

Autoren: Frank Merten, Mathis Buddeke, Sascha Eckstein, Philipp Schaube und Ansgar Taubitz (Wuppertal Institut); Boris Dresen (Fraunhofer UMSICHT)

Abschlussbericht | März 2017

Ökologische Analysen und Handlungsempfehlungen zur Integration fluktuierender erneuerbarer Energien durch konvergente Nutzung von Strom und Gasnetzen (KonStGas)

Konvergenz Strom- und Gasnetze
(KonStGas)

FKZ 0325576F

*Förderung durch das Bundesministerium
für Wirtschaft und Energie*



Das diesem Bericht zugrunde liegende Forschungsvorhaben wurde unter dem Kennzeichen *0325576F* mit Förderung des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) in 2013 begonnen und für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) in 2016 abgeschlossen. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren und Autorinnen.

Bitte den Bericht folgendermaßen zitieren:

Merten, F.; Buddeke, M.; Dresen, B. et al. 2017: : „Ökologische Analysen und Handlungsempfehlungen zur Integration fluktuierender erneuerbarer Energien durch konvergente Nutzung von Strom und Gasnetzen (KonStGas)“ Abschlussbericht zum Forschungsvorhaben *0325576F*; Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Koautoren: Eckstein, S.; Schaube, P.; Taubitz, A.; Wuppertal, 31.03.2017

Projektlaufzeit: August 2013–September 2016

Projektleitung:

Frank Merten

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH

Döppersberg 19

42103 Wuppertal

frank.merten@wupperinst.org / Tel. +49 202 2492-126

Mit Unterstützung durch Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT:

Dr. rer. nat. Boris Dresen (Bereich Produkte)

Mit Unterstützung durch folgende Mitarbeiter am Wuppertal Institut:

Andrea Esken, Prof. Dr. Manfred Fishedick, Kristof Kamps, Christine Krüger,

Arjuna Nebel, Jan Nigge, Sascha Samadi, Ole Soukup

Verbundpartner:

Siehe Anhang A1

Impressum

Herausgeber

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH

Döppersberg 19

42103 Wuppertal

www.wupperinst.org

Ansprechpartner/-in

Frank Merten

Zukünftige Energie- und Mobilitätsstrukturen

frank.merten@wupperinst.org

Tel. +49 202 2492-126

Fax +49 202 2492-198

Stand

März 2017

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	3
Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen	4
Tabellenverzeichnis	5
Abbildungsverzeichnis	6
1 Hintergrund und Zielsetzungen	7
2 Projektaufbau und Ablauf sowie eigene Arbeiten	9
3 Bestimmung von Rahmenszenarien und von Lastprofilen	10
3.1 Rahmenszenarien	10
3.2 Lastprofile von Wärmepumpen	12
3.2.1 Berechnung der Wärmepumpenanzahlen pro Bundesland	12
3.2.2 Erstellung von Stromlastprofilen für Wärmepumpen	15
3.3 Lastprofile von Elektromobilität	18
3.3.1 Strombedarf E-KFZ	18
3.3.2 Erstellung der Lastprofile	20
3.3.3 Fazit Lastprofile	21
4 Ökologische Einordnung der Modellergebnisse	22
4.1 Genehmigungsrechtliche Anforderungen und Hemmnisse	23
4.2 Standortbewertung aus ökologischer Sicht	28
4.2.1 Integration der Anlagen in das Energiesystem	28
4.2.2 Ökologischer Impact	29
4.3 Flächenbedarf PtG-Anlagen	30
4.4 Eignung der im KonStGas-Projekt identifizierten Netzknoten für die PtG Nutzung	31
4.5 Fazit Ökologische Analysen und Standorteignung	38
5 Handlungsempfehlungen	39
5.1 Metaanalyse zu externen Empfehlungen	39
5.1.1 Empfehlungen aus Studiensicht	39
5.1.2 Empfehlungen aus Stakeholdersicht	41
5.1.3 Feedback zu externen Meta-Empfehlungen	45
5.2 Ableitung von KonStGas-Empfehlungen	53
5.2.1 Empfehlungen für den Stromsektor	54
5.2.2 Empfehlungen für den Gassektor	58
5.2.3 Empfehlungen für Power-to-Gas	61
5.2.4 Empfehlungen für Forschung und Entwicklung	65
6 Zusammenfassung	71
6.1 Ergebnisse	72
6.2 Schlussfolgerungen	75
7 Literaturverzeichnis	77
8 Anhang	81
8.1 A1: Verbundpartner von KonStGas	81
8.2 A2: Literatursammlung für die Studien-Metaanalyse	83
8.3 A3: Folien zu Handlungsempfehlungen vom Abschluss-Workshop am 30.09.016 in Berlin	95

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen

Abkürzungen

BMBF	Bundesministerium für Bildung und Forschung
BMF	Bundesministerium der Finanzen
BMUB	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit
BMVI	Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
FuE	Forschung und Entwicklung
KFZ	Kraftfahrzeug
Max	Maximum
Min	Minimum
NRW	Nordrhein-Westfalen
PKW	Personenkraftwagen
Tab.	Tabelle
THG	Treibhausgas
WI	Wuppertal Institut für Klima Umwelt, Energie GmbH

Einheiten und Symbole

%	Prozent
€	Euro
°C	Grad Celsius
a	annum / Jahr
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CO ₂ -Äq.	Kohlenstoffdioxid-Äquivalente
h	Stunde
H ₂	Wasserstoff
kg	Kilogramm
km	Kilometer
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
Mio.	Million
Mrd.	Milliarde
Nm ³	Normkubikmeter
pkm	Personenkilometer
t	Tonne
Vol.-%	Volumenprozent

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Ausgewählte Zielsetzungen für die Szenariengenerierung -----	11
Tabelle 2:	Stromverbrauch im Jahr 2050 für „neue“ Anwendungen -----	11
Tabelle 3:	Verteilung des Bestandes an Wärmepumpen im Jahr 205 auf die deutschen Bundesländer und resultierender Strombedarf-----	14
Tabelle 4:	Verteilung des Bestandes an Wärmepumpen im Jahr 2005 auf die deutschen Bundesländer und resultierender Strombedarf-----	17
Tabelle 5:	Ergebnisse der Berechnungen des Stromverbrauchs in den deutschen Bundesländern für das Jahr 2050 -----	20
Tabelle 6:	Leistung und Flächenbedarf der PtG-Anlagen an den identifizierten Netzknoten in den Szenarien 80%, 100% (konzentriert) und 100% (verteilt).-----	32
Tabelle 7:	Überblick über die ermittelten externen Handlungsempfehlungen von Stakeholdern-----	43
Tabelle 8:	Beispielhafte Ergebnisse der Befragung bezogen auf die externen Meta-Handlungsempfehlungen -----	47
Tabelle 9:	Steckbrief zur Handlungsempfehlungen S1 -----	54
Tabelle 10:	Steckbrief zur Handlungsempfehlungen S2 -----	55
Tabelle 11:	Steckbrief zur Handlungsempfehlungen S3 -----	56
Tabelle 12:	Steckbrief zur Handlungsempfehlungen S4 -----	57
Tabelle 13:	Steckbrief zur Handlungsempfehlungen G1 -----	58
Tabelle 14:	Steckbrief zur Handlungsempfehlungen G2 -----	59
Tabelle 15:	Steckbrief zur Handlungsempfehlungen G3 -----	60
Tabelle 16:	Steckbrief zur Handlungsempfehlungen P1 -----	61
Tabelle 17:	Steckbrief zur Handlungsempfehlungen P2 -----	62
Tabelle 18:	Steckbrief zur Handlungsempfehlungen P3 -----	63
Tabelle 19:	Steckbrief zur Handlungsempfehlungen P4 -----	64
Tabelle 20:	Steckbrief zur Handlungsempfehlungen F1 -----	65
Tabelle 21:	Steckbrief zur Handlungsempfehlungen F2 -----	66
Tabelle 22:	Steckbrief zur Handlungsempfehlungen F3 -----	67
Tabelle 23:	Steckbrief zur Handlungsempfehlungen F4 -----	68
Tabelle 24:	Steckbrief zur Handlungsempfehlungen F5 -----	69
Tabelle 25:	Steckbrief zur Handlungsempfehlungen F6 -----	70
Tabelle 26:	Übersicht über Verbundpartner, Unterauftragnehmer und assoziierte Partner -----	81

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Vereinfachter Ablaufplan des Gesamtvorhabens und hauptsächliche Zuordnung der eigenen (WI) Arbeiten -----	9
Abbildung 2: Temperaturlastprofil für Elektrowärmepumpen nach RWE WP1 (ohne Unterbrechung)-----	15
Abbildung 3: Summe der länderspezifischen WP-Lastprofile in Deutschland im Jahr 2050-----	16
Abbildung 4: Zeitlich aufgelöste Lastprofile für die unterschiedenen Wochentage.-----	21
Abbildung 5: Darstellung der möglichen Flächeninanspruchnahme am Netzknoten Emden/Borßum für das Szenario 100% EE (konzentriert)-----	35
Abbildung 6: Verteilung der Einwohnerdichte um den Netzknoten Emden /Borßum -----	35
Abbildung 7: Netzknoten Brandenburg West und Flächenbedarf der PtG-Anlage nach Szenario 100% (verteilt)-----	37
Abbildung 8: Netzknoten Siedenbrünzow und Flächenbedarf nach Szenario 100% (konzentriert)-----	37
Abbildung 9: Ablauf der Formulierung von Handlungsempfehlungen -----	39
Abbildung 10: Ablauf der Metaanalyse -----	40
Abbildung 11: Tabellenausschnitt für die Sammlung und Einordnung von Handlungsempfehlungen -----	41

1 Hintergrund und Zielsetzungen

Frank Merten (WI)

Die Bundesregierung verfolgt mit ihrem Energiekonzept (BMWi 2010) das Ziel die Treibhausgasemissionen um mindestens 80% bis 2050 ggü. 1990 zu senken und dafür zeitgleich u. a. den Anteil der erneuerbaren Energien (EE) am Bruttostromverbrauch auf mindestens 80 % zu steigern . Dies setzt u. a. einen starken Ausbau der Stromnetze und von Energiespeichern voraus. Die mögliche großmaßstäbliche Umwandlung von EE-Strom in Wasserstoff mittels Power-to-Gas wird zusammen mit den bestehenden Gasnetzen und –speichern als vorteilhafte und vielversprechende (saisonale) Speicheroption für die Energiewende betrachtet. Viele Studien zeigen die Notwendigkeit, Machbarkeit und Potenziale dieser Option für die Energiewende auf (siehe zum Beispiel: Nitsch et al. 2012; Jentsch et al. 2014b, 2014a; Ueckerdt et al. 2013; Adamek et al. 2012), gehen dabei in der Regel jedoch hauptsächlich von der Stromseite und den dortigen Lösungsoptionen aus. Die konkreten Potenziale und Chancen sowie Anforderungen und Restriktionen, die mit einer differenzierten, räumlich aufgelösten Kopplung der Strom- und Gasnetze verbunden sind, werden bisher zu wenig betrachtet.

Diese Forschungslücke steht im Fokus der Arbeiten in dem **übergeordneten Forschungsprojekt KonStGas¹** (FKZ 0325576). Der **vorliegende Teilbericht** zu ökologischen Analysen und Handlungsempfehlungen im Rahmen einer konvergenten Nutzung von Gas- und Stromnetzen für die Energiewende in Deutschland ist ein Teil davon. Dieses Vorhaben wurde von dem Gasttechnologischen Institut gGmbH (DBI, Freiberg) koordiniert und gemeinsam mit einer Reihe an weiteren Forschungspartnern (siehe Anhang, Kapitel 8.1) durchgeführt. Das **übergeordnete Ziel dieses Gesamtprojekts** ist es, in verschiedenen Szenarien und Varianten zu untersuchen, welche Vorteile sich aus der Kopplung der Strom- und Gasnetzen für die Integration erneuerbarer Energien in Deutschland ergeben².

Dies erfordert eine gemeinsame Analyse der existierenden und in Planung befindlichen Strom- und Gasnetze in zeitlicher und räumlicher Auflösung, um die Vorteile und Potenziale beider Energieformen und Transportsysteme in ihrer tagesabhängigen und saisonalen Dynamik aus Angebot und Nachfrage aufzudecken. Dazu wird im Gesamtprojekt das technisch-ökonomische Potenzial zur Aufnahme, Speicherung und Verteilung von Erneuerbaren Energien durch die Zusammenführung von Strom- und Gasnetzen mittels Modellierung ermittelt. Die Ergebnisse werden aus volkswirtschaftlicher Sicht und mit Fokus auf der Reduzierung der Treibhausgasemissionen bewertet. Auf dieser Basis werden abschließend Handlungsempfehlungen sowie eine Roadmap im Sinne einer konvergenten Nutzung von Strom- und Gasnetzen abgeleitet. Die Ergebnisse des Verbundvorhabens sind in (Fichtner und Nolden 2017) veröffentlicht.

¹ BMWI Verbundprojekt: „Integration fluktuierender erneuerbarer Energien durch konvergente Nutzung von Strom- und Gasnetzen“ (<http://www.dbi-gruppe.de/konstgas.html>)

² Zu Beginn des Gesamtprojektes wurde die Zielsetzung durch insgesamt 11 spezifische Forschungsfragen in den Bereichen „Power-to-Gas im Energiesystem“, „Konkurrenzen bei der EE-Integration“ und „Systemaspekte“ konkretisiert.

Das diesem Teilbericht zugrundeliegende **Teilprojekt „Ökologische Analysen und Handlungsempfehlungen...“** wurde federführend von Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH (WI, Wuppertal) in Zusammenarbeit mit dem assoziierten Partner Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik (UMSICHT, Oberhausen) durchgeführt. Die **Ziele dieses Teilprojekts** sind,

- die Mitwirkung bei der Ableitung von Rahmenszenarien bis zum Jahr 2050 für die übergeordneten, modellgestützten Analysen (konkret die Bestimmung von Stromnachfrage und Lastprofilen von Elektro-PKW und Wärmepumpen als Input für die Modellberechnungen) sowie allgemein bei der Bewertung und Interpretation der Gesamtergebnisse.
- eine ökologische Einordnung und Bewertung der erzielten Ergebnisse, insbesondere im Hinblick auf Power-to-Gas Anlagen und ihre Standorte,
- die Ableitung von Handlungsempfehlungen im Kontext einer konvergenten Nutzung von Strom- und Gasnetzen und von Power-to-Gas sowie auf der Basis der erzielten Ergebnisse, und ferner

2 Projektaufbau und Ablauf sowie eigene Arbeiten

Frank Merten (WI)

Die Arbeiten in diesem Teilprojekt sind unterschiedlich mit den sonstigen Arbeiten im Gesamtprojekt verknüpft. Die Arbeiten zur Bestimmung der Lastprofile (Kapitel 3) gehen direkt als Input für die Modellrechnungen in das TP A „Stromnetzmodell“ ein. Der Hauptteil der Arbeiten trägt jedoch zum Teilprojekt (TP) D „Bewertung“ bei (siehe Abbildung 1). Die genehmigungsrechtlichen sowie ökologischen Standortanalysen (Kapitel 4) und die Ableitung von Handlungsempfehlungen (Kapitel 5) basieren dabei sowohl z.T. unabhängig als auch direkt auf den umfangreichen Modellberechnungen, die in den TP A-C erfolgen.

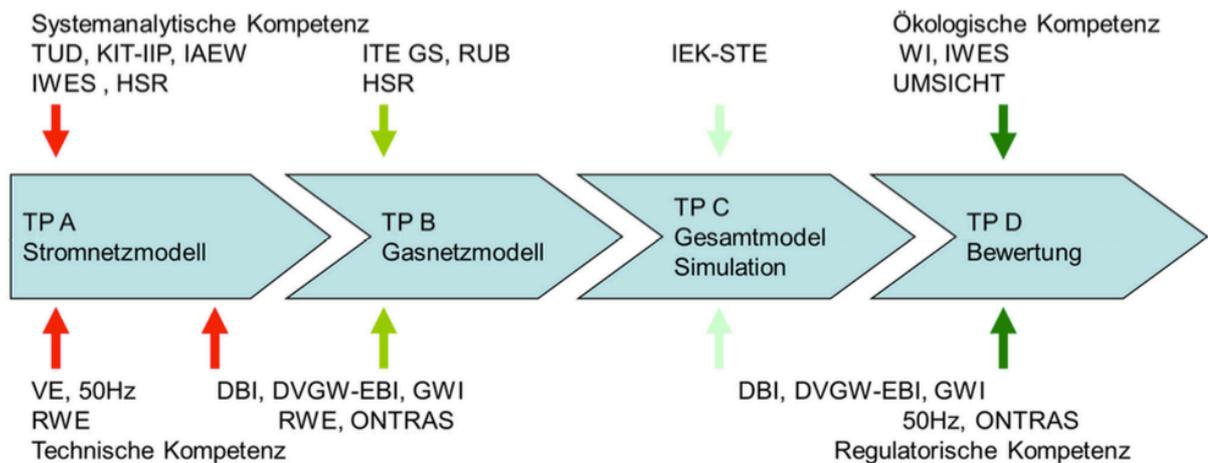


Abbildung 1: Vereinfachter Ablaufplan des Gesamtvorhabens und hauptsächliche Zuordnung der eigenen (WI) Arbeiten

Auf die Arbeiten der anderen Forschungspartner und die Schnittstellen zwischen den anderen TP wird hier nicht weiter eingegangen, sondern auf den Gesamtbericht (Fichtner und Nolden 2017) verwiesen. Dort sind die Arbeiten der Partner und insbesondere die verwendeten Modelle und ihre Kopplungen für die umfangreichen Berechnungen ausführlich beschrieben.

3 Bestimmung von Rahmenszenarien und von Lastprofilen

Sascha Eckstein, Mathis Buddeke, Frank Merten (WI)

Für die zahlreichen und umfangreichen Berechnungen (Modellierungen und Simulationen) im Gesamtvorhaben werden als Erstes von allen Partnern gemeinsam die sogenannten Rahmenszenarien festgelegt. Das Wuppertal Institut war daran hauptsächlich in Form von Reviews beteiligt, weshalb die Rahmenszenarien in Kapitel 3.1 hier zum besseren Verständnis nur nachrichtlich zusammengefasst dargestellt werden. Für mehr Informationen zu den Szenarien wird auf den Gesamtbericht (Fichtner und Nolden 2017) verwiesen.

Der Hauptbeitrag der eigenen Arbeiten bestand darin, im Rahmen des Arbeitspaketes AP 2.2 des Gesamtprojektes bundeslandspezifische Lastprofile (in stündlicher Auflösung) für die zukünftige Anwendung von Wärmepumpen und Elektro-PKW, auf Basis der zuvor berechneten Gesamtstrombedarfe der Bundesländer für das Jahr 2050, als Grundlage für die Modellierung zu erstellen und zu übergeben.

Die Arbeiten basieren für beide Nachfragesektoren auf den Rahmengrößen Einwohnerzahl und Haushaltsgröße. So wurden die Einwohnerzahlen der Jahre 2009 und 2050 für Deutschland und die Bundesländer lt. (Statistisches Bundesamt 2006) und die Haushaltszahlen nach (Statistisches Bundesamt 2011) erhoben. Die Berechnung des Strombedarfs sowie die Aufteilung auf die Bundesländer wird in Kapitel 3.2 und 3.3 beschrieben.

3.1 Rahmenszenarien

Frank Merten (WI)

Die Rahmenszenarien inkl. Annahmen und Basisdaten wurden federführend vom Forschungspartner FZJ-IEK/STE erstellt und mit den anderen Partnern inkl. Wuppertal Institut abgestimmt. Da sie keine direkte Grundlage für die eigenen Arbeiten darstellen, werden sie hier im Folgenden nur nachrichtlich dargestellt, um den Hintergrund besser verstehen und beurteilen zu können. Für genauere Informationen wird auf die Kapitel 3 bis 5 im Gesamtbericht (Fichtner und Nolden 2017) verwiesen.

Als Ausgangspunkt für die KonStGas-Szenarien diente das Energiekonzept der Bundesregierung aus dem Jahr 2010 (BMWi 2010) unter Berücksichtigung der im Jahr 2013 im Rahmen der Koalitionsvereinbarungen getroffenen Vereinbarungen. Eine Auswahl der wichtigsten Zielsetzungen und gesetzten Annahmen ist in Tabelle 1 zusammengefasst.

Tabelle 1: Ausgewählte Zielsetzungen für die Szenariengenerierung

	2014	2020	2030	2040	2050
Treibhausgasemissionen (geg. 1990)	-27 %	-40 %	-55 %	-70 %	-80 bis -95 %
Reduktion des Primärenergieverbrauchs (geg. 2008)	-8,7 %	—————→			50 %
Bruttostromverbrauch (geg. 2008)	-4,6 %	-10 %	—————→		-25 %
Anteil Erneuerbarer am Bruttostromverbrauch	27,4 %	35 %	50 %	65 %	80 %
Anteil Erneuerbarer am Bruttoendenergieverbrauch	13,5 %	18 %	30 %	45 %	60 %
Primärenergiebedarf Gebäude	-14,8 %	—————→			-80 %
Anzahl der Elektrofahrzeuge		1 Mio.	6 Mio.		12 Mio.

Quelle: Darstellung von IEK-STE 2016 nach (BMW i 2015)

Eine wesentliche Eingangsgröße im KonStGas-Projekt ist der Anteil der erneuerbaren Energien am nationalen Bruttostromverbrauch. In Anlehnung an den o. g. Zielen der Bundesregierung für das Jahr 2050 wird zunächst ein eigenes sogenanntes 80%-EE-Szenario festgelegt (Fichtner und Nolden 2017 Kap. 4). Dieses Szenario gibt es in zwei Varianten: a) ohne Power-to-Gas und b) mit Power-to-Gas, um den Einfluss von Power-to-Gas auf das deutsche Energiesystem und die Erreichung der Zielsetzungen beurteilen zu können. Im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse wurde darüber hinaus auch ein weiteres eigenes Szenario (100%-EE-Szenario) mit einem Anteil von 100 % erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung entwickelt und analysiert (Fichtner und Nolden 2017 Kap. 5).³

Die mögliche künftige Stromnachfrage von Elektro-PKW und Wärmepumpen im Jahr 2050 wurde vom Wuppertal Institut auf Basis einer Metaanalyse abgeleitet und als Input für die Szenarioanalysen eingebracht bzw. übernommen (siehe Tabelle 2).

Tabelle 2: Stromverbrauch im Jahr 2050 für „neue“ Anwendungen

„Neue“ Verbraucher	Verbrauch im Jahr 2050
Elektromobilität	39,9 TWh
Wärmepumpe	14,4 TWh
Klimatisierung	10,0 TWh
<i>Summe</i>	<i>64,3 TWh</i>

Quelle: Wuppertal Institut, Fraunhofer IWES (IEK-STE 2016); aus (Fichtner und Nolden 2017)

³ Für das 100 %-Sensitivitätsszenario wurde keine Gesamtsystembetrachtung durchgeführt, die alle Sektoren umfasst. Demzufolge wurden auch keine neuen Strom- und Gasnachfragen berechnet. Als Grund ist anzuführen, dass bei einer derart stringenten Vorgabe (Stromsektor mit fast Nullemissionen) auch restriktivere Strategien für die anderen Sektoren hätten vorgegeben werden müssen, die weit über das Energiekonzept hinausreichen. Dies war aber nicht Gegenstand des Auftrages.

3.2 Lastprofile von Wärmepumpen

Sascha Eckstein, Mathis Buddeke (WI)

Im Folgenden werden das Vorgehen und die Ergebnisse zur Bestimmung künftigen Lastprofilen für Wärmepumpen dargestellt, die dann als Input für die Berechnungen im Gesamtprojekt dienen.

3.2.1 Berechnung der Wärmepumpenanzahlen pro Bundesland

Aus der Literatur sind die Werte für den Anlagenbestand (Bundesverband Wärmepumpen (BWP) e.V. 2013)⁴ sowie der jährliche Strombedarf der Wärmepumpen im Jahr 2050 (Nitsch et al. 2012) bekannt. Die Branchenprognose des Bundesverbandes für Wärmepumpe e.V. gibt zum Feldbestand auch einen Strombedarf an, allerdings nur bis zum Jahr 2030. Eine Verknüpfung der Bestandszahlen mit dem Strombedarf über 2030 hinaus erscheint nicht sinnvoll, da sich die Verbrauchswerte in Abhängigkeit des Gebäudebestandes und der Anlageneffizienz verändern. Zu diesen Einflussgrößen wird in der Branchenprognose keine Aussage getroffen. Aus der Leitstudie können Angaben für den Strombedarf absolut (über alle Anlagen) entnommen und über die selbst berechnete Bestandsprognose bis zum Jahr 2050 spezifisch [GWh/WP]⁵ berechnet werden.

Die Verteilung des Wärmepumpenbestandes auf die Bundesländer erfolgte auf Basis der Haushalte (HH) und der bundeslandspezifischen Haushaltsdichte. Über die Anzahl der Einwohner je Bundesland und die Werte für die Haushaltsgrößen (Einwohner je Haushalt je Bundesland) wurden die Haushalte je Bundesland ermittelt.

Es ist anzunehmen, dass bei höherer Bebauungsdichte (hier Haushaltsdichte) das nutzbare Potential für die Wärmepumpentechnologie sinkt. Das ergibt sich zum einen aus der notwendigen Fläche für Horizontalkollektoren bzw. für die Brunnenbohrungen die in urbanen Gebieten nur begrenzt möglich sind, als auch durch die Häufung von Mehrfamilienhäusern, die nur bedingt durch Wärmepumpen versorgt werden können. Es wurde für jedes Bundesland das Verhältnis der Haushaltsdichte des Bundeslandes zur durchschnittlichen Haushaltsdichte in Deutschland gebildet.

$$X_{\text{Verhältnis;HH/km}^2\text{BL}} = \frac{N_{\text{HH/km}^2\text{BL}}}{N_{\text{HH/km}^2\text{DE}}}$$

Die Flächenstaaten weisen dabei ein durchschnittliches Verhältnis von 0,9 auf, wohingegen die Stadtstaaten im Mittel ein Verhältnis von 13,8 aufweisen. Die neuen Bundesländer weisen durchweg eine niedrigere Haushaltsdichte verglichen mit dem deutschen Durchschnitt auf. Sachsen liegt dabei mit -13% Abweichung am oberen Ende. Die übrigen Länder der ehemaligen DDR weichen durchschnittlich um -65% vom Mittel ab. Durch eine Verrechnung des Verhältnisfaktors X mit dem Verhältnis der bundesländerspezifischen Haushaltsdichte $N_{\text{HH/km}^2\text{BL}}$ zum deutschen Mittelwert

⁴ Der Bundesverband Wärmepumpe e.V. (BWP) gibt eine Branchenprognose bis 2030 an. Für die Entwicklung bis 2050 wurde hier eine lineare Fortschreibung der Prognose vorgenommen.

⁵ Aus dem Datenanhang der Leitstudie 2011 (LS 2011-1) wurde der spezifische Strombedarf einer Wärmepumpe genutzt, um den Strombedarf der Bundesländer für Wärmepumpenanwendungen zu berechnen.

$N_{\text{HH}/\text{km}^2\text{DE}}$ ergibt sich der flächengewichtete Wärmepumpenanteil A der Bundesländer in Prozent.

$$A_{\text{WP};\text{Flächengew.BL}} = \frac{\left(\frac{N_{\text{HH};\text{BL}}}{\bar{X}_{\text{Verhältnis;HH}/\text{km}^2\text{BL}}} \right)}{N_{\text{HH};\text{DE}}}$$

Multipliziert mit dem Wärmepumpenbestand im Jahr 2050 erhält man die Absolutwerte des, nach Haushaltsdichte gewichteten Gerätebestandes in den Bundesländern. Eine höhere Haushaltsdichte führt also zu einer geringeren Anzahl von Wärmepumpen. An dieser Stelle ist zu bemerken, dass dies ein linearer Korrekturfaktor ist, der nicht alle Einflussgrößen wie den Gebäudebestand oder die demographischen Strukturen in den Bundesländern berücksichtigt.

Diese Berechnungsmethode berücksichtigt den Umstand, dass das Nutzungspotential für Wärmepumpen bei steigender Bebauungsdichte tendenziell abnimmt. Hier wird der hohen Bevölkerungs- /Bebauungsdichte der Stadtstaaten Rechnung getragen. Dies erscheint sinnvoll, da zu erwarten ist, dass in Ballungszentren die Nah- und Fernwärmeinfrastruktur verstärkt ausgebaut werden wird, so dass hier zwei gegenläufige Strömungen Einfluss nehmen. Zum einen, die beschriebene Einschränkung des Potenzials durch die Gebäudeinfrastruktur und die Flächennutzungskonkurrenz zum anderen die Konkurrenz zur Paralleltechnologie der Nah- bzw. Fernwärme.

Die Ergebnisse der berechneten Verteilung sind Tabelle 3 zu entnehmen.

Tabelle 3: Verteilung des Bestandes an Wärmepumpen im Jahr 205 auf die deutschen Bundesländer und resultierender Strombedarf

	Einwohner (1000)	Haushalte (1000)	HH/Fläche (HH/km ²)	Haushaltsdichte-gewichteter Anteil der WP (%)	Wärmepumpenbestand (nach gew. Länderanteil)	Strombedarf Wärmepumpe (GWh)
Deutschland 2050	73.550	37.900	118	100%	5.596.440	40.556
Baden-Württemberg	10.173	5.698	159	10,0%	560.186	4.059
Bayern	12.110	6.772	96	19,8%	1.105.447	8.011
Berlin	3.338	2.157	2.419	0,2%	13.972	101
Brandenburg	1.920	1.088	37	8,3%	462.008	3.348
Bremen	651	402	958	0,1%	6.569	48
Hamburg	1.893	1.160	1.536	0,2%	11.835	86
Hessen	5.573	3.152	149	5,9%	330.848	2.398
Mecklenburg-Vorpommern	1.243	708	31	6,5%	363.685	2.636
Niedersachsen	7.045	4.104	86	13,3%	746.057	5.406
Nordrhein-Westfalen	16.079	9.265	272	9,6%	534.463	3.873
Rheinland-Pfalz	3.713	2.088	105	5,6%	311.093	2.254
Saarland	803	472	184	0,7%	40.249	292
Sachsen	3.295	1.895	103	5,2%	288.622	2.092
Sachsen-Anhalt	1.597	922	45	5,7%	320.440	2.322
Schleswig-Holstein	2.551	1.490	94	4,4%	247.563	1.794
Thüringen	1.566	887	55	4,5%	253.405	1.836

Quelle: Eigene Berechnungen

3.2.2 Erstellung von Stromlastprofilen für Wärmepumpen

Die stundenscharfen Lastprofile wurden auf Basis des Temperaturlastprofils (TLP) WP2 (RWE) (*Elektrowärmepumpen RWE - Westnetz- Berechnungstabelle für Bilanzierungsgebiet 11YR00000003039P* o. J.) Elektrowärmepumpen für die Klimazone Rhein-Ruhr, westliches Rheinland, Siegerland und Ahr-Nahe-Mosel erstellt. Hier wird basierend auf der oben beschriebenen Untersuchung der Spreizung der Jahresmitteltemperatur mit einem einheitlichen TLP gearbeitet und nicht zwischen verschiedenen Standorten unterschieden. Das TLP gibt für jede Tagesmitteltemperatur zwischen $\leq -12^{\circ}\text{C}$ und $\geq 18^{\circ}\text{C}$ 24 Stundenwerte aus. Diese ergeben ein, von der Tagesmitteltemperatur und der Uhrzeit abhängiges normiertes Lastprofil, welches in Abbildung 2 dargestellt ist. Multipliziert mit den Strombedarfswerten für die Bundesländer und unter Berücksichtigung der entsprechenden meteorologischen Informationen (Temperaturzeitreihen) werden die Lastprofile entnormiert und in stundenscharfe Lastkurven überführt (vgl. Abbildung 3).

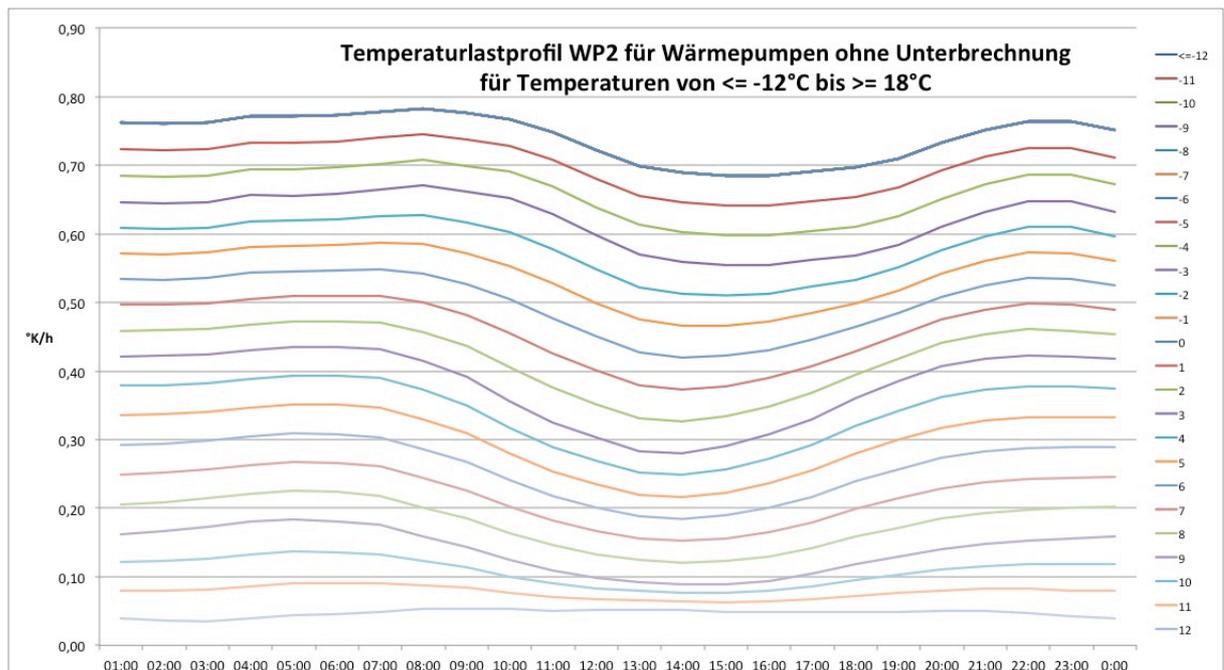


Abbildung 2: Temperaturlastprofil für Elektrowärmepumpen nach RWE WP1 (ohne Unterbrechung)

Quelle: Eigene Berechnungen und Darstellung nach (Elektrowärmepumpen RWE - Westnetz- Berechnungstabelle für Bilanzierungsgebiet 11YR00000003039P o. J.)

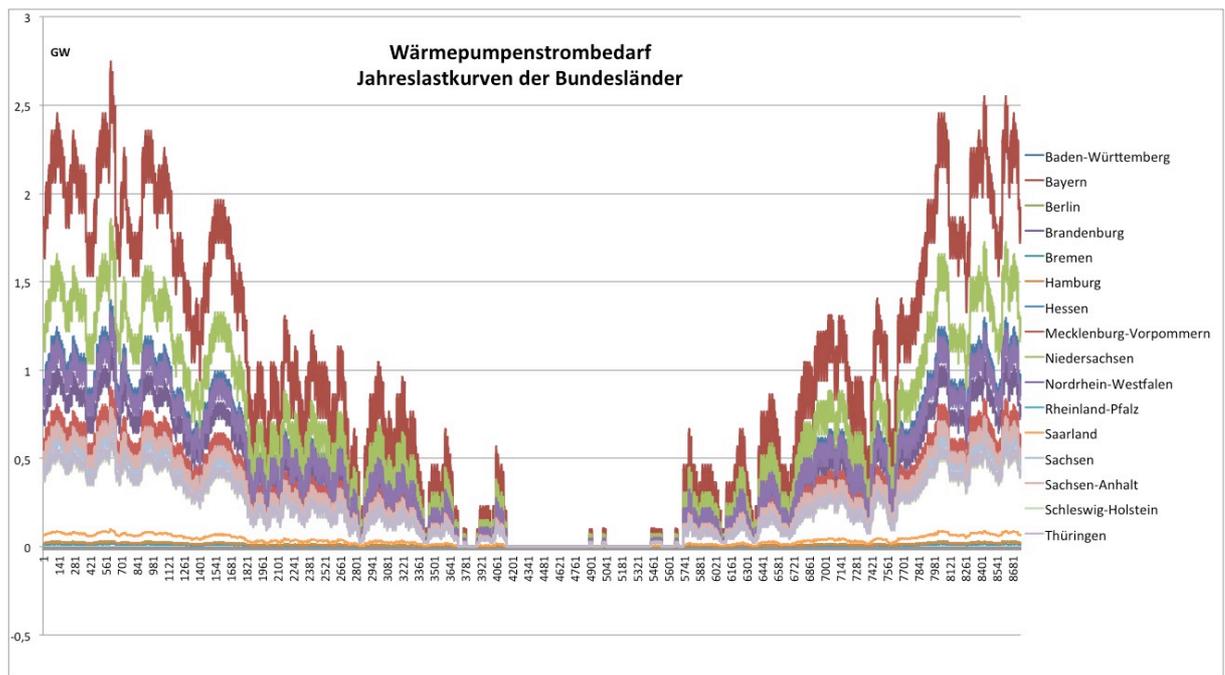


Abbildung 3: Summe der länderspezifischen WP-Lastprofile in Deutschland im Jahr 2050

Quelle: Eigene Berechnungen und Darstellung

Tabelle 4: Verteilung des Bestandes an Wärmepumpen im Jahr 2050 auf die deutschen Bundesländer und resultierender Strombedarf

	Einwohner (1000)	Haushalte (1000)	HH/Fläche (HH/km ²)	Haushaltsdichte-gewichteter Anteil der WP (%)	Wärmepumpenbestand (nach gew. Länderanteil)	Strombedarf Wärmepumpe (GW/h)
Deutschland 2050	73.550	37.900	118	100%	5.596.440	40.556
Baden-Württemberg	10.173	5.698	159	10,0%	560.186	4.059
Bayern	12.110	6.772	96	19,8%	1.105.447	8.011
Berlin	3.338	2.157	2.419	0,2%	13.972	101
Brandenburg	1.920	1.088	37	8,3%	462.008	3.348
Bremen	651	402	958	0,1%	6.569	48
Hamburg	1.893	1.160	1.536	0,2%	11.835	86
Hessen	5.573	3.152	149	5,9%	330.848	2.398
Mecklenburg-Vorpommern	1.243	708	31	6,5%	363.685	2.636
Niedersachsen	7.045	4.104	86	13,3%	746.057	5.406
Nordrhein-Westfalen	16.079	9.265	272	9,6%	534.463	3.873
Rheinland-Pfalz	3.713	2.088	105	5,6%	311.093	2.254
Saarland	803	472	184	0,7%	40.249	292
Sachsen	3.295	1.895	103	5,2%	288.622	2.092
Sachsen-Anhalt	1.597	922	45	5,7%	320.440	2.322
Schleswig-Holstein	2.551	1.490	94	4,4%	247.563	1.794
Thüringen	1.566	887	55	4,5%	253.405	1.836

Quelle: Eigene Berechnung

3.3 Lastprofile von Elektromobilität

Sascha Eckstein, Mathis Buddeke (WI)

Der Strombedarf der E-Mobilität setzt sich zusammen aus den jeweiligen Verbräuchen für Batterieelektrische Fahrzeuge (BEV)⁶ und Plug-in Hybridfahrzeuge (PHEV)⁷ und basiert auf den Werten zum Fahrzeugbestand und der Verkehrsleistung gemäß (Nitsch et al. 2012). Die nachstehenden Formeln sind beispielhaft für BEV dargestellt, besitzen allerdings ebenso für die Berechnung der PHEV ihre Gültigkeit.

Maßgebliche Einflussfaktoren für die Berechnung der bundeslandspezifischen Strombedarfe der e-Mobilität sind die Haushalte (gemäß Statistisches Bundesamt 2011), der PKW-Bestand (gemäß Kraftfahrtbundesamt 2014), die fahrzeugspezifische Kilometerleistung (berechnet aus den Daten von (Berechnungstool: „Mobilität in Tabellen“ aus dem Projekt „Mobilität in Deutschland“ 2008, Kraftfahrtbundesamt 2014) sowie der spezifische Energiebedarf pro Kilometer.

3.3.1 Strombedarf E-KFZ

Die Berechnung des Strombedarfs basiert auf der Verkehrsleistung und dem Fahrzeugbestand⁸.

$$E_{\text{BEV};2050;\text{BL}} = N_{\text{BEV};2050;\text{BL}} * FL_{\text{BEV};\frac{\text{km}}{\text{a}};2050} * \frac{FL_{\frac{\text{km}}{\text{a}};\text{PKW};2009;\text{BL};\text{Lit.}}}{FL_{\frac{\text{km}}{\text{a}};\text{PKW};2009;\text{DE};\text{Lit.}}} * E_{\text{BEV};\frac{\text{MJ}}{\text{km}};2050}$$

Die in obiger Formel benannten Elemente wurden wie folgt berechnet:

Spezifischer Strombedarf von der E-KFZ [MJ/km]:

$$E_{\text{BEV};\frac{\text{MJ}}{\text{km}};2050} = E_{\text{BEV};\frac{\text{MJ}}{\text{km}};2009} * 0,7 * \frac{B_{\text{Pers}}}{\text{PKW}}$$

Der spezifische Strombedarf BEV (2009) wurde mit einem Effizienzsteigerungsfaktor von 0,7 (PHEV: 0,76) im Bezug auf das Jahr 2050 multipliziert. Der zweite Multiplikator in der obigen Formel, das Verhältnis aus Verkehrsleistung und Fahrleistung wird wie folgt berechnet.

Besetzungsgrad [Pers./PKW]:

$$\frac{B_{\text{Pers}}}{\text{PKW}} = \frac{VL_{\frac{\text{Pkm}}{\text{a}};\text{PKW};2009;\text{DE};\text{Lit.}}}{FL_{\frac{\text{km}}{\text{a}};\text{PKW};2009;\text{DE};\text{Lit.}}}$$

Fahrzeugbestand⁹:

$$N_{\text{PKW};2050;\text{BL}} = \frac{N_{\text{PKW};2009;\text{BL}} * M_{\text{HH};2050;\text{BL}}}{M_{\text{HH};2009;\text{BL}} * \left(\frac{N_{\text{PKW}}}{\text{HH}};2050;\text{DE} \right) / \left(\frac{N_{\text{PKW}}}{\text{HH}};2009;\text{DE} \right)}$$

⁶ Batteriefahrzeuge (Battery Electric Vehicle – BEV)

⁷ Plug-in Hybridfahrzeugen (Plug-in Hybrid Electric Vehicle – PHEV)

⁸ E: Strombedarf; B: Besetzungsgrad in Pers/PKW; FL: Fahrleistung in km/a

⁹ M: Haushalte (HH); N: PKW Bestand; DE: Deutschland; BL: Bundesland

Es erfolgte eine Aufteilung des Fahrzeugbestandes auf Basis der Literatur (Nitsch et al. 2012 S. Szenario A) auf BEV und PHEV (hier exemplarisch für BEV):

$$N_{\text{BEV};2050;\text{BL}} = N_{\text{BEV};2050;\text{DE};\text{Lit.}} * \frac{N_{\text{PKW};2050;\text{BL}}}{N_{\text{PKW};2050;\text{DE}}}$$

Verkehrsleistung:

Ausweisung der Verkehrsleistung [Pkm/a] basierend auf Literaturwerten zur gesamtdeutschen Verkehrsleistung¹⁰:

$$VL_{\text{BEV};2050;\text{BL}} = VL_{\text{BEV};2050;\text{DE};\text{Lit.}} * \frac{FL_{\frac{\text{km}}{\text{a}};\text{PKW};2009;\text{BL}}}{FL_{\frac{\text{km}}{\text{a}};\text{PKW};2009;\text{DE}}}$$

Fahrleistung:

Die Fahrleistung [km/PKW] bezieht sich auf die Fahrzeuge und die fahrzeugspezifischen Jahreskilometer (ungeachtet des Besetzungsgrades B).

$$FL_{\text{BEV};\frac{\text{km}}{\text{a}};2050} = \frac{VL_{\frac{\text{Pkm}}{\text{a}};\text{BEV};2050;\text{DE};\text{Lit.}}}{\left(N_{\text{BEV};2050;\text{DE};\text{Lit.}} * B_{\frac{\text{Pers}}{\text{PKW}}} \right)}$$

Die in die Berechnungen einfließenden, Werte wie Einwohnerzahlen, Haushalte, Fahrzeugbestand etc. basieren auf den Angaben aus der Literatur (*Berechnungstool: „Mobilität in Tabellen“ aus dem Projekt „Mobilität in Deutschland“ 2008, Kraftfahrtbundesamt 2014; Statistisches Bundesamt 2006*).

Der resultierende Stromverbrauch in den einzelnen Bundesländern ist in Tabelle 5 dargestellt.

¹⁰ VL: Verkehrsleistung in Pkm/a; FL: Fahrleistung in km/a; Lit.: Literaturwert

Tabelle 5: Ergebnisse der Berechnungen des Stromverbrauchs in den deutschen Bundesländern für das Jahr 2050

Parameter	Strombedarf E-PKW gesamt (kWh/a) via Fahrleistung und Bestand in den BL	Fahrleistung (%-Anteil der BL)	Fahrzeugbestand 2050 (eigene Berechnungen)
Jahr	2050	2009	2050
Deutschland	39,9E+9	100%	42.037.097
Baden-Württemberg	5,5E+9	12,7%	6.230.384
Bayern	7,0E+9	16,5%	7.320.570
Berlin	955,8E+6	2,3%	1.138.702
Brandenburg	1,1E+9	3,2%	1.093.135
Bremen	228,2E+6	0,5%	279.500
Hamburg	689,1E+6	1,5%	812.615
Hessen	3,4E+9	8,3%	3.349.442
Mecklenburg-Vorpommern	624,1E+6	2,0%	639.434
Niedersachsen	4,4E+9	10,9%	4.196.564
Nordrhein-Westfalen	8,7E+9	21,4%	9.185.977
Rheinland-Pfalz	2,3E+9	5,5%	2.343.801
Saarland	518,7E+6	1,4%	544.190
Sachsen	1,5E+9	4,5%	1.692.180
Sachsen-Anhalt	802,8E+6	2,8%	871.331
Schleswig-Holstein	1,4E+9	3,6%	1.471.770
Thüringen	807,5E+6	2,7%	867.502

Quelle: Eigene Berechnungen

3.3.2 Erstellung der Lastprofile

Die Lastprofile der E-KFZ wurden mit einer Berechnungsroutine erstellt, die am Wuppertal Institut entwickelt wurde. Details zur Berechnung sind der Quelle (Nast et al. 2011) zu entnehmen. Dieser Berechnungsroutine liegen einige Annahmen zu Technologieparametern zu Grunde, die für die Erstellung der vorliegenden Daten angewandt wurden. Diese Parameter sind im Folgenden aufgeführt:

- Wirkungsgrad (Li-Ionen): 95%
- Selbstentladung (Li-Ionen): 1%/M (0,0014 %/h)
- Mindestanteil der gleichzeitig verfügbaren E-KFZ am Netz: 20%
- Maximaler gleichzeitiger Anteil der E-KFZ am Netz: 80%
- Tagesfahrleistung Wochentag: 102,8 km

- Tagesfahrleistung Wochenende: 77,1 km
- Stromverbrauch: 13,4 kWh/100km
- Lastprofil identisch für Wochentage: Montag bis Donnerstag
- Lastprofil separat für Wochentage: Freitag, Samstag, Sonntag

Die bundeslandspezifischen Einflussfaktoren für die Erstellung eines Lastprofils für eine KFZ-Flotte sind zum einen der Gesamtstrombedarf und zum anderen die Anzahl der Fahrzeuge. Aus diesen Angaben wird das Lastprofil wochentagspezifisch und uhrzeitabhängig erstellt. Die Wochentage werden in der Charakteristik wie folgt zusammengefasst: Montag-Donnerstag, Freitag, Samstag und Sonntag. In Abbildung 4 sind die tagesspezifischen Lastprofile für den Betriebsmodus „ungeregeltes Laden“ dargestellt.

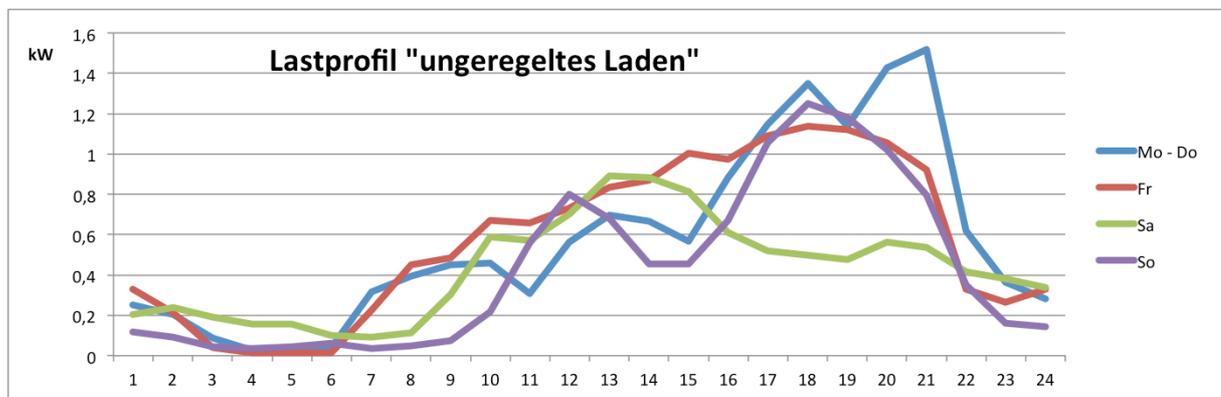


Abbildung 4: Zeitlich aufgelöste Lastprofile für die unterschiedenen Wochentage.

Quelle: (Nast et al. 2011)

3.3.3 Fazit Lastprofile

Lastganglinien für einzelne Verbrauchertypen werden, sofern überhaupt, nur punktuell erfasst. Zudem stellen die hier adressierten Technologien Anwendungen dar, welche heute noch nicht flächendeckend genutzt werden. Will man die zeitlich aufgelöste Nachfrage aus Wärmepumpen und E-KFZ als Eingangsdaten für die Energiesystemmodellierung nutzen, bleibt aktuell lediglich der Weg über synthetische Lastprofile, wie er vorangehend beschrieben wurde. Mit dem gewählten Vorgehen ist gewährleistet, dass räumlich aufgelöste (Bundeslandebene) Nachfragezeitreihen für die Modellierung im KonStGas Projekt bereitgestellt werden konnten. Trotz oder gerade wegen des einheitlichen Ansatzes sind die Daten regional betrachtet mit mehr oder weniger Unsicherheiten behaftet, die jedoch nicht quantifiziert werden können. Die Daten sind – dem eingedenk – dennoch gut für die Nutzung in Energiesystemmodellen geeignet, da sie eine mit den sonstigen Szenariodaten (Wetterdaten) stimmige und in Bezug auf die qualitativen Verläufe plausible Datengrundlage darstellen.

4 Ökologische Einordnung der Modellergebnisse

Ansgar Taubitz, Mathis Buddeke, Frank Merten (WI)

In diesem Kapitel werden die möglichen Rückwirkungen von Power-to-Gas Anlagen und ihres Hauptproduktes (erneuerbarer) Wasserstoff auf die Umwelt dargestellt und auf Basis der Modellergebnisse (Umfang und Standorte) aus dem Gesamtprojekt untersucht. Dabei stehen die anzulegenden genehmigungsrechtlichen Fragen und der resultierende Flächenbedarf im Sinne von möglichen zentralen Hemmnissen und ökologischen Wirkungen im Fokus der Arbeiten.

Power-to-Gas, Wasser-Elektrolyse

Bezogen auf das in PtG-Anlagen verwendete Elektrolyseverfahren lässt sich die Umweltverträglichkeit gemäß (Österreichisches Umweltbundesamt 2017) allgemein zunächst wie folgt festhalten: „Bei der Elektrolyse zerfällt Wasser in seine beiden Bestandteile, nämlich Sauerstoff und Wasserstoff. Problematisch ist derzeit der hohe Energieaufwand dieser Methode. Die Thematik der Umweltverträglichkeit wird auf die Erzeugung des für die Elektrolyse notwendigen Stromes verlagert¹¹“. Der verwendete Strom für die hier untersuchten PtG-Anlagen stammt jedoch nach den unterstellten Szenarien und Einsatzstrategien ausschließlich aus EE-Anlagen, insbesondere Photovoltaik und Windkraft. **Die Stromherkunft für die Umweltbewertung von PtG-Anlagen spielt daher in dieser Studie keine Rolle und wird nicht weiter untersucht.**

Es bleibt also ferner zu prüfen, inwiefern durch Anlagenbau, -betrieb und -entsorgung mit umweltrelevanten Wirkungen zu rechnen ist. Dabei wird hier nur der Elektrolyseur betrachtet, die zugehörigen technischen Aggregate (Anlagenperipherie) wie z. B. Verdichter und Transformatoren bleiben zunächst unbehandelt. Die folgenden Ausführungen beziehen sich zudem allein auf die alkalische Elektrolyse (AEL), da diese als Haupttechnologie in den Modellberechnungen zugrunde liegt.

Der alkalische Elektrolyseur besteht überwiegend aus den „klassischen“ hochwertigen Materialien Edelstahl, Stahl und Nickel für den Zell- und Anlagenbau sowie für die Katalysatoren. Hinzu kommt Kalilauge (KOH) als Elektrolyt sowie verschiedene Kunststoffe und Gummi sowie Zirkoniumoxid (ZrO₂) für die Separatoren (Stahl et al. 2016). Diese Materialien weisen im Vergleich zu anderen Energietechnologien keine besonders relevanten bzw. hervorzuhebenden Umweltwirkungen auf und kommen in der Regel in der Vorkette zum Tragen. Bei den in AEL Anlagen verwendeten Materialien handelt es sich gemäß den Untersuchungen in (Viebahn et al. 2014) auch nicht um sogenannte „kritische“¹² Ressourcen.

Direkte Umweltwirkungen sind vor allem mit der Standortwahl und dem Flächenverbrauch für die Errichtung der Anlagen verbunden, da diese aufgrund ihrer Funktion in der Regel in der Nähe von EE-Anlagen und auftretenden Netzengpässen im Außenbereich von Gemeinden und Städten liegen werden. Dies betrifft insbesondere die Versiegelung des Bodens (Flächenverbrauch), die bis zum

¹¹ Eigene Unterstreichung.

¹² Die Einschätzung als „kritisch“ umfasst dabei die langfristige Verfügbarkeit der identifizierten Rohstoffe, die Versorgungssituation, die Recyclingfähigkeit und die Umweltbedingungen der Förderung.

Abbau und zur Entsorgung der Anlage anhält. Dieser Aspekt des Flächenverbrauchs wird in Kapitel 4.3 anhand der Modell- und Szenarioergebnisse dargestellt. Darüber hinaus kann die Standortwahl ggf. auch in Konflikt mit Naturschutzflächen und umliegenden Siedlungen geraten. Im Sinne von möglichen Akzeptanz-Hemmnissen sei noch erwähnt, dass

- die Anlage zudem generell und mit zunehmender Größe das bestehende Landschaftsbild vor Ort beeinflusst und
- während der Bauphase gewisser Baulärm und –verkehr entsteht, der bei einer Häufung von Anlagen vor Ort problematisch werden kann.

Der Betrieb, Abbau und die Entsorgung von PtG-Anlagen wird aus Umweltsicht als unproblematisch angesehen. Es sind keine relevanten Immissionen oder Emissionen zu erwarten, es entstehen keine umweltschädlichen (Abfall-)Stoffe und die verwendeten Materialien können bei geeigneter Konstruktion relativ problemlos wiederverwertet werden (Stahl et al. 2016). Ein Umweltschaden ist daher im Normalbetrieb nicht zu erwarten. Es bleibt jedoch ein Restrisiko von möglichen Explosionen durch (austretenden) Wasserstoff (siehe unten) und dass Lebewesen bei sehr großen Konzentrationen von Wasserstoff in der Luft ersticken können.

Wasserstoff

Das Hauptprodukt der PtG-Anlagen, Wasserstoff, ist ein natürlich vorkommendes, farb- und geruchloses, nicht-toxisches, nicht wassergefährdendes und nicht korrosives Gas. Es ist jedoch auch hoch entzündlich und reaktiv und bildet daher in Luft bzw. Sauerstoff ein explosionsfähiges bzw. brennbares Gemisch. Bei einer Freisetzung von größeren Mengen an Wasserstoff verdrängt dieser den Sauerstoff, so dass es zu Erstickungen kommen kann. Der Umgang mit Wasserstoff erfordert daher besondere Aufmerksamkeit und sicherheitstechnische Maßnahmen, ist aber grundsätzlich sicher beherrschbar (NOW GmbH Nationale Organisation Wasserstoff und Brennstoffzellentechnologie 2016). Die umweltrelevanten Wirkungen von Wasserstoff sind auf Explosions- und Erstickungsgefahren begrenzt, die jedoch nur bei nicht sachgemäßer Handhabung auftreten können.

Zwischen-Fazit: Es sind nur wenige relevante direkte Umweltwirkungen von Power-to-Gas Anlagen und Wasserstoff zu beachten. Hierzu gehören der Flächenverbrauch und die Beeinträchtigung des Landschaftsbildes sowie Gefahren im Fehlerfall und größeren Freisetzungen von Wasserstoff (Explosion und Erstickung). Darüber hinaus sind die „allgemein üblichen“ Umweltwirkungen in der Vorkette durch die benötigten Rohstoffe wie Stahl und Nickel zu beachten. Diese können vom Umfang her bedeutsam sein, sie gehören jedoch nicht zu den kritischen Ressourcen.

4.1 Genehmigungsrechtliche Anforderungen und Hemmnisse

Frank Merten, Ansgar Taubitz (WI)

In diesem Unterkapitel werden zunächst die genehmigungsrechtlichen Anforderungen und daraufhin die möglichen Hemmnisse, welche bei der Standortwahl bzw. einem Bauvorhaben von PtG Anlagen zu berücksichtigen sind, dargestellt und diskutiert. Dazu wird auf die gesetzlichen Rahmenbedingungen nach aktuellem deutschen

Recht (Stand 02/2017) für die PtG Anlagen eingegangen. Zusätzlich werden Interviews mit Betreibern von heutigen PtG Anlagen geführt und ausgewertet und anschließend die möglichen Hemmnisse abgeleitet.

Genehmigungsrecht

Im Hinblick auf die anzulegenden Gesetze und Verordnungen ist zunächst zu klären, welchen Zweck die Anlage verfolgt und wie sie demnach einzuordnen ist. Für stationäre Anlagen kommen z. B. folgende Optionen in Frage, die verschiedene rechtliche Anforderungen für eine Genehmigung nach sich ziehen können:

- gewerbliche Produktionsanlagen, d. h. in der Regel ortsgebundene Produktion und Bereitstellung von Wasserstoff sowie ggf. daraus resultierende Energiedienstleistungen
- öffentliche Versorgungsanlagen, d. h. Einspeisung von Wasserstoff bzw. Folgeprodukten ins öffentliche Gasnetz oder
- Forschungs- und Entwicklungsanlagen.

In dieser Studie geht es gemäß dem Gesamtprojekt ausschließlich um PtG Anlagen, die so flexibel betrieben werden, dass sie nur dann EE-Strom in Wasserstoff umwandeln und zwischenspeichern, wenn dieser Strom sonst aufgrund von Netzengpässen hätte abgeregelt werden müssen. Diese Anlagen benötigen daher in der Regel einen Standort im Außenbereich, in der Nähe von EE-Anlagen sowie Strom- und Gasnetz, um ihre lokale netzentlastende Funktion wahrnehmen zu können. Dafür sind nach (Bringewat 2017) folgende genehmigungsrechtlichen Aspekte zu klären:

- Bauplanungsrechtliche Zulässigkeit
- Immissionsschutzrechtliche Behandlung
- UVP-Pflichtigkeit
- Energierechtliche Betrachtung

Als Prämisse für die weiteren Darstellungen und Analysen wird von Erstgenehmigungen für PtG Anlagen ausgegangen und nicht von Erweiterungen von bereits bestehenden Standorten.

Bauplanungsrechtliche Zulässigkeit

Welche bauplanungsrechtlichen Vorschriften anzuwenden sind, hängt im Wesentlichen vom gewählten Standort, dem Bebauungsplan und der Anlagennutzung ab. Wenn der Standort für die PtG Anlage wie angenommen im Außenbereich liegt und es keinen Bebauungsplan gibt, dann ist die vorrangige Frage, ob es sich dabei um ein privilegiertes Vorhaben im Sinne von § 35 Abs. 1 Nr. 3 BauBG handelt. Dieser Tatbestand ist nach (Bringewat 2017) für Elektrolyseurvorhaben erfüllt, wenn es um eine ortsgebundene¹³ Anlage der öffentlichen Versorgung für den o. g. Anwendungsfall geht. Im Fall von Bebauungsplänen für den Standort werden dagegen weitergehende Analysen der juristischen Anforderungen notwendig.

¹³ „Um die Ortsgebundenheit nachweisen zu können, ist es sinnvoll und ggf. erforderlich, mit einer Standortanalyse das Vorhandensein von Standorten im Innenbereich auszuschließen, die ohne Nachteile für das Vorhaben genutzt werden könnten.“ (ebenda)

Immissionsschutzrechtliche Behandlung

Hier ist zunächst zu klären, ob es sich um eine immissionsschutzrechtlich genehmigungsbedürftige Anlage handelt. „Bei Elektrolyseuren sowie lokalen Wasserstoffspeichern handelt es sich um Betriebsstätten oder sonstige ortsfeste Anlagen und damit um Anlagen nach dem BImSchG.“ (Bringewat 2017). Als Nächstes ist zu prüfen, ob und welchen Katalogtatbestand die o. g. PtG Anlage erfüllt. Hierfür kommen aus heutiger Sicht nach Anlage 1 entweder der Abschnitt 4 „Chemische Erzeugnisse, Arzneimittel, Mineralölraffination und Weiterverarbeitung“ oder die Nr. 1.15 „Wärmeerzeugung, Bergbau und Energie“ in Frage. In erstem Fall müsste die PtG Anlage das volle Genehmigungsverfahren gemäß § 10 BImSchG inkl. Öffentlichkeitsbeteiligung durchlaufen. Im zweiten Fall wäre bei Nachweis der Biogasqualität nur ein vereinfachtes Verfahren nach § 19 BImSchG durchzuführen. Bei erfolgreicher Argumentation, dass die Anlagen nicht unter Anlage 1 Abschnitt 4 und auch nicht unter Nr. 1.15 fallen, könnte sogar die Genehmigungsbedürftigkeit bezogen auf das BImSchG insgesamt entfallen.

Da diese juristischen Feinheiten noch weiterer Klärungen bedürfen, wird im Folgenden davon ausgegangen, dass die Errichtung und der Betrieb von PtG-Anlagen nach der vierten Verordnung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (4. BImSchV) zu den genehmigungsbedürftigen Anlagen gehört. Sie fallen demnach unter den Anlagentypus der „Wärmeerzeugung, des Bergbaus und der Energie“. Wasserstoff befeuerte Anlagen mit einer Wärmefeuereistung von 1 MW bis 20 MW sowie von 20 MW bis 50 MW können allgemein nach dem „vereinfachten“ Verfahren ohne Beteiligung der Öffentlichkeit nach §19 BImSchG genehmigt werden („4. BImSchV - Einzelnorm“ o. J.). Hierbei ist jedoch zu beachten, dass es Unterscheidungen der Genehmigungsverfahren hinsichtlich der Funktionsweisen der Anlagen gibt. Es wird unterschieden in:

- Produktionsanlagen,
- Versuchsanlagen und
- Labor- und Technikumsanlagen.

Im Folgenden wird auf die Unterschiede zwischen diesen drei Anlagentypen und den daraus resultierenden Folgen bzgl. des Genehmigungsverfahrens eingegangen.

UVP-Pflichtigkeit

Nach dem Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetzes (UVPG) müssen sich geplante PtG-Anlagen einer *standortbezogene Vorprüfung im Einzelfall* (Vorprüfung) unterziehen (für genauere Informationen siehe § 3c Absatz 1 Satz 2 UVPG und Anlage 1 & 2 UVPG). Ergibt die Vorprüfung, dass das Projekt nachteilige Umwelteinflüsse haben kann muss eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) durchgeführt werden. Die UVP, welche die Prüfung aller relevanten naturschutzfachlichen Fragestellungen beinhaltet, soll es den jeweils zuständigen Behörden ermöglichen die Umweltauswirkungen der geplanten Anlage zu erfassen. Es sollte hierbei beachtet werden, dass die Anforderungen an die UVP sich je nach Bundesland unterscheiden können. Ergibt sich für eine PtG-Produktionsanlage aus der *standortbezogenen Vorprüfung im Einzelfall* eine UVP, so muss ein „förmliches“ Verfahren mit Beteiligung der Öffentlichkeit nach §10 BImSchG durchgeführt werden. Geplante Versuchsanlagen durchlau-

fen ein „vereinfachtes“ Verfahren ohne Beteiligung der Öffentlichkeit nach §19 BImSchG und bedürfen in den ersten 3 Betriebsjahren keiner UVP.

Falls die PtG-Versuchsanlage nach Ablauf der 3 Jahre weiterbetrieben soll ist nachträglich eine UVP zu realisieren.

Labor- und Technikumsanlagen für PtG, welche nicht länger als 2 Jahre betrieben werden und die *standortbezogenen Vorprüfung im Einzelfall* keine UVP nach sich zieht, bedürfen keiner Genehmigung, da sie der Forschung, Entwicklung der Erprobung neuer Einsatzstoffe, Brennstoffe, Erzeugnisse oder Verfahren dienen (§ 1 Abs. 6 der 4. BImSchV).

Nach (Bringewat 2017) wird die Erzeugung von Wasserstoff nicht explizit in der Anlage 1 zum UVPG genannt und wäre damit nicht UVP-pflichtig. Die PtG Anlage könnte jedoch auch anderen Gruppen der UVPG Anlage zugeordnet und damit UVP-pflichtig werden. Insgesamt wird dort argumentiert, dass ein vereinfachtes BImSchG Verfahren ohne UVP denkbar und möglich ist.

Genehmigungsrechtliche Praxiserfahrungen (Interviewergebnisse)

Im Zeitraum vom 28.09.16 – 10.11.16 wurden von den Mitarbeitern des Wuppertal Instituts insgesamt vier Gespräche mit PtG Anlagenbetreibern bzw. Projekexperten von MicroEnergy GmbH, Greenpeace Energy GmbH, innogy SE und ETOGAS zu folgenden Themen geführt¹⁴:

- Aspekte der Standortwahl,
- Erweiterbarkeit des lokalen Standortes,
- Genehmigungsverfahren nach BImSchG,
- Dem Zubau von PtG-Anlagen in Deutschland.

Von diesen Anlagen wird aktuell eine Anlage im Sinne des §1 Absatz 6 des BImSchG als Labor- und Technikumsanlage betrieben und bedarf damit keiner Genehmigung. Eine weitere PtG-Einheit ist nach dem „vereinfachten“ Verfahren nach §19 BImSchG als Versuchsanlage genehmigt worden, was einen maximalen Betriebszeitraum von drei Jahren zulässt. Für diese ist, laut dem zuständigen Experten, bereits jetzt das „förmliche“ Verfahren nach §10 BImSchG geplant bzw. schon angelaufen. Die beiden übrigen Anlagen sind direkt als Produktionsanlage nach §10 BImSchG genehmigt worden.

Zwei der befragten Experten geben an, dass sich ihre PtG-Einheit bislang noch keiner UVP unterziehen musste, wobei sich darunter auch diejenige PtG-Anlage befindet, welche in naher Zukunft das förmliche Verfahren durchlaufen wird und sich folglich auch einer UVP-Vorprüfung unterziehen muss. Die anderen beiden Befragten konnten bzgl. der UVP-Relevanz keine Angaben machen.

Der Zeitraum von Planung, Genehmigung hin bis zur Inbetriebnahme beträgt laut Interviewpartner allgemein zwischen 15 und 24 Monaten, im Mittel etwa 18 Monate.

¹⁴ Dabei ist zu erwähnen, dass zwei der vier „befragten“ PtG-Anlagen den Wasserstoff in das Gasnetz einspeisen, während die zwei übrigen PtG-Einheiten aus dem Wasserstoff mittels Methanisierung synthetisches Erdgas bereitstellen.

In Bezug auf die Frage, ob das aktuelle Zulassungsverfahren nach BImSchG verhältnismäßig sei waren sich drei der vier Experten einig, dass an dieser Stelle Verbesserungspotenzial bestehe. In diesem Kontext wurde von einem Interviewpartner angemerkt, dass es einen bundesweiten Standard bzw. einen Leitfaden für ein einheitliches Vorgehen bzgl. PtG-Einheiten geben müsste, da sich auch oft die örtlichen zuständigen Behörden mit diesem neuen Thema schwer tun. Dies betrifft vor allen Dingen den Umgang mit PtG-Anlagen, welche sich im Außenbereich befinden.

Ferner wurde von einem Experten angemerkt, dass aktuell Elektrolyseure noch als Chemie- und nicht als Energieumwandlungsanlagen behandelt werden. Dies hat zum einen umfangreichere genehmigungsrechtliche Anforderungen zur Folge, zum anderen muss auch noch die EEG-Umlage bezahlt werden.

Aus den Interviewaussagen lassen sich folgende Schlüsse ziehen:

- Die PtG Anlagen mit Methanisierung und Einspeisung werden als Produktionsanlagen eingestuft und unterliegen daher stärkeren Genehmigungspflichten.
- Es scheint ein großes Interesse an einem bundesweit einheitlichen und vereinfachten Genehmigungsverfahren für PtG und anschließende Methanisierung zu geben.
- Die Standorte und Anlagen der Befragten konnten das förmliche (umfangreiche) Genehmigungsverfahren nach §10 BImSchG bisher vermeiden, da es sich bereits um etablierte Standorte handelt – sei es durch die vorhandene Biogasanlage oder anders genutzte Standorte mit bereits bestehendem Gasanschluss, die ein solches Genehmigungsverfahren schon teilweise durchlaufen haben.
- Für völlig unerschlossene bzw. neue Standorte sollte es daher einheitliche Richtlinien zur Genehmigung von PtG-Anlagen geben, an denen sich auch die kommunalen Behörden orientieren können. In solch einer Richtlinie müsste u. a. klar definiert sein, als was diese Einheiten gelten bzw. welchen Zweck sie verfolgen.

Mögliche Hemmnisse

Die Hemmnisse für die Genehmigung einer PtG-Anlage können nach den o. g. dargestellten Anforderungen von sehr unterschiedlicher Art sein. Die unterschiedlichen Auslegungs- und Handhabungsmöglichkeiten bei der Genehmigung können zwar in Einzelfällen von Vorteil sein, insgesamt und im Hinblick auf eine zunehmende Zahl von Genehmigungsfällen in der Zukunft dürfte es dadurch jedoch eher zu Reibungsverlusten und Hemmnissen kommen. Dies gilt insbesondere für Betreiber, die bei unterschiedlichen Behörden Zulassungen beantragen und nicht von einheitlichen Standards ausgehen können.

Als zweites mögliches zentrales Hemmnis wird die Nutzungskonkurrenz von PtG-Anlagen gegenüber anderen Bauvorhaben im Flächennutzungsplan angesehen. Hier könnte es insbesondere mit dem zunehmenden Ausbau von EE-Anlagen zu Konflikten kommen. Je nach lokaler Politik können andere Vorhaben vor den PtG Anlagen bevorzugt werden. Des Weiteren ist mit Einsprüchen der betroffenen Anwohner zu rechnen, welche evtl. keine PtG-Anlage in ihrer Umgebung angesiedelt haben wollen (Not-in-my-backyard-Phänomen) oder die Fläche anderweitig nutzen möchten.

Hinzu kommen ggf. weitere hemmende rechtliche Anforderungen in den Bereichen Bebauungs- und Flächennutzungsplänen sowie Raumordnung, die zuvor nicht betrachtet wurden.

4.2 Standortbewertung aus ökologischer Sicht

Mathis Buddeke (WT)

Nach den zuvor diskutierten genehmigungsrechtlichen Anforderungen und Einschätzungen werden im Folgenden die im Gesamtvorhaben gemäß der Szenarien für das Jahr 2050 ermittelten möglichen Standorte für PtG-Anlagen auf ihren Flächenverbrauch und ihre daraus resultierende Eignung hin untersucht.

4.2.1 Integration der Anlagen in das Energiesystem

Im Rahmen der ökologischen Analysen wird die Flächeninanspruchnahme sowie die Eignung potenzieller Standorte für die Errichtung von PtG-Anlagen untersucht. Die im KonStGas-Projekt durchgeführten Simulationen weisen konkrete Anlagenstandorte aus, die in ihrer Anzahl und der installierten elektrischen Leistung (Elektrolyseure) stark Szenarioabhängig sind. Während die Ergebnisse des 80%-Szenarios in lediglich 3 Standorten resultieren, werden für das 100%-Szenario bereits 13 (konzentrierter Ansatz) bzw. 30 Standorte (verteilter Ansatz) ausgewiesen. Die Standorte und die jeweils installierte Leistung (MW_{el}) sind in Tabelle 6 angegeben. Als Grundlage für die Standortbestimmung wurden alle Netzknoten des Übertragungsnetzes herangezogen, welche in den Simulationen berücksichtigt wurden (Fichtner und Nolden 2017). Die angegebenen Namen der Standorte beziehen sich jeweils auf vorhandene oder im Rahmen des Netzentwicklungsplans 2014 (NEP B 2034) geplante Netzknoten. Die Auswahl der Standorte sowie die zugewiesene Leistung der PtG-Anlagen wurde anhand der Leitungsaus- und Überlastung sowie der nutzbaren elektrischen Arbeit durchgeführt. Diese wichtigen Merkmale stellen einen technisch und ökonomisch sinnvollen Betrieb der Anlagen an den gewählten Standorten sicher. Die Integration der Anlagen erfordert jedoch noch zahlreiche weitere Anforderungen an die Standorte, welche in den Simulationen nicht berücksichtigt werden konnten. Diese im Wesentlichen ökologischen und raumplanerischen Faktoren sollen in diesem Kapitel diskutiert werden. Dabei kann aufgrund der großen Bandbreite möglicher Einflussfaktoren auf die Entwicklung der Anlagentechnik sowie der Genehmigungslage der Anlagen hier keine abschließende Bewertung der Einzelstandorte erreicht werden. Es wird jedoch auf die derzeit erkennbaren maßgeblichen Einflussfaktoren im Einzelnen eingegangen. Diese Einzelfaktoren umfassen insbesondere:

- Art und räumliche Ausdehnung der technischen Anlagen in Abhängigkeit der Technologieentwicklung und Implementierung in das Energiesystem (Zentrale Erschließung konzentrierter Standorte vs. stufenweiser, zeitlich und räumlich verteilter Aufbau von Kapazitäten).
- Mögliche Ausschlusswirkungen von Schutzflächen für die Errichtung von PtG-Anlagen.
- Möglicher zusätzlicher Aufwand für die Erschließung der Standorte (z.B. zusätzlicher Netzausbau).

- Raumplanerische Hemmnisse und Einordnung des Flächenbedarfs in vergleichbaren Infrastrukturvorhaben sowie Bewertung übergeordneter öffentlicher Belange und Nutzungskonkurrenz verfügbarer Flächen.

4.2.2 Ökologischer Impact

Wasserstoff ist ein natürlich vorkommendes Gas. Umweltschäden, die durch das Freiwerden von Wasserstoff entstehen sind nicht bekannt. Gefahrenpotenzial bietet das Gas lediglich durch die Verdrängung von zur Atmung notwendigem Sauerstoff sowie durch die hohe Brennbarkeit und die damit einhergehende Explosionsgefahr. Daher unterliegen Anlagen, die mit Wasserstoff arbeiten, höheren Auflagen im Hinblick auf Explosionsschutz. Diese werden in den einschlägigen Normen zur Errichtung von Anlagen, die mit Wasserstoff arbeiten, umgesetzt. Je nach Art der Anlagen können sich die Maßnahmen auf den Flächenbedarf auswirken, da insbesondere die Entlüftung der Betriebsgebäude eine wichtige Rolle spielt. **Der vorwiegende ökologische Konflikt geht demnach von der Bodenversiegelung aus, die mit der Errichtung der z.T. sehr flächenintensiven Anlagen einhergeht.** In den Genehmigungsverfahren nach BImSchG, sind hierfür ggf. Kompensationsleistungen vorgeschrieben.

Durch die Größe der Projekte kann es neben der Errichtung der Anlagen selbst auch durch die Errichtung von Zuwegen, Netzanbindung, Gasanbindung usw. zu weiteren technologiebedingten ökologischen Konflikten kommen. Diese weisen jedoch keine PtG-spezifischen Besonderheiten auf und sind bereits Bestandteil vieler Infrastrukturvorhaben. Daher wird hierzu keine Bewertung der Auswirkungen vorgenommen.

Neben dem Bau der Anlagen muss ferner auch der Betrieb der Anlagen untersucht und bewertet werden. Je nach Größe der zu errichtenden Anlagen ist der Abtransport des erzeugten Wasserstoffs notwendig. In der Regel kann eine Einspeisung des Wasserstoffs in bestehende Erdgasleitungen vorgenommen oder in ortsnahen Kraftwerken rückverstromt werden. Kleinere Anlagen sind jedoch ggf. auf den Transport durch Lastkraftwagen oder Binnenschiffe angewiesen, welche eine örtliche Erhöhung des Verkehrsaufkommens nach sich ziehen. So würden selbst, bei einer im Verhältnis zu den identifizierten Leistungsklassen, relativ kleine Anlagen von etwa 100 MW_{el} bereits zu einer Anzahl von etwa 37 LKW¹⁵ je Tag führen.

Bei Anlagen in der hier untersuchten Größenordnung im Bereich von Hunderten bis Tausenden MW_{el} muss der ökologische Impact detailliert im Rahmen von UVP untersucht werden, da ohne Änderungen der Rahmenbedingungen vermutlich ein umfangreiches BImSchG-Verfahren für die Genehmigung durchzuführen ist (vgl. Kapitel 4.1).

¹⁵ Annahme 1.100 kg H₂ oder 13.000 Nm³ je LKW. Nach Linde AG: Quelle: http://www.dgap.de/dgap/News/dgap_media/linde-linde-setzt-neue-massstaebe-beim-wasserstofftransport-news-mit-zusatzmaterial/?newsID=771295 (letzter Zugriff: 20.03.2017) und 400 kg/d H₂ je MW_{el} nach <http://www.hydrogenics.com/wp-content/uploads/renewable-projects-references--grid-balancing-and-ptg.pdf> (letzter Zugriff 10.03.2017)

4.3 Flächenbedarf PtG-Anlagen

Mathis Buddeke (WI)

Zur Analyse des Flächenbedarfs wird zum einen auf die im Vorhaben durchgeführten Interviews und zum anderen auf spezifische Flächenangaben zu Einzelkomponenten der PtG-Anlagen zurückgegriffen. Die Abschätzung der Flächen für die zukünftige, großtechnische Anwendung bleibt jedoch in hohem Maße unsicherheitsbehaftet, da

- im Bereich der Elektrolyse unterschiedliche Technologien eingesetzt werden, die in einem variierenden Flächenbedarf resultieren,
- derzeit verfügbare Anlagen lediglich Leistungen bis ca. 10MW_{el} aufweisen und die Skalierung der Anlagenkomponenten für großtechnische Anwendung im GW-Bereich nur schwer abzuschätzen ist,
- die zukünftige Betreiberstruktur und die damit einhergehende Entwicklung der Standorte (integrierte Planung der finalen Gesamtkapazität vs. sukzessive Erweiterung der Anlagen je nach Bedarf und Stand des EE-Ausbaus) ungewiss ist und
- anwendungsabhängig zusätzliche Anlagenkomponenten wie Methanisierungsanlagen, Erdgaseinspeisung, Verdichter- und Speichereinheiten berücksichtigt werden müssen.

Aus den Befragungen von vier Anlagenbetreibern im Rahmen des KonStGas Vorhabens (siehe Kapitel 4.1) geht hervor, dass der spezifische Flächenbedarf für die erichteten Anlagen stark variiert. Aus den bestehenden Anlagen, welche z.T. unterschiedliche Elektrolyseurtechnologien verwenden, können daher zum derzeitigen Zeitpunkt keine robusten technologiespezifischen Unterschiede für den Flächenbedarf abgeleitet werden. Dies liegt daran, dass die Wasserstoffelektrolyse lediglich einen Teil der Anlagen darstellt, welcher im bisher realisierten Maßstab (wenige hundert kW_{el} bis ca. 6MW_{el}) noch nicht maßgebend ist. Dies wird sich bei der Vergrößerung der Anlagen im GW-Bereich jedoch ändern, da insbesondere die Elektrolyseeinheiten vergleichbar geringe Skalierungseffekte ermöglichen. Stärkeren Einfluss haben derzeit die unterschiedlichen Anlagenkonfigurationen (mit- bzw. ohne Methanisierung und Erdgaseinspeisung). Zudem dürften nur wenige der betrachteten Anlagen räumlich optimiert sein, da sie auf bereits bestehenden Betriebsgeländen errichtet wurden und die Flächeninanspruchnahme vermutlich nicht unbedingt im Vordergrund der Realisierung stand.

Die Autoren haben dennoch beschlossen, die Spannweite der spezifischen Flächenbedarfe aus den Umfrageergebnissen von $300\text{ m}^2/\text{MW}_{\text{el}}$ – $600\text{ m}^2/\text{MW}_{\text{el}}$ als Ausgangspunkt für die Standortanalyse zu nutzen. Diese Annahmen sind daher als konservativ (im Sinne der möglichen Skalierungseffekte) anzusehen und stellen eher den oberen Flächenbedarf für die Elektrolyseeinheiten dar. Es ist anzunehmen dass dieser im Falle von groß angelegten, zentral geplanten Anlagen deutlich unterschritten werden kann. Die Konstruktion solcher Anlagen setzt jedoch voraus, dass diese durch zentrale Betreiber und Investoren (EVU, Netzbetreiber) erstellt und betrieben werden und nicht sukzessive mit steigendem Anteil an EE-Strom ausgebaut werden. Letztere Option könnte jedoch daraus resultieren, dass unterschiedliche Marktteilnehmer durch sukzessiven Zubau kleiner Anlagen eine eher dezentrale PtG Infra-

struktur schaffen. In diesem Fall ist die spezifische Flächeninanspruchnahme deutlich größer, dafür werden keine zusammenhängenden Flächen wie bei zentral geplanten Anlagen benötigt. Aus Broschüren bereits verfügbarer Anlagen kann entnommen werden, dass für Anlagen im Leistungsbereich 7 MW_{el} bereits spezifische Flächenbedarfe von 95m²/MW_{el} möglich sind¹⁶. Diese Angabe beinhaltet jedoch noch keine peripheren Anlagen wie Speicher, Zuwege und Instandhaltungsflächen sowie Anlagen zur Erdgasaufbereitung bzw. Einspeisung sowie baurechtliche Abstandsflächen. Andere Quellen (Müller-Syring 2017) kommen jedoch auch auf etwa 250 m² je MW_{el} inkl. Speicher und Einspeisevorrichtung. Jedoch sind auch hier keine weiteren Flächen zur Bewirtschaftung berücksichtigt, so dass die getroffene Bandbreite für den Flächenbedarf zunächst realistisch erscheint. Insgesamt lässt sich festhalten, dass Flächenbedarfsangaben für PtG Anlagen noch sehr unsicher sind und eine relativ große Bandbreite aufweisen.

4.4 Eignung der im KonStGas-Projekt identifizierten Netzknoten für die PtG Nutzung

Mathis Buddeke (WT)

In Tabelle 6 sind die Netzknoten dargestellt, welche sich gemäß den von den Projektpartnern IAEW und KIT getroffenen Annahmen und durchgeführten Simulationen für den Einsatz von PtG-Anlagen sehr gut eignen. Die Auswahl basiert dabei auf den zeitlich aufgelösten Simulationen des Netzbetriebes. Während im 80%-EE-Szenario lediglich 3 Standorte mit einer Gesamtleistung von 5.174 MW_{el} identifiziert wurden, steigt die installierte Leistung im 100%-EE-Szenario auf knapp 38.000 MW_{el} an 13 Standorten. Aufgrund der sehr hohen PtG-Leistungen an einzelnen Standorten im 100%-EE-Szenario (konzentriert) von bis zu 6.604 MW_{el}, wurde ein erweiterter Fall (100%-EE-Szenario (verteilt)) gerechnet, in dem die Standortzahl auf 30 erhöht wurde. Die Tabelle zeigt neben den installierten Leistungen auch den resultierenden Flächenbedarf für die unterstellte spezifische Flächeninanspruchnahme.

¹⁶ Broschüre : <http://www.hydrogenics.com/wp-content/uploads/renewable-projects-references---grid-balancing-and-ptg.pdf>
letzter Zugriff 10.03.2017.

Tabelle 6: Leistung und Flächenbedarf der PtG-Anlagen an den identifizierten Netzknoten in den Szenarien 80%, 100% (konzentriert) und 100% (verteilt).

Standort	Inst. Leistung [MW _{el}]	Flächenbedarf min – max [km ²]	Anteil an Gemein- defläche [%]*
Szenario 80%			
Emden/Borßum	379	0,11 - 0,23	0,1 - 0,2
Heide	2.413	0,72 - 1,45	2,3 - 4,5
Lüdershagen	2.382	0,71 - 1,43	5,1 - 10,3
Szenario 100% (konzentriert)			
Alfstedt	4.997	1,50 - 3,00	9,2 - 18,5
Emden/Borßum	6.604	1,98 - 3,96	1,8 - 3,5
Heide	6.090	1,83 - 3,65	5,7 - 11,4
Lüdershagen	3.943	1,18 - 2,37	8,5 - 17,0
Pasewalk	5.723	1,72 - 3,43	3,1 - 6,2
Redwitz	1.424	0,43 - 0,85	2,9 - 5,8
Siedenbrünzow	4.218	1,27 - 2,53	4,6 - 9,2
Trennfeld	610	0,18 - 0,37	0,7 - 1,4
Conneforde	792	0,24 - 0,48	0,2 - 0,5
Stendal West	1.598	0,48 - 0,96	0,2 - 0,4
Schweinfurt	183	0,05 - 0,11	0,2 - 0,3
Dahlem	1.053	0,32 - 0,63	0,3 - 0,7
Memmingen	659	0,20 - 0,40	0,3 - 0,6
Szenario 100% (verteilt)			
Neuenhagen	1221	0,37 - 0,73	1,9 - 3,7
Thyrow	1049	0,31 - 0,63	0,2 - 0,5
Brandenburg West	1019	0,31 - 0,61	0,1 - 0,3
Taucha	935	0,28 - 0,56	0,8 - 1,7
Schmölln	1265	0,38 - 0,76	0,9 - 1,8
Windpark Bertikow	966	0,29 - 0,58	0,6 - 1,3
Lubmin	852	0,26 - 0,51	1,8 - 3,7
Streumen	962	0,29 - 0,58	1,0 - 2,1
Stendal West	929	0,28 - 0,56	0,1 - 0,2
Nehden	846	0,25 - 0,51	0,1 - 0,2
Memmingen	1049	0,31 - 0,63	0,4 - 0,9
Lüneburg	1388	0,42 - 0,83	0,6 - 1,2
Pleinting	862	0,26 - 0,52	0,3 - 0,6
Ludersheim	859	0,26 - 0,52	0,5 - 1,1
Wilhelmshaven	2731	0,82 - 1,64	0,8 - 1,5
Hattorf	1000	0,30 - 0,60	0,5 - 1,0
Wilster	1888	0,57 - 1,13	20,9 - 41,8
Emden	1638	0,49 - 0,98	0,4 - 0,9
Sottrum	918	0,28 - 0,55	1 - 1,9
Alfstedt	1146	0,34 - 0,69	2,1 - 4,2
Audorf	1283	0,39 - 0,77	2,2 - 4,3
Flensburg	922	0,28 - 0,55	3,5 - 7,1
Stadorf	1808	0,54 - 1,08	1,7 - 3,5
Itzehoe	890	0,27 - 0,53	1,0 - 1,9

Standort	Inst. Leistung [MW _{el}]	Flächenbedarf min – max [km ²]	Anteil an Gemein- defläche [%]*
Cloppenburg Ost	2432	0,73 - 1,46	0,9 - 1,9
Conneforde	1663	0,50 - 1,00	0,5 - 0,9
Redwitz	954	0,29 - 0,57	2,0 - 3,9
Wechold	1061	0,32 - 0,64	0,6 - 1,2
Diele	2408	0,72 - 1,44	0,9 - 1,8
Heide	937	0,28 - 0,56	0,9 - 1,8
* nur für ausgewählte Standorte Quelle: Wikipedia			

Quelle: (Bongers 2016); (Nolden 2016); sowie eigene Berechnungen Darstellung

In diesem Kapitel sollen mögliche ökologisch relevante Fragestellungen bei der Standorterschließung für die geplanten Anlagen beispielhaft näher beleuchtet werden. Dazu wird unter Zuhilfenahme räumlich aufgelöster Informationen (Geoinformationssystem) untersucht, wie eine Einbettung der Technologiestandorte in die bestehende Netzinfrastruktur vorgenommen werden kann, bzw. welche Konsequenzen daraus für die identifizierten Standorte entstehen.

Bei der Erschließung und dem Aufbau neuer Infrastrukturen in der geplanten Größenordnung sind mit hoher Wahrscheinlichkeit Nutzungskonflikte mit der bestehenden Landnutzung zu erwarten. Diese Konflikte können aus vielen Einzelinteressen entstehen und unterschiedlichster Art sein. Stellvertretend für die zahlreichen Hemmnisse und Potenziale werden hier zunächst wenige zentrale Kriterien zur Einordnung der Standorteignung herangeführt:

- Die bestehenden öffentlichen Infrastrukturen (Straßen , Wohn- und Nichtwohnbebauung) und das Vorhandensein zusammenhängender Flächen
- Die Einwohnerdichte in unmittelbarer Umgebung der identifizierten Netzknoten
- Bestehende Schutzflächen unterschiedlicher Art für die zunächst pauschal eine durch die jeweiligen Schutzzwecke bedingte Ausschlusswirkung unterstellt wird. Hierunter fallen in der durchgeführten Analyse:
 - Naturschutzgebiete
 - Natur- und Landschaftsparke
 - Naturparke
 - Biosphärenreservate
 - Flora und Fauna Habitats (FFH)
 - Natura 2000 Gebiete
 - Landschaftsschutzgebiet
 - Special protection area (SPA)
 - Ramsar-Gebiete
- Vorhandensein von Konversionsflächen

Am Beispiel dreier Standorte soll daher aufgezeigt werden welche Hemmnisse einer Erschließung von zentralen PtG-Standorten im Wege stehen können bzw. welche Lösungswege möglich sind um die Anlagen bedarfsgerecht dort zu errichten, wo Stromüberschüsse auftreten.

Der erste Netzknoten Emden/Borßum geht als einer der wichtigsten Standorte für PtG Anlagen aus den Simulationen hervor, da er in allen Szenarien als potenziell sinnvoller Standort angegeben wird. Anhand von Abbildung 5 wird dargestellt, welche maximale Flächeninanspruchnahme aus den getroffenen Annahmen und den Simulationsergebnissen resultiert. Die Darstellung zeigt den Flächenbedarf für eine Anlage gemäß Szenario 100% (konzentriert) mit 6.604 MW_{el}. Die Darstellung der Flächen ist jeweils auf den vorhandenen Umspannwerken zentriert, wenn man unterstellt, dass die flächengünstigste Variante eine Errichtung direkt „über“ bzw. unmittelbar am Werk wäre. Es wird deutlich, dass PtG Anlagen in dieser Größenordnung sehr raumbedeutsame Infrastrukturelemente darstellen. Am Standort Emden/Borßum werden mehrere Hemmnisse für die Errichtung deutlich:

- Der identifizierte Netzknoten liegt unmittelbar am Rand der Stadt. Die Umgebung ist relativ dicht besiedelt und ist daher nur beschränkt geeignet.
- Die abgeschätzte Flächeninanspruchnahme nimmt signifikante Teile des Gemeindegebietes in Anspruch (1,76% bzw. 3,53% der gesamten Gemeindefläche)
- Die unmittelbare Umgebung des Netzknotens ist relativ stark zersiedelt und durch zahlreiche Straßen erschlossen, so dass eine zusammenhängende Errichtung nur unter hohem Aufwand möglich erscheint.

Abbildung 6 zeigt den gleichen Untersuchungsraum wie Abbildung 5, enthält jedoch zusätzlich Informationen über die Einwohnerdichte. Diese ist in Rastern von 1x1 km Auflösung aufgetragen. Unter der Annahme, dass die PtG-Anlage als zusammenhängende Anlage geplant und errichtet wird, wird hier deutlich, dass eine Realisierung allein aufgrund der Einwohnerdichte kaum möglich erscheint. Dieser Konflikt ergibt sich an vielen der identifizierten Netzknoten. Allerdings muss an dieser Stelle betont werden, dass die Auswahl der Netzknoten allein auf Basis deren Existenz vorgenommen wurde und eine genauere Untersuchung der Standorte nicht erfolgt ist.

Werden auch die angrenzenden Schutzflächen (grün schraffiert) beachtet, sind im dargestellten Gebiet nahezu keine Standorte zu finden, an denen eine zusammenhängende Umsetzung möglich ist. Rein optisch erscheint dies nur rechts oben im Bild (jenseits der Autobahn) eine Option zu sein. Die Entfernung bis zum Umspannwerk beträgt dann etwa mehr als 5 km. Dies hat zur Folge, dass für die Realisierung hohe Kosten für eine geeignete Netzanbindung (evtl. auch neue Netzknoten) eingeplant werden müssen, welche die Verlegung der Anlagen in weniger besiedelte Regionen erlaubt. Hierfür sind rechtzeitig die nötigen raumplanerischen Prozesse einzuleiten um eine bedarfsgerechte Errichtung von PtG –Anlagen zu ermöglichen. Es ist daher anzunehmen, dass bei Projekten der hier identifizierten Größenordnung eine eigene Netzanbindung geplant und errichtet werden muss. Dies hat zum einen den Grund, dass ausreichend Flächen verfügbar sein müssen, und zum anderen dass die bestehenden Netzknoten nicht für derartige Leistungsabrufe ausgelegt sind. Daher muss ohnehin ein zusätzlicher Netzknoten mit weitaus größerer Leistung errichtet werden, sodass eine räumliche Bindung an die bestehenden Netzknoten nicht mehr sinnvoll erscheint.

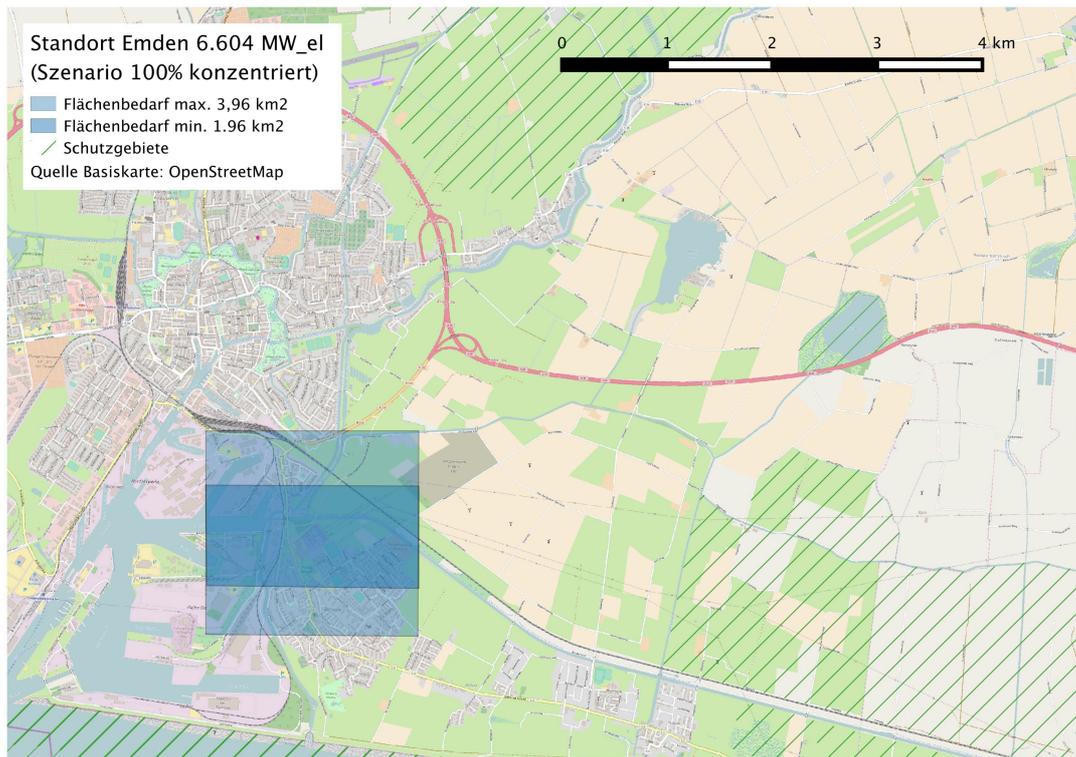


Abbildung 5: Darstellung der möglichen Flächeninanspruchnahme am Netzknoten Emden/Borßum für das Szenario 100% EE (konzentriert)

Quelle: Eigene Darstellung (WI)

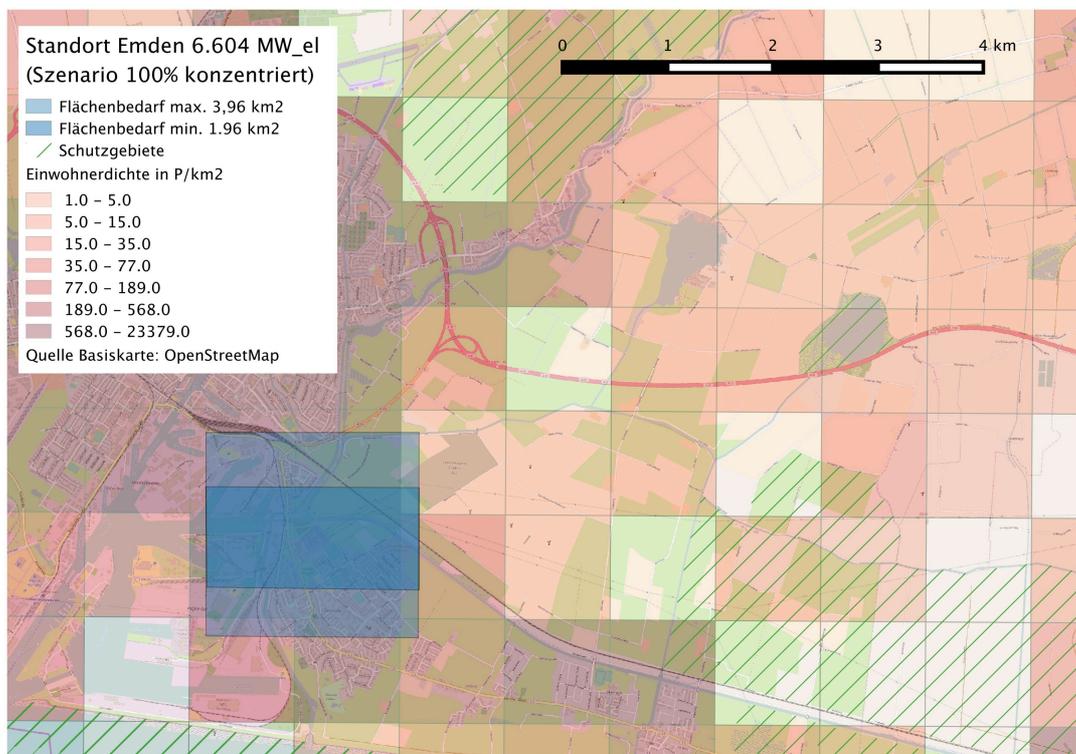


Abbildung 6: Verteilung der Einwohnerdichte um den Netzknoten Emden /Borßum

Quelle: Eigene Darstellung (WI)

Neben den zuvor beschriebenen Einschränkungen durch die Siedlungsdichte kommen an anderen Standorten weitere Hemmnisse hinzu.

Abbildung 7 zeigt den Standort des Netzknotens Brandenburg-West. An der Darstellung wird deutlich, dass sowohl Siedlungsdichte als auch die unmittelbare Umgebung durch Wald- und Schutzflächen einer zusammenhängenden Errichtung einer PtG-Anlage entgegenstehen.

Interessant ist an diesem Standort der Vergleich der Konversionsflächen im Nordwesten (ehem. Fliegerhorst Briest, 3 graue Einzelflächen), welche heute mit Solarparks (insg. 91 MW_P) bebaut sind. Die Flächen stellen einerseits die nächstgelegene Möglichkeit für die Errichtung der PtG-Anlage dar, zum anderen könnte durch eine integrierte Planung von EE-Erzeugungsanlagen und PtG-Standorten der Gesamtflächenbedarf deutlich reduziert werden. Aufgrund von unterschiedlichen Pächter- bzw. Betreiberinteressen können jedoch auch die Nutzungskonkurrenzen überwiegen.

Auch Abbildung 8 zeigt einen der identifizierten Netzknoten (Siedenbrünzow) mit einer PtG-Kapazität von 4.218 MW_{el}. Ebenfalls kann an diesem Standort die Nähe zu bestehenden großen EE-Erzeugungsanlagen festgestellt werden. So besteht östlich des Netzknotens bereits ein großflächiger Solarpark mit ca. 32MW_P.

Stellvertretend für mehrere Standorte in Norddeutschland ist die Umgebung dieses Netzknotens jedoch von großen Freiflächen geprägt, sodass eine räumliche Einordnung zunächst grundsätzlich möglich erscheint.

Für alle betrachteten Standorte gilt, dass eine zentrale Lösung mit hoher Wahrscheinlichkeit einen raumbedeutsamen Eingriff in die regionale Flächennutzung darstellt. Daher ist grundsätzlich mit langfristigem Vorlauf (Planfeststellungsverfahren) für die Realisierung zu rechnen. Eine Eignung der Standorte hängt dabei stets von den kommunalen Voraussetzungen und dem bestehenden öffentlichen Interesse an einer alternativen Nutzung ab.

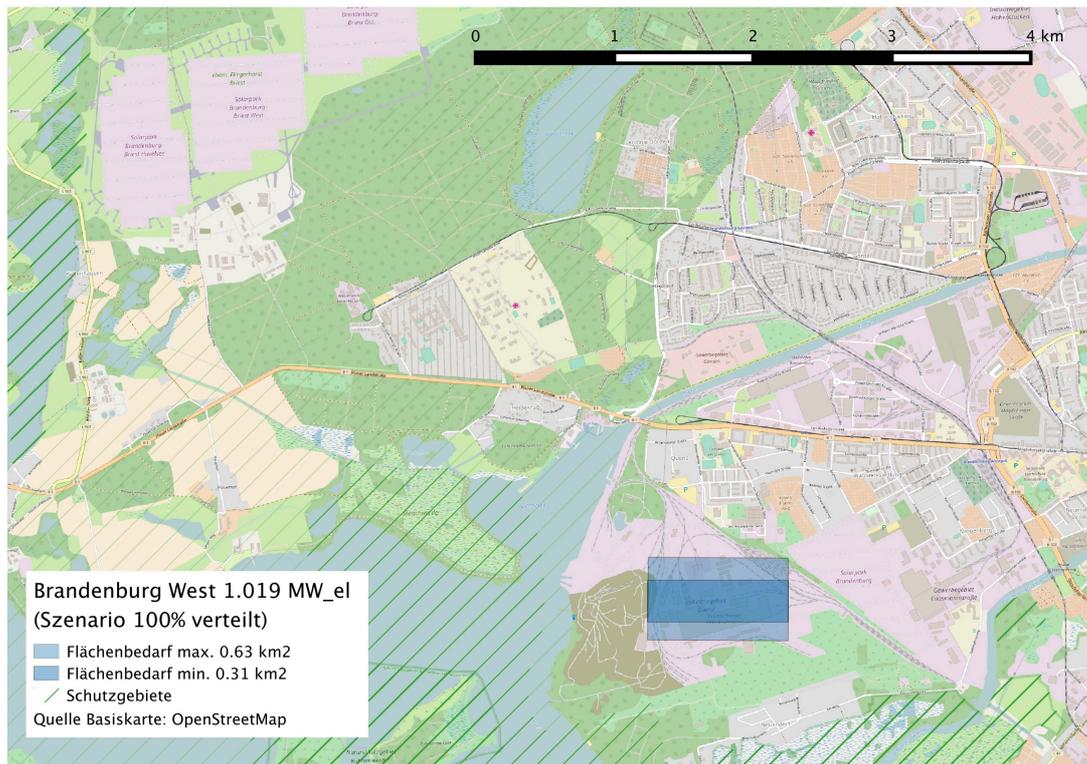


Abbildung 7: Netzknoten Brandenburg West und Flächenbedarf der PtG-Anlage nach Szenario 100% (verteilt)

Quelle: Eigene Darstellung (WI)

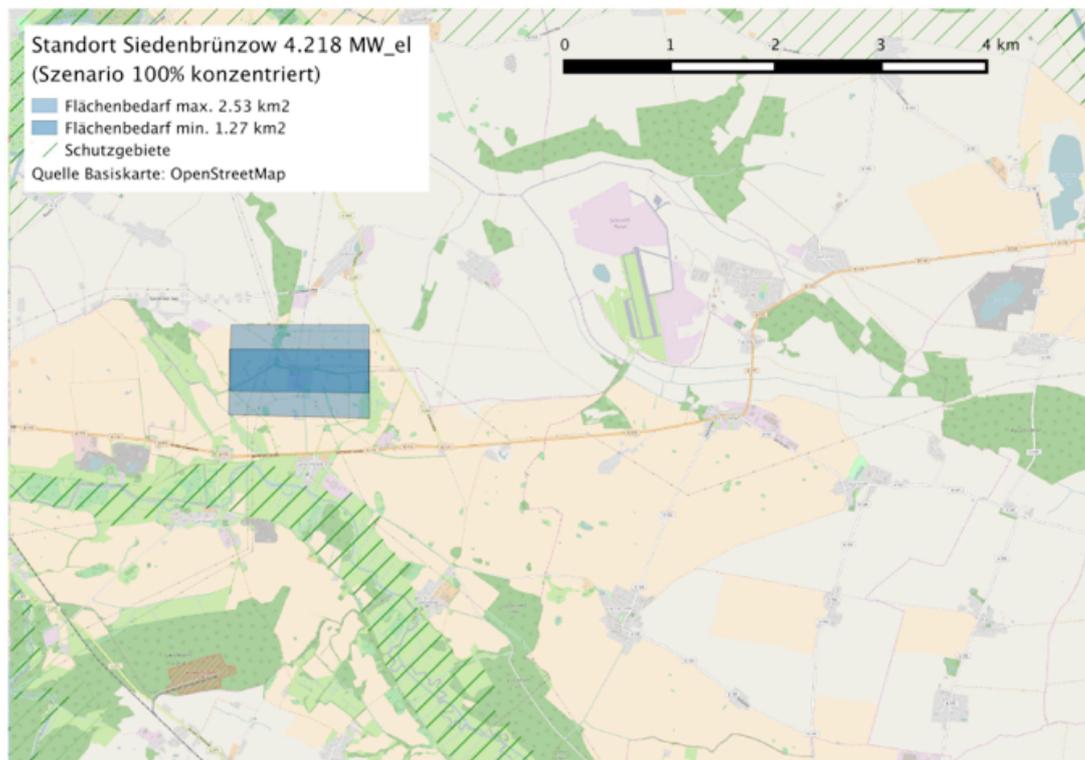


Abbildung 8: Netzknoten Siedenbrünzow und Flächenbedarf nach Szenario 100% (konzentriert)

Quelle: Eigene Darstellung (WI)

4.5 Fazit Ökologische Analysen und Standorteignung

Mathis Buddeke (WI)

Aus ökologischer Sicht stellen PtG-Anlagen in Bezug auf die eingesetzten und erzeugten Materialien keine Anlagen dar, deren Problemwirkung über vergleichbare Infrastrukturelemente (Gas- und Strominfrastruktur) hinausgeht. Lediglich der hohe Flächenbedarf, der technologiebedingt sowie aufgrund verstärkter Sicherheitsanforderungen (Explosionsschutz) entsteht, stellt zusammen mit den identifizierten Leistungsklassen eine Herausforderung an die planerische Umsetzung der Projekte dar. Hier erwarten die Autoren jedoch, dass noch nennenswertes Optimierungspotenzial besteht, um den spezifischen Flächenbedarf von sehr großen Anlagen bis zum Gigawattbereich deutlich zu reduzieren.

Eine Realisierung der PtG-Anlagen unmittelbar an den identifizierten Standorten ist gleichwohl teilweise dennoch schwierig, da der zusätzliche Flächenbedarf in Konflikt mit bestehender Infrastruktur und Nutzungsformen steht. In Anbetracht der identifizierten Leistungsklassen ist zudem wahrscheinlich an vielen Stellen eine umfassende Erweiterung der Stromnetzinfrastuktur erforderlich, so dass anstatt der hier identifizierten Standorte eher ortsnahe, jedoch planerisch günstigere Standorte netzseitig neu erschlossen werden müssen.

Die zuvor genannten Probleme treten insbesondere dann auf, wenn PtG Anlagen zentral geplant und umgesetzt werden sollen. Dies ist angesichts des bisher dezentral erfolgenden EE-Ausbaus, als Treiber für PtG, jedoch eher nicht zu erwarten, zumindest nicht zu Beginn der Markteinführung. Wenn stattdessen eher eine dezentrale PtG Infrastruktur verfolgt und aufgebaut wird, dann hätte dies einerseits stärkere ökologische Auswirkungen im Hinblick auf den Flächenbedarf zur Folge. Andererseits können dezentrale Anlagen sehr viel kurzfristiger und bedarfsgerechter, d.h. angepasst an den Ausbau der EE-Technologien, installiert werden. Die Entscheidung darüber wird für jeden Standort jedoch sehr wahrscheinlich auf individueller und betriebswirtschaftlicher (und nicht volkswirtschaftlicher) Basis beschlossen, so dass eine gute Prognose der tatsächlichen Entwicklungen aus heutiger Sicht nicht möglich ist.

Der Bedarf an PtG Anlagen wächst mit zunehmender Kapazität an Erneuerbaren wie Windenergie und Photovoltaik. Bei einem Ausbau dieser Technologien wie in den Szenarien unterstellt, wird sich stellenweise eine Nutzungskonkurrenz mit potenziellen PtG-Standorten ergeben. Insbesondere Konversionsflächen eignen sich grundsätzlich gut für die Errichtung sowohl von PtG als auch EE-Erzeugungsanlagen und werden in der Regel bevorzugt. Daher ist auch zu prüfen, inwieweit die Flächennutzung, z.B.: durch integrierte Ausbauplanung, in Einklang zu bringen ist um ökologisch und volkswirtschaftlich vorteilhaft zu handeln.

5 Handlungsempfehlungen

Frank Merten (WI), Boris Dresen (Umsicht)

Die Erarbeitung der Handlungsempfehlungen erfolgte in einem mehrstufigen Prozess und mit verschiedenen Bezugsebenen. Zu Beginn wurden aktuelle Veröffentlichungen (Studien und Stellungnahmen) recherchiert und die ermittelten Quellen nach Aussagen, Ergebnissen und Handlungsempfehlungen (HE) im Kontext von PtG untersucht. Daraus resultiert zunächst eine Vielzahl an externen „Meta-Empfehlungen“, die jedoch zum Teil auch deutlich über den Studienrahmen dieses Vorhabens hinausgehen (siehe Kapitel 5.1). Sie wurden daher für den nächsten Schritt entsprechend gefiltert.

Im zweiten Schritt wurde auf dieser Basis ein qualifiziertes Feedback mittels einer Fragebogenaktion bezüglich der abgeleiteten Meta-Empfehlungen innerhalb des Projektkonsortiums eingeholt. Aufbauend auf diesen Vorarbeiten und im Zusammenspiel der Ergebnisse der Modellierungen wurden dann erste eigene, vorhabenbezogene Handlungsempfehlungen abgeleitet (siehe Kapitel 5.2). Diese „Projekt-Handlungsempfehlungen“ wurden dann im Diskurs über die Modellergebnisse finalisiert. Dieser Prozess ist in Abbildung 9 dargestellt.

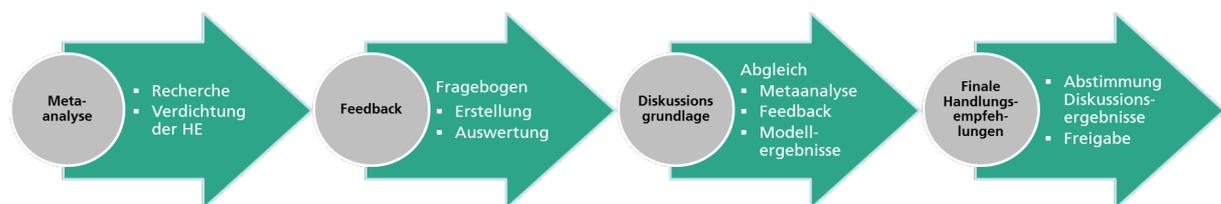


Abbildung 9: Ablauf der Formulierung von Handlungsempfehlungen

Quelle: Eigene Darstellung von Umsicht

5.1 Metaanalyse zu externen Empfehlungen

In den folgenden beiden Unterkapiteln werden die ersten beiden Prozessschritte und die ermittelten Ergebnisse dargestellt. Die Metaanalyse zu externen Handlungsempfehlungen erfolgte getrennt nach wissenschaftlichen Studien (Fraunhofer UMSICHT) und nach Stellungnahmen von Stakeholdern (Wuppertal Institut). Aus diesen beiden Analysen wurden dann gemeinsam externe Handlungsempfehlungen abgeleitet, die zum Studienrahmen und Analysefokus von KonStGas passen.

5.1.1 Empfehlungen aus Studiensicht

Boris Dresen (Umsicht)

In Zusammenarbeit mit dem Wuppertal-Institut wurden durch Fraunhofer Umsicht bestehende relevante Studien ausgewertet. Hierfür wurden zunächst bestehende Studien im Kontext der PtG Thematik ausgewertet, um eine Anschlussfähigkeit an den aktuellen Stand der Wissenschaft durch noch abzuleitende Erkenntnisse aus den Modellierungsergebnissen des Projekts leisten zu können.

Um möglichst fundierte Handlungsempfehlungen entnehmen und formulieren zu können, wurde ein breites Spektrum an Literatur als Basis verwendet. Hierbei wurden insgesamt 61 Veröffentlichungen der Jahre 2008 bis 2015 u.a. Studien, Ab-

schlussarbeiten, Fachzeitschriftartikel, Infobroschüren sowie Online-Veröffentlichungen und Gutachten miteinbezogen. Als Hauptkriterium für die Auswahl der Quellen wurde darauf geachtet, dass die Technologie PtG in unterschiedlichen Zusammenhängen behandelt wurde. Der Schwerpunkt der Fragestellung sowie die Relevanz von PtG in den jeweiligen Veröffentlichungen konnten dabei variieren. Die der Literatur entnommenen Empfehlungen wurden in einer Übersicht festgehalten und den sechs Kategorien »Staatliche Förderung«, »Zukünftiger Ordnungsrahmen«, »Elektrische Netze und PTX«, »Erdgasnetz und PTX«, »Mobilität und Kraftstoffe« und »Wärmesektor« zugeordnet. Die verwendeten Quellen sind mit näheren Informationen in einer Excel Datei aufgelistet und als Liste in Anhang A2 verfügbar.

Ein großer Anteil der gewählten Quellen sind Wirtschaftlichkeits- und Umweltanalysen, welche die Technologie PtG in unterschiedlichen Szenarien betrachten. Besagte Szenarien unterscheiden sich in Methodik, Annahmen und der berücksichtigten Einsatzmöglichkeiten der Technologie. Hier sind Speicherung des Gases in Kavernenspeichern, Rückverstromung sowie die Verwendung von Synthesegas als Treibstoff als ausgewählte Einsatzmöglichkeiten zu nennen. Im Punkt Handlungsempfehlungen erwiesen sich vor allem die Wirtschaftlichkeitsanalysen als sehr ergiebige Quelle, da hier oftmals die notwendigen Bedingungen für den wirtschaftlichen Betrieb von PtGA sowie Empfehlungen für die Förderung der Technologie behandelt wurden. Die Ergebnisse der Arbeiten mit technischen Fragestellungen waren oftmals zu spezifisch um als allgemeine Handlungsempfehlungen aufgenommen zu werden.



Abbildung 10: Ablauf der Metaanalyse

Quelle: Eigene Darstellung von Umsicht

Die während der Metaanalyse identifizierten Handlungsempfehlungen wurden in zwei weiteren Schritten aufbereitet und verdichtet. Im ersten Schritt wurden alle Passagen aus den Quellen, welche genauere Ergebnisse und Empfehlungen beinhalten, tabellarisch erfasst. Im zweiten Schritt wurden ähnliche Empfehlungen zusammengefasst und gekürzt. So wurden aus ursprünglich 241, 187 aggregierte Handlungsempfehlungen. Abschließend wurden die verbliebenen Handlungsempfehlungen mit den Inhalten und Zielstellungen des Projekts abgeglichen, sodass 77 relevante Handlungsempfehlungen für die weitere Diskussion im Projekt verblieben.

Nr.		3	4	6	13	14	43	45
Kurztitel		Consentec 2011	DLR et al. 2010	DLR et al. 2012	BMW i 2013	Krzikalla et al. 2013	dena 2012	Elsner 2015
Allgemeine Handlungsempfehlungen	Kategorie							
Längerfristig ist die intelligente Steuerung von Netzen (Smart Grids) eine weitere wesentliche Voraussetzung, um Stromerzeuger, Speicher und Verbraucher wirkungsvoll miteinander zu verknüpfen, wobei auch die Eigennutzung und das Vor-Ort-Lastmanagement beim Verbraucher eine wachsende Rolle spielen wird. Wenn der Übergang zu einer weitgehend auf EE basierten Energieversorgung auch für den Verkehrsbereich und den Wärmebereich erreicht werden soll, müssen auch Gasnetze und Wärmenetze in ein generelles „Last-management“ einbezogen werden und miteinander verbunden sein.	Elektrische Netze und PTX							
Langfristig kann eine stromseitige Vollversorgung mit EE durch die Nutzung der aus EE-Strom hergestellten speicherbaren Energieträger wie EE-Wasserstoff oder EE-Methan sichergestellt werden. Durch die Rückverstromung in Gaskraftwerken dienen diese Energieträger als Langzeitspeicher zum saisonalen Ausgleich.	Elektrische Netze und PTX							
Dies ergibt sich daraus, dass bei sehr hohen CO ₂ -Reduktionszielen nur noch so wenige fossile Energieträger genutzt werden können, dass die Erzeugung synthetischer Brennstoffe wie Wasserstoff und Methan für Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und die Wärmeversorgung erforderlich ist.	Wärmesektor							
Eine Besserstellung der Power to Gas Technologie würde erreicht, wenn das erzeugte SNG generell als EE-Gas anerkannt würde, unabhängig davon, wo das verwendete CO ₂ herkommt. Dies lässt sich damit begründen, dass durch die Speicherung kein zusätzliches CO ₂ entsteht. CO ₂ , das ohnehin schon da ist, wird der Umwelt entnommen und bei der Rückverstromung wieder emittiert.	Zukünftiger Ordnungsrahmen							
Anlagen sollten in der Nähe von: Transportnetzebene, Gasspeichern, Gasnetz, RES, Biogasanlagen, Industrieanlagen und sonstiger Absatzmöglichkeiten gebaut werden + Windenergieanlagen	Erdgasnetz und PTX							
Erfahrungen aus Projekten, in denen Power-to-Gas umgesetzt wurde, zeigen, dass eine frühe Einbindung und Information der Bevölkerung essenziell ist. Auch müssen Sicherheitsaspekte oberste Priorität haben, um Akzeptanz in der Bevölkerung zu erlangen. In Summe scheinen aber die Akzeptanzprobleme überbrückbar.	Staatliche Förderung							

Abbildung 11: Tabellenausschnitt für die Sammlung und Einordnung von Handlungsempfehlungen

Quelle: Eigene Darstellung von Umsicht

5.1.2 Empfehlungen aus Stakeholdersicht

Philipp Schaub (WI)

Um zu erfahren, wie die Empfehlungen bzw. Positionen von verschiedenen Stakeholdern zum Themenbereich Power-to-Gas/-X aussehen, wurde zunächst eine Auswahl an zu untersuchenden Stakeholdern aus Politik und Wirtschaft getroffen und für diese dann eine **Internetrecherche**¹⁷ nach einschlägigen bzw. themenverwandten öffentlich verfügbaren Dokumenten durchgeführt. Die ermittelten Dokumente wurden dann auf ihre Empfehlungen bezogen auf die sechs im vorigen Kapitel genannten Kategorien hin ausgewertet. Inhaltlich ähnliche Empfehlungen, die aber in der Regel nicht wortgleich waren, wurden dabei nach eigenem Ermessen einer gemeinsam passenden Empfehlung zugeordnet, d.h. bei den Empfehlungen in der folgenden Tabelle handelt es sich nicht unbedingt um Zitate aus den Quellen.

Die Ergebnisse der Literaturrecherche und Metaanalyse sind in der Tabelle 7 als Überblick zusammengefasst. Sie stellen aufgrund des engen und einmaligen Durchführungszeitraums einen **„Schnappschuss“** von Empfehlungen aus Stakeholdersicht zum Ende des Jahres 2015 dar. Dieser enthält **insgesamt 20 verschiedene Empfehlungen von sieben unterschiedlichen Stakeholdern**, zwei Parteien, ein Ministerium, drei Verbände und eine einschlägige Plattform, die wiederum eine Reihe von verschiedenen Stakeholdern miteinander vernetzt.

Der Überblick zeigt, dass die Mehrzahl der ermittelten externen Empfehlungen auf die Kategorien „Neuer Ordnungsrahmen“ (6) und „Mobilität und PtX“ (5) entfallen. Hier finden sich auch die folgenden vier Empfehlungen wieder, die von der Mehrheit

¹⁷ Die Internetrecherche wurde im November 2015 durchgeführt, sodass jüngere Quellen und Empfehlungen in der Metaanalyse nicht berücksichtigt sind.

der untersuchten Stakeholder vertreten werden und damit die größte Kongruenz von allen ermittelten Stakeholder Empfehlungen aufweisen:

- Bereits zum jetzigen Zeitpunkt sollte ein Rahmen für den Einsatz von Energiespeichern im zukünftigen Marktdesign entwickelt werden, damit dem Energiesystem der Zukunft die benötigten Flexibilitäten zu Verfügung gestellt werden können (6 von 7)
- Energiespeicher sollten von Letztverbraucherabgaben (z.B. Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) Umlage) und bei netzdienlichem Verhalten auch von den Netzentgelten ausgenommen werden (5 von 7)
- Neuregelung der EEG Härtefallregelung, sodass aufgrund einer Netzüberlastung nicht genutzte elektrische Leistung aus EE durch Speichertechnologien wirtschaftlich genutzt werden kann (4 von 7)
- Speichergas, das mit Hilfe von erneuerbarem Strom erzeugt wurde, sollte mit Biomethan gleichgestellt werden um somit im Sinne des Bundes-Immissionsschutzgesetzes quotenfähig zu sein (4 von 7).

Die Mehrzahl der Empfehlungen (9 von 20) stammt dagegen „nur“ von einem einzelnen Stakeholder. Dies könnte ein Indiz dafür sein, dass es sich hierbei eher um spezielle Empfehlungen handelt und damit um Themen, die entweder zu wenig im allgemeinen Blickfeld sind oder eventuell auch umstritten bzw. nicht mehrheitsfähig sind. Allerdings lässt sich das ohne weitere Untersuchungen oder Nachfragen nicht belegen. Die zweitgrößte Gruppe (7 von 20) stellen die Empfehlungen dar, die von zwei bis drei Stakeholdern (von sieben) geteilt werden. Diese erstrecken sich recht homogen über die sechs betrachteten Kategorien.

Die ermittelten externen Empfehlungen bilden die Basis für den nächsten Schritt, der Feedbackrunde durch die Forschungspartner und Teilnehmer eines KonStGas-Experten-Workshops.

Tabelle 7: Überblick über die ermittelten externen Handlungsempfehlungen von Stakeholdern

Kategorie	Abgeleitete Empfehlungen	Bündnis 90/Die Grünen	CDU	StMWIVT 1)	VKU 2)	BDEW 3)	DVGW 4)	Dean Strategieplattform Power to Gas
Staatliche Förderung	Staatliche Fördergelder(/-programm) für Forschungsprogramme um Energie- und Kosteneffizienz der Technologien zu verbessern	X			X			X
	Einmalige Investitionszuschüsse/ Anreize für die Errichtung von PtGA (Technologieförderung sowie Steuererleichterung)				X			
Neuer Ordnungsrahmen	Bereits zum jetzigen Zeitpunkt sollte ein Rahmen für den Einsatz von Energiespeichern im zukünftigen Marktdesign entwickelt werden, damit dem Energiesystem der Zukunft die benötigten Flexibilitäten zu Verfügung gestellt werden können	X	X	X	X	X		X
	Ein einheitlicher Rechtsrahmen für Energiespeicher sollte erarbeitet werden. In diesem sollten Energiespeicher als viertes Element neben Erzeugern, Netzen und Verbrauchern anerkannt werden		X	X	X			
	Energiespeicher sollten von Letztverbraucherabgaben (z.B. EEG Umlage) und bei netzdienlichem Verhalten auch von den Netzentgelten ausgenommen werden		X	X	X		X	X
	Flexibilitäten sollten auf den Spot- und Intra-Day-Märkten finanziell honoriert werden, sowie die Marktregeln vereinfacht werden		X					
	Leistungspreise für die Vorhaltung fest zugesagter Stundenleistungsabnahme von Kombikraftwerken, die PtG-Methan verwenden, sollte eingeführt werden					X		
	Neuregelung der EEG Härtefallregelung, sodass aufgrund einer Netzüberlastung nicht genutzte elektrische Leistung aus EE durch Speichertechnologien wirtschaftlich genutzt werden kann	X	X	X			X	
Elektrische Netze und PtX	Netzausbau und Speicherung von Energie sollten in volkswirtschaftlich vertretbarem Verhältnis stattfinden. Bei der Netzplanung sollte die PtG-Technologie als Option zur Vermeidung des Netzausbaus bereits jetzt herangezogen werden.				X			
	Netzbetreibern sollte es erlaubt sein Flexibilitätsdienste der PtX-Technologien für ihre Systeme in Anspruch zu nehmen (solange günstiger als Netzausbau)		X		X		X	
	Netzbetreiber sollten das Recht besitzen PtGA errichten zu dürfen und diese sollten die Kosten für die Errichtung von PtGA als umlagefähig anerkannt bekommen						X	

Kategorie	Abgeleitete Empfehlungen	Bündnis 90/Die Grünen	CDU	StMWIVT 1)	VKU 2)	BDEW 3)	DVGW 4)	Dean Strategieplattform Power to Gas
Erdgasnetz und PtX	Untersuchungen in Forschung und Praxis über realistische Beimischquoten von Wasserstoff im Erdgasnetz und auf Basis dieser Erkenntnisse Neuregelung der Wasserstoff Beimischquoten			X	X			
	Neuregelung des Gasnetzzuganges für PtGA. Diese sollten aufgrund ihrer systemstabilisierenden Wirkung in der Gasnetzzugangsverordnung eine Privilegierung erhalten				X			
Mobilität und PtX	Steuerliche Vorteile für Autos, die EE-PtG-Methan oder -Wasserstoff verwenden (Steuervorteil aufgrund von den verminderten Klimaauswirkungen)	X			X			
	Verlängerung der Steuervergünstigungen für Erdgas als Kraftstoff über 2018 hinaus				X			X
	Speichergas, das mit Hilfe von erneuerbarem Strom erzeugt wurde, sollte mit Biomethan gleichgestellt werden um somit im Sinne des Bundes-Immissionsschutzgesetzes quotenfähig zu sein				X		X	X
	Verwendung von Wasserstoff oder Methan (mit Hilfe von der PtG-Technologie hergestellt) im Automobilbereich sollte lediglich als eine ergänzende Option für die Zukunft angesehen werden	X						
	Als ein finanzielles Anreizinstrument sollte die Mehrfachanrechnung der CO ₂ Reduktion von erneuerbarem Gas im Kraftstoffmarkt eingeführt werden							X
Wärmesektor	Im Wärmesektor sollte nicht mehr das individuelle Gebäude, sondern der Wärmebedarf eines Stadtviertels im Fokus stehen. Durch Wärmenetze und „Power-to-Heat“ können erneuerbare Energien in die Wärmeversorgung integriert werden	X						
	Zur Deckung der EEG-Wärme-Quote sollte in Zukunft die Verwendung von erneuerbarem Speichergas in Verbindung mit Mini-KWK Anlagen anrechenbar sein			X	X			
Bemerkungen: 1) Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie; 2) Verein kommunaler Unternehmen; 3) Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.; 4) Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.								

Quelle: Eigene Darstellung aus (Wuppertal Institut und Schaubé 2017)

5.1.3 Feedback zu externen Meta-Empfehlungen

Die, aus den beiden vorigen Metaanalysen, resultierenden externen Handlungsempfehlungen wurden im Rahmen eines Fragebogens aufbereitet und im Projektkonsortium sowie während eines Experten-Workshops auch von externen Teilnehmern gespiegelt. Der dafür konzipierte Fragebogen (siehe Tabelle 8, die ersten drei Spalten) hatte zum Ziel, Feedback bezüglich der Priorisierung von Empfehlungen – auch im zeitlichen Kontext – zu erlangen. Des Weiteren sollte überprüft werden, in welchen Themenfeldern Konsens herrschte und welche Themen Kontroversen bzw. unterschiedliche Standpunkte beinhalteten. Der Fragebogen umfasst **insgesamt 38 Fragen** und ist wieder in die folgenden sechs Themengebiete bzgl. PtG untergliedert:

- Staatliche Förderung,
- Zukünftige Ordnungsrahmen,
- Elektrische Netze und PtX,
- Erdgasnetz im Zusammenhang mit PtX
- Mobilität und Kraftstoffe
- Wärmesektor und PtX.

Die Teilnehmer an der Umfrage konnten ihre Meinung bzw. ihre Abschätzung zu jeder Frage in zweierlei Hinsicht kundtun: Zunächst kann die eigene Bewertung bezogen auf eine zeitliche Untergliederung in kurzfristig, mittelfristig und langfristig und dann für jeder dieser drei Phasen zudem der Zustimmungsggrad bzgl. der Fragestellung anhand von Zahlen zum Ausdruck gebracht werden. Die 0 steht hierbei für „Stimme überhaupt nicht zu“ die 5 hingegen für „Stimme voll und ganz zu“. Insgesamt wurden auf diese Weise die Meinungen von **zehn Teilnehmern** eingeholt (siehe Tabelle 8).

Die Antworten bzw. die Zahlenwerte sind hierbei für jeden Zeitraum und jede Frage gemittelt worden, um ein allgemeines Meinungsbild zu erhalten. Zusätzlich ist auch die Dissens bzw. die Einigkeit der Teilnehmer bzgl. jeder Fragestellung untersucht und festgehalten worden. Das resultierende Meinungsbild wird im Anschluss an die Tabelle deskriptiv nach den Kategorien zusammengefasst dargestellt.

Tabelle 8: Beispielhafte Ergebnisse der Befragung bezogen auf die externen Meta-Handlungsempfehlungen

Bewertung der HF bezüglich Projektrelevanz (Bewertung durch)	Handlungsempfehlung	Teilnehmer																														Mittelwerte		
		1			2			3			4			5			6			7			8			9			10			K	M	L
		K	M	L	K	M	L	K	M	L	K	M	L	K	M	L	K	M	L	K	M	L	K	M	L	K	M	L	K	M	L			
Staatliche Förderung	X	Demonstrationsprojekte sollten gefördert werden.																														3,7	2,9	1,5
	X	Vergünstigungen sollten degressiv und befristet sein.																														4,1	4,1	4,1
	X	Die Verwendung von regenerativ erzeugtem Gas sollte offen und nicht an Bedingungen, wie z.B. die Rückverstromung, gekoppelt sein (Verwendungsunabhängige Förderung von EE-Gasen).																														4,3	4,3	4,3
	X	Es sollten Marktanreizprogramme aufgesetzt werden.																														3,8	4,3	3,2
	X	Weitere staatliche Fördergelder sollten für Forschungsprogramme freigegeben werden, mit dem Ziel die Energie- und Kosteneffizienz der Technologien zu verbessern.																														4,1	4,0	3,9
	X	Einmalige Investitionszuschüsse sollten nicht in Form eines Programmes gewährt werden, sondern wie zur Zeit durch die Prüfung individueller Anträge.																														3,3	3,3	3,3
	0	Es sollte ein EEGasG mit Direktvermarktungsmöglichkeit (subventionierende Preisregelungen) entwickelt werden.																														0,3	0,3	0,3
	-	Analog zu dem 1000 Dächer Programm der 90er Jahre, sollte die Bundesregierung zur Technologieförderung ein 1000 MW PtX Programm aufsetzen.																														1,8	2,1	1,8
	Zukünftiger Ordnungsrahmen	X	Bereits zum jetzigen Zeitpunkt sollte ein Rahmen für den Einsatz von Energiespeichern im zukünftigen Marktdesign entwickelt werden, damit dem Energiesystem der Zukunft die benötigten Flexibilität zu Verfügung gestellt werden können.																														3,3	3,3
X		Die durch PtX Anlagen bereitgestellte Flexibilität sollten in einem zukünftigen Marktdesign auf den Spot- und Intradaymärkten finanziell honoriert werden.																														2,0	2,0	1,6
0		Feste Leistungspreise für die Vorhaltung zugesagter Stundenleistungsabnahme sollten für KWK-Kraftwerke, die Erdgas verfeuern, das aus PtG-Anlagen stammt, eingeführt werden.																														1,4	1,4	1,4
0		Das technische Regelwerk (für Gas, Strom, Gerätehersteller), wie beispielsweise die Erhöhung des zulässigen H2 Anteils in gastechnischen Anwendungen, sollte weiterentwickelt werden.																														4,4	4,4	4,4
-		Der Rechtsrahmen der Energiespeicherung sollte in allen relevanten Regelungs-bereichen kohärent fortentwickelt werden.																														4,6	4,6	4,6
-		Ein einheitlicher Rechtsrahmen für Energiespeicher sollte erarbeitet werden. In diesem sollten Energiespeicher als viertes Element neben Erzeugern, Netzen und Verbrauchern anerkannt werden.																														3,0	3,0	3,0
-		Energiespeicher sollten von Letztverbraucherabgaben (z.B. EEG Umlage) und bei netzdienlichem Verhalten auch von den Netzentgelten ausgenommen werden.																														4,6	4,2	3,7
-		Die EEG-Härtefallregelung sollte schrittweise überarbeitet werden, sodass Anlagenbetreiber dazu angereizt werden bei einer Netzüberlastung nicht genutzte elektrische Energie aus erneuerbaren Quellen mit Hilfe von Speichertechnologien wirtschaftlich zu nutzen, anstatt die Anlagen abzuschalten.																														3,0	3,0	3,0

Im Folgenden werden die zuvor dargestellten Ergebnisse für die o. g. sechs Kategorien, die auf der Teilnahme von insgesamt 10 Personen beruht, qualitativ zusammengefasst.

Staatliche Förderung

Es wird grundsätzlich für wichtig befunden, dass Demonstrationsprojekte für die Technologie PtG, zumindest während eines kurzfristigen Zeithorizontes, weiter gefördert werden. In diesem Kontext ist zu beachten, dass die grundsätzliche Machbarkeit zwar bereits zum jetzigen Zeitpunkt hinreichend belegt ist, eine Förderung zur Gewinnung neuer Erkenntnisse jedoch weiterhin sinnvoll erscheint.

Bezüglich weiterer möglicher Instrumente der Förderpolitik zeichnet sich jedoch zum Teil ein kontroverses Meinungsbild ab. Grundsätzlich wird es als sinnvoll angesehen, dass "weitere staatliche Fördergelder [...] für Forschungsprogramme mit dem Ziel freigegeben werden sollten, die Energie- und Kosteneffizienz der Technologien zu verbessern" (siehe Tabelle 8, Zeile 7), jedoch werden bezüglich der Wahl von Förderinstrumenten unterschiedliche Standpunkte vertreten. Dies spiegelt sich auch in der Technologiewahrnehmung wider. Zum einen wird argumentiert, dass einzelne Technologien bereits marktreif seien und daher eine rasche Technologieeinführung statt weiterer Großforschungsprogramme nötig ist. Andererseits wird gesehen, dass eine „Differenzierung nach Technologie und Reife nötig ist, da beispielsweise die alkalische Elektrolyse technisch weiter entwickelt ist als die PEM (Proton Exchange Membrane-Elektrolyse). Daraus wird geschlussfolgert, dass Kosteneffizienz besser über Marktanreizprogramme angestrebt werden sollte.

Die Einführung eines an das EEG angelehnten Förderprogramms (z.B. ein Erneuerbares Gas Einspeise- und Speichergesetz (EEGasG)) wird sehr kritisch gesehen. Des Weiteren besteht ein starker Dissens bezüglich der Förderinstrumente „individuelle Projektförderung“ auf der einen Seite und der Option einer breiten Technologieförderung über ein „1000 Dächer Programm“ auf der anderen Seite. Hier werden unterschiedliche Förderstrategien für sinnvoll erachtet. Es wird kritisch angemerkt, dass es wichtig sei, diese Programme sehr beschränkt und sparsam einzusetzen, da Rückkoppelungen auf den Strommarkt zu erwarten sind und bei jedem Eingriff die freien Marktkräfte in ihrer Wirkung und Steuerfunktion beschränkt werden. Einhellige Zustimmung dagegen existiert in dem Punkt, dass Vergünstigungen degressiv und befristet sein sollten. So wird angeführt, dass z.B. die Befreiung von Letztverbraucherabgaben für alle Neubauanlagen in den nächsten 5 Jahren ausreichend sei.

Bezüglich der Verwendung von regenerativ erzeugtem Gas ist das Meinungsbild einheitlich. In einer verwendungsunabhängigen Förderung von EE-Gasen sollte diese offen und nicht an Bedingungen, wie z.B. die Rückverstromung, gekoppelt sein. Vereinzelt werden Vorteile dieser offenen Förderung in einer bestmöglichen Entfaltung und Integration der Technologie PtG in der Sektorkopplung gesehen, die zur Entwicklung von neuen Geschäftsmodellen führen kann. Es wird jedoch auch die Gefahr gesehen, dass eine unabhängige Förderung zu Fehlsteuerungen führen könnte, während eine Grundförderung in Kombination mit technologiespezifischen Aufschlägen zielführender zu sein scheint.

Zukünftiger Ordnungsrahmen

Die Meinungen darüber, ob Energiespeicher bereits zum jetzigen Zeitpunkt im aktuellen Marktdesign verankert werden sollten, sind nicht einheitlich. Es herrscht jedoch Einigkeit darüber, dass das technische Regelwerk (für Gas, Strom, Gerätehersteller) und der Rechtsrahmen der Energiespeicherung weiterentwickelt werden sollten. Es wird darauf hingewiesen, dass generell die „Neuinstallationen im Gassektor eine höhere Wasserstoffverträglichkeit mitbringen“ sollten.

Der Aussage, dass Energiespeicher von Letztverbraucherabgaben (z.B. EEG Umlage) und bei netzdienlichem Verhalten auch von den Netzentgelten ausgenommen werden sollten, wird allgemein zugestimmt. Hier wird auf den Bedarf an der Einführung von Förderbedingungen hingewiesen. Es wird vorgeschlagen, dass eine Voraussetzung für eine mögliche Ausnahmeregelung die gezielte Abnahme bzw. Integration von EE-Strom und ein systemdienlicher Einsatz sein könnte.

Kein klares Meinungsbild liegt bezüglich der Handlungsempfehlung vor, dass "...die durch Power-to-X-Anlagen (PtXA) bereitgestellte Flexibilität in einem zukünftigen Marktdesign auf den Spot- und Intradaymärkten finanziell honoriert werden sollte“ (siehe Tabelle 8, Zeile 13). Ebenso wird die Notwendigkeit einer möglichen Überarbeitung der EEG-Härtefallregelung für PtXA kritisch gesehen.

Elektrische Netze und PtX

Grundsätzlich birgt die Wasserstoffelektrolyse ein großes technisches Weiterentwicklungspotenzial. In diesem Kontext wird angeführt, dass die Elektrolyse bei jetzigen PtGA einer der Hauptkostentreiber ist und große Kostensenkungspotenziale in der Automatisierung des Herstellungsprozesses sowie in der Realisierung von Skaleneffekten liegen. Des Weiteren wird die Meinung vertreten, dass die Methanisierung technologisch weiterentwickelt werden sollte. Hierbei wird darauf hingewiesen, dass eine technologieoffene Förderung stattfinden sollte, die sowohl die biologische als auch chemisch-katalytische Verfahren berücksichtigt.

Die Erhöhung der Auslastung der Elektrolyseure durch Strom, der jedoch nicht zwingend Überschussstrom ist, wird sehr kritisch gesehen. Dies kann lediglich in Einzelfällen und auch nur in dem Fall, dass regenerativ erzeugter Strom mit einem geringeren Treibhausgaseinsparpotenzial verwendet wird, sinnvoll sein.

Bei der aktuellen Netzplanung sollte die Technologie PtG als Option zur Verminderung des Netzausbaubedarfs bereits jetzt herangezogen werden. Hierbei sollten die Optionen Netzausbau und Speicherung von Energie gegeneinander abgewogen werden. Es ist dabei zu bedenken, dass der Netzausbau primär dem räumlichen und der Speicherausbau dem zeitlichen Ausgleich dient.

Kein einheitliches Meinungsbild zeichnet sich bezüglich der Frage ab, ob der für die Elektrolyse genutzte Strom von Netzentgelten befreit werden sollte. In diesem Kontext werden unterschiedliche Rahmenbedingungen aufgeführt, die eine Befreiung rechtfertigen würden:

- Nur bei Verwendung von EE-Strom in Kombination mit einer neuen Marktrolle der Speicher
- Nur bei netzdienlichem Verhalten und der Nutzung von Überschussstrom
- Nur, wenn der Betrieb der PtGA zur Stabilisierung des Netzes beiträgt und eine Verschärfung von Netzengpässen vermieden wird.

Mögliche Nutzungsansprüche der Netzbetreiber bezüglich der PtX Technologien werden sehr unterschiedlich bewertet. Der Handlungsempfehlung, dass Netzbetreibern das Recht eingeräumt wird, PtXA zur Netzstabilisierung errichten zu dürfen, wird unter zwei Einschränkungen generell zugestimmt: Zum einen sollten Alternativen, insbesondere der Netzausbau, berücksichtigt werden. Zum anderen sollte garantiert werden, dass der Betrieb mit regenerativ erzeugtem Strom gewährleistet ist. In diesem Kontext sollte jedoch kritisch angemerkt werden, dass die Handlungsempfehlung „Netzbetreibern sollte es erlaubt sein Flexibilitätsdienste der PtX Technologien für ihre Systeme in Anspruch zu nehmen“ möglicherweise nicht präzise genug formuliert wurde.

Überwiegend wird es als sehr wichtig erachtet, die betroffenen Bürger vor Beginn konkreter Bauvorhaben (Kavernenspeicher, etc.) umfassend über die Nutzen und Risiken sowie die geplanten Maßnahmen zur deren Vermeidung bzw. Minimierung zu informieren. Eine Möglichkeit zur Akzeptanzförderung ist die Entwicklung von Beteiligungskonzepten für Betroffene.

Erdgasnetz und PtX

Bezüglich der Frage, ob PtGA aufgrund ihrer systemstabilisierenden Wirkung in der Gasnetzzugangsverordnung eine Privilegierung erhalten sollten, werden sehr unterschiedliche Meinungen vertreten. Des Weiteren herrscht Uneinigkeit bezüglich der Frage, ob eine bundesweite Wasserstoffinfrastruktur aufgebaut werden sollte. Kritiker dieser Option führen das Argument an, dass mit dem Prozessschritt der Methanisierung ein uneingeschränkter Anschluss von PtGA an die bestehende Gasinfrastruktur möglich sei. Es wird darauf hingewiesen, dass der Aufwand des Aufbaus einer neuen Wasserstoffinfrastruktur für Übertragung, Verteilung, Speicherung und Nutzung dem relativ geringen Aufwand der dazu relativ kostengünstigen Methanisierung gegenüber zu stellen ist. Andere Teilnehmer führen an, dass der Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur vor dem Hintergrund der Entwicklung des H₂-Verbrauchs, insbesondere durch den Verkehrssektor, bewertet werden sollte.

Generell wird gesehen, dass es eine wesentliche Aufgabe des DVGW sein sollte, Herstellern bei der Entwicklung von Gasgeräten und -komponenten mit höheren H₂-Konzentrationen bzw. EE-CH₄ zu unterstützen. Jedoch sollte auch kritisch angemerkt werden, dass nur 40 % der Teilnehmer sich zu diesem Punkte geäußert haben und daher möglicher Weise die Frage zu spezifisch formuliert wurde.

Kavernen sollten zur Wasserstoffspeicherung herangezogen werden. Der dafür genutzte Wasserstoff sollte in räumlicher Nähe produziert werden.

Mobilität und Kraftstoffe

Bezüglich der Rolle von Treibstoff aus PtG im Mobilitätssektor herrscht große Einigkeit bei den Teilnehmern. Kurz- wie langfristig werden folgende Handlungsempfehlungen als wichtig eingestuft:

Es bedarf der Entwicklung verlässlicher Qualitätssicherungs- bzw. Zertifizierungssysteme zum Nachweis der „grünen“ Eigenschaft von H₂-Kraftstoff bzw. des aus gespeichertem Wasserstoff hergestellten, elektrischen Stroms.

Mittel- bis langfristig muss auch untersucht werden, inwieweit die derzeitige Obergrenze für Wasserstoff im Kraftstoff im DVGW-Regelwerk G 262 zukünftig angehoben werden kann.

Speichergas, das mit Hilfe von erneuerbarem Strom erzeugt wurde, sollte mit Biomechan gleichgestellt werden um im Sinne des Bundes-Immissionsschutzgesetzes quotenfähig zu sein.

Kraftfahrzeuge, die Methan oder Wasserstoff aus PtGA als Antriebskraftstoff verwenden, sollten aufgrund der verminderten Klimaauswirkungen steuerlich bevorteilt werden.

Die Steuervergünstigungen für Erdgas als Kraftstoff sollten über 2018 hinaus verlängert werden.

Eine unterschiedliche Auffassung besteht jedoch bezüglich der Entwicklung der zukünftigen Marktanteile von Personenkraftwagen, die mit synthetischem Kraftstoff aus PtGA betrieben werden. Teilweise wird die Ansicht vertreten, dass der synthetische Kraftstoff lediglich eine ergänzende Option im Automobilbereich sein wird und somit als ergänzende Möglichkeit zu der E-Mobilität und dem Schienenverkehr gesehen werden sollte.

Des Weiteren werden mögliche Anreizinstrumente sehr unterschiedlich bewertet. Dies betrifft sowohl die Mehrfachanrechnung der CO₂-Reduktion von erneuerbarem Gas im Kraftstoffmarkt als auch eine mögliche Energiesteuerbefreiung von synthetisch erzeugtem EE-H₂ bzw. EE-CH₄.

Wärmesektor und PtX

Bezüglich folgender Themen, die den Einsatz der PtH Technologie im Wärmesektor betreffen, konnte kein einheitliches Meinungsbild ermittelt werden.

Die PtH Technologie eignet sich zur Deckung des Wärmebedarfes von Stadtvierteln mit Hilfe von Wärmenetzen. In einem neuen Wärmeenergiekonzept sollte nicht mehr allein die Dämmung von individuellen Gebäuden im Vordergrund stehen, sondern auch die Integration der erneuerbaren Energien mit Hilfe von Wärmenetzen und der PtH Technologie als Strategiepfad anerkannt werden.

Zur Deckung der EEG-Wärme-Quote für Neubauten sollte in Zukunft die Verwendung von erneuerbarem Speichergas in Verbindung mit Mini-KWK Anlagen anrechenbar sein.

In diesem Kontext sollte diskutiert werden, ob die vorgeschlagenen Handlungsempfehlungen zielführend oder zu spezifisch formuliert wurden.

5.2 Ableitung von KonStGas-Empfehlungen

Während die zuvor dargestellten Handlungsempfehlungen aus den Metaanalysen und der darauf aufbauenden Befragung der Forschungspartner und Workshop-Teilnehmer beruhen, resultieren die folgenden Handlungsempfehlungen auf einer intensiven, gemeinsamen Auswertung der umfangreichen eigenen Ergebnisse durch alle Projektpartner. Dazu wurden von Fraunhofer UMSICHT und Wuppertal Institut zunächst spezifische HE-Hypothesen aufgestellt, die in die **fünf Kategorien**:

- 1) Stromsektor
- 2) Gassektor
- 3) Power-to-Gas
- 4) Rahmenbedingungen und
- 5) Forschung und Entwicklung

gegliedert wurden. Diese wurden an die Forschungspartner versandt und mit Hilfe von mehreren Telefonkonferenzen und Feedbackrunden gemeinsam abgestimmt. Am Ende wurden **insgesamt 17 Handlungsempfehlungen** aufgestellt, davon vier für den Stromsektor, drei für den Gassektor, vier zu PtG sowie sechs zu Forschungs- und Entwicklungsbedarf. Die Handlungsempfehlungen wurden in Form einer Präsentation auf dem Abschluss-Workshop präsentiert und zur Diskussion gestellt (siehe Anhang A3).

In einem abschließenden Schritt wurden für die eigenen Handlungsempfehlungen auf Basis der Forschungsergebnisse zusätzlich einheitlich aufgebaute, prägnante „Steckbriefe“ erstellt. Diese sollen zur besseren Verständlichkeit und Einordnung der Empfehlungen sowie zu einem möglichen Einstieg in eine Umsetzung beitragen. Dazu enthalten sie die folgenden Informationen:

- Titel und Kurzbezeichnung der Empfehlung
- Beschreibung der Empfehlung
- Handlungsschritte zur Umsetzung
- Hauptverantwortliche, einzubeziehende Akteure
- Zielgruppe
- Finanzierungsvorschläge
- Verbindung zu anderen Empfehlungen aus dem Projekt KonStGas
- Bewertung anhand von **acht Kriterien**:
 - 1) Beitrag zu Klimaschutzzielen,
 - 2) Beitrag zur EE-Integration,
 - 3) Beitrag zur Versorgungssicherheit,
 - 4) Beitrag zur regionalen Wertschöpfung,
 - 5) Beitrag zur Beschäftigung (in DE),
 - 6) Aufwand an Investitionen und Betriebskosten,
 - 7) Pfadabhängigkeiten (WI),
 - 8) Hemmnisse Angaben zum Umsetzungs-Zeitraum

Die so beschriebenen Empfehlungen wurden ferner auch als Grundlage für die Erarbeitung der Roadmap verwendet werden.

5.2.1 Empfehlungen für den Stromsektor

Tabelle 9: Steckbrief zur Handlungsempfehlungen S1

S1 Empfehlungen für den Stromsektor

Die langfristige Entwicklung von PtG-Anlagen und von konventionellen Kraftwerken in Deutschland ist frühzeitig und eng miteinander abzustimmen

Hintergrund und Beschreibung der Empfehlung

Der Bedarf an und Einsatz von *Power-to-Gas (PtG)* Anlagen als Flexibilitäts- und Speichersystem wächst oberhalb von EE-Stromanteilen von 80% stark an. Ihr Einsatz als flexible Last in Kombination mit der Einspeisung von H₂ (oder CH₄) ins Gasnetz und einer Rückverstromung des/der Gase/s in Kraftwerken hat künftig erhebliche Rückwirkungen auf die Standorte und den Einsatz thermischer Kraftwerke (siehe Projektergebnisse). Große Kraftwerke sind kapitalintensiv und haben im Vergleich zu den PtG-Anlagen eine deutlich höhere Vorlauf- und Standzeit. PtG-Anlagen können dagegen dezentraler und flexibler realisiert werden. Zur Vermeidung von stranded investments und Folgekosten für zusätzliche Ausgleichsmaßnahmen (z.B. EinsMan, Re-Dispatch und Kraftwerke-Stillegung/-Neubau) sind daher die Standorte von großen neuen thermischen Kraftwerken möglichst "heute schon" konform mit künftigen PtG-Anlagen zu planen und errichten, unter Berücksichtigung der aktuellen Gas- und Stromnetzentwicklungsplanung.

Planungen für neue thermische Kraftwerke sollten sich dazu an folgenden Leitplanken orientieren:

- möglichst flexible und effiziente Gaskraftwerke für die Umwandlung von EE-H₂ bzw. EE-CH₄
- die Auslegung und Standortwahl, die bisher unabhängig von Vorgaben erfolgt, sollte zusätzlich an Langfrist-Szenarien mit EE-Stromanteilen von > 90% ausgerichtet werden
- dabei sind zumindest die aktuellen NEP-Projekte für das Gas- und Stromnetz zu berücksichtigen.

Handlungsschritte zur Umsetzung

- Erstellung eines Konzepts für eine gekoppelte Planung von großen thermischen Kraftwerken, EE-Anlagen, Netz- und PtG-Anlagenausbau
- Szenariogestützte Robustheitsanalysen zu PtG- und Kraftwerksstandorten für Systeme mit EE-Stromanteilen von > 90 %
- Erstellung und Fortschreibung einer gekoppelten, langfristigen Kraftwerksplanung (Zielplanung)
- Frühzeitige Partizipationsverfahren zur Umsetzung der PtG- und Kraftwerkeplanung.

Hauptverantwortliche, einzubeziehende Akteure

Bundesregierung, Bundes- und Landesministerien, BNetzA, EVU und Netzbetreiber

Zielgruppe

EVU, Netzbetreiber, Kraftwerke- und PtG-Betreiber

Finanzierungsvorschläge

Forschungsförderung, Strukturförderung, Abgaben bzw. Umlagen

Verbindung zu anderen Empfehlungen aus dem Projekt KonstGas

S1-S4, G1-G3, P1-P3, F1, F4

Bewertung von Kriterien

Kriterien	Qualitative Bewertung
Beitrag zu Klimaschutzziele	niedrig Eher niedrig bzw. indirekt. Verbesserungen entstehen vor allem durch bessere Auslastungen und geringeren Aufwand an, der Beitrag müsste/würde ohnehin erfolgen, nur mit mehr Aufwand.
Beitrag zur EE-Integration	hoch Bei erfolgreicher Umsetzung besser/hoch, weil weniger andere Ausgleichsmaßnahmen (Abregelung, Re-Dispatch etc.) nötig werden.
Beitrag zur Versorgungssicherheit	mittel Die Versorgungssicherheit müsste ohnehin gewährleistet werden. Sie kann dadurch aber effektiver bzw. effizienter geleistet werden.
Beitrag zur regionalen Wertschöpfung	niedrig Tendenziell gering wegen "optimaler" Ausbauplanung, positive Effekte sind im Bereich Dienstleistungen zu erwarten.
Beitrag zur Beschäftigung (in DE)	niedrig
Aufwand an Investitionen und Betriebskosten	niedrig Bei erfolgreicher Umsetzung werden weniger Investitionen nötig, die Betriebskosten könnten allerdings auch steigen, wegen niedrigerer Auslastung.
Pfadabhängigkeiten	niedrig Hauptvorteil: Pfadabhängigkeiten werden bei erfolgreicher Umsetzung stark reduziert!
Hemmnisse	hoch Es gibt viele komplexe Hemmnisse, allein durch die Vielzahl unterschiedlicher Akteure, die dafür zusammen kommen müssen.

Umsetzungs-Zeitraum

mittelfristig

Legende: kurz≤5a, mittel=5-15a, lang>15a)

Tabelle 10: Steckbrief zur Handlungsempfehlungen S2

S2 Empfehlungen für den Stromsektor

NEP B 2034 Ausbaumaßnahmen sind notwendig

Hintergrund und Beschreibung der Empfehlung

Im Netzentwicklungsplan (NEP) Stand 2014 sind die in den nächsten 10 bis 20 Jahren notwendigen Netzausbaumaßnahmen für verschiedene Szenarien dargestellt und festgelegt. Der resultierende NEP für das Szenario B und das Jahr 2034 bildet eine wesentliche Grundlage für die Ergebnisse im KonStGas-Projekt. Diese zeigen für EE-Stromanteile von mehr als 80%, dass aufgrund der ermittelten Engpässe sowie unter dem Aspekt der Netzoptimierung, mindestens alle der im NEP B 2034 vorgesehenen Maßnahmen benötigt werden. Dazu gehören neben Optimierungen und Verstärkungen des bestehenden Netzes und Betriebes im Besonderen alle Neubaumaßnahmen, vorzugsweise von Norden nach Süden. Um auch EE-Ausbauziele im Stromsektor von mehr als 80% erreichen zu können, sollten daher alle Maßnahmen, die im Rahmen des NEP B 2034 vorgesehen sind, umgesetzt werden.

Zusätzlich zu diesen Maßnahmen wird vermutlich auch ein verstärkter Ausbau der Transportkapazitäten zwischen dem Norden und Süden Deutschlands notwendig. Dieser Bedarf sollte frühzeitig durch entsprechend erweiterte Szenarien und Berechnungen im Rahmen des NEP-Verfahrens ermittelt werden.

Handlungsschritte zur Umsetzung

- Fortsetzung der bisherigen Evaluierung des Ausbaufortschrittes und umgehende Einleitung von Maßnahmen zur Sicherung eines zeitgerechten Ausbaus, wenn sich Probleme und Verzögerungen abzeichnen.
- Entwicklung von zwei bis drei Zielszenarien mit EE-Stromanteilen $\geq 90\%$ -100% im Jahr 2050 als Basis für die Durchführung von Zielnetzplanungen inkl. öff. Anhörung/Beteiligung
- Durchführung von Zielnetzplanungen (ZNEP) für das Jahr 2050+ auf Basis der o.g. Ziel-Szenarien inkl. öff. Anhörung/Beteiligung (analog zum NEP)

Hauptverantwortliche, einzubeziehende Akteure

BNetzA und Netzbetreiber sowie Bundes-/Landesministerien, Wissenschaft und Zivilgesellschaft (NGO)

Zielgruppe

Netzbetreiber für Strom und Gasnetze

Finanzierungsvorschläge

Forschungsförderung, öffentliche Ausschreibungen

Verbindung zu anderen Empfehlungen aus dem Projekt KonStGas

S1-S4, P2+P3, F1-F5

Bewertung von Kriterien

Kriterien		Qualitative Bewertung (hoch-mittel-niedrig und Kommentare)
Beitrag zu Klimaschutzziele	mittel	Indirekter, vor allem langfristig zunehmender Beitrag für einen besseren und schnelleren EE-Ausbau in Deutschland und damit auch zur Erreichung der Klimaschutzziele.
Beitrag zur EE-Integration	hoch	Ein rechtzeitiger und ausreichend starker Netzausbau trägt wesentlich zu EE-Ausbau und Integration bei.
Beitrag zur Versorgungssicherheit	hoch	Leistungsstarke Netze sind ein wesentlicher Beitrag zur Versorgungssicherheit als auch der Versorgungsqualität.
Beitrag zur regionalen Wertschöpfung	unklar	Die resultierende regionale Wertschöpfung hängt von vielen Faktoren ab und kann regional unterschiedlich ausfallen. Sie daher hier nicht ohne weiteres bewertbar.
Beitrag zur Beschäftigung (in DE)	mittel	Durch den hohen Beitrag zum EE-Ausbau trägt die Maßnahme auch mittelbar zur damit verbundenen Beschäftigung in Deutschland in diesem Sektor bei.
Aufwand an Investitionen und Betriebskosten	hoch	Es fallen kurz- bis mittelfristig "nur" Kosten für die Planung und Durchführung der Maßnahme an (vergleichbar mit den heutigen NEP-Verfahrenskosten). Für die Umsetzung von ZNEP-Maßnahmen werden mittel- bis langfristig zusätzliche Investitionen in die Stromnetze anfallen. Diese konzentrieren sich auf die Vorlaufzeit der Maßnahmen und werden anschließend für längere Zeit wieder auf das übliche Niveau zur Erhaltung zurückgehen. Die Maßnahme bietet jedoch auch die Chance stranded investments und Kompensationszahlungen für Netzengpässe etc. zu reduzieren oder gar zu vermeiden.
Pfadabhängigkeiten	niedrig	Die Maßnahme trägt grundsätzlich zur Reduzierung von Pfadabhängigkeiten wie z.B. verzögertem und nicht passendem Netzausbau bei.
Hemmnisse	hoch	Es werden vergleichbare Hemmnisse wie beim jetzigen NEP und Netzausbau erwartet. Die Darstellung und Planung der langfristigen Perspektive kann jedoch auch dazu beitragen, dass heutige Hemmnisse gegenüber Planungen und Ausbauten abgebaut werden können.

Umsetzungs-Zeitraum

kurz-mittelfristig

Legende: kurz ≤ 5 a, mittel=5-15a, lang > 15 a)

Tabelle 11: Steckbrief zur Handlungsempfehlungen S3

S3 Empfehlungen für den Stromsektor

Ausbau und Verstärkung des Stromnetzes

Hintergrund und Beschreibung der Empfehlung

Die Netzberechnungen im Rahmen des KonStGas-Forschungsvorhabens führten zu signifikanten lokalen Netzengpässen im Übertragungsnetz, z.B. im Nordwesten und in NRW. Der Umfang und die Verortung sind zwar abhängig von den gewählten Annahmen und Szenarien. Daher werden sehr wahrscheinlich weitere Verstärkungen des Stromtransportnetzes (zusätzlich zum NEP 2034 B) wichtig und sollten bei der weiteren Netzentwicklung beachtet bzw. geprüft werden. Angesichts des steigenden Anteils der EE an der Stromerzeugung und der langfristigen Ziele ist ein beschleunigter und hinreichend dimensionierter Netzausbau notwendig, um die Versorgungssicherheit gewährleisten zu können. Dies betrifft alle Netzebenen, da die Einspeisung von Strom aus EE sowohl in Verteil- als auch in Übertragungsnetzen erfolgt. Hierbei sollte der Optimierung weiterhin Priorität vor dem Netzausbau gegeben werden.

Zu der Optimierung des Stromnetzes zählen bisher Maßnahmen wie die Einführung von Leiterseilmonitoring und Hochtemperaturseilen im Übertragungsnetz, dynamische Steuerung mit Leistungselektronik sowie die Einführung von Smart Grids. Ausgleichsoptionen wie Lastmanagement und Energiespeicher sollten im NEP berücksichtigt werden. Diese können zur Reduzierung von Netzengpässen eingesetzt werden. Daher sollten sie bei der Planung von Netzoptimierungs- und Entwicklungsmaßnahmen mitberücksichtigt werden. Weiterhin sollten Hemmnisse hinsichtlich Netzanschlüssen und dem damit verbundenem Netzausbau geprüft und ggf. mit gesetzlichen Regelungen entgegengewirkt werden.

Handlungsschritte zur Umsetzung

- a) Ressourcen für die aktuellen Plan-, Genehmigungs- und Ausbaurverfahren erhöhen
- b) Flexibilitätsoptionen wie DSM, Speicher und PtG in den nächsten NEP mit berücksichtigen
- c) Priorisierung von Ausbaurvorhaben

Hauptverantwortliche, einzubeziehende Akteure

BNetzA und Netzbetreiber sowie Bundes-/Landesministerien, Wissenschaft und Zivilgesellschaft (NGO)

Zielgruppe

Netzbetreiber für Strom und Gasnetze

Finanzierungsvorschläge

Forschungsförderung, öffentliche Ausschreibungen, Steuern, spezifische Abgaben

Verbindung zu anderen Empfehlungen aus dem Projekt KonStGas

S1-S4, G3, P1, F1-F5

Bewertung von Kriterien

Kriterien		Qualitative Bewertung (hoch-mittel-niedrig und Kommentare)
Beitrag zu Klimaschutzziele	mittel	Indirekter, vor allem langfristig zunehmender Beitrag für einen besseren und schnelleren EE-Ausbau in Deutschland und damit auch zur Erreichung der Klimaschutzziele.
Beitrag zur EE-Integration	hoch	Ein rechtzeitiger und ausreichend starker Netzausbau trägt wesentlich zu EE-Ausbau und Integration bei.
Beitrag zur Versorgungssicherheit	hoch	Leistungsstarke Netze sind ein wesentlicher Beitrag zur Versorgungssicherheit als auch der Versorgungsqualität.
Beitrag zur regionalen Wertschöpfung	unklar	Die resultierende regionale Wertschöpfung hängt von vielen Faktoren ab und kann regional unterschiedlich ausfallen. Sie daher hier nicht ohne weiteres bewertbar.
Beitrag zur Beschäftigung (in DE)	mittel	Durch den hohen Beitrag zum EE-Ausbau trägt die Maßnahme auch mittelbar zur damit verbundenen Beschäftigung in Deutschland in diesem Sektor bei.
Aufwand an Investitionen und Betriebskosten	hoch	Für die Umsetzung fallen kurz- bis mittelfristig zusätzliche Kosten sowie Investitionen in die Stromnetze an. Diese konzentrieren sich auf die Vorlaufzeit der Maßnahmen bis zu ihrer Umsetzung und werden anschließend für längere Zeit wieder auf das übliche Niveau zur Erhaltung zurückgehen. Die NEP-Maßnahmen bieten jedoch auch die Chance die aktuell steigenden Kompensationszahlungen für Redispatch, Abregelung etc. zu reduzieren.
Pfadabhängigkeiten	niedrig	Die Maßnahme trägt grundsätzlich zur Reduzierung von Pfadabhängigkeiten wie z.B. dem verzögertem Netzausbau bei.
Hemmnisse	hoch	Die aktuellen Hemmnisse (Akzeptanzmangel) werden vermutlich bis zur Realisierung der Maßnahme(n) anhalten. Die Umsetzung der Maßnahme kann jedoch auch dazu beitragen, die netzbedingte Verzögerung des EE-Ausbaus aufzuheben und damit die Akzeptanzmängel teilweise zu kompensieren.

Umsetzungs-Zeitraum

kurz-mittelfristig

Legende: kurz≤5a, mittel=5-15a, lang>15a)

Tabelle 12: Steckbrief zur Handlungsempfehlungen S4

S4 Empfehlungen für den Stromsektor

Berücksichtigung der langfristigen EE-Ausbaupfade bei der Netzplanung

Hintergrund und Beschreibung der Empfehlung

In Folge des aktuellen EE-Ausbaus hat sich die Anzahl von nötigen Eingriffen wie z.B. Abregelung und Redispatch im Rahmen eines sicheren Netzbetriebes von 2010 bis 2015 stark erhöht. Eine ähnliche Entwicklung ist auch in den nächsten Jahren zu erwarten.

Im KonStGas-Forschungsvorhaben wurden darüber hinaus ambitioniertere Langfrist-Szenarien betrachtet, die mit EE-Stromanteilen von 90% und mehr im Jahr 2050 über das Mindestziel der Bundesregierung hinausgehen. Dies diente dem Zweck, den kostenoptimalen Bedarf und die systemtechnische Wirkung von Power-to-Gas-Anlagen in Abhängigkeit vom EE-Ausbau im Kontext anderer Flexibilitätsoptionen zu ermitteln und darzustellen. Die Ergebnisse zeigen erhebliche Unterschiede bezogen auf den langfristigen Bedarf, den Einsatz und die Wirkungen auf den Stromsektor auf. Daraus folgt in der backcasting Perspektive, dass eine möglichst frühzeitige Beachtung des langfristigen EE-Ausbaus bei Netzentwicklung und -ausbau sehr wichtig ist, um falsche Entwicklungen und die damit verbundenen Folgen und Risiken bezogen auf den Netz- und Kraftwerksausbau reduzieren/vermeiden zu können.

Bei der Betrachtung des Stromnetzes und Planung des notwendigen Netzausbaus wird daher empfohlen, nicht nur die aktuelle Engpasslage, sondern auch mögliche, zukünftige Überlastungen des Netzes zu berücksichtigen. Auf diese Weise kann ein möglichst effizienter Netzausbau gewährleistet werden. Langfristig ambitionierte EE-Ausbaupfade sollten zu diesem Zweck bereits heute bei der weiteren Planung der Stromtransportnetze berücksichtigt werden.

Handlungsschritte zur Umsetzung

- Erweiterung des NEP-Szenariorahmens um ambitioniertere, langfristige EE-Ausbauszenarien (z.B. in Form von Varianten)
- Anpassungen der nächsten NEP unter Berücksichtigung von Flexibilitätsoptionen wie DSM, Speicher und PtG

BNetzA und Netzbetreiber sowie Bundes-/Landesministerien, Wissenschaft und Zivilgesellschaft (NGO)

Zielgruppe

Netzbetreiber für Strom und Gasnetze

Finanzierungsvorschläge

Forschungsförderung, öffentliche Ausschreibungen

Verbindung zu anderen Empfehlungen aus dem Projekt KonstGas

S1-S4, P1-P2, F1-F3

Bewertung von Kriterien

Kriterien	Qualitative Bewertung (hoch-mittel-niedrig und Kommentare)	
Beitrag zu Klimaschutzziele	mittel	Indirekter, vor allem durch den Beitrag für einen besseren und schnelleren EE-Ausbau in Deutschland und damit auch zur Erreichung der Klimaschutzziele.
Beitrag zur EE-Integration	hoch	Ein rechtzeitiger und ausreichend starker Netzausbau trägt wesentlich zu EE-Ausbau und Integration bei.
Beitrag zur Versorgungssicherheit	hoch	Die Verbesserung der NEP führt zu besseren, leistungsfähigeren Stromnetzen. Diese wiederum sind ein wesentlicher Beitrag zur Versorgungssicherheit als auch der Versorgungsqualität.
Beitrag zur regionalen Wertschöpfung	niedrig	Die mit der Maßnahme selbst verbundenen Wertschöpfungseffekte im Dienstleistungsbereich dürften eher gering ausfallen. Indirekt könnte es zu steigender regionaler Wertschöpfung im Zuge der Umsetzung kommen. Diese hängt jedoch von vielen Faktoren ab ist und hier nicht ohne weiteres bewertbar.
Beitrag zur Beschäftigung (in DE)	niedrig	Die mit der Maßnahme selbst verbundenen Beschäftigungseffekte im Dienstleistungsbereich dürften eher gering ausfallen. Indirekt könnte es zu steigender Beschäftigung im Kontext eines gesteigerten EE-Ausbaus kommen. Diese hängt jedoch von vielen Faktoren ab ist und hier nicht ohne weiteres bewertbar.
Aufwand an Investitionen und Betriebskosten	hoch	Für die Maßnahme selber dürften eher wenig (administrative, personelle) Kosten anfallen. Im Zuge der Umsetzung ist jedoch mit zusätzliche Kosten, vor allem Investitionen in die Stromnetze zu rechnen. Parallel dürfte dies jedoch auch zur Verringerung der gestiegenen Ausgleichsmaßnahmen wie Redispatch etc. beitragen, so dass der Aufwand insgesamt als niedrig eingestuft wird.
Pfadabhängigkeiten	niedrig	Die Maßnahme trägt grundsätzlich zur Reduzierung von Pfadabhängigkeiten wie z.B. dem verzögertem Netzausbau bei.
Hemmnisse	hoch	Die Maßnahme kann dazu beitragen, dass die bestehenden Hemmnisse gegenüber dem Netzausbau abgebaut werden, weil sie ihn auf die langfristigen Ziele ausrichtet und helfen kann, die netzbedingten Verzögerungen des EE-Ausbaus aufzuheben.

Umsetzungs-Zeitraum

kurzfristig

Legende: kurz≤5a, mittel=5-15a, lang>15a)

5.2.2 Empfehlungen für den Gassektor

Tabelle 13: Steckbrief zur Handlungsempfehlungen G1

G1 Empfehlungen für den Gassektor

Verfügbarhaltung und Ausbau des Gasnetzes für künftige PtG-Anlagen und Kraftwerke

Beschreibung der Empfehlung

Im Zuge der Energiewende wird dem Gasnetz auch langfristig eine wichtige Rolle zukommen. Dies ist zum einen wichtig dafür, dass für die erforderlichen PtG-Anlagen und backup-Kraftwerke gute Standorte für die Einspeisung, den Austausch und Bezug von Gas verfügbar sind. Dabei gilt für EE-Stromanteile >> 80%, dass die Gasnetze insbesondere im Nordwesten und –osten im Hinblick auf sehr hohe EE-Strom- und PtG-Anteile „leistungsfähig“ und verfügbar zu halten und ggf. gezielt auszubauen sind

Ein weiterer Grund, das Gasnetz verfügbar zu halten, sind die künftig erwarteten Transitmengen, welche das deutsche Gasnetz passieren. Hier sind die erforderlichen Ausbaumaßnahmen zu identifizieren und durchzuführen.

Handlungsschritte zur Umsetzung

- a) Entwicklung von langfristigen "Gas-Szenarien" bis 2050 für den Gas-NEP, um die Regionen und Standorte für große PtG-Anlagen und ihre Einspeisepunkte sowie für backup-Kraftwerke und ihre Bezugspunkte zu ermitteln.
- b) Verlängerung des Zeitraums für den Gas-NEP auf das Jahr 2050
- c) Identifikation der Regionen und Standorte, für die ein leistungsstarkes Gasnetz benötigt wird und Sicherung des Gasnetzes dort, ggf. durch rechtzeitigen Ausbau dorthin.
- d) Ggf. Sicherstellung des Gasabsatzes - vorzugsweise für innovative und zur CO₂-Minderung beitragende Technologiepfade (Flexible KWK, Regeneratives Gas zu Heizzwecken) und fallweise lokale Ertüchtigung des Gasnetzes zur Direkteinspeisung von Wasserstoff

Hauptverantwortliche, einzubeziehende Akteure

BMWi, BMUB, Bundesnetzagentur, Netzbetreiber Gas, Forschung & Entwicklung

Zielgruppe

Politik Bundes- und Landesebene, Netzbetreiber, EVUs, Industrie

Finanzierungsvorschläge

Abgabe/Entgelte

Verbindung zu anderen Empfehlungen aus dem Projekt KonstGas

S1, G3, P1, F1

Bewertung

Kriterium	Qualitative Bewertung	
Beitrag zu Klimaschutzziele	mittel	Durch den Ausbau des Gasnetzes wird eine Voraussetzung für die PtG-Technologie geschaffen, welche ein hohes CO ₂ -Einsparpotenzial aufweist. Die Verwendung von im Vergleich zu anderen fossilen Energieträgern CO ₂ -armem Erdgas wird durch eine verbesserte Infrastruktur begünstigt. Flexible CO ₂ -arme GasKWK (auch Brennstoffzelle) unterstützt den erforderlichen Energieausgleich bei einer Erhöhung des Anteils fluktuierender EE
Beitrag zur EE-Integration	mittel	Flexible CO ₂ -arme GasKWK (auch Brennstoffzelle) begünstigt den erforderlichen Energieausgleich bei einer Erhöhung des Anteils fluktuierender EE
Beitrag zur Versorgungssicherheit	hoch	Der Erdgasverbrauch in DE lag 2015 bei 855 TWh, der Stromverbrauch bei 600 TWh, das Gasnetz wird sich damit mittel- und ggf. auch langfristig als relevantes zur Versorgungssicherheit beitragendes Energienetz nicht ersetzen lassen.
Beitrag zur regionalen Wertschöpfung	mittel	Der Zugang zu Erdgas wird auch regional durch den Ausbau des Gasnetzes erleichtert.
Beitrag zur Beschäftigung (in DE)	hoch	Planung, Abstimmung, Prüfung und Ausführung der Ausbaumaßnahmen stellen einen sehr hohen Personalaufwand dar.
Aufwand an Investitionen und Betriebskosten	mittel	Ausbaumaßnahmen des Gasnetzes erfordern hohe Investitionssummen und lange Planungszeiträume.
Pfadabhängigkeiten	unklar	Kurz bis mittelfristig, solange PtG noch nicht in großem Umfang benötigt wird, kann es durch die Maßnahme auch zu Pfadabhängigkeiten bezogen auf das bestehende Gasnetz kommen. Langfristig bzw. mit steigendem Ausbau von PtG-Ausbau und backup-Kraftwerken für das Zielsystem werden die Abhängigkeiten reduziert.
Hemmnisse	hoch	Aufgrund der Beteiligung von relativ vielen Akteuren und der Ungewissheit, ob es zwischendurch Brückenlösungen und finanzielle Hilfen braucht, wird eher mit hohen Hemmnissen gerechnet.

Umsetzungs-Zeitraum

durchgängig

Legende: kurz≤5a, mittel=5-15a, lang>15a)

Tabelle 14: Steckbrief zur Handlungsempfehlungen G2

G2 Empfehlungen für den Gassektor

Anhebung der zulässigen Wasserstoffkonzentration

Beschreibung der Empfehlung

Der Transport von Wasserstoffgas über das bestehende Gasnetz ist aktuell nur innerhalb bestimmter Grenzen zulässig. Für den Transport, die Verteilung und Verwendung reinen Wasserstoffs hingegen existieren noch keine Vorgaben des DVGW (Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches). Auch für Anlagen, welche mit einer höheren Wasserstoffkonzentration operieren, sind noch keine Regelwerke vorhanden.

Wenn die Technologie PtG jedoch im Rahmen des Engpassmanagements zum Einsatz kommen soll, ist die Errichtung einer Infrastruktur für das im Vergleich zu Methan effizientere Wasserstoff unerlässlich. Der vermehrte Einsatz von PtG-Anlagen, die an unterschiedlichen Punkten in das Gasnetz einspeisen, erfordert wiederum die Ausschöpfung der Wasserstoff-Zumischkonzentration. Aus diesem Grund sind Untersuchungen bezüglich der Wasserstofftoleranz in Gasnetzen durchzuführen und Regelwerke zu erstellen.

Desweiteren wird empfohlen, die allgemeine Akzeptanz von höheren Mengen Wasserstoff über Leitungen zu prüfen.

Handlungsschritte zur Umsetzung

- Akteurskommunikation zur Erhöhung der Akzeptanz und Gewährerdung zukünftiger Anforderungen
- Prüfung wann eine Anpassung von Regelwerken erforderlich wird
- Weiterführung und Initiierung von Forschungs- und Demonstrationsprojekte im Kontext erhöhter Wasserstoff-Zumischkonzentrationen im Gasnetz

Hauptverantwortliche, einzubeziehende Akteure

BMWI, BMUB, UBA, BMBF, DG TREN, DG Energy, DG Research & Innovation, Bundesnetzagentur, Netzbetreiber Gas,

Zielgruppe

Politik Landesebene, Netzbetreiber, EVUs, Industrie, Hersteller

Finanzierungsvorschläge

Forschungsförderung, Wettbewerbe oder Ausschreibungen für Pilotprojekte

Verbindung zu anderen Empfehlungen aus dem Projekt KonstGas

F6, F7

Bewertung

Kriterium	Qualitative Bewertung	
Beitrag zu Klimaschutzzielen	hoch	Als emissionsloser Energieträger hat regenerativer Wasserstoff das Potenzial, einen enormen Beitrag zur CO ₂ -Reduktion zu leisten.
Beitrag zur EE-Integration	hoch	Flexible CO ₂ -freie H ₂ -KWK (auch Brennstoffzelle) begünstigt den erforderlichen Energieausgleich bei einer Erhöhung des Anteils fluktuierender EE
Beitrag zur Versorgungssicherheit	niedrig	Methanisierter Wasserstoff ist netzkompatibel und könnte die Versorgungssicherheit auch ohne H ₂ -Einspeisung sicherstellen. Durch die geringere vol. Energiedichte sinkt die Transport-kapazität des Gasnetzes bei reinem Wasserstofftransport gegenüber dem Erdgastransport um den Faktor 3.
Beitrag zur regionalen Wertschöpfung	mittel	Die Umsetzung der Maßnahme kann in den betreffenden Gebieten (abhängig vom Firmensitz) wegen des hohen Personalaufwands auch zu erhöhter Wertschöpfung beitragen.
Beitrag zur Beschäftigung (in DE)	hoch	Die Prüfung und Erhöhung der Wasserstofftoleranz von Netz und Anlagen sowie Akzeptanzanalysen und Anpassung von Regelwerken erfordern eine sehr hohe Anzahl von Personenstunden.
Aufwand an Investitionen und Betriebskosten	mittel	Für die Forschung und Entwicklung bezüglich von Anlagen werden hohe Investitionssummen benötigt, während für das Gasnetz keine wesentlich höheren Betriebskosten anfallen.
Pfadabhängigkeiten	niedrig	Die sonst möglichen Pfadabhängigkeiten werden reduziert oder ganz aufgehoben.
Hemmnisse	mittel	Da eine Reihe an verschiedenen Akteuren und Rollen betroffen ist, wird mit nennenswerten Hemmnissen gerechnet.

Umsetzungs-Zeitraum

kurz- bis mittelfristig

Legende: kurz≤5a, mittel=5-15a, lang>15a)

Tabelle 15: Steckbrief zur Handlungsempfehlungen G3**G3 Empfehlungen für den Gassektor****Kopplung von Gas- und Stromverteilnetzen****Beschreibung der Empfehlung**

Die Planung der Strom- und Gasnetze sollte zukünftig so erfolgen, dass eine Kopplung der Netze über entsprechende Kopplungselemente (PtG) ermöglicht wird. Auf diese Weise können mittel- bis langfristig kostengünstige Synergieeffekte realisiert werden sowie Übertragungskapazitäten auf nationaler und internationaler Ebene erschlossen werden, die eine Größenordnung über denen des Stromübertragungsnetzes liegen.

Für den koordinierten Netzausbau sollte dabei mit der Annahme, dass die Potenziale zur Einspeisung von Wasserstoff und Methan sowie zur Lastverschiebung an den nötigen Stellen im Gasnetz bereitgestellt oder ggf. erhöht werden, eine abgestimmte Planung der Energienetze erfolgen. Dies sollte vor allem auf den unteren Netzebenen geschehen, da hier die gaseitigen Potenziale und stromseitigen Entlastungsbedarfe häufig in ähnlicher Größenordnung liegen und positive Effekte auf die überlagerten Stromnetze zu erwarten sind. Eine enge Zusammenarbeit der Gas- und Stromnetzbetreiber ist hierfür unerlässlich.

Handlungsschritte zur Umsetzung

- Kooperationen initiieren bzw. weiterführen
- Möglichkeiten der Koordinierten von Gas- und Stromnetzausbaus aufzeigen
- Einbindung von Ausbaup Optionen in heutige Netzausbauvorhaben

Hauptverantwortliche, einzubeziehende Akteure

BMWI, BMUB, UBA, BMBF, DG TREN, DG Energy, DG Research & Innovation, Bundesnetzagentur, Netzbetreiber Gas, EVUs (Gas), Verbände, Hersteller, Forschung & Entwicklung

Zielgruppe

Politik Landesebene, Netzbetreiber, EVUs, Industrie, Hersteller

Finanzierungsvorschläge

Strukturförderung, Abgaben/Umlagen

Verbindung zu anderen Empfehlungen aus dem Projekt KonstGas

F6, F7

Bewertung

Kriterium	Qualitative Bewertung	
Beitrag zu Klimaschutzziele	hoch	Als emissionsloser Energieträger hat Wasserstoff das Potenzial, einen großen Beitrag zur CO ₂ -Reduktion zu leisten.
Beitrag zur EE-Integration	hoch	Die Sektorkopplung ist erforderlich im erneuerbaren Strom in einen gasförmigen Energieträger umzuwandeln und die Transportkapazitäten des Gasnetzes zu nutzen.
Beitrag zur Versorgungssicherheit	niedrig	Durch die Sektorkopplung wird fossiles Erdgas substituiert, die Versorgungssicherheit wird erst tangiert, wenn fossiles Erdgas nicht mehr in ausreichender Menge zur Verfügung steht
Beitrag zur regionalen Wertschöpfung	hoch	Energieerzeugung und Umwandlung erfolgt bei der Sektorkopplung regional. Erdgasimporte werden reduziert
Beitrag zur Beschäftigung (in DE)	hoch	Die Prüfung und Erhöhung der Wasserstofftoleranz von Netz und Anlagen sowie Akzeptanzanalysen und Anpassung von Regelwerken erfordern eine sehr hohe Anzahl von Personenstunden.
Aufwand an Investitionen und Betriebskosten	mittel	Für die Forschung und Entwicklung bezüglich von Anlagen werden hohe Investitionssummen benötigt, während für das Gasnetz keine wesentlich höheren Betriebskosten anfallen.
Pfadabhängigkeiten	niedrig	Die Maßnahmen tragen zum Abbau von Pfadabhängigkeiten bei.
Hemmnisse	hoch	Aufgrund der Vielzahl an beteiligten Akteuren und ihren unterschiedlichen Interessenlagen ist mit vielen bzw. starken Hemmnissen zu rechnen.

Umsetzungs-Zeitraum

durchgängig

Legende: kurz ≤ 5a, mittel = 5-15a, lang > 15a

5.2.3 Empfehlungen für Power-to-Gas

Tabelle 16: Steckbrief zur Handlungsempfehlungen P1

P1 Empfehlungen für Power to Gas

Abstimmung mit Nachbarländern über die nationalen PtG-Ausbaupläne

Beschreibung der Empfehlung

Die Kooperation zwischen Ländern kann auf unterschiedlichen Ebenen erfolgen und viele Vorteile mit sich ziehen. Durch die Abstimmung des nationalen Ausbaus von PtG-Anlagen mit Nachbarländern beispielsweise kann der Ausbau insgesamt optimiert sowie der Bedarf an PtG-Anlagen reduziert werden. Auch Dialog und Kooperation zwischen internationalen Akteuren kann Synergieeffekte hervorrufen. Aus diesem Grund sollten PtG-Aktivitäten auch in anderen europäischen Ländern und international aufmerksam verfolgt werden.

Handlungsschritte zur Umsetzung

- Thematik in zwischenstaatliche Dialoge einbinden
- Initiierung von zwischenstaatlichen Workshops, Stakeholdertreffen
- Adressierung des Themas in energiepolitische Diskurse
- Möglichkeiten zwischenstaatlicher gemeinsamer Lösungen/Ausbauvorhaben aufzeigen und nutzen

Hauptverantwortliche, einzubeziehende Akteure

Politik Bundesebene, DG Energy, DG Research & Innovation, Bundesnetzagentur, Netzbetreiber Gas, Verbände

Zielgruppe

Politik Bundesebene, Politik EU-Ebene, Regulierung, Netzbetreiber, EVUs, Industrie, Verbände

Finanzierungsvorschläge

Strukturförderung, EU-Förderung

Verbindung zu anderen Empfehlungen aus dem Projekt KonstGas

P3, F1, F2

Bewertung

Kriterium	Qualitative Bewertung	
Beitrag zu Klimaschutzziele	niedrig	Durch die effizientere Planung von PtG-Anlagen reduziert sich der mit der Technologieeinführung und -verwendung verbundene Aufwand. Eine direkte CO ₂ -Reduktion ist als Folge dieser Maßnahme nicht zu erwarten.
Beitrag zur EE-Integration	mittel	Die Optimierung des P2G-Ausbaus kann die Effizienz bei der EE-Integration erhöhen.
Beitrag zur Versorgungssicherheit	niedrig	Da es sich um eine Planungsmaßnahme handelt, trägt sie nicht direkt zur Versorgungssicherheit bei.
Beitrag zur regionalen Wertschöpfung	niedrig	Synergieeffekte werden durch die Kooperation mit Nachbarländern genutzt. Regional sind diese nicht stark ausgeprägt.
Beitrag zur Beschäftigung (in DE)	mittel	Die Abstimmung mit anderen Ländern erfordert eine Kooperation und stetigen Austausch.
Aufwand an Investitionen und Betriebskosten	niedrig	Für diese Maßnahme fallen kaum Investitions- und Betriebskosten an, da es sich lediglich um eine Planungsmaßnahme handelt.
Pfadabhängigkeiten	niedrig	Die Maßnahme trägt grundsätzlich zum besseren, frühzeitigen Erkennen und damit zum möglichen Abbau von Pfadabhängigkeiten bei.
Hemmnisse	unklar	Im Hinblick auf den Austausch wird zwar eher mit wenig Hemmnissen gerechnet, es ist aber nicht abzusehen, wie offen und wann die Akteure dafür bereit sind.

Umsetzungs-Zeitraum

kurz- bis langfristig (regelmäßig)

Legende: kurz≤5a, mittel=5-15a, lang>15a)

Tabelle 17: Steckbrief zur Handlungsempfehlungen P2**P2 Empfehlungen für Power to Gas****Kompromiss zwischen Netzausbau, EE-Abregelung und Redispatch finden****Beschreibung der Empfehlung**

PtG-Anlagen als DSM-, Speicher- bzw. Redispatch-Maßnahme und EE-Abregelung stellen verschiedene Lösungsansätze für die Herausforderung, fluktuierende Energieträger in die Energieversorgung miteinzubinden, dar. Durch sie können Engpässe wirkungsvoll vermieden werden.

Hierbei besteht jedoch noch keine Klarheit darüber, in welchem Umfang der Einsatz von Speichern zum Engpassmanagement beitragen kann und inwieweit dadurch ein weiterer Netzausbau substituiert wird. Aus diesem Grund sollten die Wechselwirkungen zwischen Speichern und Netzen zum einen näher untersucht und zum anderen das optimale Einsatzverhältnis der oben genannten Maßnahmen ermittelt werden.

Handlungsschritte zur Umsetzung

- Fortführung/Initiierung von Forschungsprogrammen zur Simulation der Wechselwirkungen
- Realisierung von regionalen Demonstrationsprojekten

Hauptverantwortliche, einzubeziehende Akteure

BMWI, BMUB, Bundesnetzagentur, Netzbetreiber (Gas+Strom), EVUs, Forschung & Entwicklung

Zielgruppe

Regulierung, Netzbetreiber, EVUs

Finanzierungsvorschläge

Forschungsförderung, Industrieförderung

Verbindung zu anderen Empfehlungen aus dem Projekt KonstGas

P3, F4

Bewertung

Kriterium	Qualitative Bewertung	
Beitrag zu Klimaschutzziele	mittel	Die EE-Integration wird durch die Maßnahme verbessert, der Einsatz der Kraftwerke hinter dem Engpass bleibt jedoch im Redispatch Fall davon unberührt.
Beitrag zur EE-Integration	mittel	Ein Kompromiss zwischen den verschiedenen Ausgleichs-optionen führt dazu, dass weniger EE-Strom abgeregelt werden muss.
Beitrag zur Versorgungssicherheit	mittel	Abhängig von den Ausbaupfaden für Netze und Speicher unterliegt der Beitrag zur Versorgungssicherheit einer großen Spannweite
Beitrag zur regionalen Wertschöpfung	niedrig	Das Einspeisemanagement obliegt den Übertragungsnetzbetreibern; die regionale Wertschöpfung bleibt von dieser Maßnahme unberührt.
Beitrag zur Beschäftigung (in DE)	niedrig	Der Beitrag zu Beschäftigung fällt überwiegend im Bereich der Forschung an und wird daher eher niedrig eingeschätzt.
Aufwand an Investitionen und Betriebskosten	mittel	Für die Erforschung der Rolle von Speichern und PtG-Anlagen sind Investitionen notwendig.
Pfadabhängigkeiten	unklar	Die Maßnahme trägt einerseits bezogen auf das Gesamtsystem grundsätzlich zum besseren Erkennen von kritischen Wechselwirkungen und damit zum Abbau von Pfadabhängigkeiten bei. Bezogen auf die Anlagen- und Betreiberebene kann es andererseits zu unterschiedlichen Anforderungen an die Auslegung und den Einsatz und damit zu Pfadabhängigkeiten kommen.
Hemmnisse	niedrig	Gegenüber der Erforschung von Wechselwirkungen zwischen Flexibilitätsoptionen wird mit wenig Hemmnissen gerechnet; bei einer späteren Umsetzung in Praxis und Rahmenbedingungen ist dagegen mit mehr Hemmnissen zu rechnen.
Umsetzungs-Zeitraum		
	kurzfristig	Legende: kurz≤5a, mittel=5-15a, lang>15a)

Tabelle 18: Steckbrief zur Handlungsempfehlungen P3**P3 Empfehlungen für Power to Gas****Integration von PtG-Anlagen in das System****Beschreibung der Empfehlung**

Die Erzeugung von Strom aus regenerativen Quellen ist fluktuierend und nur ungenau vorhersehbar, weswegen das EE-Ausbauziel von 80 oder gar 100% nicht ohne große/saisonale Energiespeicher realisierbar ist.

In dem Fall, dass die Entwicklung von alternativen und günstigeren Speichertechnologien ausbleibt, müssten daher PtG-Anlagen in das Energieversorgungssystem eingebunden werden. Die PtG-Technologie nimmt damit eine Schlüsselrolle in der Energiewende ein.

Handlungsschritte zur Umsetzung

- a) Identifizierung wirtschaftlicher Hemmnisse
- b) Forschung mit Schwerpunkt Kostenoptimierung für Komponenten die als Kostentreiber identifiziert wurden
- c) Realisierung von Power-to-Gas-Anlagen

Hauptverantwortliche, einzubeziehende Akteure

Politik auf Bundesebene, Bundesnetzagentur, Netzbetreiber (Gas+Strom), Verbände, Hersteller, Forschung &

Zielgruppe

Regulierung, Netzbetreiber, EVUs, Industrie, Hersteller

Finanzierungsvorschläge

Abgaben und Entgelte sowie Forschungsförderung

Verbindung zu anderen Empfehlungen aus dem Projekt KonstGas

S1, G3, F4

Bewertung

Kriterium	Qualitative Bewertung	
Beitrag zu Klimaschutzziele	hoch	Bei umfassender Integration der PtG-Technologie in die Energieversorgung kann durch die Kombination von Erneuerbaren und PtG eine starke CO ₂ -Reduktion erzielt werden.
Beitrag zur EE-Integration	hoch	Bei hohem EE-Anteil bisher das einzige bekannte umsetzbare Langzeitspeicherkonzept
Beitrag zur Versorgungssicherheit	hoch	Bei hohem EE-Anteil bisher das einzige bekannte umsetzbare Langzeitspeicherkonzept
Beitrag zur regionalen Wertschöpfung	mittel	Durch die Einbindung von PtG-Technologie wird die Energieversorgung durch erneuerbare Energien möglich.
Beitrag zur Beschäftigung (in DE)	hoch	Für Forschung & Entwicklung sowie für die Herstellung und Integration der Technologie ist der Personalaufwand sehr hoch.
Aufwand an Investitionen und Betriebskosten	hoch	Für die Einführung der Technologie fallen hohe Investitionskosten an.
Pfadabhängigkeiten	niedrig	Solange keine besseren Lösungen für die langfristige Speicherfrage gefunden werden, wird generell mit wenig Abhängigkeiten und Hemmnissen gerechnet.
Hemmnisse		

Umsetzungs-Zeitraum

durchgängig

Legende: kurz≤5a, mittel=5-15a, lang>15a)

Tabelle 19: Steckbrief zur Handlungsempfehlungen P4

P4 Empfehlungen für Power to Gas

Verzicht auf fossilen Kohlenstoff bei Anlagen mit Methanisierung

Beschreibung der Empfehlung

Im Gegensatz zu Wasserstoff kann Methan fast uneingeschränkt in das deutsche Gasnetz eingespeist werden. Der Unterschied im heutigen Gesamtwirkungsgrad zwischen H₂-Erzeugung (ca. 80%) und Methanisierung (ca. 80%) liegt bezogen auf die eingesetzte Energie bei ca. 20% und (technologieabhängig) beim Pfad Strom-Gas-Strom bei ca. 18%. Der Wirkungsgradunterschied ist zwar ein nennens- und beachtenswerter Nachteil, kann aber durch andere Vorteile (geringere Infrastrukturanpassung, mehr Einsatzoptionen) ggf. kompensiert werden.

Für den Prozess der Methanisierung wird Kohlenstoffdioxid verwendet, welches aus unterschiedlichen Quellen (fossil und regenerativ) stammen kann. Beispielhaft zu nennen sind hier fossile Kraftwerke, Biogasanlagen, Industrieprozesse, eine Direktabscheidung aus der Umgebungsluft und Kläranlagen. Da das Ziel angestrebt wird, einen möglichst hohen Anteil der EE an der Stromerzeugung zu etablieren, ist die Verwendung von fossilem Kohlenstoff nicht zielführend. Langfristig sollte die Erzeugung von synthetischem Methan also mit Kohlenstoff aus erneuerbaren Quellen stammen.

Handlungsschritte zur Umsetzung

- Forschung zur nachhaltigen Erschließung von "grünen" CO₂-Quellen und -Speichern (Biogen, industrielle Prozesse und Reststoffe) und ihren infrastrukturellen Verknüpfung mit Methanisierungsanlagen
- Weiterführung der Forschung zu und Entwicklung von Methanisierungsanlagen die Methan bereitstellen können.
- Entwicklung einer Roadmap für den Verzicht von fossilem CO₂ in PtG-Anlagen.

Hauptverantwortliche, einzubeziehende Akteure

Politik, Bund, Industrie, EVUs, Forschung & Entwicklung

Zielgruppe

EVUs, Betreiber von "grünen" CO₂-Quellen und -Speichern, Hersteller von CO₂-Abscheidungsanlagen

Finanzierungsvorschläge

Abgaben/Entgelte, Forschungs- und Strukturförderung

Verbindung zu anderen Empfehlungen aus dem Projekt KonstGas

G2, F7

Bewertung

Kriterium	Qualitative Bewertung	
Beitrag zu Klimaschutzziele	niedrig	Durch die Verwendung von CO ₂ aus regenerativen Quellen werden fossile Energieträger nicht mehr in das System eingebunden und immer weiter aus der Energieversorgung verdrängt.
Beitrag zur EE-Integration	mittel	Die Art der CO ₂ -Quelle ist für die nötige Aufbereitung, nicht aber für die Technologie der Methanisierung relevant. Da mit zunehmendem EE-Ausbau, klassische fossile CO ₂ Quellen jedoch abnehmen werden, ist es sinnvoll von vornherein Kohlenstoff aus erneuerbaren Quellen / industriellen Prozessen zu nutzen
Beitrag zur Versorgungssicherheit	niedrig	Die Art der CO ₂ -Quelle ist für die Versorgungssicherheit nicht relevant
Beitrag zur regionalen Wertschöpfung	mittel	Die Erschließung und Nutzung von "grünen" CO ₂ -Quellen ist extensiver als von fossilen Quellen. Zusätzlich entsteht neue Wertschöpfung und Beschäftigung durch die Planung und den Aufbau von CO ₂ -Infrastrukturen.
Beitrag zur Beschäftigung (in DE)	mittel	
Aufwand an Investitionen und Betriebskosten	mittel	Eventuell ist die Investition in neue Anlagen, die grünes CO ₂ erzeugen notwendig, um die benötigte Menge an CO ₂ liefern zu können.
Pfadabhängigkeiten	hoch	Die zusätzliche Kopplung mit dezentralen biogenen CO ₂ Quellen erhöht die infrastrukturellen Abhängigkeiten und damit die möglichen Pfadabhängigkeiten.
Hemmnisse	mittel	Einerseits sollte die Maßnahme im Sinne der Energiewende auf wenig Hemmnisse stoßen. Andererseits sind viele unterschiedliche Akteure betroffen, was in der Regel mit nennenswerten Hemmnissen verbunden ist

Umsetzungs-Zeitraum

mittel-langfristig

Legende: kurz ≤ 5a, mittel = 5-15a, lang > 15a)

5.2.4 Empfehlungen für Forschung und Entwicklung

Tabelle 20: Steckbrief zur Handlungsempfehlungen F1

F1 Empfehlungen für Forschungsbedarf

Prüfung von PtG-Standorten

Hintergrund und Beschreibung der Empfehlung

Für die Wahl von Kraftwerks- und PtG-Anlagen-Standorten sind viele Faktoren von Bedeutung. So sollten PtG-Anlagen aus Stromnetz-sicht vor allem da eingesetzt werden, wo die größte Wirkung gegen Engpässe bzw. für die Aufnahme von EE-Strom erzielt werden kann. Weiterhin sind die Entfernungen zu Gasleitungen und -speichern, Wasserstoffsensoren wie z.B. Raffinerien, Tankstellen etc. sowie zu Produktionsstätten von Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid zu berücksichtigen.

Die regionalen Ergebnisse aus dem Forschungsvorhaben KonStGas geben zwar erste, sehr aufschlussreiche Hinweise im Hinblick auf das Strom- und Gastransportnetz. Sie sind aufgrund des engen Annahmen- und Szenariorahmens aber sind noch zu wenig belastbar, um konkrete und robuste Empfehlungen für eine Standortauswahl abzuleiten. Die Ergebnisse zeigen jedoch, dass die Szenarien zum Teil sehr sensitiv auf die Standorte von PtG-Anlagen und vor allem von Kraftwerken als langfristige Infrastrukturen wirken. Daher sollte dieser Aspekt forschungsseitig weiter und tiefer untersucht werden.

Die ermittelten Standorte sollten durch weitere Sensitivitäts- und Szenariorechnungen validiert werden, um ineffizienten Investitionen vorzubeugen. Diese Szenarien können beispielsweise in dem CO₂-Marktdesign, der Höhe der Emissionszertifikatspreise sowie in dem angenommenen Strom- und Gasnetz variieren.

Handlungsschritte zur Umsetzung

- Ausschreibung und Durchführung von entsprechenden Szenario- und Standortanalysen für Deutschland bis / in 2050, d.h. detaillierte räumlich und zeitlich aufgelöste Analysen/Simulationen zur Ermittlung von Überlasten im Netz auch im Hinblick auf den zukünftigen Netzausbau
- Backcasting Analysen für die Anforderungen im Zeitverlauf von heute bis 2050
- Stärkere Berücksichtigung von PtG im Netzentwicklungsplan Strom und Gas
- Entwicklung von neuen ggf. regionalen Markt-konzepten, in denen sich PtG-Anlagen refinanzieren können.

Hauptverantwortliche, einzubeziehende Akteure

Netzbetreiber (Strom- und Gas), Wissenschaft (Systemanalysen) und Bundesnetzagentur

Zielgruppe

Bundesnetzagentur, Kraftwerks- und PtG-Betreiber, Politik (Bundes-/Landesministerien)

Finanzierungsvorschläge

Forschungsförderung

Verbindung zu anderen Empfehlungen aus dem Projekt KonStGas

S1, S4, G1, P1, F2-F5

Bewertung von Kriterien

Kriterien	Qualitative Bewertung	
Beitrag zu Klimaschutzziele	unklar	Es wird keine direkte Wirkung erwartet, mittelbar und langfristig könnte der Beitrag jedoch hoch sein, via besserer EE-Integration
Beitrag zur EE-Integration	hoch	Passende Standorte und Infrastrukturen befördern eine optimale Aufnahme und Verwertung von EE-Strom
Beitrag zur Versorgungssicherheit	hoch	Passende Standorte und Infrastrukturen befördern eine hohe Versorgungssicherheit
Beitrag zur regionalen Wertschöpfung	niedrig	Ein direkter Beitrag würde vorrangig im vorgelagerten Planungsbereich entstehen und wird daher eher niedrig eingeschätzt. Mittelbare Effekte (Anlagenbau) können regional sehr unterschiedlich ausfallen.
Beitrag zur Beschäftigung (in DE)	niedrig	
Aufwand an Investitionen und Betriebskosten	unklar	Die Maßnahme selber dürfte mit wenig Aufwand durchführbar sein. Bei erfolgreicher Umsetzung trägt sie zur Reduzierung von unnötigem Aufwand (stranded investments) bei.
Pfadabhängigkeiten	hoch	Die Maßnahme trägt zur Reduzierung von Pfadabhängigkeiten bei, in dem sie langfristige Leitplanken für die Gestaltung der energetischen Infrastrukturen schafft.
Hemmnisse	mittel	Da die Maßnahme eine Vielzahl von Akteuren betrifft und die Bereitschaft für langfristige Entscheidungen erwartet, ist mit nennenswerten Hemmnissen zu rechnen. Die Maßnahme kann durch Partizipation und Transparenz aber auch zum Abbau bestehender gesellschaftlicher Hemmnisse beitragen.

Umsetzungs-Zeitraum

kurz-mittelfristig

Legende: kurz≤5a, mittel=5-15a, lang>15a)

Tabelle 21: Steckbrief zur Handlungsempfehlungen F2

F2 Empfehlungen für Forschungsbedarf

Auswirkungen von erhöhten Grenzkuppelkapazitäten

Hintergrund und Beschreibung der Empfehlung

Die Projektergebnisse zeigen, dass die Grenzkuppelkapazitäten neben den PtG-Anlagen ein entscheidender Faktor für die Integration von EE-Anlagen ins Stromsystem sind. Insbesondere im 100%-EE-Szenario ergaben sich sehr volatile Leistungsflüsse, die zu beachten sind. Der elektrische räumliche Ausgleich über das Stromnetz und die Kuppelkapazitäten ist dabei in der Regel effektiver und kostengünstiger als der rein zeitliche Ausgleich via PtG. Ihr Ausbau sollte daher Vorrang vor dem Ausbau von PtG-Anlagen haben.

Es ist daher weiter vertieft zu analysieren, wie ein Ausbau der Grenzkuppelkapazitäten den notwendigen PtG- und Netzausbau-Bedarf beeinflusst. Darüber hinaus sollten die Anstrengungen auf europäischer Ebene verstärkt werden, um die jeweiligen energetischen Konzepte der einzelnen Nationen auf einander abzustimmen. Weiterhin ist die Fragestellung zur erörtern ob auch eine regionale Spezialisierung auf gewisse Netzfähigkeiten Sinn macht (im weiteren Sinne die Idee der Energie-Union). Es ist zu untersuchen welche Risiken und Instabilitäten im europäischen Verbundnetz entstehen können, wenn die Leistungsflüsse über die Grenzen hinweg stark zunehmen im Rahmen der Energiewende.

Handlungsschritte zur Umsetzung

- Durchführung von Szenarioanalysen zur Sensitivität der Wechselwirkungen zwischen Kuppelkapazitäten und PtG-Anlagen im In- und Ausland in der langfristigen Perspektive (2050 plus).
- Darauf aufbauend Agenda-Setting dieses Themas bei einschlägigen Institutionen wie ENTSOE und ENTSOG
- Berücksichtigung des Themas bei den künftigen europäischen Netzentwicklungsplängen (TYNDP)

Hauptverantwortliche, einzubeziehende Akteure

Übertragungsnetzbetreiber (Strom), Wissenschaft sowie BNetzA

Zielgruppe

BNetzA, BDEW, ENTSOE, ENTSOG, Netzbetreiber

Finanzierungsvorschläge

Forschungsförderung

Verbindung zu anderen Empfehlungen aus dem Projekt KonstGas

S3-S4, G1, P1, F1+F3

Bewertung von Kriterien

Kriterien	Qualitative Bewertung	
Beitrag zu Klimaschutzziele	unklar	Keine direkte Wirkung, mittelbar und langfristig jedoch potenziell hoch, durch deutlich bessere Integration von EE-Strom.
Beitrag zur EE-Integration	hoch	Leistungsstarke Kuppelkapazitäten befördern eine deutlich höhere räumlich Aufnahme und Verwertung von EE-Strom über Europa hinweg.
Beitrag zur Versorgungssicherheit	hoch	Leistungsstarke Kuppelkapazitäten befördern eine hohe Versorgungssicherheit
Beitrag zur regionalen Wertschöpfung	niedrig	Der direkte Beitrag dürfte aufgrund des Dienstleistungscharakters (Studien etc.) gering ausfallen.
Beitrag zur Beschäftigung (in DE)	niedrig	Der direkte Beitrag dürfte aufgrund des Dienstleistungscharakters (Studien etc.) gering ausfallen.
Aufwand an Investitionen und Betriebskosten	niedrig	Der finanzielle Aufwand für die o.g. Maßnahmen (Studien etc.) wird relativ gering sein. Je nach Ergebnis können jedoch nennenswerte Investitionen in größere Kuppelkapazitäten die Folge sein. Diese können jedoch auch zur Reduktion von anderen Investitionen z.B. in PtG-Anlagen beitragen.
Pfadabhängigkeiten	niedrig	Leistungsstarke Kuppelkapazitäten tragen aufgrund ihrer o.g. positiven systemischen Wirkung grundsätzlich zum Abbau von Pfadabhängigkeiten bei.
Hemmnisse	niedrig	Die Hemmnisse dürften aufgrund des Dienstleistungscharakters der Maßnahmen (Studien etc.) gering ausfallen. Bei der Umsetzung von zusätzlichen Kuppelkapazitäten ist dagegen in der Folge mit hohen Hemmnissen analog zum Netzausbau zu rechnen.

Umsetzungs-Zeitraum

kurz-mittelfristig

Legende: kurz ≤ 5a, mittel = 5-15a, lang > 15a)

Tabelle 22: Steckbrief zur Handlungsempfehlungen F3

F3 Empfehlungen für Forschungsbedarf

Identifikation weiterer nationaler Netzausbaumaßnahmen

Hintergrund und Beschreibung der Empfehlung

Die Energieversorgung in Deutschland soll in Zukunft hauptsächlich aus erneuerbare Energien (EE) erfolgen. Dies setzt voraus, dass das Elektrizitätsnetz so ausgebaut wird, dass die Integration des EE-Stroms auch langfristig gelingt. Dabei kann auch ein Ausbau des Gasnetzes, vor allem bei starker Nutzung der PtG-Technologie, notwendig sein. Aus diesem Grund ist es unerlässlich, den langfristigen Bedarf an Netzausbaumaßnahmen zu untersuchen. Voraussetzung hierfür sind klare, verbindliche Zielvorgaben für den Ausbau der EE bis zum Jahr 2050 und darüber hinaus. Flankierend wird vorgeschlagen, bei der Bestimmung des Bedarfs an zusätzlicher Kraftwerkskapazität zukünftig auch grenzüberschreitende Reserven zu berücksichtigen.

In dem Fall eines flächendeckenden PtG-Einsatzes sind quantitative Aussagen über die Auswirkungen auf das Stromnetz zu treffen. Besonders in den Mittel- und Niederspannungsnetzen wird durch den Einsatz von PtG-Anlagen ein Ausbau erforderlich sein, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Es besteht daher Forschungsbedarf zur Identifikation weiterer nationaler Netzausbaumaßnahmen (Strom- und Gasnetze) bis zum Jahr 2050 und darüber hinaus, im Sinne einer Zielnetzplanung, die die Ausbauplanung ergänzt.

Handlungsschritte zur Umsetzung

- Entwicklung von PtG-Szenarien für den Zeitraum 2030 bis 2050 als Basis für die NEP-Szenarien etc. weitere Schritte siehe S3 und S4
- Ermittlung von Netzausbaumaßnahmen für ein gekoppeltes Energiesystem - über den üblichen Planungszeitraum der NEP hinaus bis 2050

Hauptverantwortliche, einzubeziehende Akteure

siehe S3 und S4

Zielgruppe

siehe S3 und S4

Finanzierungsvorschläge

siehe S3 und S4

Verbindung zu anderen Empfehlungen aus dem Projekt KonstGas

siehe S3 und S4

Bewertung von Kriterien

Kriterien	Qualitative Bewertung	
Beitrag zu Klimaschutzziele	mittel	Direkt niedrig, weil "nur" Dienstleistung, mittelbar hoch, weil damit ein wichtiger Beitrag zur besseren EE-Integration geleistet werden kann. siehe auch S3 und S4
Beitrag zur EE-Integration	hoch	Direkt niedrig, weil "nur" Dienstleistung, in der Folge jedoch hoch, weil damit ein wichtiger Beitrag zur besseren EE-Integration geleistet werden kann. siehe auch S3 und S4
Beitrag zur Versorgungssicherheit	hoch	Direkt niedrig, weil "nur" Dienstleistung, mittelbar jedoch hoch, weil damit ein wichtiger Beitrag zur Versorgungssicherheit geleistet werden kann. siehe auch S3 und S4
Beitrag zur regionalen Wertschöpfung	niedrig	Direkt niedrig, weil "nur" Dienstleistung, ansonsten unklar. Siehe auch S3 und S4
Beitrag zur Beschäftigung (in DE)	mittel	Direkt niedrig, weil "nur" Dienstleistung, in der Folge eher hoch, weil Netz- und EE-Ausbau beschäftigungsintensiv sind. Siehe auch S3 & S4
Aufwand an Investitionen und Betriebskosten	mittel	Direkt niedrig, weil "nur" Dienstleistung, in der Folge eher hoch, weil Netz- und EE-Ausbau kostenintensiv sind. Siehe auch S3 & S4
Pfadabhängigkeiten	niedrig	Die Maßnahme trägt mittelbar und grundsätzlich zur Reduzierung von Pfadabhängigkeiten wie z.B. dem verzögertem Netzausbau bei.
Hemmnisse	niedrig	Die Hemmnisse dürften aufgrund des Dienstleistungscharakters gering ausfallen. Bei der Umsetzung von zusätzlichen Netzausbauten ist dagegen in der Folge eher mit hohen Hemmnissen zu rechnen, siehe S3 und S4

Umsetzungs-Zeitraum

kurz-mittelfristig

Legende: kurz≤5a, mittel=5-15a, lang>15a)

Tabelle 23: Steckbrief zur Handlungsempfehlungen F4

F4 Empfehlungen für Forschungsbedarf

Untersuchung exklusiv netzdienlicher PtG-Anlagen

Hintergrund und Beschreibung der Empfehlung		
PtG-Anlagen haben das Potenzial, Netzengpässen entgegenzuwirken und damit auch einen Beitrag zur EE-Integration zu leisten. Aus heutiger Perspektive kann jedoch schwer beurteilt werden, ob Speicher und Flexibilitätsoptionen zukünftig im ausreichenden Maße zugebaut werden. Hohe Marktpreisrisiken sowie politische Ungewissheiten können die Investitionsbereitschaft hemmen. Die Projektergebnisse zeigen zudem, dass die PtG-Anlagen, wenn sie rein marktdienlich eingesetzt werden, für die Aufnahme von „EE-Überschussstrom“ bereits voll ausgelastet sind. Im Falle von Redispatch-Bedarf müssten sie dann teilweise sogar heruntergefahren werden. Daher ist zu untersuchen, ob und inwiefern auch ein netzdienlicher Betrieb von PtG-Anlagen, zur Erbringung von Systemdienstleistungen (Redispatch, Regelleistung) und damit zur Stabilisierung des Netzbetriebes, sinnvoll und ökonomisch vorteilhaft ist. In diesem Fall könnten geeignete Konzepte mit Mengensteuerung für Zubau und Erhalt der Systemflexibilität beitragen. So könnte eine systemoptimale Speicherleistung realisiert werden.		
Handlungsschritte zur Umsetzung		
a) Definition und Bestimmung von netzdienlichen Betriebsweisen und entsprechender Auslegung von PtG-Anlagen b) Durchführung von Machbarkeitsstudien zum netzdienlichen PtG-Anlagenbetrieb c) Durchführung von Präqualifikationsverfahren für netzdienliche PtG-Anlagen		
Hauptverantwortliche, einzubeziehende Akteure		
Wissenschaftler, PtG-Betreiber/Hersteller, Netzbetreiber,		
Zielgruppe		
PtG-Betreiber/Hersteller, Netzbetreiber, Wissenschaftler,		
Finanzierungsvorschläge		
Forschungsförderung, Wettbewerbe oder Ausschreibungen für Pilotprojekte, später ggf. Netzentgelte		
Verbindung zu anderen Empfehlungen aus dem Projekt KonstGas		
S1, S4, P2, F1+F2		
Bewertung von Kriterien		
Kriterien	Qualitative Bewertung	
Beitrag zu Klimaschutzziele	unklar	Der mögliche Beitrag von PtG durch zusätzliche Systemdienstleistungen und damit verbunden besserer EE-Integration steht in Konkurrenz zu anderen Optionen und bleibt daher zunächst unklar.
Beitrag zur EE-Integration	mittel	Der mögliche Beitrag beschränkt sich auf zukünftige Netzengpässe. Diese sollten zuvor durch (zusätzlichen) Netzausbau weitgehend reduziert werden.
Beitrag zur Versorgungssicherheit	hoch	Ein netzdienlicher Betrieb wirkt grundsätzlich positiv auf die Versorgungssicherheit.
Beitrag zur regionalen Wertschöpfung	niedrig	Aufgrund des Forschungscharakters zunächst eher niedrig. Dies dürfte später aber auch bei der Umsetzung von netzdienlichen Anlagen gelten, da diese hochautomatisiert betrieben werden.
Beitrag zur Beschäftigung (in DE)	niedrig	
Aufwand an Investitionen und Betriebskosten	niedrig	Aufgrund des Forschungscharakters zunächst eher niedrig. Mit der späteren Umsetzung fallen mehr Kosten an, die aber im System auch zu Einsparungen führen können.
Pfadabhängigkeiten	unklar	Grundsätzlich sind die o.g. Maßnahmen und ihre Umsetzungen geeignet Pfadabhängigkeiten abzubauen. Die Entscheidung für einen netzdienlichen (dezentralen) PtG-Betrieb könnte jedoch auch eine Abhängigkeit auslösen.
Hemmnisse	unklar	Es ist grundsätzlich mit Hemmnissen bei den betroffenen Akteuren zu rechnen, wie sehr bleibt jedoch zunächst unklar.
Umsetzungs-Zeitraum		
mittelfristig		Legende: kurz≤5a, mittel=5-15a, lang>15a)

Tabelle 24: Steckbrief zur Handlungsempfehlungen F5

F5 Empfehlungen für Forschungsbedarf

Berücksichtigung der Stromverteilnetze sowie von dezentralen H2-Speichern

Hintergrund und Beschreibung der Empfehlung

Der weit überwiegende Teil der EE-Stromeinspeisung findet dezentral und damit auf Verteilnetzebene statt. Diese werden bisher aufgrund von mangelnden Daten sowie Modell- und Rechenzeitgrenzen in der Regel nicht in Studien mit abgebildet. Dort treten jedoch zuerst Netzengpässe auf und dort ist auch ein überwiegender Teil der komplementären Flexibilitätsoptionen wie z.B. DSM, Power-to-Heat und Batteriespeicher verortet. Die Wechselwirkungen mit dem Transportnetz und den PtG-Anlagen werden damit noch nicht hinreichend abgebildet. Daher sollten bei zukünftigen Analysen zu PtG auch die Verteilnetze und die dortigen ergänzenden Flexibilitätstechnologien wie DSM, Power-to-Heat und Batteriespeicher stärker bzw. gezielt berücksichtigt werden.

Für die Verwendung von PtG-Anlagen werden zudem Speicher für das erzeugte Gas notwendig werden. Eine mögliche Lösung stellen hier unterirdische Salzkavernenspeicher dar, die jedoch hohe Vorlaufzeiten von ungefähr 10 Jahren aufweisen. Falls möglich sollten aus diesem Grund auch dezentrale PtG-Konzepte mit Kurzzeitspeichern in Betracht gezogen werden. Diese beinhalten beispielsweise, dass PtG-Anlagen in der Nähe von Wasserstofftankstellen angesiedelt werden, wodurch geringere Speicherkapazitäten benötigt werden.

Handlungsschritte zur Umsetzung

- Entwicklung von Forschungskonzepten/-ausschreibungen zur Untersuchung der o.g. Fragen
- Durchführung von regional begrenzten Fallstudien, die eine "Hochrechnung" der Ergebnisse auf das Bundesgebiet ermöglichen
- Potenzial- und Standortuntersuchungen für die Nutzung von Salzkavernen für die Zwischenspeicherung von EE-Wasserstoff.

Hauptverantwortliche, einzubeziehende Akteure

Wissenschaft, Verteilnetzbetreiber, Direktvermarkter von dezentralen Anlagen

Zielgruppe

Bundes- und Landespolitik, Netzbetreiber

Finanzierungsvorschläge

Forschungsförderung

Verbindung zu anderen Empfehlungen aus dem Projekt KonstGas

S2-S4, G1, G3, P2+P3, F1-F4

Bewertung von Kriterien

Kriterien		Qualitative Bewertung
Beitrag zu Klimaschutzziele	mittel	Der direkte Beitrag ist gering, in der Folge ist jedoch mittelbar, aufgrund grundsätzlich besserer EE-Integration, mit höheren Beiträgen zu rechnen.
Beitrag zur EE-Integration	mittel	Die Berücksichtigung von Verteilnetzen dürfte zu wichtigen Erkenntnissen bezogen auf eine bessere EE-Integration und höhere Versorgungssicherheit führen.
Beitrag zur regionalen Wertschöpfung	unklar	Aufgrund des Forschungscharakters zunächst eher niedrig. Im Falle von Regionen, die sich als Knoten für Technologien bzw. Dienstleistungen erweisen, sind jedoch auch hohe Beiträge möglich.
Beitrag zur Beschäftigung (in DE)	niedrig	Sowohl zunächst aufgrund des Forschungscharakters als auch später aufgrund des hohen Automatisierungsgrades der technischen Lösungen eher niedrig.
Aufwand an Investitionen und Betriebskosten	niedrig	Aufgrund des Forschungscharakters zunächst eher niedrig. Mit der späteren Umsetzung fallen mehr Kosten an, die aber im System auch zu Einsparungen führen können.
Pfadabhängigkeiten	unklar	Grundsätzlich sind die o.g. Maßnahmen und ihre Umsetzungen geeignet Pfadabhängigkeiten abzubauen.
Hemmnisse	unklar	Es ist grundsätzlich mit Hemmnissen bei den vielen betroffenen Akteuren zu rechnen, wie sehr bleibt jedoch zunächst unklar.

Umsetzungs-Zeitraum

kurz-mittelfristig

Legende: kurz≤5a, mittel=5-15a, lang>15a)

Tabelle 25: Steckbrief zur Handlungsempfehlungen F6**F6 Empfehlungen für Forschungsbedarf****Verifizierung der möglichen Wasserstoffgaskonzentration im Gasnetz****Hintergrund und Beschreibung der Empfehlung**

Der Einsatz von PtG-Anlagen bringt viele Möglichkeiten bezüglich Stromspeicherung und Engpassmanagement mit sich. Eine wichtige Frage der Umsetzung ist hier u.a. die Frage des Wasserstofftransports. Bereits heute ist es möglich, Wasserstoff in das deutsche Erdgasnetz zuzumischen. Der Transport von Wasserstoff über das Erdgasnetz ist momentan, aufgrund der Anforderungen an Erdgas als Kraftstoff auf 2 Vol.-% begrenzt, nach Einzelfallprüfung sind entsprechend DVGW G 260 < 10 Vol.-% gestattet. Langfristig sind, durch z.B. Anpassung der notwendigen Messtechnik oder sensibler Materialien, auch höhere Konzentrationen, wie die im Vorhaben angenommenen 15 Vol.-%, denkbar. Diesen Wert gilt es verlässlich zu verifizieren, damit Schritte für die Anhebung der zulässigen Wasserstoffkonzentration eingeleitet werden können.

Forschungsbedarf besteht ferner auch zu den begrenzenden Faktoren für die Wasserstoffeinspeisung hinsichtlich der Komponenten und Anlagen in den Netzen und bei den Anwendern. Es ist z.B. noch nicht ausreichend geklärt, welche Voraussetzungen Komponenten und Anlagen erfüllen müssen, um bei einer erhöhten Wasserstoffkonzentration im Netz fehlerfrei zu operieren. Dies betrifft insbesondere die Endverbraucher und darüber hinaus die entsprechenden Gerätehersteller. Daher ist es zusätzlich wichtig, separat die begrenzenden Faktoren für die Wasserstoffeinspeisung zu identifizieren und auf diese Weise, von Verbraucherseite her, die Grenzen der zulässigen Wasserstoffkonzentration so weit wie möglich auszubauen.

Handlungsschritte zur Umsetzung

- Analyse der Wasserstoffverträglichkeiten entlang der Verteilungskette vom Transportnetz hin zu den Verteilnetzen und den jeweiligen Endkunden im privaten und gewerblichen Sektor.
- Erstellung einer Roadmap hinsichtlich der geplanten Wasserstoffbeimischungen im Netz als Teil einer Dekarbonisierungsstrategie. Es soll herausgearbeitet werden, ab welchem Jahr welche Konzentrationen erreicht werden sollen (ähnlich wie einst bei der Biogasseinspeisequote) und somit auch ab wann für die entsprechenden Sektoren und ihre spezifischen Technologien Grenzkonzentrationen erreicht werden, welche wiederum Anpassungsmaßnahmen erfordern würden.
- Maßnahmenkatalog zur Ertüchtigung der einzelnen Sektoren für steigende Wasserstoffkonzentrationen im Netz. Hierbei sollte eine volkswirtschaftliche Betrachtung vorgenommen werden im Hinblick auf zentrale versus dezentrale Maßnahmen.

Hauptverantwortliche, einzubeziehende Akteure

Wissenschaft, Gasnetzbetreiber-/lieferanten, DVGW sowie Gerätehersteller und Gasendverbraucher

Zielgruppe

Normungsgremien, Gasnetzbetreiber, Politik, Gerätehersteller, Gasendverbraucher

Finanzierungsvorschläge

Forschungsförderung, Abgaben/Entgelte

Verbindung zu anderen Empfehlungen aus dem Projekt KonstGas

G2+G3, F1, F7

Bewertung von Kriterien

Kriterien	Qualitative Bewertung	
Beitrag zu Klimaschutzziele	mittel	Durch eine Anhebung der H ₂ -Konzentrationsgrenze kann direkt mehr Erdgas durch EE-H ₂ "ersetzt" werden und mittelbar mehr EE-Strom integriert werden.
Beitrag zur EE-Integration	mittel	Durch eine Anhebung der H ₂ -Konzentrationsgrenze kann mehr EE-H ₂ eingespeist und damit mittelbar mehr EE-Strom via PtG aufgenommen und integriert werden.
Beitrag zur Versorgungssicherheit	niedrig	Die Anhebung der H ₂ -Konzentration auf der Gasseite ermöglicht einen etwas besseren bzw. flexibleren PtG-Anlageneinsatz auf der Stromseite.
Beitrag zur regionalen Wertschöpfung	niedrig	Aufgrund ihres Forschungs- und Dienstleistungscharakters wird hier nicht mit nennenswerten Beiträgen gerechnet.
Beitrag zur Beschäftigung (in DE)	niedrig	
Aufwand an Investitionen und Betriebskosten	mittel	Aufgrund des Forschungscharakters zunächst eher niedrig. Mit der späteren Umsetzung können jedoch auch relativ hohe Kosten für technische Anpassungen anfallen.
Pfadabhängigkeiten	niedrig	Grundsätzlich sind die o.g. Maßnahmen und ihre Umsetzungen geeignet Pfadabhängigkeiten abzubauen.
Hemmnisse	mittel	Es ist mit Hemmnissen bei den vielen betroffenen Akteuren zu rechnen. Ihre Stärke wird von den etwaigen neuen Anforderungen und entsprechenden Anpassungen abhängen.

Umsetzungs-Zeitraum

kurzfristig

Legende: kurz≤5a, mittel=5-15a, lang>15a)

6 Zusammenfassung

Frank Merten, Mathis Buddeke (WI)

Den **Hintergrund** für die vorliegende Teilstudie bilden zunächst die Leitziele der Bundesregierung, die Treibhausgasemissionen um mindestens 80% bis 2050 ggü. 1990 zu senken und zeitgleich den Anteil der erneuerbaren Energien (EE) am Bruttostromverbrauch auf mindestens 80 % zu steigern. In diesem Kontext wird die mögliche großmaßstäbliche Umwandlung von EE-Strom in Wasserstoff mittels Power-to-Gas zusammen mit den bestehenden Gasnetzen und -speichern als vorteilhafte und vielversprechende (saisonale) Speicheroption betrachtet. Viele Studien zeigen bereits die Notwendigkeit, Machbarkeit und Potenziale dieser Option für die Energiewende auf, gehen dabei in der Regel jedoch hauptsächlich von der Stromseite und den dortigen Lösungsoptionen aus. Die konkreten Potenziale und Chancen sowie Anforderungen und Restriktionen, die mit einer differenzierten, räumlich aufgelösten Kopplung der Strom- und Gasnetze in Deutschland verbunden sind, werden bisher zu wenig betrachtet.

Diese Forschungslücke stand im Fokus der Arbeiten in dem **übergeordneten Forschungsverbundprojekt KonStGas**¹⁸ (FKZ 0325576), wovon der vorliegende Studienbericht ein Teil ist. Das **Ziel des Verbundprojekts** war es, in verschiedenen Szenarien und Varianten zu untersuchen, welche Vor- und Nachteile sich aus der Kopplung der Strom- und Gasnetze für die Integration erneuerbarer Energien in Deutschland ergeben.¹⁹ Die erzielten Ergebnisse wurden aus volkswirtschaftlicher Sicht, mit Fokus auf der Reduzierung der Treibhausgasemissionen bewertet, und auf dieser Basis abschließend Handlungsempfehlungen sowie eine Roadmap im Sinne einer konvergenten Nutzung von Strom- und Gasnetzen abgeleitet und im Abschlussbericht zum Gesamtvorhaben veröffentlicht (siehe (Fichtner und Nolden 2017)).

Die **Ziele der vorliegenden Teilstudie „Ökologische Analysen und Handlungsempfehlungen...“** (FKZ 0325576F) waren:

- eine ökologische Einordnung und Bewertung der erzielten Ergebnisse, insbesondere im Hinblick auf Power-to-Gas Anlagen und ihre Standorte,
- die Ableitung von Handlungsempfehlungen im Kontext einer konvergenten Nutzung von Gas- und Stromnetzen und von Power-to-Gas sowie auf der Basis der erzielten Ergebnisse, und ferner
- die Mitwirkung bei der Ableitung von Rahmenszenarien bis zum Jahr 2050 für die übergeordneten, modellgestützten Analysen (konkret die Bestimmung von Stromnachfrage und Lastprofilen von Elektro-PKW und Wärmepumpen als Input für die Modellberechnungen) sowie allgemein bei der Bewertung und Interpretation der Gesamtergebnisse.

¹⁸ BMWI Verbundprojekt: „Integration fluktuierender erneuerbarer Energien durch konvergente Nutzung von Strom- und Gasnetzen“ (<http://www.dbi-gruppe.de/konstgas.html>)

¹⁹ Zu Beginn des Gesamtprojektes wurde die Zielsetzung durch insgesamt 11 spezifische Forschungsfragen in den Bereichen „Power-to-Gas im Energiesystem“, „Konkurrenzen bei der EE-Integration“ und „Systemaspekte“ konkretisiert.

6.1 Ergebnisse

Für die verschiedenen Modellrechnungen, (System-)Analysen und Bewertungen der Verbundpartner liegen gemeinsam abgestimmte, **eigene Rahmenszenarien** für die langfristige Entwicklung des deutschen Energiesystems im europäischen Kontext bis zum Jahr 2050 zugrunde. Diese orientieren sich an den Leitzielen der Bundesregierung zur Senkung der Treibhausgasemissionen und zum Ausbau der EE-Stromerzeugung. Sie sind bezogen auf die Gesamtsystemkosten technisch-ökonomisch optimiert. Dabei handelt es sich zunächst um zwei Szenarien, in denen ein EE-Anteil von (etwa) 80 % an der Bruttostromnachfrage im Jahr 2050 erreicht wird: Eines ohne Berücksichtigung von Power-to-Gas (80%-EE-ohne-PtG) und eines mit Power-to-Gas (80%-EE-mit-PtG). Zusätzlich liegt im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse ein weiteres eigenes Szenario mit einem EE-Anteil von 100 % und mit Power-to-Gas vor (100%-EE-Szenario-mit-PtG²⁰). Während in den 80%-EE-Szenarien insgesamt nur etwa rd. 5.200 MW_{el} an installierter PtG Leistung nötig werden, sind es im 100%-EE-Szenario bis zu rd. 37.900 MW_{el}.

Die o. g. Szenarien enthalten auch die möglichen **künftigen Stromnachfragen** von „neuen“ Anwendungen, die heute nur einen relativ geringen Anteil an der gesamten Stromnachfrage haben, langfristig (in 2050) jedoch einen signifikanten bis erheblichen Anteil erreichen werden. Dazu gehören neben zunehmender Klimatisierung insbesondere Elektro-PKW sowie Wärmepumpen, die im Jahr 2050 – gemäß der getroffenen Annahmen – einen Stromverbrauch von etwa rd. 40 TWh (Elektro-PKW) bzw. 14 TWh (Wärmepumpen) aufweisen. Auf diese „neuen“ Stromverbraucher entfallen demnach im Jahr 2050 verglichen mit 2014 insgesamt etwa zusätzlich rd. 64 TWh. Dadurch wird das Stromeinsparziel der Bundesregierung (-25 % bis 2050) trotz der Einsparererfolge bei anderen Anwendungen um etwa die Hälfte verfehlt.

Lastganglinien für neue Stromverbraucher wie Elektro-PKW und Wärmepumpen werden bisher, sofern überhaupt, nur punktuell bzw. nicht einheitlich erfasst und sind in der Regel nicht öffentlich verfügbar. Will man sie als Eingangsdaten für die Energiesystemmodellierung nutzen, bleibt aktuell „nur“ der hier gewählte Weg über synthetische Lastprofile. Nach dieser Methode liegen stündlich und räumlich (nach Bundesländern) aufgelöste Nachfragezeitreihen für Elektro-PKW und Wärmepumpen als Inputdaten für die Modellierung im KonStGas Projekt vor. Diese Daten sind zwar einerseits mit mehr oder weniger Unsicherheiten behaftet, die jedoch nicht quantifiziert werden können. Sie sind andererseits dennoch gut für die Nutzung in Energiesystemmodellen geeignet, da sie eine mit den sonstigen Szenariodaten (Wetterdaten) stimmige und in Bezug auf die qualitativen Verläufe plausible Datengrundlage darstellen.

Die in der Studie betrachteten PtG Anlagen zur Aufnahme von EE-Strom zwecks Reduktion bzw. Vermeidung von Netzengpässen benötigen in der Regel einen Standort im Außenbereich, in der Nähe von EE-Anlagen sowie Strom- und Gasnetz. Bevor sie

²⁰ Für das 100 %-Sensitivitätsszenario wurde keine Gesamtsystembetrachtung durchgeführt, die alle Sektoren umfasst. Demzufolge wurden auch keine neuen Strom- und Gasnachfragen berechnet. Als Grund ist anzuführen, dass bei einer derart stringenten Vorgabe (Stromsektor mit fast Nullemissionen) auch restriktivere Strategien für die anderen Sektoren hätten vorgegeben werden müssen, die weit über das Energiekonzept hinausreichen. Dies war aber nicht Gegenstand des Auftrages.

neu errichtet und betrieben werden können, sind verschiedene **genehmigungsrechtliche Fragen** zu klären. Dazu gehören die bauplanungs- und immissionschutzrechtliche Zulässigkeit, die UVP²¹-Pflichtigkeit sowie eine energierechtliche Einordnung der Anlagen.

Die bauplanungsrechtliche Zulässigkeit hängt im Wesentlichen vom gewählten Standort, einem zugehörigen Bebauungsplan und der Anlagennutzung ab. Wenn es keinen Bebauungsplan gibt und die PtG Anlage den Zweck der öffentlichen Versorgung erfüllt, dann handelt es sich dabei um ein privilegiertes und damit prinzipiell zulässiges Vorhaben.

Ob es sich aus Sicht des Immissionsschutzes um eine genehmigungsbedürftige Anlage handelt, hängt davon ab, ob und welchen Katalogtatbestand die neue PtG Anlage erfüllt. Für Anlagen die unter „Chemische Erzeugnisse, Arzneimittel, Mineralölraffination und Weiterverarbeitung“ fallen, ist das volle Genehmigungsverfahren gemäß § 10 BImSchG inkl. Öffentlichkeitsbeteiligung zu durchlaufen. Für Anlagen im Bereich „Wärmeerzeugung, Bergbau und Energie“ wäre bei Nachweis der Biogasqualität nur ein vereinfachtes Verfahren nach § 19 BImSchG durchzuführen. Sie könnten jedoch je nach Argumentation auch ganz aus der immissionsschutzrechtlichen Genehmigungspflichtigkeit fallen.

Bei einem vereinfachten Genehmigungsverfahren sind folgende Arten bzw. Funktionsweisen der Anlagen zu unterscheiden: Produktionsanlagen, Versuchsanlagen sowie Labor- und Technikumsanlagen. Diese Unterscheidung spielt vor allem für die Frage nach der UVP-Pflichtigkeit eine Rolle. Für Produktionsanlagen ist im Einzelfall am ehesten mit einem UVP Verfahren im Rahmen des BImSchG zu rechnen. Geplante Versuchsanlagen bedürfen in den ersten 3 Betriebsjahren keiner UVP, bei einem Folgebetrieb ist allerdings nachträglich eine UVP zu realisieren. Labor- und Technikumsanlagen, welche nicht länger als 2 Jahre betrieben werden bedürfen häufig keiner Genehmigung bzw. UVP.

Bei der energierechtlichen Betrachtung, geht es um die Frage, ob der Anschluss einer PtG Anlage an eine Erdgaspipeline ebenfalls planfeststellungsbedürftig ist. Dies hängt maßgeblich davon ab, ob es sich bei dem Netzanschluss um eine wesentliche oder unwesentliche Änderung an der bestehenden Gasleitung handelt. Im Fall einer unwesentlichen Änderung darf die zuständige Behörde darüber entscheiden, ob auch ein reines Anzeigeverfahren statt einer Planfeststellung ausreicht. Die möglichen Hemmnisse und die Genehmigungsdauer würden sich dadurch erheblich reduzieren.

Die **Umweltverträglichkeit** von Power-to-Gas Anlagen wird allgemein durch die Umweltqualität des bezogenen Stromes dominiert. Da der Strom hier gemäß der Szenarien und Einsatzstrategien ausschließlich aus EE-Anlagen stammt, gibt es diesbezüglich keine Umweltwirkungen. Ansonsten sind nur wenige relevante direkte Umweltwirkungen von Power-to-Gas Anlagen und Wasserstoff zu beachten. Hierzu gehören der Flächenverbrauch und die Beeinträchtigung des Landschaftsbildes sowie Gefahren im Fehlerfall und größeren Freisetzungen von Wasserstoff (Explosion und Erstickung). Eine Errichtung von zentralen, teils sehr großen Power-to-Gas An-

²¹ Umweltverträglichkeitsprüfung

lagen (379 bis 6.600 MW_{el}) an Standorten gemäß den Modellergebnissen würde zu einem Flächenanteil von 0,1 bis 18,5 % (im Extremfall sogar bis rd. 42 %) an den betreffenden Gemeinde führen. Im Fall des 100%-EE-Szenarios und eines konzentrierten Ausbaus liegen die Flächenanteile knapp überwiegend (in 8 von 13 Fällen) im 1 bis teils 2-stelligen Prozentbereich. Im gleichen Szenario, aber bei einem verteilten Ausbau liegen sie dagegen überwiegend (in 22 von 30 Fällen) im gut 1-stelligen Prozentbereich und nur einmal im 2-stelligen Bereich, dann aber bis gut 40 %. Wenn man eine Marke von 1% Flächenanteil als Benchmark für den Beginn von signifikanten lokalen Hemmnissen ansieht, dann dürften beide Ausbaustrategien auf nennenswerte bis große Hemmnisse stoßen und die Fälle mit einem 2-stelligen Flächenanteil eher unrealistisch sein. Die Standortwahl kann in Einzelfällen zudem in Konflikt mit Naturschutzflächen und umliegenden Siedlungen geraten. In der Vorkette sind noch die Umweltwirkungen durch die benötigten Rohstoffe wie Stahl und Nickel zu beachten. Diese können vom Umfang her bedeutsam sein, sie gehören jedoch nicht zu den kritischen Ressourcen.

Handlungsempfehlungen (HE) zu Power-to-Gas bzw. -to-X liegen sowohl in Form externer Handlungsempfehlungen mittels Metaanalyse und eigenen, aus den Projektergebnissen abgeleiteten Handlungsempfehlungen vor. Die externen Empfehlungen sind zu 38 zum Projekt passenden HE kondensiert und nach Bereichen geclustert und von acht Verbundpartnern sowie zwei externen Experten mittels Fragebogen bewertet worden. In der Mehrheit der Fälle wird den externen HE von den befragten Experten zugestimmt. Dazu gehört beispielsweise, dass

- Demonstrationsprojekte für die PtG Technologie, zumindest während eines kurzfristigen Zeithorizontes, weiter gefördert werden sollen,
- Energiespeicher von Letztverbraucherabgaben (z.B. EEG Umlage) und bei netzdienlichem Verhalten auch von den Netzentgelten ausgenommen werden sollten,
- das technische Regelwerk (für Gas, Strom, Gerätehersteller) und der Rechtsrahmen der Energiespeicherung weiterentwickelt werden sollten und
- bei der aktuellen Netzplanung die Technologie PtG als Option zur Verminderung des Netzausbaubedarfs bereits jetzt herangezogen werden sollte.

Es gibt jedoch auch einige umstrittene externe Handlungsempfehlungen, z. B.

- wird die Einführung eines an das EEG angelehnten Förderprogramms (z.B. ein Erneuerbares Gas Einspeise- und Speichergesetz) sehr kritisch gesehen,
- ist strittig, ob Energiespeicher bereits zum jetzigen Zeitpunkt im aktuellen Markt-design verankert oder der für die Elektrolyse genutzte Strom generell von Netzentgelten befreit werden sollte,
- wird sowohl die Notwendigkeit einer möglichen Überarbeitung der EEG-Härtefallreglung für Power-to-X Anlagen als auch die Frage, ob eine bundesweite Wasserstoffinfrastruktur aufgebaut werden sollte, kritisch gesehen.

Auf Basis der Forschungsergebnisse liegen **insgesamt 17 eigene Handlungsempfehlungen** vor, die unter den Verbundpartnern abgestimmt sind. Diese verteilen sich wie folgt auf die Kategorien Stromsektor (4), Gassektor (3), Power-to-Gas (4) sowie Forschung und Entwicklung (6). Jede eigene Handlungsempfehlung wird durch einen Steckbrief näher erläutert und um Vorschläge zu Akteuren und Finanzierung sowie um kurze qualitative Bewertungen zu acht Kriterien ergänzt.

6.2 Schlussfolgerungen

Wie nicht anders zu erwarten, zeigen die **Szenarioergebnisse** insgesamt große Unterschiede zwischen dem 80%-EE-Szenario und dem 100%-EE-Szenario, insbesondere im Hinblick auf den notwendigen Ausbau von EE und PtG Anlagen sowie die abgeregelten EE-Strommengen und CO₂-Emissionen. Um den seit Projektbeginn deutlich gestiegenen Anforderungen an die Klimaschutzziele und Energiewende („Dekarbonisierung“) ausreichend entsprechen zu können, sollten künftig nur noch Szenarien gerechnet werden, die EE-Stromanteile von 90 % bis 100 % darstellen.

Für die **Bestimmung von Lastprofilen** für die künftig relevanten „neuen“ Stromverbraucher“ wie Elektro-PKW bzw. Wärmepumpen mangelt es noch an einheitlichen, und teils differenzierteren sowie öffentlich verfügbaren Datenquellen (Templates) für verschiedene Fahrzeuge bzw. Regionen. Daher sollten diesbezüglich entsprechende Forschungsaufträge durchgeführt und Anforderungen an die Informationspflicht der Netzbetreiber gestellt werden.

Der **Klima- und Umweltschutzbeitrag** von PtG Anlagen hängt bis zum Erreichen der EE-Ausbauziele vorrangig von der Stromherkunft und dessen CO₂-Emissionen ab. Daher sollte der Ausbau und Einsatz von PtG Anlagen (zunächst) nur unter der Voraussetzung einer nachweisbaren nachhaltigen Kopplung mit EE-Strom zugelassen bzw. gefördert werden.

Ein massiver Ausbau von PtG Anlagen, wie er bei sehr hohen EE-Stromanteilen notwendig wird, führt unabhängig davon zu einem signifikanten Flächenverbrauch. Daher sollte bei der Forschung und Entwicklung von PtG Anlagen auch die Reduktion des Flächenbedarfs verfolgt werden. Zudem sollten bereits kurzfristig die aufgeworfenen, noch offenen genehmigungsrechtlichen Fragen geklärt werden und ein bundesweit einheitlicher Leitfaden für die Genehmigung von PtG Anlagen im Außenbereich erstellt werden.

Im Hinblick auf den tatsächlichen Flächenverbrauch sowie die möglichen Konflikte mit Naturschutzflächen und Hemmnisse an künftigen PtG Standorten scheinen verteilte, dezentrale Ausbaustrategien für PtG Anlagen vorteilhaft zu sein. Diese Aspekte, d.h. die möglichen Vor- und Nachteile von dezentralen PtG Ausbaupfaden im Vergleich zu zentralen Pfaden sollten mittelfristig untersucht und bewertet werden.

Auf Basis der ermittelten Handlungsempfehlungen sollte eine detailliertere langfristige Roadmap, als es hier möglich war, entwickelt, konsultiert, veröffentlicht und dann fortlaufend evaluiert und weiterentwickelt werden.

7 Literaturverzeichnis

4. BImSchV - Einzelnorm (o. J.): http://www.gesetze-im-internet.de/bimsv_4_2013/anhang_1.html. Last access: 23 Februar 2017.
- Adamek, F.; Aundrup, T.; Glausinger, W.; Kleimaier, M.; Landinger, H.; Leuthold, M.; et al. (2012): Energiespeicher für die Energiewende - Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050. VDE ETG-Task Force Energiespeicherung.
- Berechnungstool: „Mobilität in Tabellen“ aus dem Projekt „Mobilität in Deutschland“ (2008): http://www.mobilitaet-in-deutschland.de/01_aktuell/aktuell.html
- BMWi (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/energiekonzept-2010.pdf?__blob=publicationFile&v=3
- BMWi (2015): Vierter Monitoring-Bericht zur Energiewende. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/vierter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft.pdf?__blob=publicationFile&v=24
- Bongers, T. (2016): AW: konstgas: Regionalspezifische Angaben zu den PtG-Standorten.
- Bringewat, J. (2017): Rechtsfragen bei der Zulassung von Elektrolyseurprojekten. <http://www.juop.org/oefbbaurecht/aktuelle-rechtsfragen-bei-der-zulassung-von-elektrolyseurprojekten/>
- Bundesverband Wärmepumpen (BWP) e.V. (2013): BWP-Branchenstudie 2013 - Szenarien und politische Handlungsempfehlungen. Berlin. https://www.waermepumpe.de/fileadmin/user_upload/waermepumpe/07_Publikationen/bwp-Waermepumpen-Branchenprognose_2013.pdf
- Elektrowärmepumpen RWE - Westnetz- Berechnungstabelle für Bilanzierungsgebiet 11YR00000003039P (o. J.): Westnetz. https://www.google.de/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0ahUK Ewi6ta_dlp7SAhXEVxQKHbtrBiQQFggnMAA&url=https%3A%2F%2Fwww.westnetz.de%2Fweb%2Fcms%2Fmediablob%2Fde%2F3267806%2Fdata%2F1625922%2F%2Fwestnetz%2Fnetz-strom%2Fnetznutzung%2Flastprofile%2F11YR00000003039P-Lastprofile-fuer-Elektrowaermepumpen-gueltig-ab-01.04.2014-.xls&usg=AFQjCNGWCgoFBlh7LeJY_qNXyxZEEgXOTw&sig2=kM2zBA5tu6NG9FSVPga5pQ. Last access: 12 Januar 2014.
- Fichtner, W.; Nolden, C. (2017): Abschlussbericht KonStGas: Integration fluktuierender erneuerbarer Energien durch konvergente Nutzung von Strom- und Gasnetzen - Konvergenz Strom- und Gasnetze.
- Jentsch, M.; Trost, T.; Höfling, H.; Jachmann, H. (2014a): Analyse von Power-to-Gas-Energiespeichern im regenerativen Energiesystem. Bundesministerium für

Wirtschaft und Energie.

Jentsch, M.; Trost, T.; Sterner, M. (2014b): Optimal Use of Power-to-Gas Energy Storage Systems in an 85% Renewable Energy Scenario. Elvsevier.

Kraftfahrtbundesamt (2014): <http://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/>

Müller-Syring, G. (2017): Power to Gas Konzepte, Kosten, Potenziale. Gehalten auf der DBI Fachforum „Energiespeicherkonzepte und Wasserstoff“, Berlin.

Nast, M.; Horst, J.; Hauser, E.; Leprich, U.; Nabe, C.; Klinski, S.; et al. (2011): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG. Vorhaben V: Integration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und konventionellen Energieträgern : Endbericht. Dt. Zentrum für Luft- und Raumfahrt. <http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:wup4-opus-55766>

Nitsch, J.; Pregger, T.; Naegler, T.; Heide; Tena; Scholz, Y.; et al. (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global - Schlussbericht. No. BMU-FKZ o3MAP146. Stuttgart, Kassel, Teltow: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE) <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Studien/studie-langfristszenarien.html>

Nolden, C. (2016): Re: konstgas: Regionalspezifische Angaben zu den PtG-Standorten.

NOW GmbH Nationale Organisation Wasserstoff und Brennstoffzellentechnologie (2016): Ergebnisbericht – Studie Wasserstoff-Infrastruktur für die Schiene. Berlin. https://www.now-gmbh.de/content/6-service/4-publikationen/4-nip-wasserstoff-und-brennstoffzellentechnologie/h2-schiene_ergebnisbericht_online.pdf

Österreichisches Umweltbundesamt (2017): Ein weiter Weg zum Wasserstoff. <http://www.umweltbundesamt.at/umwelt/verkehr/kraftstoffe/wasserstoff/>

Stahl, H.; Bauknecht, D.; Hermann, A.; Jenseit, W.; Köhler, A. R.; Merz, C.; et al. (2016): Ableitung von Recycling- und Umweltaforderungen und Strategien zur Vermeidung von Versorgungsrisiken bei innovativen Energiespeichern. TEXTE 07/2016. Dessau-Roßlau: Deutsches Umweltbundesamt. <http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/ableitung-von-recycling-umweltaforderungen>

Statistisches Bundesamt (2006): Bevölkerung Deutschlands bis 2050 - 11. koordinierte Bevölkerungsvorausberechnung. Wiesbaden. https://www.destatis.de/DE/PresseService/Presse/Pressekonferenzen/2006/Bevoelkerungsentwicklung/bevoelkerungsprojektion2050.pdf?__blob=publicationFile

Statistisches Bundesamt (2011): Bevölkerung und Erwerbstätigkeit - Entwicklung der Privathaushalte bis 2030 Ergebnisse der Haushaltsvorausberechnung. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt.

Ueckerdt, F.; Luderer, G.; Müller-Hansen, F. (2013): Analyse des Klimaschutzpotentials der Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff und Methan. Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.

Viebahn, P.; Arnold, K.; Friege, J.; Krüger, C.; Nebel, A.; Samadi, S.; et al. (2014): KRESSE - kritische mineralische Ressourcen und Stoffströme bei der Transformation des deutschen Energieversorgungssystems : Abschlussbericht. Wuppertal: Wuppertal Inst. für Klima, Umwelt, Energie. <http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:wup4-opus-54195>

Wuppertal Institut; Schaube, P. (2017): Metaanalyse von Stakeholder-Positionen bezüglich P2X; Internes Arbeitspapier von Philipp Schaube (Stand Nov. 2015) und Anlage zum Projekt-Teilbericht „Ökologische Analysen und Handlungsempfehlungen zur Integration fluktuierender erneuerbarer Energien durch konvergente Nutzung von Strom und Gasnetzen (KonStGas). No. FKZ 0325576F. Wuppertal Inst. für Klima, Umwelt, Energie.

8 Anhang

8.1 A1: Verbundpartner von KonStGas

Tabelle 26: Übersicht über Verbundpartner, Unterauftragnehmer und assoziierte Partner

Projektpartner
<p>DBI - Gastechnologisches Institut gGmbH Freiberg</p> <p>DVGW Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut, Karlsruher Institut für Technologie</p> <p>Forschungszentrum Jülich, Institut f. Energie- und Klimaforschung – Systemforschung und Technologische Entwicklung</p> <p>Technische Universität Clausthal, Lehrstuhl Gasversorgungssysteme</p> <p>Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik</p> <p>Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion, Lehrstuhl Energiewirtschaft am Karlsruher Institut für Technologie (KIT)</p> <p>RWTH Aachen, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft</p> <p>Technische Universität Dresden, Lehrstuhl für Energiewirtschaft</p> <p>Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie</p> <p>Ruhruniversität Bochum, Lehrstuhl Energiesysteme und Energiewirtschaft</p> <p>Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie</p>
Forschungseinrichtungen im Unterauftrag
<p>Gas und Wärme Institut Essen e.V.</p> <p>Hochschule Regensburg, Forschungsstelle Energieversorgungsnetze und Energiespeicher, Fakultät f. Elektro- und Informationstechnik</p> <p>Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT</p> <p>Ruhruniversität Bochum, Lehrstuhl Energiesysteme und Energiewirtschaft</p>
Assoziierte Partner
<p>Vattenfall Research and Development AB</p> <p>50Hertz Transmission GmbH</p> <p>RWE Deutschland AG</p> <p>ONTRAS-VNG Gastransport GmbH</p>

Quelle: http://www.dbi-gti.de/projektpartner_konstGas.html

8.2 A2: Literatursammlung für die Studien-Metaanalyse

Nr.	Kurzbezeichnung	Herausgeber	Jahr	Bearbeiter	Name der Veröffentlichung	Art der Veröffentlichung
1	Agora Energiewende 2014	Agora Energiewende	2014	Daniel Fürstenwerth und Lars Waldmann	Stromspeicher in der Energiewende	Forschungsbericht
2	Ausfelder 2015	Dechema	2015	Florian Ausfelder	Energiespeicher - Der Beitrag der Chemie	Positionspapier
3	BMWi 2013	Bundesministeriums für Wirtschaft (BMWi)	2013	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE: Hans-Martin Henning, Andreas Palzer	ENERGIESYSTEM DEUTSCHLAND 2050 - Sektor- und Energieträgerübergreifende, modellbasierte, ganzheitliche Untersuchung zur langfristigen Reduktion energie-bedingter CO ₂ -Emissionen durch Energieeffizienz und den Einsatz Erneuerbarer Energien	Forschungsbericht
4	Bruner et al. 2015	Zeitschrift für Energiewirtschaft	2015	Christoph Brunner, Julia Michaelis, Dominik Möst	Competitiveness of Different Operational Concepts for Power-to-Gas in Future Energy Systems	Zeitschriftenartikel
5	ChemCoast et al. 2013	ChemCoast e.V., Wirtschaftsprüfungsgesellschaft Ernst & Young GmbH (EY), unabhängiger Technologieberater Ludwig- Bölkow-Systemtechnik (LBST), Energierechtskanzlei Becker Büttner Held (BBH)	2013	unabhängiger Technologieberater Ludwig-Bölkow-Systemtechnik (LBST), Energierechtskanzlei Becker Büttner Held (BBH)	Fahrplan zur Realisierungs einer Windwasserstoff-Wirtschaft in der Region Unterelbe	Forschungsbericht
6	Consentec 2011	BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.	2011	CONSENTEC Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen	Bewertung der Flexibilität von Stromerzeugungs- und KWK-Anlagen	Abschlussbericht
7	crop.energies	Crop energies AG	2014	Crop energies AG	Bioethanol - Was und in Zukunft an Politische Rahmenbedingungen in der EU und in Deutschlandtreibt	Internetquelle

Nr.	Kurzbezeichnung	Herausgeber	Jahr	Bearbeiter	Name der Veröffentlichung	Art der Veröffentlichung
8	dena 2012	Deutsche Energie-Agentur GmbH	2012	Nadia Grimm, Immo Zoch, Uta Weiß	Integration erneuerbaren Stroms in das Erdgasnetz. Power to Gas – eine innovative Systemlösung für die Energieversorgung von morgen entwickeln.	Broschüre
9	dena 2013	Deutsche Energie-Agentur GmbH	2013	Nadia Grimm, Stephan Hohmeier, Jeannette Uhlig, Andreas Weber, Immo Zoch	Power to Gas. Eine innovative Systemlösung auf dem Weg zur Marktreife.	Broschüre
10	DLR et al. 2010 I	BMU	2010	Dr. Joachim Nitsch, Dr. Thomas Pregger, Yvonne Scholz, Dr. Tobias Naegler (DLR) Dr. Michael Sterner, Norman Gerhardt, Amany von Oehsen, Dr. Carsten Pape, Yves-Marie Saint-Drenan (IWES) Dr. Bernd Wenzel (IFNE)	Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global „Leitstudie 2010“	Leitstudie
11	DLR et al. 2010 II	BMU	2010	Dr. Joachim Nitsch, Dr. Thomas Pregger, Yvonne Scholz, Dr. Tobias Naegler (DLR)	Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global „Leitstudie 2010“, Datenanhang II	Leitstudie
12	DLR et al. 2012	BMU	2012	Joachim Nitsch, Thomas Pregger, Tobias Naegler, Dominik Heide, Diego Luca de Tena, Franz Trieb, Yvonne Scholz, Kristina Nienhaus (DLR) Norman Gerhardt, Michael Sterner, Tobias Trost, Amany von Oehsen, Rainer Schwinn, Carsten Pape, Henning Hahn, Manuel Wickert, (IWES) Bernd Wenzel (IFNE)	Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, Schlussbericht	Leitstudie

Nr.	Kurzbezeichnung	Herausgeber	Jahr	Bearbeiter	Name der Veröffentlichung	Art der Veröffentlichung
13	DLR et al. 2014	DLR	2014	Dr. U. Bünger, H. Landinger, E. Pschorr-Schoberer, P. Schmidt, W. Weindorf (LBST); J. Jöhrens, U. Lambrecht (ifeu); K. Naumann (dbfz); A. Lischke (DLR)	Power-to-Gas (PtG) im Verkehr Aktueller Stand und Entwicklungsperspektiven	Kurzstudie
14	DVGW et al. 2011 I	DVGW (Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches)	2011	Dr. Hartmut Krause, Frank Erler, Wolfgang Köppel, Markus Fischer; Dr. Patrick Hansen, Dr. Peter Markewitz, Dr. Wilhelm Kuckshinrichs, Prof. Jürgen-Fr. Hake	Bewertung der Energieversorgung mit leitungsgebundenen gasförmigen Brennstoffen im Vergleich zu anderen Energieträgern - Einfluss moderner Gastechnologien in der häuslichen Energieversorgung auf Effizienz und Umwelt 1	Abschlussbericht
15	DVGW et al. 2011 II	DVGW (Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches)	2011	Dr. Hartmut Krause, Frank Erler, Wolfgang Köppel, Markus Fischer; Dr. Patrick Hansen, Dr. Peter Markewitz, Dr. Wilhelm Kuckshinrichs, Prof. Jürgen-Fr. Hake	Bewertung der Energieversorgung mit leitungsgebundenen gasförmigen Brennstoffen im Vergleich zu anderen Energieträgern - II	Abschlussbericht
16	Elsner 2015	Fraunhofer-Institut für Chemische Technologie; Uwe Sauer	2015	Prof. Dr. Peter Elsner	Energiespeicher Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“	Teil der Schriftenreihe: Energiesysteme der Zukunft (acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V.)
17	ETG 2012 b I	VDE (ETG)	2012	ETG-Task Force Energiespeicherung - Dr. Franziska Adamek, Thomas Aundrup, Wolfgang Glaunsinger, Martin Kleimaier, Hubert Landinger, Dr. Matthias Leuthold, Benedikt Lunz, Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert Moser, Dr. Carsten Pape, Helge Pluntke, Niklas Rotering, Univ.-Prof. Dr.-Ing. Dirk Uwe Sauer, Prof. Dr.-Ing Michael Sterner, Univ.-Prof. Dr.-Ing. Wolfram Wellfoß	Energiespeicher für die Energiewende - Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050	Studie - Gesamttetx

Nr.	Kurzbezeichnung	Herausgeber	Jahr	Bearbeiter	Name der Veröffentlichung	Art der Veröffentlichung
18	ETG 2012 b II	VDE (ETG)	2012	ETG-Task Force Energiespeicherung - Dr. Franziska Adamek, Thomas Aundrup, Wolfgang Glaunsinger, Martin Kleimaier, Hubert Landinger, Dr. Matthias Leuthold, Benedikt Lunz, Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert Moser, Dr. Carsten Pape, Helge Pluntke, Niklas Roterling, Univ.-Prof. Dr.-Ing. Dirk Uwe Sauer, Prof. Dr.-Ing Michael Sterner, Univ.-Prof. Dr.-Ing. Wolfram Wellfoß	Energiespeicher für die Energiewende - Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050	Studie - Zusammenfassung der Ergebnisse
19	Fraunhofer IWES 2014a	Fraunhofer IWES	2014	Norman Gerhardt, Fabian Sandau, Britta Zimmermann, Dr. Carsten Pape, Dr. Stefan Bofinger Prof. Dr. Clemens Hoffmann	Geschäftsmodell Energiewende - Eine Antwort auf das "Die-Kosten-der-Energiewende"-Argument	Forschungsbericht
20	Fraunhofer IWES 2014b	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)	2014	Mareike Jentsch und Tobias Trost (Fraunhofer IWES), Dr. Holger Höfling und Henning Jachmann (ZSW Stuttgart)	Analyse von Power-to-Gas-Energiespeichern im regenerativen Energiesystem	Forschungsbericht
21	GermanHy 2009	Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS)	2009	Steffen Joest, Dr. Maximilian Fichtner, Prof. Dr. Martin Wietschel, Prof. Dr. Ulrich Bünger, Christoph Stiller, Patrick Schmidt, Frank Merten	"Woher kommt der Wasserstoff in Deutschland bis 2050?"	Zusammenfassung der Studienergebnisse
22	Götz et al. 2015	Elsevier	2015	Manuel Götz, Jonathan Lefebvre, Friedemann Mörs a, Amy McDaniel Koch, Frank Graf, Siegfried Bajohr, Rainer Reimert, Thomas Kolb	Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review	Zeitschriftartikel Renewable Energy 85 (2016) 1371-1390
23	Greenpeace 2015 I	Greenpeace	2015	Michael Friedrich Politik und Kommunikation, Greenpeace Energy eG	FACTSHEET WINDGAS-STUDIE Zur Pressekonferenz am Montag, den 24.8.15, 10.30 Uhr	FACTSHEET

Nr.	Kurzbezeichnung	Herausgeber	Jahr	Bearbeiter	Name der Veröffentlichung	Art der Veröffentlichung
24	Hartmann et al. 2012	Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) Institut für Strömungsmechanik und Hydraulische Strömungsmaschinen (IHS) Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) Universität Stuttgart	2012	Niklas Hartmann, Ludger Eltrop, Nikolaus Bauer, Johannes Salzer, Simon Schwarz, Maïke Schmidt	Stromspeicherpotenziale für Deutschland	Forschungsbericht
25	Hey 2012	Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg	2012	Dipl.-Ing. (FH) Bastian Hey	Power-to-Gas als Möglichkeit zur Speicherung eines Energieüberangebots und als Bestandteil eines flexiblen Demand Side Managements	Masterthesis
26	Holzhammer U. et al. 2012	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit	2012	Dipl.-Ing. Joha Grope, Dipl.-Ing. (FH) Uwe Holzhammer	Ökonomische Analyse der Nutzungsmöglichkeiten von Biomehtan - Biomethanverwertung in Kraft-Wärme-Kopplung, als Kraftstoff und als Beimischprodukt im Wärmemarkt	Präsentation: Zwischenergebnisse aus dem Forschungsvorhaben "BIOMON"
27	IAEW et al. 2014	DVGW (Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.)	2014	Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert Moser, Univ.-Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek, Prof. Dr.-Ing. Hartmut Krause, Dr.-Ing. Frank Graf, Christoph Baumann, Kilian geschermann, Jens Hüttenrauch, Wolfgang Köppel, Gert Müller-Syring, Philipp Jonathan Steffens, Marcus stötzel, Sylvana Zöllner	Nutzen von Smart-Grid-Konzepten unter Berücksichtigung der Power-to-Gas-technologie	Wissenschaftliche Studie
28	Jansen et al. 2015	BEE e.V.	2015	Malte Jansen, Christoph Richts, Norman Gerhardt, Thorsten Lenck, Marie-Louise Heddrich	Strommarkt-Flexibilisierung - Hemmnisse und Lösungskonzepte	Studie

Nr.	Kurzbezeichnung	Herausgeber	Jahr	Bearbeiter	Name der Veröffentlichung	Art der Veröffentlichung
29	Jentsch et al. 2014	Elvsevier Ltd.	2014	Mareike Jentsch, Tobias Trost, Michael Sterner	Optimal Use of Power-to-Gas Energy Storage Systems in an 85% Renewable Energy Scenario	Zeitschriftartikel
30	Knorr et al. 2014	Fraunhofer IWES	2014	Kaspar Knorr, Britta Zimmermann, Dirk Kirchner, Markus Speckmann, Raphael Spieckermann, Martin Widdel, Manuela Wunderlich, Reinhard Mackensen, Kurt Rohrig, Florian Steinke, Philipp Wolfrum, Thomas Leveringhaus, Thomas Lager, Lutz Hoffmann, Dirk Filzek, Tina Göbel, Bettina Kusserow, Lars Nicklaus, Peter Ritter	Kombikraftwerk 2	Abschlussbericht
32	Michaelis et al. 2014	Fuel Cells, WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA,	2014	J. Michaelis, F. Genoese, M. Wietschel	Evaluation of Large-Scale Hydrogen Storage Systems in the German Energy Sector	Onlineartikel
33	Moser et al. 2012	DVGW (Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.)	2012	Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert Moser, Niklas Rotering MSc ETH, Dipl.-Wirtsch.- Ing. Christopher Breuer	Gas-Infrastrukturen zur Unterstützung des Stromnetzes	Zeitschriftartikel - DVGW Jahresrevue
34	Moser et al. 2015	DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.	2015	Christoph Baumann (IAEW); Kilian Geschermann (IAEW), Fabian Grote (IAEW), Jens Hüttenrauch (DBI), Wolfgang Köppel (DVGW-EBI), Gert Müller-Syring (DBI), Philipp Steffens (BUW), Dr.Ing. Marcus Stötzel (BUW), Sylvana Zöllner (DBI)	Nutzen der Power-t-Gas-Technologie zur Entlastung der 110-kV-Stromverteilungsnetze	Studie
35	Oberschmidt und Klobasa 2008	Fraunhofer Institute Systems and Innovation Research	2008	Julia Oberschmidt, Marian Klobasa	Economical and technical valuation of energy storage systems	Forschungsbericht

Nr.	Kurzbezeichnung	Herausgeber	Jahr	Bearbeiter	Name der Veröffentlichung	Art der Veröffentlichung
36	Öko-Institut e.V. 2013	Umweltbundesamt für Mensch und Umwelt	2013	Öko-Institut e.V. - Institut für angewandte Ökologie: Ruth Blanck, Peter Kasten, Florian Hacker, Moritz Mottschall	Treibhausgasneutraler Verkehr 2050: Ein Szenario zur zunehmenden Elektrifizierung und dem Einsatz stromerzeugter Kraftstoffe im Verkehr	Abschlussbericht
37	Öko-Institut_Power to Gas_2014	Öko-Institut	2014	Hauke Hermann, Lukas Emele, Charlotte Lorack	Prüfung der klimapolitischen Konsistenz und der Kosten von Methanisierungsstrategien	Studie
38	PIK 2013	DVGW (Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.)	2013	PIK Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung e. V.: Falko Ueckerdt, Dr. Gunnar Luderer, Finn Müller-Hansen	Analyse des Klimaschutzpotentials der Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff und Methan	Abschlussbericht
39	Planet GbR et al. 2014	Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI)	2014	PLANET Planungsgruppe Energie und Technik GbR: Dipl.-Phys. Klaus Stolzenburg, Fachhochschule Lübeck PROJEKT-GMBH: Dr.-Ing. Roland Hamelmann, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung: Prof. Dr. Martin Wietschel, Dr. Fabio Genoese, Dipl.-Kauffrau Univ. Julia Michaelis, Institut für Energie und Umwelt e.V. an der Fachhochschule Stralsund: Prof. Dr. Jochen Lehmann, Dipl.-Ing. (FH) Andreas Miede, Dipl.-Ing. (FH) Stephan Krause, Dipl.-Ing. (FH) Christian Sponholz, KBB Underground Technologies GmbH: Dipl.-Ing. Sabine Donadei, Dipl.-Ing. Fritz Crostogino, Dipl.-Ing. Andreas Acht, Dipl.-Geol. Peter-Laszlo Horvath.	Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem	Abschlussbericht

Nr.	Kurzbezeichnung	Herausgeber	Jahr	Bearbeiter	Name der Veröffentlichung	Art der Veröffentlichung
40	Prognos AG et al. 2010	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie	2010	Prognos AG: Dr. Michael Schlesinger, EWI: PD Dr. Dietmar Lindenberger, GWS: Dr. Christian Lutz	Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bunderregierung	Studie
41	Regett et al. 20xx	Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.	-	M.Sc. Anika Regett; M.A. Kristin Wachinger; Dipl.-Ing. Florian Samweber; Dipl.-Ing. Simon Köppl	Kurzgutachten zum Kostenvergleich Stromtransport Hybridnetz (Power-to-Gas) vs. HGÜ-Leitung	Gutachten
43	Schill 2013	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung	2013	Wolf-Peter Schill	"Residual Load, Renewable Surplus Generation and Storage Requirements in Germany"	Diskussionspapiere
45	Schnurbein 2012	ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE TAGESFRAGEN Jg. (2012) Heft 9	2012	Vladimir von Schnurbein	Die Speicherung überschüssigen EE-Stroms durch synthetisches Methan	Zeitschriftartikel
46	Smolinka et al. 2010	Fraunhofer ISE und FCBAT	2010	Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme: Tom Smolinka, Martin Günther, Fuel Cell and battery Consulting (FCBAT): Jürgen Garche	"Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien"	Kurzfassung des Abschlussberichts der Studie
47	SRU 2011	Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU)	2011	Prof. Dr. phil. Christian Hey (Generalsekretär), M.A. Dipl.-Verw.-Wirt Christian Simon (Stellvertretender Generalsekretär), Dr.-Ing. Mechthild Baron, Dipl. Wi.-Ing. Sönke Bohm (Flensburg), Dipl.-Agraring., MSc Johanna Budde (Bonn), Dipl.-Biol. Henriette Dahms (Frankfurt/Main), Dr. rer. nat. Ulrike Doyle, Ass. iur. Miriam Dross, Dr. rer. nat. Felix Glahn (Halle/Saale), Dipl.-Pol. Julia Hertin, Dipl. Wi.-Ing. Holger Höfling, Dipl.-Biol., MES Anna Leipprand (Berlin), Dr. phil. Dörte Ohlhorst (Berlin), Dr. rer. nat. Markus Salomon, Dipl.-Biol. Susanne Schick (Frankfurt/Main), Dr. rer. nat. Elisabeth Schmid, Dipl. iur. Heidi Stockhaus (Berlin), MPP, MA Michael Weber.	Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung	Abschlussbericht

Nr.	Kurzbezeichnung	Herausgeber	Jahr	Bearbeiter	Name der Veröffentlichung	Art der Veröffentlichung
48	SRU 2011 kurz	Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU)	2011	Prof. Dr. Martin Faulstich (Vorsitzender), Technische Universität München Prof. Dr. Heidi Foth (stellv. Vorsitzende), Universität Halle-Wittenberg Prof. Dr. Christian Calliess, Freie Universität Berlin Prof. Dr. Olav Hohmeyer, Universität Flensburg Prof. Dr. Karin Holm-Müller, Rheinische Friedrich-Wilhelms-Universität Bonn Prof. Dr. Manfred Niekisch, Goethe-Universität Frankfurt und Zoologischer Garten Frankfurt Prof. Dr. Miranda Schreurs, Freie Universität Berlin	Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung - Kurzfassung für Entscheidungsträger	Abschlussbericht - Kurzfassung
49	Stademann 2014	energie wasser-praxis (3/2014, S. 8-11)	2014	Arnd Stademann	Power to Gas - das etwas andere Biogas	Zeitschriftenartikel
50	Sterner et al. 2010	LIFIS ONLINE	2010	Michael Sterner, Yves-Marie Saint-Drenan, Norman Gerhardt, Michael Specht, Bernd Stürmer, Ulrich Zuberbühler	Erneuerbares Methan- Ein innovatives Konzept zur Speicherung und Integration Erneuerbarer Energien sowie zur regenerativen Vollversorgung	Online Veröffentlichung
52	Sterner et al. 2015 II	Greenpeace Energy eG	2015	Prof. Dr. Michael Sterner, Martin Thema, Fabian Eckert (alle FENES / Ostbayerische Technische Hochschule Regensburg; Thorsten Lenck, Philipp Götz (alle Energy Brainpool GmbH & Co. KG	Bedeutung und Notwendigkeit von Windgas für das Gelingen der Energiewende	Studie komplett
53	Trost et al. 2011	6th International Renewable Energy Storage Conference - IRES 2011	2011	Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik: Tobias Trost, Michael Sterner, Mareike Jentsch	Mobility costs analysis and life cycle assessment of powertogas as alternative fuel	Forschungsbericht
54	Trost et al. 2012	Deutsche Energie-Agentur GmbH	2012	Tobias Trost · Sönke Horn · Mareike Jentsch · Michael Sterner	Erneuerbares Methan: Analyse der CO ₂ -Potenziale für Power-to-Gas Anlagen in Deutschland	Zeitschriftartikel

Nr.	Kurzbezeichnung	Herausgeber	Jahr	Bearbeiter	Name der Veröffentlichung	Art der Veröffentlichung
55	UBA 2010	Umweltbundesamt für Mensch und Umwelt	2010	Thomas Klaus, Carla Vollmer, Kathrin Werner, Harry Lehmann, Klaus Müschen, Reinhard Albert, Michael Bade, Thomas Charissé, Frauke Eckermann, Reinhard Herbener, Ute Kaulfersch, Guido Knoche, Kai Kuhnhenh, Christiane Lohse, Charlotte Loreck, Ullrich Lorenz, Benjamin Lünenbürger, Michael Memmler, Christoph Mordziol, Andreas Ostermeier, Gertrude Penn-Bressel, Anika Reetsch, Yvonne Röming, Jens Schuberth, Jan Seven, Ulrike Wachsmann, Sven Weißbach, Bärbel Westermann, Alexander Boehringer, Michael Börner, Kathrin Bruhn, Andreas Burger, Susanne Findeisen, Patrick Gniffke, Christian Herforth, Wulf Hülsmann, Kai Lipsius, Michael Marty, Werner Niederle, Diana Nissler, Ines Oehme, Peter Pichl, Sarah Rieseberg, Jörg Schneider, Sven Schneider	2050: 100% - Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen	Forschungsbericht

Nr.	Kurzbezeichnung	Herausgeber	Jahr	Bearbeiter	Name der Veröffentlichung	Art der Veröffentlichung
56	UBA 2014	Umweltbundesamt für Mensch und Umwelt	2014	Rosemarie Benndorf, Maja Bernicke, Andreas Bertram, Wolfgang Butz, Folke Dettling, Johannes Drotleff, Cornelia Elsner, Eric Fee, Christopher Gabler, Christine Galander, Yvonne Hargita, Reinhard Herbener, Tim Hermann, Fabian Jäger, Judith Kanthak, Hermann Kessler, Yvonne Koch, David Kuntze, Martin Lambrecht, Christian Lehmann, Harry Lehmann, Sandra Leuthold, Benjamin Lünenbürger, Insa Lütkehus, Kerstin Martens, Felix Müller, Klaus Müschen, Diana Nissler, Sebastian Plickert, Katja Purr, Almut Reichart, Jens Reichel, Hanno Salecker, Sven Schneider, Jens Schuberth, Dietrich Schulz, Marlene Sieck, Ulla Strenge, Bärbel Westermann, Kathrin Werner, Christine Winde, Dietmar Wunderlich, Brigitte Zietlow	Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050	Forschungsbericht
57	Valentin et al. 2011	Energieverlag GmbH	2011	Florian Valentin, Hartwig von Bredow	Power-to-Gas: Rechtlicher Rahmen für Wasserstoff und sythetisches Gas aus erneuerbaren Energien	Zeitschriftartikel: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 12
60	Wolf et al. 2012	DVGW (Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.)	2013	E.ON Ruhrgas AG: Dr. Marius Adelt, Dr. Klaus Altfeld, Dr. Manfred Hoppe, Dr. Gerald Linke, Herwig Mlaker, Dr. Petra Nitschke-Kowsky, Dr. Peter Schley, Dr. Klaus Steiner, DVGW EBI: Dr. Frank Graf, Wolfgang Köppel, DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH: Marco Henel, Gert müller-Syring, VNG AG: Dr. Thomas Höcher, OGE, open Grid Europe: Heribert Kaesler, Dr. Thomas Löffler, Dr. Ulrich Marewski, Markus Reinhold, Fraunhofer IWES: Amany von Oehsen, Thorsten Reimann, Prof. Dr. Michael Steiner, Tobias Trost, E.ON Gas Storage: Dr. Matthias Zenner, Dr. Andrei Zschoke	Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz	Studie

Nr.	Kurzbezeichnung	Herausgeber	Jahr	Bearbeiter	Name der Veröffentlichung	Art der Veröffentlichung
61	WWF Deutschland 2009	WWF Deutschland	2009	Prognos AG: Dr. Almut Kirchner, Dr. Michael Schlesinger, Dr. Bernd Weinmann, Peter Hofer, Vincent Rits, Marco Wunsch, Marcus Koepp, Lucas Kemper, Ute Zweers, Samuel Straßburg, Andrea Ley, Öko-Institut e.V.: Dr. Felix Chr. Matthes, Julia Busche, Verena Graichen, Dr. Wiebke Zimmer, Hauke Hermann, Gerhard Penninger, Lennart Mohr, Dr. Hans-Joachim Ziesing	Modell Deutschland - Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel her denken	Endbericht

8.3 A3: Folien zu Handlungsempfehlungen vom Abschluss-Workshop am 22.09.2016 in Berlin



HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

Frank, Merten; Mathis Buddeke; Philipp Schaub
Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie



Boris Dresen
Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT



KonStGas-Abschluss-Workshop

Berlin, 22. Sep. 2016



Teilprojekt Empfehlungen Motivation, Ziele und Vorgehensweisen



Motivation

- Lösungen für die Energiewende werden bisher überwiegend auf der Strom-Seite diskutiert
- Das erhebliche Lösungspotenzial auf der Gas-Seite findet im Vergleich dazu wenig Beachtung

Ziele

- Empfehlungen zum zukünftigen Ausbau der Energienetze unter Berücksichtigung des Transportes über Strom- und Gasnetze sowie zum Aufbau zukünftiger Marktstrukturen (Roadmap) für den Zeitraum bis 2050

Vorgehensweise

- Metaanalysen zu externen Empfehlungen aus Sicht von Stakeholdern und Wissenschaft
- Ableitung eigener Empfehlungen auf Basis der Analysen und Ergebnisse

22. Sep. 2016

Abschluss-Workshop, Berlin

2



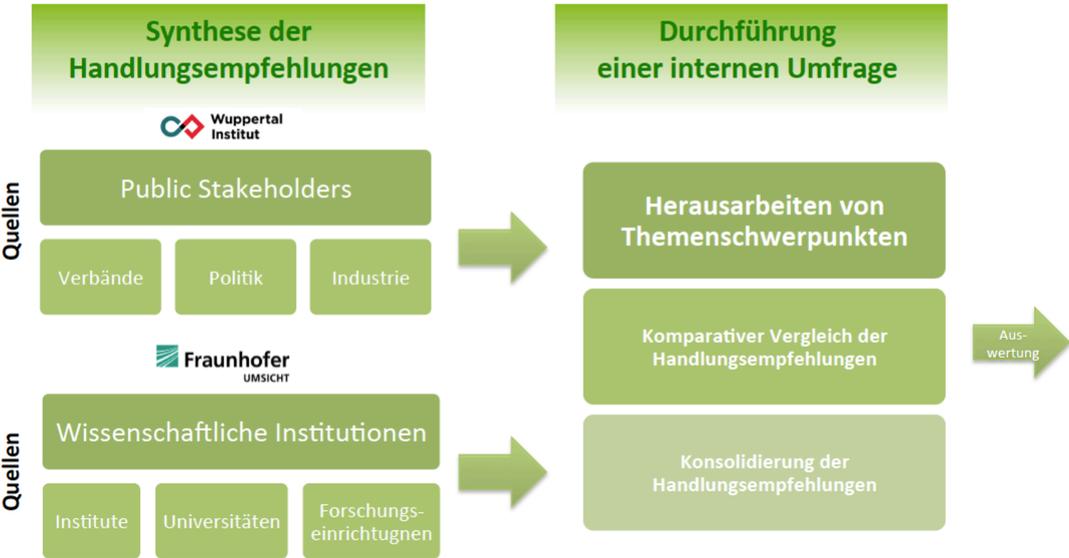
EXTERNE EMPFEHLUNGEN (METAANALYSE)

22. Sep. 2016

Abschluss-Workshop, Berlin

3

KonStGas Teilprojekt Empfehlungen
Vorgehensweise und Zuständigkeiten 



22. Sep. 2016

Abschluss-Workshop, Berlin

4

KonStGas Teilprojekt Empfehlungen
Vorgehensweise und Zuständigkeiten 



22. Sep. 2016

Abschluss-Workshop, Berlin

5



Teilprojekt Empfehlungen
**Ergebnisse zu externen Empfehlungen –
 Beispiel Stromnetz und PtG**



	Konsens	„Dissens“
Stromnetz und PtG	<ul style="list-style-type: none"> Bei der aktuellen Netzplanung sollte die PtG-Technologie als Option zur Verminderung des Netzausbaus bereits jetzt herangezogen werden. 	<ul style="list-style-type: none"> Soll der für die Elektrolyse genutzte Strom von Netzentgelten befreit werden? („JA/nein-bedingt“) Darf die Auslastung der Elektrolyseure durch Strom, der jedoch nicht zwingend Überschussstrom ist, erhöht werden? („NEIN“) Darf es Netzbetreibern erlaubt sein die Flexibilitätsdienste der PtX-Technologien für ihre Systeme in Anspruch zu nehmen? („JA/nein-unklar“)

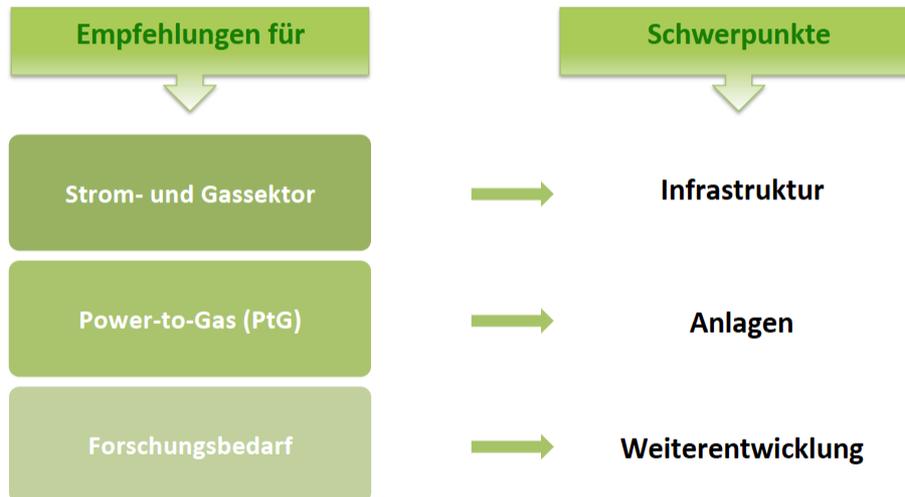
Weitere Ergebnisse sind dem künftigen, einschlägigen Projektbericht zu entnehmen.



EIGENE EMPFEHLUNGEN AUS KONSTGAS



Teilprojekt Empfehlungen
Eigene Empfehlungen – Themen-Überblick

22. Sep. 2016

Abschluss-Workshop, Berlin

9



Teilprojekt Empfehlungen
Eigene Empfehlungen
Wichtige Prämissen



Basis sind allg. die getroffenen Annahmen, Modelllogiken/-ergebnisse

- Die **Markt-Regime** für Strom, Gas und Emissionshandel bleiben bis 2050 unverändert.
- Die Ergebnisse spiegeln **kostenminimale** Zukunftsszenarien und -systeme wider.
- Der **konventionelle Kraftwerkspark** in Deutschland wird bei einer Vollversorgung des Elektrizitätssektors aus erneuerbaren Energien in 2050 (100% EE) nur noch aus Gaskraftwerken (inkl. BHKW) bestehen.
- Zur Bestimmung des notwendigen **Ausbaus des Stromübertragungsnetzes** wurden ausschließlich Maßnahmen gemäß NEP B 2034 als mögliche Optionen berücksichtigt.
- Die **Strom-Verteilnetze** wurden nicht dezidiert mit betrachtet.

22. Sep. 2016

Abschluss-Workshop, Berlin

10



Teilprojekt Empfehlungen
Eigene Empfehlungen
Übergeordnete Schlussfolgerungen



Basis sind allg. die getroffenen Annahmen, Modelllogiken/-ergebnisse

- Um die **Reduktionsziele** für das gesamte Energiesystem (mind. -80% CO₂ bis 2050 ggü. 1990) erreichen zu können, muss im Stromsektor ein (nahezu) 100%iger EE-Anteil an der Stromerzeugung verfolgt und realisiert werden.
- Es wird weiterhin eine **starke Einbettung** insbes. des deutschen Gasmarktes/-netzes (Importe, Transit) als auch des Strommarktes/-netzes in Europa geben müssen.

22. Sep. 2016

Abschluss-Workshop, Berlin

11



Teilprojekt Empfehlungen
Eigene Empfehlungen – Stromsektor



Basis sind allg. die getroffenen Annahmen, Modelllogiken/-ergebnisse

1. Die **langfristige Entwicklung** von PtG-Anlagen und von konventionellen Kraftwerken in Deutschland ist frühzeitig und eng miteinander abzustimmen.
2. Alle im Rahmen des **NEP B 2034** vorgesehenen Ausbaumaßnahmen sollten zur Erreichung des Ausbauziels für erneuerbare Energien von 80% (und mehr) im Jahr 2050 umgesetzt werden.
3. Aufgrund der **ermittelten lokalen Netzengpässen** im Übertragungsnetz werden sehr wahrscheinlich weitere Verstärkungen des Stromtransportnetzes (zusätzlich zum NEP 2034 B) wichtig und sind daher bei der weiteren Netzentwicklung zu beachten/prüfen.
4. **Langfristig** ambitionierte EE-Ausbaupfade müssen **bereits heute** bei der Planung der Stromtransportnetze berücksichtigt werden.

22. Sep. 2016

Abschluss-Workshop, Berlin

12



Teilprojekt Empfehlungen
Eigene Empfehlungen – Gassektor (1)



Basis sind allg. die getroffenen Annahmen, Modelllogiken/-ergebnisse

1. Das **deutsche Gasnetz** ist entsprechend der für das Jahr 2050 ermittelten **Standorte** für die Kraftwerke und die PtG-Anlagen ausreichend verfügbar zu halten und ggf. entsprechend gezielt auszubauen.
 - a. Dabei gilt für **EE-Stromanteile >> 80%**, dass die Gasnetze insbesondere im Nordwesten und –osten im Hinblick auf sehr hohe EE-Strom- und PtG-Anteile „leistungsfähig“ und verfügbar zu halten und ggf. gezielt auszubauen sind.
2. Das **deutsche Gasnetz** ist langfristig nicht nur im Hinblick auf die Integration von PtG verfügbar zu halten sondern insbesondere auch für die künftig erwarteten sehr großen **Transitmengen** durch Deutschland.

22. Sep. 2016

Abschluss-Workshop, Berlin

13



Teilprojekt Empfehlungen
Eigene Empfehlungen – Gassektor (2)



Basis sind allg. die getroffenen Annahmen, Modelllogiken/-ergebnisse

3. Für die **Einspeisung** von signifikanten Mengen an Wasserstoff aus Power-to-Gas-Anlagen müssen die Grenzen für die zulässige Wasserstoffkonzentration national und europäisch auf mind. 15 Vol.-% angehoben und angeglichen werden.
4. Die **Kopplung** der regionalen und überregionalen Gasverteilnetze und regionalen Transportleitungen mit den Stromnetzen sollte vor allem auf den unteren Netzebenen passieren, da dort die gaseitigen Potenziale und stromseitigen Entlastungsbedarfe oft in ähnlicher Größenordnung liegen und positive Effekte auf die überlagerten Stromnetze zu erwarten sind.

22. Sep. 2016

Abschluss-Workshop, Berlin

14



Teilprojekt Empfehlungen
Eigene Empfehlungen – Power-to-Gas (1)



Basis sind allg. die getroffenen Annahmen, Modelllogiken/-ergebnisse

1. Der **nationale PtG-Ausbau** ist mit demjenigen in den Nachbarländern bzw. in Europa abzustimmen, um den Ausbau insgesamt optimieren zu können und den Bedarf ggf. reduzieren zu können.
2. Der **Ausbau von PtG-Kapazitäten** wird nicht vollständig die EE-Abregelung vermeiden. Es ist daher ein Kompromiss zwischen Netzausbau, EE-Abregelung und Redispatch (inkl. PtG-Anlagen) notwendig.
3. Bei einem **EE-Ausbauziel von 80%** und je nach Speicheranforderungen sollten unter der Prämisse einer kostenminimalen Zielerreichung und beim Ausbleiben von alternativen/günstigeren Speichertechnologien PtG-Anlagen ins System integriert werden.

22. Sep. 2016

Abschluss-Workshop, Berlin

15



Teilprojekt Empfehlungen
Eigene Empfehlungen – Power-to-Gas (2)



Basis sind allg. die getroffenen Annahmen, Modelllogiken/-ergebnisse

4. Die **CO₂-Freiheit des eingespeisten Gases** beeinflusst die Marktdurchdringung von PtG-Anlagen entscheidend, weshalb bei Anlagen mit Methanisierung auf fossilen Kohlenstoff verzichtet werden sollte.
5. Nach heutiger Kenntnis nehmen Power-to-Gas-Anlagen unter anderem beim Ziel einer **weitgehend emissionsfreien Volkswirtschaft** ($\leq 100\%$ -EE) eine Schlüsselrolle ein und sollten daher im Rahmen der Energiewende betrachtet werden.

22. Sep. 2016

Abschluss-Workshop, Berlin

16



Teilprojekt Empfehlungen
Eigene Empfehlungen – Forschungsbedarf (1)



Basis sind allg. die getroffenen Annahmen, Modellogiken/-ergebnisse

1. Die **ermittelten Standorte** für Kraftwerke und PtG-Anlagen sollten durch weitere Sensitivitäts- und Szenario-Rechnungen validiert bzw. auf ihre Robustheit hin geprüft werden.
2. Es ist zu analysieren, wie ein **Ausbau der Grenzkuppelkapazitäten** den notwendigen PtG-Bedarf beeinflusst.
3. Es besteht Forschungsbedarf zur **Identifikation weiterer nationaler Netzausbaumaßnahmen** (Strom- und Gasnetze) bis zum Jahr 2050 und darüber hinaus.

22. Sep. 2016

Abschluss-Workshop, Berlin

17



Teilprojekt Empfehlungen
Eigene Empfehlungen – Forschungsbedarf (2)



Basis sind allg. die getroffenen Annahmen, Modellogiken/-ergebnisse

4. Es ist zu untersuchen, **inwiefern weitere** „exklusiv“ netzdienliche PtG-Anlagen sinnvoll sein könnten, um Netzengpässe zu beheben.
5. Bei zukünftigen Analysen zu PtG sollten auch die **Stromverteilnetze** stärker berücksichtigt werden.
6. Die **zulässige Konzentration** von mindestens 15 Vol.-% **Wasserstoff** im Gasnetz ist forschungsseitig zu verifizieren, da aktuell nicht alle Komponenten der Gasinfrastruktur diese Anforderung erfüllen.
7. Daher besteht weiterer Forschungsbedarf zu den **begrenzenden Faktoren für die Wasserstoffeinspeisung** hinsichtlich der Komponenten und Anlagen in den Netzen und bei den Anwendern.

22. Sep. 2016

Abschluss-Workshop, Berlin

18



Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

IHR ANSPRECHPARTNER
Frank Merten
 Teamkoordinator / Projektleiter

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gmbH
 Döppersberg 19
 42103 Wuppertal
 Tel.: +49 (0) 2492-126
 Fax: +49 (0) 2492-198
 E-Mail: frank.merten@wupperinst.org
 Web: www.wupperinst.org



„INTEGRATION FLUKTUIERENDER ERNEUERBARER ENERGIE DURCH KONVERGENTE
 NUTZUNG VON STROM- UND GASNETZTEN – **KONVERGENZ STROM- UND GASNETZE**“

Gefördert vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und
 Reaktorsicherheit aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages.

Förderkennzeichen: 03255761




Berichtsblatt

1. ISBN oder ISSN ---	2. Berichtsart (Schlussbericht oder Veröffentlichung) Schlussbericht
3. Titel Ökologische Analysen und Handlungsempfehlungen zur Integration fluktuierender erneuerbarer Energien durch konvergente Nutzung von Strom und Gasnetzen (KonStGas)	
4. Autor(en) [Name(n), Vorname(n)] Merten, F.; Buddeke, M.; Eckstein, Sascha; Schaub, Philipp; Taubitz, Ansgar Dresen, Boris (Fh-Umsicht);	5. Abschlussdatum des Vorhabens 30.09.2016
	6. Veröffentlichungsdatum 31.03.2017
	7. Form der Publikation Abschlussbericht
8. Durchführende Institution(en) (Name, Adresse) Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie Döppersberg 19 42103 Wuppertal	9. Ber. Nr. Durchführende Institution ---
	10. Förderkennzeichen 0325576F KonStGas
	11. Seitenzahl 104
12. Fördernde Institution (Name, Adresse) Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 53107 Bonn	13. Literaturangaben 26 (+61 für Metaanalysen)
	14. Tabellen 26
	15. Abbildungen 11
16. Zusätzliche Angaben ---	
17. Vorgelegt bei (Titel, Ort, Datum) Dr. Wolfgang Rolshofen und Stefanie Franken, PTJ für BMWi, Geschäftsbereich EEN 4, Jülich, 31.03.2017	

18. Kurzfassung

Die großmaßstäbliche Umwandlung von EE-Strom in Wasserstoff mittels Power-to-Gas (PtG) wird zusammen mit den bestehenden Gasnetzen und –speichern als vorteilhafte und vielversprechende (saisonale) Speicheroption betrachtet. Viele Studien zeigen bereits die Notwendigkeit, Machbarkeit und Potenziale dieser Option für die Energiewende auf, gehen dabei in der Regel jedoch hauptsächlich von der Stromseite und den dortigen Lösungsoptionen aus und betrachten zu wenig die konkreten Potenziale und Chancen sowie Anforderungen und Restriktionen, die mit einer räumlich aufgelösten Kopplung der Strom- und Gasnetze in Deutschland verbunden sind. Vor diesem Hintergrund war es das Ziel des Verbundprojekts, in verschiedenen Szenarien und Varianten zu untersuchen, welche Vorteile sich aus der Kopplung der Strom- und Gasnetze für die Integration erneuerbarer Energien in Deutschland ergeben. Die Ziele der in diesem Rahmen durchgeführten Teilstudie „Ökologische Analysen und Handlungsempfehlungen...“ waren, eine ökologische Einordnung und Bewertung der erzielten Ergebnisse, insbesondere im Hinblick auf PtG Anlagen und ihre Standorte zu geben, einschlägige, ergebnisgestützte Handlungsempfehlungen abzuleiten sowie bei der Ableitung von Rahmenszenarien sowie allgemein bei der Bewertung und Interpretation der Gesamtergebnisse mitzuwirken.

Ergebnisse

Es liegen drei gemeinsam abgestimmte, eigene Rahmenszenarien für die langfristige Entwicklung des deutschen Energiesystems im europäischen Kontext bis zum Jahr 2050 vor. Dabei handelt es sich zunächst um zwei Szenarien, in denen ein EE-Anteil von 80 % an der Bruttostromnachfrage im Jahr 2050 erreicht wird, einmal ohne und einmal mit Berücksichtigung von PtG (80%-EE-ohne/mit-PtG). Zusätzlich gibt es für einen EE-Anteil von 100% ein weiteres Szenario mit PtG (100%-EE-Szenario-mit-PtG).

Diese Szenarien enthalten auch die möglichen künftigen Stromnachfragen von „neuen“ Anwendungen, wozu neben zunehmender Klimatisierung insbesondere Elektro-PKW sowie Wärmepumpen gehören. Diese können im Jahr 2050 einen Stromverbrauch von rd. 40 TWh (Elektro-PKW) bzw. 14 TWh (Wärmepumpen) aufweisen, was verglichen mit 2014 einer Zunahme von rd. 64 TWh entspricht. Dadurch wird das Stromeinsparziel der Bundesregierung (-25 % bis 2050) trotz der Einsparerfolge bei anderen Anwendungen um etwa die Hälfte verfehlt.

Lastganglinien für neue Verbrauchertypen wie Elektro-PKW und Wärmepumpen werden bisher, sofern überhaupt, nur punktuell erfasst. Sollen diese als Eingangsdaten für die Energiesystemmodellierung genutzt werden, bleibt aktuell nur der Weg über die Genese von synthetischen Lastprofilen. Darüber stehen im Projekt stündlich und auch räumlich aufgelöste Nachfragezeitreihen nach Bundesländern zur Verfügung. Diese sind zwar noch gemäß Methode und Ausgangsdaten mit mehr oder weniger großen Unsicherheiten behaftet, stellen jedoch eine mit den sonstigen Szenario-/Wetterdaten stimmige und in Bezug auf die qualitativen Verläufe plausible Datengrundlage dar.

Die in der Studie betrachteten PtG Anlagen zur Aufnahme von EE-Strom zwecks Reduktion von Netzengpässen benötigen in der Regel einen Standort im Außenbereich, in der Nähe von EE-Anlagen sowie Strom- und Gasnetz. Bevor sie neu errichtet und betrieben werden können, sind verschiedene genehmigungsrechtliche Fragen zu klären. Dazu gehören die bauplanungs- und immissionsschutzrechtliche Zulässigkeit, die UVP-Pflichtigkeit sowie eine energierechtliche Einordnung der Anlagen. Diesbezüglich sind noch verschiedene Tatbestände und Einordnungen und daraus resultierende Anforderungen möglich, die von vereinfachten Verfahren bis zu vollständigen (UVP und Planfeststellungs-)Verfahren inkl. Öffentlichkeitsbeteiligung reichen.

Die Umweltverträglichkeit von PtG Anlagen wird allgemein durch die Umweltqualität des bezogenen Stromes dominiert. Da der Strom hier gemäß der Szenarien und Einsatzstrategien ausschließlich aus EE-Anlagen stammt, sind diesbezüglich keine Umweltwirkungen zu beachten. Ansonsten sind nur wenige relevante direkte Umweltwirkungen von PtG Anlagen und Wasserstoff zu berücksichtigen. Hierzu gehören der Flächenverbrauch und die Beeinträchtigung des Landschaftsbildes sowie Gefahren im Fehlerfall und größeren Freisetzungen von Wasserstoff (Explosion und Erstickung). Eine Errichtung von zentralen, teils sehr großen PtG Anlagen (laut Ergebnissen von rd. 380 bis 6.600 MWel) an Standorten gemäß den Modellergebnissen würde zu einem Flächenanteil von 0,1 bis 18,5 % (im Extremfall sogar gut 40 %) an den betreffenden Gemeinden führen. Wird eine Marke von 1% Flächenanteil als Benchmark für den Beginn von signifikanten Hemmnissen betrachtet, dürften beide Ausbaustrategien (konzentriert und verteilt) auf nennenswerte bis große Hemmnisse stoßen und manche Standorte eher unrealistisch sein. Die Standortwahl kann in Einzelfällen zudem in Konflikt mit Naturschutzflächen und umliegenden Siedlungen geraten. In der Vorkette sind noch die Umweltwirkungen durch die benötigten Rohstoffe wie Stahl und Nickel zu beachten. Diese können vom Umfang her bedeutsam sein, gehören jedoch nicht zu den kritischen Ressourcen.

Handlungsempfehlungen (HE) zu Power-to-Gas bzw. –to-X liegen sowohl in Form externer Handlungsempfehlungen mittels Metaanalyse und eigenen, aus den Projektergebnissen abgeleiteten Handlungsempfehlungen vor. Die externen Empfehlungen sind zu 38 zum Projekt passenden HE kondensiert, nach Bereichen geclustert und von acht Verbundpartnern sowie zwei externen Experten mittels Fragebogen bewertet worden.

Auf Basis der Forschungsergebnisse liegen insgesamt 17 eigene Handlungsempfehlungen vor, die unter den Verbundpartnern abgestimmt sind. Diese verteilen sich wie folgt auf die Kategorien Stromsektor (4), Gassektor (3), Power-to-Gas (4) sowie Forschung und Entwicklung (6). Jede eigene Handlungsempfehlung wird durch einen Steckbrief näher erläutert und um Vorschläge zu Akteuren und Finanzierung sowie um kurze qualitative Bewertungen zu acht Kriterien ergänzt.

Schlussfolgerungen

Um den seit Projektbeginn deutlich gestiegenen Anforderungen an die Klimaschutzziele und Energiewende („Dekarbonisierung“) ausreichend entsprechen zu können, sollten künftig nur noch Szenarien gerechnet werden, die EE-Stromanteile von 90% bis 100% darstellen. Für die Bestimmung und Nutzung von Lastprofilen für die künftig relevanten „neuen“ Stromverbraucher“ wie Elektro-PKW bzw. Wärmepumpen sollten einheitliche und teils differenziertere sowie öffentlich verfügbare Datenquellen (Templates) für verschiedene Typen bzw. Regionen erstellt und zur allgemeinen Verfügung gestellt werden. Der Klima- und Umweltschutzbeitrag von PtG Anlagen hängt bis zum Erreichen der EE-Ausbauziele vorrangig von der Stromherkunft und dessen CO₂-Emissionen ab. Daher sollte der Ausbau und Einsatz von PtG Anlagen (zunächst) nur unter der Voraussetzung einer nachweisbaren nachhaltigen Kopplung mit EE-Strom zugelassen bzw. gefördert werden. Ein massiver Ausbau von PtG Anlagen, der bei sehr hohen EE-Stromanteilen notwendig wird, führt unabhängig davon zu einem signifikanten Flächenverbrauch. Daher sollte bei der Forschung und Entwicklung von PtG Anlagen auch die Reduktion des Flächenbedarfs verfolgt werden. Zudem sollten bereits kurzfristig die aufgeworfenen, noch offenen genehmigungsrechtlichen Fragen geklärt werden und ein bundesweit einheitlicher Leitfaden für die Genehmigung von PtG Anlagen im Außenbereich erstellt werden. Im Hinblick auf den tatsächlichen Flächenverbrauch sowie die möglichen Konflikte mit Naturschutzflächen und Hemmnisse an künftigen PtG Standorten scheinen verteilte, dezentrale Ausbaustrategien für PtG Anlagen vorteilhaft zu sein. Diese Aspekte, d.h. die möglichen Vor- und Nachteile von dezentralen PtG Ausbaupfaden im Vergleich zu zentralen Pfaden sollten mittelfristig untersucht und bewertet werden. Auf Basis der ermittelten Handlungsempfehlungen sollte eine detailliertere langfristige Roadmap, als es hier möglich war, entwickelt, konsultiert, veröffentlicht und dann fortlaufend evaluiert und weiterentwickelt werden.

19. Schlagwörter

Gasnetz, Stromnetz, Lastprofile, Power-to-Gas, Umwelt, Genehmigungsrecht, Handlungsempfehlungen

20. Verlag

21. Preis

Document Control Sheet

1. ISBN or ISSN ---	2. type of document (e.g. report, publication) final report
3. title Ecological Analyses and Recommendations for the Integration of Fluctuating Renewable Energies by Convergent Usage of Electricity and Gas Grids (KonStGas)	
4. author(s) (family name, first name(s)) Merten, F.; Buddeke, M.; Eckstein, Sascha; Schaub, Philipp; Taubitz, Ansgar Dresen, Boris (Fh-UMSICHT);	5. end of project 30.09.2016
	6. publication date 31.03.2017
	7. form of publication final report
8. performing organization(s) (name, address) Wuppertal Institute for Climate, Environment, Energy Döppersberg 19 42103 Wuppertal	9. originator's report no. ---
	10. reference no. FKZ 0325576F (KonStGas)
	11. no. of pages 104
12. sponsoring agency (name, address) Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 53107 Bonn	13. no. of references 26 (+61 for metaanalyses)
	14. no. of tables 26
	15. no. of figures 11
16. supplementary notes ---	
17. presented at (title, place, date) Dr. Wolfgang Rolshofen und Stefanie Franken, PTJ für BMWi, Geschäftsbereich EEN 4, Jülich, 31.03.2017	

18. abstract

The large scale hydrogen generation via Power-to-Gas (PtG) based on renewable electricity is seen as a promising future seasonal storage solution, especially when integrated with the existing gas distribution and storage infrastructure. Many studies have already proven the technical viability of such system designs and highlight the importance for the German „Energiewende“. However, many of these studies are restricted to analyses of the electricity system, neglecting potential technical and economical benefits as well as restrictions that emerge from an integrated view on additional energy infrastructures such as gas grids.

In order to assess the advantages for the integration of renewable electricity, the joint project focuses on the analysis of multiple scenarios with a varying degree of integration between the gas and electricity grids.

The work package „Ecologic impact and recommendations, aims at the evaluation of the modelled scenario results with regard to the required land use of PtG-facilities and its potential ecological and social conflicts. Furthermore, recommendations have been derived from the general findings, addressing the technical realization, regulations, policy development as well as research demand in the field of Power-to-Gas.

Results

An overall number of three scenarios for the long-term development of the German energy system up to the year 2050 emerge from the joint project. Two of them account for a renewable share in the gross electricity generation of roughly 80% of which one considers the application of PtG (80%-RES-Scenario-w-PtG) and one does not (80%-RES-Scenario-w/o-PtG). The third, more ambitious scenario results in an increased renewable share of 100% (100%-RES-Scenario-w-PtG).

These scenarios also include the temporal resolved electricity demand of emerging „new“ sectors such as e-mobility and heat pumps. In comparison to the reference year 2014, the overall additional electricity demand in 2050 adds to 64 TWh. While the overall demand also increases due to electrification, the two „new“ sectors contribute to the higher demand with 40 TWh (e-mobility) and 14 TWh (heat pumps) respectively. Despite the assumed efforts in energy efficiency, the government target of saving 25% of the electricity demand by 2050 is missed in the scenarios.

Temporal resolved load curves for the electricity demand of electric vehicles and heat pumps are only occasionally measured and not publicly available with a valid data base. When these load curves are to be used as input data for energy system models, the only way is to generate synthetic time series. Although the time series, that have been created in context of the project, may be subject to high uncertainties, they represent a sufficient approximation of the demand characteristics and are consistent with the used scenario assumptions.

The identified PtG capacities that are primarily located with regard to existing bottlenecks in the electricity transmission grid, in order to reduce redispatch measures for renewable generation capacities, are subject to extensive approval procedures for both, construction planning law and immission protection law. Moreover, the final approval process is to a large extent dependent on the classification of such infrastructure projects in the energy law. Here some deficiencies in the legal definition of PtG-capacities have been identified that need to be overcome in order to enable a large-scale application.

The environmental impact of PtG is to a great extent dependent on the energy mix of the used electricity. As in the developed scenarios the PtG facilities are supplied solely by renewable electricity, no environmental reservations are seen with regard to the produced hydrogen. The major environmental impacts originate from the large spatial demand of PtG facilities that is caused by high security requirements (explosion protection and ventilation) combined with the large capacities of up to several GW_{el} per unit. The potential area consumption in the identified municipalities varies from 0.1% to 18% of the overall area. When 1% is seen as a critical value for usage competition, local conflicts can be expected for many of the identified locations.

The recommendations for Power-to-Gas and Power-to-X are based on both, external meta-analysis of existing studies and stakeholder publications as well as internal findings from the joint research project. The external inputs have been condensed to 38 key-recommendations that have been internally evaluated and ranked by 8 project partners via a questionnaire. On base of the internal works, the partners have identified an overall number of 17 recommendations that are clustered in the categories power sector (4), gas sector (3), Power-to-Gas (4) and research and development (6) respectively.

Conclusions

Since the beginning of the project, the goals for the German Energiewende have become more and more ambitious. In order to meet these higher requirements, future studies and projects should concentrate on scenarios with high renewable generations shares of at least 90% and more.

The development of valid and detailed load-curves for emerging demand sectors such as e-mobility and heat-pumps is an important step to consider regional and temporal effects especially when analysing the flexibility potential on local scale.

The contribution of the PtG technology to the overall climate protection goals depends on the generation mix of the utilised electricity. Thus, up to the achievement of the renewable expansion goals it is important that only renewable electricity is used in PtG-facilities and that potential subsidiary funding ensures this.

The extensive development of PtG capacities that aligns high shares of renewables may raise increasing conflicts with regard to land use. One focus of the technology development should thus lay on the exploitation of scaling effects in order to reduce the specific land use. In addition to that a clear approval process should be defined for PtG-Facilities as soon as possible to remove legal barriers and uncertainties.

Despite the relatively higher land use of a decentralised PtG infrastructure, its implementation seems beneficial in comparison to a central expansion strategy, mainly because of the large continuous areas needed in the centralised case.

On base of the identified recommendations a long-term roadmap for the implementation of PtG/ PtX technologies should be developed and continuously evaluated.

19. keywords

Gas Grid, Electricity Grid, Load Profiles, Power-to-Gas, Environment, Approval Right, Recommendations for Action

20. publisher

21. price
