovativer Wärme“ profitieren. In Abhängigkeit dessen Anteils ergeben sich ergänzend zum KWKG-Zuschlagssatz und dem vermarkteten Strom die folgenden Zuschläge:

Anteil innovativer erneuerbarer Wärme an der Referenzwärme [%]	Erhöhung des KWKG-Zuschlags [ct/kWh]
5	0,4
10	0,8
15	1,2
20	1,8
25	2,3
30	3,0
35	3,8
40	4,7
45	5,7
50	7,0

Tabelle 1: Bonus für innovative erneuerbare Wärme gem. § 7a Abs. 1 KWKG 2020

Es kann dabei entweder der innovative Wärmebonus gem. § 7 a Abs. 1 KWKG oder eine Förderung über die KWKAusV a betrachtet werden. Es gilt dabei individuell zu untersuchen, welche Voraussetzungen erfüllt werden und welche konkrete Kombination der Fördermöglichkeiten zu den höchstmöglichen KWKG-Erlösen führt.

	Förderung nach KWKAusV § 8 b KWKG 2020	Förderung nach KWKG § 7 a KWKG 2020
Gesetzesgrundlage	KWKAusV	KWKG
Zulässige Anlagengröße	1 - 10 MW _{el}	>1 MW _{el}
Anteil innovativer erneuerbarer Wärme an der Referenzwärme	> 30 Prozent	> 5 (Gestaffelter Fördersatz nach Anteil innovativer erneuerbarer Wärme an Referenzwärme)
Maximal geförderte Std	45.000 Vbh	30.000 Vbh
Jährlich geförderte Std	3.500 Vbh	2021 und 2022: 5000 Vbh 2023 und 2024: 4000 Vbh Ab 2025: 35000 Vbh
Förderungssatz	Wird in Ausschreibung bestimmt Ausschreibung	Abhängig von der elektrischen Leistung sowie nach Anteil innovativer erneuerbarer Wärme an Referenzwärme
Elektr. Wärmeerzeuger	> 30 Prozent installierten thermischen KWKG-Leistung	Unklar. Wird in § 2 Satz 9 a nicht erwähnt

Tabelle 2: Übersicht Unterschiede der Förderansätze im novellierten KWKG.

Als zusätzliche Wärmequellen zur Dekarbonisierung der Wärmeversorgung kommen vor allem folgende Technologien in Frage, die aus ökonomischer Sicht grundsätzlich unterschiedlich zu bewerten sind:

- Tiefengeothermie
- Effiziente Wärmepumpe mit einer JAZ > 1,25, die natürliche Wärmequellen nutzt. Dazu gehören:
 - Umweltwärme
 - Oberflächennahe Geothermie
 - Wärme als Gewässern
 - Wärme aus gereinigtem Abwasser
- Solarthermie

Für die Integration dieser Energiequellen existieren bereits heute eine Vielzahl von Förderprogrammen, die sich zum Teil mit dem neuen KWKG kombinieren lassen. Der Gesetzgeber drängt jedoch zu Eile. Bei den Investitionszuschüssen für den Ausbau von Wärmenetzen muss die Inbetriebnahme beispielsweise vor Ende des Jahres 2022 erfolgen, zumindest wenn der KWKG- bzw. EE-Anteil unter 75 Prozent liegt. Weiterhin entwickelt die Bundesregierung aktuell ein neues Förderprogramm „Bundesförderung Effiziente Wärmenetze“, welches nach Veröffentlichung und vor Vorhabensbeginn ebenfalls auf ergänzende Fördermöglichkeiten geprüft werden sollte.

Aus wirtschaftlicher Sicht stellt sich zunächst die Frage, wie hoch der Betrag sein kann, den der Versorger für die Integration Erneuerbarer Energien zur Erreichung der zusätzlichen aufbringen sollte. Um dies zu analysieren, bietet sich aus wirtschaftlicher Sicht die Methode der dynamischen Investitionsrechnung an. Hier werden die planbaren zusätzlichen Einnahmen in Relation zu den jeweils anzusetzenden Zeitpunkten der Auszahlung bewertet. Entscheidend ist dabei der sog. „Abzinsungsfaktor“. Nachfolgend sind die Ergebnisse der zusätzlichen Strom- und Wärmevergütung bei einer Abzinsung von 5 Prozent für drei Beispielberechnungen dargestellt. Dabei wurde für die 2 und 10 MW_{el} Anlage eine iKWKG Förderung nach KWKAusV und für die 50 MW_{el} der innovative Wärmebonus angesetzt bei einem Anteil innovativer erneuerbarer Wärme von 30 Prozent der Referenzwärmemenge (siehe Abbildung 1).

Mehrertrag durch iKWKG-Zuschläge im Vergleich zur reinen KWKG-geförderten Anlagen

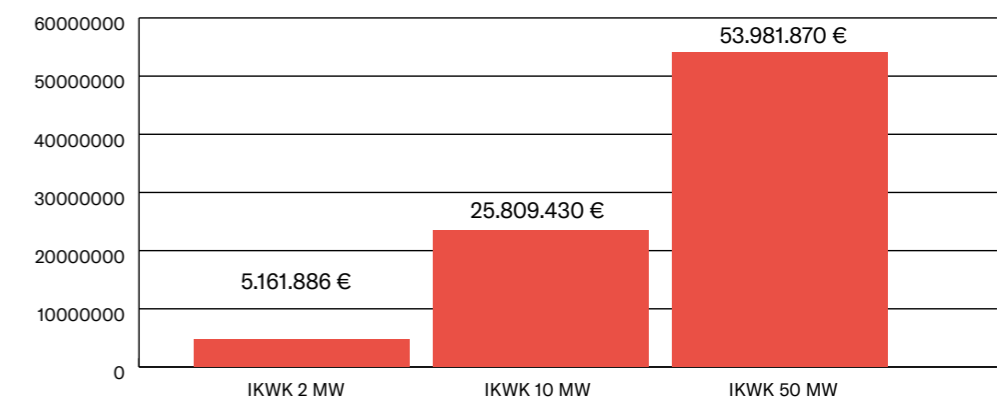
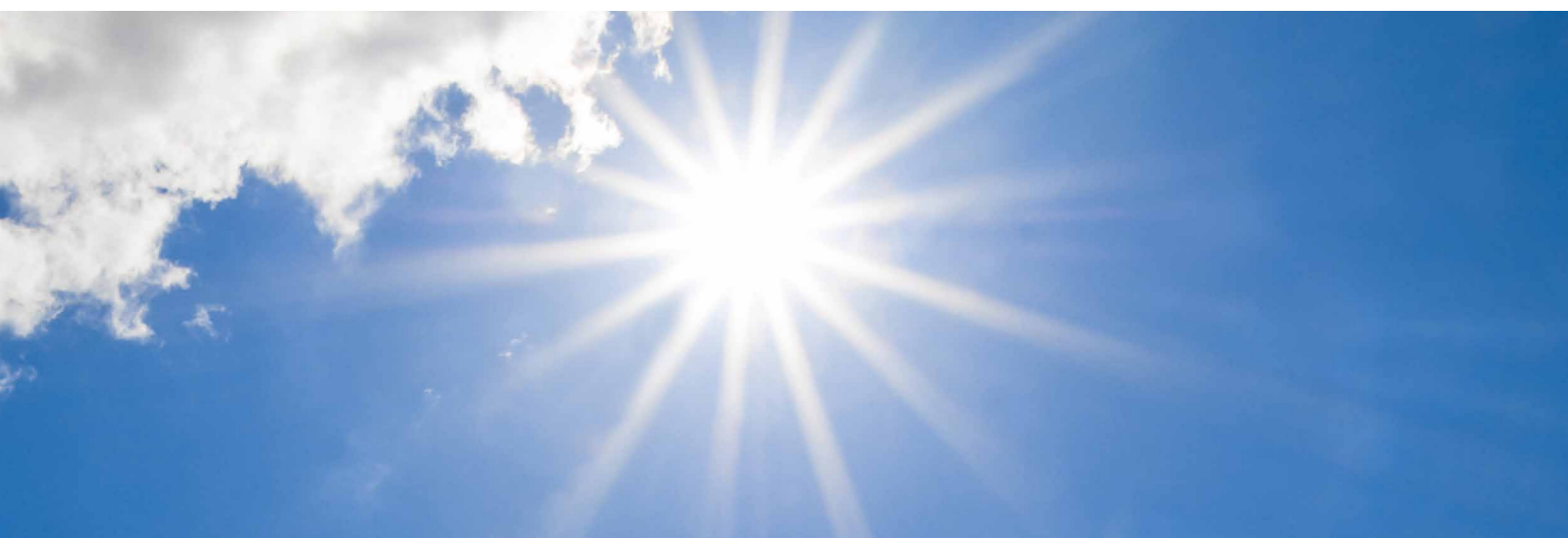


Abbildung 1: Barwert der zusätzlichen Einnahmen bei Beispielprojekten mit 2 MW_{el}, 10 MW_{el} und 50 MW_{el} KWKG-Leistung über eine Betrachtungsdauer von 13 Jahren



Von diesem Einnahmevermögen müssen neben der Investition auch je nach angedachtem Energieträger die laufenden Kosten und ggf. etwaige Rückbaukosten finanziert werden, um die geplante Verzinsung zu erreichen. Für Energieträger mit niedrigen laufenden Kosten, wie Tiefengeothermie, Abwärme und Solarthermie, können daher grundsätzlich höhere Beträge zu Beginn investiert werden, als für Energieträger, bei denen zusätzlich laufender Energiebezug bezahlt werden muss.

Letztlich entscheidend für die Höhe der zusätzlichen Vergütung ist die Menge an Energie, die in das Wärmenetz zusätzlich eingebunden werden kann. Für die drei oben genannten Beispiele wurden folgende Energiemengen angesetzt:

Leistung BHKW	Wärmeabgabe p. a. gesamt	Wärme aus BHKW	Wärme aus EE
2 MW _{el}	12,6 GWh	10 GWh	2,6 GWh
10 MW _{el}	63 GWh	50 GWh	13 GWh
50 MW _{el}	315 GWh	250 GWh	65 GWh

Tabelle 3: Angesetzte jährliche Energiemengen der Beispielprojekte

Die für die Förderung zugelassenen innovativen Energieträger stellen die Wärmeenergie mit unterschiedlicher Verfügbarkeit über das Jahr („Volllaststunden“) zur Verfügung. Aus vergleichbaren Konzepten kann die notwendige Energiemenge im 2-MW-Beispiel mit einer grundlastfähigen Leistung von 300 kW_{th} ausreichen würde. Bei der Auswahl des entsprechenden technischen Konzeptes, zum Beispiel im Rahmen eines entsprechenden Wärmekonzeptes, sollten alle Energieträger analysiert werden – auch eine Kombination ist denkbar. Bei einigen Energieträgern muss auch die Einbindung von Saisonspeichern aus den zusätzlichen Einnahmen refinanziert werden. Auch an dieser Stelle möchten wir auf die aktuell vergleichsweise hohen Investitionszuschüsse hinweisen.

	Grundlast	Laufende Kosten	Komplexität
Tiefengeothermie	++	++	-
Wärmepumpe	++	-	+
Solarthermie	-	+/-	+/-

Tabelle 4: Einordnung der Erneuerbaren Energieträger für die Nutzung als innovative erneuerbare Wärme

Die Energiewirtschaft ist jetzt aufgerufen, die im Rahmen des Kohleausstiegsgesetzes vorgegebenen Anreizsysteme zu analysieren, die jeweils optimale Konstellation festzulegen, die Rahmenbedingungen zeitnah zu fixieren und die entsprechende Lösung umzusetzen. Bei der grundlegenden Analyse sollte allerdings zunächst ergebnisoffen vorgegangen werden - keiner der bereitstehenden Energieträger sollte im Vorhinein ausgeschlossen werden. Besonders die grundlastfähige Technologie der Tiefengeothermie oder auch Erdwärme aus tiefen Erdwärmesonden (ggf. in Kombination mit Wärmepumpen) kann auf Basis obiger Prämissen und vor dem Hintergrund der hohen Förderungen aus dem KWKG auch in Gebieten außerhalb der aktuell besonders geeigneten Gebieten die wirtschaftliche Machbarkeit erreichen.

Kontakt für weitere Informationen



Benjamin Richter
Diplom-Betriebswirt (FH)
T +49 89 928 780 350
E benjamin.richter@roedl.com

→ Rödl & Partner intern

Veranstaltungshinweise

THEMA	Der Jahresabschluss für Energieversorgungsunternehmen
TERMIN / ORT	2.12.2020 / Webinar

THEMA	EEG 2021 – Das Novellierungskarussell dreht weiter
TERMIN / ORT	7.12.2020 / Webinar

THEMA	Strukturwandel – Herausforderungen und Chancen der Quartiersentwicklung
TERMIN / ORT	8.12.2020 / Webinar

Alle Informationen zu unseren Seminaren finden Sie direkt im Internet unter: www.roedl.de/seminare.

Kontakt für weitere Informationen



Maximilian Broschell
Diplom-Politologe,
Datenschutzbeauftragter DSB-TÜV,
Manager Kommunikation/Marketing
T +49 911 9193 3501
E maximilian.broschell@roedl.com

Rödl & Partner

Impressum

Verantwortlich für redaktionelle Inhalte gemäß § 55 Abs. 2 RStV:

Prof. Dr. Christian Rödl
Äußere Sulzbacher Straße 100
90491 Nürnberg

Rödl GmbH Rechtsanwaltsgesellschaft Steuerberatungsgesellschaft
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft
Äußere Sulzbacher Straße 100
90491 Nürnberg
Deutschland / Germany

Tel: +49 911 9193 0
Fax: +49 911 9193 1900
E-Mail: info@roedl.de
www.roedl.de

einzelvertretungsberechtigter Geschäftsführer:
Prof. Dr. Christian Rödl, LL.M., RA, StB

Urheberrecht:

Alle Rechte vorbehalten. Jegliche Vervielfältigung oder Weiterverbreitung in jedem Medium als Ganzes oder in Teilen bedarf der schriftlichen Zustimmung der Rödl GmbH Rechtsanwaltsgesellschaft Steuerberatungsgesellschaft Wirtschaftsprüfungsgesellschaft.



PEFC zertifiziert

Dieses Produkt stammt aus nachhaltig bewirtschafteten Wäldern und kontrollierten Quellen.

www.pefc.de